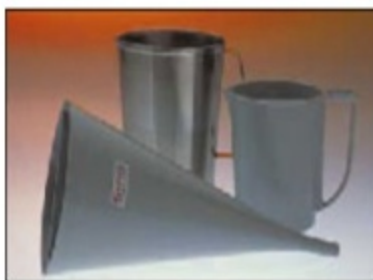




MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Procedimiento Estándar para las Pruebas
de Fluidos de Perforación



Instituto Americano del Petróleo.
Dallas, Texas.

Origen, Migración y Entrampamiento del Petróleo y Prospección Petrolera

EL ORIGEN DEL PETRÓLEO

Durante ciertas épocas geológicas caracterizadas por condiciones climáticas favorables, el petróleo se componía inicialmente de materias orgánicas provenientes de plantas y animales que crecían y se reproducían en abundancia. A medida que estos organismos pasaban por sus ciclos de crecimiento y extinción, la materia orgánica enterrada se descomponía lentamente, convirtiéndose en los combustibles fósiles que tenemos hoy en día: petróleo, gas, carbón y bitumen. El petróleo, gas y bitumen estaban diseminados en los sedimentos (generalmente lutitas ricas en arcilla). A lo largo de millones de años, estas lutitas cargadas de materias orgánicas expulsaron el petróleo y el gas que contenían, bajo la acción de las tremendas presiones que ejercían las sobrecapas. El petróleo y el gas migraron dentro de los estratos permeables sobreyacentes o subyacentes, y luego migraron nuevamente dentro de trampas que ahora llamamos yacimientos. Resulta interesante notar que la palabra “petróleo” se deriva del Latín *petra*, roca, y *oleum*, aceite, indicando que tiene su origen en las rocas que constituyen la corteza terrestre.

Estos antiguos hidrocarburos de petróleo son mezclas complejas y existen en una variedad de formas físicas - mezclas de gas, aceites que varían de ligeros a viscosos, semisólidos y sólidos. Los gases pueden hallarse por separado o mezclados con los aceites. El color de los líquidos (aceites) puede variar de claro a negro. Los hidrocarburos semisólidos son pegajosos y negros (breas). Las formas sólidas explotadas consisten generalmente en carbón, arena impregnada de brea o asfalto natural, tal como la gilsonita.

Como lo sugiere el nombre “hidrocarburo”, el petróleo se compone de átomos de carbono enlazados con átomos de hidrógeno; el carbono tiene cuatro enlaces y el hidrógeno tiene uno. El hidrocarburo más simple es el metano (CH_4). Los hidrocarburos más complejos tienen estructuras intrincadas, compuestas de múltiples *anillos* (cadenas cerradas) de carbono-hidrógeno, con cadenas laterales de carbono-hidrógeno. La estructura de los hidrocarburos más pesados suele contener

trazas de azufre, nitrógeno y otros elementos.

LA MIGRACIÓN Y EL ENTRAMPAMIENTO DEL PETRÓLEO

Rocas Sedimentarias. Es raro que se encuentre petróleo en cantidades comerciales dentro de la roca madre donde fue formado. Más bien se encontrará cerca de la roca madre, en la roca de la formación productiva. Normalmente se trata de “rocas sedimentarias” - cuerpos rocosos estratificados, formados en antiguos mares poco profundos por el limo y la arena de los ríos. La arenisca es el tipo más común de rocas sedimentarias. Entre los granos de arena que forman un cuerpo rocoso de arenisca, existe un espacio que originariamente estaba lleno de agua salada. Cuando los poros están interconectados, la roca es *permeable* y los fluidos pueden fluir a través del cuerpo rocoso bajo el efecto de la gravedad o de la presión. El agua salada que llenaba el espacio poral es parcialmente desplazada por el petróleo y el gas que fueron expulsados fuera de la roca madre hacia la arenisca. Una pequeña cantidad de agua permanece dentro del espacio poral, cubriendo los granos de arena. Ésta se llama *agua irreductible* del yacimiento. El petróleo y el gas pueden migrar a través de los poros, siempre que la gravedad o presión existente sea suficiente para desplazarlos, o hasta que se bloquee la trayectoria de flujo. A dicho bloqueo se le asigna el nombre de *trampa*.

Las rocas carbonáticas, las calizas (carbonato de calcio) y las dolomitas (carbonato de calcio-magnesio) son rocas sedimentarias y constituyen algunos de los yacimientos petrolíferos más comunes. Los yacimientos de carbonato se formaron a partir de antiguos arrecifes coralinos y montículos algáceos que se desarrollaron en antiguos mares poco profundos. Las rocas madres ricas en materias orgánicas también estaban ubicadas en las proximidades para suministrar petróleo y gas a estas rocas productivas. La mayoría de los estratos de caliza no tienen una matriz que les proporcione una permeabilidad suficiente para permitir la migración del petróleo y

**...la palabra
“petróleo” se
deriva del
Latín
“petra”, roca,
y “oleum”,
aceite...**

...el petróleo y el gas se acumulan en trampas...

Trampas Estructurales

del gas a través de estos estratos. Sin embargo, muchos yacimientos de caliza contienen sistemas de fracturas y/o fisuras interconectadas (cavidades formadas cuando el agua ácida disolvió parte del carbonato). Estas fracturas y fisuras, creadas después de la deposición, proporcionan la porosidad y la permeabilidad que son imprescindibles para permitir la migración y el entrapamiento del petróleo. Otra roca carbonática, la dolomita, presenta la permeabilidad de la matriz que permite la migración y el entrapamiento del fluido. Las dolomitas también pueden tener una porosidad de fractura y secundaria, lo cual hace que las estructuras de dolomita constituyan muy buenos candidatos para depósitos de petróleo.

Domos salinos. Una porción importante de la producción de petróleo y gas se relaciona con los domos de sal que están principalmente clasificados como intrusiones salinas de *tipo penetrante* y que suelen ser fungiformes. Los domos penetrantes fueron formados por el movimiento plástico de la sal que ascendía a través de sedimentos más densos, bajo la acción de las fuerzas de flotación causadas

por la diferencia de densidad. Los estratos colindantes (arena, lutita y carbonato) fueron deformados por esta intrusión ascendente de sal, formando trampas estratigráficas y estructurales (ver la Figura 2c). Estas trampas se formaron alrededor de los flancos y por debajo de la protuberancia de los domos salinos en las capas de arenisca falladas y plegadas por el movimiento de la sal. Siendo impermeable al petróleo y al gas, la sal forma una excelente barrera para la acumulación de hidrocarburos.

Estratos de sal. En los últimos años, se han descubierto importantes yacimientos de petróleo y gas por debajo de estratos horizontales de sal. Hasta hace poco, lo que existía por debajo de estos estratos extruidos de sal, llamados capas intrusivas, mantos y lentes de sal, constituía un misterio. Estos estratos no podían ser explorados de manera económica mediante la perforación, y la interpretación sísmica a través de la sal plástica no era confiable. Hoy en día, las formaciones “subsalinarias” pueden ser evaluadas mediante el análisis moderno de datos sísmicos tridimensionales para identificar los yacimientos potenciales. Una vez localizadas las formaciones probables, se perforan pozos a través del estrato de sal para determinar si existe algún depósito de petróleo y gas.

Trampas. El petróleo, el gas y el agua migran lentamente a través de las rocas permeables, empujados por las fuerzas naturales producidas por los gradientes de gravedad (flotabilidad) y de presión. Cuando se encuentran con una barrera impermeable, estas sustancias no pueden ir más lejos, resultando en la acumulación del petróleo y del gas. En general, a esta barrera se le asigna el nombre de *trampa*. Las diferentes densidades hacen subir la fase gaseosa, mientras que el agua se deposita en el punto más bajo y el petróleo permanece en el medio. Las trampas se categorizan como trampas *estructurales* o *estratigráficas*.

Las trampas estructurales resultan de una deformación local tal como el plegamiento y/o fallamiento de los estratos rocosos. Los ejemplos de barreras estructurales incluyen las trampas anticlinales, las trampas por falla y las trampas relacionadas con domos salinos (ver las Figuras 1a, 1b y 2c).

Las trampas estratigráficas son formadas por procesos geológicos distintos de la deformación estructural, y están relacionadas con las variaciones en las

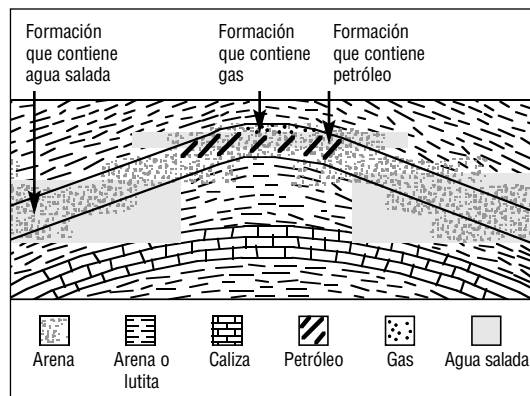


Figura 1a: Trampa anticlinal..

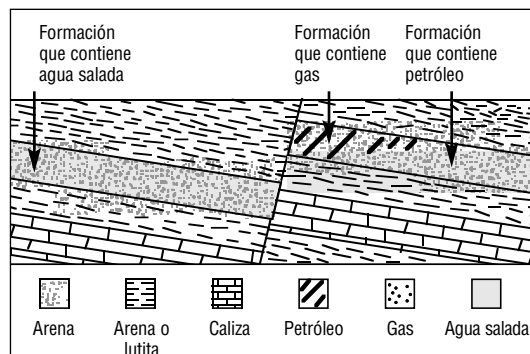


Figura 1b: Trampa por falla.

Trampas Estratigráficas

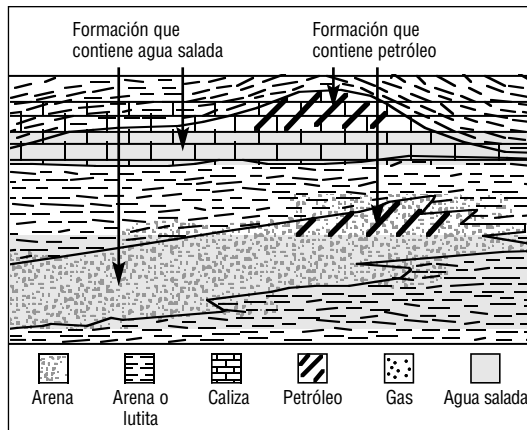


Figura 2a: Trampa estratigráfica. Arrecife orgánico empotrado en lutita y arena acuífada

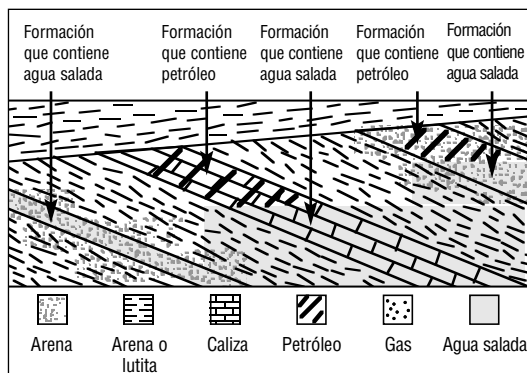


Figura 2b. Trampa por discordancia

propiedades de las rocas (litología). Un ejemplo sería los restos de un antiguo arrecife coralino de caliza o dolomita enterrado por debajo de sedimentos impermeables. Un antiguo lecho lleno de arena que ha sido llenado de limo con arcilla constituye otro tipo de trampa estratigráfica. Los estratos sedimentarios pueden variar lateralmente en litología o desaparecer gradualmente y reaparecer en otro lugar como otro tipo de roca. Estos cambios pueden producir una reducción lateral de la porosidad y permeabilidad, creando una trampa (ver la Figura 2a). Otro tipo de trampa estratigráfica es la discordancia. Las discordancias ocurren cuando una sucesión de estratos rocosos, incluyendo el futuro yacimiento de petróleo, han sido levantados, inclinados, desgastados y son subsiguientemente recubiertos por sedimentos que forman una barrera impermeable. Una discordancia representa una interrupción en la escala geológica de tiempo (ver la Figura 2b).

...determinar la probabilidad de que haya petróleo y gas en la región de entrapamiento...

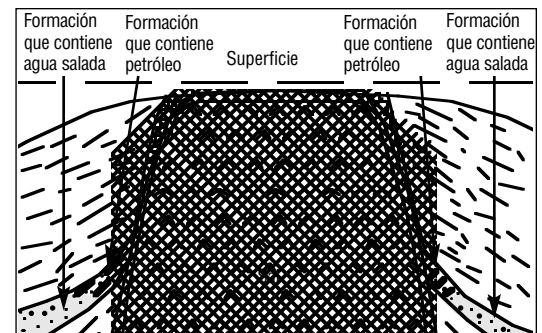
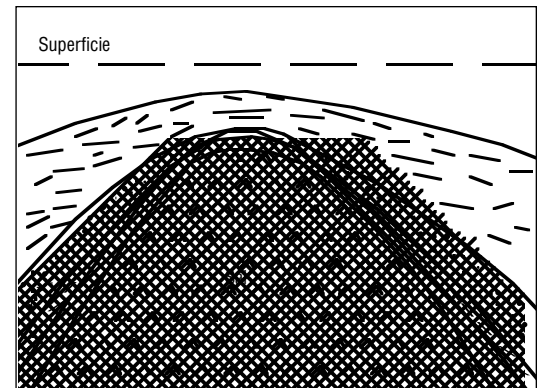
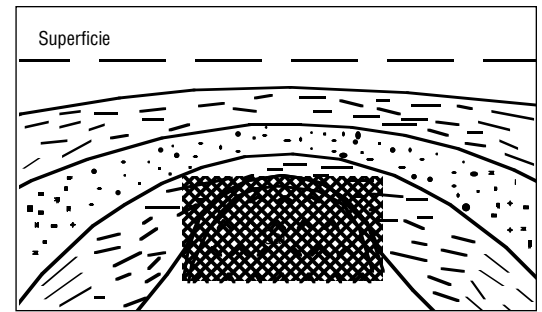


Figura 2c: Desarrollo de estructura salina típica (de *Geology of Petroleum*, A. I. Levorson).

PROSPECCIÓN PETROLERA

Localización del petróleo: Una cosa es saber que existen trampas de petróleo y otra muy distinta localizar con exactitud las trampas que están ubicadas muy por debajo de la superficie terrestre. Luego, determinar la probabilidad de que haya petróleo y gas en la región de entrapamiento constituye otro problema más. Se han usado muchos métodos para localizar las trampas de petróleo, pero los más importantes son los levantamientos aéreos, la exploración geológica, la exploración geofísica (sísmica) y la perforación exploratoria.

Levantamientos aéreos y por satélite. Los levantamientos realizados desde

...exploración sísmica, según la cual las ondas de choque...

grandes altitudes proporcionan una perspectiva general del área geográfica estudiada. Las principales estructuras superficiales como los anticlinales y las regiones falladas pueden ser observadas claramente con estos métodos. Esta información ayuda a localizar las áreas que merecen una investigación más detallada. Durante los primeros años de la prospección petrolera, la visualización desde una aeronave y el levantamiento de mapas de los patrones de drenaje de ríos y arroyos constituían métodos eficaces de levantamiento. Los levantamientos aéreos y por satélite modernos son más complejos, permitiendo la evaluación de numerosas características, incluyendo las anomalías térmicas, las variaciones de densidad, la composición mineral, la filtración de petróleo y muchas otras.

Exploración geológica superficial. La observación de los afloramientos de rocas (donde los estratos subterráneos llegan a la superficie), trincheras y paredes de cañones por geólogos capacitados permite identificar la litología y evaluar las posibilidades de rocas petrolíferas, estratos de calidad productiva y mecanismos de entrapamiento en el área que se está estudiando. Por ejemplo, se ha aprendido mucho sobre los antiguos depósitos a partir del estudio de los deltas de ríos modernos. Los mapas geológicos detallados que fueron preparados a partir de estas observaciones muestran la

posición y la forma de las estructuras geológicas y proporcionan descripciones de las características físicas y de los fósiles contenidos en los estratos.

Exploración geofísica. Mediante el uso de equipos sensibles y la aplicación de técnicas analíticas, los geofísicos adquieren muchos conocimientos sobre el subsuelo. La más importante de estas técnicas es la exploración sísmica, según la cual las ondas de choque generadas en la superficie y dirigidas hacia abajo se reflejan en los estratos subyacentes y regresan a la superficie como ecos de dichos estratos. Como las rocas de diferentes densidades y dureza reflejan las ondas de choque a diferentes velocidades, el sismólogo puede determinar la profundidad, el espesor y el tipo de roca, registrando con exactitud las variaciones en el tiempo que las ondas tardan en regresar a la superficie. La sísmica tridimensional moderna ha mejorado el porcentaje de éxito del proceso de exploración, especialmente en las áreas recubiertas de sal descritas anteriormente. Las mejoras constantes de las mediciones sísmicas y de los métodos matemáticos (algoritmos) usados para interpretar las señales, ahora pueden proporcionar una “perspectiva” más clara de las formaciones subterráneas. Otros métodos geofísicos usan variaciones de la gravedad y de las propiedades magnéticas de la tierra para detectar las características generales de las formaciones subterráneas.

Perforación en Busca de Petróleo

MÉTODOS DE PERFORACIÓN

Una vez que se ha determinado que existe probablemente un yacimiento petrolífero, la única manera de averiguarlo es perforando. La perforación en busca de recursos naturales no es un concepto nuevo. En el año 1100 dC ya se perforaban pozos de salmuera en China con profundidades de hasta 3.500 pies, usando métodos similares a la perforación por percusión.

Perforación por percusión. Éste es el método que usaron los primeros exploradores de petróleo (“wildcatters”) en el siglo XIX y a principios del siglo XX, y aún se usa hoy para algunos pozos someros. El método emplea una tubería de perforación pesada de acero con una barrena en la parte inferior, suspendida de un cable. El método consiste en levantar y

soltar la herramienta repetidamente. La masa metálica que cae sobre la barrena proporciona la energía requerida para romper la roca, abriendo un agujero a través de ésta. El agujero permanece vacío, excepto una pequeña cantidad de agua en el fondo. Después de perforar unos cuantos pies, se sube la tubería de perforación (con su barrena) y se retira los recortes con un achicador (un tubo abierto con una válvula en el fondo). El método de perforación por percusión es simple, pero sólo es eficaz en los pozos someros. El avance de la obra es muy lento debido a la ineficiencia de la barrena y a la necesidad de retirar las herramientas con frecuencia para extraer los recortes.

Perforación rotatoria. Los equipos de perforación rotatoria se usan para distintos propósitos - perforación de pozos de

*Componentes del
Equipo de Perforación*

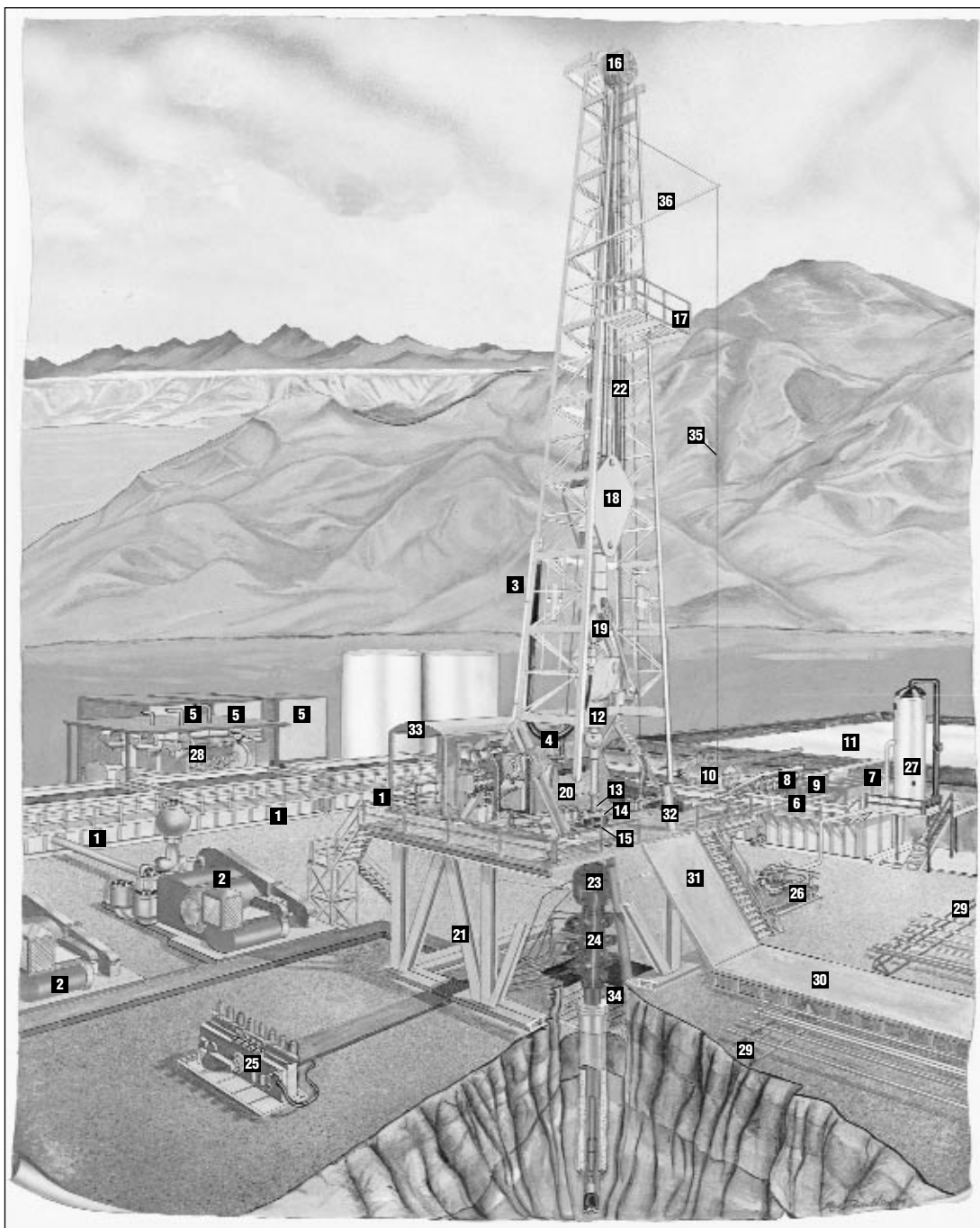


Figura 3: Perspectiva esquemática de un equipo de perforación rotatoria (según Petex).

Sistema de Circulación

1. Tanques de lodo
2. Bombas de lodo
3. Tubo vertical
4. Manguera de perforación
5. Almacenamiento de lodo a granel
6. Línea de retorno de lodo
7. Zaranda
8. Deslimador
9. Desarenador
10. Desgasificador
11. Tanques de reserva

Equipo Rotatorio

12. Unión giratoria
13. Kelly
14. Buje de junta kelly
15. Mesa rotatoria

Sistema de Levantamiento

16. Bloque de corona
17. Plataforma del torrero
18. Bloque viajero
19. Gancho
20. Malacate
21. Subestructura
22. Cable de perforación

Equipo de Control de Pozo

23. Preventor anular
24. Preventores de reventones de ariete
25. Unidad de acumulación
26. Múltiple de estrangulamiento
27. Separador de lodo-gas

Sistema de Energía

28. Generadores

Tuberías y Equipo de Manejo de Tuberías

29. Tarimas para tuberías
30. Planchada
31. Puerta central
32. Ratonera

Varios

33. Caseta
34. Sótano
35. Cable de levantamiento
36. Poste grúa

***...enfriar y
lubricar
continuamente
la barrena y
retirar los
recortes del
agujero...***

petróleo, gas, agua, geotérmicos y de almacenamiento de petróleo; extracción de núcleos para análisis de minerales; y proyectos de minería y construcción. Sin embargo, la aplicación más importante es la perforación de pozos de petróleo y gas. Según el método rotatorio (introducido en la industria de perforación de pozos de petróleo y gas alrededor de 1900), la barrena queda suspendida de la extremidad de una columna de perforación tubular (tubería de perforación) sostenida por un sistema de cable/bloques que, a su vez, está sostenido por una torre de perforación (ver la Figura 3). La perforación ocurre cuando se hace girar la columna de perforación y la barrena, mientras que los lastrabarrenas y la barrena imponen peso sobre la roca.

Para enfriar y lubricar continuamente la barrena y retirar los recortes del agujero, se bombea un fluido de perforación (lodo) dentro de la columna de perforación. Al alcanzar la barrena, este lodo pasa a través de las toberas de la barrena, choca contra el fondo del agujero y luego sube en el espacio anular (el espacio entre la columna de perforación y la pared del pozo), acarreando los recortes que están suspendidos en él. En la superficie, se filtra el lodo con zarandas y otros dispositivos que eliminan los recortes, y luego se bombea de nuevo dentro del pozo. La circulación del lodo de perforación le proporciona a la perforación rotatoria la eficacia que no se podía conseguir con la perforación por percusión - la capacidad de retirar los recortes del pozo sin sacar la tubería a la superficie.

Los equipos usados en la perforación rotatoria están ilustrados en la Figura 3.

BARRENAS

Para describir los equipos de perforación rotatoria, conviene empezar por la parte donde se desarrolla la acción - es decir la barrena. Al girar bajo el peso de la columna de perforación, la barrena rompe o raspa la roca que está por debajo. Las primeras barrenas rotatorias eran "barrenas de arrastre" porque raspaban la roca. Como se parecían a la cola de un pez, recibieron el nombre de "barrenas cola de pescado". Estas barrenas eran eficaces para perforar formaciones blandas, pero sus aletas se desgastaban rápidamente en rocas duras. Por lo tanto se necesitaba una mejor barrena rotatoria, y a principios de 1900 se introdujo la barrena de rodillos.

Barrenas de rodillos (para rocas). Una barrena de rodillos - también llamada *barrena para rocas* - tiene dos o tres fresas

cónicas que ruedan a medida que se hace girar la barrena. La superficie del rodillo cónico tiene dientes que entran en contacto con la mayor parte del fondo del agujero a medida que los conos ruedan sobre la superficie (ver la Figura 4a). Estas barrenas perforan fracturando las rocas duras y ranurando las rocas más blandas. También se produce una acción de raspado, porque los ejes de los conos están descentrados en relación con el eje de rotación. El peso sobre la barrena, la velocidad de rotación, la dureza de la roca, la presión diferencial, y la velocidad y viscosidad del fluido de perforación afectan la velocidad de penetración de las barrenas. Las toberas contenidas dentro del cuerpo de la barrena aumentan la velocidad del lodo, produciendo un chorro cuando el lodo sale de la barrena. Esto contribuye a una perforación más rápida.

Las barrenas para rocas se clasifican según los tipos de cojinetes y dientes que tienen. Los tipos de cojinetes incluyen (1) cojinetes de rodillos no sellados, (2) cojinetes de rodillos sellados y (3) cojinetes lisos. Cuando se hace referencia a las barrenas en base a los tipos de dientes que tienen, se usan los siguientes términos: (1) *dientes de inserto* y (2) *barrenas de carburo de tungsteno* (TCI - Tungsten Carbide Insert). El diseño del cojinete es importante para la vida útil de una barrena; los cojinetes sellados y los cojinetes lisos proporcionan una vida útil más larga que los cojinetes no sellados, pero son más costosos. Los dientes de una barrena para rocas - su forma, tamaño, número y colocación - son importantes para asegurar la eficacia de la perforación en diferentes formaciones. Las barrenas de dientes fresados tienen dientes que son maquinados a partir del mismo lingote metálico que el cono (ver la Figura 4c). En algunos casos, los dientes son revestidos con metal duro para aumentar la vida útil. Este tipo está diseñado para formaciones suaves a medianamente duras donde los dientes largos pueden ranurar la roca. Los dientes de las barrenas de dientes de insertos son en realidad espárragos de carburo de tungsteno insertados en agujeros perforados dentro de los conos (ver la Figura 4a). Las barrenas TCI perforan generando una acción de trituración para formaciones más duras y más abrasivas. Algunas barrenas de dientes de insertos son mejoradas con insertos especiales caracterizados por la aplicación de una capa de diamante policristalino

sobre el carburo de tungsteno. Esto les proporciona una vida útil aún más larga que el carburo de tungsteno solo.

Barrenas de diamante y PDC. Las barrenas de cortadores fijos con superficies cortantes de diamante son usadas para la perforación de formaciones medianamente duras a duras, cuando se requiere una vida útil extra larga de la barrena, o para operaciones especiales de extracción de núcleos. Las barrenas de cortadores fijos de una pieza usan

fragmentos de diamante natural o pastillas de diamante sintético como cortadores. Las barrenas de diamante natural usan diamantes naturales de calidad industrial dispuestos en una matriz de acero, de la manera indicada en la barrena sacanúcleos de diamantes naturales de la Figura 4d. Durante la rotación, los diamantes naturales expuestos raspan y trituran el pozo. Los cortadores de diamantes sintéticos, llamados *Cortadores de Diamantes Policristalinos (PDC)*, están

Tipos de Barrenas



Figura 4a: Barrena para rocas (tipo TCI).



Figura 4b: Barrena de PDC (cortadores de diamante policristalino).



Las barrenas de PDC son muy durables y eficaces...

configurados de manera que los cortadores rompan por esfuerzo cortante la roca que está por debajo de la barrena, produciendo recortes de gran tamaño y grandes velocidades de penetración (ver la Figura 4b). Las barrenas de PDC tienen gran demanda para perforar en muchos tipos de rocas, pero especialmente en largas secciones de formaciones medianamente duras a duras. Las barrenas de PDC son muy durables y eficaces, ofreciendo mayores velocidades de penetración y una larga vida útil. Se fabrican barrenas de PDC de distintos diseños para optimizar la perforación en formaciones particulares. Típicamente, las barrenas de PDC perforan con mayor rapidez en las lutitas que en las areniscas, y se usan con mayor frecuencia para perforar largas secciones de lutita. Ambos tipos de barrenas de diamante funcionan de una manera similar a las antiguas barrenas de arrastre “cola de pescado”, porque perforan raspando la roca.

LA COLUMNA DE PERFORACIÓN

Comenzando en el fondo, una columna de perforación básica para la perforación rotatoria consta de (1) la barrena, (2) portamechas y Conjuntos de Fondo (BHA

- Bottom-Hole Assembly), y (3) tuberías de perforación (ver la Figura 5).

El Conjunto de Fondo está ubicado justo encima de la barrena y se compone de portamechas combinados con uno o varios estabilizadores de aletas (para mantener el Conjunto de Fondo y la barrena concéntricos), posiblemente un ensanchador (para evitar el ahusamiento del pozo a medida que el diámetro de la barrena se desgasta) y otras herramientas. Las herramientas de MWD (medición al perforar) y los motores de fondo están generalmente ubicados en la parte inferior del Conjunto de Fondo, justo encima de la barrena. A veces se coloca un juego de “martillos” cerca de la parte superior del Conjunto de Fondo. Los martillos pueden soltar la tubería atascada generando una acción de martilleo cuando son activados por un fuerte esfuerzo de tracción.

Los portamechas son tubos pesados de pared gruesa que se usan en el Conjunto de Fondo para proporcionar peso a la barrena. En general, uno de los portamechas es de metal no magnético, de manera que se pueda usar una herramienta de compás magnético (herramienta de levantamiento) para determinar la inclinación del Conjunto de Fondo inferior y de la barrena sin sufrir las interferencias producidas por los metales magnéticos.

Cada tramo de tubería de perforación tiene una longitud de aproximadamente 30 pies, con una conexión hembra soldada en un extremo y una conexión macho en el otro extremo. Estos acoplamientos roscados (junta de tubería de perforación) deben ser fuertes, fiables, resistentes y seguros. Deben ser fáciles de enroscar (conectar) y desenroscar (desconectar). Los diámetros exteriores de las tuberías de perforación están comprendidos entre 2 3/8 y 6 5/8 pulgadas.

La columna de perforación hueca proporciona un medio para la circulación continua y para bombear el lodo de perforación a gran presión a través de las toberas de la barrena, produciendo un chorro de fluido. El chorro de lodo despeja el área debajo de la barrena de recortes, ofreciendo una nueva superficie de roca a los cortadores, e inicia el retorno de los recortes de perforación hacia la superficie. Esta transmisión de potencia hidráulica de las bombas de lodo a la barrena constituye una función muy importante del lodo.

Perforación con tubería flexible. Este método emplea una columna continua de



Cualquiera que sea el tipo de barrena, será necesario hacerla girar...

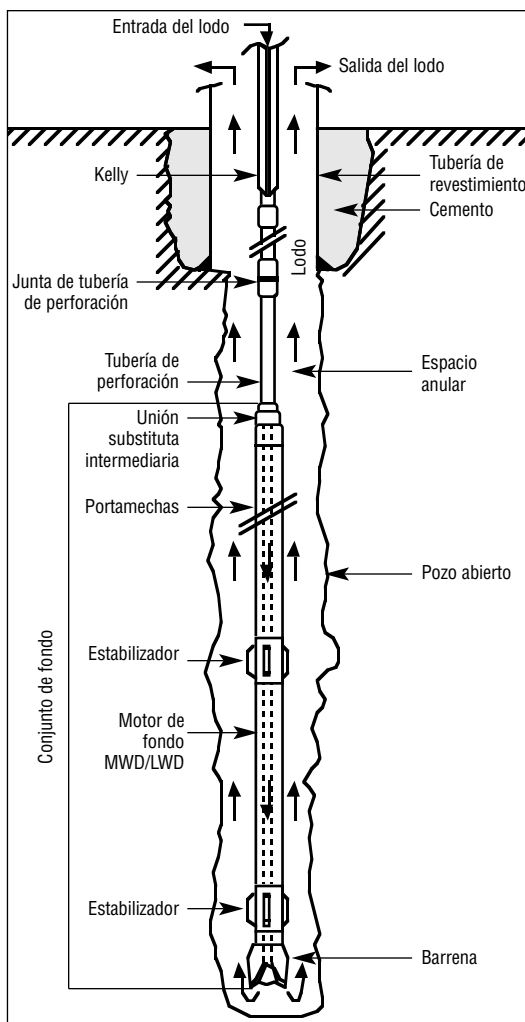


Figura 5: Componentes de la columna de perforación.

tubería flexible y un equipo de perforación especializado para perforación con tubería flexible. En vez de perforar con diferentes juntas de tubería de perforación tradicional rígida de gran diámetro, la columna de perforación consta de una tubería flexible de diámetro más pequeño. A diferencia de la tubería de perforación que se debe enroscar para formar la columna de perforación y que debe ser desconectada en haces de tubería en pie, colocados en la torre de perforación durante las maniobras (ascenso y descenso de la tubería), la tubería viene enrollada en un carrete que se desenrolla a medida que la perforación va avanzando, y luego se vuelve a enrollar en su carrete durante las maniobras. El método de tubería flexible facilita considerablemente el descenso y la recuperación del conjunto de perforación.

Tradicionalmente, los equipos de perforación con tubería flexible se usaban en operaciones de rehabilitación y completación donde la movilidad y los

tamaños compactos eran importantes. Tras el desarrollo de motores de fondo en el fondo del pozo, los cuales no requieren el uso de una columna de perforación rotatoria para hacer girar la barrena, las unidades de tubería flexible ahora están funcionando como verdaderos equipos de perforación.

ROTACIÓN DE LA BARRENA

Cualquiera que sea el tipo de barrena, será necesario hacerla girar para perforar la roca. Se usan tres métodos para hacer girar la barrena en el fondo del pozo

1. La mesa rotatoria y el kelly hacen girar la columna de perforación y la barrena.
2. Un motor de rotaria viajera ("top-drive") hace girar la columna de perforación y la barrena.
3. Sólo se hace girar la barrena con un motor hidráulico de lodo en la columna de perforación. (La columna de perforación puede permanecer estática o girar mientras se usa un motor de fondo, de la manera deseada.)

Mesa rotatoria y kelly. Una mesa rotatoria es una placa giratoria accionada por engranajes y cadenas, montada en el piso del equipo de perforación, que tiene una gran abertura central para la barrena y la columna de perforación. El buje de junta kelly de la mesa rotatoria es un gran "donut" metálico con un agujero cuadrilateral, hexagonal u octogonal en su centro. Este buje puede aceptar una tubería especial cuadrilateral, hexagonal u octogonal, llamada kelly. El buje de junta kelly en la mesa rotatoria hace girar el kelly, cuya longitud es de aproximadamente 40 pies, de la misma manera que se hace girar una tuerca hexagonal con una llave. El kelly puede deslizarse libremente hacia arriba y hacia abajo en el buje de junta kelly, de manera que pueda ser levantado mientras que se conecta un tramo de tubería de perforación de 30 pies (la junta más alta de la columna de perforación) en su parte inferior. Luego se baja la tubería de perforación dentro del pozo, hasta que la barrena haga contacto con el fondo, y se puede hacer girar el kelly. El perforador pone en marcha la mesa rotatoria, y a medida que la barrena va perforando, el kelly también se desliza hacia abajo. Cuando el extremo superior del kelly alcanza el nivel del buje (al nivel del piso del equipo), el kelly es desconectado de la tubería de perforación y levantado mientras que se añade otro tramo, después de lo cual se repite el proceso de perforación. De manera que el lodo de perforación pueda entrar en la columna de perforación, se conecta una manguera de perforación y una unión giratoria en la parte

Las mayores velocidades rotacionales (RPM) de la barrena producen mejores Velocidades de Penetración (ROP)...

superior del kelly, para abastecer el lodo a partir de las bombas de lodo. La unión giratoria es un dispositivo hueco que recibe el lodo del tubo vertical y de la manguera de perforación, transmitiéndolo a través de un sello rotatorio al kelly y dentro de la columna de perforación. Un inconveniente de la configuración del kelly/mesa rotatoria es el hecho que mientras se está sacando la tubería con el kelly desconectado, no se puede bombear ningún lodo y la rotación de la tubería es mínima.

Rotaria viajera. Una unidad de rotaria viajera presenta considerables ventajas sobre una unidad de mando por kelly/rotatorio. La unidad de rotaria viajera hace girar la columna de perforación con un gran motor hidráulico montado sobre un mecanismo corredizo en la parte superior de la torre de perforación. En vez de perforar con un tramo de 30 pies antes de hacer una conexión, las rotarias viajeras usan “triples” de tubería de perforación de 3 juntas (90 pies) y reducen considerablemente el número de conexiones requeridas, así como el tiempo necesario para realizar una maniobra. Una de las ventajas claves - el perforador puede hacer girar la tubería, subiendo y bajando sobre una distancia de 90 pies dentro del agujero, y hacer circular el lodo simultáneamente. Esto permite ensanchar rápida y fácilmente largos y estrechos tramos del agujero sin atascar la tubería. Debido a estas ventajas, se están instalando unidades de rotaria viajera en la mayoría de los equipos de perforación profunda y de las plataformas de perforación costafuera.

Motor de fondo. Mientras que los dos primeros métodos de rotación suponen la rotación de la tubería de perforación para hacer girar la barrena, este método es diferente. En este caso, se monta un motor hidráulico (motor de fondo accionado por turbina o de desplazamiento positivo) en el Conjunto de Fondo, cerca de la barrena. Durante la perforación, la energía hidráulica producida por el paso del lodo a través del motor hace girar la barrena. Esto se logra mediante el uso de múltiples elementos de rotor/estator dentro del motor, los cuales hacen girar un eje al cual se ha conectado la barrena. Esto ofrece varias ventajas. Los motores de fondo pueden lograr velocidades rotacionales de la barrena mucho más grandes que las que se pueden lograr haciendo girar toda la columna de perforación. Se requiere menos energía para hacer girar solamente la barrena. El pozo y la tubería de

revestimiento permanecen en mejores condiciones, así como la columna de perforación, cuando sólo se hace girar la barrena (y no la tubería). Las mayores velocidades rotacionales (RPM) de la barrena producen mejores Velocidades de Penetración (ROP) y reducen los problemas generados por las vibraciones. Los motores de fondo son de uso extendido en la perforación direccional donde es crítico mantener la posición de la herramienta de orientación en la dirección deseada.



MEDICIÓN AL PERFORAR (MWD) Y REGISTRO AL PERFORAR (LWD)

“En el pasado”, cuando un perforador quería verificar el ángulo de un pozo direccional o registrar el pozo para obtener cierta información sobre el fondo del pozo o la formación, sólo le quedaba una opción. Tenía que interrumpir la perforación e introducir instrumentos especiales de medición o registro dentro del pozo; a veces esto suponía retirar toda la columna de perforación antes de poder realizar la medición.

Hoy en día contamos con instrumentos electrónicos complejos que pueden ejecutar las funciones de Medición al Perforar

(MWD) y Registro al Perforar (LWD) mientras que el proceso de perforación sigue sin interrupciones. Las mediciones ejecutadas por estos instrumentos son varias, y aunque sean importantes para el perforador, existe otro factor que es aún más importante para los ingenieros de lodo. Se trata del hecho que los instrumentos de MWD y LWD transmiten sus resultados a la superficie generando ondas pulsatorias en la columna de lodo de perforación ubicada dentro de la columna de perforación. Por ese motivo, las condiciones del lodo (densidad, viscosidad, arrastre de gas, etc.) serán especialmente importantes en los equipos de perforación que están usando instrumentos de MWD y LWD.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO DE LA TORRE DE PERFORACIÓN

Los equipos de perforación deben tener mucha potencia para levantar y suspender el peso de largas columnas de perforación y tuberías de revestimiento. Este sistema de levantamiento debe tener suficiente capacidad para superar cualquier resistencia causada por tramos estrechos dentro del agujero y “sacudir” o tirar de la tubería atascada. Aunque el peso del equipo esté suspendido de lo alto de la torre de perforación, la potencia de levantamiento proviene de la máquina o del motor que acciona el malacate. El malacate controla un carrete de cable de alambre que pasa por un sistema de bloques para reducir los esfuerzos mecánicos.

He aquí una perspectiva general. Un bloque estacionario (bloque de corona) está montado en la parte superior de la torre de perforación y un bloque móvil (bloque viajero) está suspendido de un cable, también llamado *cable de alambre*. Un extremo de este cable de alambre, el *cable del tambor*, está enrollado alrededor del tambor del malacate y luego pasa varias veces entre las ranuras del bloque de corona y las ranuras del bloque viajero. El extremo muerto del cable de alambre, el cable muerto, está sujeto a la base de la torre de perforación. Este polipasto de múltiples bloques le proporciona una gran ventaja mecánica al sistema de levantamiento.

La parte inferior del bloque viajero tiene un gancho de gran tamaño. Durante la perforación, una unión giratoria queda suspendida del gancho por un achique. La unión giratoria proporciona un sello rotatorio estanco a la presión, de manera

que el lodo pueda fluir bajo presión dentro del kelly y de la columna de perforación. El gancho también suspende la columna de perforación girada por el kelly.

Malacates y tenazas. Durante las maniobras, se pone a un lado la unión giratoria (con el kelly conectado). Dispositivos llamados *elevadores* cuelgan del gancho para levantar la columna de perforación fuera del agujero. Cuando se efectúa una maniobra, haces de tubería en pie de tres juntas (triples) (aproximadamente 90 pies de tubería de perforación) son retirados del pozo. Mientras que se desenrosca y se vuelve a colocar un haz de tubería en pie en la torre de perforación, el resto del peso de la columna de perforación es sostenido a partir de la mesa rotatoria por cuñas que agarran la tubería por debajo de la junta de tubería de perforación. Las juntas de tubería de perforación son apretadas o desapretadas usando tenazas para tuberías (llaves de tubos de gran tamaño). Se usa una cadena enroscadora para enroscar y desenroscar las juntas rápidamente. El torno mecánico es el dispositivo que tira de la cadena enroscadora y de las tenazas para tuberías. El torno de fricción, alrededor del cual se ha enrollado un cable, permite que la cuadrilla del equipo de perforación ejecute varias tareas, tales como las operaciones de tracción y levantamiento de pequeñas cargas. El torno de fricción y el torno mecánico son accionados por el eje del cabrestante auxiliar.

El malacate contiene un guinche de tambor de gran tamaño que se usa para enrollar y tirar del cable de alambre (cable de perforación), de la manera indicada anteriormente. El tambor está provisto del freno principal que tiene la capacidad de parar rápidamente y sostener el peso de la columna de perforación. Cuando se bajan cargas pesadas, el freno principal es respaldado por un freno hidráulico o eléctrico auxiliar llamado *retardador* (hidromático), para absorber la gran cantidad de energía desarrollada por la masa constituida por el bloque viajero, el conjunto de gancho y la columna de perforación.

Consola del perforador. La consola de mandos del perforador está ubicada al lado del malacate. A partir de esta posición estratégica, el perforador controla el freno, los tornos auxiliares, la mesa rotatoria (o rotaria viajera), la velocidad a la cual se sube o se baja la columna de perforación, la velocidad de la bomba de lodo y otras funciones importantes.

**...el
perforador
controla el
freno, los
aparatos
auxiliares...**

**Después, el
lodo viaja a
través de la
columna de
perforación
hasta
alcanzar la
barrena.**

CIRCULACIÓN DEL LODO Y ELIMINACIÓN DE SÓLIDOS

En lo que se refiere a la descripción de un sistema de circulación de lodo, resulta lógico comenzar con las bombas de lodo (ver la Figura 6). Estas bombas y los motores que las accionan representan el “corazón” del sistema de lodo, de la misma manera que el lodo en circulación constituye el alma de la operación de perforación. Las bombas de lodo son bombas de desplazamiento positivo, algunas de las cuales producen hasta 5.000 psi (libras por pulgada cuadrada). Estas bombas son accionadas por motores diesel o eléctricos. Para producir la presión y el caudal requeridos para un conjunto específico de condiciones de perforación, será necesario seleccionar los tamaños correctos de émbolo y camisa para las bombas, y especificar los tamaños apropiados de tobera para la barrena. Este proceso se llama *optimización de la hidráulica* y constituye un factor clave en la perforación eficaz.

Después de salir de la bomba de lodo a alta presión, el fluido de perforación sube por el *tubo vertical*, un largo tubo vertical atado al pie de la torre de perforación, pasa a través de la manguera del kelly (manguera

de perforación) (cuello de cisne) y luego fluye hacia abajo dentro del kelly. Después, el lodo viaja a través de la columna de perforación hasta alcanzar la barrena. En general, una barrena tiene dos o más toberas (chorros) que aceleran el lodo para obtener un chorro de gran velocidad. Este chorro de lodo de gran velocidad lava el fondo del pozo para mantener limpios los cortadores de la barrena y proporcionar una nueva superficie de roca a la barrena. A partir del fondo del pozo, el lodo sube por el espacio anular que existe entre la columna de perforación y el pozo, transportando los recortes generados por la barrena.

El lodo y su carga de recortes fluyen fuera del “niple de campana”, pasando a través de una tubería inclinada de gran diámetro (línea de flujo) hasta llegar sobre una o varias mallas vibratorias de tela metálica montadas sobre la *zaranda*. Este concepto consiste en hacer caer el lodo a través de las mallas, separando la mayoría de los recortes (de tamaño más grande que la apertura de la tela metálica de la malla) del sistema de circulación. Después de pasar a través de la malla, el lodo cae dentro de un tanque de asentamiento. Éstos son tanques metálicos

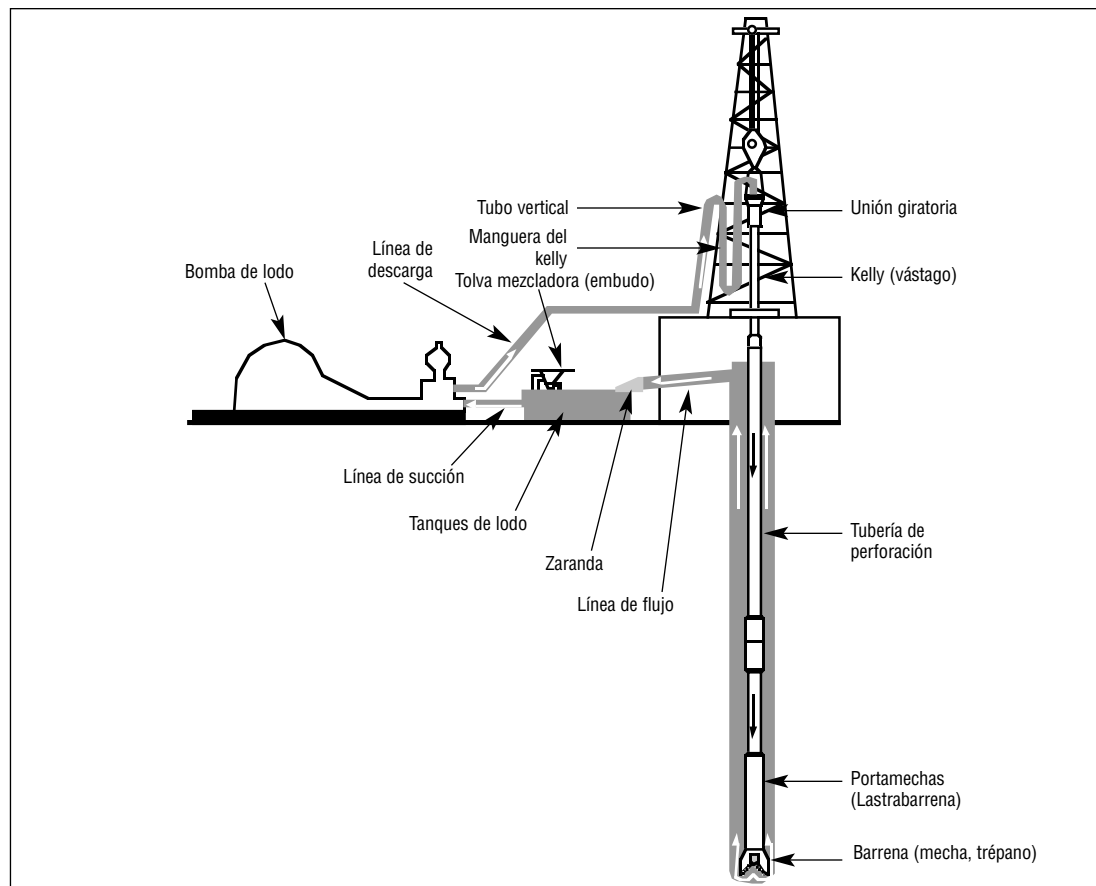


Figura 6: Sistema de circulación de lodo.

rectangulares de gran tamaño, conectados por tuberías o canales. El tanque de asentamiento (trampa de arena) no es agitado, de manera que los sólidos residuales de gran tamaño puedan sedimentarse por separado del lodo. A partir del tanque de asentamiento, el lodo pasa dentro de fosos de lodo agitados, ubicados corriente abajo, donde se separa el gas, la arena y el limo. Después de eso, el lodo entra en el tanque de succión, donde las bombas lo extraen para hacerlo circular de nuevo dentro del agujero. El tanque de succión también se usa para agregar productos químicos de tratamiento y aditivos acondicionadores del lodo. En este tanque se usa una tolva de lodo provista de un medidor venturi para agregar aditivos secos tales como las arcillas y los agentes densificantes.

PREVENTORES DE REVENTONES

Un lodo de perforación debería tener una densidad suficiente (peso del lodo) para evitar (hidrostáticamente) que cualquier gas, petróleo o agua salada entre en el pozo de manera descontrolada. Sin embargo, estos fluidos de la formación a veces entran en el pozo a presiones elevadas. Cuando esto ocurre, se dice que un pozo está teniendo un “amago de reventón”. Esto es especialmente peligroso cuando el fluido es gas o petróleo.

Para protegerse contra dichos peligros, los equipos de perforación están generalmente provistos de un conjunto de Preventores de Reventones (BOPs). Según la profundidad del pozo y otras circunstancias, varias unidades de BOP pueden estar ensambladas unas a otras, y luego a la brida del revestimiento de superficie. Se puede accionar uno o varios de estos BOPs para obturar el agujero cuando ocurre algún amago de reventón. La presencia de múltiples BOPs en el conjunto proporciona la flexibilidad y redundancia del sistema en caso de falla.

Un preventor anular (“bag-type preventer”) comúnmente conocido como *Hydri™*, está instalado en la parte superior del conjunto de BOP. Esta unidad contiene un inserto elastomérico con aletas de acero que puede ser ensanchado hidráulicamente para obturar el espacio anular. Debajo de los preventores anulares se instalan preventores de reventones de ariete, los cuales están provistos de arietes accionados hidráulicamente que se cierran contra la tubería o contra sí mismos, empujando hacia dentro, a partir de los lados opuestos de la tubería. Estos preventores pueden constar de arietes anulares, arietes ciegos o arietes cortadores. Los arietes anulares tienen cabezas de forma cóncava para agarrar la

tubería y formar un sello alrededor de ésta; estos preventores desempeñan la misma función que los preventores anulares pero están clasificados para presiones más altas. Los arietes ciegos encajan unos en otros sobre el pozo, formando entre ellos un sello hermético a los fluidos, en caso de que la tubería no esté en el pozo o que se desprenda y caiga dentro de él. Los arietes cortadores cortan la tubería antes de cerrarse para formar un sello.

Debajo de los preventores de reventones se encuentra el carrete de perforación. Éste tiene un orificio en su lado para permitir el bombeo del lodo de perforación y de los fluidos del amago de reventón. Una línea de estrangular de alta presión está conectada al carrete con una válvula de contrapresión especial (el estrangulador) en la línea. Durante los procedimientos de control de pozo, se usa el estrangulador para mantener la contrapresión en el espacio anular mientras que se bombea lodo más pesado dentro de la columna de perforación para dominar el amago de reventón. Si el fluido invasor contiene gas, el gas debe ser separado del lodo que sale del pozo. Se envía el lodo cortado por gas del estrangulador a un recipiente separador de lodo-gas. Se quema el gas por antorcha y se devuelve el lodo a los tanques para reacondicionarlo.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y TUBERÍA DE REVESTIMIENTO CORTA

Cuando se está perforando un pozo, las formaciones expuestas deben estar cubiertas y protegidas periódicamente por una tubería de acero. Esto se hace por varios motivos - evitar que el pozo se derrumbe, proteger las formaciones perforadas y/o aislar las diferentes zonas geológicas. Estas tuberías protectoras se llaman *tuberías de revestimiento* y *tuberías de revestimiento cortas*. *Tubería de revestimiento* se refiere a la tubería que empieza en la superficie o en la línea de lodo y se extiende hacia abajo, dentro del pozo. El término *tubería de revestimiento corta* se refiere a la tubería cuyo extremo superior no alcanza la superficie o la línea de lodo, sino que se encuentra dentro del pozo y recubre la parte inferior de la última tubería de revestimiento o de la última tubería de revestimiento corta. Las tuberías de revestimiento y las tuberías de revestimiento cortas están total o parcialmente cementadas en su sitio.

Tubería de revestimiento. Dos, tres o más tuberías de revestimiento pueden ser introducidas en un pozo, con la tubería de menor tamaño insertada dentro de las tuberías de mayor tamaño, e introduciendo las más pequeñas hasta profundidades más

***...se usan
distintos
métodos
para
identificar
los estratos
geológicos...***

grandes que las tuberías de mayor tamaño. Se introduce y cementa el “revestimiento de superficie” a la profundidad requerida para proteger las capas acuíferas de agua dulce y evitar la filtración del lodo dentro de las capas poco profundas de arena y grava; ésta puede ser colocada a una profundidad de aproximadamente 2.000 pies. La siguiente tubería es la tubería de revestimiento “intermedia”. Ésta es introducida y cementada cuando es necesario modificar el lodo a una densidad que no puede ser tolerada por las formaciones expuestas o por el revestimiento de superficie. Se puede colocar otra tubería de revestimiento o una tubería de revestimiento corta debajo de la tubería de revestimiento intermedia.

Tuberías de revestimiento cortas.

Puede que no sea necesario, económico o práctico entubar la totalidad del pozo previamente revestido, usando una tubería de revestimiento corta que se extienda hasta la superficie, simplemente para proteger la parte inferior del pozo no entubado. Esto es especialmente cierto a medida que el pozo se aproxima a la profundidad total y que su tamaño disminuye. Por lo tanto, se coloca una tubería de revestimiento corta desde el fondo del pozo, subiendo dentro la tubería de revestimiento, y recubriéndola varios cientos de pies. Herramientas especiales llamadas *sujetadores de tuberías de revestimiento cortas* sujetan las tuberías de revestimiento cortas dentro de la tubería de revestimiento. La introducción de una tubería de revestimiento corta protege el último intervalo no entubado del pozo, el cual incluye generalmente la sección del yacimiento.

CEMENTACIÓN

Después de colocar correctamente una tubería de revestimiento o una tubería de revestimiento corta dentro del pozo, se mezcla y se bombea rápidamente una lechada de cemento dentro de la tubería de revestimiento (o tubería de revestimiento corta). La presión expulsa la lechada del fondo y la hace subir dentro del espacio anular entre la tubería y la pared del pozo. Después del cemento, se introduce en el fondo del pozo la cantidad precisa de fluido necesaria para expulsar todo menos la última parte del cemento fuera de la tubería de revestimiento o de la tubería de revestimiento corta. Una vez que todo el cemento se ha endurecido, se perfora a través de dicha pequeña cantidad de cemento que permanece dentro de la tubería de revestimiento o de la tubería de revestimiento corta, y se sigue

perforando el pozo sobre unos cuantos pies de roca nueva, más allá del extremo de la tubería de revestimiento. Luego se efectúa la prueba de presión con el fin de determinar el peso de lodo que la tubería de revestimiento o la tubería de revestimiento corta podrá soportar, para futuras referencias. Si el resultado de la prueba es negativo, puede que sea necesario realizar una cementación correctiva (inyección de cemento). Una vez que la cementación supera la prueba de presión, se puede continuar la perforación.

REGISTRO DE LODOS

Durante la perforación de un pozo se usan distintos métodos para identificar los estratos geológicos según la edad y el tipo, y para buscar indicios de petróleo y gas. El registro de lodos constituye uno de estos métodos. Este método supone la observación de los recortes para determinar la litología y la fluorescencia que constituyen indicaciones de petróleo llamadas indicios. Al analizar los gases contenidos en el lodo que regresa del fondo del pozo, se puede determinar la presencia de hidrocarburos. La profundidad, la velocidad de penetración y otros parámetros se correlacionan con los indicios de petróleo y los cambios litológicos.

EXTRACCIÓN Y ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Un método valioso de evaluación del yacimiento es el análisis de núcleos. Un núcleo es un fragmento de roca que fue tomado en el yacimiento que se está estudiando. Fragmentos cilíndricos de roca (núcleos) de varios pies de largo pueden ser obtenidos al perforar con una barrena sacanúcleos especial conectada a un sacanúcleos (tubo estuche para núcleos). La barrena sólo corta la circunferencia exterior de la formación, y el cilindro de roca resultante queda capturado dentro del sacanúcleos. Pequeños núcleos de pared lateral pueden ser obtenidos con equipos de registro con cable después que una zona haya sido perforada. Los núcleos son examinados en cierta medida por un geólogo en el equipo de perforación, pero generalmente son enviados a un laboratorio de análisis de núcleos para una evaluación exhaustiva. Los laboratorios pueden medir directamente la porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla, litología, indicios de petróleo y otros parámetros valiosos de la formación. La extracción de núcleos constituye una operación costosa y sólo se realiza cuando es necesario obtener los mejores datos directos sobre la formación.

PRUEBA DE PRODUCTIVIDAD POTENCIAL DE LA FORMACIÓN (DST) Y PRUEBA DE INTERVALO (FIT)

La Prueba de Productividad Potencial de la Formación (DST - "Drill-Stem Testing") y la Prueba de Intervalo (FIT - "Formation-Interval Testing") son dos métodos similares usados para medir directamente el potencial productivo de una formación, tomar muestras de los fluidos de la zona probada y obtener datos sobre la presión y la temperatura.

Una prueba DST es una completación provisional a través de la tubería de perforación, usando un empaque/herramienta de prueba recuperable en la parte inferior de la columna de perforación. Se instala el empaque para obturar el espacio anular y se abre la herramienta de prueba para permitir el flujo de la zona abierta. Luego se cierra la herramienta de prueba, se retira el empaque y se saca la columna de perforación fuera del agujero. Se toma una muestra del fluido. Los instrumentos contenidos en la herramienta registran la presión y la temperatura.

La herramienta de FIT es introducida en el pozo usando un cable de alambre en vez de la columna de perforación. La herramienta se asienta contra el lado del pozo. Se toma una muestra del fluido y se mide la presión y la temperatura. Luego se retira del pozo la herramienta de FIT para capturar la muestra bajo presión. La muestra puede ser transferida bajo presión a otro contenedor para ser enviada a un laboratorio donde se realizará el análisis del fluido.

REGISTRO CON CABLE

El método de mayor uso para la evaluación de la formación es el registro con cable. Las herramientas especiales introducidas dentro del agujero miden las propiedades eléctricas, acústicas y/o radioactivas de las formaciones. Un cable eléctrico conecta la herramienta a una unidad de registro ubicada en la superficie, donde las señales de la herramienta son amplificadas y registradas o digitalizadas para el análisis computarizado. Los registros pueden ser usados para localizar e identificar las formaciones en el pozo y para realizar correlaciones geológicas con los pozos

adyacentes. Varios registros pueden indicar la litología, porosidad, permeabilidad, tipo de fluido (petróleo, gas, agua dulce, agua salada), contactos de fluidos, y en cierta medida, dónde se puede encontrar la mejor parte del yacimiento. Los registros miden las presiones y temperaturas de fondo, así como el tamaño del pozo. Los registros también verifican el desgaste de la tubería de revestimiento y la integridad de la adherencia del cemento detrás de la tubería de revestimiento.

PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Hasta hace poco, la mayoría de los pozos se perforaban verticalmente, pero cada vez más, las situaciones actuales requieren que se perfora un número creciente de pozos a grandes ángulos, o incluso horizontalmente (a 90° del plano vertical). Además de los grandes ángulos, ahora es posible cambiar radicalmente la orientación (azimut) de la perforación, hasta 180°. Existen numerosas y variadas razones para hacer esto, pero la mayoría son de carácter económico, ambiental y/o técnico. Los pozos desviados pueden tener acceso a una mayor parte del yacimiento que si se hubiera simplemente perforado pozos verticales. Los pozos de drenaje horizontales se han convertido en un éxito técnico y siguen creciendo en número. En una aplicación, el pozo direccional cruza varias fracturas verticales adyacentes, pero aisladas y discretas, con un solo pozo de drenaje (como en la Tiza de Austin). En otra, el pozo direccional expone una más larga sección productiva, tal como en un yacimiento de estratificación fina o lenticular.

Debido al enorme costo de la perforación costafuera, una sola plataforma sirve generalmente de "plataforma de lanzamiento" para varios pozos altamente desviados de largo alcance, a fin de cubrir la mayor parte o la totalidad de un yacimiento de gran tamaño. Estos pozos constituyen un proyecto de perforación de alcance extendido, tal como los que se realizan comúnmente en el Mar del Norte, el Golfo de México y otras regiones. En algunos casos, el pozo desviado puede tener cambios de azimut, orientación e inclinación, lo cual resulta en una configuración en forma de S o U.

...Los registros miden las propiedades eléctricas, acústicas y/o radioactivas de las formaciones.

Producción del Petróleo

COMPLETACIÓN DEL POZO

Después de colocar las tuberías de revestimiento y las tuberías de revestimiento cortas, la siguiente etapa es la fase de completación de un pozo. Completación significa simplemente preparar el pozo para producir petróleo y gas a presiones y caudales controlados. La Figura 7 ilustra las cuatro técnicas comunes de completación. En todas éstas, la tubería de revestimiento impide que las formaciones ubicadas encima de la zona productiva se derrumben dentro del agujero. Si la formación productiva es lo suficientemente fuerte, como en el caso de la caliza, se puede cementar una longitud de tubería de revestimiento directamente encima de esta formación, dejando la formación productiva sin refuerzo. Esto se llama *completación en pozo abierto*. Si la roca de la formación productiva necesita un refuerzo, se pueden usar otros métodos:

Tubería de revestimiento o tubería de revestimiento corta perforada. De conformidad con este método, la tubería de revestimiento o la tubería de revestimiento corta es introducida a través de toda la zona

productiva y cementada en su sitio. Luego se perforan pozos (mediante una carga explosiva) dentro de la formación, a través de la tubería de revestimiento y del cemento. Estas perforaciones son creadas con unas pistolas especiales que se bajan dentro del pozo con un cable de alambre. Luego la pistola es disparada eléctricamente y potentes cargas huecas perforan la tubería y la zona a intervalos predeterminados. Una vez realizadas las perforaciones, el petróleo y/o gas puede fluir dentro de la tubería de revestimiento.

Tubería de revestimiento corta perforada o ranurada. En el segundo método, una tubería de revestimiento corta preperforada o ranurada (con agujeros o ranuras al nivel de la zona productiva) cuelga de la parte inferior de la última tubería de revestimiento. Si la formación productiva es débil o está mal consolidada, la arena y otros sólidos serán transportados dentro del pozo a medida que se produce petróleo y gas. Para evitar esta "producción de arena", la tubería de revestimiento corta ranurada o perforada puede estar provista de una capa protectora constituida por una malla de alambre o un filtro de grava, para impedir que la arena entre en el pozo.

Filtro de grava. Otro método que resulta útil cuando la formación productiva es débil (tal como la arena floja) y debe ser reforzada o sostenida, es el *filtro de grava* convencional. Una operación de relleno de grava consiste en hacer circular y colocar grava dimensionada cuidadosamente dentro del espacio anular, entre la tubería de revestimiento corta y la pared del pozo. El filtro forma una capa permeable para excluir del pozo cualesquier partículas que puedan desprenderse de la formación durante la producción.

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

La sarta de tubos (tubería) a través de la cual se produce el petróleo y el gas constituye una sarta de tubería de producción. Esta tubería está colgada dentro de la tubería de revestimiento o de la tubería de revestimiento corta. Los diámetros de la tubería de producción varían entre 3/4 y 4 1/2 pulgadas, y los más comunes son de 2 3/8, 2 7/8 y 3 1/2 pulgadas. Debido a la relación relativamente alta del espesor de pared al diámetro de la tubería de

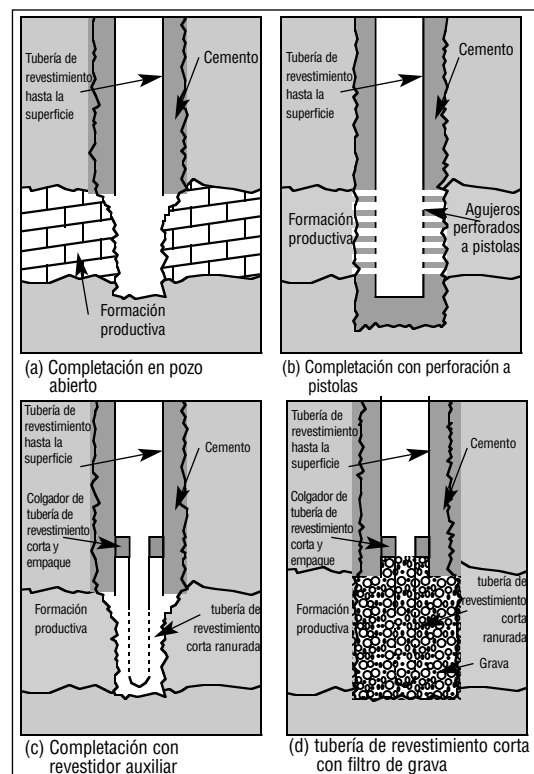


Figura 7: Configuración de ciertos tipos de completaciones en el fondo del pozo.

El bombeo constituye un método económico para hacer subir el petróleo...

producción, ésta puede soportar presiones considerablemente más altas que la tubería de revestimiento, y por consiguiente, permite controlar y producir de manera segura los yacimientos sometidos a altas presiones. En una completación de alta presión, el espacio anular de la tubería de revestimiento/tubería de producción es obturado cerca del fondo con un empaque de la tubería de producción. (Un empaque es un dispositivo que puede expandirse para obturar un espacio anular entre dos tuberías concéntricas.)

Con un empaque colocado y sellado, el petróleo y el gas fluyen dentro de la tubería de producción y suben hasta la superficie, donde la presión y el caudal son controlados por válvulas y estranguladores de superficie. Si un pozo produce a partir de dos o más zonas, se debe usar un empaque a zonas múltiples para acomodar la producción de diferentes zonas a una sola sarta de tubería de producción. Otra posibilidad sería terminar el pozo con múltiples sarts de tubería de producción y usar obturadores múltiples para dirigir la producción de petróleo y gas de cada zona hacia distintas sarts de tubería de producción.

Un fluido empacador estable y no corrosivo permanece estacionario dentro del espacio anular encima del empaque y alrededor de la tubería de producción. Este fluido permanecerá en su sitio por varios años. Los fluidos empacadores son necesarios para ayudar a equilibrar las presiones y los esfuerzos mecánicos soportados por la tubería de revestimiento, la tubería de producción y el empaque.

EQUIPOS DE PRODUCCIÓN

Una vez terminado, el pozo está listo para ser conectado al sistema y puesto en producción. Una multitud de equipos entran en juego en la superficie, a estas alturas del proceso. Estos equipos serán variables de un pozo a otro y cambiarán a medida que un pozo determinado se está agotando. Un factor crítico a tener en cuenta es determinar si el yacimiento tiene suficiente presión interna para fluir naturalmente o si requiere medios auxiliares para optimizar el flujo.

Si el pozo fluye sin asistencia, entonces sólo se requiere instalar un cabezal de pozo. El cabezal de pozo (árbol de

navidad) consta de una serie de válvulas reguladoras de flujo, estranguladores y medidores montados sobre bridas de fijación. A partir del árbol de navidad, el petróleo y el gas pasan a un separador, y quizás a un equipo calentador/tratador para descomponer cualquier emulsión y preparar el petróleo para transferirlo a un tanque de almacenamiento o a un oleoducto, y preparar el gas para el transporte por gasoducto. Puede que sea necesario comprimir el gas antes de transferirlo al gasoducto.

MÉTODOS DE BOMBEO

Si la presión del yacimiento es demasiado baja para forzar el petróleo, gas y agua hasta la superficie, será necesario usar algún tipo de extracción artificial. El bombeo constituye un método económico para hacer subir el petróleo hasta la superficie. La bomba propiamente dicha está ubicada en el fondo, por debajo del nivel de petróleo estancado. Una bomba alternativa (de émbolo buzo) aspira el petróleo durante la carrera ascendente y rellena la bomba durante la carrera descendente. Una varilla de bombeo que va desde la bomba hasta la superficie está conectada a un caballete de bombeo.

Las bombas eléctricas de fondo representan otro método usado comúnmente para hacer subir el petróleo y el agua hasta la superficie. Estas bombas se instalan en el fondo del pozo y son accionadas por la energía eléctrica suministrada mediante un cable.

Otro método común de extracción de petróleo es la extracción asistida por gas, o simplemente *extracción artificial por gas*. Este método usa el gas (del mismo pozo u otra fuente) inyectado dentro de la columna de petróleo al fondo del pozo para levantar los fluidos. El gas se inyecta bajo presión dentro del espacio anular de la tubería de revestimiento/tubería de producción, a través de una serie de válvulas de extracción artificial por gas. Los fluidos (petróleo y agua) que se encuentran encima del orificio de inyección de gas son desplazados hacia arriba, haciéndose menos densos a medida que se acercan a la superficie, debido al gas que se ha inyectado dentro de ellos. El gas, petróleo y agua pueden ser extraídos de esta manera hasta que este método deje de ser económico.

Introducción

El deber de las personas encargadas de perforar el pozo...

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo. La responsabilidad de la ejecución de estas funciones es asumida conjuntamente por el ingeniero de lodo y las personas que dirigen la operación de perforación. El deber de las personas encargadas de perforar el agujero - incluyendo el representante de la compañía operadora, el contratista de perforación y la cuadrilla del equipo de perforación - es asegurar la aplicación de los procedimientos correctos de perforación. La obligación principal del ingeniero de lodo es asegurarse que las



propiedades del lodo sean correctas para el ambiente de perforación específico. El ingeniero de lodo también debería recomendar modificaciones de las prácticas de perforación que ayuden a lograr los objetivos de la perforación.

Funciones del Fluido de Perforación

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes. Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

1. Retirar los recortes del pozo.
2. Controlar las presiones de la formación.
3. Suspender y descargar los recortes.
4. Obturar las formaciones permeables.
5. Mantener la estabilidad del agujero.
6. Minimizar los daños al yacimiento.
7. Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación.

8. Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
9. Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
10. Controlar la corrosión.
11. Facilitar la cementación y la completación.
12. Minimizar el impacto al ambiente.

1. REMOCIÓN DE LOS RECORTES DEL POZO

Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la barrena. A este fin, se hace circular un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la barrena, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción de los recortes (limpieza del agujero) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos a la Velocidad de Penetración (ROP); de la rotación de la columna de perforación; y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación.

El uso de fluidos tixotrópicos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen una alta Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte...

La velocidad a la cual un recorte se sedimenta en un fluido...

Viscosidad. La viscosidad y las propiedades reológicas de los fluidos de perforación tienen un efecto importante sobre la limpieza del pozo. Los recortes se sedimentan rápidamente en fluidos de baja viscosidad (agua, por ejemplo) y son difíciles de circular fuera del pozo. En general, los fluidos de mayor viscosidad mejoran el transporte de los recortes.

La mayoría de los lodos de perforación son tixotrópicos, es decir que se gelifican bajo condiciones estáticas. Esta característica puede suspender los recortes mientras que se efectúan las conexiones de tuberías y otras situaciones durante las cuales no se hace circular el lodo. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen altas viscosidades a bajas velocidades anulares han demostrado ser mejores para una limpieza eficaz del pozo.

Velocidad. En general, la remoción de los recortes es mejorada por las altas velocidades anulares. Sin embargo, con los fluidos de perforación más diluidos, las altas velocidades pueden causar un flujo turbulento que ayuda a limpiar el agujero, pero puede producir otros problemas de perforación o en el agujero.

La velocidad a la cual un recorte se sedimenta en un fluido se llama velocidad de caída. La velocidad de caída de un recorte depende de su densidad, tamaño y forma, y de la viscosidad, densidad y velocidad del fluido de perforación. Si la velocidad anular del fluido de perforación es mayor que la velocidad de caída del recorte, el recorte será transportado hasta la superficie.

La velocidad neta a la cual un recorte sube por el espacio anular se llama velocidad de transporte. En un pozo vertical:

Velocidad de transporte = Velocidad anular - velocidad de caída

(Observación: La velocidad de caída, la velocidad de transporte y los efectos de la reología y de las condiciones hidráulicas sobre el transporte de los recortes se describirán detalladamente en otro capítulo.)

El transporte de recortes en los pozos de alto ángulo y horizontales es más difícil que en los pozos verticales. La

velocidad de transporte, tal como fue definida para los pozos verticales, no es aplicable en el caso de pozos desviados, visto que los recortes se sedimentan en la parte baja del pozo, en sentido perpendicular a la trayectoria de flujo del fluido, y no en sentido contrario al flujo de fluido de perforación. En los pozos horizontales, los recortes se acumulan a lo largo de la parte inferior del pozo, formando camas de recortes. Estas camas restringen el flujo, aumentan el torque, y son difíciles de eliminar.

Se usan dos métodos diferentes para las situaciones de limpieza difícil del pozo que suelen ser encontradas en los pozos de alto ángulo y horizontales:

- a) **El uso de fluidos tixotrópicos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen una alta Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV) y condiciones de flujo laminar.** Ejemplos de estos tipos de fluido incluyen los sistemas de biopolímeros como FLO-PRO®, y las lechadas de bentonita floculadas tal como el sistema DRILPLEX™ de Hidróxido de Metales Mezclados (MMH). Dichos sistemas de fluidos de perforación proporcionan una alta viscosidad con un perfil de velocidad anular relativamente plano, limpiando una mayor porción de la sección transversal del pozo. Este método tiende a suspender los recortes en la trayectoria de flujo del lodo e impide que los recortes se sedimenten en la parte baja del pozo. Con los lodos densificados, el transporte de los recortes puede ser mejorado aumentando las indicaciones de 3 y 6 RPM del cuadrante de Fann (indicaciones de LSRV) de 1 a 1 1/2 veces el tamaño del pozo en pulgadas, y usando el más alto caudal laminar posible.
- b) **El uso de un alto caudal y de un lodo fluido para obtener un flujo turbulento.** El flujo turbulento proporcionará una buena limpieza del pozo e impedirá que los recortes se sedimenten durante la circulación, pero éstos se sedimentarán rápidamente cuando se interrumpa la circulación. Este método funciona manteniendo los

Las altas velocidades de rotación también facilitan la limpieza del pozo...

recortes suspendidos bajo el efecto de la turbulencia y de las altas velocidades anulares. Es más eficaz cuando se usan fluidos no densificados de baja densidad en formaciones competentes (que no se desgastan fácilmente). La eficacia de esta técnica puede ser limitada por distintos factores, incluyendo un agujero de gran tamaño, una bomba de baja capacidad, una integridad insuficiente de la formación y el uso de motores de fondo y herramientas de fondo que limitan el caudal.

Densidad. Los fluidos de alta densidad facilitan la limpieza del pozo aumentando las fuerzas de flotación que actúan sobre los recortes, lo cual contribuye a su remoción del pozo. En comparación con los fluidos de menor densidad, los fluidos de alta densidad pueden limpiar el agujero de manera adecuada, aun con velocidades anulares más bajas y propiedades reológicas inferiores. Sin embargo, el peso del lodo en exceso del que se requiere para equilibrar las presiones de la formación tiene un impacto negativo sobre la operación de perforación; por lo tanto, este peso nunca debe ser aumentado a efectos de limpieza del agujero.

Rotación de la columna de perforación. Las altas velocidades de rotación también facilitan la limpieza del pozo introduciendo un componente circular en la trayectoria del flujo anular. Este flujo helicoidal (en forma de espiral o sacacorchos) alrededor de la columna de perforación hace que los recortes de perforación ubicados cerca de la pared

del pozo, donde existen condiciones de limpieza del pozo deficientes, regresen hacia las regiones del espacio anular que tienen mejores características de transporte. Cuando es posible, la rotación de la columna de perforación constituye uno de los mejores métodos para retirar camas de recortes en pozos de alto ángulo y pozos horizontales.

2. CONTROL DE LAS PRESIONES DE LA FORMACIÓN

Como se mencionó anteriormente, una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura. Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del agujero. Esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) y de la Profundidad Vertical Verdadera (TVD) del pozo. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo.

Mantener un pozo “bajo control” se describe frecuentemente como un conjunto de condiciones bajo las cuales ningún fluido de la formación fluye dentro del pozo. Pero esto también incluye situaciones en las cuales se permite que los fluidos de la formación fluyan dentro del pozo – bajo condiciones controladas. Dichas condiciones varían – de los casos en que se toleran altos niveles de gas de fondo durante la perforación, a situaciones en que el pozo produce cantidades comerciales de petróleo y gas mientras se está perforando. El control de pozo (o control de presión) significa que no hay ningún flujo incontrolable de fluidos de la formación dentro del pozo.

La presión hidrostática también controla los esfuerzos adyacentes al



Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación...

pozo y que no son ejercidos por los fluidos de la formación. En las regiones geológicamente activas, las fuerzas tectónicas imponen esfuerzos sobre las formaciones y pueden causar la inestabilidad de los pozos, aunque la presión del fluido de la formación esté equilibrada. Los pozos ubicados en formaciones sometidas a esfuerzos tectónicos pueden ser estabilizados equilibrando estos esfuerzos con la presión hidrostática. Igualmente, la orientación del pozo en los intervalos de alto ángulo y horizontales puede reducir la estabilidad del pozo, lo cual también se puede controlar con la presión hidrostática.

Las presiones normales de formación varían de un gradiente de presión de 0,433 psi/pie (equivalente a 8,33 lb/gal de agua dulce) en las áreas ubicadas tierra adentro, a 0,465 psi/pie (equivalente a 8,95 lb/gal) en las cuencas marinas. La elevación, ubicación, y varios procesos e historias geológicas crean condiciones donde las presiones de la formación se desvían considerablemente de estos valores normales. La densidad del fluido de perforación puede variar desde la densidad del aire (básicamente 0 psi/pie) hasta más de 20,0 lb/gal (1,04 psi/pie).

Las formaciones con presiones por debajo de lo normal se perforan frecuentemente con aire, gas, niebla, espuma rígida, lodo aireado o fluidos especiales de densidad ultrabaja (generalmente a base de petróleo).

El peso de lodo usado para perforar un pozo está limitado por el peso mínimo necesario para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del lodo que no fracturará la formación. En la práctica, conviene limitar el peso del lodo al mínimo necesario para asegurar el control del pozo y la estabilidad del pozo.

3. SUSPENSIÓN Y DESCARGA DE RECORTES

Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. Los recortes de perforación que se

sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación. El material densificante que se sedimenta constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo. El asentamiento ocurre con mayor frecuencia bajo condiciones dinámicas en los pozos de alto ángulo donde el fluido está circulando a bajas velocidades anulares.

Las altas concentraciones de sólidos de perforación son perjudiciales para prácticamente cada aspecto de la operación de perforación, principalmente la eficacia de la perforación y la velocidad de penetración (ROP). Estas concentraciones aumentan el peso y la viscosidad del lodo, produciendo mayores costos de mantenimiento y una mayor necesidad de dilución. También aumentan la potencia requerida para la circulación, el espesor del revoque, el torque y el arrastre, y la probabilidad de pegadura por presión diferencial.

Se debe mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación que suspenden los recortes y las propiedades que facilitan la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. La suspensión de los recortes requiere fluidos de alta viscosidad que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte con propiedades tixotrópicas, mientras que el equipo de remoción de sólidos suele funcionar más eficazmente con fluidos de viscosidad más baja. El equipo de control de sólidos no es tan eficaz con los fluidos de perforación que no disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, los cuales tienen un alto contenido de sólidos y una alta viscosidad plástica.

Para lograr un control de sólidos eficaz, los sólidos de perforación deben ser extraídos del fluido de perforación durante la primera circulación proveniente del pozo. Al ser circulados de nuevo, los recortes se descomponen en partículas más pequeñas que son más difíciles de retirar. Un simple método para confirmar la remoción de

**La
estabilidad
del pozo
constituye
un equilibrio
complejo...**

los sólidos de perforación consiste en comparar el porcentaje de arena en el lodo en la línea de flujo y en el tanque de succión.

4. OBTURACIÓN DE LAS FORMACIONES PERMEABLES

La permeabilidad se refiere a la capacidad de los fluidos de fluir a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos. Cuando la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción. Los posibles problemas relacionados con un grueso revoque y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo “reducido”, registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación, y daños a la formación.

En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación, según el tamaño de los sólidos del lodo. Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello. Para ser eficaces, los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande. Los agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida por infiltración u otros materiales finos de pérdida de circulación.

Según el sistema de fluido de perforación que se use, varios aditivos pueden ser aplicados para mejorar el revoque, limitando la filtración. Estos incluyen la bentonita, los polímeros naturales y sintéticos, el asfalto y la gilsonita, y los aditivos desfloculantes orgánicos.



5. MANTENIMIENTO DE LA ESTABILIDAD DEL AGUJERO

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.

Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica). La inestabilidad del pozo suele ser indicada por el derrumbe de la formación, causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante las maniobras. Esto requiere generalmente el ensanchamiento del pozo hasta la profundidad original. (Se debe tener en cuenta que estos mismos síntomas también indican problemas de limpieza del pozo en pozos de alto ángulo y pozos difíciles de limpiar.)

La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar. El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la

formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada.

El ensanchamiento del pozo a través de las formaciones de arena y arenisca se debe principalmente a las acciones mecánicas, siendo la erosión generalmente causada por las fuerzas hidráulicas y las velocidades excesivas a través de las toberas de la barrena. Se puede reducir considerablemente el ensanchamiento del pozo a través de las secciones de arena adoptando un programa de hidráulica más prudente, especialmente en lo que se refiere a la fuerza de impacto y a la velocidad de la tobera. Las arenas mal consolidadas y débiles requieren un ligero sobrebalance y un revoque de buena calidad que contenga bentonita para limitar el ensanchamiento del pozo.

En las lutitas, si el peso del lodo es suficiente para equilibrar los esfuerzos de la formación, los pozos son generalmente estables – inicialmente. Con lodos a base de agua, las diferencias químicas causan interacciones entre el fluido de perforación y la lutita, las cuales pueden producir (con el tiempo) el hinchamiento o el ablandamiento. Esto causa otros problemas, tales como el asentamiento y condiciones de agujero reducido. Las lutitas secas, quebradizas, altamente fracturadas, con altos ángulos de buzamiento pueden ser extremadamente inestables cuando son perforadas. La insuficiencia de estas formaciones secas y quebradizas es principalmente de carácter mecánico y normalmente no está relacionada con las fuerzas hidráulicas o químicas.

Varios inhibidores o aditivos químicos pueden ser agregados para facilitar el control de las interacciones entre el lodo y la lutita. Los sistemas con altos niveles de calcio, potasio u otros inhibidores químicos son mejores para perforar en formaciones sensibles al agua. Sales, polímeros, materiales asfálticos, glicoles, aceites, agentes tensioactivos y otros inhibidores de lutita pueden ser usados en los fluidos de perforación a base de agua para inhibir el hinchamiento de la lutita e impedir el derrumbe. La lutita está caracterizada por composiciones y sensibilidades tan variadas que no se puede aplicar universalmente ningún aditivo en particular.

Los fluidos de perforación a base de petróleo o sintéticos se usan frecuentemente para perforar las lutitas más sensibles al agua, en áreas donde las condiciones de perforación son difíciles. Estos fluidos proporcionan una mejor inhibición de lutita que los fluidos de perforación a base de agua. Las arcillas y lutitas no se hidratan ni se hinchan en la fase continua, y la inhibición adicional es proporcionada por la fase de salmuera emulsionada (generalmente cloruro de calcio) de estos fluidos. La salmuera emulsionada reduce la actividad del agua y crea fuerzas osmóticas que impiden la adsorción del agua por las lutitas.



6. MINIMIZACIÓN DE LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN

La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).

La protección del yacimiento contra daños...es muy importante

**La
lubricidad de
un fluido en
particular es
medida
por...**

El tipo de procedimiento y método de completación determinará el nivel de protección requerido para la formación. Por ejemplo, cuando un pozo está entubado, cementado y perforado, la profundidad de perforación permite generalmente una producción eficaz, a pesar de los daños que puedan existir cerca del agujero. En cambio, cuando se termina un pozo horizontal usando uno de los métodos de “completación en pozo abierto”, se requiere usar un fluido de “perforación del yacimiento” – diseñado especialmente para minimizar los daños. Aunque los daños causados por el fluido de perforación no sean casi nunca tan importantes que no se pueda producir el petróleo y/o gas, sería prudente tener en cuenta los posibles daños a la formación al seleccionar un fluido para perforar los intervalos productivos potenciales.

Algunos de los mecanismos más comunes causantes de daños a la formación son los siguientes:

- a) Invasión de la matriz de la formación por el lodo o los sólidos de perforación, obturando los poros.
- b) Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento, reduciendo la permeabilidad.
- c) Precipitación de los sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.
- d) Precipitación de los sólidos del filtrado del lodo con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de completación o estimulación.
- e) Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad.

La posibilidad de daños a la formación puede ser determinada a partir de los datos de pozos de referencia y del análisis de los núcleos de la formación para determinar la permeabilidad de retorno. Fluidos de perforación diseñados para minimizar un problema en particular, fluidos de perforación del yacimiento diseñados especialmente, o fluidos de rehabilitación y completación pueden

ser usados para minimizar los daños a la formación.

7. ENFRIAMIENTO, LUBRICACIÓN Y SOSTENIMIENTO DE LA BARRENA Y DEL CONJUNTO DE PERFORACIÓN

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la barrena y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la barrena y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción. Las barrenas, los motores de fondo y los componentes de la columna de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación.

La lubricidad de un fluido en particular es medida por su Coeficiente de Fricción (COF), y algunos lodos proporcionan una lubricación más eficaz que otros. Por ejemplo, los lodos base de aceite y sintético lubrican mejor que la mayoría de los lodos base agua, pero éstos pueden ser mejorados mediante la adición de lubricantes. En cambio, los lodos base agua proporcionan una mayor lubricidad y capacidad refrigerante que el aire o el gas.

El coeficiente de lubricación proporcionado por un fluido de perforación varía ampliamente y depende del tipo y de la cantidad de sólidos de perforación y materiales densificantes, además de la composición química del sistema – pH, salinidad y dureza. La modificación de la lubricidad del lodo no es una ciencia exacta. Aun cuando se ha realizado una evaluación exhaustiva, teniendo en cuenta todos los factores pertinentes, es posible que la aplicación de un lubricante no produzca la reducción anticipada del torque y del arrastre.

Altos valores de torque y arrastre, un desgaste anormal, y el agrietamiento por calor de los componentes de la columna de perforación constituyen indicios de una lubricación deficiente. Sin embargo, se debe tener en cuenta que estos problemas también pueden ser causados por grandes patas de perro y problemas de desviación, embolamiento de la barrena, asentamiento ojo de llave, falta de limpieza del agujero y diseño incorrecto del conjunto de fondo. Aunque un lubricante pueda reducir los síntomas de estos problemas, la causa propiamente dicha debe ser corregida para solucionar el problema.

El fluido de perforación ayuda a soportar una porción del peso de la columna de perforación o tubería de revestimiento mediante la flotabilidad. Cuando una columna de perforación, una tubería de revestimiento corta o una tubería de revestimiento está suspendida en el fluido de perforación, una fuerza igual al peso del lodo desplazado la mantiene a flote, reduciendo la carga del gancho en la torre de perforación. La flotabilidad está directamente relacionada con el peso del lodo; por lo tanto, un fluido de 18-lb/gal proporcionará el doble de la flotabilidad proporcionada por un fluido de 9-lb/gal.

El peso que una torre de perforación puede sostener está limitado por su capacidad mecánica, un factor que se hace cada vez más importante con el aumento de la profundidad, a medida que el peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento se hace enorme. Aunque la mayoría de los equipos de perforación tengan suficiente capacidad para manejar el peso de la columna de perforación sin flotabilidad, éste es un factor importante que se debe tener en cuenta al evaluar el punto neutro (cuando la columna de perforación no está sometida a ningún esfuerzo de tensión o compresión). Sin embargo, cuando se introducen largas y pesadas tuberías de revestimiento, se puede usar la flotabilidad para proporcionar una ventaja importante. Cuando se usa la flotabilidad, es posible introducir tuberías de revestimiento cuyo peso excede la capacidad de carga del gancho de un equipo de perforación.

Si la tubería de revestimiento no está completamente llena de lodo al ser introducida dentro del agujero, el volumen vacío dentro de la tubería de revestimiento aumenta la flotabilidad, reduciendo considerablemente la carga del gancho a utilizar. Este proceso se llama “introducción por flotación” (“floating in”) de la tubería de revestimiento.

8. TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA A LAS HERRAMIENTAS Y A LA BARRENA

La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la barrena para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la barrena u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo. Los programas de hidráulica están limitados por la potencia disponible de la bomba, las pérdidas de presión dentro de la columna de perforación, la presión superficial máxima permisible y el caudal óptimo. Los tamaños de las toberas se seleccionan con el fin de aprovechar la presión disponible en la barrena para maximizar el efecto del impacto de lodo en el fondo del pozo. Esto facilita la remoción de los recortes debajo de la barrena y ayuda a mantener limpia la estructura de corte.

Las pérdidas de presión en la columna de perforación son mayores cuando se usan fluidos con densidades, viscosidades plásticas y contenidos de sólidos más altos. El uso de tuberías de perforación o juntas de tubería de perforación de pequeño diámetro interior (DI), motores de fondo y herramientas de MWD/LWD reduce la cantidad de presión disponible en la barrena. Los fluidos de perforación que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, de bajo contenido de sólidos, o los fluidos que tienen características reductoras de arrastre,

***La energía
hidráulica
puede ser
usada para
maximizar
la velocidad
de
penetración
(ROP)...***

**La
evaluación
correcta de
la formación
es esencial
para el
éxito...**

son más eficaces para transmitir la energía hidráulica a las herramientas de perforación y a la barrena.

En los pozos someros, la potencia hidráulica disponible es generalmente suficiente para asegurar la limpieza eficaz de la barrena. Como la presión disponible en la columna de perforación disminuye a medida que se aumenta la profundidad del pozo, se alcanzará una profundidad a la cual la presión será insuficiente para asegurar la limpieza óptima de la barrena. Se puede aumentar esta profundidad controlando cuidadosamente las propiedades del lodo.

9. ASEGURAR LA EVALUACIÓN

ADECUADA DE LA FORMACIÓN

La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación. Las condiciones físicas y químicas del agujero después de la perforación también afectan la evaluación de la formación. Durante la perforación, técnicos llamados registradores de lodo (Mud Loggers) controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas. Estos técnicos examinan los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos. Esta información se registra en un registro geológico (mud log) que indica la



litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de gas y los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes.

Los registros eléctricos con cable son realizados para evaluar la formación con el fin de obtener información adicional. También se pueden obtener núcleos de pared usando herramientas transportadas por cable de alambre. Los registros con cable incluyen la medición de las propiedades eléctricas, sónicas, nucleares y de resonancia magnética de la formación, para identificar la litología y los fluidos de la formación.

Herramientas de LWD están disponibles para obtener un registro continuo mientras se perfora el pozo. También se perfora una sección cilíndrica de la roca (un núcleo) en las zonas de producción para realizar la evaluación en el laboratorio con el fin de obtener la información deseada. Las zonas productivas potenciales son aisladas y evaluadas mediante la realización de Pruebas de Intervalo (FT) o Pruebas de Productividad Potencial de la Formación (DST) para obtener datos de presión y muestras de fluido.

Todos estos métodos de evaluación de la formación son afectados por el fluido de perforación. Por ejemplo, si los recortes se dispersan en el lodo, el geólogo no tendrá nada que evaluar en la superficie. O si el transporte de los recortes no es bueno, será difícil para el geólogo determinar la profundidad a la cual los recortes se originaron. Los lodos a base de petróleo, lubricantes, asfaltos y otros aditivos ocultarán los indicios de hidrocarburos en los recortes. Ciertos registros eléctricos son eficaces en fluidos conductores, mientras que otros lo son en fluidos no conductores. Las propiedades del fluido de perforación afectarán la medición de las propiedades de la roca por las herramientas eléctricas de cable. El filtrado excesivo puede expulsar el petróleo y el gas de la zona próxima al agujero, perjudicando los registros y las muestras obtenidas por las pruebas FT o DST. Los lodos que contienen altas concentraciones iónicas de potasio perjudican el registro de la radioactividad natural de la formación. La salinidad alta o variable del filtrado

**Los gases
disueltos...
pueden
causar
graves
problemas de
corrosión**

puede dificultar o impedir la interpretación de los registros eléctricos.

Las herramientas de registro con cable deben ser introducidas desde la superficie hasta el fondo, y las propiedades de la roca se miden a medida que las herramientas son retiradas del pozo. Para un registro con cable óptimo, el lodo no debe ser demasiado denso y debe mantener la estabilidad del pozo y suspender cualesquier recortes o derrumbes. Además, el pozo debe mantener el mismo calibre desde la superficie hasta el fondo, visto que el ensanchamiento excesivo del diámetro interior y/o los revoques gruesos pueden producir diferentes respuestas al registro y aumentar la posibilidad de bloqueo de la herramienta de registro.

La selección del lodo requerido para perforar un núcleo está basada en el tipo de evaluación a realizar. Si se extrae un núcleo solamente para determinar la litología (análisis mineral), el tipo de lodo no es importante. Si el núcleo será usado para estudios de inyección de agua y/o humectabilidad, será necesario usar un lodo “suave” a base de agua, de pH neutro, sin agentes tensioactivos o diluyentes. Si el núcleo será usado para medir la saturación de agua del yacimiento, se suele recomendar un lodo suave a base de aceite con una cantidad mínima de agentes tensioactivos y sin agua o sal. Muchas operaciones de extracción de núcleos especifican un lodo suave con una cantidad mínima de aditivos.

10. CONTROL DE LA CORROSIÓN

Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no

debería dañar los componentes de caucho o elastómeros. Cuando los fluidos de la formación y/o otras condiciones de fondo lo justifican, metales y elastómeros especiales deberían ser usados. Muestras de corrosión deberían ser obtenidas durante todas las operaciones de perforación para controlar los tipos y las velocidades de corrosión.

La aireación del lodo, formación de espuma y otras condiciones de oxígeno ocluido pueden causar graves daños por corrosión en poco tiempo. Los inhibidores químicos y secuestradores son usados cuando el riesgo de corrosión es importante. Los inhibidores químicos deben ser aplicados correctamente. Las muestras de corrosión deberían ser evaluadas para determinar si se está usando el inhibidor químico correcto y si la cantidad es suficiente. Esto mantendrá la velocidad de corrosión a un nivel aceptable.

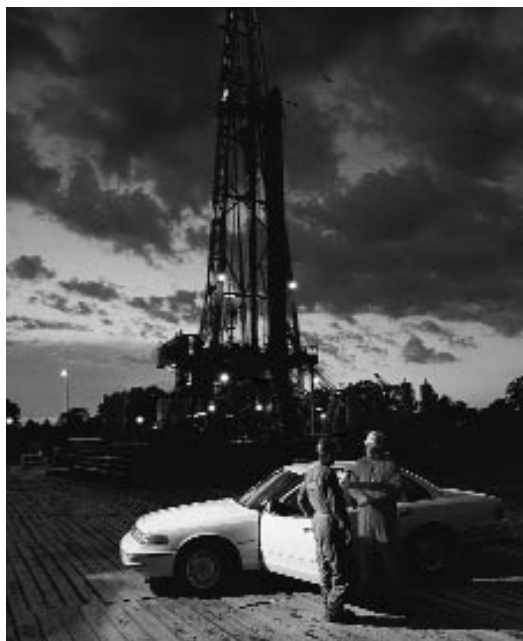
El sulfuro de hidrógeno puede causar una falla rápida y catastrófica de la columna de perforación. Este producto también es mortal para los seres humanos, incluso después de cortos periodos de exposición y en bajas concentraciones. Cuando se perfora en ambientes de alto contenido de H_2S , se recomienda usar fluidos de alto pH, combinados con un producto químico secuestrador de sulfuro, tal como el cinc.

11. FACILITAR LA CEMENTACIÓN Y COMPLETACIÓN

El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completación. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y la completación exitosa del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas. Resulta más fácil introducir la tubería de revestimiento dentro de un pozo liso de

El lodo debería tener un revoque fino y liso.

calibre uniforme, sin recortes, derrumbes o puentes. El lodo debería tener un revoque fino y liso. Para que se pueda cementar correctamente la tubería de revestimiento, todo el lodo debe ser desplazado por los espaciadores, los fluidos de limpieza y el cemento. El desplazamiento eficaz del lodo requiere que el pozo tenga un calibre casi uniforme y que el lodo tenga una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas. Las operaciones de completación tales como la perforación y la colocación de filtros de grava también requieren que el pozo tenga un calibre casi uniforme y pueden ser afectadas por las características del lodo.



12. MINIMIZAR EL IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE

Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables.

La mayoría de los países han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación. Los fluidos a base de agua, a base de petróleo, anhidros y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no

existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones. Esto se debe principalmente a las condiciones complejas y cambiantes que existen por todo el mundo – la ubicación y densidad de las poblaciones humanas, la situación geográfica local (costa afuera o en tierra), altos o bajos niveles de precipitación, la proximidad del sitio de eliminación respecto a las fuentes de agua superficiales y subterráneas, la fauna y flora local, y otras condiciones.

RESUMEN

La recomendación de un sistema de fluido de perforación debería estar basada en la capacidad del fluido para lograr las funciones esenciales y minimizar los problemas anticipados en el pozo. Aunque las funciones descritas en este capítulo sirvan de pautas para la selección del lodo, estas funciones no deberían constituir la única base para la selección de un fluido de perforación para un pozo en particular. El proceso de selección debe fundarse en una amplia base de experiencias, conocimientos locales y el estudio de las mejores tecnologías disponibles.

Selección del lodo. Inicialmente, la anticipación de los problemas del pozo ayuda a seleccionar un sistema de fluido de perforación específico para un pozo en particular. Sin embargo, otros factores pueden existir, exigiendo el uso de un sistema diferente. El costo, la disponibilidad de los productos y los factores ambientales siempre son consideraciones importantes. No obstante, la experiencia y las preferencias de los representantes de la compañía petrolera suelen ser los factores decisivos.

Muchos pozos son perforados con éxito usando fluidos que no fueron seleccionados simplemente por razones de rendimiento. El éxito de estos pozos se debe a los ingenieros de lodo experimentados que adaptan el sistema de fluido de perforación para satisfacer las condiciones específicas encontradas en cada pozo.

La ingeniería de fluidos de perforación casi siempre impone “concesiones mutuas”...

Propiedades vs. funciones del lodo. Diferentes propiedades del lodo pueden afectar a una función en particular del lodo. Aunque el ingeniero de lodo sólo modifique una o dos propiedades para controlar una función en particular del fluido de perforación, es posible que otra función sea afectada. Se debe reconocer el efecto que las propiedades del lodo tienen sobre todas las funciones, así como la importancia relativa de cada función. Por ejemplo, la presión de la formación es controlada principalmente mediante la modificación del peso del lodo, pero el efecto de la viscosidad sobre las pérdidas de presión anular y la Densidad Equivalente de Circulación (ECD) debería ser considerado para evitar la pérdida de circulación.

Cuando las funciones están en conflicto. La ingeniería de fluidos de perforación casi siempre impone “concesiones mutuas” en lo que se refiere al tratamiento y al mantenimiento de las propiedades necesarias para lograr las funciones requeridas. Un lodo de alta viscosidad puede mejorar la limpieza del pozo, pero también puede reducir la eficacia hidráulica, aumentar la retención de sólidos, reducir la velocidad de penetración y modificar los requisitos de dilución y tratamiento químico. Los ingenieros de fluidos de perforación experimentados están conscientes de estas concesiones mutuas y saben cómo mejorar una función mientras minimizan el impacto de las modificaciones de las propiedades del lodo sobre las otras funciones.

Prueba del Lodo Base Agua	3.3
Sección 1. Densidad del Fluido (Peso del Lodo)	3.3
Sección 2. Viscosidad	3.4
A) Viscosímetro de Marsh	3.4
B) Viscosímetro Rotativo	3.5
Sección 3. Filtración	3.7
A) Filtrado API	3.7
B) Filtración de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP)	3.8
C) Compresibilidad del Revoque	3.11
Sección 4. Contenido de Arena	3.11
Sección 5. Contenido de Líquidos y Sólidos	3.12
A) Procedimiento: Retorta	3.12
B) Capacidad de Azul de Metileno (Intercambio catiónico)	3.14
C) Capacidad de Azul de Metileno de la Lutita	3.14
D) Prueba de Eficacia del Floculante	3.15
Sección 6. Concentración Iónica de Hidrógeno (pH)	3.15
A) Papel pH (palillos indicadores)	3.15
B) Medidor de pH	3.16
Sección 7. Análisis Químico de los Fluidos de Perforación Base Agua	3.17
A) Alcalinidad (Pf, Mf, Pm y Contenido de Cal)	3.17
B) Prueba del Tren de Gas de Garrett (GGT) para Carbonatos	3.19
C) Cloruro (Cl ⁻)	3.21
D) Calcio – Análisis Cualitativo	3.22
E) Dureza Total	3.22
F) Dureza en Filtrados Oscuros	3.23
G) Sulfato	3.25
H) Potasio (K ⁺)	3.26
I) Concentración Iónica de Nitrato	3.28
J) Concentración de Polímero PHPA	3.30
Sección 8. Análisis Químico Relacionado con la Corrosión	3.32
A) Óxido de Zinc (ZnO) y Carbonato de Zinc Básico (ZnCO ₃ •Zn(OH) ₂)	3.32
B) Incrustación de Sulfuro de Hierro (Análisis Cualitativo)	3.33
C) Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	3.33
D) Fosfato	3.35
E) Secuestrante de Oxígeno: Contenido de SO ₃ ²⁻	3.38
Sección 9. Resistividad	3.39
Sección 10. Procedimiento de Prueba de Glicol	3.40
A) Refractómetro	3.40
B) Análisis en Retorta de Dos Temperaturas para Sistemas de Glicol	3.40
C) Determinación Química del Glicol Usando una Centrífuga	3.41
Sección 11. Concentración de KLA-GARD	3.41

Sección 12. Procedimiento de Prueba de Taponamiento de Permeabilidad	3.43
Sección 13. Viscosímetro Brookfield	3.45
Sección 14. Cupones de Corrosión de la Tubería de Perforación	3.48
A) Procedimiento de Monitoreo del Cupón	3.49
B) Análisis de los Cupones en Laboratorio	3.49
C) Cálculo de las Velocidades de Corrosión	3.50

Prueba del Lodo Base Aceite (Incluyendo los Fluidos Base Aceite Diesel, Base Aceite Mineral y Base Sintético) 3.52

Sección 1. Determinación del Punto de Anilina	3.52
Sección 2. Densidad (Peso del Lodo)	3.52
Sección 3. Viscosidad y Esfuerzo de Gel	3.53
A) Viscosímetro de Marsh	3.53
B) Viscosímetro Rotativo	3.53
Sección 4. Filtración	3.55
Sección 5. Actividad	3.57
Sección 6. Estabilidad Eléctrica	3.57
Sección 7. Líquidos y Sólidos	3.58
Sección 8. Análisis Químico de los Lodos de Perforación Base Aceite ..	3.59
A) Alcalinidad (P_{om}) ($V_{SA} \cdot API$)	3.59
B) Salinidad — Cloruros en el Lodo Entero	3.59
C) Cálculo del Contenido de Calcio del Lodo Entero	3.60
D) Sulfuros	3.60

Prueba Piloto 3.63

Prueba del Lodo base Agua

El API (Instituto Americano del Petróleo) ha recomendado métodos estándar para la realización de pruebas de campo y en laboratorio de los fluidos de perforación, cuyos procedimientos detallados pueden ser consultados en la publicación de API titulada “Recommended Practice: Standard Procedure for Field Testing Water-Based (Oil-Based) Drilling Fluids”

[Práctica Recomendada: Procedimiento Estándar para la Prueba de Campo de los Fluidos de Perforación Base Agua (Base Aceite)], API RP 13B-1, 13B-2, y los suplementos (remitirse también a 13I para la Prueba en Laboratorio de los Fluidos de Perforación, 13J para la Prueba de las Salmueras Pesadas, y los suplementos).

Sección 1. Densidad del Fluido (Peso del Lodo)

Instrumentos

La densidad (comúnmente llamada peso del lodo) se mide con una balanza de lodo de suficiente precisión para obtener mediciones con un margen de error de 0,1 lb/gal (0,5 lb/pie³ o 5 psi/1.000 pies de profundidad). A todos los efectos prácticos, la densidad significa el peso por volumen unitario y se mide pesando el lodo. El peso del lodo se puede expresar como gradiente de presión hidrostática en lb/pulg.² por 1.000 pies de profundidad vertical (psi/1.000 pies), como densidad en lg/gal, lb/pie³, o como Gravedad Específica (SG) (ver la Tabla 1).

$$SG = \frac{\text{lb/gal}}{8,345} \text{ o } \frac{\text{lb/pie}^3}{62,3} \text{ o } \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$$

Tabla 1: Tabla de conversión para las unidades de densidad.

BALANZA DE LODO

Descripción

La balanza de lodo (ver la Figura 1) se compone principalmente de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, cuchillo, nivel de burbuja de aire, caballero y contrapeso. Se coloca el vaso de volumen constante en un extremo del brazo graduado, el cual tiene un contrapeso en el otro extremo. El vaso y el brazo oscilan perpendicularmente al cuchillo horizontal, el cual descansa sobre el soporte, y son equilibrados desplazando el caballero a lo largo del brazo.



Figura 1: Balanza de lodo de M-I.

Calibración

1. Retirar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con agua pura o destilada.
2. Volver a colocar la tapa y secar con un trapo.
3. Colocar de nuevo el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo.
4. La burbuja de nivel debería estar centrada cuando el caballero está en 8,33 lb/gal. Si no, ajustar usando el tornillo de calibración en el extremo del brazo de la balanza. Algunas balanzas no tienen tornillos de calibración y se requiere añadir o remover granallas de plomo a través de la tapa de calibración.

Procedimiento

1. Quitar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con el lodo a probar.
2. Volver a poner la tapa y girar hasta que esté firmemente asentada, asegurándose que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa.

3. Limpiar el lodo que está fuera del vaso y secar el vaso.
4. Colocar el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo.
5. Desplazar el caballero hasta que el nivel de burbuja de aire indique que el brazo graduado está nivelado.
6. En el borde del caballero más cercano al vaso, leer la densidad o el peso del lodo.
7. Ajustar el resultado a la graduación de escala más próxima, en lb/gal, lb/pie³, psi/1.000 pies de profundidad o en Gravedad Específica (SG).
8. Cuando las balanzas no indican la escala deseada, las ecuaciones

indicadas en la Tabla 1 pueden ser usadas.

Gradiente de lodo:

$$\begin{aligned}\text{psi/pie} &= 0,052 \times \text{lb/gal} \\ &= 0,4333 \times \text{SG} \\ &= 0,00695 \times \text{lb/pie}^3\end{aligned}$$

$$\text{kg/cm}^2/\text{m} = \frac{\text{SG}}{10}$$

$$\text{SG a } 60^\circ\text{F (15,6}^\circ\text{C)} = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ\text{API}}$$

Donde:

$^\circ\text{API}$ = Gravedad según el Instituto Americano del Petróleo

Sección 2. Viscosidad

Instrumentos

El viscosímetro de Marsh es usado para la medición de rutina en el campo, de la viscosidad del lodo de perforación. El medidor de V-G (viscosidad-gravedad) de Fann es usado para completar la información obtenida con el viscosímetro de Marsh, especialmente en lo que se refiere a las características de gel del lodo. El medidor de V-G puede indicar la viscosidad aparente, la viscosidad plástica, el punto cedente y los esfuerzos de gel (iniciales y cíclicos).

A) VISCOSÍMETRO DE MARSH

Descripción

El viscosímetro de Marsh (ver la Figura 2) tiene un diámetro de 6 pulgadas en la parte superior y una longitud de 12 pulgadas. En la parte inferior, un tubo de orificio liso de 2 pulgadas de largo, con un diámetro interior de 3/16 pulgada, está acoplado de tal manera que no hay ninguna constricción en la unión. Una malla de tela metálica con orificios de 1/16 de pulgada,



Figura 2: Viscosímetro de Marsh.

cubriendo la mitad del embudo, está fijada a 3/4 de pulgada debajo de la parte superior del embudo.

Calibración

Llenar el embudo hasta la parte inferior de la malla (1.500 ml) con agua dulce a $70 \pm 5^\circ\text{F}$. El tiempo requerido para descargar 1 qt (946 ml) debería ser 26 seg. $\pm 0,5$ sec.

Procedimiento

1. Manteniendo el embudo en posición vertical, tapar el orificio con un dedo y verter la muestra de lodo recién obtenida a través de la malla dentro de un embudo limpio,

- hasta que el nivel del fluido llegue a la parte inferior de la malla (1.500 ml).
- Retirar inmediatamente el dedo del orificio y medir el tiempo requerido para que el lodo llene el vaso receptor hasta el nivel de 1-qt indicado en el vaso.
 - Ajustar el resultado al segundo entero más próximo como indicación de viscosidad Marsh. Registrar la temperatura del fluido en grados Fahrenheit o Celsius.

B) VISCOSÍMETRO ROTATIVO

Descripción

Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico o una manivela. El fluido de perforación está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior o manguito de rotor es accionado a una velocidad rotacional (RPM – revoluciones por minuto) constante. La rotación del manguito de rotor en el fluido impone un torque sobre el balancín o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al balancín.

Las constantes del instrumento han sido ajustadas de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las indicaciones derivadas de las velocidades del manguito de rotor de 600 y 300 RPM.

Especificaciones: Viscosímetro de indicación directa

Manguito de rotor

Diámetro interior	1,450 pulg. (36,83 mm)
Longitud total	3,425 pulg. (87,00 mm)
Línea trazada	2,30 pulg. (58,4 mm) encima de la parte inferior del manguito.

Dos líneas de agujeros de 1/8 pulgada (3,18 mm) separados por 120 grados (2,09 radianes), alrededor del manguito de rotor, justo debajo de la línea trazada.

Balancín

Diámetro	1,358 pulg. (34,49 mm)
----------	------------------------

Longitud del cilindro 1,496 pulg. (38,00 mm)

El balancín está cerrado con una base plana y una parte superior ahusada.

Constante del resorte de torsión

Deflexión de 386 dinas-cm/grado

Velocidades del rotor:

Alta velocidad:	600 RPM
Baja velocidad:	300 RPM

A continuación se enumeran los tipos de viscosímetros usados para probar los fluidos de perforación:

- Instrumento accionado por manivela con velocidades de 600 y 300 RPM. Se usa una perilla sobre la rueda de la palanca de cambio de velocidad para determinar el esfuerzo de gel.
- El instrumento accionado por motor de 12 voltios también tiene velocidades de 600 y 300 RPM. Un conmutador activado por regulador permite un alto esfuerzo de corte antes de medir, y se usa un volante moleteado para determinar el esfuerzo de gel.



Figura 3: Modelo de laboratorio del medidor de V-G.

- El instrumento de 115 voltios (ver la Figura 3) es accionado por un motor síncrono de dos velocidades para obtener velocidades de 600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM. Se usa la velocidad de 3 RPM para determinar el esfuerzo de gel.
- El instrumento de velocidad variable de 115 ó 240 voltios es accionado

para obtener todas las velocidades comprendidas entre 625 y 1 RPM. Se usa la velocidad de 3 RPM para determinar el esfuerzo de gel.

1) PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA VISCOSIDAD APARENTE, LA VISCOSIDAD PLÁSTICA Y EL PUNTO CEDENTE

1. Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito de rotor.
2. Calentar o enfriar la muestra hasta 120°F (49°C). Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.
3. Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.
4. Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.
5. Viscosidad plástica en centipoise = indicación a 600 RPM menos indicación a 300 RPM (ver la Figura 4).
6. Punto Cedente en lb/100 pies² = indicación a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise.
7. Viscosidad aparente en centipoise = indicación a 600 RPM dividida por 2.

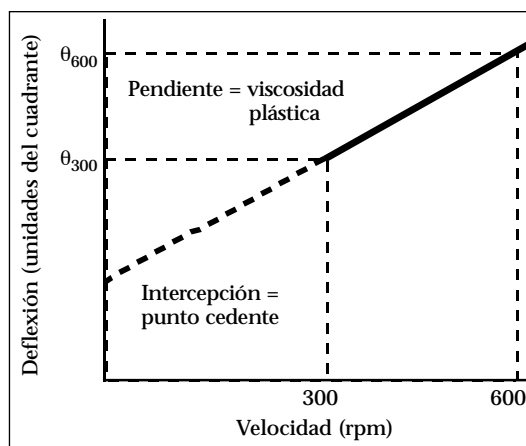


Figura 4: Curva típica de caudales para un lodo de perforación.

2) PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL ESFUERZO DE GEL

1. Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
2. Apagar el motor y esperar 10 segundos.
3. Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en lb/100 pies² como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.
4. Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos. Indicar la temperatura medida.

Mantenimiento del Instrumento

Limpiar el instrumento operándolo a gran velocidad con el manguito de rotor sumergido en agua u otro solvente. Retirar el manguito de rotor torciendo ligeramente para soltar la clavija de cierre. Limpiar minuciosamente el balancín y las otras piezas con un trapo limpio y seco o una servilleta de papel.

CUIDADO: El balancín es hueco y puede quitarse para ser limpiado. A veces, la humedad puede acumularse dentro del balancín y debería ser eliminada con un limpiador para tubos. La inmersión del balancín hueco en lodo extremadamente caliente (>200°F) podría causar una explosión muy peligrosa.

OBSERVACIÓN: Nunca sumergir el instrumento en agua.

Sección 3. Filtración

Descripción

La propiedad de filtración o formación de paredes de un lodo es determinada con un filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro. La prueba es realizada bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión especificadas. Después de la prueba se mide el espesor del revoque sólido que se ha asentado.

El filtro prensa usado debería cumplir con las especificaciones indicadas en la Práctica Recomendada de API y la prueba debería ser realizada de la manera recomendada. La prueba de filtrado API es realizada a la temperatura superficial y a una presión de 100 psi, y los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos.

Instrumentos

Este instrumento (ver la Figura 5) consta de una celda de lodo, un regulador de presión y un medidor montado encima de la caja de transporte o en la parte superior de la unidad de laboratorio móvil. Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda al regulador, simplemente introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido horario. Algunas celdas no tienen este dispositivo de cierre y son simplemente introducidas dentro del acoplamiento apropiado. La celda se cierra en la parte inferior con una tapa provista de una tela metálica (o rejilla), colocando la tapa firmemente contra el papel filtro y girando hacia la derecha hasta que quede apretada a mano. Esto empuja la hoja de papel filtro contra la junta tórica que fue previamente introducida en la base de la celda. La presión es proporcionada por un pequeño cartucho de gas carbónico. Se proporciona una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda. No se debe usar N_2O , óxido nitroso.

A) PRUEBA DE FILTRADO API

Procedimiento

1. Mantener disponible una presión de aire o gas de 100 psi.
2. Retirar la tapa de la parte inferior de la celda limpia y seca. Colocar la junta tórica en una ranura en buen estado y



Figura 5: Ejemplo de filtro prensa API.

volver la celda al revés para llenarla. Cualquier daño mecánico podría perjudicar la hermeticidad de la celda. Obturar la entrada con un dedo.

3. Llenar la celda con lodo hasta 1/4 pulgada de la ranura de la junta tórica. Colocar el papel filtro (Whatman N° 50 o equivalente) encima de la junta tórica. Colocar la tapa encima del papel filtro con las bridas de la tapa entre las bridas de la celda, y girar en sentido horario hasta que quede apretada a mano. Invertir la celda, introducir el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y girar en cualquier sentido para bloquear.
4. Colocar un cilindro graduado apropiado debajo del orificio de descarga de filtrado para recibir el filtrado.
5. Abrir la válvula de entrada aplicando presión sobre la celda. (Se puede observar que la aguja oscila rápidamente hacia abajo a medida que la presión llena la celda.)
6. La prueba de API dura normalmente 30 minutos. Al término de la prueba, cerrar la válvula. Después de desconectar la fuente de presión, la presión se purgará automáticamente. Retirar la celda.

7. Registrar el filtrado en mililitros, a menos que se especifique de otra manera.
8. Desmontar la celda, desechar el lodo y recuperar el papel filtro con mucho cuidado para perturbar lo menos posible el revoque. Lavar el revoque minuciosamente para eliminar el exceso de lodo. Medir el espesor del revoque y registrar la medida en 1/32 de pulgada.

B) FILTRACIÓN DE ALTA TEMPERATURA, ALTA PRESIÓN (ATAP)

Filtro prensa de ATAP de estilo MB (API #II)

Descripción

El instrumento (ver las Figuras 6 y 7) se compone de una envuelta exterior calefactora con termostato, un conjunto de platillo para la celda, el conjunto primario de presión y el receptor de contrapresión. La capacidad de la celda de lodo es de 160 ml con una superficie de filtro de 3,5 pulg.². El receptor de filtrado tiene una capacidad de 15 ml, y se puede usar un tubo de vidrio para una contrapresión de hasta 100 psi. Si se usa una contrapresión mayor, el tubo de vidrio debe ser reemplazado por un tubo de acero inoxidable.

Se puede realizar una prueba de rutina a 300°F y una presión diferencial de 500 psi. Se registra el filtrado a temperaturas elevadas como el doble del número de mililitros perdidos en 30 minutos.

Procedimiento

1. Enchufar el cable de la envuelta exterior calefactora en la fuente de alimentación apropiada y dejar que el instrumento se precaliente. Colocar el termómetro en su cubeta dentro de la envuelta calefactora y ajustar el termostato para obtener una temperatura de 10°F encima de la temperatura de prueba deseada.
2. Cerrar la válvula de entrada en la celda e invertir la celda.
3. Tomar lodo de la línea de flujo y llenar hasta 1/2 pulgada de la ranura de la junta tórica, dejando un margen para la dilatación.
4. Colocar un círculo de papel filtro en la ranura y colocar la junta tórica encima del papel. Usar papel Whatman N° 50 o equivalente.
5. Disponer el conjunto de platillo de la celda sobre el papel filtro y alinear las agarraderas de cierre de seguridad.

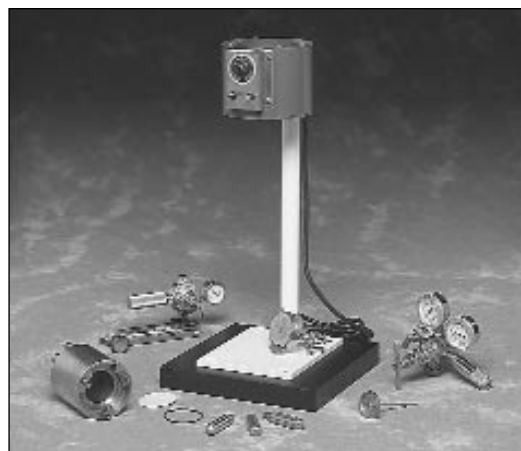


Figura 6: Filtro prensa de ATAP (desmontado).

6. Apretar uniformemente los tornillos de cabeza con los dedos y cerrar la válvula de descarga.
7. Con el conjunto de platillo de la celda bajado, colocar la celda dentro de la envuelta exterior calefactora con todas las válvulas cerradas. Transferir el termómetro a la cubeta de termómetro de la celda.
8. Colocar el cartucho de CO₂ en el conjunto primario de presión y apretar el soporte del cartucho hasta que se perfora el cartucho. El regulador y la válvula de purga deberían estar cerrados.
9. Al levantar el anillo de cierre, deslizar el conjunto primario de presión sobre el "acoplamiento corredizo" superior y soltar el anillo de cierre.
10. Aplicar una presión de 100 psi sobre la válvula y luego abrir la válvula para presurizar la unidad. Esta presión minimizará la ebullición mientras se calienta la muestra.
11. Siempre se debe usar el receptor de contrapresión para evitar la vaporización del filtrado cuando las temperaturas de la prueba se acercan a, o exceden el punto de ebullición. Colocar y activar un cartucho de CO₂ dentro del conjunto del receptor de contrapresión.
12. Deslizar el conjunto de contrapresión en su sitio con el anillo de cierre ranurado.
13. Aplicar una presión de 100 psi sobre la unidad de presión inferior, manteniendo la válvula cerrada.
14. Una vez que la temperatura alcanza el nivel deseado (300°F), según la indicación del termómetro de la celda, aumentar la presión sobre el

regulador superior de la celda de 100 a 600 psi, manteniendo la presión de 100 psi sobre el regulador inferior. Abrir la válvula inferior de la celda dando una vuelta y comenzar a medir el tiempo de la prueba.

15. Mantener una presión de 100 psi sobre el receptor durante la prueba. Si la presión aumenta, descargar un poco de filtrado para mantener la presión diferencial de 500 psi. Mantener la temperatura a $\pm 5^{\circ}\text{F}$.
16. Después de 30 minutos de filtración, cerrar la válvula inferior de la celda y luego cerrar la válvula superior de la celda.
17. Aflojar los tornillos en T de los dos reguladores y purgar la presión de ambos.
18. Descargar el filtrado dentro del cilindro graduado y leer la indicación de volumen. El valor a registrar debe ser el doble de la indicación. Retirar el receptor.
19. Desconectar el conjunto primario de presión levantando el anillo de cierre y deslizando el conjunto.
CUIDADO: La celda sigue conteniendo presión.
20. Mantener la celda en la posición vertical y enfriarla a la temperatura ambiente; luego purgar la presión de la celda; no se debe soplar el lodo a través de la válvula.



Figura 7: Prensa filtro de ATAP (estilo MB – API #II).

21. Invertir la celda, aflojar los tornillos de cabeza (si es necesario, usar una llave de cabeza hexagonal) y desmontar. Limpiar y secar minuciosamente todas las partes.

FILTRO PRENSA DE ATAP DE ESTILO API #I (VÁSTAGO HUECO DE PUNTA AHUSADA)

La prueba estándar de filtrado ATAP se realiza a una temperatura de 300°F (148°C) y una presión diferencial de 500 psi.

Descripción

1. Envuelta exterior calefactora montada sobre un soporte.
2. Una celda de muestra con una presión de régimen de 1.000 psi (superficie de filtro de 3,5 pulg.²).
3. Termómetro o termocupla electrónica (indicaciones hasta 500°F [260°C]).
4. Regulador de montaje superior con la capacidad de regular 1.000 psi provenientes de cualquier fuente de presión utilizada.
5. Receptor de filtrado (se recomienda uno de 100 ml) diseñado para soportar una contrapresión de régimen de por lo menos 500 psi.
6. Cilindro graduado para captar el filtrado.

OBSERVACIÓN: Tener mucho cuidado al realizar la prueba de ATAP. Mantener todo el equipo en condiciones seguras de funcionamiento.

Prueba a temperaturas de 300°F (149°C) o menos

1. Enchufar la celda exterior calefactora en el voltaje correcto para la unidad. Colocar el termómetro en la cubeta del termómetro proporcionada en la parte exterior de la envuelta.
2. Precalentar la celda a 10°F por encima de la temperatura de prueba, y si es necesario, mantener esa temperatura ajustando el termostato. Verificar todas las juntas tóricas y realizar los reemplazos necesarios.
3. Agitar la muestra de lodo durante 10 minutos y verter el lodo dentro de la celda, asegurándose que el vástago de válvula sobre el cuerpo de la celda esté cerrado. No se debe llenar la celda a más de 1/2 pulgada de la parte superior del borde.
4. Colocar un trozo de papel filtro (Whatman N° 50 o equivalente) encima del borde.
5. Asentar correctamente la tapa, alinear y apretar los tornillos prisioneros con cavidad hexagonal. Asegurarse que ambos vástagos de válvula estén cerrados y luego colocar la celda dentro de la envuelta calefactora.

Bloquear la celda dentro de la envuelta con un movimiento de torsión.

OBSERVACIÓN: El cuerpo de la celda cabe dentro de la envuelta con el extremo que contiene el papel filtro hacia abajo.

6. Transferir el termómetro a la cubeta del termómetro del cuerpo de la celda.
7. Colocar la unidad de presión sobre la válvula superior y bloquearla con una clavija de cierre.
8. Colocar el receptor de contrapresión inferior sobre la válvula inferior y bloquearlo (ver la Figura 8).
9. Aplicar una presión de 100 psi a ambas unidades de presión y abrir el vástago de válvula superior dando un cuarto de vuelta en sentido antihorario.
10. Cuando se alcanza la temperatura de prueba, aumentar la presión de la unidad de presión superior hasta 600 psi y abrir el vástago de válvula inferior dando un cuarto de vuelta en sentido horario para iniciar la filtración. El filtrado será captado en un cilindro graduado durante un periodo de 30 minutos.
11. Durante la prueba, la temperatura de prueba debería ser mantenida dentro de $\pm 5^{\circ}\text{F}$. Purgar una pequeña cantidad de filtrado cuando la contrapresión excede 100 psi.
12. Después de 30 minutos, cerrar ambas válvulas y aflojar los tornillos en T del regulador. Purgar el filtrado y la presión del receptor inferior y luego purgar la presión del regulador superior. Retirar el regulador y el receptor superiores.
Retirar la celda de la envuelta calefactora y enfriarla a la temperatura



Figura 8: Filtro prensa de ATAP (estilo API #1) (desmontado).

ambiente, manteniéndola en una posición vertical.

CUIDADO: La celda aún contiene presión.

13. Mientras que la celda se está enfriando, medir la cantidad de filtrado captado y doblar los resultados en mililitros de filtrado, junto con la temperatura de prueba.
14. Una vez que la celda se ha enfriado, purgar con cuidado la presión del vástago situado enfrente del papel filtro. Cerrar la válvula y abrir el otro extremo con cuidado para purgar cualquier presión que esté presente.

Temperatura de Envejecimiento		Presión de Vapor de Agua		Coeficiente de Dilatación Cúbica para el Agua a la Presión de Saturación	Contrapresión Aplicada Sugerida	
$^{\circ}\text{F}$	$^{\circ}\text{C}$	kPa	psi		kPa	psi
212	100	101	14,7	1,04	689	100
250	121	207	30	1,06	689	100
300	149	462	67	1,09	689	100
350	177	931	135	1,12	1.104	160
400	205	1.703	247	1,16	1.898	275
450	232	2.917	422	1,21	3.105	450

Observación: No se debe exceder las recomendaciones del fabricante del equipo respecto a las temperaturas, presiones y volúmenes máximos.

Tabla 2: Presión de vapor y dilatación cúbica del agua entre 212 y 450°F con la contrapresión sugerida.

Desmontar una vez que se ha purgado toda la presión, y desechar la muestra de lodo. Observar visualmente y tomar nota de la condición del revoque. Éste se puede medir en 1/32 de pulgada.

Prueba a temperaturas comprendidas entre 300 y 400°F (149 y 233°C)

Se usa el mismo procedimiento básico, excepto que se recomienda usar una celda de 500 ml y un múltiple de presión de nitrógeno:

1. Al calentar la muestra, se puede imponer una presión de 450 psi sobre ambas unidades de presión. Al iniciar la prueba, se aumenta la presión superior

hasta 950 psi y se mantiene la presión inferior a 450 psi.

2. Para las temperaturas de 350 a 400°F, se requiere el uso de un disco de acero inoxidable poroso (Dynalloy X5 o equivalente) en lugar del papel filtro (ver API RP 13B-1 y 13B-2).
3. El tiempo requerido para calentar la muestra no debería exceder 1 hora.

C) COMPRESIBILIDAD DEL REVOQUE

Se realiza esta prueba usando el mismo procedimiento a 300°F (149°C), pero se aplica una presión de 200 psi al cuerpo de la celda y 100 psi al receptor inferior. Los valores de presión diferencial de 100 y 500 psi son comparados.

Sección 4. Contenido de Arena

Instrumentos

El contenido de arena del lodo se calcula usando una malla de arena. La prueba de filtrado es de uso extendido en el campo, debido a lo sencillo de la operación.



Figura 9: Juego de determinación del contenido de arena.

JUEGO DE DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE ARENA

Descripción

El juego de determinación del contenido de arena (ver la Figura 9) se compone de una malla de 2 1/2 pulgadas de diámetro, de malla 200 (74 micrones), un embudo de tamaño que se ajusta a la malla y un tubo

medidor de vidrio, marcado para señalar el volumen de lodo a ser añadido para leer el porcentaje de arena directamente en la parte inferior del tubo, el cual está graduado de 0 a 20%.

Procedimiento

1. Llenar de lodo el tubo medidor de vidrio hasta la marca señalada. Añadir agua hasta la siguiente marca. Tapar la boca del tubo con el pulgar y agitar enérgicamente.
2. Verter la mezcla sobre la malla, añadir más agua al tubo, agitar y verter de nuevo sobre la malla. Repetir hasta que el agua de lavado esté clara. Lavar la arena retenida por la malla.
3. Colocar el embudo en la parte superior de la malla. Introducir la extremidad del embudo dentro del orificio del tubo de vidrio. Usando un chorro fino de agua pulverizada, enjuagar la malla para arrastrar la arena dentro del tubo. Esperar que la arena se asiente. Usando las graduaciones del tubo, leer el porcentaje de volumen de arena.

Sección 5. Contenido de Líquidos y Sólidos

Instrumentos

Se usa una retorta de lodo con capacidad de calefacción en el “horno” para determinar la cantidad de líquidos y sólidos contenidos en un fluido de perforación. No se recomienda el uso de retortas calefactoras de sonda interna. Se coloca una muestra de lodo (retortas de 10, 20 ó 50 ml están disponibles) dentro del vaso y se añade la tapa para expulsar parte del líquido. Esto garantiza un volumen correcto. La muestra es calentada hasta que los componentes líquidos se vaporicen. Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado que suele ser graduado en porcentajes. El volumen de líquido, petróleo y agua se mide directamente en porcentajes. Los sólidos suspendidos y disueltos son determinados restando de 100% o leyendo el espacio vacío en la parte superior del cilindro.

Descripción

A) PROCEDIMIENTO: RETORTA

1. Dejar que la muestra de lodo se enfríe a la temperatura ambiente.
2. Desmontar la retorta y lubricar las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas (Never-Seez®). Llenar el vaso de muestra con el fluido a probar casi hasta el nivel máximo. Colocar la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener el volumen exacto – se requiere un volumen de 10, 20 ó 50 ml. Limpiar el fluido derramado sobre la tapa y las roscas.
3. Llenar la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y luego atornillar el vaso de muestra a la cámara de expansión. Las virutas de acero deberían atrapar los sólidos extraídos por ebullición. Mantener el montaje vertical para evitar que el lodo fluya dentro del tubo de drenaje.
4. Introducir o atornillar el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándolo firmemente. El cilindro graduado que está calibrado para leer en porcentajes

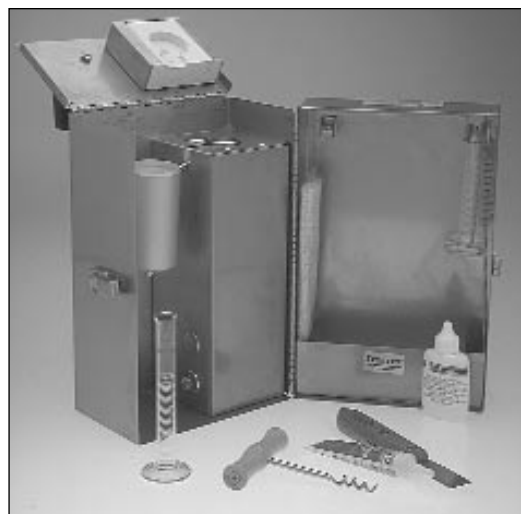


Figura 10: Retorta.

- debería estar sujetado al condensador con abrazaderas.
5. Enchufar el cable de alimentación en el voltaje correcto y mantener la unidad encendida hasta que termine la destilación, lo cual puede tardar 25 minutos según las características del contenido de petróleo, agua y sólidos.
 6. Dejar enfriar el destilado a la temperatura ambiente.
 7. Leer el porcentaje de agua, petróleo y sólidos directamente en la probeta graduada. Una o dos gotas de solución atomizada ayudará a definir el contacto petróleo-agua, después de leer el porcentaje de sólidos.
 8. Al final de la prueba, enfriar completamente, limpiar y secar el montaje de retorta.
 9. Hacer circular un producto limpiador de tubos a través del orificio del condensador y del tubo de drenaje de la retorta para limpiar y mantener íntegro el calibre de los orificios.
- OBSERVACIÓN:** No permitir que el tubo de drenaje quede restringido.

Análisis del porcentaje en volumen de sólidos, método de pesaje (cálculo basado en la diferencia de pesos usando una retorta convencional)

1. Equipo necesario:
Balanza de lodo.
Retorta convencional de 20 cm³ (del tipo de horno).

- Balanza analítica con una precisión de $\pm 0,01$ g.
2. Se toman cuatro medidas:
 - A. Peso del lodo.
 - B. Peso de la retorta (incluyendo las virutas de acero y el vaso).
 - C. Peso de la retorta con lodo entero.
 - D. Peso de la retorta con los sólidos del lodo.
- Procedimiento**
1. Preparar la retorta con las virutas de acero y el vaso de muestra. Determinar el peso en gramos. Éste es el valor B.
 2. Desmontar la retorta y añadir lodo para llenar el vaso de muestra. No se requiere medir el volumen ni usar la tapa porque los volúmenes son calculados durante este procedimiento de pesaje. Pesarse la retorta reensamblada. Éste es el valor C.
 3. Operar la retorta normalmente, captando el destilado (agua y cualquier cantidad de petróleo).
 4. Dejar enfriar la retorta y pesar de nuevo el montaje. Éste es el valor D.

Cálculo

Calcular:

1. Densidad de lodo (g/cm^3); $\text{SG}_{\text{LODO}} = \text{peso del lodo (lb/gal)} \times 0,11994$.
2. Gramos de lodo en la retorta: $\text{g de lodo} = \text{Valor C} - \text{Valor B}$.
3. Gramos o cm^3 de agua destilada $\text{Valor C} - \text{Valor D}$.

Calcular el porcentaje en volumen de sólidos:

$$\text{Fracción de sólidos} = \frac{(C - B) - \text{SG}_{\text{LODO}} \times (C - D)}{C - B}$$

% sólidos = $100 \times \text{fracción volumétrica de sólidos}$

Ejemplo:

Cuatro medidas de un lodo usado en el campo:

- A) 12,70 lb/gal
- B) 317,45 g
- C) 348,31 g
- D) 332,69 g

Por lo tanto:

$$\#1 = 12,70 \text{ lb/gal} \left[0,1194 \frac{\text{g}/\text{cm}^3}{\text{lb/gal}} \right] = 1,523 \text{ g}/\text{cm}^3$$

$$\#2 = 348,31 - 317,45 = 30,86 \text{ g de lodo}$$

$$\#3 = 348,31 - 332,69 = 15,62 \text{ g de agua}$$

$$\begin{aligned} \text{Fracción volumétrica de sólidos} &= \frac{30,86 - 1,52 \times 15,62}{30,86} \\ &= \frac{7,12}{30,86} \\ &= 0,2307 \end{aligned}$$

$$\% \text{ sólidos} = 100 \times 0,2307 = 23,07\%$$

B) CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO Procedimiento de campo para determinar la capacidad de intercambio catiónico (CEC)

Equipo

1. Jeringa de 3 ml, bureta de 10 ml.
2. Micropipeta de 0,5 ml.
3. Matraz Erlenmeyer de 250 ml con tapón de caucho.
4. Bureta o pipeta de 10 ml.
5. Cilindro graduado de 50 ml.
6. Varilla de agitación.
7. Placa calentadora.
8. Papel filtro: 11 cm de diámetro, Whatman N° 1 o equivalente.

Reactivos

1. Solución de azul de metileno:
1 ml = 0,01 miliequivalentes
3,74 g de azul de metileno de
calidad USP ($C_{16}H_{18}N_3SCl \cdot 3H_2O$)
por litro.
2. Peróxido de hidrógeno, solución al 3%.
3. Solución de ácido sulfúrico 5 N.

Procedimiento

1. Añadir 2 ml de lodo (o un volumen adecuado de lodo que requiera de 2 a 10 ml de reactivo) a 10 ml de agua en el matraz Erlenmeyer. Añadir 15 ml de peróxido de hidrógeno de 3% y 0,5 ml de la solución de ácido sulfúrico 5 N, y mezclar revolviendo antes de calentar. Hervir a fuego lento durante 10 minutos. Diluir con agua hasta obtener una solución de aproximadamente 50 ml.

OBSERVACIÓN: Además de la bentonita, los lodos de perforación suelen contener otras sustancias que absorben el azul de metileno. El tratamiento con peróxido de hidrógeno tiene por objeto eliminar el efecto de las materias orgánicas tales como CMC (carboximetilcelulosa), poliacrilatos, lignosulfonatos y lignitos.

2. Añadir la solución de azul de metileno, agregando cada vez una cantidad de 0,5 ml de la bureta o pipeta al matraz. Después de cada adición, introducir el tapón de caucho y agitar el contenido del matraz durante unos 30 segundos. Mientras que los sólidos están suspendidos, extraer una gota del

matraz con una varilla de vidrio y colocarla sobre el papel filtro. Se alcanza el punto final de la valoración cuando el colorante aparece en la forma de un círculo azul verdoso alrededor de los sólidos teñidos.

3. Al detectar el color azul verdoso que se está propagando a partir del punto, agitar el matraz durante 2 minutos adicionales y añadir otra gota al papel filtro. Si se observa otro círculo azul verdoso, el punto final de la valoración ha sido alcanzado. Si el círculo no aparece, repetir la operación anterior hasta que una gota extraída después de agitar por 2 minutos muestre el color azul verdoso.
4. Registrar el volumen (ml) de solución de azul de metileno usado.
5. Capacidad de azul de metileno (MBC) del lodo
MBC según el sistema inglés (lb/bbl) = $(\text{cm}^3 \text{ de azul de metileno} / \text{cm}^3 \text{ de lodo}) \times 5$
MBC según el sistema métrico (kg/m^3) = $(\text{cm}^3 \text{ de azul de metileno} / \text{cm}^3 \text{ de lodo}) \times 14$

C) CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO DE LA LUTITA

Capacidad de azul de metileno (equiv. bentonita)

MBC según el sistema inglés (lb/bbl) = $\text{CEC} \times 5$

MBC según el sistema métrico (kg/m^3) = $\text{CEC} \times 14$

Capacidad de intercambio catiónico para las lutitas

Se pesa con precisión una cantidad de aproximadamente 1 g de lutita molida deshidratada, colocándola dentro de un matraz Erlenmeyer de 150 ml y añadiendo 50 ml de agua desionizada. Se hace hervir la lechada de lutita a fuego lento, con 0,5 ml de ácido sulfúrico 5 N, durante 10 minutos. Luego se deja enfriar y se valora la lechada por incrementos de 0,5 ml con la solución de azul de metileno 0,01 N.

CEC en miliequivalentes/100 g de
lutita = $\frac{\text{ml de azul de metileno}}{\text{g de lutita valorada}}$

D) PRUEBA DE EFICACIA DEL FLOCULANTE

Procedimiento

1. Medir 100 ml de agua de perforación tomada directamente de la línea de flujo del equipo de perforación y vertida dentro de un cilindro graduado.
2. Añadir 1 ml de solución de floculante de 1%* en el cilindro graduado.
3. Invertir lentamente el cilindro graduado 3 ó 4 veces y colocarlo sobre una superficie plana.
4. Registrar el tiempo (en segundos) requerido para que los flóculos se formen y se asienten hasta la línea de 40 cm³ en el cilindro graduado.

5. Repetir el procedimiento con cada floculante. Si no se forman flóculos, no se requerirá ningún floculante en ese momento. Repetir esta prueba todos los días o cada dos días.
6. El floculante que produce el tiempo más rápido es el que se debe usar.

OBSERVACIÓN: Para determinar si se requiere usar un floculante en la perforación con agua clara, tomar una muestra de agua en el punto de retorno al tanque de succión y realizar una prueba de floculante.

*Las soluciones de floculante de 1% son preparadas añadiendo 1 g del floculante correcto a 100 ml de agua destilada y agitando la solución hasta que el floculante se disuelva.

Sección 6. Concentración Iónica de Hidrógeno (pH)

Objeto

La medición en el campo del pH del fluido de perforación (o filtrado) y los ajustes del pH son operaciones críticas para el control del fluido de perforación. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del pH, al igual que en el control de los procesos de corrosión causada por ácidos y el sulfuro.

Se usan dos métodos para medir el pH del lodo de perforación base agua dulce: un método colorimétrico modificado, usando tiras de prueba con refuerzo de plástico (palillos); y el método potenciométrico, usando el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio. El método de tira de plástico se usa frecuentemente para medir el pH en el campo, pero no constituye el método preferido. Este método sólo es fiable para los lodos base agua que tienen una composición muy simple. Los sólidos del lodo, las sales y los productos químicos disueltos, y los fluidos de color oscuro causan errores en los valores indicados por las tiras de plástico indicadoras de pH

revestidos con indicadores cuyo color depende del pH del fluido donde se introducen los palillos. Se proporcionan tablas de colores estándar para fines de comparación con el palillo de prueba, lo cual permite estimar el pH con una precisión de $\pm 0,5$ sobre todo el rango de pH.

Procedimiento

1. Colocar un palillo indicador de pH en el lodo y dejarlo hasta que el color se estabilice, lo cual requiere generalmente menos de un minuto. Enjuagar el palillo con agua desionizada, sin secar con un trapo.
2. Comparar los colores del palillo con el patrón de color proporcionado y estimar el pH del lodo.
3. Ajustar el pH del lodo a la unidad de pH 0,5 más próxima.



Figura 11: palillos indicadores de pH.

A) PAPEL pH (PALILLOS INDICADORES)

Descripción

Los palillos indicadores de pH “colorpHast” (ver la Figura 11) están

B) MEDIDOR DE pH**Descripción**

Para medir el pH del fluido de perforación, se recomienda el método que emplea el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio similar al Orion modelo N° 201. Este medidor es preciso y proporciona valores de pH confiables, visto que está esencialmente libre de interferencias. Las medidas se pueden tomar rápida y fácilmente, ajustando automáticamente la pendiente y la compensación termostática.

Equipo

1. Medidor de pH (por ej.: Orion 201).
2. Electrodo de vidrio medidor de pH.
3. Soluciones amortiguadoras (pH 4, 7 y 10).
4. Accesorios:
 - a. Cepillo blando.
 - b. Detergente líquido suave.
 - c. NaOH, 0,1 M, para reacondicionar el electrodo.
 - d. HCl, 0,1 M, para reacondicionar el electrodo.
 - e. Agua destilada o desionizada.
 - f. Papel fino suave para secar los electrodos.
 - g. Termómetro de varilla de cristal, 32 a 212°F.

Procedimiento

1. Obtener la muestra de fluido a probar y dejar que alcance la temperatura de $75 \pm 5^\circ\text{F}$ ($24 \pm 3^\circ\text{C}$).
2. Dejar que las soluciones amortiguadoras alcancen la misma temperatura que el fluido a probar. Para obtener una medida precisa del pH del fluido de la prueba, la solución amortiguadora y el electrodo de referencia deben estar a la misma temperatura. El pH de la solución amortiguadora indicado en la etiqueta del recipiente sólo es para 75°F (24°C). Para calibrar a otra temperatura, se debe usar el pH efectivo de la solución amortiguadora a esa temperatura. Tablas de valores del pH de la solución amortiguadora a diferentes temperaturas pueden ser obtenidas del fabricante y deberían ser usadas en el procedimiento de calibración.
3. Limpiar los electrodos – lavarlos con agua destilada y secar.

4. Colocar la sonda dentro de la solución amortiguadora de pH 7,0.
5. Activar el medidor, esperar 60 segundos para que la indicación se estabilice. Si la indicación del medidor no se estabiliza, consultar los procedimientos de limpieza.
6. Medir la temperatura de la solución amortiguadora de pH 7,0.
7. Fijar esta temperatura sobre el botón de “temperatura”.
8. Fijar la indicación del medidor a “7,0” usando el botón de “calibración”.
9. Enjuagar y secar la sonda.
10. Repetir las Etapas 6 a 9 usando una solución amortiguadora de pH 4,0 ó 10,0. Usar la solución de pH 4,0 para la muestra de bajo pH, o la solución de pH 10,0 para la muestra alcalina. Ajustar el medidor a “4,0” o “10,0” respectivamente, usando el botón de “temperatura”.
11. Controlar de nuevo el medidor con la solución amortiguadora de pH 7,0. Si la indicación ha cambiado, fijarla de nuevo a “7,0” con el botón de “calibración”. Repetir las Etapas 6 a 11. Si el medidor no se calibra correctamente, reacondicionar o reemplazar los electrodos de la manera indicada en los procedimientos de limpieza.
12. Si el medidor calibra correctamente, enjuagar y secar los electrodos. Colocar la muestra a probar. Esperar unos 60 segundos para que la indicación se estabilice.
13. Registrar el pH medido, junto con la temperatura de la muestra probada. Indicar si se probó el lodo o el filtrado.
14. Limpiar minuciosamente los electrodos, preparándolos para el próximo uso. Colocar dentro de una botella de almacenamiento, con el electrodo a través del tapón. Usar una solución amortiguadora de pH 7,0 para almacenar el electrodo. En general no se recomienda usar agua desionizada para almacenar el electrodo. Si se almacena el medidor sin usar por mucho tiempo, quitarle las pilas.
15. Desactivar el medidor y cerrar la tapa para proteger el instrumento.



Figura 12: Orion o medidor de pH adecuado.

Procedimientos de limpieza

1. Los electrodos deben ser limpiados periódicamente, especialmente si el petróleo o las partículas de arcilla cubren la superficie del electrodo de vidrio o la cara porosa del electrodo de referencia. Limpiar los electrodos con el cepillo blando y un detergente suave.
2. Puede ser necesario reacondicionar los electrodos si el taponamiento se hace grave, tal como lo indica la respuesta lenta, la dispersión de las indicaciones, o si la “pendiente” y la “calibración” no se pueden ajustar mutuamente.
3. Reacondicionar mediante el remojo de los electrodos durante 10 minutos en HCl con una concentración molar de 0,1 y enjuagando con agua, y luego remojando durante 10 minutos en NaOH con una concentración molar de 0,1 y enjuagando de nuevo.
4. Verificar la respuesta de los electrodos ejecutando las etapas de calibración.
5. La siguiente etapa sólo deber ser realizada por personas competentes. Si los electrodos no dan ninguna respuesta, remojar los electrodos en una solución de $\text{NH}_4\text{F} \cdot \text{HF}$ de 10%, por un máximo de 2 minutos. (CUIDADO: Este ácido es fuerte y tóxico). Repetir las etapas de calibración.
6. Reemplazar el sistema de electrodos si no se puede reacondicionar mediante los pasos citados.

Sección 7. Análisis Químico de los Fluidos de Perforación base Agua

A) ALCALINIDAD (P_F , M_F , P_M Y CONTENIDO DE CAL)

Equipo

Los siguientes materiales son necesarios para determinar la alcalinidad y el contenido de cal de los fluidos de perforación:

1. Solución ácida normalizada, 0,02 N (N/50); ácido sulfúrico o nítrico (OBSERVACIÓN: También se puede utilizar la solución ácida normalizada 0,1N (N/10), pero convirtiéndola al equivalente ml 0,02 N multiplicando por 5).
2. Solución indicadora de fenolftaleína.
3. Solución indicadora de anaranjado de metilo/verde de bromocresol. API recomienda al anaranjado de metilo (amarillo a rosado).
4. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
5. Pipetas graduadas: una de 1 ml y otra de 10 ml.
6. Varilla de agitación.
7. Una jeringa de 1 ml.
8. Medidor de pH con electrodo de vidrio (sugerido).

1) PROCEDIMIENTO PARA LA ALCALINIDAD DEL FILTRADO (P_F Y M_F)

1. Medir 1 ml de filtrado dentro del recipiente de valoración y añadir 5 ml de agua desionizada.
2. Añadir 2 o más gotas de indicador de fenolftaleína. Si la solución se vuelve rosada.
3. Añadir ácido 0,02 N gota a gota de la pipeta, agitando hasta que el color rosado desaparezca. Si la muestra está tan coloreada que no se puede observar el cambio de color del indicador, el punto final será tomado cuando el pH cae a 8,3, según sea medido por el medidor de pH con electrodo de vidrio. (La muestra puede ser diluida con agua destilada.)
4. Indicar la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado, P_F , como número de ml de ácido 0,02 N requeridos por ml de filtrado para lograr el punto final.

5. Añadir 3 a 4 gotas de indicador de anaranjado de metil/verde de bromocresol a la misma muestra que fue utilizada para medir P_f ; un color verde aparecerá.
6. Valorar con ácido 0,02 N hasta que el color se vuelva amarillo. Esto ocurrirá al pH 4,3.
7. M_f se indica como el volumen total (ml) de ácido utilizado para P_f más esta última valoración.

Ejemplo:

Si se utilizó 0,5 ml de ácido para valorar el punto final de fenolftaleína, P_f es 0,5.

Si se utilizó un volumen adicional de ácido de 0,3 ml para valorar hasta el punto final de anaranjado de metilo, M_f es 0,8.

Procedimiento para $BaCl_2$:

1. Medir 1 ml de filtrado dentro de un recipiente de valoración.
2. Añadir 2 gotas de solución de cloruro de bario de 10%
(OBSERVACIÓN: $BaCl_2$ es venenoso; no pipetar con la boca).
3. Repetir las Etapas 2 a 4 para la valoración de P_f .
4. Como regla general, si PAlcalinidad de $BaCl_2$ es la mitad o menos de la valoración P_f anterior, la contaminación por carbonatos ha ocurrido.

Ejemplo:

Si se utilizó 1 ml de ácido para valorar hasta el punto final para P_f , entonces P_f es 1,0.

Si se utilizó 0,4 ml de ácido para valorar hasta el punto final de PAlcalinidad con $BaCl_2$, entonces el valor de $BaCl_2$ es 0,5. Por lo tanto, la contaminación por carbonatos existe porque $BaCl_2$ es menos de la mitad de P_f .

2) PROCEDIMIENTO PARA LA ALCALINIDAD DEL LODO (P_M)

Medir 1 ml de lodo dentro del recipiente de valoración utilizando la jeringa. Diluir la muestra de lodo con 25 ml de agua destilada. Añadir 5 gotas de indicador de fenolftaleína, y durante la agitación, añadir ácido 0,02 N o ácido 0,1 N hasta que el color rosa desaparezca. Si la muestra está tan coloreada que no se puede observar el cambio de color del indicador, el punto

final será tomado cuando el pH cae a 8,3, según sea medido con electrodo de vidrio.

Indicar la alcalinidad de fenolftaleína del lodo, P_M , como número de ml de ácido 0,02 N (N/50) requeridos por ml de lodo. Si se utiliza el ácido 0,1 N, $P_M = 5 \times$ ml de ácido 0,1 N por ml de lodo.

3) PROCEDIMIENTO PARA EL CONTENIDO DE CAL

Determinar P_f y P_M de la manera descrita en los párrafos que anteceden.

Determinar la fracción volumétrica del agua en el lodo, F_W (fracción decimal de agua), usando el valor obtenido durante la prueba de retorta.

Indicar el contenido de cal del lodo en lb/bbl, calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Cal (lb/bbl)} = 0,26 \times (P_M - F_W P_f).$$

**4) ALCALINIDAD DEL FILTRADO: P_1 Y P_2
Equipo**

1. Solución normal de ácido sulfúrico, 0,02 N (N/50).
2. Solución de hidróxido de sodio, 0,1 N (N/10).
3. Solución de cloruro de bario, 10%.
4. Indicador de fenolftaleína.
5. Agua desionizada.
6. Papel pH o medidor de pH con electrodo de vidrio.
7. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
8. Pipeta: una de 1 ml, una de 2 ml y una de 10 ml.
9. Cilindros graduados: uno de 25 ml y otro de 5 ó 10 ml.
10. Varilla de agitación.

Procedimiento: $P_1 - P_2$

1. Medir 1 ml de filtrado dentro del recipiente de valoración y añadir 24 ml de agua desionizada.
2. Añadir 2 ml de hidróxido de sodio 0,1 N y agitar bien. Medir el pH con el papel pH o el medidor de pH. Si el pH es 11,4 o mayor, pasar a la siguiente etapa. Si el pH es menor de 11,4, añadir 2 ml más de hidróxido de sodio 0,1 N.
3. Utilizando el cilindro graduado, medir 2 ml de cloruro de bario y añadir al recipiente de valoración. Añadir 2 a 4 gotas de fenolftaleína, agitando.

OBSERVACIÓN: No se debe usar la boca para pipetar; la solución de cloruro de bario es venenosa.

4. Valorar inmediatamente la mezcla con ácido sulfúrico normal, hasta que el color rosado empiece a desaparecer (o hasta obtener el pH 8,3 con el medidor de pH). El color puede reaparecer después de poco tiempo; suspender la valoración.
5. Indicar la alcalinidad, P_1 , como ml de ácido sulfúrico 0,02 N requerido para valorar el punto final de fenolftaleína.

Procedimiento: P_2 (en blanco)

1. Omitir el filtrado, pero por lo demás repetir el mismo procedimiento que fue ejecutado para P_1 , utilizando exactamente las mismas cantidades de agua y reactivos. Valorar utilizando los mismos procedimientos que para P_1 .
2. Indicar la alcalinidad, P_2 , como volumen (ml) de ácido sulfúrico 0,02 N requerido para valorar hasta el punto final de fenolftaleína.

Cálculos

Dentro de las limitaciones, las diferentes alcalinidades iónicas pueden ser calculadas de la siguiente manera:

Cuando $P_1 > P_2$

$$\text{OH}^- (\text{mg/l}) = 340 \times (P_1 - P_2)$$

$$\text{CO}_3^{2-} (\text{mg/l}) = 1.200 \times [P_f - (P_1 - P_2)]$$

Cuando $P_1 < P_2$

$$\text{HCO}_3^- (\text{mg/l}) = 1.220 \times (P_2 - P_1)$$

$$\text{CO}_3^{2-} (\text{mg/l}) = 1.200 \times P_f$$

B) PRUEBA DEL TREN DE GAS DE GARRETT (GGT) PARA CARBONATOS

Propósito

Este procedimiento utiliza el Tren de Gas de Garrett, analizando los carbonatos solubles en una muestra de filtrado de un fluido de perforación base agua. El tubo Dräger de CO_2 responde al gas CO_2 que pasa por él, volviéndose morado. La longitud de la mancha depende principalmente de la cantidad de CO_2 presente, pero también es sensible al caudal y al volumen total de gas que pasa a través del tubo. Por lo tanto, para obtener resultados más precisos, el gas que sale del tren de gas debe primero ser capturado en una bolsa 1-1 para permitir que el CO_2 se mezcle uniformemente con el gas portador. Los tubos Dräger de CO_2 son muy

sensibles al uso incorrecto. El filtrado no debe contener sólidos. Por lo tanto se debe desechar el primer chorro de filtrado, porque éste puede contener partículas de CaCO_3 que pueden causar errores por sobreestimación. Se hace pasar el contenido de la bolsa desde la bolsa a través del tubo Dräger mediante 10 carreras de la bomba de mano Dräger. Esta técnica producirá la aspiración de un volumen exacto de 1 litro de gas a través del tubo.

Equipo

1. Agua desionizada.
2. Antiespumante de alcohol octílico.
3. Ácido sulfúrico, aproximadamente 5 N, de calidad para reactivos.
4. Aparato del Tren de Gas de Garrett.
5. Tubo de análisis de CO_2 Dräger, marcado " CO_2 100/a" de 100 a 3.000 ppm. Factor = 2,5 (verificar si el factor ha cambiado).
6. Bolsa 1-1 Dräger, n° 762425.
7. Bomba manual de vacío del "Detector de Múltiples Gases" Dräger.
8. Llave de paso de cristal, 8 mm, calibre de dos vías.
9. Jeringas hipodérmicas: una de 10 ml con una aguja de calibre 21 (para el ácido), una de 10 ml, una de 5 ml y una de 2,5 ml.
10. Cartuchos de gas N_2O . También se puede usar gas de nitrógeno o helio en botellas. Estos cartuchos no deben ser usados en ninguna otra prueba.

Procedimiento

1. Verificar que el tren esté limpio, seco y sobre una superficie nivelada.
2. Con el regulador aflojado, instalar y perforar un cartucho de N_2O . No se debe usar el aire comprimido o un cartucho de CO_2 .
3. Añadir 20 ml de agua desionizada a la Cámara 1.
4. Añadir 5 gotas de antiespumante a la Cámara 1.
5. Instalar la parte superior sobre el tren de gas y apretar a mano uniformemente para sellar todas las juntas tóricas.
6. Conectar el tubo flexible del regulador sobre el tubo de dispersión de la Cámara 1.



Figura 13: Tren de Gas de Garrett.

7. Inyectar una muestra de filtrado medida con precisión dentro de la Cámara 1, usando la jeringa (ver la Figura 13). Hacer circular el gas portador a través del tren durante 1 minuto, para purgar el aire del sistema. Interrumpir el flujo de gas.
8. Instalar un extremo de un tubo flexible dentro de la llave de cierre que está conectada directamente dentro de la bolsa de gas. La bolsa de gas debe estar completamente desinflada. Acoplar el otro extremo del tubo con el tubo de descarga de la Cámara 3.
9. Inyectar lentamente 10 ml de ácido sulfúrico dentro de la Cámara 1 a través del diafragma de caucho, utilizando la jeringa hipodérmica y la aguja. Agitar con cuidado el tren de gas para mezclar el ácido con la muestra en la Cámara 1.
10. Abrir la llave de paso del lado de la bolsa de gas. Reanudar lentamente el flujo de N_2O y dejar que la bolsa se llene. Evitar de reventar la bolsa una vez que esté llena, interrumpir el flujo de N_2O y cerrar la llave de paso. Pasar inmediatamente a la Etapa 11.
11. Retirar el tubo de la descarga de la Cámara 3 e instalarlo de nuevo en el lado corriente arriba del tubo Dräger de CO_2 , después de desconectar las extremidades del tubo Dräger (obsérvese que la flecha indica la dirección de flujo del gas). Conectar la bomba manual Dräger al otro extremo del tubo Dräger.
12. Abrir la llave de paso en la bolsa. Ejerciendo una presión con la

mano, apretar completamente la bomba manual y soltar para que el gas salga de la bolsa y pase a través del tubo Dräger. Operar la bomba manual dando 10 carreras, lo cual debería esencialmente vaciar la bolsa de gas.

13. La presencia de una mancha morada en el tubo Dräger significa que CO_2 estaba presente dentro de la bolsa de gas. Registrar la longitud de la mancha en unidades marcadas sobre el tubo Dräger.

1) IDENTIFICACIÓN DEL TUBO DRÄGER.

1 Gama de Carbonatos (mg/l)	2 Volumen de la Muestra (ml)	3 Identificación del Tubo Dräger	4 Factor de Tubo
25 - 750	10	CO_2 100/a	2,5*
50 - 1.500	5	CO_2 100/a	2,5*
100 - 3.000	2,5	CO_2 100/a	2,5*
250 - 7.500	1	CO_2 100/a	2,5*

*OBSERVACIÓN: El factor de tubo de "2,5" es aplicable para los nuevos tubos, CO_2 100/a (nº cat. 8101811) con una escala de 100 a 3.000. Los antiguos tubos usan un factor de tubo de 25.000 con una escala de 0,01 a 0,3%.

Tabla 3: Volúmenes de muestra y factor de tubo a usar para varias gamas de carbonatos.

Cálculos

Usando el volumen de muestra medido, la longitud de la mancha morada del tubo Dräger y el factor de tubo de 2,5 (ver la Tabla 3), calcular la cantidad de carbonatos solubles en la muestra de filtrado usando la siguiente ecuación:

$$CO_2^- \text{ (mg/l)} = \frac{\text{long. mancha del tubo} \times 2,5}{\text{ml de muestra de filtrado}}$$

OBSERVACIÓN: El aparato del tren de gas DEBE ser limpiado después de cada uso o el ácido utilizado causará daños graves al equipo. Para limpiar el tren de gas, retirar el tubo flexible y la parte superior. Lavar las cámaras con agua caliente y un detergente suave, utilizando un cepillo. Utilizar un producto de limpieza para tubos para limpiar los conductos entre las cámaras. Lavar, enjuagar y secar los tubos de dispersión soplando aire o gas N_2O . Enjuagar la unidad con agua desionizada y dejar que se seque al aire. El óxido nitroso no se debe usar para ninguna otra prueba, o como fuente de gas. Este gas puede producir una explosión si no se usa correctamente en otras aplicaciones.

(NUNCA se debe usar como fuente de gas para la celda o filtración de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) – sólo el Tren de Gas de Garrett para carbonatos.)

C) CLORURO (Cl⁻)

Propósito

La prueba de sal, o cloruro, es muy importante en las áreas donde la sal puede contaminar el fluido de perforación. Esto incluye la mayoría de los campos de petróleo del mundo. La sal puede provenir del agua de preparación, sacos, capas discontinuas, estratos o corrientes de agua salada.

Equipo

Los siguientes materiales son necesarios para determinar la concentración iónica de cloruro en el filtrado de lodo.

1. Solución de nitrato de plata, 0,0282N o 0,282N (fuerte) AgNO₃, almacenada en un cilindro opaco o de color ámbar.
2. Solución indicadora de cromato de potasio.
3. Solución de ácido sulfúrico o nítrico 0,02 N.
4. Agua destilada.
5. Dos pipetas graduadas: una de 1 ml y otra de 10 ml.
6. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
7. Varilla de agitación.

Procedimiento

1. Medir 1 o 2 ml de filtrado dentro de un recipiente de valoración.
2. Añadir la cantidad de ácido requerida para la valoración de Pf.
3. Añadir 25 ml de agua destilada y 10 gotas de la solución de cromato de potasio. Agitar continuamente y valorar con la solución normal de nitrato de plata, gota a gota de la pipeta, hasta que el color pase de amarillo a rojo anaranjado y permanezca en este color durante 30 segundos.
4. Registrar el número de ml de nitrato de plata requeridos para lograr el punto final. (Si se utiliza más de 10 ml de solución de nitrato de plata 0,282N, considerar repetir la prueba con una muestra más pequeña de filtrado medida con

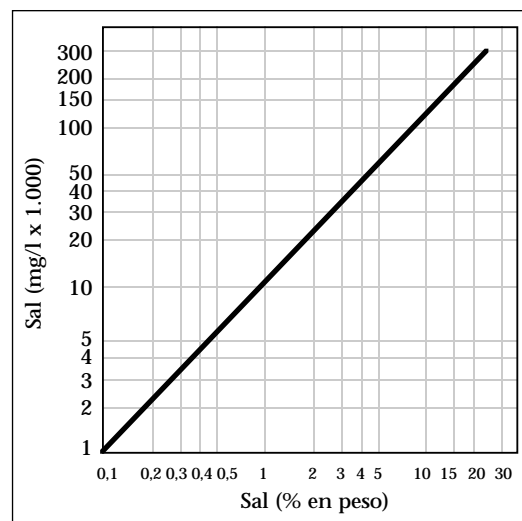


Figura 14: Miligramos de sal por litro vs. porcentaje de sal en peso.

precisión, o diluir usando el factor de dilución.)

Cálculos

Si la concentración iónica de cloruro del filtrado es inferior a 10.000 mg/l, utilizar la solución de nitrato de plata 0,0282 N equivalente a 0,001 g de ion Cl⁻ por ml.

Indicar la concentración iónica de cloruro del filtrado en miligramos por litro, calculada de la siguiente manera:

$$\text{Cl}^- (\text{mg/l}) = \frac{\text{ml de nitrato de plata } 0,0282 \text{ N} \times 1.000}{\text{ml de filtrado}}$$

Si la concentración iónica de cloruro del filtrado es mayor de 10.000 mg/l, utilizar el nitrato de plata 0,282 N (equivalente a 0,01 g de ión Cl⁻ por ml.) Indicar la concentración iónica de cloruro del filtrado en mg/l, calculada de la siguiente manera:

$$\text{Cl}^- (\text{mg/l}) = \frac{\text{ml de nitrato de plata } 0,282 \text{ N} \times 10.000}{\text{ml de filtrado}}$$

Para cualquier normalidad de nitrato de plata:

$$\text{Cl}^- (\text{mg/l}) = \frac{\text{N} \times 35.000 \times \text{ml utilizado}}{\text{ml de muestra de filtrado}}$$

D) CALCIO – ANÁLISIS CUALITATIVO

Propósito

El agua que contiene una gran cantidad de sales disueltas de calcio y magnesio

se llama “agua dura”. La dureza del agua en el hogar suele ser indicada por lo difícil que resulta hacer espuma con el jabón. En muchos campos de petróleo, el agua disponible es bastante dura. Las arcillas de perforación tienen bajos puntos cedentes cuando son mezcladas en agua dura. Cuanto más dura sea el agua, más bentonita será necesaria para obtener un lodo con un esfuerzo de gel satisfactorio. En casos extremos, se ha determinado que es económico tratar el agua químicamente antes de usarla para mezclar el lodo, pero en general esto no resulta económico. Sin embargo, cuando se puede elegir entre dos o más fuentes de agua para el equipo de perforación, se recomienda realizar una simple prueba para seleccionar la más suave de estas fuentes.

Los ingenieros de campo están familiarizados con los efectos sobre el lodo cuando se perforan formaciones de anhidrita (sulfato de calcio) o de yeso. El calcio puede ser arrastrado durante la perforación de los tapones de cemento y a veces al penetrar en las secciones de lutita caliza. Cualquier contaminación extensa de calcio puede producir grandes pérdidas de agua y altos geles. El efecto perjudicial del cemento sobre la P_m más alta se debe a la alta alcalinidad (contenido de cal).

Equipo

Los siguientes materiales son necesarios para determinar cualitativamente la presencia de calcio y/o magnesio.

1. Tubo de ensayo.
2. Gotero con solución saturada de oxalato amónico.

Procedimiento

Colocar 1 a 3 ml de filtrado dentro del tubo de ensayo. Añadir unas cuantas gotas de oxalato amónico saturado. La formación de un precipitado blanco indica la presencia de calcio. Registrar el resultado como ligero, mediano o pesado.

E) DUREZA TOTAL

1) CALCIO Y MAGNESIO JUNTOS

ANÁLISIS CUANTITATIVO

Equipo

1. Solución de ácido etilendiaminotetraacético (EDTA) (Versenato Estándar) 0,01 M (1 ml = 400 mg Ca^{2+} o 1.000 mg CaCO_3).
2. Solución amortiguadora fuerte (hidróxido amónico/cloruro amónico).
3. Solución de Indicador Calmagite
4. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
5. Tres pipetas graduadas: una de 1 ml, una de 5 ml y una de 10 ml.
6. Cilindro graduado, 50 ml.
7. Agua destilada.
8. Varilla de agitación.
9. Solución de NaOH 8N o KOH.
10. Indicador Calcon o Calver II.
11. Cuchara/espátula de porcelana.
12. Agente de enmascaramiento: volumen de mezcla 1:1:2 de trietanolamina: tetraetilenopentamina: agua (API).

La dureza total del agua o filtrado de lodo puede ser determinada ejecutando la Parte A de la manera indicada. Esta prueba es realizada para obtener la dureza total en ppm, registrada como concentración de calcio en el formulario del informe de lodo.

Puede que sea necesario determinar la concentración de magnesio además de la de calcio. En este caso, utilizar el procedimiento descrito en 2) Calcio y magnesio separadamente. Este procedimiento mide específicamente el calcio, en vez de indicar Mg^{2+} como Ca^{2+} . Una vez que se conoce la concentración de calcio, se puede calcular la concentración de magnesio a partir de la diferencia entre las dos valoraciones. La soda cáustica (designada en la presente como “solución amortiguadora de calcio”) precipita el magnesio como el hidróxido, y el calcio se valora con un indicador usado específicamente para el calcio.

Procedimiento (dureza total como Ca^{2+})

1. Añadir aproximadamente 20 ml de agua destilada al recipiente de valoración.
2. Añadir 1 ml del agua o filtrado a probar.
3. Añadir 1 ml de solución amortiguadora fuerte (base de NH_4OH).

4. Añadir unas 6 gotas de Calmagite y mezclar con una varilla de agitación. Un color rojo tinto aparecerá si la muestra contiene calcio y/o magnesio.
5. Usando una pipeta, valorar con la Solución de Versenato Estándar, agitando continuamente hasta que la muestra se vuelva azul por primera vez, sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el número de ml de solución de Versenato Estándar utilizados. (Si se debe medir el magnesio como en el Procedimiento 2, registrar este valor como "A" ml.)

Cálculos

$$\text{Dureza total como Ca}^{2+} \text{ (mg/l)} = \frac{\text{ml de Versenato Estándar} \times 400}{\text{ml de muestra}}$$

$$\text{CaCO}_3 \text{ (mg/l)} = \frac{\text{ml de Versenato Estándar} \times 1.000}{\text{ml de muestra}}$$

Ocasionalmente, en un filtrado de color oscuro, es difícil observar el punto final para determinar la dureza total. El siguiente método puede ser usado para observar mejor el punto final. Los cálculos siguen siendo iguales.

1. Añadir aproximadamente 20 ml de agua destilada al recipiente de valoración.
2. Añadir 1 ml de filtrado al recipiente de valoración (se puede usar un volumen de 0,5 ml medido con precisión, si no se puede observar el punto final con una muestra de 1 ml).
3. Añadir 1 ml de Agente de Enmascaramiento.
4. Añadir 1 ml de solución amortiguadora fuerte.
5. Añadir 6 gotas de Indicador Calmagite y agitar.
6. Usando una pipeta, valorar con la solución de Versenato Estándar hasta que el color pase a azul/verde. Registrar el número de ml utilizados y calcular de la misma manera que antes.

Cálculos

$$\text{Dureza total como CaCO}_3 \text{ (mg/l)} = \frac{\text{ml de Versenato Estándar} \times 1.000}{\text{ml de muestra}}$$

2) CALCIO Y MAGNESIO SEPARADAMENTE

1. Añadir aproximadamente 20 ml de agua destilada al recipiente de valoración.
2. Añadir la misma cantidad de agua o filtrado a probar de la misma manera que en la prueba de dureza anterior.
3. Añadir 1 ml de Agente de Enmascaramiento.
4. Añadir 1 ml de NaOH 8N o KOH y _ de cuchara de porcelana (0,2 g) de Indicador Calcon, y mezclar con una varilla de agitación.
5. Valorar con la solución de Versenato Estándar hasta que el indicador pase de rojo tinto a azul, sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el número de ml de Versenato Estándar requeridos (registrar este valor como "B" ml).

Cálculos

$$\text{Calcio (mg/l)} = \frac{B \times 400}{\text{ml de muestra}}$$

$$\text{Magnesio (mg/l)} = \frac{(A - B) \times 243}{\text{ml de muestra}}$$

F) DUREZA EN FILTRADOS OSCUROS**1) DUREZA TOTAL EN FILTRADOS OSCUROS****ANÁLISIS CUANTITATIVO****Propósito**

A veces es difícil valorar con exactitud la concentración de dureza en los filtrados de color oscuro debido al imperceptible cambio de color del filtrado cuando se alcanza el punto final. Por lo tanto, el siguiente método ha sido desarrollado y es recomendado solamente cuando el procedimiento de prueba de dureza que antecede es difícil o imposible de realizar.

Equipo

1. Ácido acético: glacial (cuidado).
2. Indicador Calcon o Calver II (específico para Ca^{2+}).
3. Hipoclorito de sodio de 5,25% (Clorox®).
4. Indicador Calmagite.
5. Hidróxido de sodio; NaOH 8N.
6. Agente de Enmascaramiento.
7. Solución de Versenato Estándar, concentración molar de 0,01.
8. Solución amortiguadora fuerte.
9. Vaso de precipitado, 100 ml.
10. Cilindros graduados, dos de 10 ml.

12. Pipeta graduada, 10 ml.
13. Placa calentadora.
14. Pipeta volumétrica, 1 ml.
15. Cuchara/espátula de porcelana para agregar indicadores sólidos.

Método I (incluye todos los metales valorados por la solución de Versenato)

CUIDADO: Trabajar en un lugar bien ventilado. No respirar los vapores.

1. Usando una pipeta volumétrica de 1 ml, transferir 1 ml de filtrado a un vaso de precipitado de 100 ml.
2. Añadir 10 ml de Clorox (verificar que esté fresco porque este producto se deteriora con el tiempo). Revolver para mezclar.
3. Añadir 1 ml de ácido acético y revolver para mezclar.
4. Calentar hasta la temperatura de ebullición a fuego alto, y dejar hervir durante 5 minutos. Mantener el volumen añadiendo agua desionizada.
5. Retirar el vaso de precipitado de la placa calentadora y dejarlo enfriar a la temperatura ambiente. Lavar los lados del vaso de precipitado con agua desionizada.
6. Añadir 1 ml de solución amortiguadora fuerte y revolver para mezclar.
7. Añadir 6 gotas de Calmagite y mezclar. Un color rojo tinto aparecerá si la dureza está presente.
8. Usando una pipeta, valorar con solución de Versenato Estándar, agitando continuamente hasta que la muestra se vuelva azul, sin que quede ningún rastro de rojo. El color cambiará de morado a gris pizarra en los filtrados oscuros. Registrar el número de ml de solución de Versenato Estándar utilizados.

Cálculos

Dureza total como Ca^{2+} (mg/l) =
ml Versenato Estándar x 400

Método II (incluye el calcio y magnesio indicados como Ca^{2+})

1. Usando una pipeta volumétrica de 1 ml, transferir 1 ml de filtrado a un vaso de precipitado Pyrex® de 100 ml.
2. Añadir 10 ml de Clorox (verificar que el Clorox esté fresco). Revolver para mezclar.

3. Añadir 1 ml de ácido acético y mezclar.
4. Calentar hasta la temperatura de ebullición y dejar hervir durante 5 minutos. Mantener el volumen añadiendo agua desionizada.
5. Retirar el vaso de precipitado de la placa calentadora y dejarlo enfriar a la temperatura ambiente. Lavar los lados del vaso de precipitado con agua desionizada.
6. Añadir 1 ml de solución amortiguadora fuerte y revolver para mezclar.
7. Añadir 1 ml de Agente de Enmascaramiento y mezclar.
8. Añadir 6 gotas de Calmagite y mezclar. Un color rojo tinto aparecerá si el calcio y/o magnesio está presente.
9. Usando una pipeta, valorar con solución de Versenato Estándar, agitando continuamente hasta que la muestra se vuelva azul, sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el número de ml de solución de Versenato Estándar utilizados. Este es el Valor A.

Cálculos

Dureza total como Ca^{2+} (mg/l) = A x 400

2) CALCIO Y MAGNESIO SEPARADAMENTE

1. Usando una pipeta volumétrica de 1 ml, transferir 1 ml de filtrado a un vaso de precipitado Pyrex de 100 ml.
2. Añadir 10 ml de Clorox y revolver para mezclar.
3. Añadir 1 ml de ácido acético y mezclar.
4. Calentar hasta la temperatura de ebullición y dejar hervir durante 5 minutos. Mantener el volumen añadiendo agua desionizada.
5. Retirar el vaso de precipitado de la placa calentadora y dejarlo enfriar a la temperatura ambiente. Lavar los lados del vaso de precipitado con agua desionizada.
6. Añadir 1 ml de amortiguador de calcio (hidróxido de sodio) y mezclar (precipitación de Mg^{2+}).
7. Añadir 1 ml de Agente de Enmascaramiento y mezclar.
8. Añadir 1/4 cucharada (0,2 g) de Indicador Calcon y mezclar. Un color rojo tinto aparecerá si el calcio está presente.

9. Valorar con solución de Versenato Estándar hasta que el indicador pase de rojo tinto a azul, sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el número de ml de solución de Versenato Estándar requeridos. Este es el Valor B.

Cálculos

$$\text{Calcio (mg/l)} = B \times 400$$

$$\text{Magnesio (mg/l)} = (A - B) \times 243$$

G) SULFATO

1) ANÁLISIS CUALITATIVO

Propósito

El ion sulfato está presente en muchas aguas naturales debido a la acción solvente del agua sobre los minerales de la tierra. La anhidrita (sulfato de calcio) es un contaminante ligeramente soluble encontrado durante la perforación en ciertas áreas. En general, resulta conveniente conocer el contenido de iones sulfato del filtrado. Concentraciones iónicas de sulfato de aproximadamente 2.000 mg/l podrían contribuir a los problemas de alta viscosidad y control de filtrado.

Equipo

Los siguientes materiales son necesarios para determinar cualitativamente la presencia del sulfato:

1. Tubo de ensayo.
2. Gotero con solución de cloruro de bario de 10%. (*VENENO. No pipetar con la boca.*)
3. Gotero con ácido nítrico fuerte.

Procedimiento

Colocar aproximadamente 3 ml de filtrado dentro de un tubo de ensayo. Añadir unas cuantas gotas de solución de cloruro de bario. La formación de un precipitado blanco indica la presencia de sulfatos y/o carbonatos. Añadir unas cuantas gotas de ácido nítrico concentrado. Si el precipitado se disuelve, se trata de carbonato; si no, se trata de sulfato. Registrar la cantidad de precipitado que queda después del tratamiento con ácido como cantidad ligera, mediana o pesada.

2) SULFATO DE CALCIO DISPONIBLE (SIN REACCIONAR)

Propósito

Cuando se hace circular lodo yeso, es necesario conocer la cantidad de yeso (sulfato de calcio) disponible en el sistema.

Equipo

1. Agente de Enmascaramiento: mezcla de 1:1:2 en volumen de trietanolamina: tetraetilenopentamina: agua.
2. Agua desionizada.
3. Indicador Calmagita.
4. Solución de Versenato Estándar, concentración molar de 0,01.
5. Solución amortiguadora de pH fuerte.
6. Vaso de precipitado, 400 ml.
7. Vaso de precipitado calibrado en la marca de volumen de 250 ml.
8. Placa calentadora.
9. Pipetas: 1 ml, 2 ml y 10 ml. Jeringa de 5 ml.
10. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
11. Destilador de lodo (retorta).

Procedimiento

1. Añadir 5 ml de lodo al vaso de precipitado calibrado, y luego añadir 245 ml de agua para obtener un volumen final en la marca de calibración de 250 ml.
2. Calentar hasta 160°F y agitar de 15 a 20 minutos. Si es posible, agitar durante el calentamiento. (Si no hay ningún equipo de calentamiento disponible, agitar durante 30 minutos.)
3. Enfriar agitando y aumentar el volumen hasta exactamente 250 ml, añadiendo agua con el contenedor calibrado.
4. Filtrar con el filtro prensa, desechando la primera porción turbia de filtrado y guardando solamente el filtrado claro.
5. Añadir 1 ml de Amortiguador Fuerte y 6 gotas de Indicador Calmagite a 10 ml de filtrado.
6. Valorar con la solución de Versenato Estándar, agitando continuamente hasta que la muestra se vuelva azul (o verde para el filtrado de color oscuro), sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el número de ml de solución de Versenato Estándar utilizados (Vt).

7. Limpiar el recipiente de valoración y añadir aproximadamente 20 ml de agua.
8. Añadir 1 ml de filtrado del lodo.
9. Añadir 1 ml de solución Amortiguadora Fuerte.
10. Añadir 1 ml de Agente de Enmascaramiento.
11. Añadir 6 gotas de Calmagite y mezclar con una varilla de agitación.
12. Valorar con la solución de Versenato Estándar, agitando continuamente hasta que la muestra se vuelva azul (o verde para el filtrado de color oscuro), sin que quede ningún rastro de rojo.
13. Registrar el número de ml de solución de Versenato Estándar utilizados (V_f).

Cálculos

$$\text{CaSO}_4 \text{ disponible (lb/bbl)} = \frac{2,38 \times V_t - [0,2 \times (F_w \times V_f)]}{100}$$

Donde:

V_t = Número de ml de solución de Versenato Estándar utilizados para valorar 10 ml de filtrado claro en la Etapa 6.

V_f = Número de ml de solución de Versenato Estándar utilizados para valorar 1 ml de filtrado de lodo en la Etapa 13.

F_w = Fracción de agua dulce del lodo obtenido del destilador de lodo.
 $\% \text{ agua}/100 = F_w$.

H) POTASIO (K^+)

Cuando es necesario determinar la concentración iónica de potasio, cualquiera de los siguientes procedimientos puede ser utilizado eficazmente. El Procedimiento I puede ser utilizado con exactitud para cualquier concentración de iones de potasio. El Procedimiento II es un método rápido utilizado para altas concentraciones de potasio.

1) PROCEDIMIENTO I – CONCENTRACIÓN DE POTASIO MENOR DE 5.000 MG/L (MÉTODO DE STPB)

Equipo

1. Solución de Tetrafenilborato de Sodio (STPB) normal.
2. Solución de Sal Amónica Cuaternaria (QAS), bromuro amónico de hexadeciltrimetilo.
3. Solución de hidróxido de sodio

(NaOH) (20%); 20 g/80 ml de agua desionizada.

4. Indicador de azul de bromofenol.
5. Pipetas serológicas (graduadas); una de 2 ml con subdivisiones de 0,1 ml, dos de 5 ml y dos de 10 ml.
6. Cilindros graduados: dos de 25 ml y dos de 100 ml.
7. Embudo: 100 ml.
8. Papel filtro.
9. Vasos de precipitado: dos de 250 ml y agua desionizada.

Procedimiento

1. Colocar la cantidad apropiada de filtrado dentro de una probeta graduada de 100 ml, utilizando la Tabla 4 para determinar el tamaño de la muestra. Utilizar una pipeta para medir la cantidad de filtrado y/o muestra diluida.
2. Añadir 4 ml de NaOH con una pipeta de 5 ml, 25 ml de solución de STPB medida con una probeta graduada de 25 ml, y suficiente agua desionizada para aumentar el nivel de la solución hasta la marca de 100 ml.
3. Mezclar y dejar reposar durante 10 minutos.
4. Filtrar dentro de un cilindro graduado limpio de 100 ml. Si el filtrado está turbio, la solución debe ser filtrada de nuevo.
5. Transferir 25 ml de filtrado claro (medido con un cilindro de 25 ml) dentro de un vaso de precipitado de 250 ml.
6. Añadir 15 gotas de indicador de azul de bromofenol.
7. Valorar con la solución de QAS hasta que el color cambie de morado-azul a azul claro. Registrar el volumen (ml) de solución de QAS utilizado. Continuar la valoración hasta 25 ml para confirmar que el punto final ha sido alcanzado y que no quede ninguna coloración morada-azul. Si es posible, usar un agitador magnético con una luz. No se debe usar una cubeta de valoración.

$$\text{Relación QAS/STPB} = \text{ml de QAS} \div 2$$

Si la relación es diferente de $4,0 \pm 0,05$, ésta debe usarse como factor de corrección en el cálculo de mg/l K^+ .

Cálculos

$$K^+ \text{ (mg/l)} = \frac{(25 - \text{ml de QAS}) \times 1.000}{\text{ml de filtrado}}$$

Si se requiere aplicar el factor de corrección:

$$K^+ \text{ (mg/l)} = \frac{\left[25 - \left(\frac{\text{ml de QAS} \times 4}{\text{relación QAS/STPB}} \right) \right] \times 1,000}{\text{ml de filtrado}^*}$$

* Para el cálculo, usar el volumen (ml) de filtrado del Procedimiento N° 1, marcado ml de filtrado* (cálculos). Este procedimiento constituye una retrovaloración. La Etapa 2 precipita el potasio de la solución. Los iones potasio son filtrados en la Etapa 4. La valoración con la solución de QAS determina la cantidad de solución de STPB sin reaccionar.

PROCEDIMIENTO II – IONES POTASIO (MÉTODO DE PERCLORATO DE SODIO)

Equipo

1. Solución de perclorato de sodio normal: 150,0 g de NaClO_4 por 100 ml de agua destilada.

OBSERVACIÓN: El perclorato de sodio es explosivo en estado seco si se calienta a altas temperaturas o si entra en contacto con agentes reductores orgánicos. El perclorato no es peligroso si se mantiene mojado con agua. Se descompondrá inofensivamente si se dispersa en un cubo de agua y luego eliminado de manera apropiada.

2. Solución de cloruro de potasio normal, 14,0 g de KCl llevados a 100 ml con agua destilada.
3. Tubos centrífugos clínicos de 10 ml, de tipo Kolmer solamente; Corning 8360.
4. Centrífuga, cabeza de rotor de oscilación horizontal (manual o

eléctrica), capaz de producir aproximadamente 1.800 RPM.

- 5 Curva de calibración normal para cloruro de potasio.

Preparación

1. Calibrar la centrífuga.
 - a. Si se usa la centrífuga eléctrica, calibrar a 1.800 RPM usando el reostato.
 - b. Si se usa la centrífuga manual, una velocidad relativamente constante de 1.800 RPM puede ser obtenida de la siguiente manera:
 1. Determinar el número de revoluciones del rotor por cada vuelta de la manivela; i.e. girar muy lentamente la manivela y contar el número de revoluciones de la cabeza del rotor durante una vuelta de la manivela.
 2. Determinar el número de vueltas de la manivela requeridas para obtener 1.800 revoluciones de la cabeza del rotor.
 3. Para mantener una velocidad constante durante 1 minuto, tomar el número requerido de vueltas de la manivela y dividirlo por 12. Esto indicará las vueltas de la manivela requeridas por cada periodo de 5 segundos.
 4. Ahora, observe la segunda aguja de su reloj. Empiece a accionar la manivela rápidamente y cuente el número de vueltas de la manivela en 5 segundos. Si el número es mayor de 10, reduzca un poco la velocidad y cuente las vueltas durante otro periodo de 5 segundos. Siga ajustando la velocidad hasta que obtenga el número de vueltas requerido y

ppm de K ⁺ estimados	Preparación de la Muestra	Filtrado (ml)
Más de 100.000	Tomar 1 ml de filtrado, añadir 9 ml de agua destilada. Mezclar y utilizar una solución de 1 ml como muestra.	0,10
50.000 - 100.000	Tomar 1 ml de filtrado, añadir 9 ml de agua destilada. Mezclar y utilizar una solución de 2 ml como muestra.	0,20
20.000 - 50.000	Tomar 1 ml de filtrado, añadir 9 ml de agua destilada. Mezclar y utilizar una solución de 5 ml como muestra.	0,50
10.000 - 20.000	Tomar 1 ml de filtrado no diluido.	1,00
4.000 - 10.000	Tomar 2 ml de filtrado no diluido.	2,00
2.000 - 4.000	Tomar 5 ml de filtrado no diluido.	5,00
250 - 2.000	Tomar 10 ml de filtrado no diluido.	10,00

OBSERVACIÓN: Es importante que la concentración de la solución de QAS sea verificada mensualmente en relación con la solución de STPB. Para determinar la QAS equivalente, diluir 2 ml de solución STPB en el recipiente de valoración con 50 ml de agua destilada. Añadir 1 ml de solución de hidróxido de sodio y 10 a 20 gotas del indicador de azul de bromofenol. Valorar con la solución de QAS hasta que el color cambie de morado-azul a azul claro.

Tabla 4: Tamaños de las muestras de potasio.

que logre mantener ese ritmo con total naturalidad.

2. Preparación de la curva de calibración normal para cloruro de potasio (ver la Figura 15 o aplicar el siguiente procedimiento para preparar la curva).
 - a. Preparar soluciones normales cubriendo la gama de 1 a 8% KCl, añadiendo el volumen (ml) apropiado de solución de cloruro de potasio normal (0,5 ml para cada 3,5 lb/bbl) al tubo centrífugo y diluir hasta 7 ml con agua destilada.
 - b. Añadir 3 ml de solución de perclorato de sodio a cada tubo
 - c. Centrifugar durante 1 minuto a 1.800 RPM y leer inmediatamente el volumen de precipitado.
 - d. Enjuagar los tubos y desechar el líquido de una manera apropiada.
 - e. Trazar el volumen (ml) de precipitado en relación con el contenido de cloruro de potasio (lb/bbl) en el gráfico rectangular.

Procedimiento

1. Medir 7 ml de filtrado dentro del tubo centrífugo. Añadir 3 ml de solución de perclorato de sodio al tubo (si el potasio está presente, la precipitación ocurre inmediatamente). **¡NO AGITAR!** Centrifugar a una velocidad constante de aproximadamente 1.800 RPM, durante 1 minuto, y leer inmediatamente el volumen de precipitado. Enjuagar el precipitado del tubo dentro de un cubo de agua.

OBSERVACIÓN: Para asegurarse que todo el potasio ha sido eliminado, añadir 2 a 3 gotas de perclorato de sodio al tubo centrífugo después de centrifugar. La formación de un precipitado significa que no se midió la cantidad total de iones potasio; en este caso, la muestra debe ser diluida de la manera indicada en la Observación 2.

2. Determinar la concentración de cloruro de potasio comparando el volumen de precipitado medido con la curva normal (ver la Figura 15).
3. Registrar la concentración de potasio como lb/bbl de KCl o kg/m^3 .

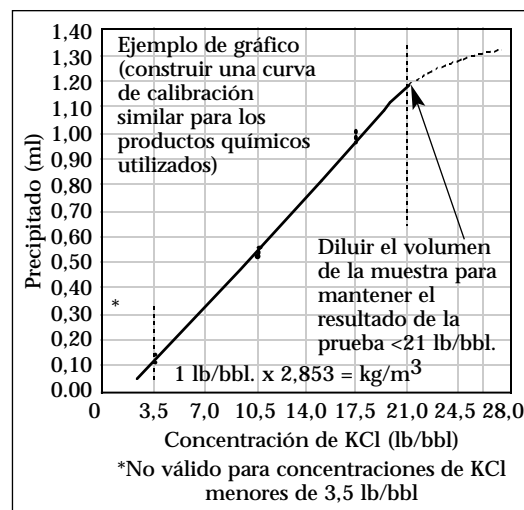


Figura 15: Curva de calibración de la concentración de KCl.

Cálculos

La concentración de potasio también se puede registrar como % en peso de KCl.

$$\text{KCl (\% en peso)} = \frac{\text{lb/bbl}}{3,5}$$

$$\text{lb/bbl} \times 2,853 = \text{kg/m}^3$$

$$\text{K}^+ (\text{mg/l}) = 1,500 \times \text{KCl (lb/bbl)}$$

OBSERVACIÓN 2: Estos dos cálculos suponen que la gravedad específica del filtrado es de 1,00.

Si la concentración de KCl excede 21 lb/bbl, se puede mejorar la precisión ejecutando una dilución apropiada para mantener el resultado de la prueba dentro de la gama de 3,5 a 21 lb/bbl. El volumen en el tubo debería ser aumentado hasta 7 ml con agua destilada y agitado antes de añadir la solución de perclorato de sodio. Si se usan volúmenes de filtrado diferentes de 7 ml, la concentración de KCl debería ser calculada de la siguiente manera:

$$\frac{\text{KCl (lb/bbl)} = \text{_____}}{7}$$

ml de filtrado (valor de la curva normal)

Este método fue desarrollado como procedimiento de campo y debería usarse como tal. Se trata de un método que ayuda a mantener la concentración iónica de potasio dentro del filtrado de lodo a, o encima de un determinado nivel. Este método es más eficaz cuando la concentración iónica de potasio es mayor de 5.000.

I) CONCENTRACIÓN IÓNICA DE NITRATO**Propósito**

Muchas veces resulta difícil identificar los fluidos recuperados de las pruebas de la formación (DST) como filtrado o agua irreductible. Cuando el ion nitrato es utilizado como elemento indicador en el filtrado de lodo, se puede realizar una evaluación más precisa.

Equipo

Aparato de Ensayo de Nitrato (A.J. Chemical) y cuchara grande para medir la cal.

Procedimiento

1. Medir una muestra de 5 ml de filtrado casi incoloro dentro de un tubo de ensayo. Si el filtrado es de color oscuro, el color debe ser eliminado por dilución o tratamiento con cal (ver la Observación 1 y la Tabla 3).
2. Añadir el contenido de una ampolla de NO₃-11 y agitar durante 3 minutos.
3. Dejar reposar y decantar el líquido dentro de otro tubo de ensayo.
4. Añadir el contenido de una ampolla de NO₃-12 al líquido decantado dentro del segundo tubo de ensayo.
5. Agitar y dejar reposar en el soporte durante 10 minutos para que el color se desarrolle completamente.
6. Después del desarrollo total del color, verter la muestra dentro de una probeta graduada de 10 ml y añadir agua desionizada para aumentar el volumen hasta 10 ml. Mezclar minuciosamente.
7. Transferir la muestra al segundo tubo de ensayo.
8. Preparar una muestra en blanco tomando una muestra de 5 ml tratada de manera idéntica a la muestra de la Etapa 1, en lo que se refiere a la dilución y al tratamiento con cal, y añadir 5 ml de agua

Cálculos

Filtrados claros:

$$\text{mg/l de NO}_3^- = \frac{\text{indicación del cuadrante} \times \text{factor de dilución}}{10}$$

Filtrado coloreado que requiere un tratamiento con cal:

$$\text{mg/l de NO}_3^- = \frac{\text{indicación del cuadrante} \times \text{factor de dilución}}{10} - (6 \times \text{mg/l NO}_3^- \text{ en la cal}^*)$$

Filtrado coloreado que requiere dos tratamientos con cal:

$$\text{mg/l de NO}_3^- = \frac{\text{indicación del cuadrante} \times \text{factor de dilución}}{10} - 1 - (42 \times \text{mg/l NO}_3^- \text{ en la cal}^*)$$

*Este valor está marcado en el contenedor de cal.

OBSERVACIÓN 1: No es necesario que la muestra de 5 ml tomada en la Etapa 1 sea totalmente incolora. Se puede tolerar un color ligero si se usa la muestra en blanco apropiada, especificada en la Etapa 8. Muchas veces, el color será reducido a un nivel satisfactorio por la dilución que pueda ser requerida para reducir la concentración de NO₃⁻ de manera que esté comprendida dentro de la gama de la rueda de colores en la Etapa 11. Sin embargo, un filtrado extremadamente oscuro debe ser descolorado. Este descoloramiento se obtiene diluyendo 5 ml de filtrado con agua desionizada, añadiendo 1 cucharada de hidróxido de calcio, agitando bien y filtrando con un embudo. Esto produce un factor de dilución inicial de 6. Si el filtrado es demasiado oscuro, tomar 1 ml y diluir hasta 5 ml con agua desionizada, para determinar si esta muestra sería apropiada para utilizar en la Etapa 1. Si no, tomar 5 ml y repetir la dilución y el tratamiento descritos anteriormente, y luego filtrar de nuevo. Esto producirá un factor de dilución de 36. Ningún descoloramiento adicional debería ser necesario; sin embargo, puede que se requiera diluir de nuevo con agua desionizada (ver la Tabla 5). Pero es posible que esta necesidad no sea determinada hasta la terminación de la Etapa 11.

OBSERVACIÓN 2: Las indicaciones mayores de 80 en la rueda de colores proporcionan resultados incorrectos. Por lo tanto, las muestras que producen indicaciones mayores de 80 deberían ser diluidas y sometidas a otra prueba.

- desionizada para obtener la dilución indicada en la Etapa 6.
9. Colocar la incógnita coloreada en el agujero derecho de la caja comparadora.
 10. Colocar la muestra en blanco en el agujero izquierdo de la caja comparadora.
 11. Mirando por los agujeros, girar lentamente la rueda hasta que las intensidades de color coincidan. Si el color de la muestra es más oscuro que el color de la rueda a 80 (ver la Observación 2), estimar la dilución necesaria (Tabla 5) para reducir la concentración iónica de nitrato hasta que esté comprendida dentro de la gama de la rueda de colores, y repetir la prueba.
 12. Registrar la indicación del cuadrante.

Tablas de dilución

Esta tabla ayudará a seleccionar la dilución correcta del filtrado original (sin tratamiento con cal) o la dilución adicional requerida después del tratamiento con cal, si se conoce la concentración aproximada de NO_3^- de los filtrados de lodo originales. Los Factores de Dilución (FD) a utilizar para los cálculos también están indicados.

Sin tratamiento con cal.

NO_3^- (mg/l)	Dilución (ml)	Factor de Dilución
0 - 8	Ninguna	1
8 - 20	2 - 5	2,5
20 - 40	1 - 5	5
40 - 80	1 - 10	10
80 - 200	1 - 25	25
200 - 500	1 - 50	50

Un tratamiento con cal.

mg/l	Dilución (ml)	Factor de Dilución
0 - 20	Ninguna	6
20 - 100	2 - 5	15
100 - 200	1 - 5	30
200 - 450	1 - 10	60

Dos tratamientos con cal.

mg/l	Dilución (ml)	Factor de Dilución
0 - 120	Ninguna	36
120 - 550	2 - 5	90

Tabla 5.

La columna de factor de dilución indica la cantidad de filtrado utilizada y el volumen final de dilución del filtrado con agua desionizada.

J) CONCENTRACIÓN DE POLÍMERO PHPA

Propósito

Los polímeros PHPA son aditivos de lodo que ayudan a estabilizar las lutitas en un agujero. El siguiente análisis determinará los polímeros libres disponibles para adsorberse en la pared del agujero.

Equipo

1. Placa calentadora/agitador magnético con varillas magnéticas de agitación.
2. Dos matraces Erlenmeyer de 125 ml.
3. Agua destilada.
4. Solución de ácido bórico, 2% en peso.
5. Indicador de Rojo de Metilo.
6. Solución de hidróxido de sodio 6 N.
7. 2 a 3 pies de tubo Tygon con un diámetro interior (D.I.) de 0,25 pulgada.
8. Tapón de caucho n° 6 con un agujero de 0,25 pulgada.
9. Solución de ácido sulfúrico 0,02 N.
10. Antiespumante de silicona (i.e. Dow-Corning 84 AFC-78).
11. Tubo de vidrio con un diámetro exterior (D.E.) de 0,25 pulgada – pulido al fuego (2 secciones de 3 a 4 pulgadas de largo).

Procedimiento

1. Acoplar las dos secciones del tubo de vidrio a cada extremo del tubo Tygon. Insertar un extremo dentro del tapón de caucho de manera que el extremo del tubo esté alineado precisamente con la parte inferior del tapón.
2. Añadir 25 ml de la solución de ácido bórico y 6 gotas de Indicador de Rojo de Metilo a un matraz Erlenmeyer. Este es el matraz colector. Tomar nota del color original, el cual debería ser rosa/rojo, pero no amarillo.
3. Añadir 50 ml de agua destilada, 2 ml de antiespumante de silicona y 10 ml de lodo entero en el otro matraz Erlenmeyer (éste es el matraz de reacción). Si la concentración de Poly-Plus® activo es mayor de 1,5 lb/bbl, o si la concentración de Poly-Plus líquido es mayor de 4,5 lb/bbl, utilizar 5 ml de lodo entero, y luego doblar el valor del resultado.

4. Colocar el matraz de reacción que contiene el lodo sobre la placa calentadora y comenzar a agitar. Añadir 3 ml de solución de hidróxido de sodio 6 N y colocar inmediatamente el tapón de caucho en el matraz.
5. Sumergir el otro extremo del tubo (pipeta de Pasteur, si es utilizada) dentro de la solución de ácido bórico de 2%/rojo de metilo.
6. Calentar durante 45 a 60 minutos, permitiendo una ebullición moderada. Un volumen de aproximadamente 25 ml debería condensarse en el matraz colector durante este periodo, produciendo un cambio de color de rosa a amarillo.
7. Ajustar el calor de manera que no sea ni demasiado caliente ni lo suficientemente frío para producir el retroceso del fluido. Si la placa calentadora calienta con un ciclo intermitente (encendiéndose y apagándose repetidamente), el enfriamiento permitirá la aspiración de la solución de ácido bórico fuera del matraz. Después de captar el volumen de 25 ml, retirar el tapón y purgar cualquier líquido dentro del matraz colector. Retrovalorar el contenido del matraz colector al color rojo/rosa original con la solución de H_2SO_4 0,02 N y registrar la cantidad de ácido utilizada.
8. La concentración de Poly-Plus puede ser determinada a partir del gráfico correcto. Acordarse de doblar el valor del resultado si se utiliza una muestra de 5 ml.

Pautas adicionales y corrección de problemas

1. Es importante que el tubo de vidrio esté alineado con la parte inferior del tapón de caucho. Si el tubo de vidrio sobresale por debajo del tapón, la solución cáustica que se está destilando se acumulará alrededor del tubo expuesto y será aspirada hacia la solución de ácido bórico. Esto producirá valores altamente erróneos durante la determinación.
2. Verificar que el indicador utilizado sea el rojo de metilo. Este indicador cambiará de un color amarillo ámbar pálido a un color rosado o rojo tirando a rosado, al pasar de un pH alto a un pH bajo. Además, la solución de ácido bórico debería

volver el indicador rosado, no amarillo. Si el indicador no se vuelve rosado, obtener una muestra fresca de ácido bórico. Si esto no es posible, utilizar ácido sulfúrico 0,02 N y añadirlo gota a gota hasta que la solución se vuelva rosa. Utilizar esta solución para captar el destilado. Esta etapa asegurará que sólo el ácido requerido para valorar el amoníaco será medido durante la valoración final. Cualquier adición de ácido para corregir el ácido bórico será ignorada.

3. Si el lodo hace espuma o se desborda, utilizar más antiespumante. Procurar estimar la gama del polímero activo de manera que se pueda utilizar la cantidad correcta de lodo entero.
4. La temperatura de destilación de la solución debería ser ajustada de manera que no cause ningún desbordamiento (el cual anula la prueba). La solución debería hervir moderadamente, causando la condensación del agua (o destilado) en la parte superior del tubo de vidrio. De esa manera, el lodo no desborda dentro del matraz colector, sino que el destilado se acumula simplemente dentro del tubo y se escurre hacia la solución de ácido bórico. Otra vez, la temperatura debería ser lo suficiente alta para mantener una ebullición constante, evitando que el matraz de lodo se

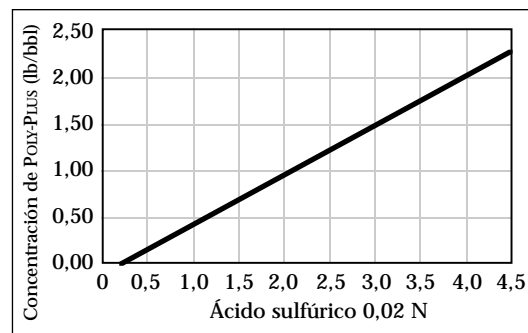


Figura 16: Prueba de concentración de Poly-Plus (líquido).

enfrie y que el ácido bórico sea aspirado dentro de este matraz.

5. Verificar que el extremo del tubo de vidrio esté por debajo de la superficie de la solución de ácido bórico. Lo mejor sería usar una pipeta de Pasteur en vez de un tubo de vidrio en este

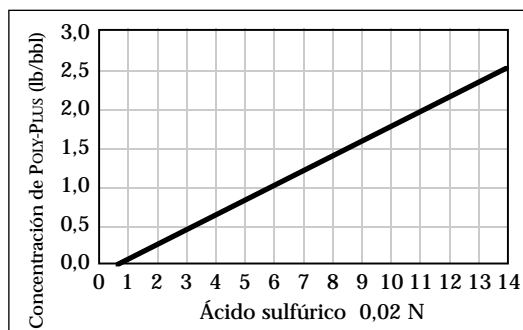


Figura 17: Prueba de concentración de Poly-Plus (seco).

extremo. El orificio es más pequeño, lo cual reduce la posibilidad de que el amoníaco se escape.

6. Una vez terminada la valoración final, asegurarse de retrovalorar al color original de la solución de ácido bórico. Si se observa un color rosa claro, no se debe seguir valorando hasta obtener un color rosa oscuro o rojizo.

Sección 8. Análisis Químico Relacionado con la Corrosión

A) ÓXIDO DE CINC (ZnO) Y CARBONATO DE CINC BÁSICO ($\text{ZnCO}_3 \cdot \text{Zn(OH)}_2$)

Propósito

El óxido de cinc y el carbonato de cinc pueden ser utilizados para secuestrar el sulfuro de hidrógeno en los fluidos de perforación. Para determinar el ZnO o ZnCO_3 disponible en el lodo, se puede utilizar el siguiente procedimiento:

Equipo

1. Ácido acético, glacial.
2. Fluoruro amónico, 10%.
3. Hidróxido amónico, concentrado.
4. Agente de Enmascaramiento.
5. Agua desionizada.
6. Solución de formaldehído (4%).
7. Solución de Indicador Calmagite.
8. Solución de Versenato Estándar.
9. Vaso de precipitado, 150 ml.
10. Cilindros graduados: uno de 10 ml, uno de 25 ml y uno de 100 ml.
11. Mezclador de campo con reostato o agitador magnético con varilla de agitación.
12. Jeringas: una de 10 ml y otra de 20 ml.
13. Embudo de plástico, 4 pulgadas.
14. Papel filtro estriado (S & S N° 588, tamaño 18,5 cm).
15. Papel pH.
16. Pipetas volumétricas: una de 10 ml y otra de 20 ml.

Procedimiento

1. Agitar la muestra de lodo; luego medir 10 ml utilizando la jeringa.
2. Colocar dentro del vaso de precipitado de 150 ml.
3. Diluir hasta 40 ml con agua desionizada.

4. Añadir 10 ml de ácido acético glacial (*CAUTION: Utilizar una campana de ventilación, si se dispone de alguna*).
5. Agitar durante 10 minutos con el mezclador o el agitador. Si no se dispone de ninguno de éstos, mezclar a la mano con la varilla de agitación. Es esencial que se mezcle minuciosamente, porque la reacción tarda en producirse.
6. Añadir 15 ml de hidróxido amónico (*CAUTION*).
7. Verificar el pH. Si el pH es mayor de 9, pasar a la siguiente etapa. Si el pH es menor de 9, añadir hidróxido amónico en cantidades de 5 ml hasta que el pH sea mayor de 9, y luego pasar a la siguiente etapa.
8. Añadir 3 ml de Agente de Enmascaramiento.
9. Añadir 10 ml de solución de fluoruro amónico.

OBSERVACIÓN: El fluoruro amónico es venenoso; no pipetar con la boca. El fluoruro amónico nunca debe ser mezclado con una solución ácida.

10. Transferir la solución al cilindro graduado de 100 ml y diluir hasta la marca de 100 ml con agua desionizada.
11. Mezclar bien y filtrar dentro de vaso de precipitado limpio y seco.
12. Tomar 20 ml de filtrado y colocarlo dentro de un vaso de precipitado limpio.
13. Diluir con agua desionizada hasta aproximadamente 40 ml.
14. Añadir 6 gotas de Indicador Calmagite. Si la solución es azul, pasar directamente a la Etapa 15.

Si la solución es roja, valorar lentamente con Versenato Estándar hasta el punto final azul normal. No se requiere registrar la cantidad de indicador Versenato utilizada.

15. Añadir 5 ml de hidróxido amónico.
16. Verificar el pH. Éste debería estar comprendido entre 10 y 11. Si el pH es menor de 10, añadir hidróxido amónico en cantidades de 5 ml hasta obtener un pH 10.
17. Añadir 5 ml de solución de formaldehído.
18. Dejar reposar durante por lo menos 2 minutos. La solución cambiará de azul a rojo tinto si el cinc está presente.
19. Valorar con el indicador Versenato hasta que el color rojo tinto cambie a azul.

Cálculos

$\text{ZnO (lb/bbl)} =$

$$\frac{28,5 \times \text{ml de Versenato Estándar}}{\text{ml de muestra} \times \text{ml de filtrado}}$$

$\text{ZnCO}_3 \text{ (lb/bbl)} =$

$$\frac{44 \times \text{ml de Versenato Estándar}}{\text{ml de muestra} \times \text{ml de filtrado}}$$

B) INCRUSTACIÓN DE SULFURO DE HIERRO (ANÁLISIS CUALITATIVO)

Propósito

Para determinar la presencia de sulfuro de hierro en los equipos de acero, se utiliza una solución reactiva especial. Aunque la presencia de sulfuro de hierro indique frecuentemente que H_2S está presente en el fondo del pozo, no demuestra de ninguna manera la existencia de gas H_2S .

Equipo

Solución de prueba de sulfuro de hierro, conteniendo HCl de 15%, arsenito de sodio de 1% y detergente de 0,05% usado como agente humectante.

Procedimiento

Se coloca unas cuantas gotas de solución ácida sobre el equipo o la incrustación que se está formando. Si un precipitado amarillo vivo de sulfuro de arsénico se forma, la muestra contiene sulfuro de hierro. El precipitado tendrá el aspecto de "huevos revueltos" en miniatura.

Como el ácido puede disolver parte del hierro, es posible que una solución amarilla-naranja se forme. Ésta no debe ser confundida con el precipitado amarillo formado por el sulfuro. Si aparecen burbujas, la incrustación puede contener carbonato que proviene posiblemente del dióxido de carbono.

CUIDADO: Esta prueba sólo debe ser realizada en equipos de acero; no debe ser realizada en chapas de aluminio o metal porque vapores venenosos podrían formarse.

OBSERVACIÓN: Información tomada de "Corrosion of Oil and Gas Well Equipment", patrocinado por National Association of Corrosion Engineers International y American Petroleum Institute, 300 Corrigan Tower Building, Dallas, TX, 1958, página 85.

C) SULFURO DE HIDRÓGENO (H_2S)

Propósito

Es posible que el gas venenoso H_2S entre en el fluido de perforación, causando corrosión. Este gas es un veneno mortal para los seres vivos. Se presentan dos métodos diferentes para determinar la presencia de H_2S en partes por millón. El primer método es rápido y requiere un mínimo de equipo. Los resultados son menos precisos y deberían ser usados para indicar si el H_2S está presente o no. Utilizar el segundo método (GGT) para determinar la concentración en ppm de H_2S dentro del fluido de perforación mediante el análisis del filtrado.

1) PROCEDIMIENTO I: PRUEBA HACH

Equipo

1. Una botella de ensayo calibrada especial con un tapón que contiene un agujero para permitir la descarga del gas.
2. Papel indicador de sulfuro de hidrógeno que encaje en el tapón.
3. Jeringa hipodérmica; una de 10 ml.
4. Agua desionizada.
5. Pastillas Alka-Seltzer®, (frescas).
6. Tabla de comparación de colores para ppm de H_2S .
7. Antiespumante de octanol.
8. Ácido clorhídrico, aproximadamente 6 N.

Procedimiento

1. Con una jeringa, transferir 8,3 ml de lodo a la botella de ensayo. Añadir

16,7 ml de agua desionizada y revolver hasta que queden mezclados. Ahora el volumen es de 25 ml. Para reducir la formación de espuma, una gota de antiespumante debería ser agregada en este momento. Impedir que el fluido toque y manche el papel.

2. Colocar un círculo de papel indicador de H_2S dentro del tapón de la botella (el cual tiene un agujero para que el gas se escape a través del papel).
3. Añadir una pastilla de Alka-Seltzer a la muestra y enroscar inmediatamente sobre la botella el tapón que contiene el papel indicador. Revolver lentamente para agitar.
4. Después de 15 min, retirar el papel indicador y comparar con la tabla de colores. El valor de ppm de H_2S obtenido de la tabla debe ser multiplicado por tres para obtener el valor de ppm de H_2S en el lodo.

Esta prueba puede detectar una concentración tan pequeña como 0,3 ppm de H_2S . La prueba sólo es eficaz para el sulfuro disuelto en el lodo. Para determinar la presencia de sulfuro no disuelto, como el sulfuro de hierro, se debe poner en una solución con ácido. La adición de cinco gotas de ácido clorhídrico durante la Etapa 3 permitirá determinar la presencia de sulfuro de hierro.

OBSERVACIÓN: Si la concentración de H_2S en el lodo es mayor que 15 ppm, será necesario diluir más. Para las concentraciones comprendidas entre 15 y 125 ppm, utilizar 1 ml de lodo y 24 ml de agua desionizada y multiplicar el valor de ppm de H_2S obtenido de la tabla por 25.

Para concentraciones comprendidas entre 125 y 1.250 ppm, mezclar 1 ml de lodo con 9 ml de agua desionizada en un pequeño vaso de precipitado, y luego extraer 1 ml de la mezcla y añadir 24 ml de agua desionizada para realizar la prueba; multiplicar el valor de ppm de H_2S obtenido de la tabla por 250. Como la prueba de GGT utiliza el filtrado, estos resultados no pueden ser comparados.

2) PROCEDIMIENTO II: TREN DE GAS DE GARRETT

Propósito

El Tren de Gas de Garrett purga el H_2S del filtrado antes de capturar el gas dentro de un tubo Dräger.

Equipo

Sección 1. Tren de Gas de Garrett y accesorios.

Sección 2. Tubos Dräger de análisis de H_2S :

A) H_2S 100/a de baja gama (marcado de 100 a 2.000) Factor = 0,12.

B) H_2S de 0,2%/A de alta gama (marcado de 0,2 a 7%) Factor = 1.500.

Sección 3. Cartuchos de CO_2 (u otro gas que sea inerte al H_2S y no contenga aire u oxígeno; el nitrógeno es aceptable).

Sección 4. Discos de papel de acetato de plomo (opcionales).

Sección 5. Ácido sulfúrico, aproximadamente 5 N, de calidad para reactivos.

Sección 6. Antiespumante de octanol.

Sección 7. Jeringas hipodérmicas: una de 10 ml con aguja de calibre 21 para el ácido, una de 40 ml y una de 5 ml.

Procedimiento

1. El tren de gas debe estar limpio, seco y sobre una superficie nivelada, visto que los conductos deben estar limpios y la humedad puede causar la flotación irregular de la bola del medidor de caudal.
2. Instalar un nuevo cartucho de CO_2 .
3. Añadir 20 ml de agua desionizada a la Cámara 1.
4. Añadir 5 gotas de antiespumante a la Cámara 1.
5. Utilizando la siguiente tabla, seleccionar el volumen de muestra y el tubo Dräger correctos para la gama de sulfuro anticipada. Romper la punta de cada extremo del tubo.
6. Instalar el tubo con la flecha dirigida hacia abajo en el receptáculo perforado en la esquina del tren. Además, instalar el tubo medidor de caudal limpio y seco, con la palabra "TOP" hacia arriba, y la bola dentro del receptáculo perforado en el costado del tren. Verificar que las juntas tóricas proporcionen un sello hermético alrededor de ambos tubos una vez que hayan sido introducidos.

Volúmenes de Muestra y Factor de Tubo a Utilizar para Distintas Gamas de Sulfuro			
Gama de Sulfuro (mg/l)	Volumen de la Muestra (cm ³)	Identificación del Tubo Dräger (ver el cuerpo del tubo)	Factor de Tubo
1,2 - 24	10,0	H ₂ S 100/a (gama de 100 - 2.000)	0,12*
2,4 - 48	5,0	H ₂ S 100/a (gama de 100 - 2.000)	0,12*
4,8 - 96	2,5	H ₂ S 100/a (gama de 100 - 2.000)	0,12*
30 - 1.050	10,0	H ₂ S 0,2%/A	1.500**
60 - 2.100	5,0	H ₂ S 0,2%/A	1.500**
120 - 4.200	2,5	H ₂ S 0,2%/A	1.500**

*El factor de tubo de 0,12 es aplicable para los nuevos tubos, H₂S 100/a (Nº Cat. CH-291-01), con una escala de 100 a 2.000. Los antiguos tubos usan un factor de tubo de 12,0 con una escala de 1 ó 2 a 20.

**El factor de tubo de 1.500 es aplicable para los nuevos tubos, H₂S 0,2%/A (Nº Cat. CH-281-01), con una escala de 0,2 a 7,0%. Los antiguos tubos con una escala de 1 a 17 cm usan un factor de tubo de 600 veces la relación: factor de bache/0,40.

Tabla 6: Identificación del tubo Dräger y gamas seleccionadas.

7. Medir la muestra de filtrado dentro de la Cámara 1. Las Cámaras 2 y 3 permanecen vacías y sirven de trampas de espuma.
8. Colocar las juntas tóricas en las ranuras de la cámara e instalar la parte superior del tren de gas. Apretar uniformemente a mano todos los tornillos para sellar el tren.
9. Acoplar la tubería flexible al tubo de dispersión y al tubo Dräger. No es necesario que la tubería esté sujeta a los tubos con abrazaderas, lo cual permitirá aliviar la presión en caso de sobrepresión.
10. Ajustar el tubo de dispersión hasta aproximadamente 0,5 cm encima del fondo.
11. Hacer circular CO₂ lentamente durante 15 segundos para purgar el aire del sistema e interrumpir la circulación. Iniciar lentamente la circulación del gas para evitar que la bola sea expulsada del tubo medidor de caudal. Usted también puede tapar el tubo suavemente con un dedo para evitar que se pierda la bola.
12. Inyectar lentamente 10 ml de ácido sulfúrico dentro de la Cámara 1 a través del diafragma de caucho, utilizando la jeringa hipodérmica y la aguja.
13. Reiniciar inmediatamente la circulación de CO₂. Ajustar el caudal de manera que la bola del tubo medidor de caudal esté entre las líneas rojas (200 a 400 cm³/min). Un cartucho de CO₂ debería proporcionar una circulación de 15 a 20 minutos con este caudal.
14. Seguir circulando por un tiempo total de 15 minutos. Registrar la longitud oscurecida máxima antes de que el “frente” precedente empiece a manchar. Usando los tubos de alta gama y los sulfitos en el filtrado, se puede observar un color anaranjado. La región naranja debe ser ignorada cuando se registra la longitud oscurecida.
15. El tren de gas DEBE ser limpiado para evitar daños permanentes causados por el ácido utilizado. Para limpiar, retirar la tubería flexible y la parte superior del tren. Retirar el medidor de caudal y el tubo Dräger y obturar los agujeros con tapones para mantenerlos secos. Lavar las cámaras con un detergente suave y un cepillo blando. Utilizar un producto de limpieza para tubos para limpiar los conductos entre las cámaras. Enjuagar la unidad con agua desionizada y dejar que se seque al aire.

Cálculos

Utilizando el volumen de la muestra, la longitud oscurecida máxima del tubo Dräger y los factores, calcular la concentración de sulfuro en la muestra:

$$\text{Sulfuro (mg/l)} = \frac{\text{longitud oscurecida} \times \text{factor de tubo}}{\text{ml de muestra}}$$

D) FOSFATO**Propósito**

El ingrediente activo en los inhibidores Conqor® 404 y SI-1000™ es un fosfato orgánico. Sin embargo, fosfatos inorgánicos también pueden estar presentes en el fluido de perforación; por lo tanto, la prueba debe distinguir los fosfatos orgánicos de los fosfatos inorgánicos.

Los dos siguientes procedimientos son básicamente idénticos, pero utilizan diferentes equipos HACH.

OBSERVACIÓN: La presencia de almidón en el fluido puede impedir la detección de los fosfatos orgánicos o inorgánicos.

1) PROCEDIMIENTO I: UTILIZANDO EL COLORÍMETRO DE LECTURA DIRECTA HACH

Equipo

1. Agua desionizada.
2. Indicador de fenoltaleína.
3. Píldoras de PhosVer III.
4. Píldoras de persulfato de potasio.
5. Hidróxido de sodio, NaOH 8 N.
6. Ácido sulfúrico, H₂SO₄ 5 N.
7. Matraz Erlenmeyer, 50 ml.
8. Cilindro graduado, 25 ml.
9. Colorímetro de Lectura Directa HACH.
10. Placa calentadora.
11. Pipetas: una de 1 ml, una de 5 ml y una de 10 ml.

a) Fosfato inorgánico

1. Pipetar 5 a 10 ml de filtrado dentro del matraz de 50 ml. Añadir agua desionizada hasta la marca de 20 ml.
2. Añadir 1 ml de ácido sulfúrico.
3. Hacer hervir durante 15 minutos manteniendo un volumen de aproximadamente 20 ml.
4. Enfriar.
5. Añadir una gota de indicador de fenoltaleína.
6. Añadir hidróxido de sodio gota a gota hasta que la muestra se vuelva prácticamente rosa. Si se añade demasiado hidróxido de sodio y el color rosado persiste, añadir ácido sulfúrico gota a gota hasta que el color rosado desaparezca.
7. Verter la muestra dentro de un cilindro graduado de 25 ml y añadir agua desionizada hasta la marca de 25 ml.

8. Verter dentro de la botella de mezcla cuadrada.
9. Añadir el contenido de una píldora PhosVer III. Revolver y dejar reposar por 1 a 2 minutos (sin exceder 2 minutos).
10. Introducir la escala del medidor de fosfato o la escala de transmitancia dentro del colorímetro de Lectura Directa HACH y usar el filtro de color 2408.
11. Llenar otra botella cuadrada del colorímetro con el filtrado no tratado para la muestra en blanco. Verificar que tenga la misma concentración que la muestra. Si se usa un volumen de 5 ml para la muestra, usar 5 ml del filtrado diluido hasta 25 ml para la muestra en blanco.
12. Introducir la muestra en blanco dentro del colorímetro. Ajustar el control de luz para una indicación del medidor de 0 mg/l o 100% de transmitancia, según la escala que se está utilizando.
13. Colocar la muestra preparada dentro del colorímetro y leer mg/l PO₄³⁻ o la transmitancia. Si la indicación de mg/l PO₄³⁻ es mayor de 2,0, o si la indicación de transmitancia es menor de 10%, repetir el procedimiento utilizando menos filtrado en la Etapa 1.
14. Registrar la indicación de mg/l PO₄³⁻ para los cálculos. Si se utiliza la escala de transmitancia, consultar el gráfico de transmitancia vs. mg/l PO₄³⁻.

b) Total de fosfato (inorgánico más orgánico)

1. Pipetar de 5 a 10 ml de filtrado dentro del matraz de 50 ml. Añadir agua desionizada hasta la marca de 20 ml.
2. Añadir 1 ml de ácido sulfúrico.
3. Añadir el contenido de una píldora de persulfato de potasio.
4. Hacer hervir durante 30 minutos.
5. Reducir por ebullición hasta obtener un volumen no menor de 10 ml. Añadir agua desionizada, si es necesario.
6. Proceder de la manera indicada en las Etapas 4 a 11 anteriormente.

OBSERVACIÓN: Si el color del filtrado desaparece debido a la oxidación del persulfato de potasio, el filtrado coloreado no debe ser utilizado

para la muestra en blanco de la Etapa 11. En este caso, usar agua desionizada.

7. Introducir la muestra en blanco dentro del colorímetro. Ajustar el control de luz para una indicación del medidor de 0 mg/l o 100% de transmitancia, según la escala que se está utilizando.
8. Colocar la muestra preparada dentro del colorímetro y leer el valor de mg/l PO_4^{3-} o el % de transmitancia. Si la indicación de mg/l PO_4^{3-} es mayor de 2,0 o si la indicación de transmitancia es menor de 10%, repetir el procedimiento usando menos filtrado en la Etapa 15.
9. Registrar la indicación de mg/l PO_4^{3-} para los cálculos. Si se utiliza la escala de transmitancia, consultar el gráfico de transmitancia vs. mg/l PO_4^{3-} .

Cálculos

$$\text{Fosfato inorgánico (mg/l)} = \frac{\text{mg/l de } \text{PO}_4^{3-} \text{ de la tabla} \times 25}{\text{ml de filtrado}}$$

$$\text{Fosfato total (mg/l)} = \frac{\text{mg/l de } \text{PO}_4^{3-} \text{ de la tabla} \times 25}{\text{ml de filtrado}}$$

$$\text{Fosfato orgánico} = \text{fosfato total} - \text{fosfato inorgánico}$$

2) PROCEDIMIENTO II: EQUIPO DE FOSFATO HACH (PO-24)

Equipo

1. Agua desionizada.
2. Indicador de fenolftaleína.
3. Píldoras de PhosVer III.
4. Píldoras de persulfato de potasio.
5. Hidróxido de sodio, 8 N NaOH.
6. Ácido sulfúrico, 5 N H_2SO_4 .
7. Matraz Erlenmeyer, 50 ml.
8. Cilindro graduado, 25 ml.
9. Equipo de fosfato HACH PO-24.
10. Placa calentadora.
11. Pipetas: una de 1 ml, una de 5 ml y una de 10 ml.

a) Fosfato inorgánico

1. Pipetar de 5 a 10 ml de filtrado dentro del matraz de 50 ml. Añadir agua desionizada hasta la marca de 20 ml.
2. Añadir 1 ml de ácido sulfúrico.

3. Hacer hervir durante 15 minutos manteniendo el volumen a aproximadamente 20 ml.
 4. Enfriar.
 5. Añadir una gota de indicador de fenolftaleína. Añadir hidróxido de sodio gota a gota hasta que la muestra se vuelva casi rosa. Si se añade demasiado hidróxido de sodio y el color rosa persiste, añadir ácido sulfúrico gota a gota hasta que el color rosa desaparezca.
 6. Verter la muestra dentro de la botella cuadrada de mezcla y añadir agua hasta la marca de 20 ml.
 7. Añadir una píldora de PhosVer III a la muestra. Revolver y dejar reposar por 1 a 2 minutos.
 8. Verter la muestra dentro del tubo de visualización de colores.
 9. Introducir este tubo dentro del comparador de colores en el orificio más cerca del centro.
 10. Colocar una muestra en blanco dentro del otro tubo. Verificar que tenga la misma concentración que la muestra. Si se usa 5 ml para la muestra, usar 5 ml del filtrado diluido hasta 20 ml para la muestra en blanco.
 11. Levantar el comparador hacia una luz y observar a través de los dos orificios en la parte delantera. Hacer girar el disco de colores hasta que los colores coincidan. Si el color es demasiado oscuro, repetir el procedimiento usando menos filtrado en la Etapa 1.
 12. Registrar la indicación para los cálculos.
- ##### b) Fosfato total (inorgánico más orgánico)
13. Pipetar de 5 a 10 ml de filtrado dentro del matraz y añadir agua desionizada hasta la marca de 20 ml.
 14. Añadir 1 ml de ácido sulfúrico.
 15. Añadir el contenido de una píldora de persulfato de potasio.
 16. Hacer hervir durante 30 minutos.
 17. Reducir por ebullición hasta obtener un volumen no menor de 10 ml. Añadir agua desionizada, si es necesario.
 18. Proceder de la manera indicada en las Etapas 4 a 10 que anteceden.

OBSERVACIÓN: Si el color del filtrado desaparece debido a la oxidación del persulfato de potasio, el filtrado coloreado no debe ser utilizado para la muestra en blanco de la Etapa 10. En este caso, usar agua desionizada.

19. Levantar el comparador hacia una luz y observar a través de los dos orificios en la parte delantera. Repetir el procedimiento usando menos filtrado en la Etapa 13.
20. Registrar la indicación para los cálculos.

Cálculos

Fosfato inorgánico (mg/l) =
$$\frac{\text{indicación de la Etapa 12} \times 2}{\text{ml de filtrado de la Etapa 1}}$$

Fosfato total (mg/l) =
$$\frac{\text{indicación de la Etapa 20} \times 2}{\text{ml de filtrado de la Etapa 13}}$$

Fosfato orgánico =
fosfato total – fosfato inorgánico

E) SECUESTRAnte DE OXÍGENO: CONTENIDO DE SO_3^-

Propósito

Secuestrantes de oxígeno que contienen bisulfito amónico o sulfito de sodio son añadidos a ciertos fluidos de perforación para minimizar el oxígeno disuelto. Para garantizar la remoción total del oxígeno disuelto, conviene mantener un excedente de iones sulfito (SO_3^-) en el lodo.

A continuación se describen dos procedimientos: el primero es utilizado para los filtrados normales y el segundo para los filtrados oscuros. Utilizar primero el Procedimiento I porque es más preciso. Sin embargo, si no se puede observar el cambio de color, utilizar el Procedimiento II. No diluir el filtrado con agua desionizada porque esto puede aumentar la cantidad de oxígeno disuelto.

Procedimiento: filtrados claros

Equipo

1. Agua desionizada.
2. Ácido clorhídrico, 6 N HCl.
3. Solución de “yodo” normal 0,008 N (KI-KIO₃).
4. Solución de tiosulfato de sodio normal, 0,008 N.
5. Solución indicadora de almidón.
6. Tubo de ensayo.
7. Matraces, dos de 125 ml.
8. Pipetas: una de 1 ml y una de 2 ml.

OBSERVACIÓN: Si la muestra contiene sulfuro, éste también será valorado durante esta prueba. Determinar la concentración de sulfuro de hidrógeno usando otro método y restar mg/l H_2S x 2,4 del valor mg/l SO_3^- obtenido. Si parece que el contenido de SO_3^- del lodo está aumentando aunque no se esté añadiendo ninguna cantidad de sulfito, es posible que H_2S esté presente. (Cuando el sulfuro está presente, la prueba puede indicar un aumento de los iones Cl^- porque el sulfuro también reacciona con los iones.)

Normalización de la solución de tiosulfato de sodio

El tiosulfato de sodio no tiene una larga vida útil. Cada dos semanas, se debe cotejar el tiosulfato de sodio con la solución KI-KIO₃, de la manera indicada a continuación. Esto es importante, porque una solución de tiosulfato de sodio más débil produce un menor contenido de sulfito y será necesario aplicar un factor de deterioración.

1. Pipetar 2 ml de la solución de “yodo” dentro de un vaso de precipitado de 125 ml.
2. Añadir 2 gotas de ácido clorhídrico.
3. Diluir con 10 ml de agua desionizada.
4. Valorar con el tiosulfato de sodio hasta que casi todo el color amarillo desaparezca.
5. Añadir 5 gotas de indicador de almidón.
6. Seguir valorando hasta que el color azul desaparezca.
7. Registrar el volumen total (ml) de solución de tiosulfato requerido para calcular el factor de deterioración.
8. Usar este factor en la ecuación para determinar mg/l SO_3^- en los filtrados de color oscuro:

$$\frac{\text{ml de solución KI-KIO}_3}{\text{ml de tiosulfato de sodio}}$$

Factor =

1) PROCEDIMIENTO I: FILTRADOS CLAROS

La muestra de lodo para esta prueba debería ser obtenida encima de la zaranda. Debido a la inestabilidad del sulfito, conviene obtener el filtrado y realizar la prueba inmediatamente.

1. Pipetar 5 ml de filtrado dentro del tubo de ensayo. (Si la cantidad de filtrado está limitada, se puede usar una muestra de 1 ml.)

CUIDADO: La muestra no debe ser diluida para esta prueba.

2. Añadir 5 gotas de indicador de almidón y 2 gotas de ácido clorhídrico.
3. Valorar con la solución de “yodo” hasta que un color azul permanente aparezca.

Cálculos

$$\text{SO}_3^- (\text{mg/l}) = \frac{\text{ml de solución de yodo} \times 320}{\text{ml de filtrado}}$$

2) PROCEDIMIENTO II: FILTRADOS OSCUROS

Si es posible, utilizar el procedimiento para los filtrados claros, porque es más fácil de aplicar y produce resultados más precisos. Sin embargo, si el cambio de color no puede ser observado, no se debe diluir la muestra; proceder aplicando el procedimiento para filtrado oscuro. Si el filtrado no es demasiado oscuro, se puede utilizar una muestra mayor de 1 ml.

1. Pipetar 2 ml de solución de “yodo” dentro de cada uno de los dos matraces de 125 ml.
2. Añadir 20 ml de agua desionizada a cada matraz.
3. Pipetar 1 ml o más de filtrado dentro de ambos matraces. El Matraz N° 1 contendrá la muestra en blanco. Utilizar una hoja de papel blanco como fondo para observar mejor el cambio de color.
4. Añadir solamente 4 gotas de ácido clorhídrico y 5 gotas de solución indicadora de almidón al Matraz N° 2. La solución pasará a un color azul oscuro-negro.
5. Valorar con tiosulfato de sodio gota a gota hasta que el color azul-negro desaparezca y que el color coincida con la solución en blanco contenida en el Matraz N° 1.

Cálculos

$$\text{SO}_3^- (\text{mg/l}) = \frac{\text{ml de solución de yodo} - (\text{factor} \times \text{ml de tiosulfato de sodio})) \times 320,2}{\text{ml de filtrado}}$$

Sección 9. Resistividad

A veces se requiere conocer la resistividad del lodo, filtrado y revoque para ayudar a evaluar los registros eléctricos.

Equipo

1. Lodo, filtrado y revoque.
2. Medidor de resistividad de lectura directa para fluidos de perforación.
3. Celda de resistividad calibrada.
4. Termómetro, 32 a 220°F.

Procedimiento

1. Llenar la celda de resistividad limpia y seca con lodo o filtrado recién agitado. Tratar de evitar que se arrastren burbujas de aire. Llenar la celda hasta el volumen correcto, de conformidad con el procedimiento del fabricante.
2. Conectar la celda al medidor.
3. Medir la resistencia en ohmios-metro si se utiliza el medidor de

lectura directa. El valor debería ser ajustado a ohmios si se utiliza un “medidor no directo”.

4. Registrar la temperatura de medición.
5. Limpiar la celda, enjuagar con agua desionizada y secar.

Cálculos

1. Ajustar la resistividad del lodo R_m o la resistividad del filtrado R_{mf} en ohmios-metros a la unidad 0,01 más próxima.
2. Registrar la temperatura de la muestra en °F.
3. Si la lectura se hace en ohmios, convertir a ohmios-metro mediante la siguiente fórmula:
Resistencia (ohmio-metro) =
 $R (\text{ohmios}) \times K (\text{constante de la celda, m}^2/\text{m})$

Sección 10. Procedimiento de Prueba de Glicol (Procedimiento de campo para determinar el contenido de glicol de un fluido de perforación)

A) REFRACTÓMETRO

Equipo

1. Refractómetro para determinar el rango de porcentajes en volumen de glicol utilizado en el sistema de lodo. Se pueden usar varios tipos de refractómetros. Un tipo usado comúnmente es el Atago N10E. El instrumento mide el contenido de glicol dentro del rango de 0 a 10%. Si se desea obtener algún valor fuera de este rango por cualquier motivo, consultar las especificaciones del fabricante para un rango distinto.
2. Retorta de 10, 20 ó 50 ml, lana de acero sin aceite, completa con accesorios de vidrio.

Reactivos

Glicol usado en el fluido de perforación.
Agua destilada o desionizada.
Cilindros graduados, botellas de almacenamiento.

Procedimiento I

1. Preparar un glicol en la curva de calibración de agua. Esta curva se obtiene añadiendo varios porcentajes en volumen de glicol en agua desionizada (típicamente, se usa de 1 a 6% en volumen). Circular cada mezcla a través de la retorta y trazar en un papel cuadriculado la correspondiente curva de indicación de BRIX vs. porcentaje en volumen original de glicol añadido. BRIX es el nombre de la unidad de medición del refractómetro para la determinación del glicol.
2. Circular el fluido de perforación a través de una retorta.
3. Registrar el porcentaje en volumen de líquido.
4. Agitar el líquido captado en el cilindro graduado a partir de la retorta.
5. Colocar 2 a 4 gotas del líquido de la retorta sobre la superficie limpia del prisma del refractómetro. Verificar que toda la superficie del prisma esté cubierta con el líquido y cerrar el tapón. Mirar dentro de la ventana



Figura 18. Refractómetro.

del refractómetro con el prisma orientado hacia una fuente de luz viva (ver la Figura 18).

6. Registrar la indicación de BRIX y utilizando la curva de calibración de glicol, convertir la indicación en porcentaje en volumen de glicol en el lodo.
7. Porcentaje de glicol del lodo entero = porcentaje de glicol de la curva de calibración x fracción líquida del lodo. La fracción líquida del lodo es F_w .

B) ANÁLISIS EN RETORTA DE DOS TEMPERATURAS PARA SISTEMAS DE GLICOL

El glicol que constituye el principal inhibidor en el sistema GLYDRIL™ se agotará del sistema a medida que se adsorbe en las lutitas. Por lo tanto es importante medir y controlar el nivel de glicol en el lodo de perforación. Este procedimiento de prueba puede ser usado para medir la concentración de todos los tipos de glicol. Ésta no es una prueba definida por API, pero utiliza el procedimiento de retorta de API.

Equipo

Equipo estándar de API para prueba en retorta; se prefiere uno de 50 ml para mayor precisión. Este equipo debe tener un dispositivo de control de temperatura que permita calentar a 302°F (150°C) y a 950°F (510°C).

Procedimiento II

1. Colocar un volumen conocido de lodo dentro del vaso inferior de la celda de la retorta. Es importante que esta muestra contenga la menor

cantidad posible de aire arrastrado. Introducir lana de acero fina sin aceite en la parte superior de la celda, según las necesidades.

Ensamblar la celda y sellar las roscas con grasa para altas temperaturas (Never-Seez) o un producto equivalente, para reducir las fugas a través de las roscas.

2. Ajustar el regulador de temperatura a 302°F (150°C). Calentar la retorta hasta que todo el agua se haya acumulado (aproximadamente 90 minutos). Registrar este volumen como V1.

3. Reajustar el regulador de temperatura a 950°F (510°C) y seguir destilando el resto de la fase líquida. Registrar el volumen final como V2.

$$\% \text{ en volumen de glicol} = \frac{(V2 - V1) \times 100}{\text{Volumen de muestra de lodo}}$$

OBSERVACIÓN: la presencia de otros líquidos con altos puntos de ebullición, tales como los lubricantes o el aceite, afectará los resultados de esta prueba.

C) DETERMINACIÓN QUÍMICA DEL GLICOL USANDO UNA CENTRÍFUGA

Procedimiento

1. Captar 8 ml de filtrado y transferir este volumen a un tubo centrífugo graduado.
2. Añadir 3 g de sal NaCl al tubo y agitar enérgicamente hasta que la mayoría de la sal se disuelva.
3. Centrifugar el tubo durante 3 minutos.
4. El glicol se separa de la solución de NaCl saturada y forma una capa en la parte superior. El volumen de esta capa puede ser determinado a partir de las graduaciones del tubo. Registrar este volumen (V).

$$\% \text{ en volumen de glicol en el filtrado} = \frac{V \times 100}{\text{volumen de filtrado}}$$

Porcentaje en volumen de glicol en el lodo entero = % en volumen de glicol en el filtrado x fracción líquida del lodo (F_w). Donde la fracción líquida (F_w) es igual a %/100 del lodo y se obtiene de la retorta.

Sección 11. Concentración de KLA-GARD®

DETERMINACIÓN CUANTITATIVA

Se ha desarrollado un procedimiento para determinar la concentración aproximada de exceso de KLA-GARD. El procedimiento de prueba está basado en la fuerte reacción del KLA-GARD y la sal de Reinecke con la formación de un precipitado blanco. Los procedimientos detallados y los materiales necesarios para realizar la prueba se describen a continuación.

Equipo y materiales necesarios

1. Sal de Reinecke.
2. Contenedores con tapones.
3. Muestra de KLA-GARD.
4. Jeringa (opcional).
5. Microfiltros (opcionales).
6. Agua destilada.

Procedimiento

Sección 1. Soluciones normales de KLA-Gard: Preparar soluciones normales de KLA-Gard para pruebas de comparación. Para preparar una solución de KLA-GARD de 1 lb/bbl (3 kg/m³), añadir 1 gramo de KLA-GARD a 350 ml de agua corriente. Las concentraciones conocidas, desde 1 lb/bbl (3 kg/m³) hasta el más alto nivel utilizado, deberían ser preparadas. Por ejemplo, soluciones normales de 1, 3, 5, 7 y 9 lb/bbl (3, 9, 14, 20 y 26 kg/m³) deberían ser preparadas para la mayoría de las aplicaciones. Estas soluciones normales deberían tener etiquetas con la fecha en que fueron preparadas; las soluciones sólo durarán aproximadamente un mes a menos que se utilice un bactericida.

Sección 2. Indicador de sal de Reinecke:

Para preparar la solución indicadora, disolver aproximadamente 3% en peso de sal de Reinecke en agua destilada (si no hay agua destilada disponible, se puede usar agua corriente). Solamente pequeñas cantidades de solución indicadora deberían ser preparadas porque la vida útil de esta solución sólo es de 7 a 10 días a temperaturas menores de 65°F (18°C). A temperaturas más altas, la vida útil de la solución indicadora disminuye rápidamente. Por este motivo, recomendamos que se almacene la solución indicadora dentro de un refrigerador y que nuevas soluciones sean preparadas con frecuencia. Para preparar una pequeña cantidad de solución indicadora, disolver 0,75 g de sal de Reinecke en 24,25 g de agua destilada. Dejar disolver durante por lo menos 4 horas antes del uso; luego, agitar enérgicamente la solución antes de usarla. Es normal que algunos materiales insolubles se depositen en el fondo del recipiente cuando la solución haya reposado. Estos materiales pueden ser filtrados de la manera indicada más abajo.

Sección 3. Para realizar la prueba a fin de determinar la concentración de KLA-GARD, se requiere tener una muestra de filtrado de fluido de perforación y una muestra clara de la solución de sal de Reinecke.

Sección 4. Preparar una cantidad clarificada de solución de sal de Reinecke extrayendo aproximadamente 5 ml dentro de una jeringa y luego forzando la solución a través de un microfiltro que esté bien sujeto a la jeringa. Captar el fluido claro dentro de un pequeño frasco. Si el equipo arriba mencionado no está disponible, se puede usar la solución de sal de Reinecke sin filtración.

Sección 5. Después de preparar la solución indicadora, realizar la prueba de KLA-GARD de la siguiente manera:

- A) En pequeños frascos (uno para cada una de las soluciones normales de KLA-Gard preparadas), colocar 40 gotas de agua destilada y 8 gotas de solución indicadora de sal y agitar enérgicamente. Añadir 8 gotas de las soluciones normales de KLA-GARD (una norma diferente para cada frasco) en estos frascos y agitar durante 5 segundos. Cerrar herméticamente y etiquetar los frascos con las concentraciones conocidas de KLA-GARD.
- B) En un pequeño frasco, colocar 40 gotas de agua destilada y gotas de solución indicadora de sal de Reinecke y agitar enérgicamente. En este frasco, añadir 8 gotas del filtrado del sistema de lodo y agitar durante 5 segundos. Cerrar herméticamente y etiquetar el frasco.

Sección 6. Dejar reposar los precipitados durante unos 30 minutos. Comparar la altura del precipitado para el filtrado (desconocido) con las soluciones normales. Después de 1 hora, volver a verificar los resultados.

Sección 7. Haciendo corresponder la altura del precipitado en el filtrado del sistema con la altura del precipitado en una de las soluciones normales, se puede estimar la concentración de KLA-Gard.

Sección 8. Si la viscosidad u otros factores del filtrado perjudican la prueba, utilizar 80 gotas de agua en vez de 40 gotas, tanto para el filtrado como para las soluciones normales, y repetir la prueba.

Sección 12. Procedimiento de Prueba de Taponamiento de Permeabilidad

Equipo

1. Celda cilíndrica, adaptada para aceptar un disco poroso de 1/4 pulgada de espesor.
2. Envuelta exterior calefactora.
3. Anillo distanciador.
4. Dos tapas finales (una con malla para el extremo hidráulico).
5. Dos vástagos: uno con conexión rápida para la manguera hidráulica y el otro con una válvula para la parte superior de la celda.
6. Bomba hidráulica con manguera de conexión rápida y acoplamiento.
7. Fluido hidráulico.
8. Pistón con juntas tóricas para separar el fluido hidráulico del lodo.
9. Llave de barra T para posicionamiento del pistón.
10. Celda colectora de depósito con válvula de purga.
11. Accesorio regulador de contrapresión.
12. Dos termómetros.
13. Dos clavijas de cierre de seguridad.

Procedimiento

1. Precalentar la envuelta exterior calefactora a la temperatura deseada. Abrir la celda y examinar toda las juntas tóricas, reemplazando las que estén dañadas. Aplicar una capa delgada de grasa de silicona sobre las dos juntas tóricas en el pistón flotante. Enroscar el pistón flotante sobre la llave de barra T e instalar el pistón en el fondo de la celda, desplazándolo hacia arriba y hacia abajo para confirmar el movimiento libre del pistón dentro de la celda.
OBSERVACIÓN: el fondo de la celda es el extremo con el receso más corto. Colocar el pistón de manera que esté cerca del borde inferior de la celda y desenroscarlo de la llave. Esto constituye el extremo de admisión y también se puede llamar extremo hidráulico.
2. Antes de desenroscar la llave de barra T, alinear el pistón con el borde del receso. Colocar una junta tórica en el receso del extremo de admisión de la celda. Instalar la tapa del extremo (tapa del extremo inferior) de la celda hidráulica dentro del extremo de admisión de la celda. Usar una grasa

de silicona para revestir ligeramente la junta tórica en la tapa del extremo, a fin de facilitar la instalación. Instalar los tornillos de fijación, buscar los indicadores de alineación, alinear correctamente y apretar ajustando perfectamente dentro de los recesos de la tapa del extremo de la celda. Usar los tornillos de fijación de acero templado y recubrirlos con Never-Seez para facilitar el apriete y desapriete. Utilizar la llave en T desde el otro extremo para empujar el tapón flotante contra la tapa del extremo de la celda a fin de expulsar el aire aprisionado.

3. Instalar y apretar el vástago de la válvula de admisión con el niple de la conexión rápida sobre el vástago. Se puede llenar el vástago de la válvula acoplándolo a la bomba hidráulica y operando lentamente la bomba con la válvula de descarga cerrada. Cuando el vástago está lleno, abrir la válvula de desahogo de la bomba y utilizar la llave en T desde el otro extremo para empujar el tapón flotante contra la tapa del extremo de la celda a fin de expulsar el aire aprisionado.
4. Poner la celda en la posición vertical y llenar la celda con 300 ml de fluido de perforación. Esto constituirá el extremo de descarga. Colocar una junta tórica dentro del receso en el extremo superior de la celda. Instalar la manguera hidráulica, y utilizando la bomba manual, bombear el lodo hasta que llegue justo dentro del borde del receso, colocar un disco encima de la junta tórica y desconectar la manguera.
OBSERVACIÓN: Cuando se efectúa la prueba de lodo base agua, los discos deben ser remojados durante por lo menos 5 a 10 minutos en agua dulce antes de ser utilizados. Si se efectúa una prueba de lodo base aceite o base sintético, los discos deben ser remojados durante 5 a 10 minutos en el petróleo de base representativo antes de ser utilizados. Los discos nunca deben ser reutilizados.
5. Instalar la tapa del extremo en el extremo de descarga. Utilizar una

- grasa de silicona para recubrir ligeramente la junta tórica en la tapa del extremo a fin de facilitar la instalación. Verificar que los recesos para los tornillos de fijación estén alineados con los tornillos de fijación y apretar los tornillos, ajustándolos perfectamente contra la tapa del extremo. Luego, instalar el vástago de la válvula de descarga con una válvula de seguridad dentro del extremo de la tapa del extremo de la celda, y cerrar la válvula. Luego, sosteniendo el ensamblaje de la válvula, colocar la celda dentro de la envuelta exterior calefactora hasta que toque el fondo. Girar la celda en sentido horario hasta que la celda se bloquee sobre la clavija de alineación ubicada en la parte inferior de la envuelta exterior calefactora.
6. Instalar un termómetro metálico en la cubeta del termómetro ubicada en la parte superior de la celda. Colocar el depósito de filtrado encima del ensamblaje de vástago de la válvula, verificando que la pequeña junta tórica de la válvula esté en buen estado, y bloquear el depósito en su sitio instalando la clavija de retención. Luego, instalar el receptor de contrapresión encima del vástago de la válvula y bloquearlo en su sitio con la clavija de retención. Acoplar la conexión rápida de la bomba hidráulica al vástago de la válvula en el extremo de admisión de la celda, antes de aplicar la presión. Aplicar una presión de 200 psi sobre la celda y dejar cerrada la válvula de la bomba. A medida que la celda se calienta, la presión aumentará dentro de la celda debido al calentamiento del aceite hidráulico contenido en la celda. Mantener la presión de 200 psi liberando la presión acumulada, abriendo la válvula en la bomba hidráulica.
 7. Calentar la celda a la temperatura deseada. La temperatura de prueba para esta serie de pruebas será de 150°F. Registrar el tiempo requerido para calentar hasta la temperatura deseada. Cerrar la válvula de desahogo en la bomba y aplicar la presión deseada a la celda con la bomba hidráulica. Aplicar una presión hidráulica de trabajo de 1.500 psi a la celda con la bomba hidráulica.
- OBSERVACIÓN: Al trabajar con la celda calentada y presurizada, verificar que todo el personal esté usando anteojos de seguridad. El lodo y/o filtrado se aproximará a la temperatura a la cual se efectúa la prueba, y abriendo lentamente la válvula de purga del depósito se puede minimizar la salpicadura del fluido y el posible contacto con los ojos, los dedos y las manos.*
8. Una vez que se ha aplicado la presión deseada, aplicar un poco de presión al receptor de contrapresión, sin exceder 50 psi, y abrir lentamente la válvula de seguridad. Después de 30 segundos, abrir lentamente la válvula de purga en el depósito y captar el lodo y/o filtrado que esté saliendo dentro de un pequeño vaso de precipitado de vidrio, y seguir captando el fluido hasta que el depósito quede seco. Esto debería ser registrado como pérdida inicial instantánea.
 9. Cerrar la válvula de purga en el depósito receptor y mantener la presión deseada sobre la celda con la bomba hidráulica. La presión disminuirá durante la filtración del lodo, lo cual requiere la aplicación de presión adicional sobre la celda para mantener una presión constante. Mantener la presión sobre la celda durante 30 minutos, purgando ocasionalmente el líquido que se acumula en el depósito. Después de 30 minutos, registrar la cantidad total de líquido recuperado (excluyendo la pérdida inicial instantánea). Cerrar la válvula de purga y abrir la válvula de desahogo en la bomba. Mientras que se sigue aplicando la contrapresión, la apertura de la válvula de desahogo en la bomba empujará el pistón flotante hacia el fondo de la celda y permitirá la recuperación del aceite hidráulico dentro de la bomba. Desconectar la envuelta exterior calefactora.
 10. Después de recuperar el aceite dentro de la bomba, cerrar la válvula de seguridad. Desacoplar la conexión rápida hidráulica de la celda. Cerrar la válvula de la fuente de contrapresión y purgar la contrapresión del receptor.

Después de purgar totalmente la presión del depósito, retirar la clavija de retención y quitar el dispositivo de contrapresión del depósito.

11. Dejar que la celda se enfríe dentro de la envuelta exterior calefactora o retirar la celda de la envuelta exterior calefactora con cuidado, dejando que se enfríe a la temperatura ambiente o colocándola en el lavabo para enfriarla con agua. Una vez que la celda esté totalmente enfriada, sostenerla de manera que el vástago de la válvula de seguridad no esté orientado hacia usted u otras personas. Abrir lentamente la válvula de seguridad para eliminar cualquier presión aprisionada dentro de la celda. Repetir este proceso varias veces para garantizar que toda la presión ha sido descargada. Retirar la tapa del extremo superior de la celda e invertir la celda encima del lavabo. Retirar la tapa del extremo hidráulico (tapa del extremo inferior de la celda) para exponer el pistón flotante. Enroscar la llave de barra T en el pistón y empujar hacia abajo para expulsar el disco por el otro extremo de la celda.

OBSERVACIÓN: Esta operación debe ser realizada con mucho cuidado porque la aplicación de una presión excesiva puede causar salpicaduras del lodo. Desmontar completamente la celda y limpiar y secar todo el aparato.

12. Recuperar el disco y el revoque, y lavarlos muy suavemente con agua dulce o aceite base, si se está probando un lodo base aceite, y medir el espesor del revoque en 1/32 de pulgada. El filtrado total se calcula de la siguiente manera:

Filtrado total (ml) = pérdida inicial instantánea (ml) + 2 x (recuperación de fluido en 30 minutos (ml))



Figura 19: Aparato de taponamiento de permeabilidad.

Sección 13. Viscosímetro Brookfield Usado para Obtener la Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV)

Los siguientes procedimientos normalizados son recomendados para medir la LSRV de un fluido FLO-PRO®. Estos procedimientos están diseñados para permitir la medición precisa del perfil de viscosidad que es proporcionado exclusivamente por un fluido FLO-PRO®. Se debe hacer todo lo posible para aplicar estos procedimientos a fin de hacer comparaciones válidas entre los pozos.

Equipo

La prueba será realizada usando el viscosímetro digital Brookfield LVDV-II+ o LVDV-III con cobertor protector y husillos cilíndricos (nº 1 a 4). El LVDV-II+

es el viscosímetro más usado. El modelo LVDV-III ofrece una más amplia selección de velocidades y también tiene una función programable, ninguna de las cuales es necesaria para las aplicaciones de FLO-PRO®. Los rangos de viscosidad de los husillos a 0,3 RPM usando el LVDV-II+ o LVDV-III son: nº 1 hasta 20.000 cP, nº 2 hasta 100.000 cP, nº 3 hasta 400.000 cP y nº 4 hasta 2.000.000 cP.

Cuando se pide un viscosímetro Brookfield, especificar el LVDV-II+ o el LVDV-III con husillos cilíndricos nº 1 a 4. El prefijo LV indica el torque de resorte apropiado para los rangos de viscosidad exigidos por M-I. Además, el voltaje y la

frecuencia de Entrada deberían ser indicados al someter el pedido. Las unidades están disponibles con voltajes de 115, 220 ó 230 voltios CA y frecuencias de 50 ó 60 ciclos.

Otros equipos requeridos incluyen el gran vaso de calentamiento (3,25 pulgadas de diámetro por 4 pulgadas de profundidad) y un dispositivo mezclador para calentar uniformemente la muestra de fluido.

Ubicación

Ubicar el viscosímetro Brookfield en un lugar que cuente con un suministro de energía estable. El viscosímetro debería estar ubicado en un sitio donde las vibraciones producidas por el equipo de perforación son mínimas. Las vibraciones del equipo de perforación pueden contribuir a la obtención de medidas de LSRV incorrectamente bajas. El polvo puede dañar los componentes electrónicos o los cojinetes; por lo tanto conviene ubicar el equipo en un ambiente sin polvo.

Disposición

Sacar el viscosímetro de la caja. Instalar el ensamblaje de engranajes sobre el soporte con el bastidor e introducir el montante del viscosímetro Brookfield en el ensamblaje, y apretar el tornillo de fijación. Nivelar el viscosímetro girándolo ligeramente sobre el soporte y/o ajustando los pies. Usar el nivel de burbuja de aire en la parte superior como guía.

Enchufar la sonda de temperatura en el receptáculo ubicado en la parte de atrás del viscosímetro. Verificar que el conmutador de alimentación en la parte trasera del viscosímetro esté en la posición desconectada (OFF). Enchufar el cable de potencia dentro del receptáculo en la parte trasera del viscosímetro y en el tomacorriente CA apropiado. *“El voltaje de entrada y la frecuencia de CA deben estar comprendidos dentro de los valores apropiados indicados en la placa de identificación del Viscosímetro”.*

OBSERVACIÓN: ¡El LVDV-II+ debe estar conectado a tierra para protegerlo contra fallas de los componentes electrónicos!

Éste es un instrumento electrónico delicado. Tener cuidado de evitar sobrevoltajes momentáneos y variaciones de

frecuencia. Desconectar el viscosímetro cuando no esté en uso.

Verter el fluido FLO-PRO a probar hasta 1/2 pulgada del borde superior del vaso de calentamiento y calentar a la temperatura deseada. La muestra de fluido debería ser calentada a la misma temperatura que para las otras propiedades reológicas. Agitar la muestra durante el calentamiento para igualar la temperatura en toda la muestra. Se puede utilizar un mezclador de tipo Hamilton Beach con un reóstato. Agitar lentamente para evitar de someter el fluido a un esfuerzo cortante excesivo, lo cual podría resultar en la degradación del polímero. Evitar aprisionar el aire durante la agitación. El aire aprisionado producirá indicaciones erróneas.

Inicialización del Viscosímetro

Al calentar la muestra, quitar la goma elástica que sostiene el eje del viscosímetro en su lugar. El viscosímetro utiliza un cojinete con gema y un resorte calibrado. Evitar impactar y retorcer el eje. Volver a poner la goma elástica cuando no se usa el viscosímetro.

Encender el viscosímetro. La pantalla digital desplegará las operaciones a medida que el viscosímetro se pone automáticamente a cero. Las siguientes descripciones de pantalla se refieren al viscosímetro LVDV-II+, el modelo más utilizado.

Al encender el viscosímetro, la pantalla despliega “Brookfield DV-II+ LV Viscometer” (Viscosímetro Brookfield DV-II+ LV), seguido por “Version 3.0” (Versión 3.0). Luego, la pantalla cambia automáticamente a “Remove spindle Press any key” (Retirar el husillo Pulsar cualquier tecla). Al pulsar cualquiera de las teclas amarillas, la pantalla cambia a “Autozeroing Viscometer” (Puesta a Cero Automática del Viscosímetro). Después de la puesta a cero automática, la pantalla despliega “Replace spindle press any key” (Volver a poner el husillo pulsar cualquier tecla). Seleccionar el husillo cilíndrico apropiado para la viscosidad deseada. La mayoría de las aplicaciones utilizan el husillo Número 2. Nótese que los husillos están marcados en el cuello.

Acoplar el husillo roscándolo sobre el eje. Éstas son roscas izquierdas. Sostener el eje con una mano para evitar daños al resorte y al cojinete mientras que se aprieta el husillo. Después de apretar el husillo, pulsar una de las teclas amarillas en el teclado numérico. La información por defecto aparecerá en la pantalla.

Pantalla del viscosímetro

La pantalla desplegará algo parecido a esto:

% 0,0	S 62
0,0 RPM	70,5°F

Los valores pueden variar según lo que se probó por último.

La esquina superior izquierda despliega las indicaciones del viscosímetro. Estas indicaciones pueden estar expresadas en las siguientes unidades:

% torque del viscosímetro (%)

cP viscosidad (cP o mPa)

SR — Velocidad de Corte (siempre 0 debido a la configuración del husillo)

SS — Esfuerzo de Corte (siempre 0 debido a la configuración del husillo)

La unidad por defecto para el LVDV-II+ es %. El valor indicado en la esquina superior izquierda debería ser $\sim +1,0\%$ cuando no se utiliza el viscosímetro. Un valor más grande puede indicar que el cojinete o el resorte está dañado.

M-I usa la viscosidad en cP (centipoise) como indicación estándar. Para seleccionar las unidades apropiadas, pulsar la tecla "Select Display" (Seleccionar el Despliegue) hasta que el valor cP aparezca en la pantalla. La unidad mPa del sistema internacional de unidades (SI) es equivalente a cP (40.000 cP = 40.000 mPa).

El valor indicado en la esquina superior derecha es el código del husillo. El código le permite al viscosímetro calcular correctamente la viscosidad para una geometría determinada del husillo. **El código es S62 para el husillo nº 2 y S63 para el husillo nº 3.** Si el código correcto no aparece en la pantalla, pulsar la tecla "Select Spindle" (Seleccionar el Husillo). El S parpadeará. Usar las teclas naranjas de flecha arriba y flecha abajo para buscar el código de husillo correcto. Al encontrar

el código correcto, pulsar la tecla **Select Spindle** y este código se convertirá en el código por defecto.

Este viscosímetro puede probar la viscosidad a 0,3, 0,5, 0,6, 1,0, 1,5, 2,0, 2,5, 3,0, 6,0, 10,0, 12,0, 20,0, 30,0, 50,0, 60,0 y 100,0 RPM. Para ajustar la velocidad, pulsar las teclas naranjas de las flechas hasta que la velocidad deseada aparezca a la derecha de RPM. M-I realiza todas las pruebas a 0,3 RPM. Cuando aparezca el valor apropiado, pulsar la tecla "set speed" (ajustar la velocidad).

OBSERVACIÓN: Ahora el viscosímetro está funcionando, pulsar la tecla "MOTOR ON/OFF"

(ENCENDER/APAGAR EL MOTOR) para parar el viscosímetro, pero guardar la velocidad deseada en la memoria. El valor indicado en la esquina inferior derecha es la temperatura detectada por la sonda de temperatura.

Ahora el viscosímetro está listo para realizar una prueba.

OBSERVACIÓN: Para que la pantalla despliegue las unidades del sistema internacional, pulsar continuamente la tecla **AUTO RANGE (RANGO AUTOMÁTICO)** al encender el viscosímetro. Para obtener la temperatura en °C, pulsar continuamente la tecla **Select Display (Seleccionar la Pantalla)** al encender la unidad.

Prueba

Después de configurar el viscosímetro y calentar la muestra a la temperatura de prueba, se puede realizar una prueba. Centrar el vaso de calentamiento debajo del viscosímetro. Los efectos límites causados por la colocación excéntrica pueden alterar las indicaciones de LSRV. **Asegurarse que el cobertor protector esté en su sitio para evitar daños al husillo, cojinete y resorte.** Bajar el viscosímetro hasta que el receso en el eje del cilindro llegue a la superficie del fluido. Sostener el viscosímetro por debajo de la parte delantera al bajarlo, para evitar vibraciones excesivas.

Ajustar un temporizador para 3 minutos y encender el motor del viscosímetro con el botón **MOTOR ON/OFF**. Leer la viscosidad a 1, 2 y 3 minutos mientras que el viscosímetro está funcionando. Etiquetar estos valores LSRV1, LSRV2 y LSRV3, respectivamente. Se dedicará parte del primer minuto a la aplicación de torque sobre el resorte. En

general, el fluido alcanzará su viscosidad máxima dentro del periodo de 3 minutos. Es posible que la indicación de 3 minutos sea inferior a la indicación de 2 minutos. Si la indicación de 3 minutos es inferior a la indicación de 2 minutos, es probable que el husillo esté resbalando al “perforar agujeros en el fluido”.

Después de la prueba, apagar el viscosímetro y levantar el husillo encima del fluido.

Limpieza

Apagar el viscosímetro. Retirar el husillo y luego el cobertor protector. Lavarlos minuciosamente. Volver a colocar el cobertor protector e instalar de nuevo la goma elástica sobre el eje. Mantener el viscosímetro lejos del agua y del polvo, y desenchufarlo cuando no esté en uso para evitar los sobrevoltajes momentáneos.

Calibración

Los fluidos de calibración pueden ser obtenidos de Brookfield y sus agentes. El viscosímetro debería ser calibrado con regularidad. Estos procedimientos están descritos en el Manual de Instrucciones de Manejo del Viscosímetro Digital Brookfield que acompaña al viscosímetro. Este manual también contiene información más detallada que no se presenta en este documento.



Figura 20: Viscosímetro Brookfield y vaso térmico.

Dirección:
Brookfield Engineering
Laboratories, Inc.
240 Cushing Street
Stoughton, MA 02072, USA
Tel: 617-344-4310
Fax: 617-344-7141

Sección 14. Cupones de Corrosión de la Tubería de Perforación

La instalación de Cupones de Corrosión de la Tubería de Perforación dentro de la columna de perforación constituye una técnica para monitorear la velocidad de corrosión del fluido de perforación. La remoción y el análisis de los cupones después de un periodo de exposición en el pozo de aproximadamente 100 horas pueden proporcionar mucha información. Mediante esta técnica, es posible que se pueda determinar la causa y el tipo de corrosión.

El análisis de las incrustaciones, si las hay, identificará el gas disuelto que está causando los daños. Si se conoce la fuente, se puede seleccionar un tipo de tratamiento químico más eficaz para mejorar el control.

El cupón de corrosión de tipo de anillo circular, también llamado “anillo de corrosión”, debería encajar correctamente dentro de la conexión hembra de la junta de tubería de perforación. Lo ideal sería que el cupón esté fabricado con acero idéntico al acero de la junta de tubería de perforación, para evitar la corrosión galvánica. Esto suele ser poco práctico, por lo tanto se usa un acero similar a la tubería de perforación. En general se usa el acero AISI 4130 sin que se observe ningún problema. Si se usa cualquier acero distinto del 4130, éste debería estar indicado en el formulario del paquete/informe del anillo. Los cupones son torneados a partir de tubos sin costura estirados en frío, y en general no son templados y revenidos.

Cupones encapsulados en plástico están disponibles en áreas limitadas para ser usados en la columna de perforación. Cada operación debería comparar los resultados y determinar experimentalmente la correlación apropiada que sería deseada. No se debe suponer que son intercambiables en lo que se refiere a los resultados producidos.

Los cupones encapsulados en plástico tienen un anillo metálico pretarado y sellado por calor de manera similar a una muestra en metalografía. Las dimensiones globales del cupón son similares al cupón de acero para asegurar un encaje apropiado. La colocación del cupón debe ser realizada con mucho cuidado. El revestimiento puede fracturarse y los fragmentos podrían obturar las toberas de la barrena.

Para procesar el cupón encapsulado en plástico, el plástico es separado usando un tornillo de banco u otra técnica que permita evitar daños al anillo metálico. Las incrustaciones, si las hay, son observadas y probadas. Luego se limpia el cupón de la misma manera que un cupón de acero. Los cálculos del factor "K" son diferentes para cada uno de los cupones encapsulados en plástico. El cálculo de la velocidad de corrosión se efectúa de la misma manera que con los cupones de acero.

A) PROCEDIMIENTO DE MONITOREO DEL CUPÓN

1. Los cupones de corrosión de la tubería de perforación deberían permanecer dentro de la columna de perforación durante por lo menos 40 horas. Los cupones expuestos por menos de 40 horas no deberían ser usados porque las velocidades iniciales de corrosión son excepcionalmente altas y puede proporcionar datos engañosos. Normalmente, los cupones son introducidos durante un periodo de aproximadamente 10 horas. Los cupones se introducen en pares. El primero en el Substituto de Junta Kelly y el otro en el fondo del pozo, en la

última junta de tubería de perforación encima de los portamechas. Si es necesario, los cupones permanecen dentro de la columna durante más de una corrida de la barrena. Se registra el tiempo total dentro de la columna, no solamente las horas de rotación.

Procurar que el receso en la junta de conexión hembra esté limpio para evitar interferencias al enroscar la junta de tubería de perforación y daños mecánicos al cupón. Durante la instalación, se sugiere usar un guante limpio y seco para colocar el cupón dentro de la junta de tubería de perforación.

2. El formulario o sobre del cupón de corrosión de la tubería de perforación debe ser llenado completamente. La información debería incluir el operador, el nombre del pozo, la ubicación y la dirección/número de fax/teléfono de la persona a contactar con los resultados. También se debe indicar el tipo de fluido de perforación, la ubicación de los cupones en la columna, el tipo de metalurgia si no se trata de AISI 4130, así como las fechas en que los cupones fueron introducidos y extraídos de la columna de perforación. Se puede registrar el total de horas de la prueba y las profundidades de introducción y extracción de los cupones. También se puede indicar los tratamientos químicos usados y adjuntar copias del control diario del lodo.
3. Después del periodo de prueba, retirar el cupón y limpiar todos los residuos de fluido de perforación con un trapo. El cupón debe ser examinado visualmente para determinar la gravedad de la corrosión y detectar cualquier daño mecánico. Si el cupón tiene un aspecto "casi nuevo", la velocidad de corrosión es probablemente baja. Si se observa una corrosión grave, la causa de la corrosión debería ser determinada con prontitud para permitir la aplicación rápida de las medidas

remediadoras. Una vez que el cupón está seco, se sugiere colocarlo en el papel inhibidor de corrosión, y luego en el sobre de envío. El suplemento de la norma API RP 13B-1 ahora indica que NO se debe añadir aceite o grasa al cupón antes de enviarlo al laboratorio. Durante muchos años, la norma estipulaba que se debía poner aceite sobre los cupones. El aceite o la grasa puede afectar la identificación de las incrustaciones en el laboratorio y causa molestias al laboratorio cuando tratan de limpiar los cupones.

B) ANÁLISIS DE LOS CUPONES EN LABORATORIO

1. Antes de realizar la evaluación cuantitativa de la velocidad de corrosión del cupón, éste debería ser enjuagado con un solvente adecuado. Esto eliminará cualquier residuo aceitoso que pueda haber sido agregado. Verificar que el número del cupón coincida con el número indicado en el paquete de envío. Si los números no coinciden, establecer las comunicaciones apropiadas para resolver la discrepancia. Si algún número no puede ser observado con claridad o mediante el uso de un microscopio, anotarlo. El informe no debe contener ningún número de cupón que no pueda ser confirmado. Antes de limpiar y tarar, determinar la naturaleza de la incrustación, si la hay. Un imán indicará la presencia de un óxido, y posiblemente la corrosión por oxígeno. Cuando se añade gota a gota la Solución de Prueba de Sulfuro de Hierro, la efervescencia podría indicar la presencia de carbonatos del gas ácido disuelto, es decir el dióxido de carbono.

Durante esta misma prueba, también se toma nota de la presencia de sulfuro de hierro. Un precipitado amarillo de sulfuro de arsénico tendría el aspecto de “huevos revueltos” en miniatura. La sola presencia de un color amarillo puede indicar simplemente que parte del

acero se está disolviendo del cupón, y si no aparece ningún precipitado amarillo/verde, el informe no debería indicar la presencia de sulfuro.

2. El cupón debería ser limpiado con una solución detergente y un cepillo rígido u otro instrumento equivalente. Puede que sea necesario sumergir el cupón una o varias veces en ácido clorhídrico de 15% inhibido para facilitar la remoción de los productos de la corrosión. El cupón debería ser restregado con detergente después de cada inmersión en ácido. Cuando el cupón está limpio, enjuagarlo con agua limpia y luego con acetona anhidra o alcohol metílico para permitir que el cupón se seque. (Mantener siempre medidas de seguridad apropiadas al manejar productos químicos.)
3. Después de que el cupón sea procesado correctamente, éste debería ser tarado de nuevo, por lo menos hasta el miligramo más próximo. La pérdida de peso puede ser calculada. Si hay una considerable pérdida de metal debido a daños mecánicos, se recomienda anotar los Daños Mecánicos (MD) e indicar los cálculos al pie del informe del cupón. Multiplicando la pérdida de peso en g por el factor “K”, y dividiendo por el total de horas dentro de la columna, se obtiene la velocidad de corrosión.

Inspección visual

La corrosión observada al retirar el cupón de la columna de perforación puede ser causada por picaduras o un ataque generalizado. En el caso de las velocidades de corrosión determinadas por el método de pérdida de peso, se supone que ocurrió un ataque generalizado. Las velocidades de corrosión por picaduras del cupón de corrosión no pueden ser determinadas. Los daños mecánicos al cupón pueden ser observados si el metal tiene cortes, abolladuras o si el metal ha sido desplazado de la superficie. En algunos casos, el cupón mostrará una serie de puntos desgastados, indicando un movimiento importante del cupón dentro del área de receso de la conexión

hembra. El simple hecho que el cupón esté torcido no significa que las velocidades de corrosión son altas.

Como el cupón de corrosión está expuesto al lodo bombeado dentro de la tubería de perforación, la pérdida de peso del metal incluirá tanto el metal eliminado por la corrosión como el metal eliminado por la erosión.

La inspección del cupón puede poner de manifiesto picaduras profundas que causan una pérdida de peso relativamente baja. Esta condición indicaría un problema de corrosión más grave que una corrosión generalizada.

Los niveles de pH y pF deberían ser óptimos para cada sistema base agua. Si la velocidad de corrosión es mayor de la deseada, habría que considerar el uso de Conqor 404. Cualquier problema relacionado con bacterias debería ser analizado y tratado, porque esto también puede causar graves problemas en el sistema.

El valor que se acepta normalmente para velocidades de corrosión en lodos a base de agua fresca es de 2 lb/pie²-a (libras/pie cuadrado-año) o menos, sin que se observe ninguna picadura. Los valores que caen cerca del límite superior de este rango deberían ser evaluados para determinar los tratamientos químicos apropiados a agregar y las posibles modificaciones del equipo de perforación a realizar.

C) CÁLCULO DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN

Los cupones de corrosión pueden ser obtenidos de las compañías proveedoras de servicios y productos de fluidos de perforación. En general los cupones vienen numerados, pretarados y envueltos en un papel inhibidor de corrosión con un sobre de envío. El número del cupón también está indicado en el paquete, junto con un factor de cálculo llamado factor "K". En los Estados Unidos, la mayoría de los factores son ofrecidos para obtener la velocidad de corrosión en lb/pie²-a. Si se desea, este valor puede ser convertido en otras

unidades mediante tablas de conversión u otras ecuaciones. La diferencia de peso del cupón limpiado antes y después del periodo de prueba es determinada por pesaje.

Multiplicando esta pérdida de peso por el factor "K" y dividiendo por el total de horas, se obtiene la velocidad de corrosión.

Se puede solicitar que otros laboratorios calculen de nuevo las velocidades de corrosión repitiendo el pesaje del cupón en otra instalación. Procurar siempre pesar y registrar los datos apropiados con mucho cuidado, para asegurar una excelente integridad de la prueba.

1. Cuando no se proporciona ningún factor "K", la velocidad de corrosión en libras por pie cuadrado por año (lb/pie²-a) podría ser calculada con la siguiente fórmula:

$$\text{lb/pie}^2\text{-a} = \frac{\text{pérdida de peso (mg)} \times 144 \times 365}{453,600 \times \text{*superf. (pulg.}^2\text{)} \times \text{días de exposición**}}$$

$$o = \frac{\text{pérdida de peso (mg)} \times 2.781}{\text{*superf. (pulg.}^2\text{)} \times \text{horas de exposición**}}$$

$$\text{kg/m}^2\text{-a} = \frac{\text{pérdida de peso (mg)} \times 10.000 \times 365}{1.000.000 \times \text{superf. (cm}^2\text{)} \times \text{días de exposición**}}$$

$$o = \frac{\text{pérdida de peso (mg)} \times 87,60}{\text{*superf. (cm}^2\text{)} \times \text{horas de exposición**}}$$

* En estos cálculos se usa la superficie total del anillo.

** Tiempo usado, basado en el tiempo total dentro de la columna de perforación.

2. A continuación se proporcionan relaciones de conversión entre las diferentes unidades para los cupones de acero:

$$\text{mpy} = 24,62 \times \text{lb/pie}^2\text{-a}$$

$$\text{mpy} = 5,03 \times \text{kg/m}^2\text{-a}$$

$$\text{lb/pie}^2\text{-a} = 0,04 \times \text{mpa}$$

$$\text{lb/pie}^2\text{-a} = 0,20 \times \text{kg/m}^2\text{-a}$$

$$\text{kg/m}^2\text{-a} = 0,20 \times \text{mpa}$$

$$\text{kg/m}^2\text{-a} = 4,90 \times \text{lb/pie}^2\text{-a}$$

Prueba del Lodo Base Aceite (Incluyendo los Fluidos Base Aceite Diesel, Base Aceite Mineral y Base Sintético)

Sección 1. Determinación del Punto de Anilina

Esta prueba determina el punto de anilina de un aceite. Cuando el aceite Diesel era muy usado como aditivo en los lodos, se prefería un número próximo a 150°F. Un número más bajo podía indicar un riesgo de ataque de los compuestos de caucho/elastómero en contacto con el fluido de perforación. La anilina es un producto químico orgánico aromático, y los aceites de naturaleza similar tendrían un punto de anilina bajo (indeseable).

El aceite y la anilina fresca (pura) son mezclados en cantidades iguales, y se aumenta la temperatura hasta que ambos sean miscibles y tengan un aspecto claro dentro de un tubo. La temperatura (°F) a la cual esto ocurre se llama el punto de anilina.

Equipo

1. Reactivo de anilina, pura.
2. Tubo de ensayo de vidrio Pyrex.
3. Alambre en espiral a través del tapón para agitar.
4. Termómetro, 0 a 220°F.

5. Fuente de calor.

Procedimiento

1. Dentro del tubo de ensayo limpio y seco, añadir volúmenes iguales de aceite y anilina.
2. Colocar el tapón con el agitador y el termómetro dentro del cuello del tubo.
3. Agitando, calentar la mezcla hasta que pase de una fase turbia a una fase miscible/clara.
4. Retirar la fuente de calor y continuar hasta que la mezcla se vuelva ligeramente turbia. Leer la temperatura en ese momento y registrarla como punto de anilina.

CUIDADO: La anilina es un producto químico venenoso y se sugiere tomar precauciones extremas al manejarlo. Evitar el contacto entre el producto químico y el cuerpo, las manos, etc., y la ropa. En caso de contacto grave, enjuagar con agua durante aproximadamente 15 minutos, mientras se llama a un médico para obtener instrucciones.

Sección 2. Densidad (Peso del Lodo)

Equipo

1. La densidad puede estar expresada en libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/pie³), g por centímetro cúbico (g/cm³), Gravedad Específica (SG) o gradiente de presión. Se puede usar cualquier instrumento que tenga una precisión suficiente para permitir mediciones con un margen de error de $\pm 0,1$ lb/gal o $\pm 0,5$ lb/pie³ ($\pm 0,01$ g/cm³). La balanza de lodo es el instrumento que se suele usar. El peso de un vaso de lodo colocado en un extremo del brazo es compensado en el otro extremo por un contrapeso fijo y un caballero que se desliza libremente a lo largo de una escala graduada. Un

nivel de burbuja está montado sobre el brazo. Accesorios pueden ser usados para extender la capacidad de pesada de la balanza.

2. Termómetro.

Procedimiento

1. Disponer la base del instrumento de manera que esté prácticamente nivelada.
2. Medir y registrar la temperatura del lodo. Llenar el vaso limpio y seco con el lodo a probar; colocar y girar la tapa hasta que esté firmemente asentada. Verificar que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa para liberar el aire o gas aprisionado.

3. Lavar con aceite base o limpiar el lodo que está fuera del vaso.
4. Colocar el brazo sobre el soporte y equilibrarlo desplazando el caballero a lo largo de la escala graduada. El brazo está equilibrado cuando la burbuja se encuentra en la línea central.
5. Leer la densidad en el lado del caballero cerca del borde del cuchillo. Realizar las correcciones apropiadas cuando se usa un accesorio para extender la capacidad de pesada.
6. Ajustar la densidad a la unidad más próxima en 0,1 lb/gal o 0,5 lb/pie³ (0,01 g/cm³).
7. Para convertir a otras unidades, usar las siguientes relaciones:

Gravedad específica o g/cm³ =

$$\frac{\text{lb/pie}^3}{62,3} \quad \text{o} \quad \frac{\text{lb/pie}}{8,345}$$

Gradiente de lodo en psi/pie =

$$\frac{\text{lb/pie}^3}{144} \quad \text{o} \quad \frac{\text{lb/gal}}{19,25} \quad \text{o} \quad \frac{\text{g/cm}^3}{2,31}$$

Calibración

El instrumento debería ser calibrado frecuentemente con agua dulce. El agua dulce debería producir una indicación de 8,33 lb/gal o 62,3 lb/pie³ (1,0 g/cm³) a 70°F (21°C). De lo contrario, ajustar el tornillo de compensación o la cantidad de granalla de plomo en el recipiente en el extremo del brazo graduado, según las necesidades.

Sección 3. Viscosidad y Esfuerzo de Gel

Equipo

Los siguientes instrumentos son utilizados para medir la viscosidad y/o el esfuerzo de gel de los fluidos de perforación:

1. Viscosímetro de Marsh – un dispositivo simple para la medición rutinaria de la viscosidad.
2. Viscosímetro de indicación directa – utilizado para medir la viscosidad plástica, el punto cedente y el esfuerzo de gel.
3. Termómetro.

A) VISCOSÍMETRO DE MARSH

Descripción

El viscosímetro de Marsh tiene dimensiones seleccionadas de tal manera que cuando se siguen los procedimientos estándar, el tiempo de descarga de 1 qt (946 cm³) de agua dulce a la temperatura de 70±5°F (21±3°C) es 26±0,5 segundos. Se usa un vaso graduado o un recipiente de 1 cuarto de galón (qt) como receptor.

Procedimiento

1. Tapar el orificio con un dedo y verter la muestra de lodo recién obtenida a través de la malla dentro del embudo limpio, seco y vertical hasta que el nivel del líquido llegue a la parte inferior de la malla (1.500 ml).

2. Retirar inmediatamente el dedo del orificio y medir el tiempo requerido para que el lodo llene el vaso receptor hasta la marca de 1 qt (946 ml).
3. Ajustar el resultado al segundo entero más próximo como indicación de viscosidad Marsh. Registrar la temperatura de la muestra en °F o °C.

B) VISCOSÍMETRO ROTATIVO

Descripción

Los viscosímetros de indicación directa son tipos rotativos de instrumentos accionados por un motor eléctrico o una manivela. El lodo está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros. El cilindro exterior o manguito de rotor es accionado a una velocidad rotacional constante. La rotación del manguito de rotor en el lodo impone un torque sobre el cilindro interior o balancín. Un resorte de torsión limita el movimiento. Un cuadrante acoplado al balancín indica el desplazamiento del balancín. Las constantes del instrumento han sido ajustadas de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las indicaciones derivadas de las velocidades del manguito de rotor de 600 y 300 RPM. La viscosidad aparente en centipoise es

igual a la indicación a 600 RPM dividida por 2.

CUIDADO: Estos Viscosímetros de Indicación Directa están diseñados para una temperatura máxima de 200°F (93°C) en fluidos no presurizados. Cuando sea necesario probar fluidos con temperaturas mayores de 200°F (93°C), el operador debería usar un balancín de metal sólido. El líquido aprisionado dentro de un balancín hueco puede vaporizarse y causar la explosión del balancín al ser sumergido en el fluido de alta temperatura.

1) PROCEDIMIENTO: VISCOSIDAD PLÁSTICA, PUNTO CEDENTE Y VISCOSIDAD APARENTE

1. Colocar una muestra de lodo dentro de un vaso térmico y sumergir el manguito de rotor exactamente hasta el nivel de la línea trazada. Las medidas deben ser tomadas lo antes posible después de tomar la muestra. Las pruebas deben ser realizadas a una temperatura de $120 \pm 2^\circ\text{F}$ ($50 \pm 1^\circ\text{C}$) o $150 \pm 2^\circ\text{F}$ ($65 \pm 1^\circ\text{C}$). (Los operadores puede exigir pruebas a temperaturas más altas.)
2. Calentar o enfriar la muestra de lodo hasta la temperatura seleccionada. La muestra debería ser sometida a un esfuerzo cortante a 300 RPM, durante el calentamiento o enfriamiento, para obtener una temperatura uniforme de la muestra. Registrar la temperatura de la muestra.
3. Con el manguito girando a 600 RPM, esperar que la indicación del cuadrante llegue a un valor constante (el tiempo requerido depende de las características del lodo). Registrar la indicación del cuadrante para 600 RPM.
4. Cambiar la velocidad a 300 RPM y esperar que la indicación del cuadrante se estabilice en un valor constante. Registrar la indicación del cuadrante para 300 RPM.
5. La Viscosidad Plástica (VP) en centipoise es igual a la indicación a 600 RPM menos la indicación a 300 RPM. El Punto Cedente (PC) en lb/100 pies² es igual a la indicación a 300 RPM menos la viscosidad plástica. Registrar la temperatura de la muestra en °F o

°C. La Viscosidad Aparente (VA) en centipoise es igual a la indicación a 600 RPM dividida por 2.

2) PROCEDIMIENTO: ESFUERZO DE GEL

1. Colocar la muestra de lodo de la manera indicada anteriormente. Agitar a gran velocidad durante 10 segundos.
2. Dejar reposar el lodo durante 10 segundos con el motor apagado. Con el embrague en neutro, girar lenta y paulatinamente el volante en sentido antihorario para producir una indicación positiva del cuadrante. La indicación máxima es el esfuerzo de gel inicial en lb/100 pies². Para instrumentos con una velocidad de 3 RPM, la indicación máxima lograda después de iniciar la rotación a 3 RPM es el esfuerzo de gel inicial. Registrar la temperatura de la muestra en °F o °C.
3. Agitar de nuevo el lodo a gran velocidad durante 10 segundos y luego esperar 10 minutos. Repetir la medición de la manera indicada anteriormente y registrar la indicación máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos en lb/100 pies². Registrar la temperatura de la muestra en °F o °C.
4. En algunos casos, también se puede requerir una medición del esfuerzo de gel a 30 minutos. Para obtener el esfuerzo de gel a 30 minutos, repetir el procedimiento para el esfuerzo de gel a 10 minutos pero dejar reposar el fluido durante 30 minutos.

Calibración

La operación del instrumento como viscosímetro de indicación directa depende del mantenimiento de la tensión correcta sobre el resorte y de la velocidad correcta de rotación del manguito. Procedimientos pueden ser obtenidos del fabricante para probar la tensión del resorte y la velocidad. Sin embargo, la fiabilidad del instrumento puede generalmente ser probada de manera más sencilla midiendo un líquido newtoniano de viscosidad conocida (por ej.: líquidos silicónicos, soluciones de azúcar o aceites de petróleo de viscosidades conocidas a las temperaturas especificadas).

Sección 4. Filtración

PRUEBA DE ALTA TEMPERATURA, ALTA PRESIÓN

Equipo

CUIDADO: Cumplir estrictamente con las recomendaciones del fabricante en lo que se refiere a las limitaciones impuestas sobre el volumen y la presión de la muestra para la temperatura que será utilizada.

Los instrumentos se componen esencialmente de una fuente de presión controlada, una celda diseñada para soportar una presión de trabajo de por lo menos 1.000 psi (70,3 kg/cm²), un sistema para calentar la celda, y un bastidor adecuado para contener la celda y el sistema de calentamiento. Para las pruebas de filtración a temperaturas mayores de 200°F (93,4°C), la celda colectora presurizada debería estar diseñada para soportar una contrapresión de trabajo de por lo menos 500 psi (35,3 kg/cm²), para evitar la vaporización instantánea o la evaporación del filtrado a altas temperaturas.

La celda del filtro está equipada con una termocupla o un termómetro, una cubeta del termómetro, empaaduras resistentes al aceite y un soporte para el medio de filtración. Para temperaturas hasta 350°F (177°C), usar papel filtro (Whatman N° 50 o equivalente). Para temperaturas mayores de 350°F (177°C), usar un disco de Dynalloy para cada prueba. Actualmente API no tiene ningún procedimiento recomendado para temperaturas mayores de 400°F (204°C). Un gas no peligroso como el nitrógeno (preferido) o el dióxido de carbono debería ser usado para la fuente de presión. A temperaturas mayores de 300°F (149°C), sólo se debe usar el nitrógeno.

ADVERTENCIA: No se debe usar N₂O para esta prueba, porque los cartuchos pueden causar la explosión de la celda. API ha emitido advertencias contra este uso.

Si es posible, para agitar la muestra, usar un mezclador de alta velocidad comprendida entre 11.000 y 17.000 RPM bajo carga, con una sola rueda móvil de superficie ondulada de aproximadamente 1 pulgada (25 mm) de diámetro (por ej.: Multimixer o

Hamilton Beach) y un contenedor tal como el vaso mezclador Hamilton Beach N° M 110-D.

OBSERVACIÓN: ¡Cada filtro o filtro reforzado con fibra de vidrio sólo se puede usar UNA VEZ!

Debido a la expansión del fluido durante el calentamiento, será necesario dejar suficiente espacio dentro de la celda de calentamiento para evitar la sobrepresurización.

Alturas libres recomendadas.

Temperatura (°F)	Espacio Vacío (pulg.)
Hasta 300	1
300 - 400	1,5 - 2
400 - 500	2,5 - 3

También es necesario aplicar una presión sobre el receptor de filtrado para evitar la ebullición del filtrado. Las contrapresiones recomendadas para distintas temperaturas son las siguientes (la presión máxima debe ser ajustada para mantener el diferencial apropiado):

Temperatura (°F)	Presión de Fondo (psi)
Hasta 300	100
300 - 400	200
400 - 500	300

Procedimiento para temperaturas no mayores de 300°F (149°C)

1. Conectar la envuelta exterior calefactora al voltaje correcto para la unidad antes de realizar la prueba. Colocar el termómetro en la cubeta del termómetro. Precalentar la envuelta a 10°F encima de la temperatura de prueba seleccionada. Ajustar el termostato para mantener la temperatura deseada.
2. Agitar la muestra de lodo durante 5 minutos. Preparar la celda con la muestra de lodo, y luego el papel filtro, evitando llenar la celda a más de 1 pulgada (2,5 cm) de la parte superior del borde a fin de dejar un espacio para la expansión.
3. Colocar la celda dentro de la envuelta exterior calefactora con las válvulas superior e inferior cerradas. Transferir el termómetro a la cubeta del termómetro de la celda.

4. Colocar la unidad de presión en la válvula superior y bloquearla. Bloquear el receptor de presión inferior sobre la válvula inferior. Aplicar una presión de 200 psi (14,06 kg/cm²) a la unidad de presión superior y una presión de 100 psi (7,03 kg/cm²) a la unidad de presión inferior, manteniendo las válvulas cerradas. Abrir la válvula superior y aplicar una presión de 200 psi (14,06 kg/cm²) al lodo mientras se calienta a la temperatura seleccionada.
5. Cuando la muestra alcanza la temperatura seleccionada, aumentar la presión de la unidad de presión superior hasta 600 psi (42,18 kg/cm²) y abrir la válvula inferior para iniciar la filtración. Recoger el filtrado durante 30 minutos, manteniendo la temperatura seleccionada dentro de $\pm 5^{\circ}\text{F}$. Si la contrapresión excede 100 psi (7,03 kg/cm²) durante la prueba, reducir cuidadosamente la presión extrayendo una porción del filtrado. Registrar el volumen total.
6. El volumen de filtrado debería ser corregido para una superficie de filtro de 7,1 pulg.2 (45,8 cm²). Si la superficie del filtro es de 3,5 pulg.2 (22,6 cm²), doblar el volumen de filtrado y registrar el valor.
7. Al final de la prueba, cerrar ambas válvulas. Aflojar el tornillo en T y purgar la presión de ambos reguladores.

CAUTION: La celda del filtro aún puede contener una presión de aproximadamente 500 psi (35 kg/cm²). Mantener la celda en la posición vertical y enfriarla a la temperatura ambiente antes de desmontarla.

Procedimiento para temperaturas entre 300 y 400°F (149 y 204°C)

1. Conectar la envuelta exterior calefactora al voltaje correcto para la unidad antes de realizar la prueba. Colocar el termómetro en la cubeta del termómetro. Precalentar la envuelta a 10°F encima de la temperatura de prueba seleccionada. Ajustar el termostato para mantener la temperatura deseada.
2. Agitar la muestra de lodo durante 10 minutos.
3. Preparar la celda con la muestra de lodo agitada, evitando que celda se llene a más de 1 1/2 pulgada (38 mm) de la parte superior del borde a fin de

dejar un espacio para la expansión; luego, colocar el medio de filtración apropiado.

4. Colocar la celda dentro de la envuelta exterior calefactora con las válvulas superior e inferior cerradas. Transferir el termómetro a la cubeta del termómetro de la celda.
5. Colocar la unidad de presión en la válvula superior y bloquearla. Bloquear el receptor de presión inferior sobre la válvula inferior. Para realizar la prueba a temperaturas de 300 a 400°F (149 a 204°C), aplicar una presión de 300 psi (21,1 kg/cm²) a ambas unidades de presión con las válvulas cerradas. Abrir la válvula superior y aplicar una presión de 300 psi (21,1 kg/cm²) al lodo durante el calentamiento.
6. Cuando la temperatura de la muestra alcanza la temperatura de prueba seleccionada, aumentar la presión de la unidad de presión superior hasta 800 psi (56,2 kg/cm²) y abrir la válvula inferior para iniciar la filtración. Captar el filtrado durante 30 minutos, manteniendo la temperatura de prueba dentro de $\pm 5^{\circ}\text{F}$. Mantener la contrapresión inicial durante la prueba; reducir cuidadosamente la presión extrayendo una porción del filtrado. Dejar suficiente tiempo para purgar todo el filtrado del receptor, y registrar el volumen total. El tiempo requerido para calentar la muestra dentro de la celda del filtro no debería exceder una hora.

CAUTION: Medidas de seguridad adicionales serán requeridas para realizar la prueba a altas temperaturas y altas presiones. Los sistemas de presurización y los receptores de filtrado deberían estar equipados con válvulas de desahogo apropiadas. Las envueltas exteriores calefactoras deberían estar equipadas con un fusible de seguridad para sobrecalentamiento y un dispositivo de cierre termostático. La presión de vapor de la fase líquida de los lodos constituye un factor de diseño que es cada vez más crítico a medida que se aumenta la temperatura de la prueba.

CAUTION: La celda del filtro aún puede contener una presión de aproximadamente 500 psi (35 kg/cm²). Mantener la celda en la posición vertical y enfriarla a la temperatura ambiente antes de desmontarla.

Sección 5. Actividad

La ecuación para la curva de actividad usando la sal de cloruro de calcio es la siguiente:

$$A_W = 1,003 + [(4,66079 \times 10^{-3}) \times (\% \text{ en peso } \text{CaCl}_2)] - [(7,2903 \times 10^{-4}) \times (\% \text{ en peso } \text{CaCl}_2)^2] + [(5,6323 \times 10^{-6}) \times (\% \text{ en peso } \text{CaCl}_2)^3]$$

Sección 6. Estabilidad Eléctrica

1. Se usa un medidor de estabilidad eléctrica para medir la estabilidad relativa de una emulsión de agua en aceite. Esta medición es realizada mediante el uso de un par de electrodos de placa separados precisa y permanentemente, sumergidos en una muestra de fluido. Se usa una fuente de alimentación de corriente continua (CC) para proporcionar un voltaje de corriente alterna (CA) que es aplicado al electrodo según un régimen constante de aumento del voltaje. El voltaje al cual la emulsión se vuelve conductora es indicado por el flujo de corriente entre los electrodos de placa; al completar el circuito, (1) la luz indicadora se encenderá cuando se usa un medidor de cuadrante manual o (2) la indicación numérica se estabilizará cuando se usa un medidor de lectura directa.

2. Termómetro.

Procedimiento

1. Colocar en un contenedor una muestra filtrada a través de una malla de malla 12 (Malla del Viscosímetro de Marsh), verificando que el fluido haya sido bien agitado.
2. Calentar o enfriar la muestra a $120 \pm 5^\circ\text{F}$ ($50 \pm 2^\circ\text{C}$). Registrar la temperatura a la cual se tomó la indicación de estabilidad eléctrica.
3. Después de verificar la limpieza del electrodo, sumergir el electrodo dentro del lodo. Agitar manualmente la muestra con el electrodo durante aproximadamente 10 segundos. Mantener el electrodo inmóvil y evitar que el electrodo toque los lados o el fondo del contenedor al leer la indicación.
4. Dos tipos de medidores de estabilidad están disponibles. El medidor más reciente utiliza una



Figura 21: Medidor de estabilidad eléctrica.

indicación directa automática. El medidor más antiguo de tipo manual requiere que el botón de la fuente de alimentación sea pulsado manualmente y mantenido pulsado durante toda la prueba, al mismo tiempo que se hace girar un cuadrante. NO se debe mover el electrodo durante las mediciones.

5. a) Si se usa el estilo más reciente de medidor de estabilidad eléctrica de lectura directa, pulsar y mantener pulsado el botón hasta que el valor desplegado se estabilice. Registrar el valor desplegado como estabilidad eléctrica (voltios).
- b) Si se usa el estilo más antiguo de medidor de estabilidad eléctrica de cuadrante manual, pulsar y mantener pulsado el botón rojo; comenzando a partir de una indicación de cero, aumentar el voltaje desplazando el cuadrante en sentido horario, a una velocidad de 100 a 200 voltios por segundo. Seguir aumentando el voltaje hasta que la luz indicadora se encienda. Cuando la luz indicadora se enciende, la rampa de voltaje ha terminado.

Cálculo para el estilo más antiguo de medidor de estabilidad eléctrica de cuadrante manual:

Estabilidad eléctrica (voltios) =
indicación del cuadrante x 2

6. Limpiar la sonda eléctrica y repetir la prueba. Las dos indicaciones no deberían diferir en más de 5%. Si las indicaciones difieren en más de 5%,

verificar el medidor y la sonda eléctrica para detectar cualquier falla.

7. Registrar el promedio de las dos medidas como estabilidad eléctrica.

Sección 7. Líquido y Sólidos

Equipo

1. Se usa una retorta para determinar la cantidad de líquidos y sólidos en el fluido de perforación. El lodo es colocado dentro de un contenedor de acero y calentado hasta que los componentes líquidos se vaporicen. Los vapores son dirigidos a través de un condensador y captados en un cilindro graduado, después de lo cual se mide el volumen de líquido. Los sólidos, tanto suspendidos como disueltos, son determinados calculando la diferencia. Se puede usar una retorta de 10, 20 ó 50 ml para determinar el contenido de líquidos y sólidos. Para reducir el margen de error asociado con el aire arrastrado, se recomienda usar una retorta de 20 ó 50 ml.

Procedimiento

1. Asegurarse que la retorta, el condensador y el receptor del líquido estén limpios, secos y enfriados después del uso anterior.
2. Tomar una muestra de lodo y dejar que se enfríe hasta aproximadamente $75 \pm 2^\circ\text{F}$ ($24 \pm 1,4^\circ\text{C}$) o hasta la temperatura ambiente. Filtrar la muestra a través de una malla de malla 12 para eliminar el material de pérdida de circulación y los recortes grandes.
3. Si el lodo contiene gas o aire, agitar lentamente de 2 a 3 minutos para eliminar el gas.
4. Lubricar las roscas en el vaso de la muestra y el tubo condensador con un ligero revestimiento de Never-Seez (según los procedimientos de API, éste es el único material que debe ser usado). Esto impide la pérdida de vapor a través de las roscas.
5. Rellenar ligeramente la cámara de la retorta con un anillo de lana de

acero, encima del vaso de muestra. La lana de acero líquida NO es aprobada por API.

6. Llenar el vaso de muestra de la retorta con lodo base aceite sin gas.
7. Colocar la tapa sobre el vaso de muestra y dejar que el lodo se desborde a través del agujero en la tapa. Para obtener un volumen correcto de muestra, parte del lodo debe salir a través del agujero.
8. Limpiar el vaso de muestra y la tapa para eliminar el lodo que ha desbordado.
9. Colocar un receptor limpio y seco debajo de la descarga del condensador.
10. Calentar la retorta, continuando durante 10 minutos después de que el condensador deje de descargar condensado.
11. Retirar el receptor de líquido de la retorta. Anotar el volumen total de líquido recuperado. Si el líquido contiene sólidos, el lodo entero se ha desbordado y el procedimiento DEBE ser repetido.
12. Registrar los volúmenes de aceite y agua en el receptor de líquido después de que se haya enfriado hasta $75 \pm 2,5^\circ\text{F}$ ($24 \pm 1,4^\circ\text{C}$) o hasta la temperatura ambiente.
13. A partir de los volúmenes de aceite y agua recuperados y del volumen de la muestra de lodo original, calcular el porcentaje en volumen de aceite, agua y sólidos en el lodo.
14. La retorta retendrá todos los sólidos – tanto suspendidos como disueltos. Para los lodos que contienen considerables cantidades de sales, los cálculos del contenido de sólidos suspendidos serán incorrectos a menos que se efectúen las correcciones para tener en cuenta la sal disuelta.

Sección 8. Análisis Químico de los Lodos de Perforación Base Aceite

A) ALCALINIDAD (P_{om}) ($V_{SA} \cdot API$)

La alcalinidad de un lodo base aceite se determina rompiendo la emulsión y valorando rápidamente la mezcla hasta el primer cambio de color o el punto final. El volumen (ml) de ácido sulfúrico 0,1 N usado en la valoración por ml de lodo constituye la alcalinidad del lodo o P_{OM} .

Se describirán dos procedimientos de prueba que utilizan diferentes solventes. El primer procedimiento es una prueba eficaz para un fluido base aceite que utiliza barita o hematita en un sistema de una sal. El segundo procedimiento no es tan eficaz pero es necesario cuando se usa un sistema de dos sales.

Equipo y reactivos

1. Equipo de valoración (agitador magnético o agitador Hamilton Beach).
2. Pipeta de 5 ml.
3. Frasco de conservas de 16 oz., vaso de precipitado de 500 ml o equivalente.
4. Mezcla de xileno-alcohol isopropílico (IPA) (50:50) o Propasol Propílico.
5. Indicador de Fenolftaleína.
6. Solución de ácido sulfúrico, 0,1N H_2SO_4 .

Procedimiento

1. Al utilizar el Procedimiento de Prueba nº 1, colocar 100 ml de mezcla de Xileno/IPA o 75 ml de Propasol Propílico dentro del frasco de vidrio. Llenar una jeringa de 5 ml con lodo entero hasta exceder la marca de 3 ml.
2. Disipar 2 ml de lodo base aceite dentro del solvente y añadir 200 ml de agua destilada.
3. Añadir 15 gotas de fenolftaleína.
4. Agitar rápidamente con un agitador magnético, un agitador Hamilton Beach o cualquier agitador equivalente.

5. Al agitar, valorar lentamente con H_2SO_4 0,1N hasta que el color rosa desaparezca. Seguir agitando, y si el color rosa no reaparece dentro de un minuto, dejar de agitar. Puede que sea necesario dejar de agitar y esperar que la mezcla se separe en dos fases para que el color pueda ser observado con más claridad en la fase acuosa.

6. Dejar reposar la muestra durante 5 minutos. Si el color rosa no reaparece, el punto final ha sido alcanzado. Si el color rosa reaparece, valorar otra vez con ácido sulfúrico. Si el color rosa reaparece por tercera vez, valorar de nuevo. No se debe valorar después de la tercera vez.

7. $P_{om} = \text{ml de } H_2SO_4 \text{ 0,1N por ml de lodo.}$

8. Exceso de cal (lb/bbl) = $P_{om} \times 1,295$.

B) SALINIDAD – CLORUROS EN EL LODO ENTERO

Reactivos

- Indicador de Cromato de Potasio.
- Solución de $AgNO_3$ 0,282N.

La valoración del cloruro es una continuación del procedimiento de medición de la alcalinidad. Añadir 10 a 15 gotas de indicador de cromato de potasio a la muestra cuya alcalinidad acaba de ser probada. Valorar con $AgNO_3$ 0,282N, agitando hasta que se produzca el primer cambio de color. Éste es el punto final. NO se debe valorar hasta obtener un color “rojo ladrillo”.

API requiere que el contenido de sal esté indicado como total de cloruros en la fase de lodo, calculado de la siguiente manera:

$$\text{Total Cl}^- \text{ en lodo (mg/l)} = \text{ml de } AgNO_3 \text{ 0,282N} \times 10.000 \text{ por ml de lodo}$$

El contenido de cloruros también puede ser indicado en otras unidades, según la compañía operadora, la información deseada y el sistema de lodo.

Sistemas de dos sales ($\text{CaCl}_2/\text{NaCl}$)

En los sistemas de dos sales o de sal binaria, se requiere probar el lodo para determinar la concentración de cloruro de calcio mediante el procedimiento de valoración de calcio descrito a continuación. Esta medición es necesaria, junto con la valoración anterior del contenido de sal, para determinar las cantidades de NaCl y CaCl_2 presentes en el sistema.

Equipo

1. Equipo de valoración (agitador magnético con varilla de agitación o agitador mezclador Hamilton Beach).
2. Pipeta de 5 ml.
3. Frasco de conservas de 6 oz. con tapa.
4. Mezcla de xileno-alcohol isopropílico (IPA) (50:50) o Propasol Propílico.
5. Polvo Indicador Calver II.
6. Solución amortiguadora de hidróxido de sodio 8N.
7. Jeringa de 5 ml.
8. Agua desionizada.
9. Solución de ácido etilendiaminotetraacético (EDTA) (Versenato Fuerte o equivalente), concentración molar de 0,1 (1 ml = 4.000 mg/l calcio), también designada por "x 10 fuerte".

Procedimiento

1. Añadir 100 ml de solvente de xileno/isopropanol 50/50 ó 75 ml de Propasol Propílico al frasco.
2. Llenar una jeringa de 5 ml con lodo base aceite entero hasta exceder la marca de 3 ml.
3. Desplazar 2 ml de lodo base aceite dentro del frasco.
4. Cerrar herméticamente la tapa del frasco y agitar durante 1 minuto.
5. Añadir 200 ml de agua desionizada al frasco.
6. Añadir 3 ml de solución amortiguadora de hidróxido de sodio 1N.
7. Añadir de 0,1 a 0,25 g de polvo Indicador Calver II.
8. Tapar de nuevo el frasco y agitar otra vez durante 2 minutos. Poner el frasco de un lado por 15 a 30

segundos para dejar que las dos fases se separen. Si un color rojizo aparece en la fase acuosa (inferior), esto indica que el calcio está presente.

9. Colocar el frasco en el agitador magnético o mezclador Hamilton Beach. Agitar solamente con la velocidad requerida para agitar la fase acuosa sin mezclar de nuevo las fases superior e inferior.
10. Valorar muy lentamente con EDTA de concentración molar de 0,1 o la solución de Versenato Fuerte. Un cambio de color muy marcado del color rojizo a un color azul-verde indica que se ha alcanzado el punto final.

C) CÁLCULO DEL CONTENIDO DE CALCIO DEL LODO ENTERO

$$\text{Ca}_{\text{lodo}} = \frac{4.000(0,1\text{m EDTA, cm}^3)}{2,0 \text{ cm}^3}$$

Nomenclatura

- P_{om} = Alcalinidad del lodo entero
 Ca_{lodo} = Calcio en el lodo entero
 Cl_{lodo} = Cloruros en el lodo entero
 V_o = % en volumen de aceite de la retorta
 V_w = % en volumen de agua de la retorta

Ejemplo

- $P_{\text{om}} = 3,0 \text{ cc}$
 Calcio en el Lodo
 $\text{Entero} - \text{Ca}_{\text{lodo}} = 33.600 \text{ mg/l}$
 Cloruros en el Lodo
 $\text{Entero} - \text{Cl}_{\text{lodo}} = 100.000 \text{ mg/l}$
 $\% \text{ Aceite} - V_o = 59,5\%$
 $\% \text{ Agua} - V_w = 25,0\%$

Cálculos y Conversiones para la Sal Binaria ($\text{CaCl}_2/\text{NaCl}$)

1. Calcular el contenido de cal en lb/bbl.
 $\text{Cal}_{\text{lb/bbl}} = P_{\text{om}} \times 1,295$
 $\text{Cal}_{\text{lb/bbl}} = 3,0 \times 1,295 = 3,89$
2. Calcular el contenido $\text{CaCl}_{\text{lodo}}$ cuando $\text{CaCl}_{\text{lodo}} = \text{mg CaCl}_2/\text{l}$ de lodo entero
 $\text{CaCl}_{\text{lodo}} = 2,774 \times \text{Ca}_{\text{lodo}}$
 $\text{CaCl}_{\text{lodo}} = 2,774 \times 33.600 = 93.206 \text{ mg/l}$

3. Calcular las libras por bbl de CaCl_2

$$\text{CaCl}_{2(\text{lb/bbl})} = 0,000971 \times \text{Ca}_{\text{lodo}}$$

$$\text{CaCl}_{2(\text{lb/bbl})} = 0,000971 \times 33.600 = 32,6 \text{ lb/bbl}$$

4. Calcular la concentración de ion cloruro relacionada con CaCl_2 cuando $\text{Cl}_{\text{CaCl}} = \text{mg Cl/l}$ de lodo entero

$$\text{Cl}_{\text{CaCl}} = 1,77 \times \text{Ca}_{\text{lodo}}$$

$$\text{Cl}_{\text{CaCl}} = 1,77 \times 33.600 = 59.472 \text{ mg/l}$$

5. Si Cl_{CaCl} es mayor que o igual a Cl_{lodo} , se puede suponer que sólo hay CaCl_2 en el lodo y que el sistema no es un sistema de sal binaria.

Si Cl_{CaCl} es menor que Cl_{lodo} , entonces se puede suponer que hay CaCl_2 y NaCl (sistema de sal binaria) en el sistema de lodo. Seguir con los cálculos.

6. Calcular la concentración de ion cloruro relacionada con NaCl cuando $\text{Cl}_{\text{NaCl}} = \text{mg Cl-l}$ de lodo de NaCl

$$\text{Cl}_{\text{NaCl}} = \text{Cl}_{\text{lodo}} - \text{Cl}_{\text{CaCl}}$$

$$\text{Cl}_{\text{NaCl}} = 100.000 - 59.472 = 40.528 \text{ mg/l}$$

7. Calcular el contenido de NaCl cuando $\text{NaCl}_{\text{lodo}} = \text{mg NaCl/l}$ de lodo

$$\text{NaCl}_{\text{lodo}} = 1,65 \times \text{Cl}_{\text{NaCl}}$$

$$\text{NaCl}_{\text{lodo}} = 1,65 \times 40.528 = 66.871 \text{ mg/l}$$

8. Calcular las libras por bbl de NaCl

$$\text{NaCl}_{\text{lb/bbl}} = 0,00035 (\text{NaCl}_{\text{lodo}})$$

$$\text{NaCl}_{\text{lb/bbl}} = 0,00035 \times 66.871 = 23,4 \text{ lb/bbl}$$

Cálculos para determinar la salinidad de la fase acuosa

9. Calcular el % en peso de CaCl_2 ($\text{Peso}_{\text{CaCl}}$)

$$\% \text{ en peso } \text{CaCl}_2 = \text{Peso}_{\text{CaCl}} =$$

$$\frac{100(\text{CaCl}_{\text{lodo}})}{\text{CaCl}_{\text{lodo}} + \text{NaCl}_{\text{lodo}} + 10.000 (\text{Vw})}$$

$$\text{Peso}_{\text{CaCl}} =$$

$$\frac{100 \times 93.206}{93.206 + 66.871 + 10.000(25,0)}$$

$$= 22,73 \% \text{ en peso}$$

10. Calcular el % en peso de NaCl ($\text{Peso}_{\text{NaCl}}$)

$$\% \text{ en peso } \text{NaCl} = \text{Peso}_{\text{NaCl}} =$$

$$\frac{100 (\text{NaCl}_{\text{lodo}})}{\text{CaCl}_{\text{lodo}} + \text{NaCl}_{\text{lodo}} + 10.000 (\text{Vw})}$$

$$\text{Peso}_{\text{NaCl}} =$$

$$\text{Peso}_{\text{NaCl}} =$$

$$\frac{100 \times 66.871}{93.206 + 66.871 + 10.000(25,0)}$$

$$= 16,31 \% \text{ en peso}$$

11. Usando el cálculo de solubilidad mutua para las soluciones de salmuera de $\text{NaCl}/\text{CaCl}_2$, calcular la cantidad máxima de NaCl soluble ($\text{NaCl}_{\text{máx}}$)

$$\text{NaCl}_{\text{máx}} = 26,432 - 1,0472 (\text{Peso}_{\text{CaCl}}) + 7,98191 \times 10^{-3} (\text{Peso}_{\text{CaCl}})^2 + 5,2238 \times 10^{-5} (\text{Peso}_{\text{CaCl}})^3$$

$$\text{NaCl}_{\text{máx}} = 26,432 - 1,0472 \times 22,73 + 7,98191 \times 10^{-3} \times 22,73^2 + 5,2238 \times 10^{-5} \times 22,73^3 = 7,37$$

Si la cantidad **máxima** de NaCl soluble ($\text{NaCl}_{\text{máx}}$) calculada a partir del cálculo n° 11 es menor que el % en peso de NaCl calculado a partir del cálculo n° 10, las salinidades de la fase acuosa calculadas en los cálculos n° 9 y n° 10 son incorrectas, ya que todo el NaCl no está realmente en la solución.

12. Se debe calcular otro valor de $\text{NaCl}_{\text{lodo}}$ usando el siguiente cálculo de "Fracción".

$$\text{Fracción} = \frac{\text{NaCl}_{\text{máx}} (\text{Cálculo 11})}{\text{Peso}_{\text{NaCl}} (\text{Cálculo 10})}$$

$$\text{Fracción} = 7,37 / 16,31 = 0,4519$$

13. Nuevo valor de $\text{NaCl}_{\text{lodo}} = \text{Viejo valor de } \text{NaCl}_{\text{lodo}} \times \text{Fracción}$

$$\text{Nuevo valor de } \text{NaCl}_{\text{lodo}} = 66.871 \times 0,4519 = 30.219 \text{ mg/l}$$

14. Repetir los cálculos n° 9 y n° 10, reemplazando el nuevo valor de $\text{NaCl}_{\text{lodo}}$ en las fórmulas.

$$\text{Peso}_{\text{CaCl}} =$$

$$\frac{100 \times 93.206}{93.206 + 30.219 + 10.000(25,0)}$$

$$= 24,96 \% \text{ en peso}$$

$$\text{Peso}_{\text{NaCl}} =$$

$$\frac{100 \times 30.219}{93.206 + 30.219 + 10.000(25,0)}$$

$$= 8,09 \% \text{ en peso}$$

15. Con los nuevos valores de $\text{Peso}_{\text{CaCl}}$ y $\text{Peso}_{\text{NaCl}}$, calcular el nuevo valor de $\text{NaCl}_{\text{máx}}$ (Cálculo n° 11).

$$\text{NaCl}_{\text{máx}} = 26,432 - 1,0472 \times 24,96 + 7,98191 \times 10^{-3} \times 24,96^2 + 5,2238 \times 10^{-5} \times 24,96^3 = 6,08$$

16. Calcular la Nueva Fracción (Cálculo nº 12).

$$\text{Fracción} = 6,08 / 8,09 = 0,7515$$

17. Seguir con los cálculos (nº 11 a nº 16) hasta que la "Fracción" sea mayor que 0,95.

$$\text{Nuevo NaCl}_{\text{lodo}} = \text{Viejo NaCl}_{\text{lodo}} \times \text{Fracción}$$

$$\text{Nuevo NaCl}_{\text{lodo}} = 30.219 \times 0,7515 = 22.710 \text{ mg/l}$$

$$\text{Peso}_{\text{CaCl}} =$$

$$\frac{100 \times 93.206}{93.206 + 22.710 + 10.000(25,0)}$$

$$= 25,47 \% \text{ en peso}$$

$$\text{Peso}_{\text{NaCl}} =$$

$$\frac{100 \times 22.710}{93.206 + 22.710 + 10.000(25,0)}$$

$$= 6,21 \% \text{ en peso}$$

$$\text{NaCl}_{\text{máx}} = 26,432 - 1,0472 \times 25,47 + 7,98191 \times 10^{-3} \times 25,472 + 5,2238 \times 10^{-5} \times 25,473 = 5,80$$

$$\text{Fracción} = 5,80 / 6,21 = 0,934$$

$$\text{Nuevo NaCl}_{\text{lodo}} = 22.710 \times 0,934 = 21.211 \text{ mg/l}$$

$$\text{Peso}_{\text{CaCl}} =$$

$$\frac{100 \times 93.206}{93.206 + 21.211 + 10.000(25,0)}$$

$$= 25,58 \% \text{ en peso}$$

$$\text{Peso}_{\text{NaCl}} =$$

$$\frac{100 \times 21.211}{93.206 + 21.211 + 10.000(25,0)}$$

$$= 5,82 \% \text{ en peso}$$

$$\text{NaCl}_{\text{máx}} = 26,432 - 1,0472 \times 25,58 + 7,98191 \times 10^{-3} \times 25,582 + 5,2238 \times 10^{-5} \times 25,583 = 5,74$$

$$\text{Fracción} = 5,74 / 5,82 = 0,986$$

18. Calcular la concentración de CaCl_2 en partes por millón (ppm)

$$\text{CaCl}_2, \text{ ppm} = 10.000 \times \text{Peso}_{\text{Final}_{\text{CaCl}}}$$

$$\text{CaCl}_2, \text{ ppm} = 10.000 \times 25,58 = 255.800$$

19. Calcular la concentración de NaCl en partes por millón

$$\text{NaCl}, \text{ ppm} = 10.000 \times \text{Peso}_{\text{Final}_{\text{NaCl}}}$$

$$\text{NaCl}, \text{ ppm} = 10.000 \times 5,82 = 58.200$$

20. Calcular la densidad de la salmuera ($\text{Salmuera}_{\text{SG}}$) cuando $\text{Salmuera}_{\text{SG}} =$ densidad de la salmuera, S.G.

$$\text{Salmuera}_{\text{SG}} = 0,99707 + 0,006504 (\text{Peso}_{\text{NaCl}}) + 0,007923 (\text{Peso}_{\text{CaCl}}) + 0,00008334 (\text{Peso}_{\text{NaCl}})^2$$

$$+ (\text{Peso}_{\text{CaCl}}) + 0,00004395 (\text{Peso}_{\text{NaCl}})^2 + 0,00004964 (\text{Peso}_{\text{CaCl}})^2$$

$$\text{Salmuera}_{\text{SG}} = 0,99707 + 0,006504 (5,82) + 0,007923 (25,58) + 0,00008334 (5,82) (25,58) + 0,00004395 (5,82)^2 + 0,00004964 (25,58)^2$$

$$\text{Salmuera}_{\text{SG}} = 1,28 \text{ g} / \text{cm}^3$$

21. Calcular la concentración de CaCl_2 en mg/l

$$\text{CaCl}_2, \text{ mg/l} = 10.000 (\text{Peso}_{\text{CaCl}}) (\text{Salmuera}_{\text{SG}})$$

$$\text{CaCl}_2, \text{ mg/l} = 10.000 (25,58) (1,28) = 327.424 \text{ mg/l}$$

22. Calcular la concentración de NaCl en mg/l

$$\text{NaCl}, \text{ mg/l} = 10.000 (\text{Peso}_{\text{NaCl}}) (\text{Salmuera}_{\text{SG}})$$

$$\text{NaCl}, \text{ mg/l} = 10.000 (5,82) (1,28) = 74.496 \text{ mg/l}$$

D) SULFUROS

Este procedimiento es utilizado para medir la concentración de sulfuros solubles activos en un lodo base aceite.

Equipo

1. Tren de Gas de Garrett (GGT) completo.
2. Tubos Dräger de H_2S (bajo rango y alto rango).
3. Medidor de caudal.
4. Tubo flexible hecho con caucho de látex o Tygon (plástico o equivalente).
5. Agitador magnético.
6. Varilla de agitación magnética (1/4 pulg. X 1 pulg.).
7. Jeringa hipodérmica: 10 ml de vidrio o plástico.
8. Solución de ácido cítrico/alcohol isopropílico/ruptor de emulsión de concentración molar de 2.
 - a. 420 g de ácido cítrico ($\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_7 \cdot \text{H}_2\text{O}$) disuelto en 1.000 ml de agua desionizada.
 - b. A esta solución, añadir 25 ml de ruptor de emulsión Dowell W-35 de Fann Instrument o equivalente (un dispersante de asfalto).

- c. A esta solución, añadir 200 ml de alcohol isopropílico.
- 9. Antiespumante: octanol (CAS nº 111-87-5).
- 10. Cilindro graduado de 25 ml.
- 11. Gas portador – cartuchos de CO₂, o preferiblemente, nitrógeno. No se debe usar N₂O.
- 12. Tubo de inyección de muestra: aguja de PTFE (Teflon o equivalente) de 6 pulg. (15,2 mm) de largo o equivalente.

Procedimiento

1. Comenzar con un Tren de Gas de Garrett limpio y seco.
2. Modificar el Tren de Gas de Garrett introduciendo el tubo de inyección de muestra a través del diafragma de caucho, de manera que el extremo inferior del tubo de inmersión esté aproximadamente a 1/2 pulgada del fondo de la cámara 1. El tubo de inmersión se usa para que la muestra de lodo pueda ser inyectada directamente dentro de la solución de ácido cítrico.
3. Disponer el agitador magnético y la varilla de agitación (en la cámara 1) de manera que la varilla gire libremente.
4. Instalar el cartucho de CO₂.
5. Añadir 20 ml de solución de ácido cítrico/alcohol isopropílico/ruptor de emulsión de concentración molar de 2 a la cámara 1.
6. Añadir 10 gotas de antiespumante octanol a la cámara 1.
7. Romper las puntas del tubo Dräger de H₂S e introducirlo en el soporte del Tren de Gas de Garrett, en el lado más a la derecha. La fecha que indica el flujo de gas debería estar orientada hacia abajo. Colocar una junta tórica sobre el tubo Dräger.
8. Introducir el medidor de caudal en el otro soporte, con la flecha de flujo de aire hacia arriba. Colocar una junta tórica sobre el medidor de caudal.
9. Instalar la parte superior del Tren de Gas de Garrett y apretar todos los tornillos para cerrar herméticamente.
10. Ajustar el tubo de dispersión de manera que el tubo esté colocado encima del nivel de líquido.
11. Conectar el tubo de caucho del regulador al tubo de dispersión. Conectar el tubo de caucho de la cámara 3 al tubo Dräger. **NO INICIAR EL FLUJO DE GAS.**
12. Aspirar dentro de la jeringa el volumen de la muestra de lodo entero más un exceso de lodo de 0,5 ml. El exceso de lodo compensa el volumen de retención dentro del tubo de inyección.
13. Introducir la jeringa dentro del tubo de inmersión y sujetar el émbolo de la jeringa en el tubo de inmersión usando una goma elástica. Esto impedirá que la mezcla de ácido cítrico-antiespumante suba por el tubo de inmersión al aplicar la presión.
14. Hacer circular lentamente el gas a través del tubo de dispersión durante 10 a 15 segundos para purgar el aire del GGT. Regular el flujo de gas para evitar la espumación de la solución en la cámara 1. Verificar la ausencia de fugas y la operación apropiada del medidor de caudal.
15. Encender el agitador magnético. Ajustar la velocidad de manera que se forme un remolino. Bajar con cuidado el tubo de dispersión dentro del líquido, hasta un punto ubicado justo encima de la varilla de agitación.
16. Bajar el tubo de inyección de manera que el fondo esté justo debajo del tubo de dispersión. Esto permitirá inyectar el lodo base aceite dentro del remolino.
17. Inyectar lentamente una cantidad medida** (ver la Tabla 6 en la página 3.38) de lodo base aceite en la cámara 1, a través del tubo de inyección. Aumentar la velocidad de la varilla de agitación para mejorar la dispersión e impedir que el lodo base aceite se adhiera en las paredes. Seguir agitando durante 1 minuto.
18. Usar una goma elástica para fijar el émbolo de la jeringa. Reiniciar el flujo de gas. Ajustar la velocidad

de manera que el medidor de caudal indique entre 200 y 400 ml/min, manteniendo la bola del medidor de caudal entre las marcas rojas del medidor de caudal.

19. Observar los cambios en el aspecto del tubo Dräger. Observar y registrar la longitud oscurecida máxima (en unidades marcadas en el tubo) antes de que el “frente” empiece a “emplumar” o a manchar. Continuar el flujo durante un total de 15 minutos; se puede requerir otro cartucho de gas.
20. Limpiar el GGT inmediatamente después de utilizarlo para minimizar la deterioración del plástico. Limpiar las cámaras y los conductos con agua caliente y un

detergente suave. Lavar el tubo de dispersión y el tubo de inyección con un solvente orgánico como la acetona, y luego con agua.

Ocasionalmente, puede que sea necesario remojar el tubo de dispersión en un ácido para eliminar los depósitos de carbonato de calcio. Los solventes orgánicos pueden agrietar el cuerpo de lucita del GGT.

Usando el volumen de muestra, la longitud oscurecida del tubo Dräger, y el factor de tubo Dräger, calcular los sulfuros en la muestra.

$$\text{Sulfuros del GGT (mg/l)} = \frac{\text{longitud oscurecida} \times \text{factor de tubo}}{\text{volumen de muestra (ml)}}$$

Prueba Piloto

En la ingeniería de fluidos de perforación, los cálculos están basados en el barril del campo petrolífero. El barril del campo petrolífero contiene 42 galones E.U.A. Los tratamientos del lodo se realizan generalmente añadiendo un cierto número de libras (o fracciones de una libra) de material al barril del campo petrolífero de lodo.

Para la prueba piloto y las operaciones del laboratorio, un barril del campo petrolífero sería difícil de manejar. Resulta considerablemente más práctico trabajar con una muestra de fluido mucho más pequeña. En vez de trabajar con un barril de fluido, se trabaja con un “barril equivalente”. Un barril equivalente contiene 350 ml de fluido. Esta cantidad representativa para un barril se obtiene de la siguiente manera:

Un barril del campo petrolífero tiene un volumen de 42 galones E.U.A. El barril contendría 350 libras de agua dulce. Trescientos cincuenta gramos de agua ocuparían un volumen de 350 ml según el sistema métrico. Por lo tanto, 350 ml pueden representar 42 galones E.U.A. o el barril del campo petrolífero. Si se añade 1 g de un material a este barril equivalente, esto sería equivalente a añadir 1 lb del material a un barril del campo petrolífero. Si se añade un líquido al barril final, entonces la gravedad específica del fluido debe ser

tomada en consideración. Por ejemplo, si un fluido tiene una gravedad específica de 1,2, entonces sólo se necesitará 0,83 ml para 1 g o 1 lb/bbl. Las gravedades específicas de la mayoría de los materiales están indicadas en los Boletines de Productos o la Hojas de Seguridad de los Materiales.

Propósito

Utilizando estas cantidades reducidas de materiales, varios tratamientos posibles pueden ser probados de manera económica antes de tratar todo el sistema de lodo. Este procedimiento es útil no solamente en caso de contaminación, sino también para evaluar los tratamientos cuando se prevé realizar una modificación de las propiedades del fluido. Cabe notar que la solubilidad y la eficacia de los productos químicos pueden ser mejoradas por las condiciones efectivas de circulación, es decir la temperatura y la presión. Por lo tanto, se recomienda disponer la adición del tratamiento químico por etapas, sobre dos o más circulaciones, para evitar el tratamiento excesivo. Por ejemplo, se puede realizar del 60 al 70% de la adición prevista durante una circulación, realizando ajustes de las cantidades totales antes de añadir el resto de los productos químicos. Las adiciones de cal a un lodo a base de arcilla constituyen un

ejemplo de tratamiento que es difícil de someter a la prueba piloto sin envejecimiento térmico para simular las condiciones del fondo del agujero.

Equipo

1. Balanza con precisión de 0,1 g.
2. Mezclador del tipo Hamilton Beach o equivalente.
3. Muestras de productos químicos a probar (preferiblemente obtenidos en el sitio del equipo de perforación).
4. Equipo para efectuar el control del lodo.
5. Horno de rodillos, completo con celdas de envejecimiento si la muestra debe ser sometida al envejecimiento térmico.

Procedimiento

Se capta una muestra del fluido a probar y se efectúa y registra una prueba del lodo de base. En base a las propiedades registradas, se toma una decisión respecto al tipo y a las cantidades de productos químicos de tratamiento requeridos para lograr los resultados deseados.

Como la agitación de la muestra del lodo durante la adición de los productos químicos de tratamiento puede modificar las propiedades de los fluidos, una muestra de "referencia" debería ser agitada durante un periodo equivalente y las propiedades registradas para comparación.

Debería llevarse un registro minucioso del orden de adición de todos los tratamientos. El razonamiento de esto aparece más claramente cuando se considera el ejemplo de las propiedades exhibidas por las muestras de fluido que contienen agua, bentonita y NaCl. Al añadir sal, se elimina la primera hidratación de la bentonita y las propiedades del fluido son claramente diferentes. El hecho que los productos químicos sean añadidos al estado "seco" o en solución también afectará los resultados.

Por este motivo, los productos químicos usados en las pruebas piloto deberían ser añadidos en su orden normal de adición al sistema de lodo y en el mismo estado físico.

Los siguientes criterios determinan los aditivos que deben ser probados:

1. Disponibilidad.
2. Adaptabilidad al sistema de lodo existente y a las condiciones del agujero, es decir la temperatura y la salinidad.
3. Eficacia en relación con el costo.

Para simular mejor las condiciones del fondo del pozo las muestras son frecuentemente sometidas al envejecimiento térmico a temperaturas de fondo y por periodos equivalentes a los periodos anticipados sin circulación. La mayoría de los hornos usados para este procedimiento permiten que la celda permanezca estática, sea rodada o girada durante el envejecimiento. Si la prueba debe ser envejecida térmicamente, ciertas precauciones de seguridad serán observadas (algunas pautas tomadas de la Práctica Recomendada de API 13I, Quinta Edición, Suplemento 1, julio de 1996).

1. Usar solamente las celdas hechas con acero inoxidable (303, 304 ó 316, pero no 314) a menos que se pruebe durante periodos prolongados a altas salinidades. En este caso, se recomienda usar celdas metálicas de primera calidad, por ej. Iconel® 600, Hastalloy® C o Incolloy® 825. Estos tipos de celdas tienen una resistencia nominal más baja que las celdas de acero inoxidable. Cualquier celda de envejecimiento utilizada debe ser construida de manera que exceda los requisitos de temperatura y presión de la prueba.
2. Una de las principales consideraciones es evitar llenar excesivamente las celdas de envejecimiento. Al llenar las celdas, se debe dejar un espacio adecuado para permitir la expansión del fluido de la prueba. En general no se debería añadir más de 1 bbl equivalente a una celda individual. Esto dejará generalmente un espacio de ± 2 pulgadas.
3. Al retirar las celdas del horno, conviene dejar que la celda se enfríe a la temperatura ambiente. Si usted no puede tocar la celda con la mano desnuda, ésta no está lo suficiente fría; aunque esté fría al tacto, el interior todavía puede estar caliente.
RECUERDE: ¡LA CELDA CONTIENE PRESIÓN GENERADA POR LA EXPANSIÓN DEL VOLUMEN DEL FLUIDO!

4. Una vez que la celda se haya enfriado, se puede desatornillar LENTAMENTE la parte superior de la celda, asegurándose que cualquier presión residual sea descargada antes de dar las últimas vueltas de los tornillos. Si se puede menear la parte superior sin oír ningún escape de presión, es probable que no haya ningún peligro; sin embargo, no inclinarse NUNCA encima de una celda al abrirla. Cualquier presión residual

podría expulsar la parte superior con la velocidad de un cañón de fusil, produciendo los mismos efectos.



Figura 22: Horno de rodillos

El programa MUDCALC de M-I genera una lista que muestra las cantidades de materiales necesarios para mezclar pruebas piloto en concentraciones específicas. Las gravedades específicas de muchos productos están contenidas dentro del programa. Usted debe contar con la gravedad específica de cualquier producto que no esté enumerado.

Para facilitar la prueba piloto, se enumeran algunos pesos aproximados de cuchara para productos comunes del campo petrolífero (ver la Tabla 7). Se prefiere pesar los productos con una precisión de $\pm 0,10$ g, cada vez que sea posible. Los pesos de cuchara pueden ser imprecisos según la condición física de la muestra.

Producto	Gravedad Específica	$\frac{1}{4}$ Cucharadita	$\frac{1}{2}$ Cucharadita	1 Cucharadita	1 Cucharada
Benex	1,2	0,90	1,80	3,60	10,80
Soda cáustica	2,13	1,25	2,50	5,00	15,00
CMC	1,60	0,50	1,10	2,30	6,60
Desco	1,60	0,75	1,50	3,00	9,60
Diaseal M	>2,0	0,80	1,60	3,20	12,60
Drispac	1,50-1,60	0,60	1,20	2,40	7,60
DUO-VIS®	1,5	0,75	1,50	3,00	10,00
FLOXIT™	1,4	0,40	1,00	2,00	6,50
GELEX®	1,2	1,00	1,75	3,50	11,00
Yeso	2,32	1,30	2,30	4,90	12,60
Esponja de hierro	4,30	1,50	3,50	8,00	25,00
KOH	2,04	1,00	2,50	5,00	15,00
KWIK-THIK®	2,3-2,6	1,00	2,00	4,00	12,00
Cal	2,20	0,60	1,30	2,40	7,70
Lo Loss	1,5	0,50	1,50	3,00	9,00
LO-WATE™	2,8	1,00	2,25	4,50	13,00
MF-1	1,2	0,50	1,50	3,00	10,00
M-I BAR®	4,20	2,08	4,17	8,33	25,00
Mica	2,75	0,50	0,80	2,00	5,80
Mixical	2,70	1,00	2,50	5,00	15,00
M-I GEL®	2,30-2,60	0,98	1,95	2,90	6,70
MY-LO-JEL™	1,45	0,63	1,25	2,50	7,50
Phos	2,5	1,00	3,00	6,00	20,00
POLYPAC® R	1,5-1,6	0,50	1,00	2,00	8,00
Cloruro de potasio	1,98	1,90	3,10	6,10	19,10
Quebracho	1,10-1,40	1,00	2,00	4,00	12,00
RESINEX®	1,65	0,75	1,50	3,00	10,50
Sal	2,16	1,50	3,00	6,00	18,00
SALT GEL®	2,20-2,40	0,70	1,50	3,00	8,80
SAPP	1,90	1,15	2,30	4,60	13,80
Carbonato de sodio	2,51	1,60	3,00	6,00	17,80
Bicarbonato de sodio	2,16	0,72	1,45	2,90	8,70
Soltex	1,2-1,5	0,50	1,00	2,00	6,00
SP-101®	1,05	0,75	1,50	3,00	10,00
SPERSENE™	1,20	0,50	1,00	2,00	6,00
Almidón	1,50	0,60	1,00	2,00	5,80
TANNATHIN®	1,60	0,85	1,70	3,40	10,20
THERMPAC®	1,50	0,50	1,00	2,00	8,00
VG-69®	1,57	1,00	2,00	3,00	9,00
Polímero XCD	1,5	1,00	1,90	3,60	10,70
XP-20™	1,83	1,17	2,33	4,67	14,00

Tabla 7: Pesos aproximados de cuchara para productos comunes del campo petrolífero.

La química es el estudio de la materia...

Introducción

Los ingenieros de lodo tratan con la química todos los días. La química es el estudio de la materia, incluyendo su composición, sus propiedades y su transformación o reacción con otras sustancias (reacciones químicas). La materia es algo que tiene masa y ocupa espacio.

La masa es una medida de la cantidad de materia o la cantidad de material contenido en algo. La masa es una de las cantidades fundamentales en las cuales todas las medidas físicas están basadas. La masa es lo que hace que la materia tenga peso en un campo de gravedad e inercia cuando está en movimiento. El peso de algo es la fuerza de gravedad que actúa sobre una masa determinada y es directamente proporcional a la masa multiplicada por la fuerza gravitatoria (aceleración). Las unidades comunes de masa son los gramos (g) y las libras-masa.

El volumen es una medida de la cantidad de espacio ocupado por la

materia. Las unidades comunes de volumen del campo petrolífero son los galones (gal), barriles (bbl), pies cúbicos (ft³), litros (l) y metros cúbicos (m³).

La densidad se define como la relación de masa dividida por el volumen. Las unidades comunes de densidad del campo petrolífero son las libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/ft³), kilogramos por centímetro cúbico (kg/cm³) y gramos por centímetro cúbico (g/cm³). La gravedad específica es una expresión especial de la densidad que se suele usar para líquidos y sólidos. Se trata de la relación de la densidad de una sustancia dividida por la densidad del agua pura a una temperatura indicada, generalmente de 4°C. Asimismo, la densidad de los gases se suele expresar como "gravedad de gas", o como la relación de la densidad de un gas particular dividida por la densidad del aire puro bajo condiciones estándar.

Clasificación de la Materia

Todas las sustancias están incluidas en uno de tres estados físicos:

- Sólido
- Líquido
- Gas

Los Sólidos tienen generalmente una mayor densidad que los líquidos y gases. Son sustancias que no son fluidas, y por lo tanto, no fluyen cuando se aplica una fuerza. Los sólidos no se adaptan fácilmente a la forma de su contenedor.

Los Líquidos tienen generalmente una densidad más baja que los sólidos, pero mayor que los gases. Los líquidos se adaptan fácilmente a la forma de su contenedor. Tanto los líquidos como los gases son fluidos que "fluyen" cuando se aplica una fuerza.

Los Gases no solamente se adaptan a la forma, sino que también se expanden para llenar su contenedor.

Todas las sustancias también pueden ser separadas en dos categorías:

- Homogéneas (sustancias puras)
- Heterogéneas (mezclas de sustancias)

Un ejemplo de un material homogéneo sería la sal común, en la cual cada grano tiene una composición química idéntica. Un ejemplo de un material heterogéneo (no uniforme) sería la grava del cauce de un río: se trata de una mezcla de rocas – de una variedad de fuentes – que tienen diferentes composiciones químicas, apariencias y propiedades. Los fluidos de perforación y la mayoría de los materiales encontrados en la naturaleza son mezclas.

Los materiales homogéneos (sustancias puras) se encuentran ocasionalmente en la naturaleza, pero son generalmente fabricados mediante un tratamiento para separar materiales distintos o eliminar las impurezas. Las sustancias puras pueden ser identificadas porque son homogéneas y tienen una composición uniforme,

Los elementos no pueden ser separados o subdivididos en sustancias más simples...

independientemente de la manera en que estén subdivididas o de los lugares donde se encuentren.

Las sustancias puras pueden ser separadas en dos categorías distintas:

- Elementos
- Compuestos

Los elementos no pueden ser separados (descompuestos) o subdivididos en sustancias más simples mediante el uso de métodos químicos corrientes. Los elementos constituyen los componentes básicos de todas las sustancias y tienen propiedades exclusivas. Los compuestos pueden ser reducidos en dos o más sustancias más simples (elementos o grupos de elementos).

Una sustancia pura es un compuesto si puede ser subdividida en por lo menos dos elementos. Todos los compuestos están formados por la combinación de dos o más elementos. Si una sustancia pura no puede ser separada en dos o más elementos, se trata de un elemento.

Resulta práctico designar a un elemento con una abreviatura llamada símbolo, en vez de usar el nombre completo. La Tabla 1 contiene el nombre químico, el símbolo, el peso atómico y la valencia común (carga eléctrica) de los elementos de mayor interés para la industria de fluidos de perforación.

Elemento	Símbolo	Peso Atómico	Valencia Común
Aluminio	Al	26,98	3+
Arsénico	As	74,92	5+
Bario	Ba	137,34	2+
Boro	B	10,81	3+
Bromo	Br	79,90	1-
Cadmio	Cd	112,40	2+
Calcio	Ca	40,08	2+
Carbono	C	12,01	4+
Cesio	Cs	132,91	1+
Cloro	Cl	35,45	1-
Cromo	Cr	52,00	6+
Cobre (cuprium)	Cu	63,55	2+
Flúor	F	19,00	1-
Hidrógeno	H	1,01	1+
Yodo	I	126,90	1-
Hierro (ferrum)	Fe	55,85	3+
Plomo (plumbum)	Pb	207,19	2+
Litio	Li	6,94	1+
Magnesio	Mg	24,31	2+
Manganeso	Mn	54,94	2+
Mercurio (hydrargyrum)	Hg	200,59	2+
Níquel	Ni	58,71	2+
Nitrógeno	N	14,00	5+
Oxígeno	O	16,00	2-
Fósforo	P	30,97	5+
Potasio (kalium)	K	39,10	1+
Silicio	Si	28,09	4+
Plata (argentum)	Ag	107,87	1+
Sodio (natrium)	Na	22,99	1+
Azufre	S	32,06	2-
Estaño (stannum)	Sn	118,69	2+
Titanio	Ti	47,90	4+
Zirconio	Zr	91,22	4+
Cinc	Zn	65,37	2+

Tabla 1: Elementos comunes.

Estructura atómica

Los átomos son los componentes básicos de toda materia...

Toda materia se compone de unidades discretas llamadas átomos. El átomo es la unidad más pequeña en que un elemento puede ser dividido, manteniendo las propiedades químicas que le son exclusivas. Los átomos son los componentes básicos de toda materia; éstas son las unidades más pequeñas de un elemento que pueden combinarse con los átomos de otro elemento. Los átomos de diferentes elementos tienen distintas propiedades. Los átomos no son creados ni destruidos durante las reacciones químicas.

Los átomos contienen tres partículas subatómicas:

- Protones
- Neutrones
- Electrones

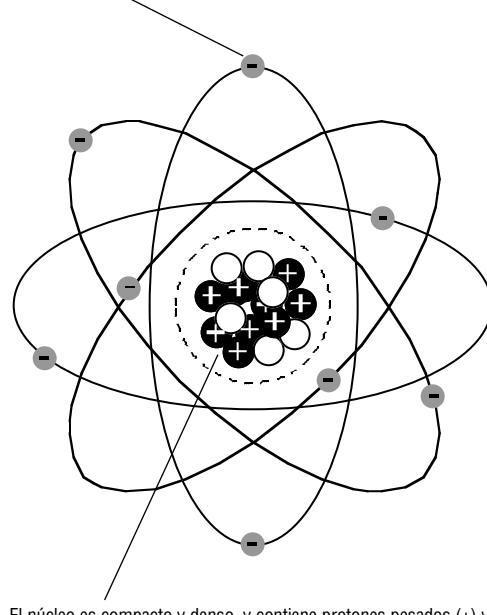
El átomo tiene dos zonas distintas: un *núcleo* pequeño y denso que contiene los protones y neutrones, rodeado por una nube difusa de *electrones*. El tamaño de un átomo depende casi totalmente de la cantidad de volumen ocupado por la nube de electrones del átomo, mientras que prácticamente toda la masa está ubicada en el núcleo (ver la Figura 1).

El núcleo es aproximadamente esférico, con un diámetro de 10^{-4} angstrom (Å) o 10^{-14} m, y contiene solamente protones y neutrones. Un protón tiene una carga positiva mientras que un neutrón no tiene ninguna carga.

La nube de electrones, o capa electrónica, también es aproximadamente esférica, con un diámetro de 1 Å o 10^{-10} m, y sólo contiene electrones, los cuales gravitan alrededor del núcleo de la misma manera que un sistema solar en miniatura. Un electrón tiene una carga negativa de fuerza igual a la carga positiva de un protón. En los átomos de carga neutra (sin valencia), el número de electrones es igual al número de protones, de manera que la carga neta del átomo sea neutra.

La masa de un protón o de un neutrón es aproximadamente 1.837 veces más grande que la masa de un electrón.

Nube difusa de electrones ligeros (-) gravitando alrededor del núcleo en capas electrónicas estructuradas.



El núcleo es compacto y denso, y contiene protones pesados (+) y neutrones (neutros).

Figura 1: Estructura atómica.

Algunos átomos pueden ganar o perder electrones de manera que se forma un átomo cargado, llamado ion. Cuando se pierde un electrón, el átomo adquiere una carga positiva. Un ion de carga positiva se llama *catión*. Similarmente, cuando el átomo gana un electrón, se forma un “anión” de carga negativa. Similarmente, cuando el átomo gana un electrón, se forma un “anión” de carga negativa.

La masa de un protón o de un neutrón es aproximadamente 1.837 veces más grande que la masa de un electrón. Debido a esta enorme diferencia de masa, la masa de los protones y neutrones en el núcleo constituye la masa total aproximada del átomo (ver la Tabla 2).

Partícula	Carga	Masa (g)
Protón	Positiva (1+)	$1,6724 \times 10^{-24}$
Neutrón	Ninguna (neutra)	$1,6757 \times 10^{-24}$
Electrón	Negativa (1-)	$0,000911 \times 10^{-24}$

Tabla 2: Masa y carga de las partículas subatómicas.

El elemento más ligero y más simple es el hidrógeno...

El núcleo de un átomo es muy denso; aproximadamente 1.770 toneladas/pulg.³ (98.000 kg/cm³). La nube de electrones tiene un diámetro 10.000 veces más grande que el diámetro del núcleo. El mayor volumen de la nube de electrones de baja densidad compensa la alta densidad del núcleo a una densidad media de 2 a 20 g/cm³.

El elemento más ligero y más simple es el hidrógeno, el cual sólo tiene un protón en cada núcleo. Los átomos de origen natural contienen entre 1 y 93 protones en su núcleo. Los átomos más pesados, con aún más protones, han sido creados en laboratorios pero son inestables y no son de origen natural. Todos los átomos que tienen el mismo número de protones en sus núcleos tienen propiedades químicas idénticas y son llamados elementos. Existen 92 elementos de origen natural que, en varias combinaciones, forman el mundo físico.

El número de protones (p^+) en el núcleo es usado para definir cada elemento y se llama “número atómico” (z). El hidrógeno, con un solo protón, tiene un número atómico de 1. La suma del número de protones y neutrones (n) en el núcleo de un átomo se llama el “número de masa atómica” (a), $a = p^+ + n$.

Cada elemento puede tener varias estructuras atómicas llamadas isótopos...

Cada elemento puede tener varias estructuras atómicas llamadas *isótopos*, cada una con un número diferente de neutrones en su núcleo, proporcionándole a cada uno un peso atómico diferente. Aunque estos isótopos de un elemento tengan diferentes pesos atómicos, tendrán propiedades químicas idénticas y formarán compuestos que tienen las mismas propiedades. Los isótopos se escriben con el número atómico (z) como subíndice delante del símbolo químico y el número de masa atómica (a) como supraíndice (a_zX). El hidrógeno tiene tres isótopos. El isótopo más común del hidrógeno no tiene ningún neutrón en su núcleo (1_1H), el segundo isótopo más común tiene un neutrón (2_1H) y el tercer isótopo contiene dos neutrones (3_1H). Todos estos isótopos contienen un solo protón en el núcleo.

La escala de masa atómica es una escala de masa relativa basada en la

masa del isótopo de carbono, ${}^{12}_6C$, el cual tiene una masa de exactamente 12,0 unidades de masa atómica (amu). Esta escala se usa para simplificar la expresión de valores de masa tan pequeños para cada isótopo de cada elemento. La masa de un neutrón, o un protón, es más o menos igual a 1 unidad de masa atómica (amu).

El peso atómico de un elemento es igual al promedio ponderado de la masa de todos los isótopos del elemento en la escala de peso atómico. Por ejemplo, los tres isótopos del hidrógeno, 1_1H , 2_1H y 3_1H , tienen masas de 1,0078, 2,0140 y 3,01605 unidades de masa atómica, respectivamente. La fracción de cada isótopo que es de origen natural es 0,99985, $1,5 \times 10^{-4}$ y 10^{-11} . Por lo tanto, el peso atómico del hidrógeno es: $(0,99985) 1,0078 + (1,5 \times 10^{-4}) 2,0140 + 10^{-11} (3,01605) = 1,0079$.

Algunas combinaciones de neutrones y protones no son estables en el núcleo de un átomo. Estos núcleos inestables se descomponen naturalmente, o “se desintegran”, formando átomos de elementos totalmente diferentes. Esta “desintegración” es una reacción nuclear (física) que no supone ni una reacción química con el oxígeno ni una actividad biológica normalmente asociada con la desintegración química. Los isótopos sometidos a la desintegración nuclear son calificados de radioactivos. Cuando un átomo se desintegra, el átomo libera partículas subatómicas y energía (radioactividad). La radioactividad se usa ampliamente para la evaluación analítica en laboratorio de los productos químicos y minerales. Algunos registros de evaluación del pozo usan una fuente radioactiva o la radiación de fondo natural para identificar y evaluar las formaciones y los fluidos de las formaciones.

Los átomos de un elemento forman un enlace con los átomos de otros elementos para formar compuestos, ya sea transfiriendo electrones (enlace iónico) o compartiendo electrones (enlace covalente). El enlace es la combinación de fuerzas atractivas entre átomos que los hace actuar como un compuesto o una unidad. La manera en que el enlace ocurre trae

Dos o más elementos pueden combinarse para formar un compuesto.

importantes consecuencias para las propiedades físicas de un compuesto.

Dos o más elementos pueden combinarse para formar un compuesto. Los elementos de un compuesto están ligados por sus electrones comunes. Los compuestos tienen diferentes propiedades químicas y físicas respecto a los elementos que los componen. Por ejemplo, tanto el hidrógeno y el oxígeno son gases bajo condiciones estándar, pero cuando se combinan para formar agua, existen en forma de líquido. La Tabla 3 enumera el nombre químico, la fórmula y el nombre común de los compuestos más comunes utilizados en la industria de fluidos de perforación.

La unidad más pequeña en que se puede dividir un compuesto es la molécula, una combinación de átomos fuertemente ligados. Las moléculas se componen de dos o más átomos enlazados químicamente. Los átomos de una molécula siempre se combinan

según proporciones particulares y con orientaciones específicas. Las moléculas no se pueden dividir en unidades más pequeñas y siguen manteniendo las propiedades químicas exclusivas del compuesto.

Se puede describir la composición de un compuesto mediante una simple fórmula química que usa los símbolos atómicos y los subíndices que indican el número de cada átomo contenido en la molécula más simple. Por ejemplo, la más pequeña partícula del dióxido de carbono es una molécula con un átomo de carbono enlazado con dos átomos de oxígeno y puede ser representada por la fórmula química CO_2 .

Los grupos de átomos enlazados también pueden ser iones (iones poliatómicos). Por ejemplo, el ion hidroxilo, OH^- , es un anión con una carga 1- neta, o un electrón adicional. El ion amónico, NH_4^+ , es un catión poliatómico con una carga 1+.

Nombre	Fórmula	Nombre Común
Nitrato de plata	AgNO_3	—
Óxido aluminico	Al_2O_3	Alúmina
Sulfato bórico	BaSO_4	Barita
Carbonato bórico	BaCO_3	Witherita mineral
Hidróxido bórico	$\text{Ba}(\text{OH})_2$	—
Hidróxido de calcio	$\text{Ca}(\text{OH})_2$	Cal hidratada
Sulfato de calcio (anhidro)	CaSO_4	Anhidrita
Sulfato de calcio (hidratado)	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Yeso
Carbonato de calcio	CaCO_3	Caliza, mármol, calcita
Cloruro de calcio	CaCl_2	—
Óxido de calcio	CaO	Cal viva, cal caliente
Ácido clorhídrico	HCl	Ácido muriático
Óxido de hidrógeno	H_2O	Agua
Ácido sulfúrico	H_2SO_4	—
Sulfuro de hidrógeno	H_2S	—

Nombre	Fórmula	Nombre Común
Óxido de magnesio	MgO	Óxido de magnesio
Hidróxido de magnesio	$\text{Mg}(\text{OH})_2$	—
Ácido nítrico	HNO_3	Agua fuerte
Cloruro de potasio	KCl	Muriato de potasa
Hidróxido de sodio	NaOH	Soda cáustica
Bicarbonato de sodio	NaHCO_3	Bicarbonato de sodio
Cloruro de sodio	NaCl	Sal
Carbonato de sodio	Na_2CO_3	Carbonato de sodio
Sulfato de sodio	$\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$	Torta de sal, sal de Glauber
Pirofosfato ácido de sodio	$\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$	SAPP
Tetrafosfato de sodio	$\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$	Phos
Dióxido de silicio	SiO_2	Cuarzo, sílice
Carbonato de cinc	ZnCO_3	—
Sulfuro de cinc	ZnS	—
Óxido de cinc	ZnO	—

Tabla 3: Compuestos comunes.

La valencia determina los elementos o iones que se combinarán y la proporción en que se combinarán.

Valencia

La valencia de un elemento o ion es el número de electrones que el elemento o ion puede adquirir, perder o compartir para convertirse en un compuesto estable de carga neutra. El átomo de hidrógeno ha sido tomado como referencia y tiene un enlace positivo, o una valencia de 1+. La valencia determina los elementos o iones que se combinarán y la proporción en que se combinarán.

Por ejemplo, un átomo de cloro (Cl) se combina con un átomo de hidrógeno (H, valencia de 1+) para formar ácido clorhídrico (HCl); por lo tanto, el cloro debe tener una valencia de 1-. Un átomo de oxígeno (O) se combina con dos átomos de hidrógeno para formar agua (H₂O); por lo tanto el oxígeno tiene una valencia de 2-. Un átomo de sodio (Na) se combina con un átomo de cloro (Cl, valencia de 1-) para formar sal (NaCl); por lo tanto el sodio debe tener una valencia de 1+. Un átomo de calcio (Ca) se combina con dos átomos de cloro para formar cloruro de calcio (CaCl₂); por lo tanto el calcio debe tener una valencia de 2+. Siguiendo este mismo razonamiento, la valencia de K en KCl también debe ser de 1+. Si consideramos el compuesto H₂SO₄, podemos ver que la valencia del grupo o ion sulfato (SO₄) debe ser de 2-, ya que hay dos átomos de hidrógeno. Se toma el ion sulfato (SO₄²⁻) como unidad completa. En el caso de la soda cáustica (NaOH), como Na tiene una valencia de 1+, el ion hidroxilo (OH) debe tener una valencia de 1-. Para el hidróxido de calcio (cal), como el calcio tiene una valencia de 2+ y el ion hidroxilo una valencia de 1-, entonces el compuesto Ca(OH)₂ debe tener dos iones hidroxilo. Muchos elementos, tales como el hierro, cromo, níquel,

cloro y azufre, pueden tener varias valencias. La valencia también se llama frecuentemente “estado de oxidación” (tal como aparece más adelante en la Tabla 5). La Tabla 4 proporciona una lista de elementos e iones comunes (grupos), con sus respectivos símbolos y valencias.

Elemento	Símbolo	Valencia
Hidrógeno	H	1+
Oxígeno	O	2-
Potasio	K	1+
Sodio	Na	1+
Calcio	Ca	2+
Magnesio	Mg	2+
Aluminio	Al	3+
Cinc	Zn	2+
Hierro	Fe	3+, 2+
Plata	Ag	1+
Carbono	C	4+
Fósforo	P	5+
Azufre	S	2+, 4+, 6+
Cloro	Cl	1-, 1+, 3+, 5+, 7+
Ion o Grupo	Símbolo	Valencia
Hidróxido	OH	1-
Óxido	O	2-
Carbonato	CO ₃	2-
Bicarbonato	HCO ₃	1-
Sulfato	SO ₄	2-
Sulfito	SO ₃	2-
Sulfuro	S	2-
Nitrato	NO ₃	1-
Nitrito	NO ₂	1-
Fosfato	PO ₄	3-
Amonio	NH ₄	1+
Acetato	C ₂ H ₃ O ₂	1-
Formiato	CHO ₂	1-
Tiocianato	SCN	1-

Tabla 4: Símbolos comunes y valencia.

La órbita exterior es designada como la órbita de electrones de valencia (capa de valencia)...

Capa Electrónica

Los electrones gravitan alrededor del núcleo de un átomo en agrupaciones ordenadas llamadas capas electrónicas. Cada capa electrónica sólo puede contener un número máximo específico de electrones. La primera órbita o capa electrónica no debe contener más de dos electrones, y en general, cada capa electrónica subsiguiente no puede contener más de ocho electrones. Cada capa electrónica subsiguiente tiene una órbita de mayor diámetro. Las capas electrónicas completamente llenadas forman estructuras estables (menos reactivas), es decir que tienen tendencia

a no aceptar o ceder electrones. En general, los átomos individuales tienen inicialmente una carga eléctrica equilibrada (con el mismo número de electrones y protones), pero pueden ceder o aceptar electrones para llenar las capas electrónicas. La órbita exterior es designada como la órbita de electrones de valencia (capa de valencia), porque determina la valencia que un átomo tendrá. La disposición de los elementos llamada “Tabla Periódica” alinea los elementos que tienen el mismo número de electrones en la “capa de valencia”, en columnas (ver la Tabla 5).

Enlace Iónico

Como lo muestra la Figura 2, el sodio y el cloro forman un compuesto de cloruro de sodio cuando el sodio pierde y el cloro adquiere un electrón (llamado enlace iónico) para formar capas electrónicas exteriores llenas. El átomo de sodio (número atómico 11) tiene 11 protones y 11 electrones; por lo tanto, los 11 electrones están dispuestos de la siguiente manera: dos en la primera capa, ocho en la segunda capa y un solo electrón en la tercera capa. El electrón único de la “capa de valencia” exterior hace que el sodio esté dispuesto a ceder un electrón al ser combinado con otros átomos para formar una estructura estable con su última capa llena. Si se pierde un electrón ($1-$), el sodio se convierte en un ion con una carga o valencia de $1+$.

El átomo de cloro (número atómico 17) tiene 17 protones y 17 electrones. Los electrones están dispuestos con dos en la primera capa, ocho en la segunda capa y siete en la tercera capa. Los siete electrones de la “capa de valencia” exterior hacen que el cloro esté dispuesto a adquirir un electrón para llenar su última capa. Si se adquiere un electrón, el cloro se convierte en un ion con una carga o valencia de $1-$. Por lo tanto, la combinación de un átomo de sodio y

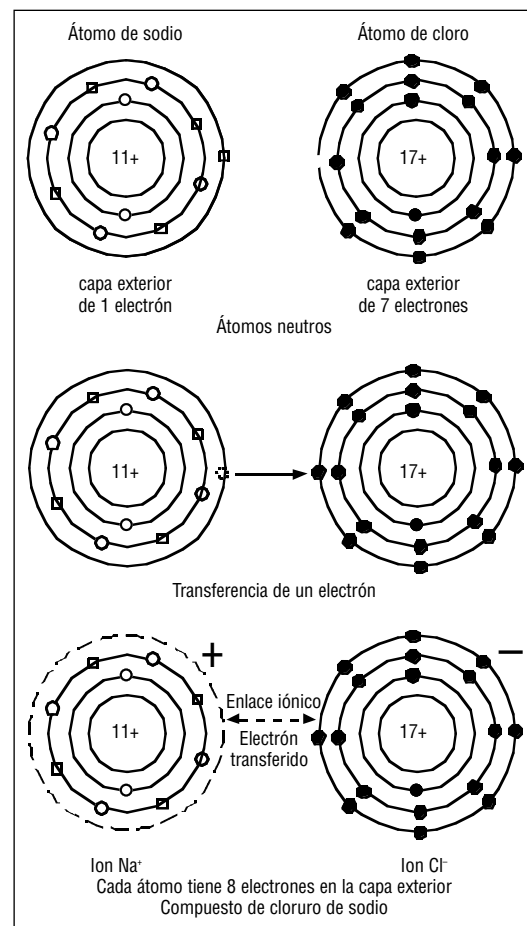


Figura 2: Capas electrónicas y enlace iónico.

1a	2a	3a	4a	5a	6a	7a	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569	570	571	572	573	574	575	576	577	578	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624	625	626	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710	711	712	713	714	715	716	717	718	719	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785	786	787	788	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848	849	850	851	852	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880	881	882	883	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928	929	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992	993	994	995	996	997	998	999	1000	1001	1002	1003	1004	1005	1006	1007	1008	1009	1010	1011	1012	1013	1014	1015	1016	1017	1018	1019	1020	1021	1022	1023	1024	1025	1026	1027	1028	1029	1030	1031	1032	1033	1034	1035	1036	1037	1038	1039	1040	1041	1042	1043	1044	1045	1046	1047	1048	1049	1050	1051	1052	1053	1054	1055	1056	1057	1058	1059	1060	1061	1062	1063	1064	1065	1066	1067	1068	1069	1070	1071	1072	1073	1074	1075	1076	1077	1078	1079	1080	1081	1082	1083	1084	1085	1086	1087	1088	1089	1090	1091	1092	1093	1094	1095	1096	1097	1098	1099	1100	1101	1102	1103	1104	1105	1106	1107	1108	1109	1110	1111	1112	1113	1114	1115	1116	1117	1118	1119	1120	1121	1122	1123	1124	1125	1126	1127	1128	1129	1130	1131	1132	1133	1134	1135	1136	1137	1138	1139	1140	1141	1142	1143	1144	1145	1146	1147	1148	1149	1150	1151	1152	1153	1154	1155	1156	1157	1158	1159	1160	1161	1162	1163	1164	1165	1166	1167	1168	1169	1170	1171	1172	1173	1174	1175	1176	1177	1178	1179	1180	1181	1182	1183	1184	1185	1186	1187	1188	1189	1190	1191	1192	1193	1194	1195	1196	1197	1198	1199	1200	1201	1202	1203	1204	1205	1206	1207	1208	1209	1210	1211	1212	1213	1214	1215	1216	1217	1218	1219	1220	1221	1222	1223	1224	1225	1226	1227	1228	1229	1230	1231	1232	1233	1234	1235	1236	1237	1238	1239	1240	1241	1242	1243	1244	1245	1246	1247	1248	1249	1250	1251	1252	1253	1254	1255	1256	1257	1258	1259	1260	1261	1262	1263	1264	1265	1266	1267	1268	1269	1270	1271	1272	1273	1274	1275	1276	1277	1278	1279	1280	1281	1282	1283	1284	1285	1286	1287	1288	1289	1290	1291	1292	1293	1294	1295	1296	1297	1298	1299	1300	1301	1302	1303	1304	1305	1306	1307	1308	1309	1310	1311	1312	1313	1314	1315	1316	1317	1318	1319	1320	1321	1322	1323	1324	1325	1326	1327	1328	1329	1330	1331	1332	1333	1334	1335	1336	1337	1338	1339	1340	1341	1342	1343	1344	1345	1346	1347	1348	1349	1350	1351	1352	1353	1354	1355	1356	1357	1358	1359	1360	1361	1362	1363	1364	1365	1366	1367	1368	1369	1370	1371	1372	1373	1374	1375	1376	1377	1378	1379	1380	1381	1382	1383	1384	1385	1386	1387	1388	1389	1390	1391	1392	1393	1394	1395	1396	1397	1398	1399	1400	1401	1402	1403	1404	1405	1406	1407	1408	1409	1410	1411	1412	1413	1414	1415	1416	1417	1418	1419	1420	1421	1422	1423	1424	1425	1426	1427	1428	1429	1430	1431	1432	1433	1434	1435	1436	1437	1438	1439	1440	1441	1442	1443	1444	1445	1446	1447	1448	1449	1450	1451	1452	1453	1454	1455	1456	1457	1458	1459	1460	1461	1462	1463	1464	1465	1466	1467	1468	1469	1470	1471	1472	1473	1474	1475	1476	1477	1478	1479	1480	1481	1482	1483	1484	1485	1
----	----	----	----	----	----	----	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	---

Para los átomos que tienen uno, dos y tres electrones de valencia es más fácil ceder electrones...

un átomo de cloro forma el compuesto estable de cloruro de sodio, NaCl. El único electrón de valencia de sodio es transferido del átomo de sodio a la capa exterior del átomo de cloro.

¿Por qué el sodio cede su electrón y el cloro lo acepta? La teoría relacionada con el comportamiento de los átomos supone que cada átomo procura lograr una capa electrónica exterior llena con ocho electrones. Para los átomos que tienen uno, dos y tres electrones de valencia es más fácil ceder electrones, mientras que para los átomos que tienen cuatro, cinco, seis y siete electrones de valencia es más fácil aceptarlos. En el caso del sodio y del cloro, el sodio cede un electrón, resultando en una carga neta de +1, y el cloro acepta un electrón, resultando en una carga neta de 1. Con estos cambios, ninguno de los

átomos es considerado como neutro. El átomo de sodio se ha convertido en un ion con una carga positiva (escrito Na^+) y el átomo de cloro se ha convertido en un ion con una carga negativa (escrito Cl^-).

La transferencia de electrones y la formación de iones son confirmadas por el hecho que el NaCl derretido es conductor de electricidad, y cuando se aplica una corriente a la sal derretida, metal de sodio se acumula en el polo negativo de la celda (cátodo) y cloro se acumula en el polo positivo (ánodo). Por lo tanto, el ion sodio es el catión y el ion cloruro es el anión. Al escribir el nombre de un compuesto, se suele escribir primero el catión. Como el sodio cede un electrón, se dice que es electropositivo, y como cede este electrón con facilidad, se dice que es fuertemente electropositivo.

Enlace Covalente

...el enlace covalente es el intercambio simultáneo de electrones.

El intercambio de pares de electrones para formar enlaces entre átomos se llama enlace covalente. A diferencia del cloruro de sodio en el cual se produce una transferencia de electrones (enlace iónico), el enlace covalente es el intercambio simultáneo de electrones. Tanto el agua como el gas de hidrógeno son buenos ejemplos de compuestos con enlaces covalentes (ver la Figura 3). En una molécula de agua, cada uno de los dos átomos de hidrógeno comparte un electrón con los seis electrones de la segunda capa electrónica del oxígeno, para llenarla con ocho electrones. Asimismo, cada átomo de hidrógeno en una molécula de agua comparte uno de los seis electrones de la segunda capa electrónica del átomo de oxígeno para llenar su primera capa electrónica con dos electrones. Los compuestos que son objeto de un alto nivel de intercambio de electrones tienen altas fuerzas interatómicas y bajas fuerzas intramoleculares. En general, las bajas fuerzas intramoleculares no son

suficientes para mantener una estructura rígida. Por ese motivo, los compuestos con enlaces covalentes suelen ser líquidos y gases.

Enlace de hidrógeno: Algunos compuestos covalentes tienen un intercambio incompleto del electrón en el enlace. Esto resulta en cargas positivas y negativas parciales en los átomos dispuestos de una manera que polariza la molécula. Por ejemplo, en el agua (H_2O), los dos átomos de hidrógeno permanecen parcialmente positivos y el átomo de oxígeno permanece parcialmente negativo. Las cargas negativas del oxígeno dominan un lado de la molécula, mientras que las cargas positivas de los átomos de hidrógeno dominan el otro lado, formando una molécula polar (ver la Figura 4). Los átomos de hidrógeno de las moléculas de agua son atraídos por los átomos de oxígeno de otras moléculas de agua cercanas. Esta atracción entre el polo positivo de hidrógeno de una molécula y el polo negativo de oxígeno de otra molécula se llama enlace de hidrógeno. Se

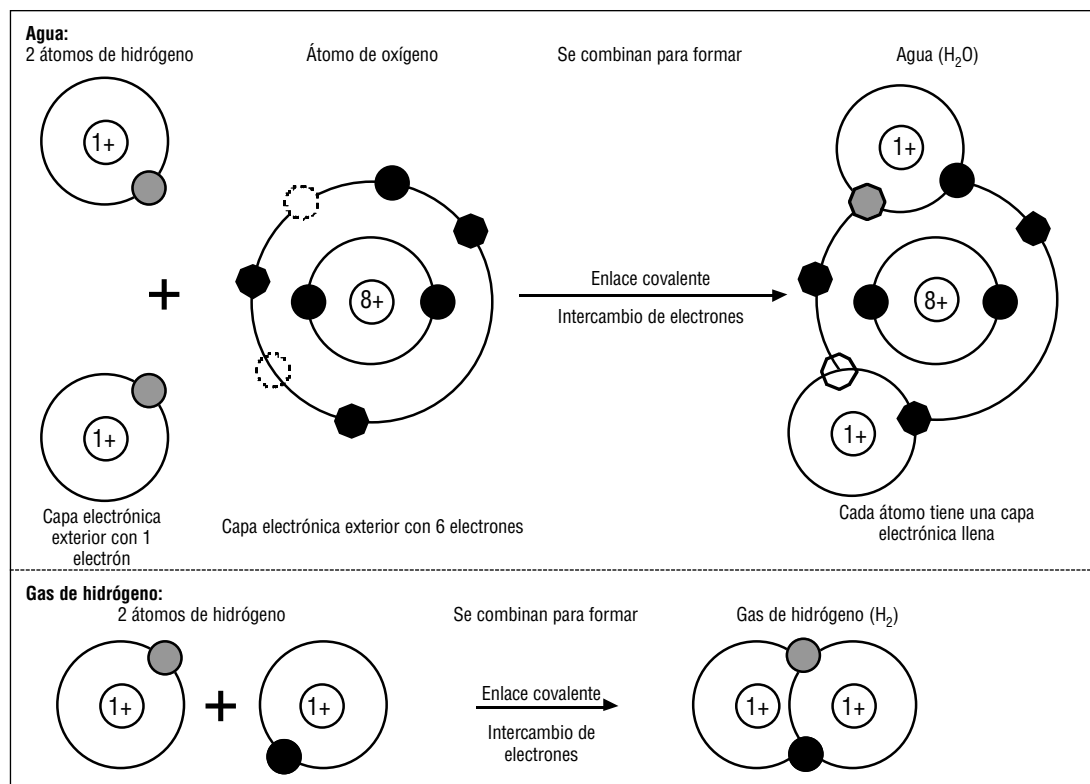


Figura 3: Enlace covalente de agua y gas de hidrógeno.

estima que las fuerzas de enlace de hidrógeno sólo constituyen un décimo a un treintavo de las fuerzas del enlace covalente. Estos enlaces débiles alternan fácilmente entre las moléculas y cambian de asociación, es decir, formando y rompiendo enlaces entre las moléculas cercanas.

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) es un gas, aunque se trate de una molécula más pesada que el agua (H_2O), porque la distribución de la carga no es polar. Los dos átomos de hidrógeno sólo tienen una carga positiva débil y el azufre sólo es débilmente negativo, formando una estructura equilibrada. La ausencia de una estructura polar fuerte permite que las moléculas individuales se difundan en un gas bajo las condiciones estándar.

La polaridad del agua explica algunos de los fenómenos observados en los fluidos de perforación. Las arcillas y las lutitas son estructuras complejas, fuertemente cargadas. La atracción entre las cargas de la molécula de agua y los sitios de carga de las laminillas de arcilla resulta en la

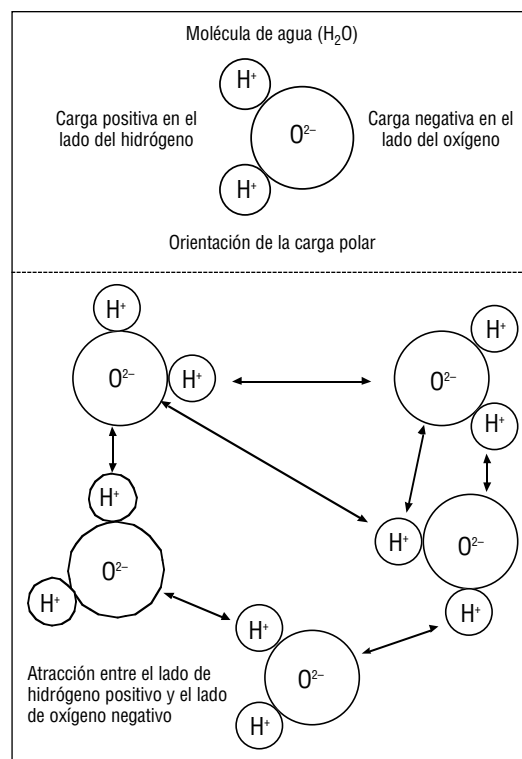


Figura 4: Molécula polar y enlace de hidrógeno en el agua.

La polaridad del agua explica algunos de los fenómenos observados en los fluidos de perforación.

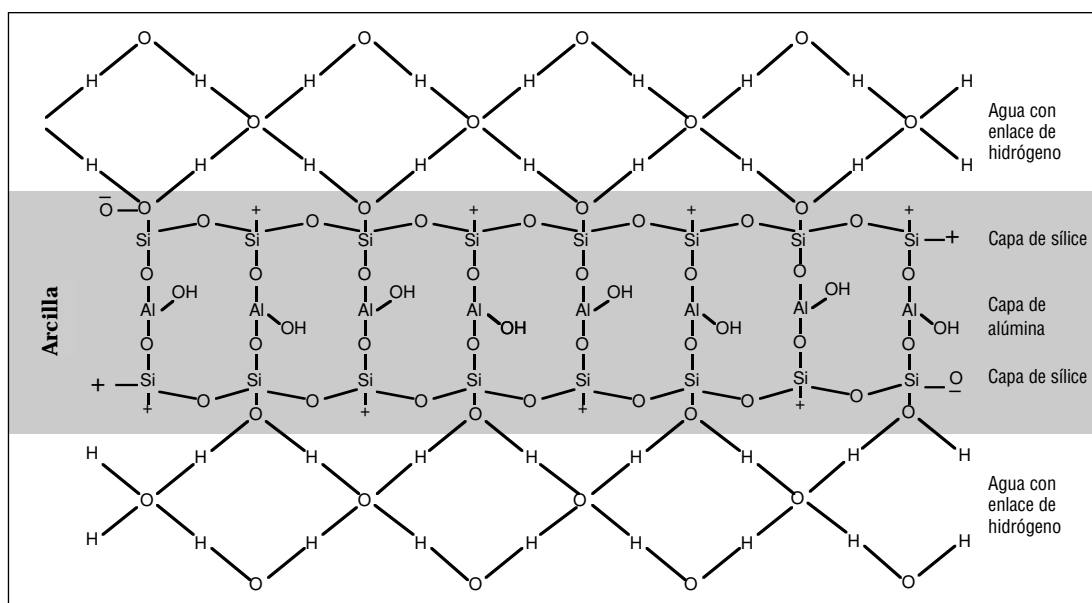


Figura 5: Hidratación de la arcilla por el agua a través del enlace de hidrógeno.

hidratación de la arcilla. Las arcillas tienen una fuerte carga negativa en su gran superficie planar y cargas positivas a lo largo de sus bordes finos. El lado de hidrógeno positivo de la molécula de agua es atraído por la gran superficie negativa de la arcilla y formará un enlace de hidrógeno con ésta. Esta adsorción de agua puede tener un espesor de varias capas, esparciendo e hinchando las capas adyacentes de arcilla (ver la Figura 5). El intercambio catiónico (intercambio de cationes con enlaces iónicos) dentro de una arcilla puede desplazar el agua de hidratación y flocular las partículas de arcilla, porque sus enlaces son más fuertes que los enlaces débiles de hidrógeno del agua.

El enlace iónico es tan fuerte como el enlace covalente, y ambos son mucho más fuertes que el enlace de hidrógeno.

Muchos compuestos contienen enlaces covalentes y enlaces iónicos. El carbonato de sodio (Na_2CO_3) es un ejemplo de un compuesto que contiene enlaces covalentes y enlaces iónicos. Los enlaces entre el carbono y el oxígeno en el grupo de carbonato (CO_3^{2-}) son covalentes (intercambio de electrones), mientras que los enlaces entre el ion sodio (Na^+) y el grupo de carbonato son iónicos (transferencia de electrones). Cuando el carbonato de sodio se disuelve, el sodio se disocia del grupo de carbonato, mientras que el carbono y el oxígeno del grupo de carbonato siguen funcionando como una sola unidad. El enlace iónico es tan fuerte como el enlace covalente, y ambos son mucho más fuertes que el enlace de hidrógeno.

Compuestos

Un compuesto es una sustancia compuesta por elementos en proporciones definidas. La sal común es un compuesto iónico; se puede descomponer en los elementos sodio (Na) y cloro (Cl). Las siguientes reglas aplican a todos los compuestos:

- La composición de un compuesto siempre es la misma; es definida y precisa.
- Los elementos pierden su identidad (sus propiedades exclusivas) cuando son combinados para formar un compuesto.
- Un compuesto es homogéneo.

Fórmulas

La fórmula de un compuesto representa una molécula del compuesto.

La suma de los pesos atómicos de los átomos de una fórmula química se llama peso de fórmula.

Como un compuesto específico siempre contiene los mismos elementos combinados precisamente según la misma proporción, su composición puede ser representada por una fórmula. La fórmula de un compuesto representa una molécula del compuesto.

Los átomos y compuestos químicos no forman ni reaccionan con una sola molécula a la vez. En cambio, millones de moléculas y átomos están reaccionando simultáneamente. Debido a su pequeño tamaño, es imposible contar el número de átomos involucrados en las reacciones químicas. Se usa el peso para medir la cantidad de productos químicos involucrados en las reacciones químicas. Como un átomo de sodio pesa 22,99 amu y un átomo de cloro pesa 35,45 amu, entonces en base a la proporción, los átomos en 22,99 g de sodio deberían combinarse con el número exacto de átomos en 35,45 g de cloro para formar la sal. Este principio de proporción es eficaz con cualquier unidad de medida – gramos, libras, kg, toneladas, etc. – pero el gramo es la unidad de medida que se usa más comúnmente. Cuando está expresado en gramos, el peso atómico corresponde a $6,023 \times 10^{23}$ átomos. Esta cantidad es el peso molecular de un “átomo-gramo” o “mol”.

Un mol es una unidad de medida cuantitativa que contiene el número exacto de átomos, moléculas o unidades de fórmula que tienen una masa en gramos igual al peso atómico, molecular o de fórmula. Un mol de un elemento contiene el mismo número de unidades químicas (átomos, moléculas o unidades) que la cantidad exacta de 12 g de carbono 12, o el número de Avogadro; $6,023 \times 10^{23}$ de unidades químicas. Un uso común del mol es el peso de fórmula expresado en gramos. Para NaCl (sal), el peso de fórmula es 58,44, por lo tanto un mol de cloruro de sodio sería de 58,44 g.

El número de átomos de un elemento en la fórmula de un compuesto es igual al número de moles de ese elemento que son necesarios para constituir un mol del compuesto. En el agua, dos moles de hidrógeno reaccionan con un mol de oxígeno para formar un mol de agua. En base al peso, el hidrógeno (peso atómico de 1,01) se combina con el oxígeno (peso atómico de 16,00) según la proporción de 2,02 g de hidrógeno a 16,00 g de oxígeno; es decir, una proporción de dos moles de hidrógeno a un mol de oxígeno. Por lo tanto, la fórmula es H_2O .

El carbono (peso atómico de 12,01) se combina con el oxígeno según la proporción de 12,01 g de carbono a 32,00 g de oxígeno, para formar dióxido de carbono. Por lo tanto, la fórmula es CO_2 . El subíndice 2 se refiere solamente al oxígeno, y significa que hay dos átomos de oxígeno en cada molécula. Queda entendido que los átomos de una fórmula en la cual no se especifica ningún subíndice, tienen un subíndice de 1.

La suma de los pesos atómicos de los átomos de una fórmula química se llama peso de fórmula. Si la fórmula química de una sustancia es la fórmula molecular, el peso de fórmula también es el peso molecular. Por lo tanto, el peso de fórmula de NaCl es 58,44. Este valor se obtiene sumando el peso atómico del sodio (22,99) con el peso atómico del cloro (35,45).

Un compuesto específico siempre contiene los mismos elementos combinados precisamente según la misma proporción en peso, y la composición es representada por la fórmula más simple que describe el compuesto. $CaCl_2$, Fe_2O_3 y $BaSO_4$ son ejemplos de fórmulas de compuestos.

La estequiometría trata sobre las cantidades y proporciones exactas de las sustancias que reaccionan.

Estequiometría – Reacciones Estequiométricas

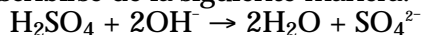
La razón por la que los compuestos contienen proporciones fijas de elementos es que los átomos reaccionan con otros átomos de conformidad con su valencia. Como se indicó previamente, los átomos reaccionan de conformidad con estas proporciones, en base a los pesos fijos de cada átomo involucrado. La determinación de los

pesos se llama “estequiometría”. La estequiometría trata sobre las cantidades y proporciones exactas de las sustancias que reaccionan. Los cálculos estequiométricos permiten determinar el peso y la proporción exacta de los productos químicos que reaccionarán, de manera que se pueda lograr el resultado deseado.

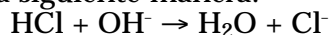
Peso Equivalente

En muchos casos, las pruebas y las reacciones químicas son realizadas con materiales desconocidos. Como no conocemos la composición exacta, muchas veces resulta práctico expresar los resultados en términos de “equivalentes” de un compuesto estándar, en vez de moles. Por ejemplo, en la ingeniería de lodo, valoramos el filtrado de lodo base agua para medir la “dureza total” y expresamos el resultado como si se tratara exclusivamente de calcio. En realidad, esta valoración de la dureza total mide tanto el magnesio como el calcio, de manera que expresamos la dureza total en “equivalentes” de calcio.

El peso equivalente está definido como el peso de fórmula de un elemento, compuesto o ion dividido por el número de veces que está involucrado en una reacción específica. Como ejemplo, para los ácidos, el número de átomos de hidrógeno en la fórmula química determina el peso equivalente. Los ácidos reaccionan cediendo protones (iones hidrógeno). Suponiendo que se usa ácido sulfúrico (H_2SO_4 , peso de fórmula de 98) para reducir el pH. La reacción puede escribirse de la siguiente manera:



Un mol de H_2SO_4 reacciona con dos moles de OH^- . Desde este punto de vista, $\frac{1}{2}$ mol de ácido sulfúrico es equivalente a un mol de hidróxido. Para quitar solamente un mol de OH^- , se necesita solamente $\frac{1}{2}$ mol de H_2SO_4 . En base al peso de fórmula, esto corresponde a $98 \div 2$ ó 49 g. Por lo tanto, el peso equivalente de H_2SO_4 es 49 g. Para consumir la misma cantidad de OH^- usando ácido clorhídrico (HCl , peso de fórmula de 36,5) que sólo tiene un átomo de hidrógeno, la reacción se escribiría de la siguiente manera:

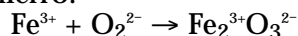


Como un mol de HCl reacciona con un solo mol de OH^- , el peso equivalente del ácido clorhídrico es su peso de fórmula, 36,5 g. Mediante este método de peso equivalente, 49 g de H_2SO_4 es equivalente a 36,5 g de HCl . Usando este principio, si una prueba piloto realizada en el laboratorio demuestra que se requiere 36,5 lb/bbl de HCl para neutralizar un fluido de alto pH, y el equipo de perforación sólo tiene H_2SO_4 disponible, entonces el fluido también podría ser neutralizado con 49 lb/bbl de H_2SO_4 .

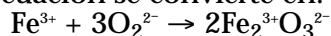
Las ecuaciones químicas siempre deben mantener el mismo número de cada átomo...

Balancear una Ecuación

Una de las primeras etapas incluidas en la determinación de las reacciones estequiométricas es balancear la ecuación química. Las ecuaciones químicas siempre deben mantener el mismo número de cada átomo en ambos lados de la ecuación. Si todos los reactivos y productos son conocidos, la mejor manera de proceder consiste en seleccionar un elemento de valencia conocida y balancear toda la ecuación basándose en este elemento. Muchos elementos pueden tener más de una valencia, lo cual complica el proceso. Si está presente, el oxígeno debería ser usado para balancear la ecuación. La flecha o flechas indican las reacciones o transformaciones químicas y deberían ser consideradas como un signo de igual (=) usado en matemática. Consideremos la siguiente ecuación desbalanceada que describe la reacción entre el hierro (Fe^{3+}) y el oxígeno (O_2), produciendo óxido de hierro:

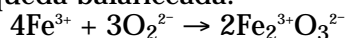


Esta ecuación no está balanceada en lo que se refiere al número de átomos o cargas de valencia. Comenzando con el oxígeno, la ecuación no está balanceada porque hay dos átomos de oxígeno en el lado izquierdo y tres en el lado derecho. Primero, balancear el número de átomos de oxígeno, luego los átomos de hierro. Las cargas de valencia también están desbalanceadas, con cuatro cargas negativas ($2 \times 2^-$) a la izquierda y seis cargas negativas ($3 \times 2^-$) a la derecha. Si se usa un 2 delante del óxido de hierro y un 3 delante del oxígeno, la ecuación se convierte en:



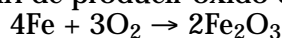
Ahora, el número de átomos de oxígeno y las cargas negativas están balanceados.

Sin embargo, el hierro debe ser balanceado. Como resultado del balance de los átomos de oxígeno, ahora hay un átomo de hierro a la izquierda y cuatro átomos de hierro (2×2) [con 12 cargas positivas, $2 \times 2 \times 3+$] a la derecha. Para balancear totalmente la ecuación, debe haber cuatro átomos de hierro con 12 cargas positivas a la izquierda. Si se coloca un 4 delante del hierro, la ecuación queda balanceada:



Desde el punto de vista estequiométrico, cuatro moles de hierro se combinan con tres moles de oxígeno para producir dos moles de óxido de hierro.

Consideremos el siguiente problema: Usando la reacción anterior, ¿cuántos gramos de oxígeno serían necesarios para reaccionar con 140 g de hierro a fin de producir óxido de hierro?



4 moles de hierro + 3 moles de oxígeno \rightarrow 2 moles de óxido de hierro

peso atómico de Fe = 55,85,
por lo tanto 4 moles de Fe = $4 \times 55,85 = 223,4$ g

peso atómico de O \approx 16,
por lo tanto 3 moles de $\text{O}_2 = 3 \times 2 \times 16 = 96$ g

Como se usa solamente 140 g de hierro (no 223,4), la proporción de 140 dividido por 223,4 puede ser multiplicada por los 96 g de oxígeno para determinar la cantidad de oxígeno necesaria para reaccionar con 140 g de hierro.

Oxígeno requerido =

$$\frac{140 \text{ g Fe}}{223,4 \text{ g Fe}} \times 96 \text{ g O}_2 = 60,2 \text{ g O}_2$$

Por lo tanto, se requiere 60,2 g de oxígeno para reaccionar con 140 g de hierro a fin de producir óxido de hierro.

Solubilidad

SOLUCIONES

Si se añade azúcar al agua, ésta se disuelve, formando una solución de azúcar en agua. La solución es homogénea cuando no se puede observar ninguna partícula de azúcar. El azúcar constituye el soluto; es decir la sustancia que se disuelve. El agua constituye el solvente; es decir la sustancia que efectúa la disolución. Pequeñas adiciones de azúcar se disolverán hasta llegar a un punto en que la solución no es capaz de disolver cantidades adicionales de azúcar. Esto será indicado por el hecho que los cristales añadidos se acumulan al fondo del vaso sin disolverse, aunque el contenido del vaso se agitera bien. Cuando una solución ha disuelto todo el soluto que es capaz de disolverse a una temperatura determinada, se dice que la solución está saturada, y dicha cantidad de soluto constituye su solubilidad.

EFFECTOS DEL ENLACE

La solubilidad de los compuestos en solventes polares, como el agua, puede ser generalmente explicada por sus enlaces. Los compuestos covalentes polares, como el CO_2 , son generalmente solubles en agua. Cuando su atracción a los enlaces de hidrógeno del agua es más fuerte que su atracción a las cargas de otras moléculas del compuesto, las moléculas del compuesto se dispersan en la solución. Los compuestos covalentes no polares, tales como el metano (CH_4), son generalmente insolubles en el agua y otros solventes polares, pero suelen ser dispersibles en solventes no polares, tales como el aceite diesel. Al disolverse, los compuestos no iónicos están molecularmente dispersos, pero no ionizados.

Muchos compuestos iónicos son solubles en el agua. Si las fuerzas de atracción entre las moléculas del agua y los iones son mayores que las fuerzas que mantienen los iones en

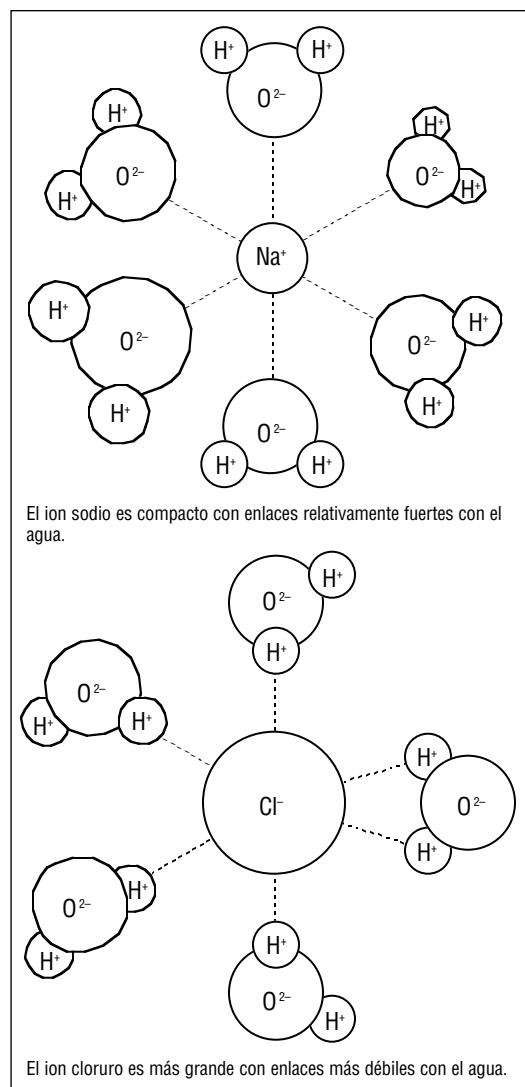


Figura 6: Ionización del cloruro de sodio en el agua.

sus cristales, los iones atraerán una “capa” de moléculas de agua y se soltarán de su red cristalina, de la manera ilustrada para el cloruro de sodio (ver la Figura 6).

Las sales (compuestos) con cationes monovalentes (sodio ($1+$) en carbonato de sodio, Na_2CO_3) o aniones monovalentes (cloro ($1-$) en cloruro de calcio, CaCl_2) son generalmente solubles en el agua. Las sales de cationes multivalentes combinados con aniones multivalentes (calcio ($2+$) y sulfato ($2-$) [en el yeso CaSO_4 , por ejemplo]) son generalmente insolubles o

**Muchos
compuestos
iónicos son
solubles en el
agua.**

Los compuestos enlazados por iones se disuelven o solubilizan en iones...

moderadamente solubles. Las fuerzas que mantienen unidos a los iones en las sales de cationes multivalentes y aniones multivalentes son considerablemente más grandes que las fuerzas que mantienen unidos a los iones en las sales de cationes monovalentes o aniones monovalentes.

Los compuestos de enlace iónico se disuelven o solubilizan en iones, mientras que los compuestos de enlace covalente son solubles como moléculas. Las salmueras son soluciones con una alta concentración de sales solubles y son más viscosas que el agua dulce, porque las sales disueltas reducen el agua libre al atraer grandes capas de agua alrededor de ellas, lo cual restringe el movimiento libre del agua. Los compuestos iónicos son generalmente insolubles en los solventes no polares tales como el aceite diesel.

CUANTIFICACIÓN DE LA SOLUBILIDAD

La cantidad de soluto que se disolverá en una cantidad de solvente para producir una solución saturada se llama la solubilidad del soluto en el solvente. La solubilidad de un sólido, líquido o gas en un líquido está generalmente expresada en unidades de gramos de soluto por 100 g de agua. La Tabla 6 enumera el grado de solubilidad de varios compuestos comunes utilizados en los fluidos de perforación.

Compuesto	Nombre Común	Solubilidad (g por 100 g agua)
NaOH	Soda cáustica	119
CaCl ₂	Cloruro de calcio	47,5
NaCl	Cloruro de sodio (sal de cocina)	36
KCl	Cloruro de potasio	34,7
Na ₂ CO ₃	Carbonato de sodio	21,5
NaHCO ₃	Bicarbonato de sodio	9,6
CaSO ₄	Anhidrita	0,290
Ca(OH) ₂	Cal	0,185
MgCO ₃	Carbonato de magnesio	0,129
CaCO ₃	Caliza	0,0014
Mg(OH) ₂	Leche de magnesio	0,0009
BaSO ₄	Barita	0,0002
ZnO	Óxido de cinc	0,00016

Tabla 6: Solubilidad de productos químicos comunes.

FACTORES QUE AFECTAN A LA SOLUBILIDAD

- Temperatura
- pH (ácido o básico)
- Ambiente iónico (salinidad)
- Presión

1. Temperatura. La solubilidad aumenta a medida que la temperatura aumenta para la mayoría de los sólidos y líquidos. La solubilidad de los gases suele disminuir a medida que la temperatura aumenta.

2. pH. El pH es una medida del carácter ácido o básico relativo de una solución (descrito detalladamente más adelante). La solubilidad de muchos productos químicos depende del pH. Algunos productos químicos, tales como las sales multivalentes de hidróxido y carbonato, son más solubles en condiciones ácidas. Otros productos químicos sólo son solubles en un rango de pH neutro, mientras que otros (ácidos orgánicos tales como la lignito y el lignosulfonato) son más solubles a medida que el pH aumenta hasta > 9,5. Los iones calcio y magnesio son solubles a un pH ácido a neutro, pero son menos solubles cuando el pH es alto, de la manera indicada para el calcio en la Figura 7. A medida que aumentan con el pH, los iones hidróxido reaccionan con el calcio y el magnesio para precipitar hidróxido de calcio e hidróxido de magnesio.

Otros compuestos, tales como los iones carbonato y sulfuro, cambian de especie cuando el pH aumenta. Por ejemplo, el CO₂, un gas, reacciona con el agua para convertirse en ácido carbónico a un pH bajo. Reaccionará con el hidróxido para formar iones bicarbonatos a un rango de pH neutro, y finalmente iones carbonato a un pH alto (ver la Figura 8).

La solubilidad de muchos productos químicos del lodo depende del pH de la solución. Por ejemplo, el lignito y el lignosulfonato no sólo son más solubles a un pH mayor de 9,5, pero productos como DUO-Vis®, (goma xantana) son más eficaces en el rango de 7 a 11 pH. Otros aditivos son sensibles a un pH alto. Productos como POLY-PLUS®, (PHPA) se hidrolizan y se vuelven menos eficaces a un pH alto (>10,5). La

Los fluidos de perforación base agua son generalmente mantenidos dentro del rango de 8 a 12 pH...

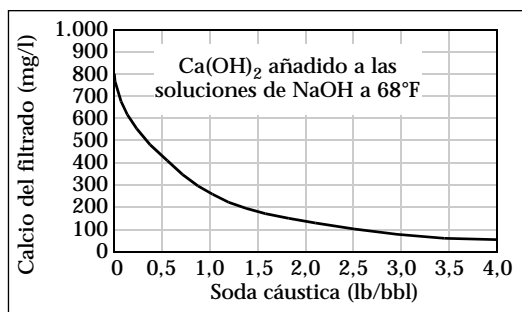


Figura 7: Reducción de la solubilidad del calcio a medida que el pH aumenta.

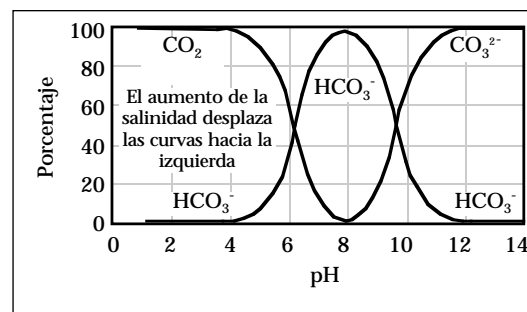


Figura 8: Balance carbonato-bicarbonato.

...en la solución, el compuesto que tiene la más baja solubilidad será el primero en precipitarse.

mayoría de los productos individuales del lodo tienen un rango de pH óptimo para maximizar el rendimiento. Los fluidos de perforación base agua son generalmente mantenidos dentro del rango de 8 a 12 pH para mejorar la solubilidad y el rendimiento de los productos químicos, así como por razones de anticorrosión y otras razones de seguridad. Los ingenieros de lodo deberían familiarizarse con estos rangos y mantener el sistema del fluido de perforación dentro del rango de pH óptimo.

3. Ambiente iónico (salinidad). La concentración de cloruros, o salinidad, es especialmente importante para la ingeniería de lodos. El aumento de la salinidad aumenta generalmente la solubilidad de las otras sales y aditivos, y afectará las reacciones químicas tales como la precipitación. Por ejemplo, el sulfato de calcio (yeso y anhidrita) alcanza su mayor solubilidad en una solución de sal de 15%, donde es cuatro veces más soluble que en el agua dulce.

Esta tendencia disminuye a medida que la salinidad se acerca al punto de saturación. La cal (hidróxido de calcio) también es más soluble en soluciones de salinidad moderada. Incluso los polímeros, los cuales son sensibles a la precipitación por cationes divalentes y otras condiciones, son más estables en ambientes salinos. El ambiente iónico del solvente tiene un gran impacto

sobre las reacciones químicas que se producirán y la estabilidad de varios productos.

4. Presión. El aumento de la presión aumenta la solubilidad de un gas en un líquido, pero no tiene prácticamente ningún efecto sobre la solubilidad de los líquidos y sólidos. Esta mayor solubilidad del gas es particularmente importante en lo que se refiere al ambiente químico en el fondo del pozo, donde los gases que han entrado están sometidos a altas presiones y pueden ser solubilizados.

La importancia de la solubilidad relativa de los productos químicos es que, en la solución, el compuesto que tiene la más baja solubilidad será el primero en precipitarse. Por ejemplo, si se mezcla cloruro de calcio (alta solubilidad) en agua, el cloruro de calcio se ionizaría en iones calcio y cloruro. Luego, si se añade carbonato de sodio (moderadamente soluble), ésta se ionizaría en iones sodio y carbonato, y el carbonato de calcio (baja solubilidad) se precipitaría inmediatamente debido a la reacción entre los iones solubles de calcio y los iones solubles de carbonato. La solubilidad relativa puede ser usada para determinar el producto químico que debe ser añadido para eliminar a un producto químico no deseado. Los demás iones presentes en el solvente afectan la solubilidad.

pH y Alcalinidad

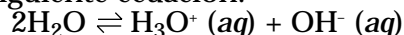
El valor de pH se usa para describir la acidez o basicidad de las soluciones.

El símbolo (aq) indica que los iones están disueltos en el agua, formando una solución acuosa.

pH

El valor de pH se usa para describir la acidez o basicidad de las soluciones. El valor de pH se define como el logaritmo negativo de la concentración de iones hidrógeno. Bajos valores de pH corresponden a una acidez creciente y altos valores de pH corresponden a una alta basicidad. Un cambio de una unidad de pH corresponde a un aumento de diez veces la concentración de iones hidrógeno.

El agua es un electrolito débil que existe en la naturaleza como moléculas de H_2O . Puede ionizarse para formar iones hidronio (H_3O^+) e hidroxilo (OH^-). La ionización del agua es estadísticamente rara, visto que sólo una molécula en 556 millones se ioniza. El agua está en equilibrio con los iones mencionados anteriormente, de conformidad con la siguiente ecuación:



El símbolo (aq) indica que los iones están disueltos en el agua, formando una solución acuosa. Como el agua reacciona consigo misma para ionizarse, el proceso se llama autoionización. Este equilibrio con los iones hidronio e hidróxido sirve de base para la clasificación de los ácidos y las bases. Los ácidos son sustancias que adquieren iones hidrógeno (H^+) al disolverse en el agua, aumentando la concentración de hidronio [H_3O^+]. La concentración para diferentes iones está indicada por el producto químico mostrado entre corchetes, tal como [H^+], para la concentración de iones hidrógeno.

La expresión de equilibrio para el proceso de autoionización es la siguiente:

$$K_w = [\text{H}^+] [\text{OH}^-]$$

Este tipo de expresión de equilibrio se usa frecuentemente para describir las condiciones de equilibrio de las especies químicas relacionadas. A la constante de equilibrio se le atribuye el

símbolo K_w , donde el subíndice (w) se refiere al agua. A 25°C , $K_w = 1,0 \times 10^{-14}$, K_w depende de la temperatura (aumenta K_w) y de la concentración iónica de la solución (salinidad).

K_w , el producto de [H^+] y [OH^-], permanece constante, siempre que la temperatura sea constante. En una solución neutra, la concentración de hidrógeno [H^+] es igual a la concentración de hidróxido [OH^-]; por lo tanto, cada uno tendría una concentración de $1,0 \times 10^{-7}$, y la solución tendría un pH 7,0.

Si [H^+] aumenta, [OH^-] disminuye y la solución se vuelve más ácida. Asimismo, si [OH^-] aumenta, [H^+] debe disminuir y la solución se vuelve más básica.

Los iones $\text{H}^+ (\text{aq})$ y $\text{OH}^- (\text{aq})$ siempre están presentes en las soluciones acuosas que están en equilibrio con el solvente. Los iones $\text{H}^+ (\text{aq})$ y $\text{OH}^- (\text{aq})$ pueden reaccionar con otros iones, afectando a las concentraciones de otros iones en la solución. Por este motivo, se hacen referencias a las concentraciones de $\text{H}^+ (\text{aq})$ y $\text{OH}^- (\text{aq})$. Para facilitar esta referencia, los términos pH y pOH se definen como:

$$\text{pH} = -\log [\text{H}^+]$$

$$\text{pOH} = -\log [\text{OH}^-]$$

Una relación práctica entre el pH y el pOH puede ser determinada tomando el logaritmo negativo (indicado por una p) de K_w , resultando en:

$$\text{p}K_w = -\log K_w = -\log [\text{H}^+] -\log [\text{OH}^-]$$

Usando las definiciones anteriores de pH y pOH, podemos determinar que, a 25°C :

$$\text{p}K_w = \text{pH} + \text{pOH}$$

como $K_w = 1,0 \times 10^{-14}$, entonces

$$\text{p}K_w = -\log K_w = 14, \text{ cual resulta en } \text{pH} + \text{pOH} = 14$$

Esta relación de ácidos y bases con valores para pH y [H^+] más pOH y [OH^-], está ilustrada en la Figura 9.

Nótese que los valores bajos de pH corresponden a los ácidos y los valores bajos de pOH corresponden a las

pH	[H ⁺]		[OH ⁻]	pOH
0	1	Ácidos	10 ⁻¹⁴	14
1	10 ⁻¹		10 ⁻¹³	13
2	10 ⁻²		10 ⁻¹²	12
3	10 ⁻³		10 ⁻¹¹	11
4	10 ⁻⁴		10 ⁻¹⁰	10
5	10 ⁻⁵		10 ⁻⁹	9
6	10 ⁻⁶		10 ⁻⁸	8
7	10 ⁻⁷	Neutro	10 ⁻⁷	7
8	10 ⁻⁸		10 ⁻⁶	6
9	10 ⁻⁹		10 ⁻⁵	5
10	10 ⁻¹⁰		10 ⁻⁴	4
11	10 ⁻¹¹		10 ⁻³	3
12	10 ⁻¹²		10 ⁻²	2
13	10 ⁻¹³		10 ⁻¹	1
14	10 ⁻¹⁴	Bases	1	0

Figura 9: escala de pH, ácidos y bases.

soluciones básicas. Un cambio de una unidad de pH o pOH corresponde a un cambio diez veces más grande de la concentración molar. Una solución que tiene un pH 2 no es el doble de ácida que una solución que tiene un pH 4; es 100 veces más ácida que una solución con un pH 4.

Recordar que el valor de K_w cambia con la temperatura y la concentración iónica (salinidad), de manera que es posible que los valores de pH medidos con una sonda electrónica de pH no sean válidos, a menos que el instrumento (medidor o sonda) y la medida sean compensados en base a la temperatura del líquido y la salinidad del fluido. Las medidas de pH en soluciones de alta salinidad pueden requerir el uso de una sonda de pH especial "compensada por la sal".

Como se mencionó previamente respecto a las sales, cuando NaCl (una sal neutra formada por la combinación de un ácido fuerte y una base fuerte) se disuelve en agua, los iones Na^+ no se combinan con los iones OH^- (para reducir el pH), porque NaOH es una base fuerte. Asimismo, los iones Cl^- no se combinan con los iones H^+ (para aumentar el pH), porque HCl es un ácido fuerte. Como resultado, ni los iones H^+ ni los iones OH^- son eliminados de la solución, y el pH sigue siendo

neutro. De nuevo, si la sal contiene el catión de una base fuerte y el anión de un ácido fuerte, la solución seguirá siendo neutra. Sin embargo, si la sal contiene el catión de una base fuerte y el anión de un ácido débil, su solución será básica (aumentando el pH), tal como ocurre con Na_2CO_3 (carbonato de sodio). En cambio, si la sal contiene el catión de una base débil y el anión de un ácido fuerte, su solución será ácida (reduciendo el pH). Naturalmente, si se añade un ácido, el pH disminuirá, mientras que si se añade una base a la solución neutra, el pH aumentará.

ALCALINIDAD

Las valoraciones de alcalinidad determinan las concentraciones de OH^- , HCO_3^- y CO_3^{2-} midiendo la cantidad de ácido requerida para reducir el pH. Los boratos, silicatos, fosfatos, sulfatos y ácidos orgánicos (como el lignito) también pueden entrar en la valoración y/o los cálculos del tratamiento, en base a los valores de alcalinidad. La alcalinidad es la potencia de combinación de una base, medida por la cantidad de ácido que puede reaccionar para formar una sal. En la ingeniería de lodos, la alcalinidad de fenoltaleína (P) es indicada por el número de milímetros de H_2SO_4 0,02 N (lodos base agua) requeridos para valorar un milímetro de filtrado (P_f) o lodo (P_m), reduciendo el pH hasta 8,3. La alcalinidad de filtrado de anaranjado de metilo (M_f) mide el ácido requerido para reducir el pH hasta 4,3.

La alcalinidad no es lo mismo que el pH, aunque sus valores tiendan generalmente a seguir la misma dirección. Una base fuerte, tal como la Soda Cáustica, añadida al agua pura ilustraría esta correlación entre los valores de valoración de alcalinidad y el pH, como lo indica la Tabla 7; sin embargo, debido a la presencia de HCO_3^- , CO_3^{2-} – así como calcio y magnesio – en las aguas y los fluidos de perforación del campo petrolífero, no se debería realizar ninguna correlación.

**La
alcalinidad
no es lo
mismo que el
pH...**

pH	NaOH (lb/bbl)	P _f (cc 0,02N H ₂ SO ₄)	OH ⁻ (ppm)
7	0,0000014	0,000005	0,0017
8	0,000014	0,00005	0,017
9	0,00014	0,0005	0,17
10	0,0014	0,005	1,7
11	0,014	0,05	17
12	0,14	0,5	170
13	1,4	5	1.700
14	14	50	17.000

Tabla 7: Relación entre el pH y la alcalinidad para el agua pura.

Esta tabla ilustra la manera en que bajas concentraciones de soda cáustica (NaOH) en agua pura causan valores de pH y alcalinidades del filtrado relativamente altos. Para observar el efecto de un ambiente iónico más complejo, comparar la mayor cantidad de soda cáustica requerida para aumentar el pH en agua salada, de la manera indicada más adelante en la Figura 10.

Las medidas de alcalinidad (P_f, M_f y otros valores) son usadas para calcular las concentraciones de hidroxilo, bicarbonato y carbonato, tales como se describen en API 13B-1, Sección 8, Tabla 8.1, y en el capítulo sobre Pruebas. Como el valor de M_f puede ser una indicación poco confiable de la contaminación de bicarbonato si se usan ácidos orgánicos o sales orgánicas (como el lignito o el acetato), otro procedimiento usa una medida de pH y el valor de P_f para calcular la concentración de carbonato y bicarbonato. Estos cálculos ayudan a monitorear y determinar la contaminación de dióxido de carbono, bicarbonato y carbonato. Además, estos valores le proporcionan al ingeniero de lodos un entendimiento más exhaustivo del ambiente iónico y amortiguador del sistema de lodo, más allá de lo que se puede aprender solamente de un valor de pH.

Ácidos, Bases y Sales

Los ácidos se pueden describir como sustancias que tienen un sabor agrio, producen efervescencia al entrar en contacto con carbonatos, cambian a rojo el color azul de tornasol y reaccionan con bases, álcalis y ciertos metales para formar sales. Todos los ácidos contienen hidrógeno. Los ácidos son calificados de “fuertes” o “débiles”, según la concentración de iones hidrógeno (H⁺) resultante de la ionización.

Las bases pueden ser descritas como sustancias que tienen un sabor amargo, una textura “resbaladiza” en solución, la capacidad de cambiar a azul el papel de tornasol rojo, y la capacidad de reaccionar con ácidos para formar sales. Las bases no producen ninguna efervescencia al entrar en contacto con carbonatos. Los ácidos reaccionan con las bases para formar sales. Una base es calificada de fuerte o débil según la cantidad de la molécula que se disocia en iones hidroxilo (OH) en la solución.

Tanto los ácidos como las bases pueden ser fuertes o débiles, según los elementos contenidos en el compuesto y su valencia.

Las sales son simplemente combinaciones del anión (ion negativo) de un ácido y el catión (ion positivo) de una base. Una sal puede ser neutra o tener una tendencia hacia la acidez o hacia la basicidad, según las fuerzas relativas de los iones o grupos respectivos. Como se mencionó anteriormente, la combinación de un ácido débil con una base fuerte forma una sal alcalina, mientras que la combinación de un ácido fuerte con una base débil forma una sal ácida, y la combinación de un ácido fuerte con una base fuerte forma una sal neutra. La Tabla 8 enumera los ácidos, las bases y las sales más comunes que se usan en los fluidos de perforación.

Todos los ácidos contienen hidrógeno.

Nombre Químico	Nombre Común	Fórmula	Tipo
Ácido clorhídrico	Ácido muriático	HCl	Ácido (fuerte)
Ácido sulfúrico	—	H ₂ SO ₄	Ácido (fuerte)
Ácido nítrico	Agua fuerte	HNO ₃	Ácido (fuerte)
Ácido fosfórico	Ortofosfórico	H ₃ PO ₄	Ácido (mod. débil)
Ácido carbónico	Soda (destellante)	H ₂ CO ₃	Ácido (débil)
Ácido cítrico	—	H ₃ C ₆ H ₅ O ₇	Ácido (débil)
Hidróxido de sodio	Soda cáustica	NaOH	Base (fuerte)
Hidróxido de potasio	Potasa cáustica	KOH	Base (fuerte)
Hidróxido de magnesio	Hidrato de magnesio	Mg(OH) ₂	Base
Carbonato de sodio	Carbonato de sodio	Na ₂ CO ₃	Base (débil)
Hidróxido de calcio	Cal apagada	Ca(OH) ₂	Base (fuerte)
Óxido de calcio	Cal viva	CaO	Base (fuerte)
Cloruro de sodio	Sal de roca	NaCl	Sal
Cloruro de potasio	Potasa (muriato de)	KCl	Sal
Cloruro de calcio	—	CaCl ₂	Sal
Sulfato de calcio	Anhidrita (yeso)	CaSO ₄ (• 2H ₂ O)	Sal

Tabla 8: Ácidos, bases y sales comunes.

Muchos líquidos y productos químicos de tratamiento del lodo usados en el campo petrolífero son soluciones amortiguadoras.

SOLUCIONES AMORTIGUADORAS

Ciertas soluciones, llamadas soluciones amortiguadoras, resisten a grandes cambios de pH cuando se añade una base o un ácido a una solución. Muchos líquidos y productos químicos de tratamiento del lodo usados en el campo petrolífero son soluciones amortiguadoras.

Las soluciones amortiguadoras se componen generalmente de un ácido débil y una sal que contienen el mismo anión, o una base débil y una sal que contienen el mismo catión. La acción amortiguadora de una solución que se compone de un ácido débil más una sal del mismo ácido ocurre porque: (1) la base añadida reacciona con el ácido débil para formar una mayor cantidad del ion común, y (2) el ácido añadido reacciona con el ion común para producir el ácido débil. Un ejemplo de un ácido débil es el ácido carbónico (H₂CO₃). Un ejemplo de una base débil es el hidróxido amónico (NH₄OH). Si se añade una pequeña cantidad de ácido fuerte, tal como HCl, al agua pura o a una solución diluida de ácido en agua, la concentración de iones hidrógeno (pH) del agua o de la solución aumentará considerablemente. Sin embargo, si se añade la misma

pequeña cantidad de ácido a una solución amortiguadora que contiene un ácido débil y la sal soluble de este ácido, el aumento de la concentración de iones hidrógeno (pH) es tan leve que será considerado insignificante a efectos prácticos. Los aniones de la sal del ácido débil aceptaron los iones H⁺ a medida que se añadían, y reaccionaron con éstos para formar una cantidad adicional del ácido débil. El resultado neto es que la concentración de iones hidrógeno cambió muy poco; y el pH tampoco cambió mucho.

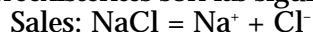
Este fenómeno puede producirse muy fácilmente cuando el ingeniero de lodos está valorando (con un ácido) los puntos finales de alcalinidad. En los fluidos que contienen muchos carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos, tan pronto como los carbonatos se convierten en bicarbonatos, una solución amortiguadora empieza a desarrollarse, resistiendo a los cambios de pH.

La trietanolamina, la cal y el óxido de magnesio son productos químicos usados para amortiguar los sistemas de lodo sensibles al pH. El amortiguamiento puede ser muy ventajoso para mantener propiedades estables de los fluidos y resistir a los efectos perjudiciales de varios contaminantes.

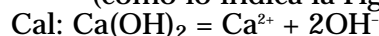
Todas las soluciones de compuestos iónicos son electrolitos.

ELECTROLITO

Las sustancias cuyas soluciones en agua conducen la electricidad se llaman electrolitos y contienen iones positivos y negativos. Todas las soluciones de compuestos iónicos son electrolitos. Todos los ácidos, bases y sales son electrolitos. Los compuestos electrovalentes son formados por la transferencia de electrones (enlaces iónicos); durante el proceso se producen iones positivos y negativos. Los compuestos sólidos resultantes (sales e hidróxidos) tienen una estructura reticulada de cristales iónicos. Esto significa que, en el caso de estos compuestos electrovalentes, los iones son formados al mismo tiempo que el compuesto se forma. Existen antes de que el compuesto se disuelva en el agua. Cuando dicho compuesto se disuelve, la red de cristales iónicos se descompone y los iones se disocian en la solución; el agua actúa simplemente como un solvente. Las ecuaciones típicas que ilustran la disociación de estos iones preexistentes son las siguientes:



(como lo indica la Figura 6)



Como la capacidad que una solución tiene para conducir la electricidad depende de la presencia de iones, se puede concluir que las soluciones que son excelentes conductores contienen altas concentraciones de iones (totalmente ionizadas), mientras que las soluciones que son mal conductores contienen bajas concentraciones de iones (no totalmente ionizadas). Los electrolitos que están totalmente ionizados se llaman electrolitos fuertes, mientras que los que no están totalmente ionizados se llaman electrolitos débiles. Con muy pocas excepciones, las sales son electrolitos fuertes. La mayoría de los hidróxidos (excepto Mg^{2+}) son fuertes electrolitos, y en consecuencia, están clasificados como bases fuertes. Los ácidos como HCl , H_2SO_4 y HNO_3 son electrolitos fuertes, y por lo tanto, están clasificados como ácidos fuertes; la mayoría de los demás ácidos son moderadamente débiles y están clasificados como ácidos débiles. El agua pura es un electrolito débil y no es tan conductora como las soluciones de sales.

Ósmosis

La ósmosis es un fenómeno que ocurre cuando dos soluciones con concentraciones de solutos (salinidad) muy diferentes son separadas por una membrana semipermeable. Durante la ósmosis, se produce un movimiento neto del solvente (agua) a través de la membrana, desde la solución con la concentración de solutos más baja (salinidad más baja) hacia la solución con la concentración de solutos más alta (salinidad más alta). Por lo tanto, la ósmosis tiende a transferir el solvente hasta que ambas soluciones tengan una concentración de solutos (salinidad) similar. Las fuerzas impulsoras de este proceso son la diferencia de concentración de solutos y el carácter de la membrana semipermeable.

La “actividad” de una solución es una medida de la presión de vapor o “humedad relativa”, y está relacionada con la concentración de solutos (salinidad). El agua tendría una actividad de 1,0; la actividad disminuye a medida que la salinidad aumenta. Cuando se perfora en lutitas sensibles al agua, conviene que el fluido de perforación y la formación tengan una actividad similar para minimizar la transferencia de agua del fluido de perforación a la formación. Los fluidos base aceite y base sintético tienen el potencial de transferir el agua de su fase de agua emulsionada (generalmente la salmuera de cloruro de calcio) mediante ósmosis, si su actividad es más alta que la actividad de la formación.

Valoraciones

Las pruebas químicas realizadas en los análisis de lodo se llaman valoraciones.

Los productos químicos usados para determinar el punto final durante la valoración se llaman indicadores.

Las pruebas químicas realizadas en los análisis de lodo se llaman valoraciones. Las valoraciones son procedimientos que usan soluciones normales de concentración conocida (N_1) para determinar la concentración desconocida (N_2) de una muestra cuyo volumen es conocido (V_2). La ecuación básica para este análisis cuantitativo es la siguiente:

$$V_2 \times N_2 = V_1 \times N_1$$

Al resolver esta ecuación para N_2 , se obtiene:

$$N_2 = \frac{V_1}{V_2} \times N_1$$

Para un volumen de muestra conocido (V_2), si se usa un indicador y se valora con una solución de concentración conocida (N_1), es posible determinar la concentración desconocida (N_2) de la muestra, midiendo el volumen (V_1) requerido para llegar al punto final. Los procedimientos apropiados están descritos en el capítulo de Pruebas para medidas cuantitativas que usan soluciones normales a fin de determinar

los productos químicos importantes. Procurar seguir el procedimiento exacto. También se proporcionan fórmulas que le permitirán al ingeniero hacer los cálculos necesarios sin tener que convertir las unidades.

INDICADORES

Los productos químicos usados para determinar el punto final durante la valoración se llaman indicadores. Los indicadores son compuestos que cambian de color cuando se produce algún cambio del pH o de la concentración de un producto químico. Los cambios de color de los indicadores ácido-base ocurren a un valor de pH específico. Diferentes indicadores cambian de color bajo condiciones de pH ácido, neutro o básico. Se usan indicadores químicos que cambian de color en la presencia de calcio, cloruros de magnesio y bromuros. La Tabla 9 enumera los indicadores más comunes que se usan en el análisis de lodo, con el producto químico de valoración y el cambio de color del indicador bajo una condición específica.

Indicador	Color Original	Cambio de Color	Valoración	Producto Químico de Valoración
Fenolftaleína	Rosado/rojo: pH >8,3	Incoloro: pH <8,3	$P_m P_f P_{om}$	Ácido sulfúrico
Anaranjado de metilo/ verde de bromocresol	Verde: pH >4,3	Amarillo: pH <4,3	M_f	Ácido sulfúrico
Anaranjado de metilo	Amarillo/naranja: pH >4,3	Rosado/rojo: pH <4,3	M_f	Ácido sulfúrico
Verde de bromocresol	Azul: pH >3,8	Amarillo: pH <3,8	—	Ácido sulfúrico
Timolftaleína	Incoloro: pH <9,5	Azul: pH >9,5	—	Solución cáustica
Rojo de metilo	Amarillo: pH >5,4	Rosado/rojo: pH <5,4	PHPA	Ácido sulfúrico
Calmagite o manver o Negro de Eriocromo T	Rojo tinto: Presencia Ca^{2+} de Mg^{2+}	Azul/violeta: Ausencia Ca^{2+} de Mg^{2+}	Dureza total	Versenate Estándar (0,01m EDTA)
CalVer II o Calcon	Rojo tinto: Presencia Ca^{2+}	Azul/violeta: Ausencia Ca^{2+}	Calcio	Versenate Estándar (0,01m EDTA)
Solución de cromato de potasio	Amarillo	Naranja/rojo: Exceso de $AgNO_3$	Cloruros	Solución de nitrato de plata

Tabla 9: Indicadores comunes.

Concentraciones de las Soluciones

Molalidad (m). Una solución molal es una solución que contiene un mol de soluto por kilogramo de solvente. Por lo tanto, una solución 1 m (molal) de NaOH corresponde a 40 g de NaOH por 1.000 g de agua.

Molaridad (M). Una solución que contiene un mol de soluto por litro de solución se llama solución molar. Por lo tanto, el HCl 0,1 M (molar) es un ácido clorhídrico que contiene 1/10 mol o 3,646 g de cloruro de hidrógeno por litro de solución.

Si se conoce la normalidad (N) (ver a continuación) de una solución, entonces la molaridad (M) puede ser calculada dividiendo la normalidad por su valencia positiva neta.

Molaridad =

Normalidad ÷ valencia positiva neta

Normalidad (N). Una solución 1,0 normal (N) se define como una solución con una concentración que contiene 1 peso equivalente-gramo de una sustancia por litro de solución, y se escribe generalmente 1,0 N. Por ejemplo, una solución 1,0 N de HCl tiene 36,5 g de soluto por litro de solución. Asimismo, una solución 1,0 N de H_2SO_4 tiene 49 g de soluto por litro de solución.

Si se conoce la Molaridad (M) de una solución, la Normalidad (N) puede ser calculada multiplicando la molaridad del soluto por su valencia positiva neta.

Normalidad =

Molaridad x valencia positiva neta

Si la valencia positiva neta es 1, la normalidad y la molaridad tendrán el mismo valor numérico.

Si la valencia positiva neta es 1, la normalidad y la molaridad tendrán el mismo valor numérico.

Miligramos por litro (mg/l).

Miligramos por litro constituye una relación peso-volumen. Una solución de 100 mg/l contiene 100 mg de soluto por litro de solución. Las concentraciones en miligramos por litro suelen ser indicadas incorrectamente como partes por millón, lo cual constituye una relación peso-peso. Los miligramos por litro pueden ser convertidos en partes por millón si se conoce la densidad del fluido, dividiendo el valor de mg/l por la gravedad específica de la solución.

Partes por millón (ppm). Partes por millón, abreviado “ppm”, es simplemente la concentración en peso de un producto químico, expresada en partes por millón de partes del total. Normalmente se usa para medir pequeñas concentraciones. Es equivalente a la fracción en peso (decimal) multiplicada por un millón (1.000.000) o al porcentaje en peso multiplicado por 10.000. Por ejemplo, el agua salada saturada contiene 26% de sal en peso; por lo tanto, debería contener 260.000 ppm de sal ($26 \times 10.000 = 260.000$). El valor en partes por millón también puede ser calculado directamente a partir de una valoración que produce una concentración en miligramos por litro, dividiendo el valor en mg/l por la gravedad específica de la solución.

Equivalentes en Partes por Millón (EPM).

EPM es el peso químico unitario de soluto por millón de pesos unitarios de solución. El valor EPM de un soluto en solución es igual a las partes por millón divididas por el peso equivalente.

Concentración*	Peso del Sóluto	Peso del Solvente	Volumen de la Solución	Peso de la Solución
1 m (molal)	1 g peso molecular	1.000 g	—	1 g peso molecular + 1.000 g
1 M (Molar)	1 g peso molecular	—	1 litro	—
1 N (Normal)	1 g peso equivalente	—	1 litro	—
100.000 mg/l	100.000 mg	—	1 litro	—
100.000 ppm	100.000 mg	900.000 mg	—	1.000 g

Tabla 10: Concentraciones de solución.

* No se ha establecido ningún volumen inicial estándar de solvente para ninguna de estas concentraciones de solución. O se añade un volumen específico de soluto a un peso específico de solvente, o se añade un volumen de solvente hasta que se obtenga un volumen final de solución.

Ejemplo: Para una solución simple de cloruro de sodio de 1,148 g/cm³ (SG) con un volumen de 1.000 cm³ que contiene 230 g de sal disuelta, calcular las siguientes composiciones y concentraciones:

- Composición en % en peso
 - Composición en % en volumen
 - Molalidad
 - Molaridad
 - Normalidad
 - mg/l de cloruro de sodio
 - ppm de cloruro de sodio
 - EPM
 - Razón de peso de NaCl a H₂O, (lb/lb)
- Peso total de la solución =
 $1.000 \text{ cm}^3 \times 1,148 \text{ g/cm}^3 = 1.148 \text{ g}$
 Peso del agua = peso total - peso de sal = $1.148 - 230 = 918 \text{ g}$

a) Composición en % en volumen:

$$\begin{aligned} \% \text{ en peso de NaCl} &= (230 \div 1.148) \times 100 = 20,0\% \\ \% \text{ en peso de H}_2\text{O} &= (918 \div 1.148) \times 100 = 80,0\% \end{aligned}$$

b) Composición en % en volumen:

$$\begin{aligned} \text{SSG agua pura (20}^\circ\text{C)} &= 0,998 \text{ g/cm}^3 \\ \text{Volumen de agua pura} &= (918 \div 0,998) = 920 \text{ cm}^3 \\ \% \text{ en volumen de agua} &= (920 \div 1.000) \times 100 = 92\% \\ \text{Volumen de cloruro de sodio} &= 1.000 - 920 = 80 \text{ cm}^3 \\ \% \text{ en volumen de cloruro de sodio} &= (80 \div 1.000) \times 100 = 8\% \end{aligned}$$

c) Molalidad – moles de soluto por kilogramo de solvente:

Peso molecular del cloruro de sodio:
58,44

$$\begin{aligned} \text{Moles-gramo de NaCl} &= \\ (230 \div 58,44) &= 3,94 \end{aligned}$$

Como solo hay 918 g de agua, no 1 kg (1.000 g), el número de moles-gramo debe ser ajustado para el valor de 1 kg.

$$\begin{aligned} \text{Molalidad} &= 3,94 \times (1.000 \div 918) = \\ &= 4,287 \text{ moles-gramo NaCl por kg} \end{aligned}$$

d) Molaridad – moles de soluto por 1 litro de solvente:

De acuerdo con c), hay 3,94 moles-gramo de NaCl en la solución original de 1.000-cm³ (1 l).

$$\text{Molaridad} = 3,94 \text{ moles-gramo por litro}$$

e) Normalidad – peso equivalente-gramo por litro de solución:

Como el cloruro de sodio tiene una valencia positiva de 1, la normalidad es el mismo número que la molaridad.

$$\begin{aligned} \text{Normalidad} &= 3,94 \text{ pesos} \\ &= \text{equivalentes-gramo por litro} \end{aligned}$$

f) mg/l cloruro de sodio:

Como la solución de 1.000-cm³ (1 l) contiene 230 g (230.000 mg) de cloruro de sodio:

$$\begin{aligned} \text{mg/l cloruro de sodio} &= \\ 230.000 \text{ mg} \div 1 \text{ l} &= 230.000 \text{ mg/l} \end{aligned}$$

g) ppm cloruro de sodio – razón de peso x 1.000.000:

$$\begin{aligned} \text{ppm cloruro de sodio} &= (230 \div \\ 1.148) \times 1.000.000 &= 200.350 \text{ ppm} \end{aligned}$$

h) EPM — ppm dividido por peso equivalente:

$$\begin{aligned} \text{EPM cloruro de sodio} &= \\ (200.350 \div 58,44) &= 3.428 \text{ EPM} \end{aligned}$$

i) Razón de peso de NaCl a H₂O:

$$\begin{aligned} \text{Gramos de NaCl} \div \text{gramos de H}_2\text{O} &= \\ (230 \div 918) &= 0,2505 \end{aligned}$$

Mezclas, Soluciones, Emulsiones y Dispersiones

Todos estos términos tienen significados importantes para el ingeniero de lodo. Las sutilezas contenidas en los significados son frecuentemente ignoradas y mal comprendidas.

Una mezcla es una combinación de dos o más sustancias sin producir una composición totalmente uniforme. Las mezclas de diferentes tipos de nueces y caramelos son comunes. Cada sustancia de una mezcla mantiene las propiedades que le son exclusivas.

Una solución es una mezcla homogénea de dos o más sustancias. Una solución tiene una composición totalmente uniforme. Las soluciones pueden constar de sólidos en sólidos (aleaciones de metales), sólidos en líquidos (azúcar en agua), gases en líquidos (bebidas gaseosas) o gases en

gases (aire). En general, cada vez que una solución contiene dos sustancias que pueden reaccionar entre ellas, dicha reacción se producirá.

Una dispersión es un sistema de dos fases en el cual una fase consta de partículas sólidas finamente molidas que están distribuidas en la segunda fase. Los fluidos de perforación que contienen arcillas y sólidos son dispersiones.

Una emulsión es una mezcla estable de líquidos inmiscibles que son mantenidos unidos por emulsificantes. El aceite diesel y la salmuera de cloruro de calcio no son solubles el uno en el otro; sin embargo, pueden ser combinados para formar una emulsión con la salmuera emulsionada en el aceite diesel para formar sistemas de lodo base aceite.

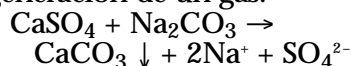
Una solución es una mezcla homogénea de dos o más sustancias.

Reacciones Químicas Comunes en la Química de Lodos

Esta sección trata de los problemas de química de lodos a los cuales la mayoría de los ingenieros de lodo se enfrentan. Las reacciones con varios productos químicos de tratamiento están ilustradas con los precipitantes resultantes o los resultados obtenidos. Para una discusión más detallada de estas reacciones, ver el capítulo sobre la Contaminación y el Tratamiento.

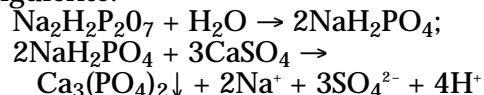
CONTAMINACIÓN DE YESO O ANHIDRITA

El ion calcio, el cual se puede derivar del yeso o durante la perforación en anhidrita, es un contaminante en la mayoría de los lodos base agua. Una de las maneras en que se puede reducir el calcio es añadiendo carbonato de sodio. La siguiente ecuación ilustra la manera en que se puede eliminar el sulfato de calcio (o yeso) usando tratamientos de carbonato de sodio para formar carbonato de calcio. La flecha descendente supone la precipitación de un sólido insoluble, mientras que una flecha ascendente supondría la generación de un gas.



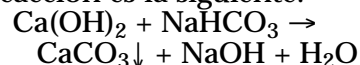
También se puede usar Pirofosfato Ácido de Sodio (SAPP) para tratar la

contaminación de anhidrita. Debería usarse con cuidado para este propósito, porque el SAPP reduce el pH y no es estable a grandes temperaturas como diluyente de lodo. La reacción de SAPP con el yeso es la siguiente:



CONTAMINACIÓN DEL CEMENTO

El cemento contiene cal, $\text{Ca}(\text{OH})_2$, una fuente de calcio y un floculante que puede ser eliminado añadiendo bicarbonato de sodio (NaHCO_3). La reacción es la siguiente:

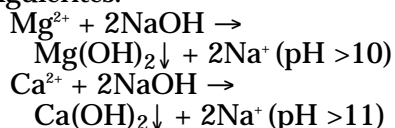


Esta reacción forma hidróxido de sodio y producirá altos valores de pH, incluso después de eliminar el calcio del cemento. Para la contaminación grave del cemento, un ácido debería ser usado combinadamente con bicarbonato de sodio para mantener un valor de pH aceptable. Los ácidos comunes usados con el bicarbonato de sodio son el ácido cítrico, ácido acético, SAPP y ácidos orgánicos tales como el lignito o el lignosulfonato.

La soda cáustica se usa para reducir el magnesio y calcio en el agua salada...

AGUA SALADA

Los iones magnesio y los iones calcio están presentes en el agua salada. Ambos iones son perjudiciales para los lodos base agua. Como el hidróxido de magnesio ($\text{Mg}(\text{OH})_2$) y el hidróxido de calcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) son relativamente insolubles a un pH alto, la soda cáustica debería ser usada para eliminar el magnesio y suprimir la solubilidad del calcio. Las reacciones son las siguientes:

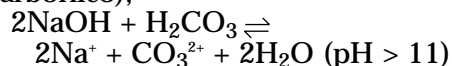
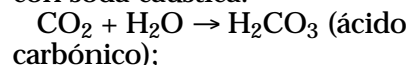


La soda cáustica se usa para reducir el magnesio y calcio en el agua salada, primero precipitando el magnesio como $\text{Mg}(\text{OH})_2$ y luego aumentando el pH para suprimir la solubilidad del calcio y precipitar la cal. Si se usa cal en agua salada, ésta también eliminará el magnesio, pero los niveles resultantes de calcio serán muy altos y no son deseados. El agua salada del Golfo de México requiere 1,5 a 2 lb/bbl de soda cáustica (4,3 a 5,7 kg/m³) para precipitar todo el magnesio y luego convertir el calcio en cal, resultando en un pH > 11,0 (ver la Figura 10). En el agua salada, el tratamiento preferido para la eliminación del magnesio es la soda

cáustica, mientras que el tratamiento preferido para la eliminación del calcio es el carbonato de sodio.

CONTAMINACIÓN DEL GAS CARBÓNICO

El dióxido de carbono (CO_2) es un gas ácido que existe en muchas formaciones y constituye un contaminante común del lodo. El CO_2 en solución acuosa formará ácido carbónico (H_2CO_3), el cual se convertirá en grupos de bicarbonato (HCO_3^-) a valores de pH medios, y luego en grupos de carbonatos (CO_3^{2-}) a valores de pH más altos, de la manera ilustrada anteriormente en la Figura 7. Las pequeñas afluencias serán tratadas con soda cáustica:



Las grandes afluencias deberían ser tratadas con cal. Se advierte que el precipitado de carbonato de calcio puede causar la formación de incrustaciones sobre la superficie de la columna de perforación y es difícil de eliminar del fluido con el equipo de control de sólidos, debido al tamaño ultra pequeño (submicrométrico) de las partículas.

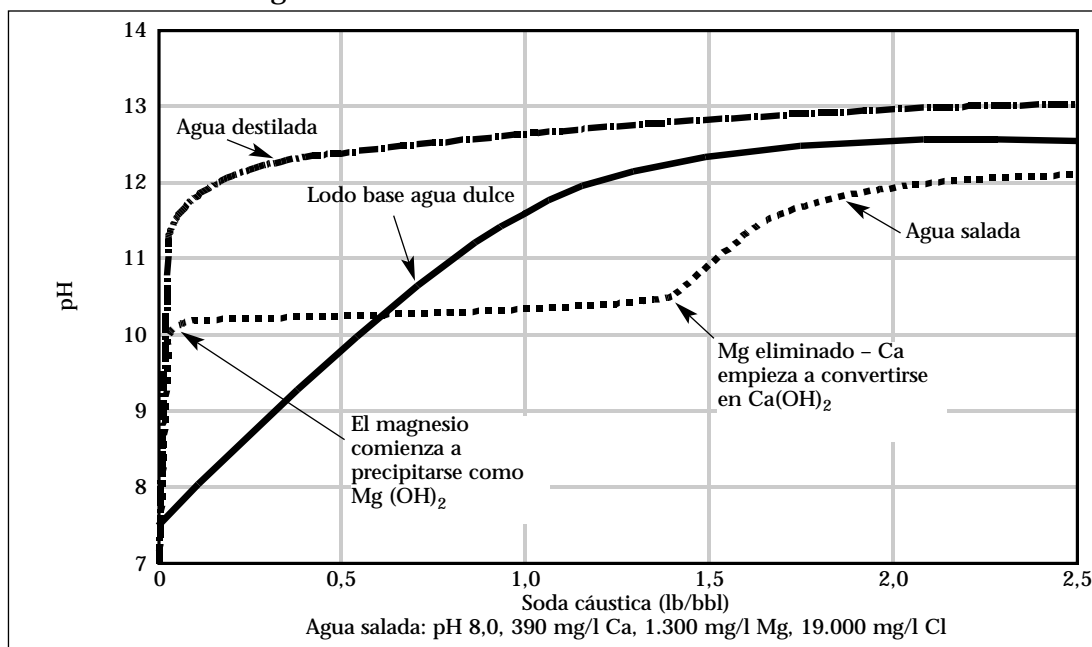
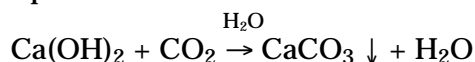
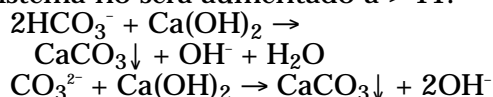


Figura 10: pH vs. soda cáustica para agua salada.

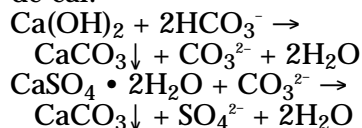
CONTAMINACIÓN DE CARBONATO Y BICARBONATO

La contaminación de bicarbonato (HCO_3^-) y carbonato (CO_3^{2-}) puede ocurrir mediante la conversión del gas CO_2 , la cual fue mencionada anteriormente, o resultar de la degradación térmica de los aditivos orgánicos tales como el lignito y el lignosulfonato, así como de la biodegradación del almidón y otros aditivos, entre otras fuentes. Estos iones pueden ser eliminados con el calcio. Sin embargo, como el bicarbonato de calcio $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ es soluble, todos los bicarbonatos deben ser convertidos en carbonatos (por encima de un pH de aproximadamente 11) antes de que puedan precipitarse totalmente como carbonato de calcio. La eliminación de los bicarbonatos y carbonatos puede ser lograda con cualquier fuente de calcio soluble, bajo condiciones de pH constante (si el pH es lo suficientemente alto) o aumentando el pH con soda cáustica en la presencia de calcio.

Se prefiere usar la cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) para convertir HCO_3^- en CO_3^{2-} , y luego precipitar los carbonatos como CaCO_3 , especialmente si el pH del sistema no será aumentado a > 11 .



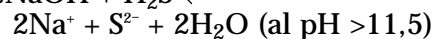
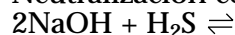
Cuando se debe mantener un valor de pH constante, se requiere usar una combinación de tratamientos de yeso y de cal:

**CONTAMINACIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO (H_2S)**

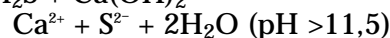
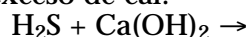
El sulfuro de hidrógeno es un gas ácido venenoso y peligroso que se encuentra en muchas formaciones y muchos fluidos producidos. Este gas puede insensibilizar rápidamente los sentidos y puede ser letal, incluso a bajas concentraciones. El H_2S se caracteriza por su típico olor a “huevo podrido”.

Por razones de seguridad, este gas debería ser neutralizado inmediatamente con soda cáustica o cal para aumentar el pH a $> 11,5$ para formar sulfuro (S^{2-}), y luego precipitarlo con una fuente de cinc.

Neutralización con soda cáustica:

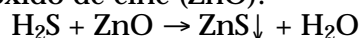


Neutralización manteniendo el exceso de cal:

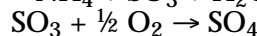
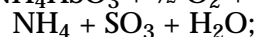
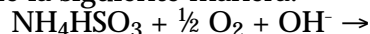


La conversión del sulfuro de hidrógeno en sulfuro aumentando el pH no constituye una reacción permanente. Si el pH disminuye hasta niveles ácidos, el sulfuro se convertirá de nuevo en la forma venenosa de sulfuro de hidrógeno. Por este motivo, el H_2S siempre debe ser precipitado con una fuente de cinc, tal como el óxido de cinc.

Eliminación mediante la precipitación con tratamientos de óxido de cinc (ZnO):

**ELIMINACIÓN DEL OXÍGENO CON SECUESTRANTES DE OXÍGENO**

El oxígeno disuelto puede aumentar la corrosión y puede ser eliminado mediante tratamientos con un producto químico que contiene sulfito. Las soluciones de bisulfito amónico líquido constituyen los secuestrantes de oxígeno más comunes y reaccionan con el oxígeno de la siguiente manera:



El calcio soluble puede reaccionar para formar sulfito de calcio, el cual tiene una solubilidad máxima de aproximadamente 43 mg/l en agua fría, y más baja en agua caliente. La cantidad residual de sulfito en la línea de flujo no debería exceder este nivel si el lodo contiene altos niveles de calcio.

TRATAMIENTOS ÁCIDOS

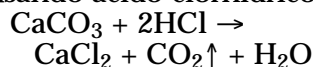
Los revoques que contienen materiales densificantes solubles en ácido, tales como el carbonato de calcio usado para fluidos de

**...el H_2S
siempre debe
ser
precipitado
con una
fuente de
cinc...**

**El sulfuro de
hidrógeno es
un gas ácido
venenoso y
peligroso...**

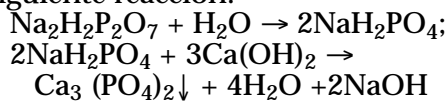
perforación de reservorio no dañinos, son generalmente eliminados del pozo con tratamientos de ácido clorhídrico.

Disolución del carbonato de calcio usando ácido clorhídrico:



FOSFATOS

El Pirofosfato Ácido de Sodio (SAPP) y otros fosfatos reaccionan con el calcio y lo precipitan de conformidad con la siguiente reacción:



Aunque la reacción produzca soda cáustica como producto secundario, el pH disminuye porque el SAPP es un ácido débil y la reacción sólo deja dos grupos hidroxilo de cada seis grupos hidroxilo originales.

EFFECTO DEL LIGNITO SOBRE EL CALCIO

El lignito contiene calcio (de 1,5 a 5%) como parte de su composición química. Los ácidos orgánicos tales como el lignito también tienen la capacidad de ligar el calcio químicamente. Este calcio complejoado existe como partícula sólida (flóculo) y puede que no sea lo

suficientemente grande para ser eliminado por medios mecánicos. El revoque filtrará la mayoría del calcio complejoado con el lignito. Sin embargo, una parte del calcio complejoado con lignito pasará a través del revoque y del papel, y será captado con el filtrado. Durante la valoración del calcio del filtrado, el calcio disponible será valorado primero. A medida que la valoración continúa, el calcio complejoado se solubiliza y éste también será valorado. Este calcio complejoado no está disponible para las reacciones químicas en los sistemas de lodo. Una lb/bbl de lignito solubilizado tiene el potencial de complejar 200 mg/l de calcio. Recordar que aunque la valoración del calcio indique la presencia de un exceso de calcio suficiente, es posible que no haya ningún calcio disponible para reaccionar con los grupos de carbonato y bicarbonato. Por lo tanto, es posible que se produzca algún problema relacionado con el carbonato, aunque se valore cierta cantidad de calcio en el filtrado cuando se usa el lignito como aditivo.

Introducción

...es necesario entender la química básica de las arcillas para controlar correctamente los lodos base agua.

...minerales arcillosos...son usados para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de filtrado.

Un entendimiento riguroso de las arcillas puede ser la herramienta más valiosa del ingeniero de lodos. La arcilla puede ser añadida intencionalmente, tal como en el caso de M-I GEL®, o puede entrar en el lodo como contaminante importante mediante la dispersión de los sólidos de perforación. En cualquier caso, la arcilla se convierte en una parte activa del sistema. Por este motivo, es necesario entender la química básica de las arcillas para controlar correctamente los lodos base agua. La química de las arcillas también es importante en lo que se refiere a las interacciones entre los lodos base agua y las lutitas que afectan la estabilidad del pozo.

Arcilla es un término amplio que se usa comúnmente para describir los sedimentos, suelos o rocas compuestos de partículas minerales y materia orgánica de granos extremadamente finos. Un buen ejemplo son las arcillas (a veces llamadas *arcillas tipo "gumbo"* [arcillas plásticas]) encontradas en los jardines o a lo largo de las riberas. Estas arcillas son frecuentemente blandas y plásticas cuando están mojadas, pero se vuelven duras cuando están secas. Esta propiedad física de "blanda cuando mojada, dura cuando seca" se puede relacionar con la presencia de ciertos minerales arcillosos. Arcilla también se usa como término general para describir las partículas que tienen un diámetro inferior a 2 micrones, las cuales incluyen la mayoría de los minerales arcillosos.

Los minerales arcillosos son minerales de silicato aluminico de granos finos que tienen microestructuras bien definidas. En la clasificación mineralógica, los minerales arcillosos están clasificados como silicatos estratificados porque la estructura dominante se compone de capas formadas por capas de sílice y alúmina. Cada capa consta de una estructura laminar y delgada, llamada *capa unitaria*. Por ejemplo, un mineral de silicato estratificado típico sería la mica o la vermiculita, las cuales pueden separarse en capas finas a lo largo de los planos de clivaje. La mayoría de los minerales arcillosos tienen una morfología laminar. Según las unidades

repetidas de la estructura, los minerales arcillosos también se pueden clasificar de acuerdo a la relación de capas de sílice a capas de alúmina, tal como 1:1, 2:1 y 2:2, además de si estos minerales arcillosos son estratificados o en forma de aguja.

En la industria de fluidos de perforación, ciertos minerales arcillosos tales como la esmectita, uno de los principales componentes de la bentonita, son usados para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de filtrado. Las arcillas de la formación se incorporan inevitablemente en el sistema de fluido de perforación durante las operaciones de perforación y pueden causar varios problemas. Por lo tanto, los minerales arcillosos pueden ser beneficiosos o dañinos para el sistema de fluido.

El término *bentonita* se usa para describir la montmorillonita sódica explotada comercialmente (la cual constituye una forma de esmectita) que se usa como aditivo para el lodo de perforación (por ej.: M-I GEL o M-I GEL SUPREME™). *Geológicamente, la bentonita es una capa de ceniza volcánica alterada.* Uno de los más grandes depósitos de esta ceniza volcánica se produjo hace más de 60 millones de años en cierta regiones de Norteamérica, conocidas hoy como las Black Hills de Wyoming y Dakota del Sur, y las Big Horn Mountains de Wyoming. La arcilla bentonítica explotada en Wyoming proviene precisamente de esta capa de bentonita depositada volcánicamente. La arcilla bentonítica explotada en otras áreas del mundo pueden provenir de otros tipos de depósitos geológicos.

Debido a sus pequeños tamaños de partículas, las arcillas y los minerales arcillosos son analizados con técnicas especiales tales como la difracción de rayos X, la absorción infrarroja y la microscopia electrónica. La Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC), la adsorción de agua y el área superficial son algunas de las propiedades de los minerales arcillosos que suelen ser determinadas para lograr una mejor caracterización de los minerales arcillosos y minimizar los problemas de perforación.

Tipos de Arcillas

Existe un gran número de minerales arcillosos, pero los que nos interesan en relación con los fluidos de perforación pueden ser clasificados en tres tipos.

El primer tipo consta de arcillas en forma de aguja no hinchables como la *atapulguita* o la *sepiolita*. Se cree que la forma de las partículas es responsable de la capacidad que la arcilla tiene para aumentar la viscosidad. El tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja hacen que la arcilla desarrolle una estructura de “escobillas amontonadas” en suspensión, demostrando así una alta estabilidad coloidal, incluso en la presencia de una alta concentración de electrolitos. Debido a su forma y a sus características no hinchables, estas arcillas demuestran un control de filtración muy débil. Por este motivo, la *atapulguita* se usa principalmente como mejorador de viscosidad en los lodos base agua salada, mientras que la *sepiolita* se usa generalmente como viscosificante suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura. Estas arcillas no están casi nunca presentes en las lutitas de las formaciones. M-I vende la *atapulguita* bajo el nombre SALT GEL®, y la *sepiolita* bajo el nombre DUROGEL®.

El segundo tipo son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables): *ilita*, *clorita* y *kaolinita*, las cuales están descritas más adelante.

El tercer tipo son las *montmorillonitas* laminares muy hinchables.

El segundo y el tercer tipo de minerales arcillosos se encuentran en las lutitas de las formaciones, en el orden siguiente y en cantidades decrecientes: (1) *ilita*, (2) *clorita*, (3) *montmorillonita* y (4) *kaolinita*. Como están presentes en las formaciones perforadas, estas arcillas se dispersan en cantidades variables dentro del sistema de fluido de perforación. La *montmorillonita* presente en las lutitas es generalmente la *montmorillonita* cálcica, porque está en equilibrio con el agua de la formación, la cual es generalmente rica en calcio.

La *montmorillonita* sódica (*bentonita* de Wyoming, M-I GEL y M-I GEL SUPREME) también se añade normalmente a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado. Las propiedades de filtración y reológicas del lodo dependen de las cantidades de las diferentes arcillas contenidas en el lodo. Como la *montmorillonita* es añadida intencionalmente a un lodo para controlar estas propiedades, los otros tipos de arcillas pueden ser considerados como contaminantes, visto que no son tan eficaces como una arcilla comercial.

La arcilla que existe naturalmente tiene una estructura apilada o estratificada, en la cual cada capa unitaria tiene un espesor de aproximadamente 10 angstroms (Å). Esto significa que cada milímetro de espesor consta de aproximadamente un millón de capas de arcilla. Cada capa de arcillas es altamente flexible, muy fina, y tiene un área superficial enorme. Se puede considerar que una partícula individual de arcilla es algo parecido a una hoja de papel o un trozo de celofán. ¡Un gramo de *montmorillonita* sódica tiene un área superficial de capa total de 8.073 pies² (750m²)!

En agua dulce, las capas adsorben el agua y se hinchan hasta el punto en que las fuerzas que las mantienen unidas se debilitan y las capas individuales pueden separarse de los paquetes. La separación de estos paquetes en múltiples capas se llama dispersión. Este aumento del número de partículas, junto con el aumento resultante del área superficial, causa el espesamiento de la suspensión. La Figura 1 es una fotomicrografía real de una partícula de *bentonita*. Nótese que se parece a una baraja de cartas abierta en abanico. Se puede observar que varias de las partículas laminares se traslapan. Esta forma característica de las partículas es lo que produce el llamado efecto de “cinglado” que es tan importante para el control de filtrado.

La arcilla que existe naturalmente tiene una estructura apilada o estratificada ...

La separación de estos paquetes en múltiples capas se llama dispersión.



Figura 1: Fotomicrografía de partículas de bentonita.

Las arcillas son generalmente del tipo de dos capas como la kaolinita o del tipo de tres capas como la montmorillonita, la clorita o la illita. Cada partícula de arcilla laminar se compone de un apilamiento de capas unitarias paralelas. Cada capa unitaria consta de una combinación de hojas de sílice dispuestas tetraédricamente (en pirámide) y hojas de alúmina o magnesita dispuestas octaédricamente (ocho caras). Las arcillas de tres capas

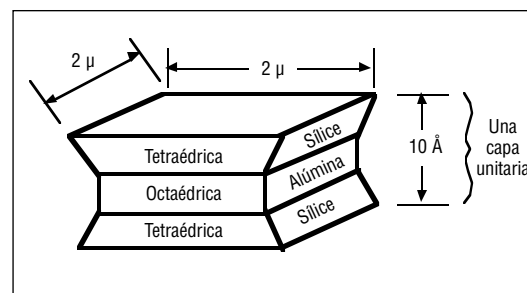


Figura 2: Partícula de montmorillonita idealizada.

se componen de capas unitarias constituidas por dos hojas tetraédricas de cada lado de una hoja octaédrica, en cierto modo como un emparedado (ver la Figura 2). Las arcillas de dos capas se componen de capas unitarias constituidas por una hoja tetraédrica y una hoja octaédrica.

Las arcillas pueden ser eléctricamente neutras o estar cargadas negativamente. Por ejemplo, la pirofilita $[\text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10} - (\text{OH})_2]$, una arcilla neutra, como aparece en la Figura 3, es similar a la montmorillonita cargada negativamente.

Las arcillas pueden ser eléctricamente neutras o estar cargadas negativamente.

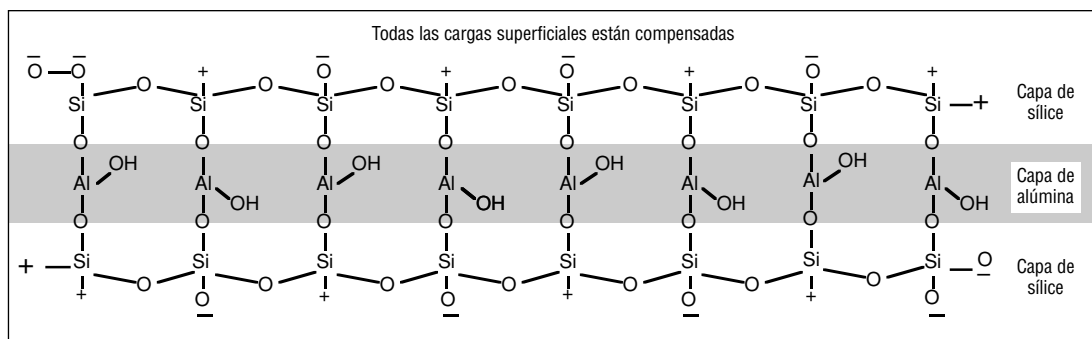


Figura 3: Pirofilita eléctricamente neutra.

ARCILLAS MONTMORILLONÍTICAS (ARCILLAS DE TRES CAPAS)

Si se sustituye un átomo de aluminio (Al^{3+}) por un solo átomo de magnesio (Mg^{2+}) en la estructura reticular (disposición de los átomos), ésta tendrá un electrón excedente o una carga negativa (ver la Figura 4). La carga negativa neta es compensada por la adsorción de cationes (iones positivos) en las superficies de la capa unitaria, tanto en las superficies interiores como en las superficies exteriores del apilamiento.

Los cationes que se adsorben en las superficies de las capas unitarias pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla se mide y se registra como capacidad de intercambio catiónico (CEC). El catión puede ser un ion de simple carga como el sodio (Na^+) o un ion de doble carga como el calcio (Ca^{2+}) o el magnesio (Mg^{2+}). De este modo, tenemos montmorillonita sódica, montmorillonita cálcica y/o montmorillonita magnésica. Aunque la bentonita de Wyoming esté generalmente definida como montmorillonita sódica, el calcio y el magnesio intercambiables pueden constituir de 35 a 67% de la capacidad total de intercambio. La propiedad más típica de las montmorillonitas es la capacidad de hinchamiento entre capas (hidratación) con el agua (ver las Figuras 5 y 6).

Además de la sustitución del aluminio (Al^{3+}) por el magnesio (Mg^{2+}) en la red de montmorillonita, muchas otras sustituciones pueden ser realizadas. Por lo tanto, el nombre montmorillonita se usa frecuentemente como nombre de grupo que incluye muchas estructuras minerales específicas. Sin embargo, en los últimos años, se ha aceptado cada vez más el nombre esmectita como nombre de grupo, reservando el término montmorillonita para los miembros predominantemente aluminosos del grupo. Este grupo de minerales incluye la montmorillonita, la hectorita, la saponita, la nontronita y otros minerales específicos.

ILITAS (ARCILLAS DE TRES CAPAS)

Las ilitas tienen la misma estructura básica que las montmorillonitas, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. En vez de la sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} como en la montmorillonita, la ilita tiene una sustitución de Si^{4+} por Al^{3+} , lo cual aún produce una carga negativa. Los cationes compensadores son principalmente el ion potasio (K^+), como lo indica la Figura 6. La carga negativa neta de la red que resulta de estas sustituciones, mediante los iones potasio compensadores, es generalmente mayor que la carga de la montmorillonita, pudiendo ser hasta una vez y media más grande que ésta.

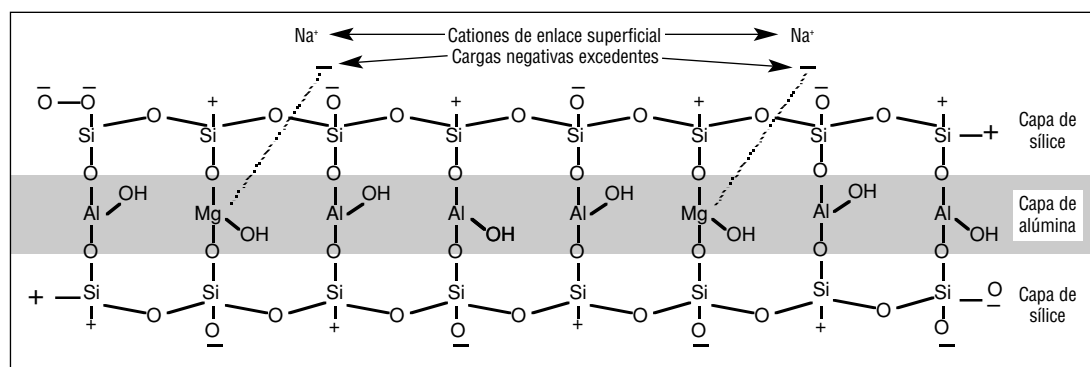


Figura 4: Sustitución de Al^{3+} por Mg^{2+} causando una partícula cargada negativamente.

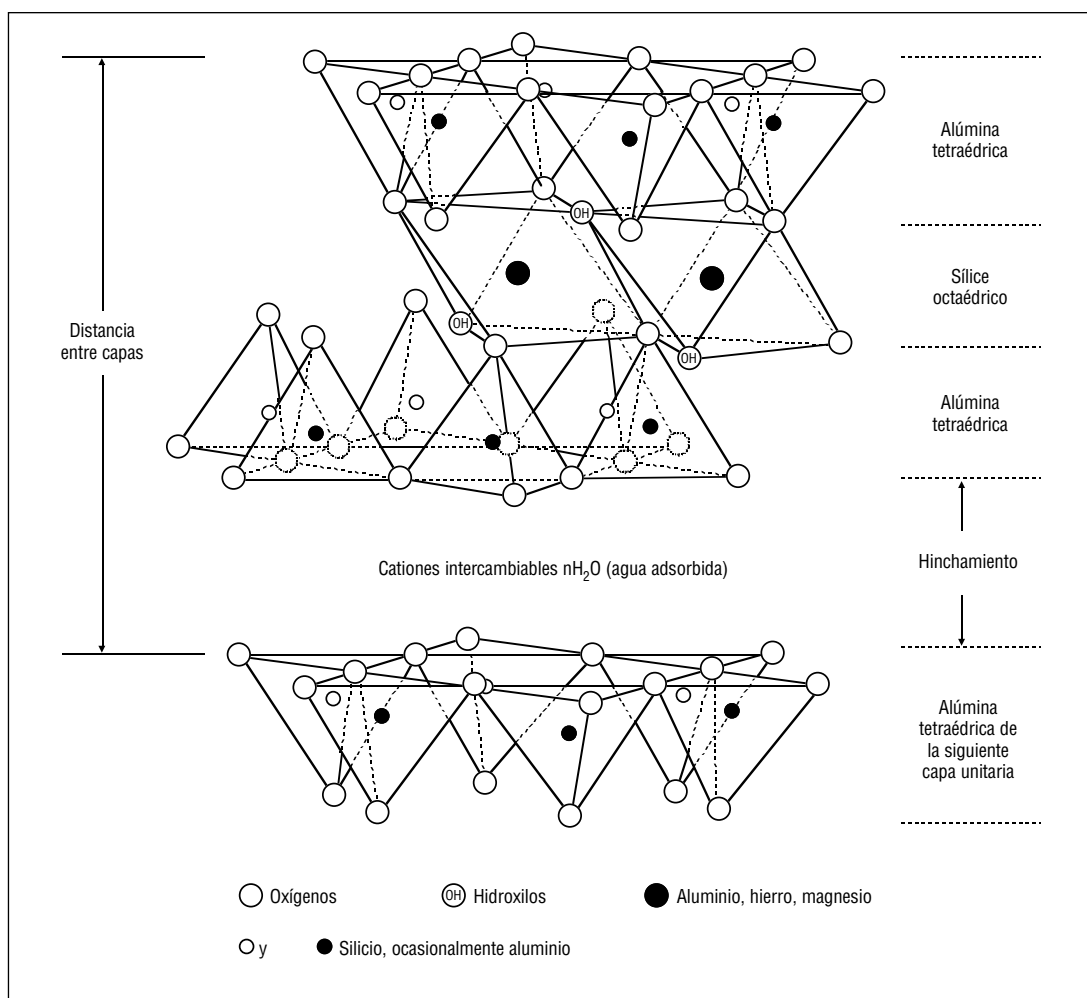


Figura 5: Estructura de la esmectita.

Sólo los iones potasio que se encuentran en las superficies exteriores pueden ser cambiados por otros cationes.

El espacio entre las capas unitarias es de 2,8 Å. El diámetro iónico de K^+ es de 2,66 Å. Esto permite que el K^+ encaje perfectamente entre las capas unitarias, formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua. Como las capas unitarias no se hinchan ni se separan al ser expuestas al agua, los iones potasio (K^+) presentes entre las capas unitarias no están disponibles para el intercambio. Sólo los iones potasio que se encuentran en las superficies exteriores pueden ser cambiados por otros cationes.

Entre los minerales arcillosos 2:1, la esmectita, ilita, y capas mixtas de ilita y esmectita son encontradas durante la perforación de formaciones de lutita, causando frecuentemente distintos problemas relacionados con la

estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación. La naturaleza problemática de estos minerales arcillosos puede estar relacionada con los cationes débilmente enlazados entre las capas y las cargas débiles de las capas que producen el hinchamiento y la dispersión al entrar en contacto con el agua. A medida que la profundidad de entierro aumenta, la esmectita se convierte gradualmente en arcillas de capas mixtas de ilita/esmectita, y finalmente en ilita y mica. Como resultado, las formaciones de lutita se vuelven generalmente menos hinchables pero más dispersivas en agua, a medida que la profundidad aumenta.

La kaolinita no contiene cationes entre capas ni tiene cargas superficiales...

CLORITAS (ARCILLAS DE TRES CAPAS)

Las cloritas están estructuralmente relacionadas con las arcillas de tres capas. Las cloritas no se hinchan en su forma pura, pero puede hacerse que hinchén ligeramente al ser modificadas. En estas arcillas, los cationes compensadores de carga entre las capas unitarias de tipo montmorillonita son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita (ver la Figura 6). Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos Mg^{2+} por Al^{3+} en la capa de brucita.

Las cloritas se encuentran frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades, y normalmente no causan ningún problema importante a menos que estén presentes en grandes cantidades. La capacidad de intercambio catiónico de la clorita varía de 10 a 20 meq/100 g, principalmente debido a los enlaces rotos. La distancia entre capas del clorita suele ser de aproximadamente 14 Å. La clorita también puede formar arcillas de capas mixtas con otros minerales arcillosos tales como la esmectita. La arcilla resultante de capas mixtas tendría las propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos.

KAOLINITAS (ARCILLAS DE DOS CAPAS)

La kaolinita es una arcilla no hinchable cuyas capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno. Esto impide la expansión de la partícula, porque el agua no es capaz de penetrar en las capas. La kaolinita no contiene cationes entre capas ni tiene cargas superficiales porque no se produce casi ninguna sustitución en las hojas tetraédricas u octaédricas. Sin embargo, algunas pequeñas cargas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas. Por lo tanto, la kaolinita tiene una capacidad de intercambio catiónico relativamente baja (de 5 a 15 meq/100 g). La kaolinita se encuentra comúnmente como componente menor a moderado (5 a 20%) de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas.

La Tabla 1 contiene un resumen de los minerales arcillosos y la Figura 6 presenta una comparación esquemática de las diferentes estructuras de las arcillas.

Grupo	Estructura	Carga	Catión de intercambio	Distancia interatómica (Å)	Hinchamiento
Kaolinita	capa 1:1	Nula	Ninguno	7,2	Ninguno
Talco	capa 2:1	Nula	Ninguno	9,3	Ninguno
Esmectita	capa 2:1	0,3 - 0,6	Na^+ , Ca^{2+} , K^+ , Mg^{2+}	11 - 15	Variable
Vermiculita	capa 2:1	1,0 - 4,0	K^+ , Mg^{2+}	14 - 15	Variable
Ilita	capa 2:1	1,3 - 2,0	K^+	10	Nulo
Mica	capa 2:1	2,0	K^+	10	Ninguno
Chlorita	capa 2:2	Variable	Capa de brucita	14	Nulo
Sepiolita	cadena 2:1	Nula	Ninguno	12	Nulo
Paligorskita	cadena 2:1	Menor	Ninguno	10,5	Nulo

Tabla 1: Arcillas encontradas comúnmente.

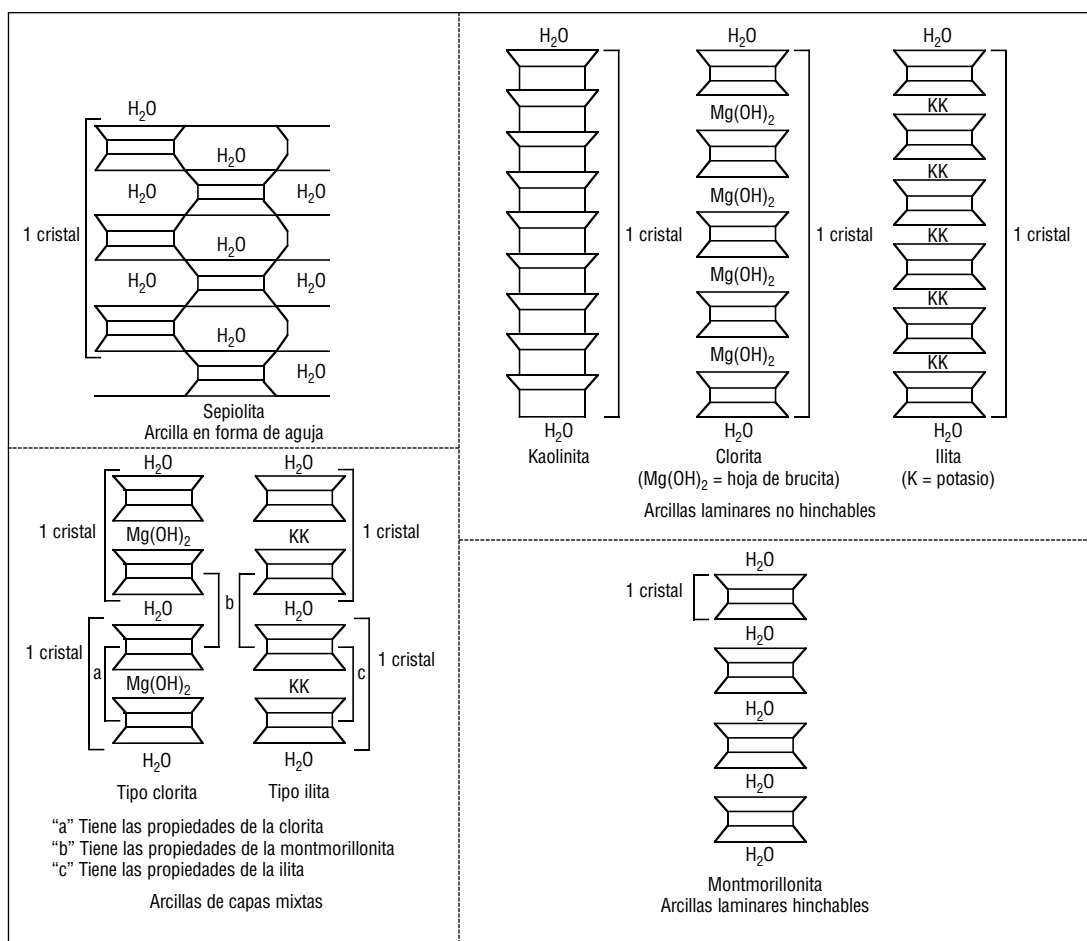


Figura 6: Comparación de estructuras de arcillas.

Capacidad de Intercambio catiónico (CEC)

La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla es... la CEC (capacidad de intercambio catiónico).

Los cationes compensadores que se adsorben en la superficie de la capa unitaria pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla es medida y registrada como la CEC (capacidad de intercambio catiónico). La CEC está expresada en miliequivalentes por 100 g de arcilla seca (meq/100 g). La CEC de la montmorillonita está comprendida dentro del rango de 80 a 150 meq/100 g de arcilla seca. La CEC de las illitas y cloritas es de aproximadamente 10 a 40 meq/100 g, y la CEC de las kaolinitas es de aproximadamente 3 a 10 meq/100 g de arcilla.

La Prueba de Azul de Metileno (MBT)

es un indicador de la CEC aparente de una arcilla. Cuando se realiza esta prueba sobre un lodo, se mide la capacidad total de intercambio de azul de metileno de todos los minerales arcillosos presentes en el lodo. Normalmente se registra la Capacidad de Azul de Metileno (MBC) como cantidad equivalente de bentonita de Wyoming requerida para obtener esta misma capacidad.

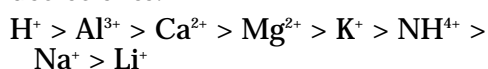
Es importante notar que la prueba no indica directamente la cantidad de bentonita presente. Sin embargo, la cantidad aproximada de bentonita y sólidos en el lodo puede ser calculada basándose en el hecho de que los sólidos de perforación normales tienen una CEC equivalente a 1/9 de la CEC

...cualquier catión a la izquierda reemplazará a cualquier catión ubicado a su derecha.

En la mayoría de las áreas, las arcillas comerciales... son añadidas al agua para preparar un lodo base agua.

de la bentonita, y si se calcula la cantidad de sólidos de perforación presentes en el lodo a partir de un análisis de retorta. Este cálculo aproximado de la cantidad de bentonita añadida y sólidos de perforación puede ser más preciso cuando se mide la MBC de los recortes de perforación. Este procedimiento puede ser útil para evaluar la cantidad y la calidad de las arcillas en el lodo.

Para hacerse una idea de los cationes que reemplazarán a otros cationes en las posiciones de intercambio, se acepta generalmente la siguiente secuencia, disponiéndola en orden de preferencia decreciente:



Es decir que cualquier catión a la izquierda reemplazará a cualquier catión ubicado a su derecha.

La concentración relativa de cada catión también afecta esta preferencia de intercambio catiónico. Aunque resulte más difícil reemplazar el calcio que el sodio, si la concentración iónica de Na^+ es considerablemente más alta que la concentración de Ca^{2+} , el sodio desplazará al calcio. El intercambio catiónico puede resultar de un cambio de temperatura visto que muchos compuestos tienen diferentes relaciones de solubilidad a temperatura. La solubilidad de algunas de las sales cálcicas comunes, tales como $CaSO_4$, disminuye a grandes temperaturas, mientras que la solubilidad de la mayoría de los compuestos de sodios aumenta. A medida que la concentración de Na^+/Ca^{2+} aumenta, los cationes Ca^{2+} de la arcilla tienden a ser reemplazados por los cationes Na^+ de la solución.

Composición de los Lodos Base Agua-Arcilla

En la mayoría de las áreas, las arcillas comerciales tales como M-I GEL y M-I GEL SUPREME son añadidas al agua para preparar un lodo base agua. Las arcillas cumplen dos funciones: (1) proporcionar viscosidad al fluido de perforación, y (2) depositar un revoque que sellará las formaciones permeables para limitar las pérdidas por filtración y evitar el atascamiento de la tubería. En algunas áreas, la perforación puede ser iniciada con agua, dejando que los sólidos perforados se incorporen, produciendo suficientes propiedades para permitir la perforación del pozo. En otras situaciones, se usan sistemas a base de polímeros cuando no se añade ninguna arcilla a la formulación.

En los lodos base agua-arcilla, el agua constituye la fase líquida continua en la cual ciertos materiales son mantenidos en suspensión y otros materiales se disuelven. Se usa un gran número de aditivos de lodo para obtener propiedades especiales, pero, fundamentalmente, todos los componentes pueden ser divididos en tres categorías.

1. La fase acuosa es la fase continua del lodo. Según la ubicación y/o el agua disponible, ésta puede ser

agua dulce, agua de mar, agua dura, agua blanda, etc. No es raro que se use una variedad de soluciones de salmueras, saladas a saturadas como líquido de base para preparar un sistema a base de agua.

2. La fase de sólidos reactivos se compone de arcillas comerciales, arcillas hidratables incorporadas y lutitas de las formaciones perforadas que son mantenidas en suspensión de la fase líquida. Estos sólidos son tratados químicamente para controlar las propiedades del fluido de perforación. Varios aditivos serán usados para obtener las propiedades deseadas.
3. Los sólidos inertes son los sólidos en suspensión que son químicamente inactivos. Éstos pueden ser sólidos de perforación inertes tales como la caliza, dolomita o arena. La barita es añadida al fluido de perforación para aumentar la densidad del fluido y también constituye un sólido inerte.

El resto de este capítulo describirá el comportamiento de los sólidos reactivos en la fase acuosa y la manera en que dicho comportamiento afecta las propiedades del lodo.

El espesor de la película de agua adsorbida es controlado por el tipo y la cantidad de cationes...

HIDRATACIÓN DE LAS ARCILLAS

El cristal de bentonita se compone de tres capas: una capa de alúmina con una capa de sílice encima y otra debajo. La laminilla de arcilla está cargada negativamente y una nube de cationes está relacionada con ésta. Si un gran número de estos cationes son sodio, la arcilla será frecuentemente llamada montmorillonita sódica. Si los cationes son principalmente calcio, la arcilla será llamada montmorillonita cálcica.

Según el número de cationes presentes, el espacio entre capas de la montmorillonita seca estará comprendido entre 9,8 (sodio) y 12,1 Å (calcio) y lleno de agua fuertemente ligada. Cuando la arcilla seca entra en contacto con agua dulce, el espacio entre capas se expande y la arcilla adsorbe una gran “envoltura” de

agua. Estos dos fenómenos permiten que las arcillas generen viscosidad. Como lo indica la Figura 7, las bentonitas a base de calcio sólo se expanden hasta 17 Å, mientras que la bentonita sódica se expande hasta 40 Å.

El espesor de la película de agua adsorbida es controlado por el tipo y la cantidad de cationes asociados con la arcilla. El agua que se adsorbe en las grandes superficies planares contiene la mayor parte del agua total retenida por las arcillas hidratables. Los cationes divalentes como Ca^{2+} y Mg^{2+} aumentan la fuerza de atracción entre las laminillas, reduciendo así la cantidad de agua que se puede adsorber. Los cationes monovalentes como Na^+ producen una fuerza de atracción más débil, permitiendo que más agua penetre entre las laminillas.

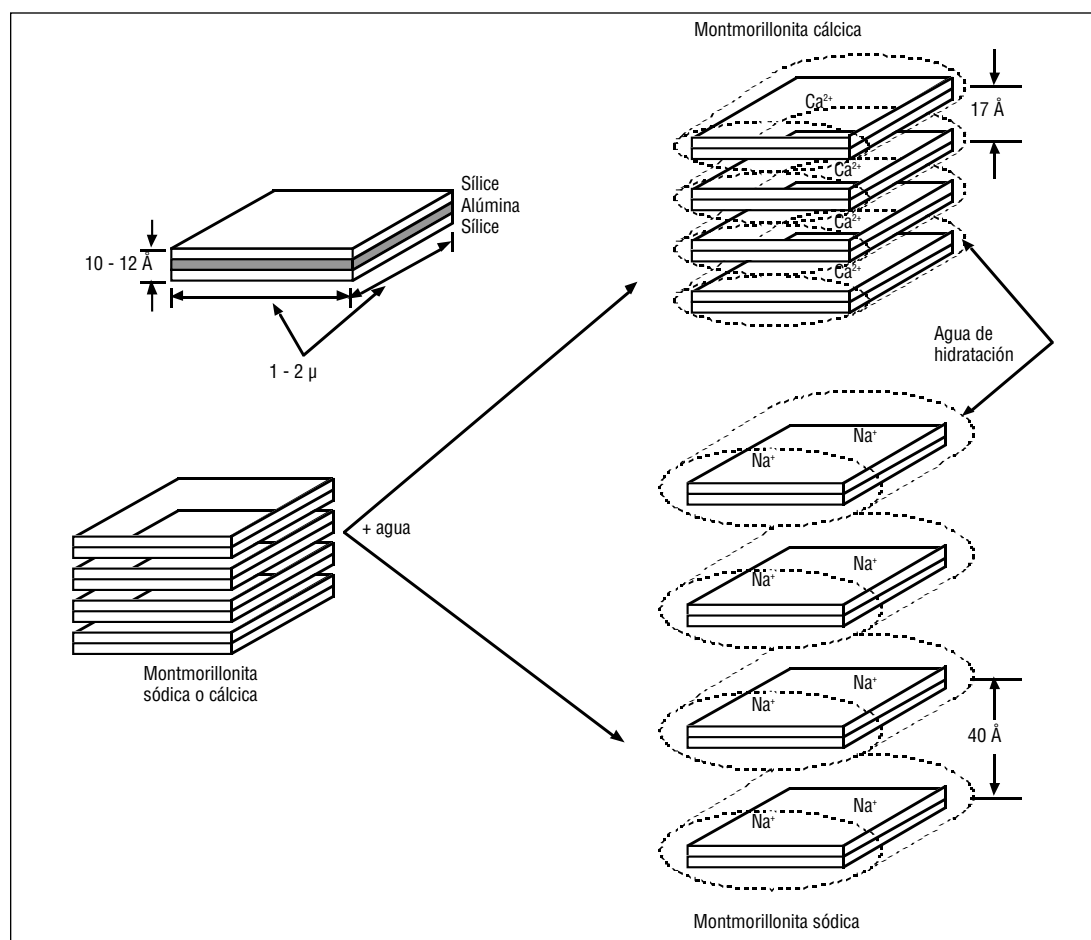


Figura 7: Comparación del hinchamiento para la montmorillonita cálcica y sódica.

Un catión puede servir de enlace para mantener unidas a las partículas del mineral arcilloso...

...propiedades coligativas son básicamente medidas de la reactividad de la arcilla.

Como la bentonita sódica se hincha cuatro veces más que la bentonita cálcica, la bentonita sódica generará una viscosidad cuatro veces más importante. El capítulo sobre los Sistemas a Base de Agua describe más detalladamente el papel que el intercambio basado en el calcio desempeña en los sistemas tratados con calcio.

Además de adsorber el agua y los cationes en las superficies exteriores, la esmectita absorbe agua y cationes en las superficies entre las capas de su estructura cristalina. La esmectita tiene una capacidad de adsorción de agua mucho más grande que otros minerales arcillosos. La capacidad de adsorber agua, la cantidad de cationes intercambiables (CEC) y el área superficial son fenómenos muy relacionados entre sí que a veces son llamados *propiedades coligativas* de la arcilla.

Estas propiedades coligativas son básicamente medidas de la reactividad de la arcilla. Como la CEC es fácil de medir, se trata de un método práctico para evaluar la reactividad de la arcilla o lutita. La CEC de la arcilla se puede medir mediante una valoración de azul de metileno. Para medir la CEC, se usa una solución de azul de metileno 0,01 N, de manera que el número de milímetros de solución de azul de metileno requeridos para llegar al punto final sea igual a meq/100 g. El rango de CEC para materiales minerales arcillosos puros está indicado en la siguiente tabla:

Arcilla	CEC (meq/100 g)
Esmectita	80 - 150
Illita	10 - 40
Clorita	10 - 40
Kaolinita	3 - 10

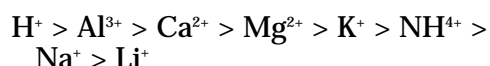
Tabla 2: Rango de CEC para materiales minerales arcillosos puros.

La esmectita es claramente mucho más reactiva que otros materiales minerales arcillosos. Las lutitas que contienen esmectita son las más sensibles al agua y las más hidratables. Las lutitas que contienen otros minerales arcillosos tienen una menor

capacidad de hidratación, aunque puedan ser sensibles al agua. La mayoría de las lutitas contienen varios tipos de arcillas en cantidades variables. La reactividad de una lutita depende de los tipos y de las cantidades de minerales arcillosos presentes en la lutita. Muchas veces, la CEC constituye una mejor medida de la reactividad de la arcilla que el análisis mineralógico deducido del análisis de difracción de rayos X.

INFLUENCIA CATIONICA SOBRE LA HIDRATACIÓN

Como se indicó previamente, el poder relativo de sustitución de un catión por otro está indicado por la siguiente secuencia:



Un catión puede servir de enlace para mantener unidas a las partículas del mineral arcilloso, lo cual reduce la hidratación. Los cationes multivalentes producen un enlace más fuerte entre las capas que los cationes monovalentes, lo cual resulta generalmente en la agregación de las partículas de arcilla. El potasio, un catión monovalente, constituye la excepción de la regla. Los cationes adsorbidos pueden hidratarse y atraer una envoltura de agua que tiene una forma definida. El tamaño y la forma del catión hidratado afectan su capacidad de encajar entre las superficies entre capas de la arcilla y afectan tanto el hinchamiento de la arcilla como la hidratación de la arcilla. Los espacios dentro de las capas de montmorillonita cristalina son de 2,8 Å. Los pequeños iones, como el potasio, que encajan entre las capas de arcilla, son intercambiados con mayor facilidad y de manera permanente. Además, los cationes que aumentan de tamaño al hidratarse extienden las distancias entre capas para estimular la hidratación de la arcilla. El calcio es un buen ejemplo, teniendo un diámetro hidratado de 19,2 Å. El litio es otro ejemplo, teniendo tres moléculas de agua y un diámetro hidratado de 14,6 Å. Los cationes monovalentes que tienen grandes diámetros hidratados causan

Las reacciones químicas entre la arcilla y los iones potasio son únicas...

...las arcillas esméctitas en el Golfo de México fueron sometidas a cierto grado de alteración...

el mayor hinchamiento y la mayor dispersión. Los cationes multivalentes que tienen pequeños diámetros hidratados son los más inhibidores.

La Tabla 3 enumera el diámetro iónico (cristalino) y el diámetro hidratado de los cationes que son comunes a los fluidos de perforación. Después de adsorberse en la región entre capas, los cationes hidratados pueden deshidratarse con el tiempo y ser expuestos a altas temperaturas para que las distancias entre capas se reduzcan y que los cationes se vuelvan menos reactivos (ver la fijación de iones descritas en la siguiente sección).

Catión	Diámetro Iónico (Å)	Diámetro Hidratado (Å)
Li ⁺	1,56	14,6
Na ⁺	1,90	11,2
K ⁺	2,66	7,6
NH ₄ ⁺	2,86	5,0
Mg ²⁺	1,30	21,6
Ca ²⁺	1,98	19,2
Al ³⁺	1,00	18,0

Tabla 3: Radios iónicos y radios de hidratación de los cationes comunes.

REACCIONES DE LA ARCILLA CON IONES POTASIO

Las reacciones químicas entre la arcilla y los iones potasio son únicas en comparación con otros iones. El modelo de intercambio de iones no explica totalmente la interacción del potasio con la arcilla. Se prestará particular atención a este proceso, debido al uso generalizado del potasio en los fluidos de perforación y terminación para estabilizar las lutitas reactivas. Incluso en las aplicaciones costafuera en los Estados Unidos, donde el nivel de potasio debe ser mantenido por debajo de 5% por razones ambientales, esta pequeña concentración de iones puede ayudar a estabilizar las formaciones de lutita activa porque la fijación de iones puede producirse en algunas arcillas esméctitas cuando son expuestas al potasio.

Según Eberl (1980), el potasio puede asociarse con los minerales arcillosos de dos maneras:

1. Intercambio de iones (descrito anteriormente).

2. Fijación de iones.

La reacción de intercambio de iones se rige por la ley de acción de masas; es decir que la velocidad de intercambio depende de la concentración de los iones (por ej.: cuanto más grande sea la relación de iones K a iones Na, más rápida será la velocidad de intercambio de K⁺ por Na⁺).

Además del intercambio de iones, la fijación de iones ocurrirá en las arcillas con capa de alta carga. Esto aumenta la selectividad de la arcilla respecto al potasio en un orden de magnitud. Las arcillas montmorilloníticas, tales como la bentonita de Wyoming y algunas lutitas de tipo “gumbo” que se depositaron en ambientes pobres en potasio, son selectivas respecto al potasio. Basándose en cálculos teóricos, Eberl ha determinado que la fijación de potasio en las arcillas esméctitas ocurre cuando la carga de capas es alta e inclina el equilibrio hacia el intercambio preferencial de cationes con el potasio.

En la Costa del Golfo, el contenido de esmectita de las lutitas y de los “gumbos” se deriva de la meteorización de las rocas ígneas y metamórficas o de la esmectita sedimentaria reciclada que se derivó a la larga de las rocas ígneas y metamórficas. Además, las arcillas esméctitas en el Golfo de México fueron sometidas a cierto grado de alteración mediante el proceso llamado *diagénesis por entierro*.

Esta alteración diagénica puede dividirse en una reacción de dos etapas. La primera etapa es la creación de esmectita con capa de alta carga mediante la sustitución de silicio por aluminio en la capa tetraédrica de la esmectita. Luego, la esmectita con capa de alta carga se convierte en illita (en realidad, capas mixtas de illita/esmectita) mediante la fijación de potasio. Esta fijación de potasio ocurre naturalmente, incluso cuando la solución de poros tiene una alta relación de sodio a potasio.

Hay suficiente potasio disponible para permitir que las capas de

...procesos de enlace deben ser comprendidos para entender y controlar los cambios reológicos en los fluidos de perforación.

esmetita se transformen en capas de ilita en muchos marcos geológicos. En otros marcos geológicos, la transformación total no puede producirse porque no hay suficiente potasio disponible. En marcos geológicos donde la transformación de las capas de esmetita en capas de ilita ha sido limitada por la falta de potasio, esmetita con capa alta carga puede desarrollarse mediante diagénesis. Así es con las arcillas esméctitas de la Costa del Golfo. En general tienen capas de alta carga, y una mayor porción de la carga aparecerá en la capa tetraédrica que debería ser más selectiva respecto al potasio a bajas temperaturas. Por lo tanto, cuando se dispone del potasio proporcionado por el fluido de perforación, incluyendo los lodos base agua salada con una alta relación de sodio a potasio, la conversión de las capas de esmetita con capa de alta carga en capas de ilita se producirá. Esta reacción tiene como efecto la estabilización de la lutita.

En algunas lutitas de tipo “gumbo”, las capas de esmetita con capa de alta carga coexisten con las capas de esmetita con capa de baja carga. Las capas de esmetita con capa de baja carga no fijarán el potasio, y en los casos donde la concentración de potasio es considerablemente menor que la concentración de sodio, dichas capas se comportarán de conformidad con la teoría clásica de intercambio de iones. Por lo tanto, aumentando la relación de potasio a sodio en el lodo se ayudará a saturar las capas de esmetita con capa de baja carga, con potasio y aumentará la estabilización de la lutita.

PROCESOS DE ENLACE DE LAS PARTÍCULAS DE ARCILLA

Además de conocer la cantidad y calidad de las arcillas de un lodo, se requiere conocer el estado de asociación de las partículas de arcilla. Los distintos procesos de enlace de las partículas de arcilla son importantes para la reología de las suspensiones de arcilla. Estos procesos de enlace deben

ser comprendidos para entender y controlar los cambios reológicos en los fluidos de perforación.

Las partículas laminares finas y planas de arcilla tienen dos superficies diferentes. La cara grande o superficie planar está cargada negativamente y la superficie fina del borde está cargada positivamente donde se interrumpe la red y se expone la superficie del enlace roto. Estas cargas eléctricas y los cationes intercambiables crean alrededor de las partículas de arcilla un campo de fuerzas eléctricas que determina la manera en que dichas partículas interactúan las unas con las otras. Si los iones intercambiables se disocian de la superficie de la arcilla, la fuerza repulsiva entre las láminas cargadas negativamente es grande y las láminas se dispersarán, alejándose las unas de las otras. La dispersión completa es rara y es probable que sólo pueda ocurrir en suspensiones diluidas de montmorillonita sódica purificada. En general se produce un cierto grado de enlaces entre las partículas.

Las partículas de arcilla se asocian cuando están en uno de los siguientes estados: agregación, dispersión, floculación o desfloculación (ver la Figura 8). Pueden estar en uno o varios estados de asociación al mismo tiempo, con un estado de asociación predominando.

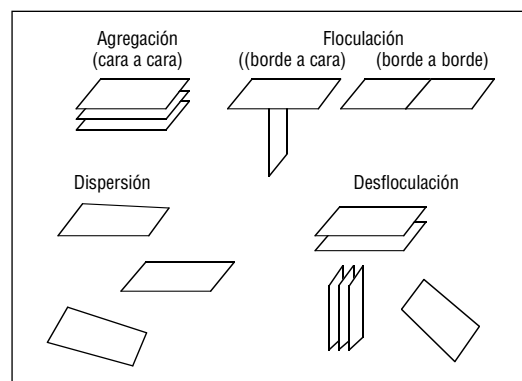


Figura 8: Asociación de las arcillas.

...los productos químicos desfloculantes son frecuentemente llamados diluyentes de lodo.

...rendimiento de las arcillas se define como el número de barriles de lodo de 15 cP que se puede obtener a partir de una tonelada de material seco.

La **agregación** (enlace de cara a cara) resulta en la formación de láminas o paquetes más gruesos. Esto reduce el número de partículas y causa una reducción de la viscosidad plástica. La agregación puede ser causada por la introducción de cationes divalentes, tales como Ca^{2+} , en el fluido de perforación. Esto podría resultar de la adición de cal o yeso, o de la perforación de anhidrita o cemento. Después del aumento inicial, la viscosidad disminuirá con el tiempo y la temperatura, hasta llegar a un valor inferior al valor inicial.

La **dispersión**, reacción contraria a la agregación, resulta en un mayor número de partículas y viscosidades plásticas más altas. Las laminillas de arcilla son normalmente agregadas antes de ser hidratadas y cierta dispersión ocurre a medida que se hidratan. El grado de dispersión depende del contenido de electrolitos en el agua, del tiempo, de la temperatura, de los cationes intercambiables en la arcilla y de la concentración de arcilla. La dispersión es más importante cuando la salinidad es más baja, los tiempos más altos, las temperaturas más altas y la dureza más baja. Incluso la bentonita de Wyoming no se dispersa totalmente en agua a la temperatura ambiente.

La **floculación** se refiere a la asociación de borde a borde y/o borde a cara de las partículas, resultando en la formación de una estructura similar a un “castillo de naipes”. Esto causa un aumento de la viscosidad, gelificación y filtrado. La severidad de este aumento depende de las fuerzas que actúan sobre las partículas enlazadas y del número de partículas disponibles para ser enlazadas. Cualquier cosa que aumenta las fuerzas repulsivas entre las partículas o causa la contracción de la película de agua adsorbida, tal como la adición de cationes divalentes o las temperaturas elevadas, puede fomentar la floculación.

La **desfloculación** es la disociación de las partículas floculadas. La adición de ciertos productos químicos al lodo

neutraliza las cargas electroquímicas en las arcillas. Esto elimina la atracción que resulta del enlace borde a borde y/o borde a cara entre las partículas de arcilla. Como la desfloculación causa una reducción de la viscosidad, los productos químicos desfloculantes son frecuentemente llamados *diluyentes de lodo*. La desfloculación también permite la disposición plana de las partículas de arcilla en el revoque para reducir el filtrado.

RENDIMIENTO DE LAS ARCILLAS

El rendimiento de las arcillas se define como el número de barriles de lodo de 15 cP (centipoise) que se puede obtener a partir de una tonelada de material seco. La Figura 9 ilustra la razón por la cual se seleccionó 15 cP como valor determinante para el rendimiento. La parte crítica de la curva para todos los tipos de arcilla aparece a 15 cP. Grandes adiciones de arcilla hasta 15 cP aumentan muy poco la viscosidad, mientras que las pequeñas cantidades de arcilla tienen un efecto marcado sobre la viscosidad de más de 15 cP. Esto es cierto no solamente para las arcillas comerciales, sino también para los sólidos de perforación hidratables. También resulta válido que una suspensión de arcilla de 15 cP soportará la barita en los sistemas de lodo densificado.

Este gráfico puede ser muy útil para el ingeniero de lodos. Para una viscosidad determinada de las diferentes arcillas, se puede obtener datos relacionados con la densidad de la lechada, el porcentaje de sólidos en peso, el rendimiento en barriles por tonelada, el porcentaje de sólidos en volumen y las libras de sólidos por barril de lodo.

Por ejemplo, se requiere aproximadamente 20 lb/bbl de bentonita (M-I GEL) para producir un lodo con una viscosidad de 15 cP. Por lo tanto, en base al gráfico, este lodo contendría 5,5% sólidos en peso, tendría un rendimiento de 100 bbl/tonelada, tendría 2,5% sólidos en volumen, y pesaría unas 8,6 lb/gal.

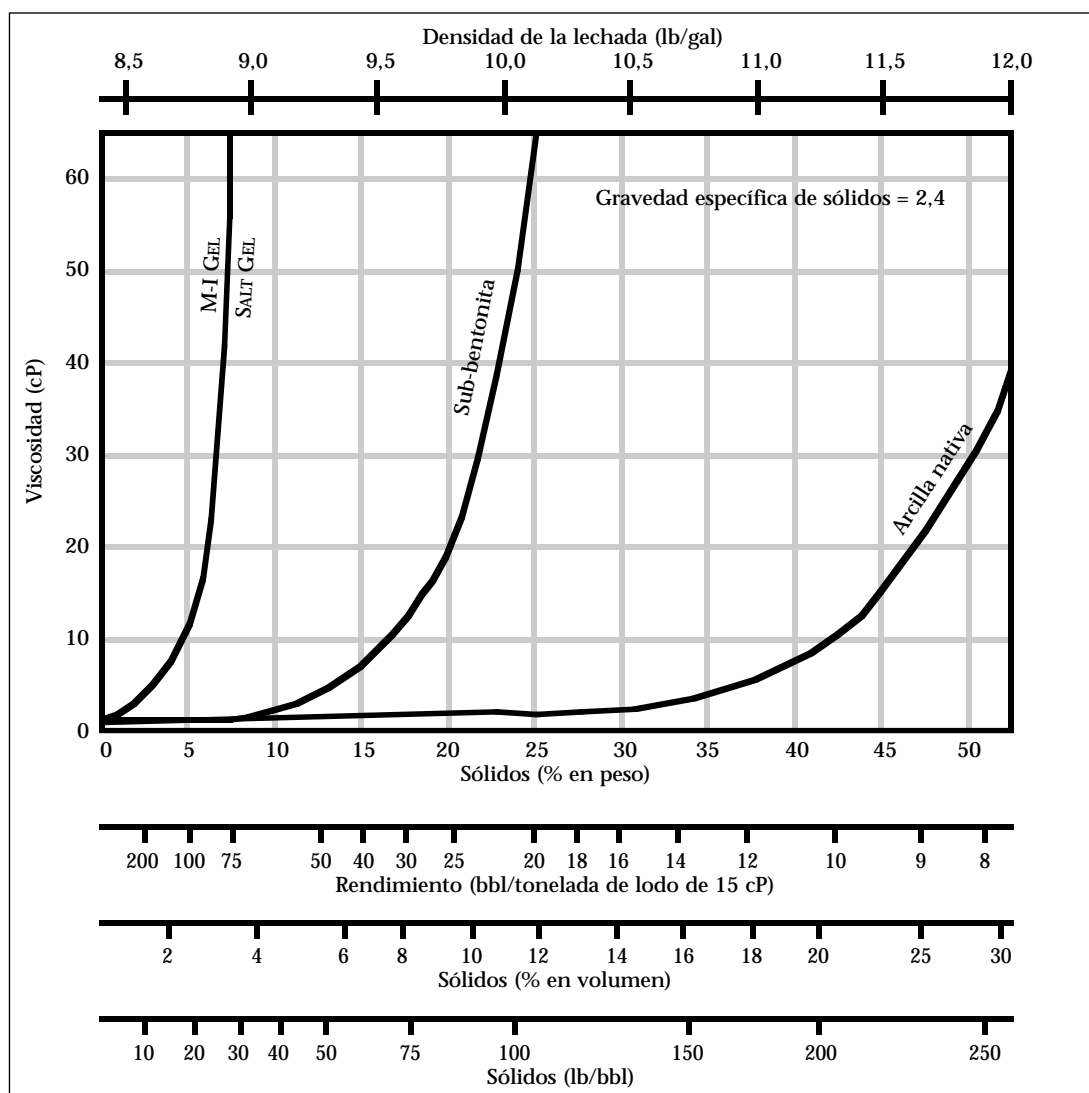


Figura 9: Curvas de viscosidad resultantes de diferentes sólidos de arcilla.

El rendimiento sería inferior si una arcilla tomara menos agua. En comparación, si se hubiera usado sub-bentonita para producir un lodo con una viscosidad de 15 cP, este lodo contendría 18% sólidos en peso, tendría un rendimiento de solamente 28 bbl/tonelada, contendría 8,5% sólidos en volumen y pesaría casi 9,4 lb/gal.

Las arcillas tienen muchas aplicaciones en los lodos de perforación. La mejor manera de aumentar la viscosidad de un lodo de perforación usando la menor cantidad posible de sólidos sería añadiendo una arcilla que tenga el mayor rendimiento (M-I GEL). Los valores más bajos de filtrado pueden ser obtenidos con la bentonita, porque las partículas gruesas y de tamaño mediano son producidas normalmente a partir de la formación. La calidad del lodo será

mejorada utilizando bentonita de Wyoming de alta calidad.

M-I GEL y M-I GEL SUPREME son bentonitas de Wyoming. La diferencia entre estas dos bentonitas es que la bentonita M-I Gel es tratada con muy pequeñas cantidades de polímero (peptizada) para aumentar su rendimiento, mientras que M-I GEL SUPREME es una bentonita no tratada. M-I GEL cumple con la Especificación API 13A, Sección 4, especificaciones para "Bentonita". M-I GEL SUPREME cumple con la Especificación API 13A, Sección 5, especificaciones para "Bentonita No Tratada". M-I también vende bentonita OCMA, la cual cumple con la Especificación API 13A, Sección 6, especificaciones para "Bentonita OCMA". **OBSERVACIÓN:** OCMA es la sigla de "Oil Companies Materials Association".

La hidratación y la dispersión de la arcilla seca son muy afectadas si el agua de preparación contiene sal o varios iones metálicos.

...la hidratación de las arcillas a base de agua dulce disminuye rápidamente a medida que las concentraciones de estos iones aumentan.

FACTORES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DE LAS ARCILLAS

La hidratación y la dispersión de la arcilla seca son muy afectadas si el agua de preparación contiene sal o varios iones metálicos. Por ejemplo, muchos lodos de perforación son preparados con agua salada por razones de economía y conveniencia. Un análisis típico del agua salada puede contener los siguientes componentes:

Componentes	Partes por Millón (mg/l)
Sodio	10.550
Cloro	18.970
Sulfato	2.650
Magnesio	1.270
Calcio	400
Potasio	380
Bromo	65
Otros componentes	80

OBSERVACIÓN: El agua salobre puede contener los mismos componentes, pero a diferentes concentraciones.

El agua que contiene cualquier concentración de sal puede ser saturada con una sal adicional. El agua salada saturada contiene aproximadamente 315.000 mg/l de cloruro de sodio. Se requiere aproximadamente 120 lb/bbl de sal para saturar el agua dulce.

La Figura 10 muestra el efecto de varias concentraciones de estos iones sobre la hidratación de la bentonita. En general, se puede decir que la hidratación de las arcillas a base de agua dulce disminuye rápidamente a medida que las concentraciones de estos iones aumentan.

Este fenómeno es más obvio en las Figuras 11 y 12. Estos ejemplos demuestran la hidratación de dos cubos idénticos de bentonita, el primero en agua dulce y el segundo en agua salada. La Figura 11 muestra el cubo de bentonita inicialmente en un vaso de precipitado, y nuevamente después de 72 horas. Se puede observar claramente la hidratación y el hinchamiento consiguiente. La Figura 12 muestra el cubo de bentonita inicialmente en el agua salada y nuevamente después de 72 horas. Está claro que no se ha producido casi ninguna hidratación.

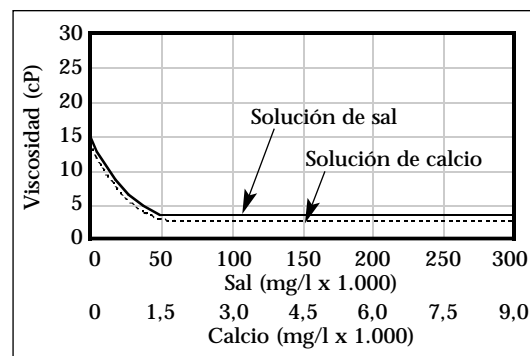


Figura 10: Efecto de la viscosidad cuando se añade bentonita al agua que contiene distintas concentraciones de sal o calcio.

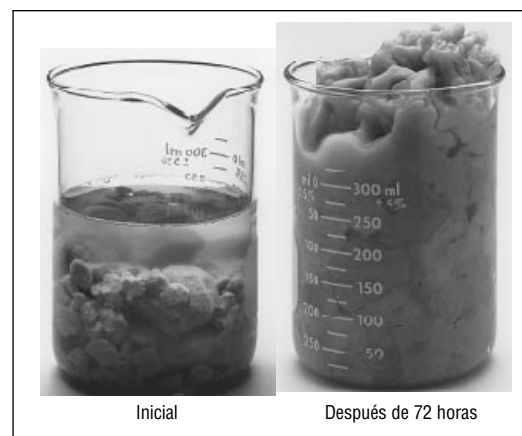


Figura 11: Hidratación de la bentonita en agua dulce.

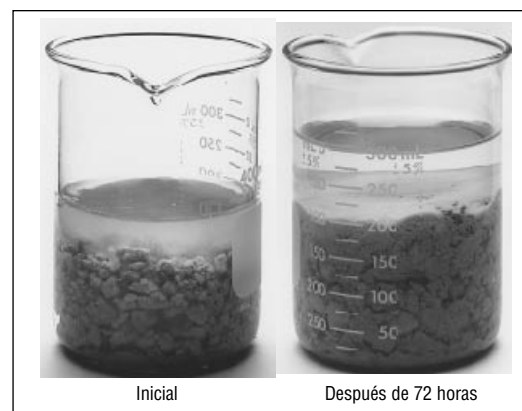


Figura 12: Hidratación de la bentonita en agua salada.

El agua que contiene calcio o magnesio se llama agua "dura". Para obtener una mayor viscosidad de la arcilla, una de las prácticas consiste en "suavizar" el agua añadiendo carbonato de sodio y soda cáustica para precipitar el calcio y el magnesio. Cuando la solución tiene altas concentraciones de cloruro, la única

...la arcilla de atapulguita desarrolla una viscosidad similar en cualquier tipo de agua de preparación...

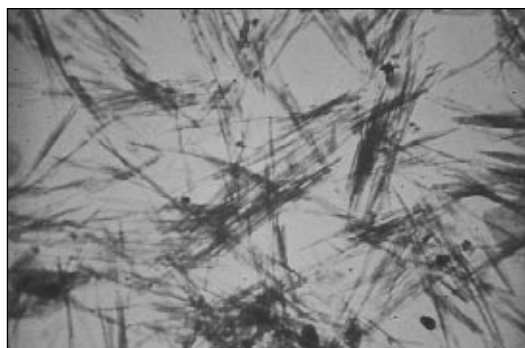


Figura 13: Fotomicrografía de partículas de atapulguita.

manera de reducir la concentración es diluyendo con agua dulce.

Cuando el agua de preparación es salada, se puede usar SALT GEL (atapulguita) para lograr la viscosidad. La atapulguita es un mineral único. Su estructura cristalina es en forma de aguja, como lo indica la Figura 12. Su capacidad para aumentar la viscosidad es independiente del agua de preparación. A la misma concentración, SALT GEL en cualquier tipo de agua produciría la misma viscosidad que M-I GEL en agua dulce. La capacidad de aumentar la viscosidad no depende de la hidratación, sino de la medida en que los paquetes de agujas son sometidos al esfuerzo de corte. La viscosidad resultante es creada por dos elementos:

1. La formación de estructuras de escobillas amontonadas por los esfuerzos de corte. Esto presenta una simple analogía con la agitación de paja en agua.

2. Las fuerzas de atracción entre partículas, creadas por cargas de enlaces rotos en los bordes de agujas rotos por los esfuerzos de corte.

Como la arcilla de atapulguita desarrolla una viscosidad similar en cualquier tipo de agua de preparación, se podría preguntar "¿por qué no se usa siempre la atapulguita?" La respuesta sería (1) mayor costo, (2) falta de control de filtración debido a la forma de las partículas y (3) características reológicas más difíciles de controlar.

La bentonita puede ser usada como viscosificador eficaz en agua salada si es prehidratada en agua dulce antes de ser añadida al agua salada. Resulta conveniente mantener un pH de 9 a 10 y tratar la lechada de bentonita prehidratada con un desfloculante antes de añadirla al agua salada. De esta manera, se puede reducir la floculación inicial seguida por una pérdida de viscosidad causada por la deshidratación en el ambiente de agua salada.

Esto está ilustrado en la Figura 14. Se preparó una lechada de 30 lb/bbl de bentonita, dejando que se hidrate. Luego fue añadida a un barril equivalente de agua con una concentración de 100.000 mg/l de cloruro de sodio.

Esta figura muestra claramente que la arcilla está dispersa en el agua salada y las propiedades reológicas indican que la arcilla está desempeñando su función. La mayor parte de esta viscosidad se perderá con el tiempo mediante la deshidratación,

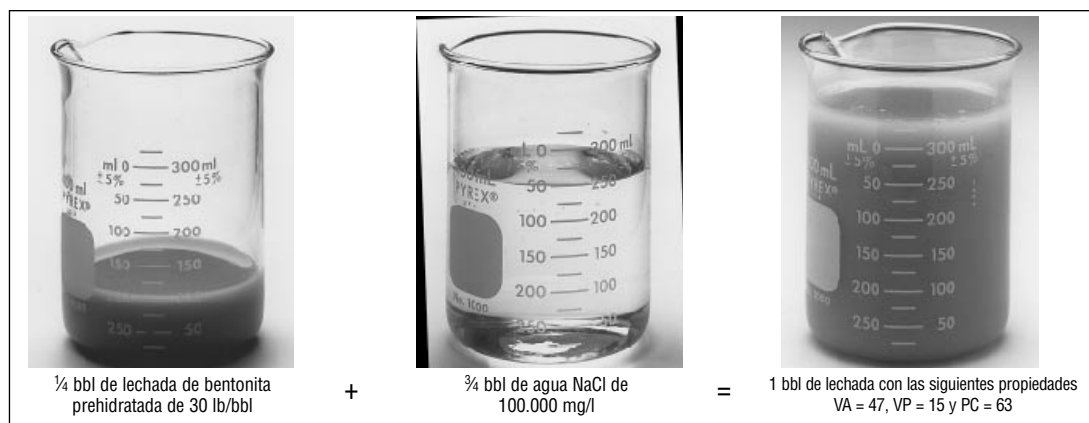


Figura 14: Adición de bentonita prehidratada al agua salada.

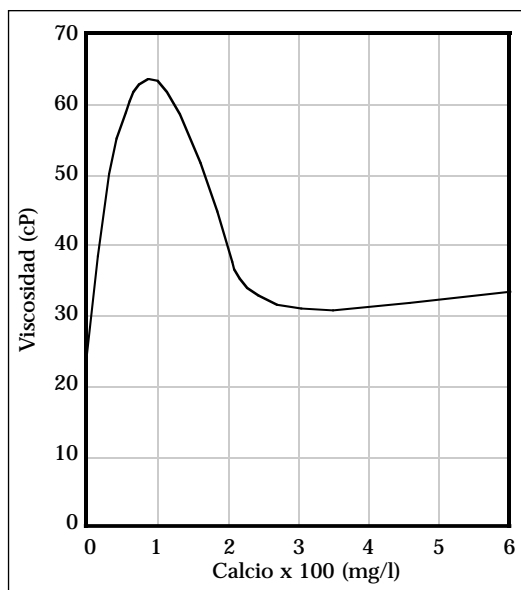


Figura 15: Efecto del calcio sobre la bentonita prehidratada.

pero una porción permanecerá siempre. La viscosidad resultante siempre será considerablemente mayor que la viscosidad obtenida al añadir arcilla seca directamente al agua salada.

Una reacción totalmente diferente se produce cuando se añade sal o calcio directamente a una lechada de bentonita preparada e hidratada en agua dulce. Las Figuras 15 y 16 demuestran esta reacción. Obsérvese el aumento inicial y la disminución subsiguiente de viscosidad descritos anteriormente en relación con las asociaciones de las partículas de arcilla.

La Figura 15 representa el aumento inicial de viscosidad debido a la floculación causada por la adición del catión divalente Ca^{2+} . Esto, a su vez, causa la agregación de las partículas y una disminución de la viscosidad debido a la deshidratación y a la reducción del número de partículas.

La Figura 16 muestra fundamentalmente la misma cosa, excepto que la floculación y la agregación son causadas por la acción de masas de Na^+ , debido a su concentración.

EFFECTO DEL pH

En este momento, también resulta pertinente considerar el efecto del pH sobre el rendimiento de la bentonita. La Figura 17 ilustra la viscosidad de una

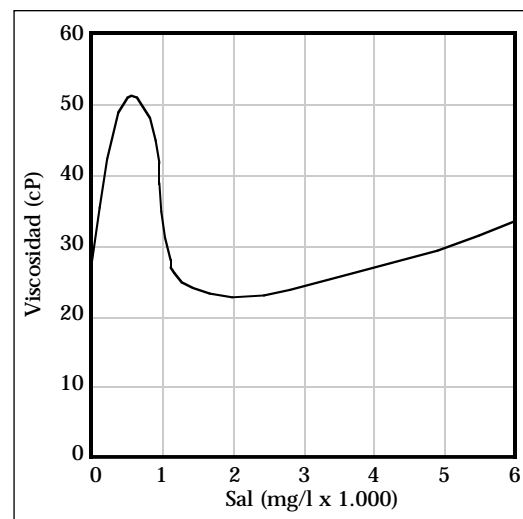


Figura 16: Efecto de la sal sobre la bentonita prehidratada.

lechada de bentonita en relación con diferentes valores de pH. La mayoría de todos los lodos de perforación son tratados de manera que sean alcalinos, es decir que deberían tener un pH mayor de 7. Como el pH no afecta la viscosidad, una de las principales consideraciones es la selección del rango de pH más deseable para optimizar las propiedades reológicas del fluido de perforación. El gráfico indica que la viscosidad de una suspensión de bentonita alcanza su punto más bajo dentro del rango de pH de 7 a 9,5. Esta es una de las razones por las cuales la mayoría de los fluidos de perforación a

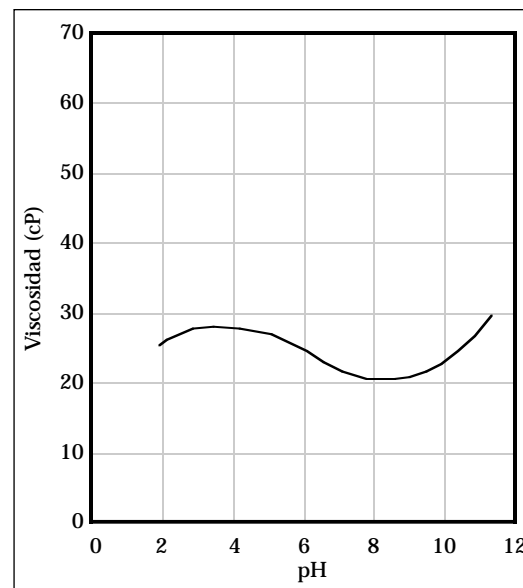


Figura 17: Efecto del pH sobre la bentonita de Wyoming.

...todos los lodos de perforación... deberían tener un pH mayor de 7.

base de agua son utilizados dentro de este rango. Cuando el pH es mayor de 9,5, la dispersión de la arcilla aumenta, incrementando la viscosidad del fluido de perforación.

En previas discusiones, se puso énfasis en la obtención de la mayor viscosidad a partir de la más pequeña adición de material. La importancia del

pH es que la viscosidad creada por valores superiores a 10 a veces no guarda proporción con lo que se considera ser las propiedades deseables del lodo. Por razones obvias, tales como seguridad y corrosión, los lodos de perforación casi nunca son utilizados dentro del rango ácido con un pH inferior a 7.

La viscosidad resulta de los esfuerzos de fricción y de los esfuerzos eléctricos que existen dentro de un sistema de lodo.

Principios del Tratamiento Químico

La viscosidad resulta de los esfuerzos de fricción y de los esfuerzos eléctricos que existen dentro de un sistema de lodo. Los sólidos se incorporan dentro del lodo de perforación a medida que la perforación va avanzando. Estos sólidos serán triturados y se descompondrán en partículas muy finas, causando un aumento de la viscosidad del lodo, a menos que los sólidos sean retirados del sistema. La perforación a través de varios contaminantes también causará la floculación y un aumento de la viscosidad.

Evaluando las propiedades reológicas del lodo, el ingeniero de lodos podrá determinar rápidamente la causa del problema y el tratamiento apropiado para reducir la viscosidad. El agua es eficaz para reducir la viscosidad si el contenido de sólidos es alto, pero no constituye el tratamiento más económico si la viscosidad anormal es causada por la floculación química (indicada por un alto punto cedente y grandes esfuerzos de gel). Existen varios aditivos no iónicos orgánicos e inorgánicos que pueden ser usados para reducir eficazmente la floculación.

Se considera que el efecto principal de los productos químicos reductores de viscosidad es la neutralización de las cargas catiónicas de enlaces rotos residuales. El mecanismo de esta acción en suspensiones de arcilla en agua consiste en reducir la porción de la viscosidad causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, sin afectar considerablemente la porción

de la viscosidad que se debe a la hidratación de los minerales arcillosos. Los materiales no iónicos se adsorben en los bordes de las partículas de arcilla para satisfacer las cargas catiónicas de enlaces rotos residuales. Los productos químicos de carga aniónica que se usan comúnmente para el tratamiento del lodo de perforación incluyen fosfatos, taninos, ligninas de ácido húmico (lignito), lignosulfonatos y polímeros sintéticos de bajo peso molecular. Esta adsorción modifica el equilibrio de las fuerzas que actúan sobre la partícula de arcilla, pasando de una fuerza de atracción (floculación) a una fuerza repulsiva (desfloculación). En vez de unirse, las partículas se rechazan o tienden a evitar cualquier contacto entre ellas.

Los agentes de tratamiento químico reducen la floculación en los fluidos de perforación base agua-arcilla, mediante uno o varios de los siguientes mecanismos.

1. Eliminando el contaminante mediante precipitación.
2. Reduciendo los efectos del contaminante mediante la complejación del contaminado (secuestro).
3. Neutralizando la floculación mediante la satisfacción de las cargas catiónicas en las partículas de arcilla.
4. Encapsulando o formando una película protectora alrededor de la partícula de arcilla.

**...fosfatos
son
dispersantes
no iónicos
potentes...**

**Los fosfatos
son usados
principalmente
en lodos de
bajo pH y
lodos de
perforación
inicial.**

FOSEFATOS

Los dos fosfatos principales usados en el lodo de perforación son:

1. Pirofosfato Ácido de Sodio (SAPP), pH de 4,8.
2. Tetrafosfato de Sodio (STP o PHOS), pH de 8,0.

Estos fosfatos son potentes dispersantes no iónicos y sólo un tratamiento pequeño puede producir la máxima reducción de la viscosidad. La cantidad de producto de tratamiento para la simple dispersión casi nunca excede 0,2 lb/bbl. Esto significa que para un sistema de 1.000 bbl, sólo se requiere 200 lb para diluir el fluido. Los fosfatos pueden ser añadidos directamente a través de la tolva o a partir del barril químico. Si los fosfatos son añadidos a partir del barril químico, se mezclará aproximadamente 50 lb de fosfato con un barril de agua. Luego se añade la solución directamente al lodo, de manera uniforme durante una circulación.

Los fosfatos son usados principalmente en lodos de bajo pH y lodos de perforación inicial. Los fosfatos reducen la viscosidad de dos maneras: (1) neutralizan las fuerzas de atracción al ser adsorbidos en la superficie de los sólidos, y (2) eliminan el calcio y el magnesio. Debido a su bajo pH y a su capacidad para eliminar el calcio, el SAPP es un excelente agente de tratamiento para la contaminación de cemento. Los fosfatos casi nunca son usados solos en el tratamiento del lodo; más bien se usan para complementar el control, junto con la soda cáustica y un diluyente orgánico. Si el SAPP (pH de 4,8) fuera usado solo de manera continua, el lodo se volvería ácido. Esto podría ser perjudicial y podría causar una corrosión grave y una viscosidad excesiva. El PHOS tiene un pH más neutro (8,0), lo cual hace que sea más

adecuado para los tratamientos de rutina de dilución del lodo.

Los fosfatos tienen una aplicación limitada para el tratamiento. Los materiales no son diluyentes eficaces del lodo a temperaturas moderadas. Si la temperatura del lodo excede considerablemente 175°F (79,4°C), los fosfatos se transforman en ortofosfatos. Como ortofosfatos, éstos pueden ser floculantes en vez de ser desfloculantes. Esto no descarta la posibilidad de utilizar fosfatos para secuestrar el calcio a altas temperaturas. Como ortofosfatos, estos materiales aún tienen la capacidad de reducir el calcio, aunque su capacidad diluyente sea inferior. Además, los fosfatos no son eficaces en mayores concentraciones de sal.

LIGNITO

El lignito de base usado para controlar la viscosidad es TANNATHIN® (pH 3,2). El lignito es menos soluble a un pH bajo; por lo tanto, para que sea eficaz, el pH del lodo debe estar comprendido dentro del rango alcalino o el lignito debe ser presolubilizado en una lechada de alto pH antes de ser añadido al sistema de lodo. En general se añade soda cáustica con los aditivos de lignito de bajo pH. En la aplicación de campo, la relación de soda cáustica a TANNATHIN variará de 1:6 a 1:2. La mejor manera de añadir las ligninas es a través de la tolva de lodo. TANNATHIN es más eficaz en los sistemas de lodo que tienen valores de pH comprendidos entre 9 y 10,5. CAUSTILIG® es un lignito caustizado que tiene un pH de aproximadamente 9,5. K-17™ es un lignito neutralizado con hidróxido de potasio que tiene un pH de aproximadamente 9,5.

XP-20® (pH 10) es un lignito de cromo pre-reaccionado que se usa principalmente en conjunción con SPERSENE™ (lignosulfonato de cromo).

Los aditivos de lignito facilitan la formación de emulsiones de aceite en agua...

Este producto complementa el rendimiento del Sistema de Lignosulfonato de Cromo de M-I (CLS o sistema SPERSENE/XP-20). Como parte integrante del sistema de lodo SPERSENE/XP-20, XP-20 actúa como estabilizador y emulsificante del fluido de perforación. Reduce el filtrado y contribuye a las propiedades inhibidoras del lodo. Se trata del principal estabilizador térmico en el sistema DURATHERM™ de alta temperatura. La aplicación de XP-20 no se limita a los sistemas de SPERSENE/XP-20 y DURATHERM, y este producto se puede usar en una gran variedad de sistemas desfloculados a base de agua, para controlar el filtrado, diluir y aumentar la estabilidad térmica.

Los aditivos de lignito facilitan la formación de emulsiones de aceite en agua y en general no son eficaces en altas concentraciones de calcio. Sólo son moderadamente eficaces en altas concentraciones de sal.

LIGNINAS

Las ligninas constituyen un grupo de productos similares al lignito y al lignosulfonato que provienen de la corteza de árbol sometida a un tratamiento químico. QUEBRACHO es una mezcla de lignina/lignito diseñada para proporcionar funciones de dilución y control de filtrado. En general, los productos tánicos son más solubles que otros productos químicos en lodos de bajo pH. Son más eficaces a bajas temperaturas y en ambientes de alta salinidad, en comparación con los aditivos a base de lignito. Los taninos

son generalmente más costosos y producen efectos más breves que el lignito y el lignosulfonato. Desco, una lignina de cromo producida por Drilling Specialties Co., y Desco CF, una lignina sin cromo, son productos muy usados como diluyentes.

LIGNOSULFONATOS

Los lignosulfonatos incluyen SPERSENE, un lignosulfonato de cromo; SPERSENE CF®, un lignosulfonato sin cromo; y SPERSENE I, un lignosulfonato de ferrocromo. Estos aditivos son materiales versátiles que tienen numerosas aplicaciones en muchos sistemas desfloculados a base de agua. Estos materiales producen buenos resultados a todos los niveles de pH alcalino, pueden ser usados con altos niveles de sal y son eficaces en la presencia de altos niveles de calcio.

Los aditivos de lignosulfonato tiene un bajo pH (aproximadamente 3,0). Por este motivo, soda cáustica debería ser añadida con todos los tratamientos de SPERSENE. La cantidad de soda cáustica depende del tipo de lodo que se está utilizando, pero en general se añade una parte de soda cáustica para cuatro partes de SPERSENE. Este producto no solamente reduce la viscosidad y el esfuerzo de gel, sino que cuando se usa en cantidades suficientes, también reduce la pérdida de agua y proporciona un ambiente inhibidor. Las adiciones de SPERSENE son generalmente realizadas a través de la tolva mezcladora.

APLICACIÓN

La Figura 18 demuestra los cambios de viscosidad que ocurren cuando los valores de viscosidad plástica y punto cedente son modificados por la contaminación y el tratamiento químico. Los datos pueden ser analizados para determinar el efecto de los diferentes materiales añadidos para estimular cambios sobre la viscosidad Marsh y la viscosidad aparente, luego interpretar los valores reológicos. Ya sea medida en segundos/cuarto de galón con el embudo (viscosímetro Marsh) o en cP con el viscosímetro, la viscosidad aparente consta de dos componentes: (1) contenido de sólidos y naturaleza de estos sólidos, y (2) atracción electroquímica entre los sólidos.

La viscosidad aumenta a medida que los contaminantes son introducidos y/o que el contenido de sólidos aumenta. Si la viscosidad Marsh aumenta, entonces la viscosidad aparente generalmente aumentará. También es cierto que si una de las dos disminuye, la otra generalmente disminuirá. Sin embargo, si se mide solamente la viscosidad aparente, este valor no es muy útil para el control del lodo. *La viscosidad plástica, el punto cedente y los esfuerzos de gel son los factores importantes.* La viscosidad plástica constituye una mejor medida de la viscosidad estructural que la que se determina a partir de la concentración de sólidos. El punto cedente y los esfuerzos de gel son más bien medidas de la hidratación y de la floculación de la arcilla. Los puntos cedentes y esfuerzos de gel en lodos de polímeros xánticos sin arcilla son menos afectados por la contaminación normal, la

floculación/desfloculación y la dilución de productos químicos no iónicos.

Los principios del tratamiento químico en un fluido base agua-arcilla están ilustrados en la Figura 18:

1. La introducción de 1/2 lb/bbl de cemento causó la floculación debido principalmente a la contaminación de calcio. Tanto la viscosidad Marsh como la viscosidad aparente aumentan. El análisis del gráfico indica que este cambio de viscosidad fue producido por el aumento del punto cedente (aumento de las fuerzas de atracción o de la floculación). La viscosidad plástica no sufrió prácticamente ningún cambio porque la viscosidad plástica se debe principalmente a los sólidos.
2. Se añadió 10% de agua para demostrar que el agua no tiene casi ningún efecto sobre la reducción del punto cedente (floculación). El agua no elimina el calcio, el cual causa la floculación o altas fuerzas de atracción. El agua sólo puede aumentar la separación de los sólidos, pero no cambia la asociación de las arcillas ni modifica el punto cedente.
3. La adición de 1 lb/bbl de PHOS (para quitar el calcio) produce una reducción importante de la viscosidad Marsh y de la viscosidad aparente. Esto fue causado por la reducción del punto cedente. El punto cedente fue reducido porque el PHOS reduce la cantidad de calcio y desflocula las partículas de arcilla. También se ha demostrado que esta adición de producto químico no tiene casi ningún efecto sobre la viscosidad plástica.

La viscosidad plástica, el punto cedente y los esfuerzos de gel son los factores importantes.

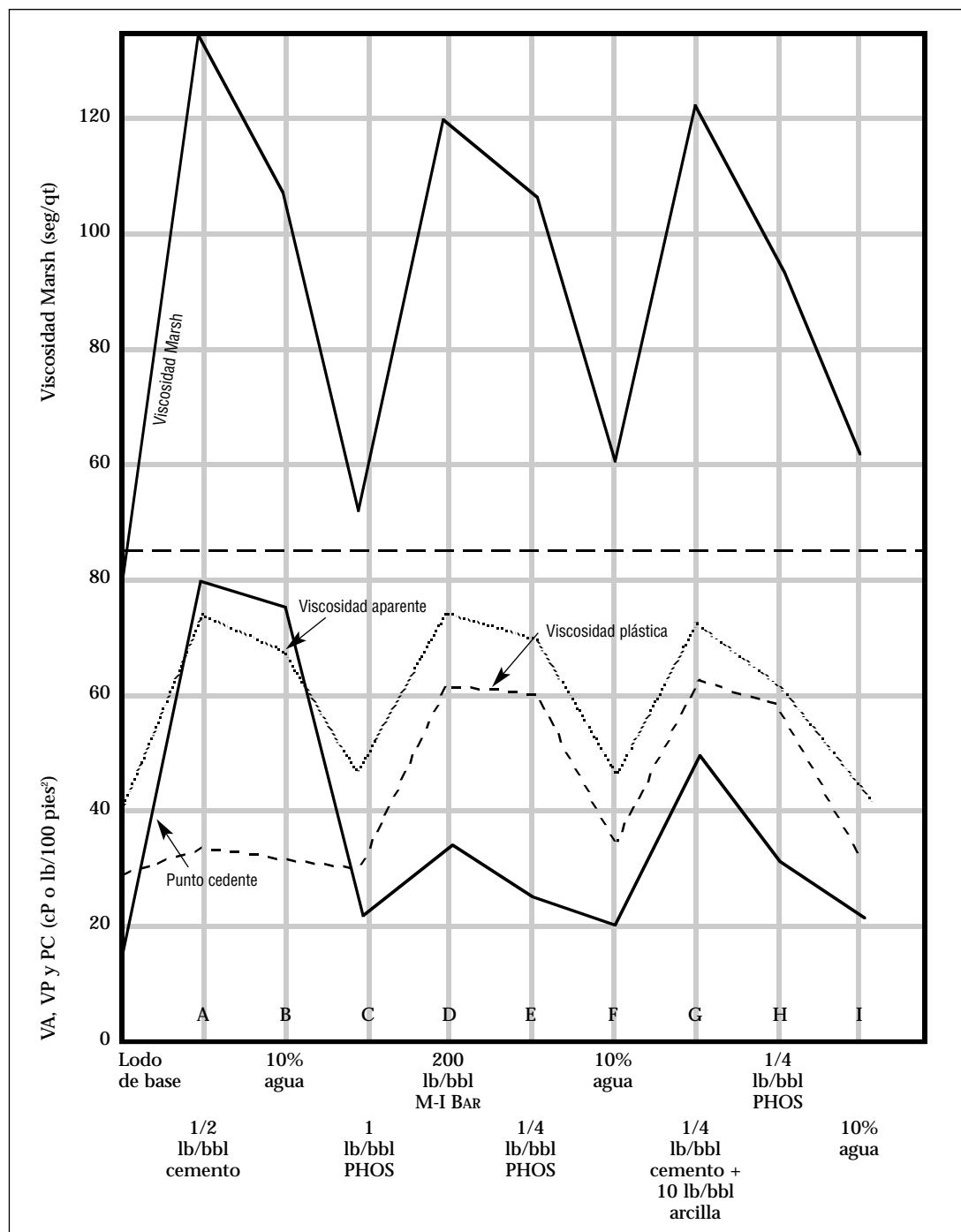


Figura 18: Principios del tratamiento químico.

4. El segundo aumento de viscosidad (Parte D) fue causado por la adición de 200 lb/bbl de barita (sólidos inertes) para aumentar el peso del lodo. El cambio de viscosidad aparente es prácticamente el mismo que antes, pero tiene una causa totalmente diferente. Este cambio de viscosidad fue producido por el aumento de la viscosidad plástica. La adición de sólidos causó mayor fricción entre los sólidos debido al aumento del área superficial total de los sólidos. El punto cedente sólo aumentó ligeramente porque los sólidos están más cerca los unos de los otros. Cualquier fuerza de atracción será más eficaz debido a la reducción de la distancia entre las partículas. Sin embargo, la viscosidad Marsh y la viscosidad aparente aumentaron principalmente debido al aumento de la viscosidad plástica. En este caso, el tratamiento correcto del lodo consistiría en añadir agua.
5. Se añadió 1/4 lb/bbl de PHOS para demostrar que se puede obtener una ligera reducción de la viscosidad al reducir el punto cedente, y también para demostrar que el tratamiento químico solo no reducirá la alta viscosidad de los sólidos. La viscosidad seguía alta, aún después del tratamiento.
6. El tratamiento correcto para reducir la viscosidad consiste en añadir agua. Se añadió diez % en volumen de agua y se redujo la viscosidad plástica. Tanto la viscosidad Marsh como la viscosidad aparente disminuyeron considerablemente porque estas viscosidades dependen de la viscosidad plástica. El punto cedente sólo disminuyó ligeramente.
7. La adición de un contaminante químico y de sólidos reactivos causa el tercer aumento de la viscosidad, aumentando tanto el punto cedente como la viscosidad plástica. El 1/4 lb/bbl de cemento aumentó el punto cedente como en la Parte A. La

viscosidad plástica aumentó cuando se añadieron 10 lb/bbl de arcilla, por la misma razón que la viscosidad aumentó en la Parte D cuando se introdujeron los sólidos. Sin embargo, hay una diferencia importante. Los sólidos de arcilla se hidratan y toman agua. Como hay menos agua libre disponible, la fricción aumenta considerablemente con solamente una pequeña cantidad de sólidos. Para un volumen unitario de sólidos, los sólidos de perforación hidratables siempre aumentan la viscosidad más que los sólidos inertes. El tratamiento correcto en este caso consiste en añadir diluyentes químicos y agua de dilución para reducir la viscosidad plástica y el punto cedente.

8. La adición de productos químicos causó una reducción de la viscosidad por la misma razón que en la Parte C.
9. La adición de agua disminuyó la viscosidad por la misma razón que en la Parte F.

La siguiente generalización puede ser realizada para el control más económico de las propiedades de flujo a fin de obtener condiciones óptimas:

1. Un punto cedente creciente, acompañado por poco o ningún cambio de la viscosidad plástica, puede ser reducido o controlado mediante la adición de diluyentes químicos en un sistema base agua-arcilla.
2. Una viscosidad plástica creciente, acompañada por poco o ningún cambio del punto cedente, puede ser reducida o controlada con el agua o mediante el uso de equipos mecánicos de control de sólidos para eliminar los sólidos no deseados.
3. Los grandes aumentos simultáneos del punto cedente y de la viscosidad plástica pueden ser reducidos o controlados mediante las dos técnicas mencionadas anteriormente.

Introducción

Un contaminante es cualquier tipo de material...que tiene un efecto perjudicial sobre las características físicas o químicas de un fluido de perforación.

Un contaminante es cualquier tipo de material (sólido, líquido o gas) que tiene un efecto perjudicial sobre las características físicas o químicas de un fluido de perforación. Lo que en un tipo de fluido de perforación constituye un contaminante, en otro no será necesariamente un contaminante.

Los sólidos reactivos de baja densidad son contaminantes comunes en todos los fluidos de perforación. Estos sólidos se componen de sólidos perforados que se han incorporado dentro del sistema o que resultan del tratamiento excesivo con arcillas comerciales. Desde el punto de vista económico, los sólidos perforados y los problemas relacionados con su control tienen un mayor impacto sobre el costo del lodo que los otros tipos de contaminación. Sin embargo, este capítulo se centrará principalmente en los siguientes contaminantes químicos comunes de los lodos base agua:

1. Anhídrita (CaSO_4) o yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).
2. Cemento (silicato complejo de $\text{Ca}(\text{OH})_2$).
3. Sal (sal de roca, agua de preparación, agua salada, magnesio, calcio y cloruro de sodio, y agua irreductible).
4. Gases ácidos, incluyendo el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S).

Con excepción de los gases ácidos, estos contaminantes químicos están directamente relacionados a las reacciones de intercambio de iones con las arcillas. Por lo tanto, la concentración de sólidos de tipo arcilloso en un lodo base agua está directamente relacionada con la severidad con la cual el contaminante químico afecta las propiedades del lodo. La Capacidad de Azul de Metileno (MBC) constituye una buena indicación de la concentración de sólidos de tipo arcilloso. Los lodos con niveles de MBC inferiores a 15 lb/bbl son menos afectados por la contaminación química.

Una reacción de intercambio de iones puede ocurrir cuando la bentonita sódica está expuesta a los ambientes químicos que contienen altas concentraciones de otros iones metálicos, floculando

inicialmente, y luego posiblemente convirtiendo químicamente la bentonita en una arcilla de rendimiento más bajo. Esto afecta la cantidad de agua adsorbida y el tamaño, la forma y la asociación de las partículas, produciendo la inestabilidad de la reología y del control de filtrado.

La severidad de estos contaminantes impuso la necesidad de desarrollar sistemas de lodo capaces de tolerarlos. Estos sistemas incluyen lodos de lignosulfonato, lodos de polímeros con bajo contenido de coloides, lodos de calcio, lodos yeso y lodos salados. Muchos de estos sistemas son pretratados deliberadamente con lignosulfonato, sal (cloruro de sodio) y materiales cálcicos como la cal o el yeso. Por lo tanto, cuando concentraciones adicionales de estos contaminantes son encontradas, éstas no tienen casi ningún efecto sobre los sistemas.

Los objetivos principales de este capítulo son:

- Poner de manifiesto la(s) fuente(s) de cada contaminante químico
- Describir la manera en que cada contaminante afecta las propiedades del lodo.
- Describir la manera de usar los cambios de las propiedades del lodo para identificar al contaminante.
- Describir la manera de tratar el lodo para restablecer las propiedades originales.

Como los cambios de las propiedades físicas del lodo, tales como el aumento de la reología y del filtrado debido a la floculación, son similares con cualquier contaminante químico que esté presente, dichos cambios de las propiedades físicas sólo indican que existe algún contaminante. Será necesario realizar un análisis de los cambios de las propiedades químicas para identificar al contaminante. Por lo tanto, describiremos detalladamente las fuentes, los efectos y las opciones de tratamiento de cada contaminante químico. Al final del capítulo se incluye una guía de referencia rápida y tablas en unidades métricas e inglesas (ver las Tablas 2, 3 y 4).

La anhidrita y el yeso son sulfatos de calcio y tienen composiciones químicas prácticamente idénticas.

Hay pocas áreas en el mundo donde no se perfora a través de la anhidrita o del yeso. La anhidrita y el yeso son sulfatos de calcio y tienen composiciones químicas prácticamente idénticas. El yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), con su agua fijada, es más soluble que la anhidrita (CaSO_4). La severidad de este contaminante depende principalmente de la cantidad perforada. Si se encuentra solamente una pequeña cantidad de un contaminante, éste puede ser tolerado mediante la precipitación del ion calcio. Si se encuentran grandes cantidades, el sistema de lodo debería ser convertido en un sistema a base de calcio. Los sistemas a base de cal y de yeso pueden tolerar la contaminación de anhidrita o yeso sin afectar negativamente las propiedades del lodo.

El efecto inicial de la contaminación de calcio sobre un sistema de lodo a base de bentonita es la alta viscosidad, altos esfuerzos de gel y un mayor filtrado. La medida en que estas propiedades son afectadas depende de la concentración del contaminante, la concentración de sólidos reactivos y la concentración de desfloculantes químicos en el lodo de perforación.

Como se muestra a continuación, al solubilizarse en agua, el sulfato de calcio se ioniza en iones calcio y sulfato.



La solubilidad de CaSO_4 es controlada por el pH, la salinidad y la temperatura. El aumento del pH y de la temperatura reduce la solubilidad del yeso, mientras que el aumento de los cloruros del lodo aumenta la solubilidad. La solubilidad del sulfato de calcio es reversible y alcanzará algún grado de equilibrio con el ambiente químico.

FACTORES DE DETECCIÓN

La primera indicación de contaminación de anhidrita o yeso es el aumento de las propiedades físicas, incluyendo la viscosidad Marsh, el

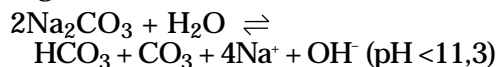
punto cedente y los esfuerzos de gel. Será necesario realizar pruebas químicas para identificar el contaminante químico que está presente, porque el aumento de estas propiedades físicas también constituye la primera indicación de otros tipos de contaminación química. Las principales indicaciones de contaminación de yeso o anhidrita incluyen:

1. Aumento de la cantidad de calcio en el filtrado. Es posible que este aumento inicialmente no resulte evidente si hay algún excedente de iones carbonato, bicarbonato o fosfato en el lodo, o si se está aumentando el pH del sistema de lodo. Sin embargo, una vez que el yeso solubilizado haya agotado estos elementos químicos, el pH disminuirá porque el pH del yeso (6 a 6,5) es muy bajo. Esta reducción del pH resultará en un aumento importante de la cantidad de calcio en el filtrado, visto que la solubilidad del calcio varía en relación inversamente proporcional al pH.
2. La reducción del pH y de la alcalinidad y el aumento de la cantidad de calcio en el filtrado constituyen los indicadores más confiables.
3. Debido a la solubilidad relativamente limitada de la anhidrita y del yeso, los recortes pueden contener trazas del mineral. Esto es demostrado frecuentemente en los recortes por la presencia de bolitas blandas de material soluble en ácido.
4. La prueba cualitativa para el ion sulfato debería indicar un aumento. Sin embargo, esta prueba también detecta el ion sulfonato. La prueba carece de sentido si se usa lignosulfonato como desfloculante principal, a menos que se efectúe una comparación con el lodo no contaminado.

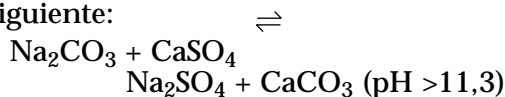
La solubilidad de CaSO_4 es controlada por el pH, la salinidad y la temperatura.

TOLERANCIA DEL CONTAMINANTE**Tratamiento del lodo para la contaminación de yeso/anhidrita:**

1. Aumentar la concentración de defloculante en el sistema. El lignosulfonato y el lignito son defloculantes eficaces en presencia de calcio. Este tratamiento puede ser suficiente, según la cantidad perforada de anhidrita o yeso. El lignito causa la quelación del ion calcio, eliminándolo de esa manera. Si hay demasiado calcio, será necesario usar carbonato de sodio (Na_2CO_3) para precipitarlo.
2. El pH debe ser mantenido dentro del rango de 9,5 a 10,5 con soda cáustica (NaOH) o potasa cáustica (KOH). Este rango de pH limita la solubilidad del yeso y aumenta el rendimiento del lignosulfonato.
3. Cualquiera de los siguientes productos químicos puede precipitar un aumento de la cantidad de calcio en el filtrado. La precipitación del calcio con una fuente de iones carbonato es sumamente eficaz. Debido al bajo pH de la anhidrita/yeso (6 a 6,5), el carbonato de sodio constituye el carbonato preferido porque tiene un pH más alto (11 a 11,4) que el bicarbonato de sodio (8 a 8,5). Cuando se mezcla carbonato de sodio en agua, el pH aumenta debido a la formación de un ion hidroxilo, de la manera siguiente:



Si los iones calcio están presente, éstos se precipitarán como CaCO_3 insoluble (caliza). La reacción entre el carbonato de sodio y el yeso es la siguiente:



Una reacción similar ocurre cuando se usa bicarbonato de sodio como precipitante. Los productos secundarios de la reacción son compuestos químicos tales como el bicarbonato de calcio ($\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$), un material altamente soluble (según el pH). Con la cantidad adicional de soda cáustica para mantener el pH encima de 9,7, el ion bicarbonato se convierte en carbonato. Luego reacciona con el calcio del filtrado para precipitar CaCO_3 . Sin embargo, el periodo intermedio durante el cual el ion bicarbonato está presente puede crear problemas que pueden ser casi tan graves como la contaminación propiamente dicha. Por lo tanto se prefiere usar carbonato de sodio en vez de bicarbonato de sodio. Evitar el tratamiento excesivo con carbonato de sodio o bicarbonato. Usar la Tabla 2 para calcular la cantidad de aditivo necesaria.

Los fosfatos también tienen la capacidad de complejar el calcio del filtrado. Esta reacción produce un fosfato de calcio insoluble. Los materiales comunes de este tipo que están disponibles incluyen:

Pirofosfato Ácido de Sodio (SAPP) – $\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$ (pH 4,8)

Tetrafosfato de Sodio (STP o PHOS) – $\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$ (pH 8,0)

Los fosfatos están limitados por su estabilidad térmica relativamente baja (aproximadamente 200°F). Cuando se excede esta temperatura, los fosfatos se convierten en ortofosfatos. Como tales, no son eficaces como defloculantes pero aún son capaces de eliminar el calcio. Sin embargo, el carbonato de sodio constituye el producto preferido para tratar el calcio de la anhidrita o del yeso a temperaturas mayores de 200°F.

...añadir sulfato de calcio para convertir el sistema en un sistema de lodo a base de calcio.

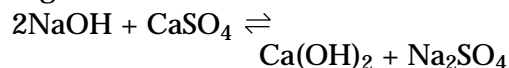
CONVIRTIENDO EL SISTEMA EN UN SISTEMA A BASE DE CALCIO

Cuando se perforan grandes secciones de anhidrita o yeso, la magnitud de la contaminación hace que sea prácticamente imposible mantener las propiedades de flujo y el control de filtrado deseables. Por lo tanto es necesario añadir sulfato de calcio para convertir el sistema en un sistema de lodo a base de calcio.

El lodo puede ser convertido en un lodo yeso mediante el tratamiento con soda cáustica, lignosulfonato y yeso adicional. Un lodo yeso es un sistema de bajo pH, pero se requieren grandes cantidades de soda cáustica para mantener el pH dentro del rango deseado de 9,5 a 10,5. Una "cresta" de viscosidad (aumento) ocurrirá a medida que se añade el yeso adicional, pero con las adiciones apropiadas de agua, soda cáustica y lignosulfonato, el tipo de lodo cambiará después de una circulación y la viscosidad disminuirá. El yeso es añadido hasta que no tenga ningún efecto perjudicial sobre las propiedades del lodo, después de lo cual se mantiene un excedente de yeso (5 a 8 lb/bbl) para alimentar las reacciones químicas que se están produciendo. Los niveles

típicos de calcio varían de 600 a 1.200 mg/l en un lodo yeso, según el pH.

El lodo también puede ser convertido en lodo cálcico mediante la aplicación del tratamiento químico que acabamos de describir. Para convertir el lodo en lodo cálcico, se añade una cantidad adicional de cal en vez de yeso, manteniendo un excedente. Para mantener un excedente de cal, la mayoría de la cal debe permanecer insoluble. Por lo tanto, el pH del lodo cálcico debe ser controlado en exceso de 11,5, mediante adiciones de soda cáustica y cal. La soda cáustica reacciona con el sulfato de calcio para producir cal adicional, de la manera indicada por la siguiente ecuación:



El lodo resultante tratado con cal requiere una cantidad anormal de soda cáustica para mantener el excedente de cal, si se están perforando grandes cantidades de anhidrita o yeso. Por lo tanto, se prefiere generalmente usar un lodo yeso. Ambos lodos requieren la adición de un agente de control de filtrado que no sea demasiado sensible al calcio, tal como POLYPAC®, POLY-SAL™, RESINEX®, etc.

Contaminación de Cemento

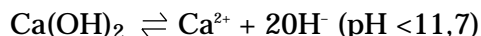
...el cemento puede tener efectos muy perjudiciales sobre las propiedades del lodo.

En cada pozo que se perfora existe la posibilidad de perforar a través de cemento. Las únicas circunstancias bajo las cuales el cemento no es un contaminante son cuando se usa agua clara, salmueras, lodos a base de calcio o lodos base aceite, o cuando el cemento está totalmente curado. El sistema de lodo más usado es el sistema de bentonita de bajo pH. En este caso, el cemento puede tener efectos muy perjudiciales sobre las propiedades del lodo. La severidad del contaminante depende de factores tales como el tratamiento químico anterior, el tipo y la concentración de sólidos, la cantidad de cemento perforada, y la medida en

que el cemento se curó en el pozo. Debemos recordar que la barita a granel puede ser contaminada ocasionalmente por cemento durante el transporte o en el equipo de perforación, y puede causar una contaminación de cemento grave, aunque no se haya anticipado ninguna.

El efecto inicial de la contaminación de cemento es la alta viscosidad, altos esfuerzos de gel y la reducción del control de filtrado. Esto resulta del aumento del pH y de la adsorción del ion calcio en las partículas de arcilla, causando la floculación.

Cemento es un silicato de cal complejo, $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Al solubilizarse en agua o en la fase acuosa de un fluido de perforación, produce una abundancia de iones hidroxilo (OH^-).



La reacción anterior es reversible y representa un equilibrio entre la concentración de cemento y el pH del lodo. La solubilidad de la cal disminuye a medida que el pH del lodo aumenta. Cuando el pH excede 11,7, la cal se precipita de la solución. Por lo tanto, la cal se vuelve prácticamente insoluble a un pH mayor de 11,7 y proporciona un excedente o una reserva de cal no reaccionada, debido a la presencia de cemento no disuelto.

La indicación principal de la contaminación de cemento es un aumento importante del pH, de P_m y del excedente de cal calculado, tal como sea medido por P_m y P_f .

Si la cantidad de cemento perforado es relativamente pequeña, el problema no es grave. El lodo contaminado puede ser eliminado en la zaranda o tratado con desfloculantes y precipitantes. La etapa de la operación de perforación puede ser importante cuando se realiza el tratamiento de la contaminación de cemento. Una pequeña contaminación puede ser tratada eficazmente para dejar un fluido satisfactorio en el pozo como fluido de empaque, pero en muchos casos no se toma suficiente tiempo para acondicionar el lodo correctamente. La contaminación de cemento a altas Temperaturas de Fondo (BHT) debe ser tratada rápida y completamente para evitar la gelificación o solidificación que suele producirse a altas temperaturas.

Las siguientes opciones deberían ser consideradas cuando se perfora una gran cantidad de cemento:

1. Si la operación de cemento se encuentra en una etapa intermedia o final, se debería considerar la posibilidad de usar agua en vez de lodo de perforación para perforar el cemento. Esta opción sólo es viable cuando el cemento se encuentra en

un pozo que está totalmente revestido y cuando no hay ninguna comunicación de presión a través del cemento.

2. Si es necesario usar el lodo de perforación, los problemas de contaminación pueden generalmente resolverse si la operación de perforación se encuentra en una etapa intermedia. A estas alturas de la operación, se suele contar con suficiente tiempo para realizar el tratamiento y la dilución gradual a fin de acondicionar el lodo correctamente.
3. Si el pozo está en la etapa de terminación, sería necesario establecer un tiempo suficiente para tratar apropiadamente la contaminación de cemento, si no, un problema de gelificación podría desarrollarse. Si se usa un lodo cálcico como fluido de empaque, el lodo podría ser tratado simplemente con desfloculantes y mediante la dilución.

El efecto del pH sobre la solubilidad del cemento dificulta el tratamiento con precipitantes, a menos que se cuente con suficiente tiempo para realizar la dilución y la reducción del pH. Los iones hidroxilo producidos por el cemento aumentan el pH, haciendo que el calcio (cemento) sea insoluble. Por lo tanto, un lodo muy contaminado puede tener propiedades de flujo típicamente bajas, debido a la reacción de intercambio de iones calcio, al alto pH, alta alcalinidad, alto P_m , bajo calcio de filtrado y al filtrado generalmente alto, según la concentración química del lodo. Siempre se debe tener mucho cuidado al realizar el tratamiento del lodo contaminado por cemento. Es posible que las bajas propiedades de flujo derivadas de las pruebas realizadas a bajas temperaturas no indiquen la condición del lodo en el fondo del pozo, especialmente a las temperaturas de fondo mayores de 275°F. La gelificación producida por altas temperaturas puede constituir un problema grave con los lodos contaminados por el cemento.

**La
contaminación
de cemento a
altas... (BHT)
debe ser
tratada
rápida y
completamente
...**

TOLERANCIA DEL CONTAMINANTE**Tratamiento del fluido de perforación para la contaminación de cemento:**

1. Aumentar la concentración de defloculantes en el sistema. El lignosulfonato y el lignito son muy eficaces en la presencia de calcio dentro de un amplio rango de pH. Si se desea lograr un mayor control del filtrado, los productos TANNATHIN®, RESINEX y XP-20® son muy eficaces en un ambiente que tiene una alta concentración de calcio. La mayoría de los problemas de contaminación de cemento pueden ser tolerados de forma aceptable con este método. Sin embargo, si se perfora una cantidad excesiva de cemento, el lodo puede ser convertido en un sistema de bajo contenido de cal, si las temperaturas lo permiten.
2. El cemento aumenta la alcalinidad al volverse soluble. Por lo tanto, no es necesario añadir soda cáustica con los defloculantes. El bajo pH de los defloculantes como el lignito y el SAPP compensa algunos de los iones hidroxilo generados por el cemento. Esto ayuda a reducir el pH y P_m , lo cual aumenta la solubilidad del

cemento (y calcio), permitiendo la precipitación.

3. El calcio de filtrado disponible puede ser precipitado por el bicarbonato de sodio o el SAPP. Hay diferentes opiniones acerca de cuál de estos productos es más eficaz, pero el bicarbonato de sodio reduce el pH y P_m de la misma manera que el SAPP.
4. Si el cemento es perforado con un sistema de polímeros, los polímeros serán hidrolizados por el alto pH y precipitados por el calcio (Ca) (ver las Figuras 1 y 2). Por lo tanto, es necesario reducir el pH y separar el calcio (Ca^{2+}) por precipitación lo antes posible.
5. En este caso, el ácido cítrico ($H_3C_6H_5O_7$) es el aditivo que se debe usar. Éste precipita el cemento como citrato de calcio y reduce el pH.
Tratamiento con ácido cítrico:

$$2(H_3C_6H_5O_7 \cdot H_2O) + 3Ca(OH)_2 \rightarrow Ca_3(C_6H_5O_7)_2 \downarrow + 8H_2O$$
6. La utilización de los equipos de eliminación de sólidos para eliminar las partículas finas de cemento constituye otro método para reducir la contaminación. De esta manera se retira el cemento antes de que éste pueda disolverse a un pH más bajo.

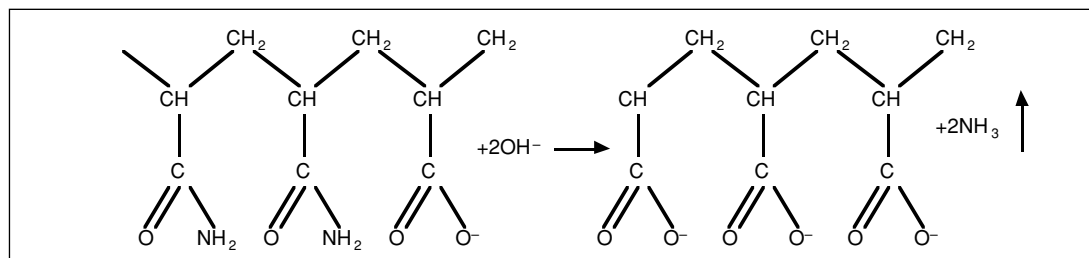


Figura 1: Hidrólisis de poliácridamida en poliácridato a un pH alto, liberando gas amoníaco.

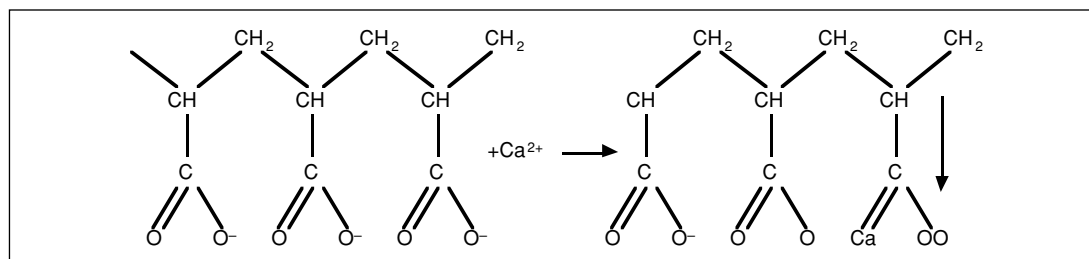
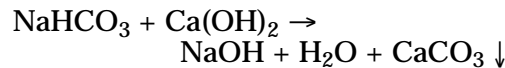


Figura 2: Precipitación de poliácridato por calcio.

Los fosfatos eliminan eficazmente el calcio y ayudan a desflocular el fluido contaminado.

Si se requiere perforar una gran cantidad de cemento, será necesario usar algún tipo de ácido...

El bicarbonato de sodio es un excelente agente de tratamiento para la contaminación de cemento, porque precipita el calcio y reduce el pH. Según el pH del fluido, el bicarbonato de sodio forma iones carbonato (CO_3^{2-}) y bicarbonato (HCO_3^-), los cuales precipitarán el calcio para formar carbonato de calcio (caliza), de la manera indicada a continuación:



El uso de bicarbonato reduce el pH. Esto resulta de la reacción de HCO_3^- con NaOH requerida para convertir HCO_3^- en CO_3^{2-} .

Cuando se usa bicarbonato de sodio, el objetivo es proporcionar una fuente de iones carbonato y bicarbonato que se combinarán con los excedentes de iones cal y calcio. Uno de los problemas que surge frecuentemente con este tipo de tratamiento es el uso de una cantidad excesiva de carbonatos. Si la cantidad de carbonatos presentes excede la cantidad requerida para precipitar el calcio, los problemas del lodo relacionados con los carbonatos pueden surgir. En general, la mejor manera de proceder consiste en tratar inicialmente la contaminación de cemento con una cantidad insuficiente, observando los resultados antes de realizar tratamientos adicionales.

Otro método de tratamiento del cemento consiste en usar SAPP (fosfato). Los fosfatos eliminan eficazmente el calcio y ayudan a desflocular el fluido contaminado. Los fosfatos que se usan comúnmente se convierten en ortofosfatos cuando las temperaturas exceden $\pm 200^\circ\text{F}$. En esta forma, los fosfatos dejan de ser eficaces como desfloculantes, pero siguen eliminando el calcio con eficacia.

Una ventaja adicional del uso de fosfatos es la reducción del pH, P_f y P_m . El SAPP tiene un pH de 4,8 y el PHOS tiene un pH de 8,0. Otra ventaja es que esta reacción no produce ninguno de los productos secundarios dañinos que pueden crear otros problemas del lodo. Se prefiere usar SAPP cuando se requiere lograr una reducción importante de P_m .

Si se requiere perforar una gran cantidad de cemento, será necesario usar algún tipo de ácido. Aunque se use bicarbonato para eliminar todo el calcio y el excedente de cal, se obtiene generalmente un pH demasiado alto. En estos casos, será necesario combinar ácido cítrico, SAPP, ácido acético o lignito o lignosulfonato de bajo pH con el bicarbonato.

OBSERVACIÓN: El carbonato de sodio no debe ser usado para tratar la contaminación de cemento, debido a su alto pH.

Contaminación de Carbonatos

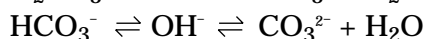
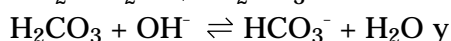
La contaminación química causada por los carbonatos solubles es uno de los conceptos menos comprendidos y más complicados de la química relacionada con fluidos de perforación. La contaminación de carbonatos/bicarbonatos resulta generalmente en la alta viscosidad de

la línea de flujo, un alto punto cedente y esfuerzos de gel progresivos, y podría causar la solidificación del lodo. Estos aumentos de la viscosidad son producidos cuando los carbonatos y/o bicarbonatos floculan los sólidos de tipo arcilloso en el lodo.

Las fuentes de carbonatos y bicarbonatos son las siguientes:

1. El dióxido de carbono (CO_2) del aire se incorpora en el lodo a través de las tolvas mezcladoras de lodo en los tanques de lodo, y mediante las descargas de los equipos utilizados para mezclar el lodo y eliminar los sólidos. Al disolverse, el CO_2 se transforma en ácido carbónico (H_2CO_3) y es convertido en bicarbonatos (HCO_3^-) y/o carbonatos (CO_3^{2-}) según el pH del lodo.
2. Los excedentes de carbonato de sodio o bicarbonato de sodio que resultan del tratamiento de la contaminación de cemento o yeso.
3. El gas CO_2 proveniente de la formación y agua de formación.
4. Bicarbonatos y/o carbonatos de los productos secundarios de la degradación térmica del lignosulfonato y del lignito a temperaturas mayores de 325°F .
5. Algunas baritas impuras contienen iones carbonato/bicarbonato.

Las siguientes ecuaciones químicas ilustran la manera en que el CO_2 se disuelve para formar ácido carbónico (H_2CO_3) y se convierte en bicarbonatos (HCO_3^-) y/o carbonatos (CO_3^{2-}), según el pH del lodo. Estas ecuaciones indican que las reacciones químicas son reversibles de acuerdo con el pH. Por lo tanto, el CO_3 puede transformarse de nuevo en HCO_3^- , o incluso CO_2 , si se permite que el pH disminuya.



Esto también está ilustrado gráficamente en la Figura 3, la cual muestra la distribución del ácido carbónico (H_2CO_3), del bicarbonato (HCO_3^-) y de los carbonatos (CO_3^{2-}) en relación con el pH.

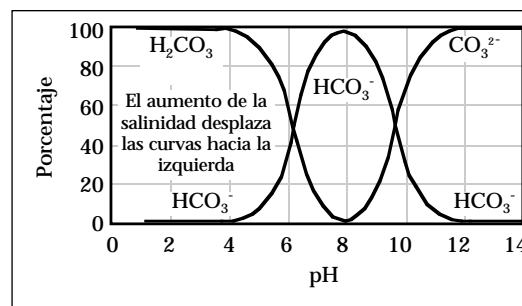


Figura 3: Equilibrio carbonato-bicarbonato.

USANDO EL ANÁLISIS QUÍMICO PARA IDENTIFICAR EL CONTAMINANTE DE CARBONATO/BICARBONATO

El método de pH/ P_f usado para realizar el análisis de carbonatos/bicarbonatos está basado en la cantidad (ml) de ácido sulfúrico 0,02 N (H_2SO_4) requerida para reducir el pH de una muestra de filtrado de lodo, a partir de un pH existente hasta un pH de 8,3. Esto cubre el rango de pH en el cual los hidroxilos y carbonatos existen.

La Tabla 1 muestra que cuando no hay carbonatos, se requiere muy poca soda cáustica para lograr los rangos típicos de pH de los fluidos de perforación, y que la P_f correspondiente también es baja. Ejemplos: pH 10, 0,0014 lb/bbl de soda cáustica y P_f de 0,005, o pH 11, 0,014 lb/bbl de soda cáustica y P_f de 0,05. La P_f es baja porque la concentración de iones OH (soda cáustica) es baja. Se requiere una concentración muy baja de iones hidrógeno (H) del ácido sulfúrico (H_2SO_4) para convertir los iones OH en agua (HOH) y reducir el pH a 8,3, (el punto final P_f). Sin embargo, si los iones carbonato existen, además del hecho que los iones OH deben ser neutralizados de la manera indicada anteriormente, cada ion carbonato debe ser convertido en un ion bicarbonato mediante la adición de ácido sulfúrico 0,02 N para lograr el punto final P_f del pH 8,3. Esto aumenta el valor de P_f (para un pH equivalente) en un filtrado que

Una vez que se conoce la concentración de carbonatos, se puede calcular la concentración de calcio requerida para separar los carbonatos por precipitación.

contiene carbonatos, en comparación con un filtrado que no contiene carbonatos. Esta diferencia entre el valor de P_f cuando existen carbonatos y el valor de P_f cuando no existen carbonatos, y una medida del pH de la concentración de hidroxilos hacen que sea posible calcular la concentración de carbonatos y bicarbonatos. Una vez que se conoce la concentración de carbonatos, se puede calcular la concentración de calcio requerida para separar los carbonatos por precipitación.

pH	NaOH (lb/bbl)	P_f (cc 0,02N H_2SO_4)	OH- (ppm)
7	0,0000014	0,000005	0,0017
8	0,000014	0,00005	0,017
9	0,00014	0,0005	0,17
10	0,0014	0,005	1,7
11	0,014	0,05	17
12	0,14	0,5	170
13	1,4	5	1.700
14	14	50	17.000

Tabla 1: Relación entre el pH y la alcalinidad para el agua pura.

El método de P_f/M_f usado para realizar el análisis de carbonatos/ bicarbonatos está basado en la cantidad (ml) de ácido sulfúrico 0,02 N requerida para reducir el pH de una muestra de filtrado de lodo, desde un pH existente hasta un pH de 8,3 y un pH de 4,3, respectivamente. Este rango también cubre el rango de pH en el cual existen los carbonatos, los bicarbonatos y el ácido carbónico. Como se mencionó anteriormente, cuando no hay carbonatos, se requiere muy poca soda cáustica para lograr los rangos típicos de pH de los fluidos de perforación, y los valores correspondientes de P_f y M_f son bajos. Sin embargo, si los iones carbonato/ bicarbonato existen, además del hecho que los iones hidroxilo deben ser neutralizados, cada ion carbonato debe ser convertido en un ion bicarbonato mediante la adición de ácido sulfúrico para lograr el punto final P_f del pH 8,3. Esto aumenta el valor de P_f para un pH equivalente cuando iones carbonato/ bicarbonato están presentes, en comparación con

un lodo que no tiene iones carbonato/bicarbonato. Cuando todos los carbonatos han sido convertidos en bicarbonatos y después de alcanzar el punto final de P_f 8,3, se debe añadir ácido sulfúrico 0,02 N para convertir todos los bicarbonatos en ácido carbónico, antes de lograr el punto final de M_f 4,3.

Si no existe ningún ion carbonato/bicarbonato, no se producirá ninguna reacción con los bicarbonatos en el rango de 8,3 a 4,3. Por lo tanto, el valor de M_f sólo será ligeramente más alto que el valor de P_f . Pero si la concentración de carbonato/ bicarbonato es alta, el valor de M_f será mucho más alto que el valor de P_f . Como este método no constituye un análisis cualitativo como el método de pH/ P_f , algunas pautas deben ser establecidas.

1. Si el valor de M_f es inferior a 5 ml de ácido sulfúrico 0,02 N, generalmente no hay ningún problema relacionado con carbonatos.
2. Si el valor de M_f es superior a 5 ml de ácido sulfúrico 0,02 N, y la relación M_f/P_f está aumentando, es muy probable que la contaminación de carbonatos haya ocurrido y se debería usar un método de determinación más cuantitativo (tal como el método de pH/ P_f o el Tren de Gas de Garrett (GGT)).

OBSERVACIONES:

1. Altas concentraciones de lignito (o sales orgánicas como los acetatos o formiatos) en los lodos pueden causar un alto valor de M_f . Estos productos químicos orgánicos amortiguan el pH entre 4,3 y 8,3.
2. API 13B-1 describe un cálculo de P_f/M_f para las concentraciones de hidroxilo (OH), carbonato (CO_3) y bicarbonato (HCO_3), así como otro método de P_1/P_2 .

El GGT también puede ser usado para determinar la cantidad de carbonatos. Este dispositivo estima el total de carbonatos en mg/l como CO_3 . El total de carbonatos incluye HCO_3 y CO_3 . Para convertir mg/l en milimoles/litro, dividir mg /l por 60.

TRATAMIENTO DE UN CONTAMINANTE DE CARBONATO/BICARBONATO

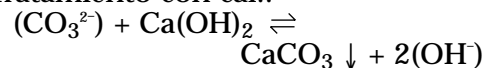
El tratamiento de este contaminante es complicado porque los iones HCO_3 y CO_3 pueden existir juntos a varios niveles de pH. Sólo el ion CO_3 puede ser tratado con el calcio libre para formar el precipitado CaCO_3 . La coexistencia de CO_3 y HCO_3 forma un compuesto amortiguador que permanece al mismo nivel de pH pero con niveles crecientes de P_f y M_f . A medida que la zona amortiguadora de carbonato/bicarbonato se forma, el valor de P_f aumenta mientras que el pH permanece relativamente constante. Todos los iones bicarbonato no son convertidos en iones carbonato hasta que se alcance un pH de 11,7. Por lo tanto, los iones bicarbonato/carbonato coexisten en el rango de pH de 8,3 a 11,7 (ver la Figura 3). La concentración de HCO_3 no tiene importancia cuando el pH es superior a 11,7.

Como el bicarbonato de calcio $[\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2]$ es demasiado soluble para formar un precipitado, los iones HCO_3 deberían ser convertidos en iones CO_3 con (iones) hidroxilo. Para convertir HCO_3 en CO_3 , el pH debería ser aumentado hasta por lo menos 10,3, pero sin exceder 11,3. Cuando se añade calcio libre al CO_3 , los dos reaccionan para formar CaCO_3 . El carbonato de calcio (CaCO_3) es un precipitado relativamente insoluble. Por lo tanto, una concentración de calcio libre de 150 a 200 mg/l debería ser mantenida en el sistema. Si el pH es inferior a 10,3, la cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) debería ser usada para aumentar el pH, porque constituye una fuente de iones hidroxilo y de calcio para precipitar los carbonatos. Si el pH está

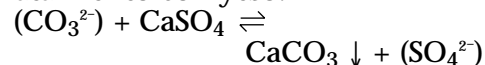
comprendido entre 10,3 y 11,3, la cal y el yeso deberían ser usados juntos para proporcionar una fuente de calcio sin modificar el pH. Si el pH del lodo es superior a 11,3, pH al cual el calcio es poco soluble, se debería usar yeso como fuente de calcio y para reducir el pH. La concentración requerida de cal y yeso está indicada en los Gráficos 1 y 2, y en los programas de computadora de M-I tales como PCMOD™ 3 y M-I QUICK CALC-II™. Estos gráficos están basados en el método de tratamiento de P_f/pH . Por lo tanto, los valores de pH y P_f deben ser medidos con precisión. Será imprescindible contar con un medidor de pH preciso para utilizar estos gráficos.

La reacción de cal y yeso para formar el carbonato de calcio se ilustra a continuación:

Tratamiento con cal::



Tratamiento con yeso:



Varias aplicaciones de cal o yeso en varias circulaciones pueden ser necesarias para tratar completamente los carbonatos (CO_3).

Problemas graves del lodo pueden surgir si la contaminación de carbonatos/bicarbonatos no es identificada y tratada correctamente. Si se permite que el pH del lodo baje hasta 10 o menos, los carbonatos, los cuales son beneficiosos en bajas concentraciones, se convertirán en bicarbonatos. Si esto ocurre, viscosidades y esfuerzos de gel muy altos pueden desarrollarse. La adición de una gran concentración de

Varias aplicaciones de cal o yeso sobre varias circulaciones pueden ser necesarias para tratar completamente los carbonatos.

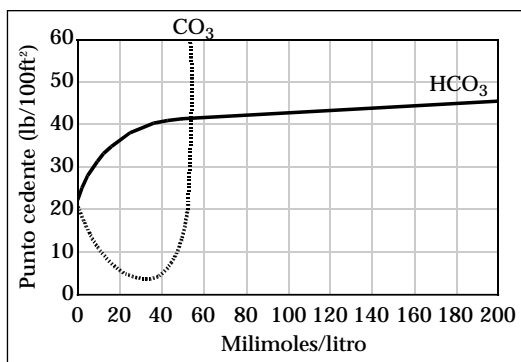


Figura 4: Efecto de la concentración de bicarbonatos y carbonatos sobre el punto cedente.

desfloculantes y soda cáustica parece desflocular el lodo, pero lo que sucede realmente es que la adición de soda cáustica convierte los bicarbonatos en carbonatos. Esto resulta en una reducción importante de la viscosidad (ver la Figura 4). Este fenómeno se repetirá hasta que el problema sea correctamente identificado y tratado.

La adición de desfloculantes puede ser necesaria para mejorar las propiedades de flujo después de que los iones carbonato hayan sido neutralizados.

Los tratamientos determinados por los siguientes métodos están diseñados para eliminar todos los bicarbonatos y todos menos 20 milimoles/litro de carbonatos. Los Gráficos I y II presentan un análisis cuantitativo de los iones carbonato y

bicarbonato, con los aditivos correspondientes que son necesarios para la precipitación. El pH, P_f y la fracción de agua (F_w) del fluido deben ser conocidos para utilizar estos gráficos. El Gráfico I ha sido modificado para permitir que quede una concentración de 20 milimoles/litro de carbonatos en el lodo después del tratamiento.

MÉTODO A (USANDO SOLAMENTE CAL)

En el Gráfico I, partir del valor de P_f en el eje vertical y avanzar horizontalmente hasta la intersección de la línea de pH. A partir de este punto, proceder hacia abajo hasta la intersección del eje horizontal y leer la concentración de carbonato en milimoles por litro. Luego, subir hasta la parte superior del gráfico y leer las libras por barril de cal requeridas para precipitar los carbonatos. El Gráfico II indica la concentración y el tratamiento de bicarbonatos, y se usa de la misma manera. Partir del valor de P_f en el eje vertical, avanzando hasta la línea de pH y subiendo hasta la parte superior del gráfico para determinar las libras por barril de cal requeridas para precipitar los bicarbonatos. Sumar la cantidad de cal de ambos gráficos y multiplicar por la fracción de agua (F_w) para determinar el tratamiento necesario.

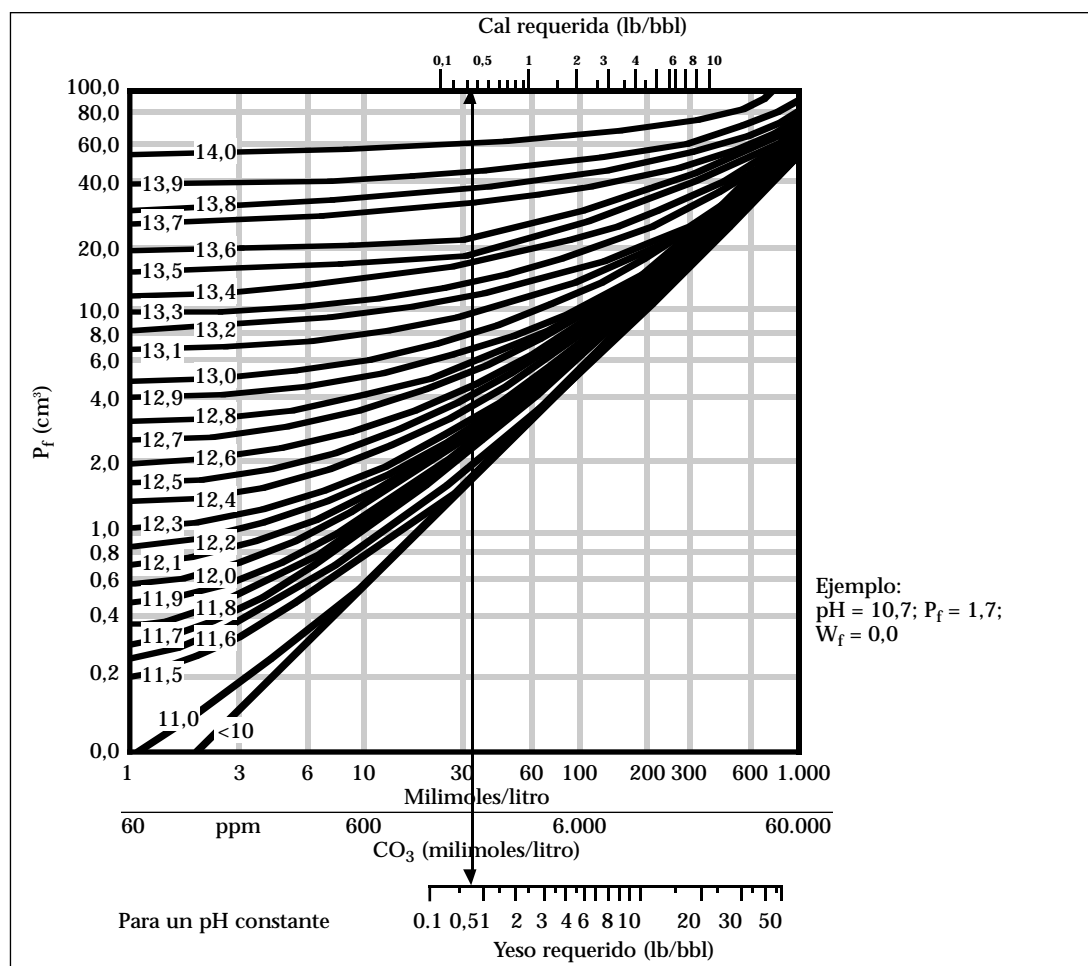


Gráfico I: Concentración y tratamientos para carbonatos.

Ejemplo:

$\text{pH} = 10,7$; $P_f = 1,7$; $F_W = 0,80$

A partir del Gráfico I:

$\text{CO}_3 = 33,5$ milimoles/litro

Cal requerida = 0,34 lb/bbl

A partir del Gráfico II:

$\text{HCO}_3 = 3,3$ milimoles/litro

Cal requerida = 0 lb/bbl

Tratamiento total =

$(0,34 \text{ lb/bbl} + 0 \text{ lb/bbl})(0,80)$

= 0,27 lb/bbl cal

MÉTODO B (USANDO CAL Y YESO PARA UN pH CONSTANTE)

En el Gráfico I, partir del valor de P_f en el eje vertical y avanzar horizontalmente hasta la intersección

de la línea de pH. A partir de este punto, proceder hacia abajo hasta la intersección del eje horizontal y leer la concentración de carbonato en milimoles por litro. Seguir hacia abajo y leer las libras por barril de yeso requeridas para la precipitación de los carbonatos. El Gráfico II indica la concentración y los tratamientos de bicarbonatos, y se usa de la misma manera. La escala inferior indica la cantidad de cal y yeso necesaria para la precipitación a un pH constante. Luego, las cantidades de cal y yeso requeridas para el tratamiento de los carbonatos y bicarbonatos son sumadas y ajustadas para tener en cuenta la fracción de agua del lodo.

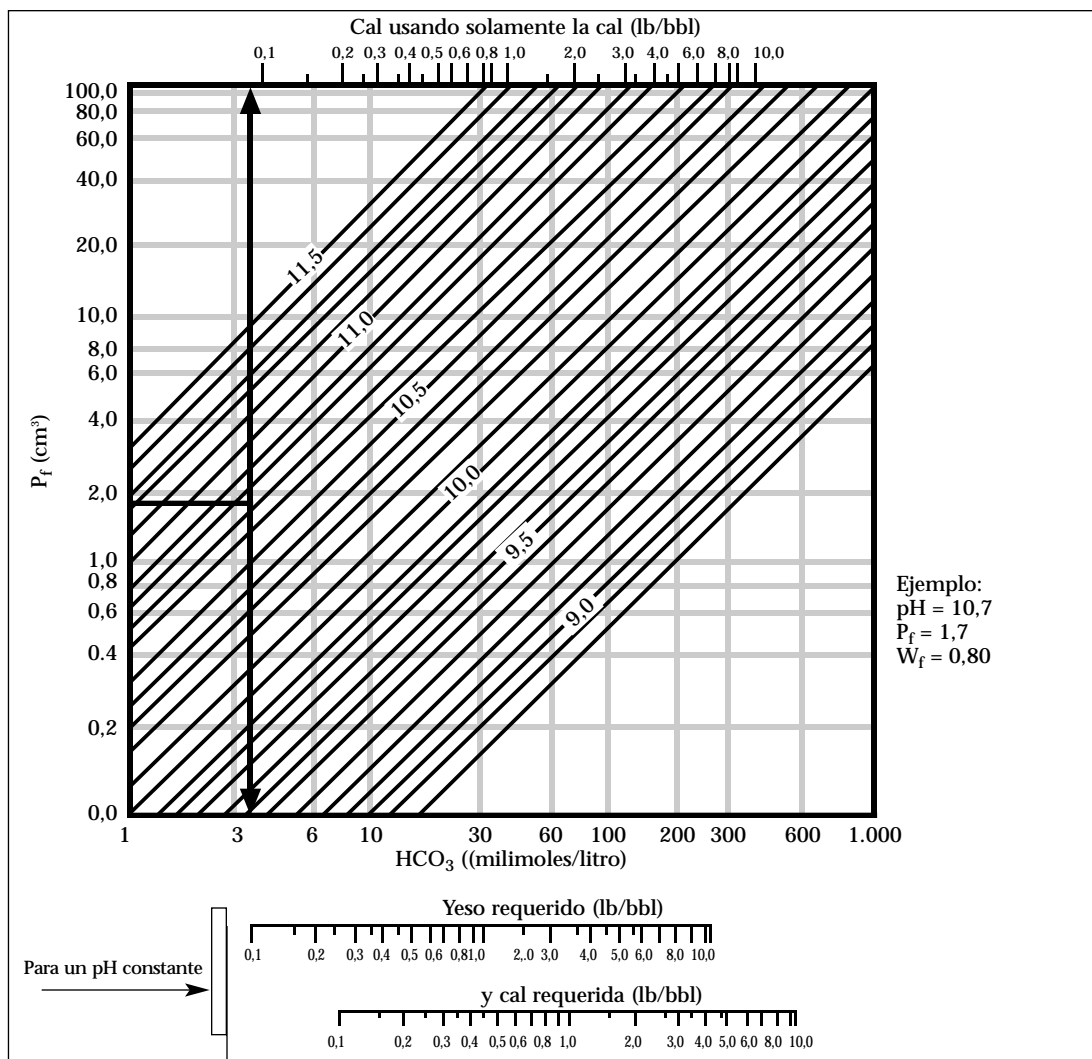


Gráfico II: Concentración y tratamientos para bicarbonatos.

Ejemplo:

pH = 10,7; $P_f = 1,7$; $F_W = 0,80$

A partir del Gráfico I:

$\text{CO}_3 = 33,5$ milimoles/litro

Yeso requerido = 0,8 lb/bbl

From Graph II:

$\text{HCO}_3 = 3,3$ milimoles/litro

Yeso requerido = 0,1 lb/bbl

Cal requerida = 0 lb/bbl

Tratamiento total = $(0 \text{ lb/bbl})(0,80) =$

0 lb/bbl lime and

$(0,8 \text{ lb/bbl} + 0,1 \text{ lb/bbl})(0,80) =$

0,72 lb/bbl yeso

Las cantidades de cal o de cal y yeso determinadas a partir de los gráficos deben ser multiplicadas por la fracción de agua (F_w) para determinar el tratamiento requerido.

Cuando se usa el antiguo método

P1/P2 de API para determinar los

carbonatos, se usan Equivalentes en

Partes por Millón (EPM). Para

convertir EPM en milimoles/litro, se

divide EPM por la valencia. Por

ejemplo: 80 EPM de carbonato es lo

mismo que 40 milimoles/litro de

carbonato porque CO_3 tiene una

valencia de 2, y 20 EPM de

bicarbonato es lo mismo que 20

milimoles/litro de bicarbonato porque

HCO_3 tiene una valencia de uno. El

método P1/P2 actual de API 13B-1

indica los resultados en mg/l. Dividir

mg/l carbonato por 60 para obtener

milimoles por litro (61 para

bicarbonatos).

Contaminación de Sal

La halita...es la sal perforada con más frecuencia y constituye el principal componente de la mayoría de los flujos de agua salada.

La presencia de halita puede ser confirmada por un aumento de los cloruros.

Los tres tipos de sales de roca naturales encontradas durante las operaciones de perforación son la halita (NaCl), la silvita (KCl) y la carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$); consultar también el capítulo titulado “Perforación de Sales”. Estas sales están clasificadas por orden de solubilidad creciente. Otras dos sales comunes son el cloruro de magnesio (MgCl_2) y el cloruro de calcio (CaCl_2). Estas dos sales no existen naturalmente en la forma cristalina, debido a su extrema solubilidad. Sin embargo, ambas pueden existir individualmente, juntas o con otras sales disueltas en agua irreductible.

Un flujo de agua salada puede ser mucho más perjudicial para las propiedades de flujo que la perforación dentro de sal de roca, porque las sales ya están solubilizadas y reaccionan más rápidamente con las arcillas. Cuando se produce algún flujo de agua salada, la densidad del lodo debe ser aumentada para controlar el flujo antes de que se pueda tomar el tiempo de acondicionar las propiedades del lodo.

En el caso de las sales, el mecanismo de contaminación está basado en las reacciones de intercambio catiónico con las arcillas, la acción de masas por el catión predominante y, a veces, el pH. Los únicos sistemas sobre los cuales las sales disueltas no tienen casi ningún efecto son los sistemas de agua clara, las salmueras, los lodos base aceite y algunos sistemas de polímeros con bajo contenido de coloides. Los sistemas de lodo a base de bentonita no son afectados de diferentes maneras según el origen de la sal, ya sea el agua de preparación, agua salada, sal de roca o los flujos de agua salada. Los efectos iniciales son la alta viscosidad, altos esfuerzos de gel, un filtrado alto y un aumento importante del contenido de cloruros, acompañado por pequeños aumentos de la dureza en el filtrado del lodo. Se produce un intercambio catiónico entre la sal y las arcillas para expulsar el ion calcio de las partículas de arcilla, lo cual resulta en un aumento de la dureza. La detección de

un aumento de cloruros no define el problema con suficiente precisión para determinar la mejor manera de tratar el lodo, ya que la prueba de cloruros no identifica el ion o los iones metálicos que están asociados con los cloruros.

Para lograr un mejor entendimiento de estas sales y de la manera de tratar la contaminación en cada caso, las sales y/o sus cationes asociados se describen separadamente.

HALITA (NaCl)

La halita (sal común) es la sal que perforada con más frecuencia y constituye el principal componente de la mayoría de los flujos de agua salada. El efecto inicial sobre el lodo de perforación es la floculación de las arcillas causada por la acción de masas del ion sodio. La viscosidad Marsh, el punto cedente, los esfuerzos de gel y el filtrado aumentan cuando se encuentra la halita. La presencia de halita puede ser confirmada por un aumento de los cloruros. Las arcillas se deshidratan cuando hay suficiente sodio y tiempo. Cuando esto ocurre, el tamaño de la partícula disminuye debido a la reducción de agua adsorbida. El agua liberada se reincorpora a la fase continua del lodo, lo cual puede resultar en una ligera reducción de la viscosidad plástica. Pero las partículas de arcilla deshidratada floculan, causando un alto punto cedente, altos esfuerzos de gel y un filtrado alto. El filtrado aumentará en proporción directa a la cantidad de sal que se ha incorporado en el lodo.

El tratamiento del lodo incluye añadir suficiente desfloculante para mantener las propiedades de flujo y la dilución con agua dulce deseables a fin de obtener una reología adecuada. Se debe continuar el tratamiento químico hasta que las arcillas estén desfloculadas. Se requiere una cantidad adicional de soda cáustica para aumentar el pH. Esto depende de la cantidad de sal perforada y de si existe una cantidad suficiente para deshidratar todas las arcillas contenidas en el sistema. Si el pH disminuye hasta menos de 9,5, será necesario aumentarlo con soda cáustica

para que los desfloculantes base ácido se vuelvan solubles a fin de ser eficaces.

La halita pura tiene un pH de 7. Por lo tanto, cuanto más halita se perfora, más soda cáustica será requerida para mantener el pH a más de 9,5. La halita también tiene un efecto sobre los instrumentos usados para medir el pH. Si se usa papel indicador de pH, la precisión de este papel será afectada por la concentración de cloruros y el papel indicará un pH más bajo a medida que la concentración de cloruros aumenta. Si la halita es pura, el pH no debería sufrir ninguna reducción de más de una unidad hasta que se alcance la saturación total del lodo. Sin embargo, es muy raro que se encuentre halita pura. Minerales asociados tales como la anhidrita están generalmente presentes en cierta medida, lo cual aumentará el calcio del filtrado. Por lo tanto, se suele añadir un poco de soda cáustica con los desfloculantes para mantener el pH dentro del rango apropiado.

Se puede lograr una mayor precisión cuando un medidor de pH está disponible. La sonda usada normalmente en este instrumento contiene una solución de cloruro de potasio (KCl) y da indicaciones incorrectas cuando mide el pH en soluciones que tienen un alto contenido de sodio. Por lo tanto, debería usarse una sonda especial compensada para sales para medir el pH en lodos de alto contenido de sal.

Se utiliza la valoración del cloruro para indicar el grado de saturación de las soluciones de NaCl, porque no existe ninguna medición cuantitativa del sodio que pueda ser usada en el campo. Ya que ni el sodio ni el cloruro pueden ser precipitados económicamente a partir del lodo, no queda otra alternativa que tolerar la concentración de halita que entra en el sistema de lodo. La dilución con agua dulce es la única manera económica de reducir la concentración de cloruros.

Si se debe perforar a través de sal maciza o frecuentes venitas de sal, el lodo debería estar saturado de sal para evitar derrumbes y el hundimiento del pozo. Que el lodo esté saturado o no, se requiere generalmente un agente de control de filtrado, cuando las concentraciones son mayores de 10.000

mg/l. Éste puede ser cualquiera de varios materiales como RESINEX, POLY-SAL, SP-101®, MY-LO-JEL™, POLYPAC y bentonita prehidratada. En general, cualquiera que sea el tipo de contaminación de sal, se recomienda añadir bentonita. Bajo estas circunstancias, la bentonita seca no debería ser añadida directamente al sistema. La bentonita debería ser prehidratada y protegida con otro producto químico, antes de ser añadida al sistema activo.

SILVITA (KCl)

La contaminación de silvita produce la misma reacción de las propiedades del lodo y requiere el mismo tratamiento del lodo que la contaminación de halita. Si el lodo no contiene cloruros, excepto los que se obtienen al perforar la sal de silvita, el valor de la valoración del cloruro constituiría una medida precisa de la concentración de iones potasio. Sin embargo, esto casi nunca ocurre. No es raro que estas sales estén interestratificadas. La valoración cuantitativa del ion potasio puede ser utilizada para identificar la sal como silvita pura o silvita parcial, a efectos geológicos.

Es importante conocer el tipo de sal que se perforará. Como la solubilidad de la silvita es ligeramente más alta que la halita, una sección de sal de silvita maciza perforada con un fluido saturado de halita aún puede derrumbarse en cierta medida, aunque no con la misma severidad que si se usara agua dulce. Es difícil preparar un fluido saturado de KCl que tenga propiedades de flujo deseables, un buen control de filtrado y buenas características de suspensión. Sin embargo, si fuera necesario (y suponiendo que las condiciones del pozo lo permiten), se podría usar un fluido claro saturado de KCl.

CARNALITA (KMgCl₃•6H₂O)

La sal compleja "carnalita" es relativamente rara. Sin embargo, esta sal existe en cierta medida en algunas partes de los Estados Unidos, Sudamérica, Europa y el Medio Oriente. El caso más notable es el de Europa del Norte, donde la carnalita subyace el área de perforación del Mar del Norte. Se trata de la sal de

La sal compleja "carnalita" es relativamente rara.

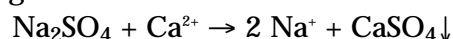
Los problemas del lodo asociados con la carnalita son graves...

Zechstein, la cual se compone de halita, silvita y carnalita interestratificadas. Los problemas del lodo asociados con la carnalita son graves y tienen dos aspectos:

1. Cuando está solubilizada, dos cationes fuertes (calcio y magnesio) actúan sobre las arcillas para causar la floculación y la deshidratación. Si éste fuera el único problema, el tratamiento del lodo no sería demasiado complicado.
2. En la presencia de iones hidroxilo (OH⁻), el magnesio de la carnalita disuelta se precipita como hidróxido de magnesio (Mg(OH)₂). Este precipitado (Mg(OH)₂) es una sustancia gelatinosa espesa que actúa como viscosificador. Al pH relativamente bajo de 9,9, hay suficientes iones hidroxilo presentes para que el precipitado tenga un profundo efecto sobre la viscosidad del lodo. El magnesio sólo puede ser precipitado por la soda cáustica. Esta reacción empieza a producirse con solamente 0,03 lb/bbl de soda cáustica. Por lo tanto, si es posible, la soda cáustica no debería usarse. Si el magnesio es precipitado por la

soda cáustica, la viscosidad aumentará.

La mayoría de los lodos de perforación son circulados en el estado alcalino para maximizar el rendimiento de las arcillas y otros productos químicos usados para tratar los fluidos de perforación. También son circulados en el estado alcalino para minimizar la corrosión. El calcio debería ser eliminado aumentando el pH y tratando con carbonato de sodio para neutralizar el calcio como CaCO₃. El sulfato de sodio (Na₂SO₄) es uno de los productos químicos que están disponibles para controlar el calcio del filtrado en fluidos que tienen un alto contenido de magnesio. La reacción química es la siguiente:



Esta reacción no afecta el contenido de potasio o magnesio. Sin embargo, controlará el calcio del filtrado hasta un máximo de 400 mg/l. Esta es la solubilidad de equilibrio de CaSO₄, o yeso, y es indicada por el segmento reversible de la ecuación anterior.

Flujos de Agua Salada

Las aguas irreductibles pueden contener una amplia gama de sales. El origen de estas sales está directamente relacionado con el origen de los sedimentos propiamente dichos. Como los sedimentos marinos se depositan en agua salada, éstos contienen generalmente sales que son similares a las que se encuentran en el agua salada. Sin embargo, como la mayoría del agua es expulsada durante el proceso de compactación, la concentración de sal puede ser considerablemente más alta.

La solubilidad de la mayoría de las sales comunes es directamente proporcional a la temperatura. A medida que la temperatura de una solución de sal aumenta, la solubilidad de la sal en esa solución aumenta. Una solución que está saturada con una sal en particular a la temperatura superficial, es capaz de contener más sal en solución a temperaturas elevadas. Además, otras reacciones químicas, tales como la lixiviación de

los minerales de sedimentos por el agua freática, pueden enriquecer las aguas irreductibles con aniones y cationes adicionales. Muchas de éstas pueden ser perjudiciales para los fluidos de perforación. Las aguas muy enriquecidas con calcio y magnesio son las más perjudiciales.

En el caso del agua con un alto contenido de magnesio, las relaciones que describimos anteriormente para la carnalita son aplicables. Los indicadores de magnesio son los siguientes:

1. Reducción rápida del pH.
2. Espesamiento del lodo con adiciones de soda cáustica o carbonato de sodio.
3. Valoración para la concentración de iones magnesio.

La valoración de dureza total está indicada como la concentración de calcio soluble en mg/l. Sin embargo, esta valoración también detecta el magnesio. Para confirmar la presencia y

La solubilidad de la mayoría de las sales comunes es directamente proporcional a la temperatura.

concentración de magnesio, el calcio y el magnesio deben ser valorados separadamente.

Los indicadores para un flujo de agua con alto contenido de calcio, suponiendo que la cantidad de magnesio presente es poca o prácticamente nula, sería:

1. Menor efecto sobre el pH.
2. Respuesta positiva del lodo a las adiciones de soda cáustica o carbonato de sodio.
3. Valoración para la concentración verdadera de iones calcio.

Los términos agua irreductible *de alto contenido de calcio o alto contenido de magnesio* son usados porque la sal de sodio está casi siempre presente. Esto ilustra el hecho que la determinación de cloruros puede inducir a error. Por ejemplo, observar la variación en la relación de cloruros a iones metálicos

asociados en las sales descritas anteriormente.

NaCl - Halita
KCl - Silvita
MgCl₂ - Cloruro de magnesio
CaCl₂ - Cloruro de calcio
KMgCl₃ - Carnalita

En una solución pura de una sal, esta sal puede ser identificada por el contenido de cloruros y la valoración de los cationes (excepto el sodio). Sin embargo, en soluciones de sales mezcladas, el problema se complica hasta el punto de convertirse en una cuestión puramente teórica. Esto es especialmente cierto porque sólo el calcio, el potasio y el magnesio pueden ser identificados con facilidad en el campo. Se supone que los cloruros que no están asociados con los cationes identificables, están asociados con los iones sodio.

Contaminación de Sulfuro de Hidrógeno (H₂S)

El contaminante más severo y más corrosivo descrito en este capítulo es... (H₂S).

El contaminante más severo y más corrosivo descrito en este capítulo es el gas de sulfuro de hidrógeno (H₂S). Este gas es destructivo para los materiales tubulares y tóxico para los seres humanos. Cuando se identifica la presencia de H₂S, el personal debe usar inmediatamente los equipos apropiados de protección personal y poner en práctica las medidas de seguridad de los trabajadores. El gas de sulfuro de hidrógeno se origina en:

1. Depósitos térmicos.
2. Gas de la formación.
3. Degradación biológica.
4. Descomposición de materiales que contienen azufre.

El gas de sulfuro de hidrógeno puede ser identificado por:

1. Reducción del pH del lodo.
2. Decoloración del lodo (hacia un color oscuro) debido a la formación de FeS a partir de la barita.
3. Olor a huevo podrido.
4. Aumento de la viscosidad y del filtrado debido a la reducción del pH.
5. Formación de incrustaciones negras (FeS) sobre las tuberías de perforación de acero.

Como el H₂S es un gas ácido, el pH del lodo es reducido rápidamente

mediante la neutralización de OH⁻. Para compensar los aspectos dañinos del gas H₂S, el pH debe ser aumentado hasta por lo menos 11, o a un nivel más seguro de 12, añadiendo soda cáustica o cal. La siguiente reacción química describe la aplicación de alcalinos al H₂S. Esto también se puede observar en la Figura 5.

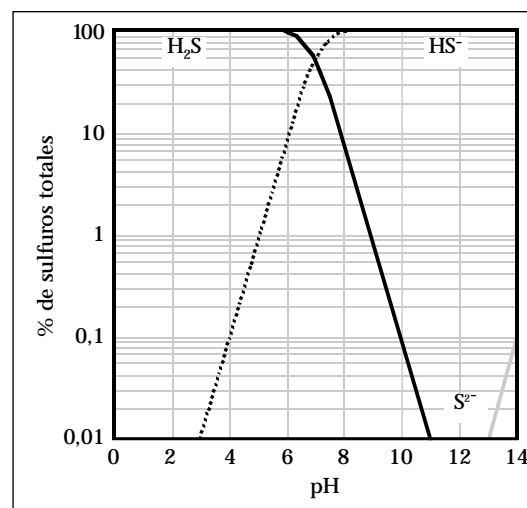
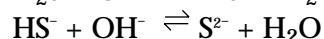
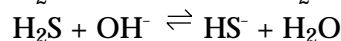
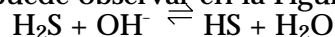
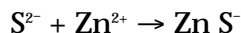


Figura 5: Distribución de sulfuros según el pH.

**lodo base
aceite...actúa
como un
agente
formador de
película en la
presencia de
H₂S.**

El ion bisulfuro (S²⁻) puede ser eliminado por una reacción con óxido de cinc para formar sulfuro de cinc, el cual es insoluble.



Un tratamiento de 1 lb/bbl de óxido de cinc elimina aproximadamente 1.000 mg/l de sulfuros. **OBSERVACIÓN:** Consultar los reglamentos ambientales y los requisitos de toxicidad acuática locales antes de usar cualquier compuesto de cinc. No se debe usar más de 2 lb/bbl de óxido de cinc en el tratamiento preliminar del lodo para eliminar H₂S. Se recomienda añadir de 1 a 2 lb/bbl de SPERSENE durante el tratamiento preliminar.

Para proteger los materiales tubulares contra la corrosividad del H₂S, se recomienda usar un lodo base aceite. El aceite actúa como un agente formador de película en la presencia de H₂S. La ruptura por absorción de hidrógeno es la causa de la destrucción de los materiales tubulares, porque el H₀ (hidrógeno atómico) entra en los pequeños poros del metal sometidos a grandes esfuerzos y se transforma en gas H₂ (hidrógeno molecular), causando la ampliación del volumen de la molécula de hidrógeno, lo cual rompe el metal.

El H₂S no es menos tóxico en los lodos base aceite que en los lodos base agua. En realidad, con los lodos base aceite sería necesario tomar mayores

precauciones que con los lodos base agua, debido a la solubilidad del H₂S en el aceite. La detección del sulfuro de hidrógeno en el lodo puede ser probada de dos maneras:

1. Tren de Gas de Garrett (GGT).
2. Prueba de Hach.

Ambas pruebas son rápidas, fáciles y producen resultados fáciles de definir, pero con el tren de gas de Garrett es más preciso y proporciona un resultado cuantitativo. El procedimiento está descrito en RP 13 B.

Si se detecta H₂S en el lodo cuando se usa la prueba de filtrado soluble en el tren de gas de Garrett, será necesario tomar medidas para:

1. Aumentar inmediatamente el pH hasta un valor de por lo menos 11,5 a 12, mediante la adición de soda cáustica.
2. Amortiguar el pH con cal.
3. Comenzar tratamientos con óxido de cinc para eliminar los sulfuros solubles del sistema.

Si parece que el H₂S proviene (fluye) de la formación, la densidad del lodo debería ser aumentada para interrumpir el flujo de gas dentro del pozo.

Las propiedades químicas del gas de sulfuro de hidrógeno son bastante complejas. Las acciones descritas anteriormente son recomendadas para minimizar los aspectos tóxicos de este contaminante corrosivo.

Referencia Rápida para Reconocer y Tratar los Contaminantes

CONTAMINACIÓN DE CEMENTO

Síntomas

1. Aumento de la viscosidad y de los esfuerzos de gel.
2. Aumento de pH, P_m y P_f (especialmente P_m).
3. Mayor filtrado.
4. Mayor excedente de cal y calcio soluble (después).

Tratamiento

1. Según el tipo de sistema usado, se puede usar SAPP o TANNATHIN y

bicarbonato de sodio para reducir el pH y precipitar el calcio soluble (ver las Tablas 2 y 3). Entonces, las partículas de arcilla estarán libres para reaccionar con el diluyente o desfloculante utilizado.

2. Grandes tratamientos de agua y SPERSENE para controlar las propiedades de flujo. Se añade bentonita para obtener el filtrado deseado, una vez que las propiedades de flujo están bajo control.

CONTAMINACIÓN DE MAGNESIO**Síntomas**

1. Punto cedente inestable y filtrado.
2. Altos niveles de dureza después de tratar el calcio con carbonato de sodio.

Tratamiento

OBSERVACIÓN: *El siguiente tratamiento es para pequeños niveles de contaminación, tal como la contaminación causada por el agua salada. NO se debe usar soda cáustica para tratar una contaminación masiva de magnesio (como la que causa la carnalita).*

1. Aumentar el pH del lodo hasta 11 con soda cáustica o potasa cáustica (KOH) para eliminar el magnesio (ver las Tablas 2 y 3).
2. Mantener el pH a este nivel para evitar que el magnesio se solubilice de nuevo a partir de $Mg(OH)_2$.

CONTAMINACIÓN DE YESO O ANHIDRITA**Síntomas**

1. Aumento de la viscosidad y de los esfuerzos de gel.
2. Aumento del filtrado.
3. Aumento de la cantidad de calcio soluble.
4. Posible disminución de P_f y pH.

Tratamiento

1. Precipitar o secuestrar el calcio soluble con fosfatos o carbonato de sodio (ver las Tablas 2 y 3). Reducir la viscosidad con tratamientos de lignosulfonatos y soda cáustica. Reducir el filtrado con tratamientos de bentonita, POLYPAC o RESINEX.
2. Dejar que el yeso o la anhidrita permanezca en el sistema para obtener un nivel de calcio soluble mayor de 600 mg/l. Controlar la viscosidad con el tratamiento de lignosulfonato, el pH con soda cáustica, y el filtrado con bentonita y POLYPAC.

CONTAMINACIÓN DE SAL**Síntomas**

1. Aumento de la viscosidad.
2. Aumento del filtrado.
3. Aumento de la cantidad de cloruro soluble y calcio.
4. Reducción del pH y P_f .

Tratamiento

1. Diluir la concentración de NaCl con agua, si la formación de sal debe ser entubada poco después de terminar la perforación. Tratar el fluido con lignosulfonatos para controlar la viscosidad; soda cáustica y cal según una proporción de 1:2 para controlar el pH y P_f ; POLYPAC UL y bentonita para controlar el filtrado.
2. Si no se entuba la sal y la formación queda expuesta por un largo periodo, saturar el sistema con cloruro de sodio (sal) para impedir el ensanchamiento adicional del pozo. Controlar la viscosidad con tratamientos de lignosulfonatos, además de soda cáustica y cal. Pequeños tratamientos de POLYPAC son eficaces para controlar la viscosidad si los sólidos están controlados dentro del rango apropiado. Controlar el filtrado mediante adiciones de almidón y/o POLYPAC, y adiciones de bentonita prehidratada. Si se usa almidón para controlar el filtrado, mantener una concentración de NaCl de 190.000 mg/l para evitar la fermentación del almidón, o usar un biocida.

CONTAMINACIÓN PRODUCIDA POR EL FLUJO DE AGUA SALADA Y LA ARREMETIDA DE GAS**Síntomas**

1. Aumento del nivel del tanque de lodo.
2. Aumento de la velocidad de retorno del pozo.

Tratamiento

1. Parar la bomba.
2. Subir el conjunto de fondo para despejar el buje de junta Kelly.
3. Cerrar el pozo con un BOP (preventor de reventones).
4. Medir la presión de la tubería de perforación y calcular la densidad de lodo adicional requerida para compensar la arremetida.
5. Aumentar el peso del lodo hasta obtener la densidad requerida, haciendo circular la arremetida hacia afuera, a una velocidad de bombeo reducida.

6. Si se trata de una arremetida de gas, eliminar el gas del sistema usando el equipo de circulación superficial y los desgasificadores.
7. Si se trata de un flujo de agua salada, descargar el agua salada en la superficie (si es posible), y acondicionar el fluido con cantidades adicionales de desfloculantes y soda cáustica. Puede que sea necesario diluir la concentración de iones NaCl con agua dulce. Pequeños tratamientos de cal y soda cáustica también pueden requerirse para controlar el pH y P_f .

CONTAMINACIÓN DE CARBONATOS

Síntomas

1. Altos esfuerzos de gel.
2. Aumento de P_f con un pH constante.
3. Mayor diferencia entre P_f y M_f .
4. Aumento de los niveles de carbonatos o bicarbonatos.

Tratamiento

1. Aumentar el pH hasta un valor comprendido entre 10,3 y 11,3.
2. Añadir cal y/o yeso, dos fuentes solubles de Ca, para eliminar los carbonatos como CaCO_3 (ver las Tablas 2 y 3).

CONTAMINACIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO

Síntomas

1. Reducción de las alcalinidades.
2. Ligero olor fétido (huevo podrido) en la línea de flujo.
3. El lodo o la tubería adquiere un color negro.

Tratamiento

1. Aumentar el pH hasta un nivel comprendido entre 11 y 11,5 con soda cáustica.
2. Amortiguar con cal.
3. Añadir óxido de cinc (ver las Tablas 2 y 3).

Contaminante	Ion Contaminante	Tratamiento	Concentración de Tratamiento (lb/bbl)
Dióxido de carbono	Carbonato Bicarbonato	Yeso para reducir el pH Cal para aumentar el pH Cal para aumentar el pH	$\text{mg/l} \times F_w \times 0,00100$ $\text{mg/l} \times F_w \times 0,000432$ $\text{mg/l} \times F_w \times 0,00424$
Yeso o anhidrita	Calcio	Carbonato de sodio SAPP Bicarbonato de sodio	$\text{mg/l} \times F_w \times 0,000928$ $\text{mg/l} \times F_w \times 0,000971$ $\text{mg/l} \times F_w \times 0,00735$
Cal o cemento	Calcio e hidroxilo	Bicarbonato de sodio SAPP Ácido cítrico	lb/bbl excedente de cal $\times 1,135$ lb/bbl excedente de cal $\times 1,150$ lb/bbl excedente de cal $\times 1,893$
Agua dura o salada	Calcio y magnesio	Soda cáustica	$\text{mg/l} \times F_w \times 0,00116$
Sulfuro de hidrógeno	Sulfuro (H_2S , HS^- , S^{2-})	Óxido de cinc* más suficiente soda cáustica para mantener el pH por encima de 10,5	$\text{mg/l} \times F_w \times 0,00091$

*También pueden usarse otros compuestos de cinc tales como el cinc quelado o el carbonato de cinc. Un excedente siempre debe ser mantenido en el sistema.

OBSERVACIONES:

1. F_w es el % fraccionario de agua de la retorta.
2. Excedente de cal = $0,26 (P_M - (P_f \times F_w))$.

Tabla 2: Tratamiento químico en unidades E.U.A.

Contaminante	Ion Contaminante	Tratamiento	Concentración de Tratamiento (kg/m³)
Dióxido de carbono	Carbonato Bicarbonato	Yeso para reducir el pH Cal para aumentar el pH	mg/l x F _w x 0,00285 mg/l x F _w x 0,00121
Yeso o anhidrita	Calcio	carbonato de sodio SAPP Bicarbonato de sodio	mg/l x F _w x 0,00265 mg/l x F _w x 0,00277 mg/l x F _w x 0,002097
Cal o cemento	Calcio e hidroxilo	Bicarbonato de sodio SAPP Ácido cítrico	kg/m³ excedente de cal x 3,23 kg/m³ excedente de cal x 3,281 kg/m³ excedente de cal x 5,4
Agua dura o salada	Calcio y magnesio	Soda cáustica	mg/l x F _w x 0,00285
Sulfuro de hidrógeno	Sulfuro (H ₂ S, HS ⁻ , S ²⁻)	Óxido de cinc* más suficiente soda cáustica para mantener el pH encima de 10,5	mg/l x F _w x 0,002596

*Otros compuestos de cinc tales como el cinc quelado o el carbonato de cinc también pueden ser usados. Un excedente siempre debe ser mantenido en el sistema.

OBSERVACIONES:

1. F_w es el % fraccionario de agua de la retorta.

2. Excedente de cal (kg/m³) = 0.074178 (P_M - (P_f x F_w)).

Tabla 3: Tratamiento químico en unidades métricas.

Contaminante	WT	FV	PV	YP	Gels	FL	pH	P _m	P _f	M _f	Cl ⁻	Ca ²⁺	Sólidos	Treatment
Cemento	—	↑	—	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	—	↑pH↓ 11,5	—	Bicarb., o SAPP, o diluyente, bicarb. y ácido cítrico
Yeso o anhidrita	—	↑	—	↑	↑	↑	↓	↓	↓	↓	—	↑	—	Soda cáustica, agua de dilución y diluyente, o carbonato de sodio (más polímero para filtrado)
Sal	—	↑	—	↑	↑	↑	↓	↓	↓	↓	↑	↗	—	Soda cáustica, agua de dilución, diluyente y polímero para filtrado
Carbonato o bicarbonato	—	↑	—	↑	↑	↗	↓	↓	↗	↑	—	↓	—	pH <10,3: cal pH 10,3 a 11,3: cal y yeso pH >11,3: yeso
H ₂ S	—	↑	—	↑	↑	↑	↓	↓	↓	↓	—	↗	—	Soda cáustica, cal y fuente de cinc (óxido de cinc)
Sólidos	Antiguos	↗	↗	↗	—	↗	—	—	—	—	—	—	↑	Agua de dilución y equipo de de remoción de sólidos
	Nuevos	↗	↗	↗	↗	↗	↘	↘	↘	↘	↗	↗	↑	Agua de dilución, equipo de remoción de sólidos y diluyente

↑ Aumento ↓ Reducción — Sin cambio ↗ Ligero aumento ↘ Ligera reducción

Tabla 4: Referencia rápida para reconocer y tratar los contaminantes.

WT = densidad

FV = viscosidad embudo

PV = viscosidad plástica

YP = punto cedente

Gels = Esfuerzos de gel

FL = Pérdida de filtrado

P_m = Alcalinidad del lodo

P_f = Alcalinidad del filtrado

M_f = Alcalinidad de filtrado de anaranjado de metilo

Introducción

Reología es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de la materia.

Viscosidad... se puede describir como la resistencia al flujo de una sustancia.

Las propiedades físicas de un fluido de perforación, la densidad y las propiedades reológicas son monitoreadas para facilitar la optimización del proceso de perforación. Estas propiedades físicas contribuyen a varios aspectos importantes para la perforación exitosa de un pozo, incluyendo:

- Proporcionar el control de las presiones para impedir el influjo del fluido de la formación.
- Transmitir energía a la barrena para maximizar la Velocidad de Penetración (ROP).
- Proporcionar la estabilidad del pozo a través de las zonas presurizadas o sometidas a esfuerzos mecánicos.
- Suspender los recortes y el material densificante durante los periodos estáticos.
- Permitir la separación de los sólidos perforados y el gas en la superficie.
- Extraer los recortes del pozo.

Cada pozo es único, por lo tanto es importante que estas propiedades sean controladas respecto a los requisitos para un pozo en particular y del fluido que se está usando. Las propiedades reológicas de un fluido pueden afectar negativamente un aspecto, al mismo tiempo que producen un impacto positivo importante sobre otro. Por lo tanto se debe lograr un equilibrio para maximizar la limpieza del pozo, minimizar las presiones de bombeo y evitar los influjos de fluidos o de la

formación, además de impedir la pérdida de circulación hacia la formación que se está perforando.

La reología y la *hidráulica* son estudios del comportamiento del fluido que están relacionados entre sí. La reología es el estudio de la manera en que la materia se deforma y fluye. Se trata de una disciplina que analiza principalmente la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, y el impacto que éstos tienen sobre las características de flujo dentro de los materiales tubulares y los espacios anulares. La *hidráulica* describe la manera en que el flujo de fluido crea y utiliza las presiones. En los fluidos de perforación, el comportamiento de flujo del fluido debe ser descrito usando modelos reológicos y ecuaciones, antes de poder aplicar las ecuaciones de hidráulica.

Este capítulo describe las propiedades reológicas de los fluidos de perforación, los factores que influyen en estas propiedades y el impacto que tienen en lo que se refiere a la ejecución del trabajo durante la operación de perforación. La influencia de las propiedades reológicas sobre la limpieza del pozo, la suspensión de barita y la separación de sólidos está descrita en los capítulos sobre Limpieza del Pozo, Asentamiento de Barita y Control de Sólidos, respectivamente.

Reología

Reología es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de la materia. Al tomar ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte.

VISCOSIDAD

Viscosidad es el término reológico más conocido. En su sentido más amplio, la viscosidad se puede describir como la resistencia al flujo de una sustancia. En el campo petrolífero, los términos a

continuación se usan para describir la viscosidad y las propiedades reológicas del fluido de perforación:

1. Viscosidad embudo (seg/qt o seg/l).
2. Viscosidad aparente (cP o mPa•seg).
3. Viscosidad efectiva (cP o mPa•seg).
4. Viscosidad plástica (cP o mPa•seg).
5. Punto cedente (lb/100 pies² o Pa).
6. Viscosidad a baja velocidad de corte y Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV) (cP o mPa•sec).
7. Esfuerzos de gel (lb/100 pies² o Pa).

Éstos son algunos de los valores claves para tratar y mantener los fluidos de perforación.

La viscosidad de embudo... debería usarse en el campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido.

Esta relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte para un fluido define la manera en que dicho fluido corre.

VISCOSIDAD DE EMBUDO

La viscosidad de embudo se mide usando el viscosímetro de Marsh descrito en el capítulo sobre Pruebas. La viscosidad de embudo se usa como indicador relativo de la condición del fluido. No proporciona suficiente información para determinar las propiedades reológicas o las características de flujo de un fluido. Debería usarse en el campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido. Además, ningún valor en particular de la viscosidad de embudo puede ser adoptado como valor representativo de todos los fluidos. Lo que produce buenos resultados en un área puede fallar en otra; sin embargo, se puede aplicar una regla general a los fluidos de perforación a base de arcilla. La viscosidad de embudo de la mayoría de los fluidos se controla a cuatro veces la densidad (lb/gal) o menos. Sin embargo hay ciertas excepciones, como en las áreas donde se requiere el uso de fluidos de alta viscosidad. Los sistemas de polímeros e inversión inversa (base aceite o base sintético) no siguen necesariamente estas reglas.

ESFUERZO DE CORTE Y VELOCIDAD DE CORTE

Los otros términos para la viscosidad (μ) se pueden describir como la relación del esfuerzo de corte (τ) a la velocidad de corte (γ). Por definición:

$$\text{Viscosidad } (\mu) = \frac{\text{esfuerzo de corte } (\tau)}{\text{velocidad de corte } (\gamma)}$$

Los conceptos de velocidad de corte y esfuerzo de corte se aplican al flujo de todos los fluidos. Dentro de un sistema de circulación, la velocidad de corte depende de la velocidad media del fluido en la geometría en que está fluyendo. Por lo tanto, las velocidades de corte son mayores en las geometrías pequeñas (dentro de la columna de perforación) y menores en las geometrías grandes (como la tubería de revestimiento y los espacios anulares del riser). Las velocidades de corte más altas suelen causar una mayor fuerza resistiva del esfuerzo de corte. Por lo tanto, los

esfuerzos de corte en la columna de perforación (donde hay mayores velocidades de corte) exceden los del espacio anular (donde las velocidades de corte son menores). El total de las pérdidas de presión a través del sistema de circulación (presión de bombeo) está frecuentemente asociado con el esfuerzo de corte, mientras que la velocidad de bombeo está asociada con la velocidad de corte. Esta relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte para un fluido define la manera en que dicho fluido corre. La Figura 1 es una representación simplificada de dos capas de fluido (A y B) que se mueven a diferentes velocidades cuando se aplica una fuerza.

Cuando un fluido está fluyendo, hay una fuerza en el fluido que se opone al flujo. Esta fuerza se llama *esfuerzo de corte*. Se puede describir como un esfuerzo de fricción que aparece cuando una capa de fluido se desliza encima de otra. Como el corte ocurre más fácilmente entre capas de fluido que entre la capa exterior del fluido y la pared de una tubería, el fluido que está en contacto con la pared no fluye. La velocidad a la cual una capa pasa por delante de la otra capa se llama *velocidad de corte*. Por lo tanto, la velocidad de corte (γ) es un gradiente de velocidad.

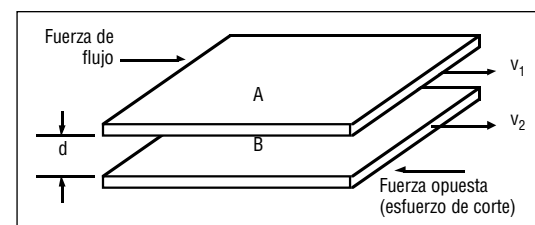


Figura 1: Velocidad de corte y esfuerzo de corte.

La fórmula para la velocidad de corte (γ) es:

$$\gamma \text{ (seg}^{-1}\text{)} = \frac{V_2 - V_1}{d}$$

Donde:

γ = Velocidad de corte en segundos recíprocos

V_2 = Velocidad en la Capa B (pies/seg)

V_1 = Velocidad en la Capa A (pies/seg)

d = Distancia entre A y B (pies)

El esfuerzo de corte es la fuerza requerida para mantener la velocidad de corte.

La velocidad de corte (γ), es igual a la velocidad rotacional RPM (ω) viscosímetro multiplicada por 1,703. Este factor se deriva de la geometría del manguito y del balancín del viscosímetro.

$$\gamma \text{ (seg}^{-1}\text{)} = 1,703 \times \omega$$

ESFUERZO DE CORTE

El esfuerzo de corte (τ) es la fuerza requerida para mantener la velocidad de corte. El esfuerzo de corte está expresado en unidades estándar del campo petrolífero, es decir las libras de fuerza por cien pies cuadrados (lb/100 pies²) requeridas para mantener la velocidad de corte.

Las indicaciones del cuadrante del viscosímetro de lodo (Θ) tomadas con la combinación de balancín y resorte estándar número uno (1), tal como se describe en el capítulo de Pruebas, pueden ser convertidas en un esfuerzo de corte (τ) con unidades de lb/100 pies², multiplicando la indicación por 1,0678.

$$\tau \text{ (lb/100 pies}^2\text{)} = 1,0678 \times \Theta$$

Las indicaciones del viscosímetro son frecuentemente usadas como indicación del esfuerzo de corte (τ) en lb/100 pies² sin realizar la conversión, ya que la diferencia es pequeña.

Se usan una variedad de viscosímetros para medir la viscosidad del fluido de perforación. Los viscosímetros FANN (VG) y los reómetros están diseñados para simplificar el uso de los modelos reológicos. Los viscosímetros también son usados para medir las propiedades tixotrópicas o los esfuerzos de gel de un fluido.

VISCOSIDAD EFECTIVA

La viscosidad de un fluido no newtoniano cambia con el esfuerzo de corte. La viscosidad efectiva (μ_e) de un fluido es la viscosidad de un fluido bajo condiciones específicas. Estas condiciones incluyen la velocidad de corte, la presión y la temperatura.

VISCOSIDAD APARENTE

La viscosidad efectiva a veces es llamada Viscosidad Aparente (VA). La viscosidad aparente está indicada por la indicación del viscosímetro de lodo a 300 RPM (Θ_{300}) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM (Θ_{600}). Cabe indicar que ambos valores de viscosidad

aparente concuerdan con la fórmula de viscosidad:

$$AV \text{ (cP)} = \frac{300 \times \Theta}{\omega}$$

VISCOSIDAD PLÁSTICA

La viscosidad plástica (VP) en centipoise (cP) o milipascales-segundo (mPa•s) se calcula a partir de los datos del viscosímetro de lodo, como:

$$PV \text{ (cP)} = \Theta_{600} - \Theta_{300}$$

La viscosidad plástica se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica.

La viscosidad plástica es afectada principalmente por:

- La concentración de sólidos.
- El tamaño y la forma de los sólidos.
- La viscosidad de la fase fluida.
- La presencia de algunos polímeros de cadena larga (POLY-PLUS®, hidroxietilcelulosa (HEC), POLYPAC®, Carboximetilcelulosa (CMC)).
- Las relaciones aceite-agua (A/A) o Sintético-Agua (S/A) en los fluidos de emulsión inversa.

La fase sólida es lo que más interesa al ingeniero de fluidos. Un aumento de la viscosidad plástica puede significar un aumento en el porcentaje en volumen de sólidos, una reducción del tamaño de las partículas de los sólidos, un cambio de la forma de las partículas o una combinación de estos efectos. Cualquier aumento del área superficial total de los sólidos expuestos se reflejará en un aumento de la viscosidad plástica. Por ejemplo, en una partícula sólida que se parte por la mitad, el área superficial expuesta combinada de los dos trozos será más grande que el área superficial de la partícula original. Una partícula plana tiene más área superficial expuesta que una partícula esférica del mismo volumen. Sin embargo, la mayoría de las veces, el aumento de la viscosidad plástica resulta del aumento en el porcentaje de sólidos. Esto puede ser confirmado mediante los cambios de densidad y/o el análisis en retorta.

Algunos de los sólidos contenidos en el fluido están presentes porque fueron añadidos intencionalmente. Por ejemplo, la bentonita es eficaz para aumentar la viscosidad y reducir la pérdida de fluidos, mientras que la barita

...la viscosidad del fluido no debería ser más alta que la que se requiere para la limpieza del pozo y la suspensión de barita.

Los cambios en la viscosidad plástica pueden producir considerables cambios en la presión de bombeo.

es necesaria para la densidad. Como regla general, la viscosidad del fluido no debería ser más alta que la que se requiere para la limpieza del pozo y la suspensión de barita. Cuando un fluido no está cumpliendo estas funciones, lo más conveniente sería aumentar el punto cedente y los valores de bajo esfuerzo de corte (6 y 3 RPM) y no la viscosidad plástica.

Sin embargo, los sólidos perforados afectan negativamente las propiedades reológicas y no son convenientes. Estos sólidos son continuamente añadidos al fluido durante la perforación, causando un aumento de la concentración de sólidos. Si no son eliminados rápidamente, los sólidos siguen dividiéndose en partículas más pequeñas al ser circulados y recirculados a través del sistema. Problemas de viscosidad surgirán si los sólidos perforados no son controlados.

Los sólidos perforados pueden ser controlados de tres maneras:

1. Control mecánico de los sólidos.
2. Asentamiento.
3. Dilución o desplazamiento.

El Capítulo 8 describe el control de sólidos y la eliminación de los sólidos más detalladamente.

La viscosidad plástica también depende de la viscosidad de la fase fluida. Cuando la viscosidad del agua disminuye a medida que la temperatura aumenta, la viscosidad plástica disminuye proporcionalmente. Las salmueras tienen viscosidades más altas que los fluidos de agua dulce. El aceite emulsionado en los fluidos base agua también actúa como un sólido y afectará la viscosidad plástica del fluido.

Los polímeros añadidos al sistema para controlar la viscosidad, controlar la pérdida de fluidos o inhibir la lutita pueden generar altas viscosidades plásticas, especialmente después de la mezcla inicial del polímero. Los polímeros de cadena larga (POLY-PLUS®, HEC, POLYPAC® R, CMC) tienen el mayor impacto sobre la viscosidad plástica. Las variaciones de cadena corta o baja viscosidad de estos polímeros (POLYPAC® R, UL, CMC LV) tienen un impacto menos importante sobre la viscosidad plástica. El aumento de la viscosidad plástica resulta más evidente justo después de mezclar estos polímeros. Por

lo tanto, se recomienda que la viscosidad *no* sea medida en el tanque de succión en este momento. En general, la viscosidad plástica y las propiedades reológicas disminuyen y se estabilizan después de unas cuantas circulaciones.

En lo que se refiere a los fluidos de emulsión inversa (base aceite y sintético), la viscosidad plástica puede ser ajustada con la relación A/A o S/A. En general, cuanto más alta sea la relación A/A o S/A, más baja será la viscosidad plástica. Además, la selección del emulsificante principal tendrá un impacto sobre la viscosidad plástica.

Los cambios en la viscosidad plástica pueden producir considerables cambios en la presión de bombeo. Esto es extremadamente importante en la perforación de alcance extendido y con tubería flexible, donde se usan materiales tubulares más largos y de diámetro más pequeño. En estas situaciones, resulta crítico minimizar la viscosidad plástica. Como regla general, la viscosidad plástica debería ser mantenida al nivel más bajo posible en todos los casos, porque una baja VP puede aumentar la energía proporcionada a la barrena, mejorar el flujo en el espacio anular para la limpieza del pozo, y reducir el uso y desgaste de los equipos, así como el consumo de combustible. Un límite superior práctico para la viscosidad plástica es el doble del peso del fluido (lb/gal). Aunque este valor parezca restrictivo en lo que se refiere a los altos pesos de fluido, los sólidos se ven tan apretados por el material densificante, que estos fluidos tienen una tolerancia muy baja respecto a los sólidos de perforación. La viscosidad plástica constituye una buena aproximación de la viscosidad a través de las toberas de la barrena.

PUNTO CEDENTE

El Punto Cedente (PC) en libras por 100 pies cuadrados (lb/100 pies²) se calcula a partir de los datos del viscosímetro FANN (VG), de la siguiente manera:

$$YP \text{ (lb/100 pies}^2\text{)} = 2 \times \Theta_{300} - \Theta_{600}$$

o

$$YP \text{ (lb/100 pies}^2\text{)} = \Theta_{300} - PV$$

o en Pascales:

$$YP \text{ (Pa)} = 0,4788 \times (2 \times \Theta_{300} - \Theta_{600})$$

o

$$YP \text{ (Pa)} = 0,4788 \times (\Theta_{300} - PV)$$

El punto cedente...es una medida de las fuerzas electroquímicas de atracción en un fluido.

El punto cedente, segundo componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. El punto cedente es una medida de estas fuerzas bajo las condiciones de flujo, y depende de: (1) las propiedades superficiales de los sólidos del fluido, (2) la concentración volumétrica de los sólidos, y (3) el ambiente eléctrico de estos sólidos (concentración y tipos de iones en la fase fluida del fluido). La alta viscosidad que resulta de un alto punto cedente o de altas fuerzas de atracción puede ser causada por:

1. La introducción de contaminantes solubles como sales, cemento, anhidrita o yeso, resultando en arcillas de floculación y sólidos reactivos.
2. Descomposición de las partículas de arcilla por la acción trituradora de la barrena y tubería de perforación, creando nuevas fuerzas residuales (valencias de enlace roto) en los bordes rotos de las partículas. Estas fuerzas tienden a juntar las partículas en una forma desorganizada o formando flóculos.
3. La introducción de sólidos inertes dentro del sistema aumenta el punto cedente. Esto hace que las partículas se acerquen más entre sí. Como el espacio entre las partículas disminuye, la atracción entre las partículas aumenta.
4. Las lutitas o arcillas hidratables perforadas introducen nuevos sólidos activos dentro del sistema, aumentando las fuerzas de atracción al reducir el espacio entre las partículas y aumentar el número total de cargas.
5. El subtratamiento o sobretratamiento con productos químicos cargados electroquímicamente aumenta las fuerzas de atracción.
6. El uso de biopolímeros ramificados (DUO-VIS®, la familia FLO-VIS®, XCD®, Xanvis).
7. Sobretratamiento con arcilla organofílica o modificadores reológicos en sistemas de emulsión inversa (HRP™, VERSAMOD™).

El punto cedente es la parte de la

resistencia al flujo que se puede controlar con un tratamiento químico apropiado. El punto cedente disminuye a medida que las fuerzas de atracción son reducidas mediante el tratamiento químico. La reducción del punto cedente también reducirá la viscosidad aparente. En un lodo base agua a base de arcilla, el punto cedente puede ser reducido por los siguientes métodos:

1. Las valencias de enlace roto causadas por la trituración de las partículas de arcilla pueden ser neutralizadas mediante la adsorción de ciertos materiales aniónicos en el borde de las partículas de arcilla. Estas valencias residuales son casi totalmente satisfechas por productos químicos tales como los taninos, las ligninas (TANNATHIN®, XP-20®, K-17™), los fosfatos complejos (Phos y SAPP), los lignosulfonatos (SPERSENE™) y los poliacrilatos de bajo peso molecular (TACKLE®, SP-101™). La carga negativa básica de la partícula de arcilla predomina, de manera que los sólidos ahora se repelen unos a otros.
2. En el caso de la contaminación causada por el calcio o magnesio, los cationes que causan la fuerza de atracción pueden ser eliminados en la forma de un precipitado insoluble, lo cual reducirá la fuerza de atracción y el punto cedente.
3. Se puede usar el agua para reducir el punto cedente, pero a menos que la concentración de sólidos sea muy alta, este método es relativamente ineficaz y puede ser costoso. El agua sola puede modificar otras propiedades del fluido de manera poco recomendable. Esto ocurre en particular con los fluidos densificados donde el agua puede aumentar la pérdida de fluidos y reducir el peso del fluido (necesitando otra densificación).

En general, en los lodos base agua a base de arcilla, los materiales aniónicos (cargados negativamente) se desfloculan, reduciendo la viscosidad. Los materiales catiónicos (cargados positivamente) fomentan la floculación y aumentan la viscosidad.

Se puede lograr un aumento del punto cedente mediante adiciones de un viscosificador comercial de buena calidad. Además, cualquier cosa que produzca la floculación en un fluido

aumentará el punto cedente. Por ejemplo, una pequeña cantidad de cal añadida a un fluido de agua fresca que contiene suficiente bentonita hidratada u otras arcillas, producirá la floculación, y por lo tanto, un aumento del punto cedente. Sin embargo, cabe recordar que la floculación puede tener efectos indeseables sobre el control de la pérdida de fluidos, las presiones de circulación y los esfuerzos de gel.

El punto cedente de los sistemas de fluido-arcilla de lignosulfonato disperso (SPERSENE) es típicamente mantenido a un nivel aproximadamente igual al peso del lodo. El punto cedente de los fluidos no dispersos con un bajo contenido o un contenido mínimo de sólidos puede alcanzar niveles considerablemente más altos, aunque estos fluidos se usan pocas veces a densidades mayores que 14 lb/gal.

Agentes humectantes o diluyentes químicos pueden ser usados para reducir el punto cedente en fluidos de emulsión inversa. A veces, estos materiales pueden reducir la cantidad de sólidos que el fluido puede tolerar. En general, el mejor método para reducir el punto cedente en un sistema de emulsión inversa es aumentando la relación A/A o S/A, añadiendo un fluido base aceite o sintético.

El punto cedente es usado frecuentemente como indicador de las características de dilución por esfuerzo de corte de un fluido y de su capacidad de suspender el material densificante y retirar los recortes del pozo, pero puede inducir a error. Cualquier fluido con un punto cedente superior a cero disminuye en cierta medida su viscosidad con el esfuerzo de corte. Los fluidos con puntos cedentes muy bajos no suspenderán el material densificante, pero es posible que los fluidos con altos puntos cedentes tampoco suspendan el material densificante. Las soluciones de CMC, Celulosa Polianiónica (PAC) y polímeros HEC en agua tienen puntos cedentes, pero no suspenden el material densificante bajo condiciones estáticas. Las medidas de sus esfuerzos de corte a bajas velocidades de corte indican que su esfuerzo de corte a una velocidad de corte de cero seg-1 es igual a cero (0). La capacidad de un fluido para suspender la barita depende más de los esfuerzos de gel, de la viscosidad a baja velocidad de

corte y de la tixotropía de un fluido.

VISCOSIDAD A BAJA VELOCIDAD DE CORTE Y LSRV

El uso cada vez más frecuente de la perforación de desviación controlada, de alcance extendido y horizontal y el uso de biopolímeros para controlar las propiedades reológicas han producido un cambio de opinión en lo que se refiere a las propiedades reológicas que son consideradas necesarias para lograr una limpieza eficaz del pozo en los pozos desviados. A través de numerosos estudios de laboratorio y en base a la experiencia de campo, se ha determinado que los valores de viscosidad a baja velocidad de corte (6 y 3 RPM) tienen un mayor impacto sobre la limpieza del pozo que el punto cedente, además de proporcionar la suspensión de barita bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas. Estos temas están descritos más detalladamente en los capítulos sobre el Asentamiento de Barita y la Limpieza del Pozo.

Además de las indicaciones de 6 y 3 RPM, se determinó que la viscosidad de baja velocidad de corte creada por la red de polímeros en los sistemas de FLO-PRO® era crítica para la limpieza del pozo y la suspensión de sólidos en pozos horizontales y de alto ángulo. Esta LSRV se mide usando un viscosímetro de Brookfield a una velocidad de corte de 0,3 RPM (el equivalente de 0,037 RPM en un viscosímetro VG).

La Figura 2 ilustra la manera en que similares viscosidades a 6 y 3 RPM tal vez no indiquen el comportamiento verdadero de la LSRV.

Estas propiedades reológicas de bajo corte llenan el vacío entre las medidas dinámicas tradicionales de VP y PC, y las medidas estáticas del esfuerzo de gel.

TIXOTROPÍA Y ESFUERZOS DE GEL

La tixotropía es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando están estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. La mayoría de los fluidos de perforación base agua demuestran esta propiedad, debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente o polímeros especiales que se enlazan entre sí para formar una

...los valores de viscosidad a baja velocidad de corte...tienen un mayor impacto sobre la limpieza del pozo que el punto cedente...

matriz rígida. Las indicaciones de esfuerzo de gel tomadas con el viscosímetro FANN (VG) a intervalos de 10 segundos y 10 minutos, y a intervalos de 30 minutos para las situaciones

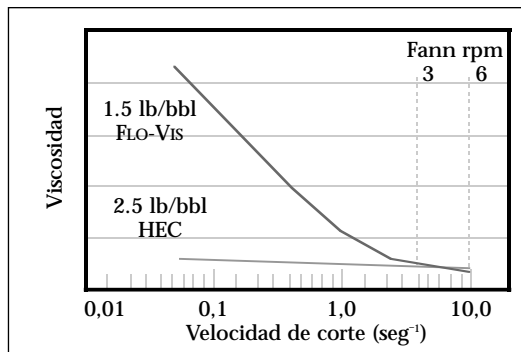


Figura 2: Comparación entre la LSRV de Flo-Vis y la de HEC.

críticas, proporcionan una medida del grado de tixotropía presente en el fluido. La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico. Es decir que cualquier cosa que fomenta o impide el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido.

La magnitud de la gelificación, así como el tipo de esfuerzo de gel, es importante en la suspensión de los recortes y del material densificante. No se debe permitir que la gelificación alcance un nivel más alto del necesario para cumplir estas funciones. Los esfuerzos de gel excesivos pueden causar complicaciones, tales como las siguientes:

1. Entrampamiento del aire o gas en el fluido.
2. Presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación después de un viaje.
3. Reducción de la eficacia del equipo de remoción de sólidos.
4. Pistoneo excesivo al sacar la tubería del pozo.
5. Aumento brusco excesivo de la presión durante la introducción de la tubería en el pozo.
6. Incapacidad para bajar las herramientas de registro hasta el fondo.

La formación de geles progresivos o geles instantáneos puede indicar problemas en el sistema de fluido. Una

variación amplia entre la indicación inicial de gel y las indicaciones de gel a 10 o 30 minutos constituye la formación de *geles progresivos* e indica la acumulación de sólidos. Si las indicaciones de gel inicial y a 10 minutos son altas y muestran muy pocas diferencias entre ellas, esto representa la formación de *geles instantáneos* y puede indicar que la floculación ha ocurrido. En el caso de un sistema de FLO-PRO, los esfuerzos de gel son altos y planos, pero esto se debe a la red de polímeros creada. Además de ser altos y planos, los esfuerzos de gel de FLO-PRO también son frágiles y “rompen geles” con facilidad. Los esfuerzos de gel frágiles son muy comunes en los fluidos de perforación de polímeros. La Figura 3 ilustra gráficamente los diferentes tipos de esfuerzo de gel.

El esfuerzo de gel y el punto cedente son medidas de las fuerzas de atracción en un sistema de fluido. El esfuerzo de gel inicial mide las fuerzas de atracción estáticas, mientras que el punto cedente mide las fuerzas de atracción dinámicas. Por lo tanto, el tratamiento que se usa para el esfuerzo de gel inicial excesivo es el mismo que para el punto cedente excesivo.

Además, la gelificación le proporciona a un fluido una “memoria” de su pasado y debe ser tomada en cuenta cuando se toman medidas significativas de las propiedades reológicas. Si se deja reposar un fluido por un tiempo determinado antes de medir el esfuerzo de corte a una velocidad de corte determinada, será necesario mantener dicha velocidad de corte por cierto tiempo, antes de que se

La formación de geles progresivos o geles instantáneos puede indicar problemas en el sistema de fluido.

...cualquier cosa que fomenta o impide el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido.

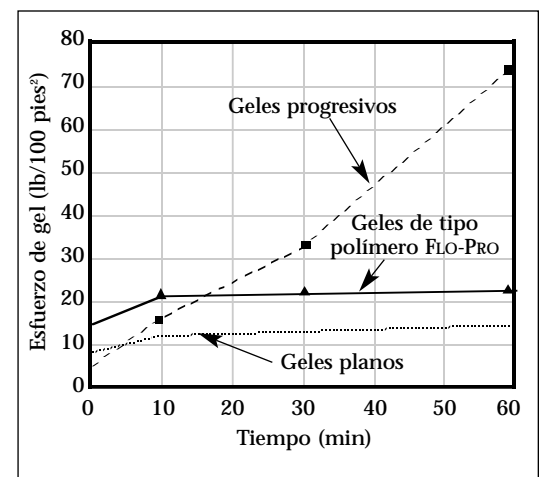


Figura 3: Esfuerzos de gel.

**...la
gelificación le
proporciona
a un fluido
una
“memoria”
de su
pasado...**

pueda medir un esfuerzo de corte en el equilibrio. Todos los enlaces entre partículas que pueden romperse a dicha velocidad de corte deberán romperse, si no el esfuerzo de corte medido será más alto que el esfuerzo de corte en el equilibrio verdadero. El tiempo requerido depende del grado de gelificación que haya ocurrido en la muestra.

Después de tomar una medida a 600 RPM y de reducir la velocidad de corte a 300 RPM, el fluido tiende a recordar sus antecedentes de corte a 600 RPM. Se requiere un tiempo determinado para que ciertos enlaces entre partículas que pueden existir a la velocidad de corte reducida se formen de nuevo, antes de que se pueda medir un esfuerzo de corte en el equilibrio verdadero. El esfuerzo de corte indicado será demasiado bajo inicialmente, y aumentará gradualmente hasta alcanzar un valor de equilibrio.

El primer valor indicado de esfuerzo de corte a cualquier velocidad de corte depende de los antecedentes de corte inmediatos de la muestra. Si se mide el esfuerzo de gel inicial de un fluido inmediatamente después de cortar el fluido a 600 RPM, el valor indicado será inferior al esfuerzo de cedencia verdadero del fluido.

Como la formación o descomposición de una estructura de gel depende del tiempo, muchas relaciones diferentes de esfuerzo de gel/velocidad de corte pueden ser usadas para pasar de una velocidad de corte a otra. Esto está ilustrado en la Figura 4. La curva continua representa la relación estabilizada de esfuerzo de corte/velocidad de corte que ocurre cuando la velocidad de corte del fluido es modificada muy lentamente. Sin embargo, si el fluido parte del punto A a un valor de equilibrio del alto esfuerzo de corte que disminuye repentinamente a una velocidad de corte igual a cero, el esfuerzo de corte seguirá la curva inferior, la cual es inferior en todos los puntos a la curva de equilibrio.

Una vez que el fluido está inactivo, el esfuerzo de gel aumenta hasta que se alcance el punto B. Si la velocidad de corte es aumentada repentinamente después de la gelificación hasta el punto B, el esfuerzo de corte seguirá una trayectoria más alta desde el punto B

hasta el punto C, la cual es más alta en todos los puntos que la curva de equilibrio. Con el tiempo, a esta alta velocidad de corte, el esfuerzo de corte disminuirá desde el punto C hasta el valor de equilibrio en el punto A. En cambio, si la velocidad de corte es aumentada lentamente después de la gelificación hasta el punto B, el esfuerzo de corte disminuirá inicialmente, y luego seguirá la curva de equilibrio hasta el punto A.

Se puede seguir la curva de B a C si el fluido de perforación no está siendo tratado correctamente. Esto resultaría en presiones de circulación muy altas. Periodos muy largos pueden ser necesarios para alcanzar el punto de equilibrio A. Los fluidos de perforación tratados correctamente siguen la trayectoria más corta hasta la curva de equilibrio, resultando en presiones de bombeo más bajas.

EFECTO DE LA TEMPERATURA Y LA PRESIÓN SOBRE LA VISCOSIDAD

Los aumentos de temperatura y presión afectan la viscosidad de las fases líquidas de todos los fluidos de perforación. El efecto es más pronunciado sobre los fluidos de emulsión inversa que sobre los fluidos base agua. Los aceites y sintéticos de base se diluyen considerablemente más en condiciones de altas temperaturas. El efecto de la temperatura es algo diferente sobre cada uno de los diferentes fluidos base aceite y base sintético.

Los fluidos base agua son fluidos hidráulicos casi perfectos. Estos fluidos no se comprimen perceptiblemente bajo presión. En cambio, los fluidos base aceite y base sintético son comprimibles hasta cierto punto. Su compresibilidad varía según el fluido de base, la relación A/A o S/A, y los aditivos. En situaciones

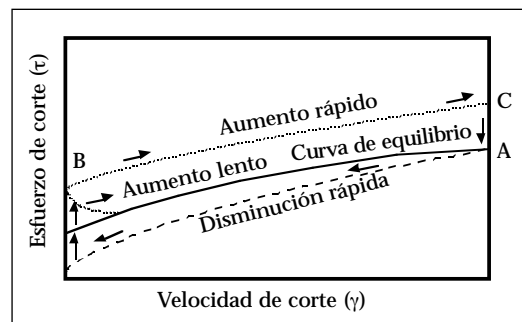


Figura 4: Comportamiento tixotrópico.

críticas, los efectos de la temperatura y la presión deberían ser determinados para el fluido de perforación y las fases del líquido de base. Los efectos sobre la viscosidad pueden ser determinados con un viscosímetro rotativo de alta temperatura, tal como el Modelo 50 de Fann para fluidos base agua, o con un viscosímetro de alta presión, alta temperatura, tal como el Modelo 70 de Fann o el Huxley Bertram para fluidos base aceite o sintético.

Las ecuaciones de API para compensar los efectos de la temperatura y la presión requieren la viscosidad efectiva (μ_e) a dos temperaturas.

$$\mu_e(T_2) = \mu_e(T_1) \left[\beta \frac{T_2 - T_1}{T_1 T_2} \right]$$

La constante de temperatura (β) debe ser determinada a cada velocidad de corte para cada fluido.

$$\mu_e(P_2) = \mu_e(P_1) \alpha (P_2 - P_1)$$

La constante de presión (α) debe ser determinada para cada fluido de perforación.

El programa de computadora VIRTUAL HYDRAULICS® de M-I usa los datos del viscosímetro Modelo 70/75 de Fann para determinar la viscosidad del fluido de perforación a cualquier combinación de temperatura y presión.

TIPOS DE FLUIDO

Basado en su comportamiento de flujo, los fluidos se pueden clasificar en dos tipos diferentes: newtonianos y no newtonianos.

FLUIDO NEWTONIANO

La clase más simple de fluidos es la clase de fluidos *newtonianos*. Los fluidos de base (agua dulce, agua salada, aceite diesel, aceites minerales y sintéticos) de la mayoría de los fluidos de perforación son newtonianos. En estos fluidos, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte, como lo indica la Figura 5. Los puntos forman una línea recta que pasa por el punto de origen (0, 0) del gráfico según coordenadas cartesianas. La viscosidad de un fluido newtoniano es la pendiente de esta línea de esfuerzo de corte/velocidad de corte. El esfuerzo de cedencia (esfuerzo requerido para iniciar

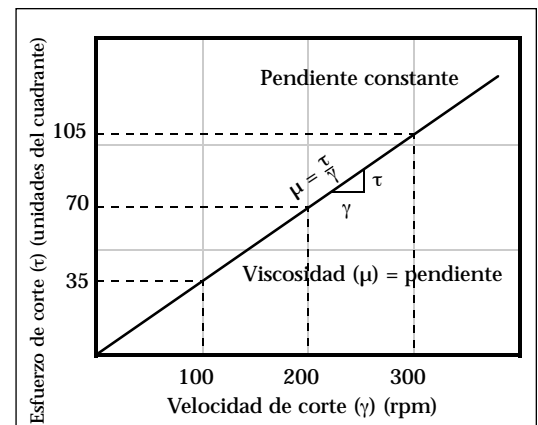


Figura 5: Fluido newtoniano.

el flujo) de un fluido newtoniano siempre será cero (0).

En el ejemplo, cuando se duplica la velocidad de corte, el esfuerzo de corte también se duplica. Cuando la velocidad de circulación para este fluido se duplica, la presión requerida para bombear el fluido será elevada al cuadrado (por ej.: el doble de la velocidad de circulación requiere el cuádruple de la presión). Por ejemplo, a 100 RPM, el esfuerzo de corte es de 35 unidades de deflexión, y cuando se duplica la velocidad de corte, el esfuerzo de corte se duplica a 70 unidades de deflexión, etc. Este fluido tendría una viscosidad de 105 cP a 100 rpm. Los fluidos newtonianos no suspenderán los recortes y el material densificante bajo condiciones estáticas. Cuando los fluidos newtonianos (agua dulce, agua salada, salmueras y aceites) son usados para perforar, el pozo debería ser sometido a circulaciones o barridos de limpieza periódicamente y antes de realizar los viajes.

El esfuerzo de corte debe ser medido a distintas velocidades de corte para caracterizar las propiedades de flujo de un fluido. Sólo se requiere una medida, porque el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte para un fluido newtoniano. A partir de esta medida, se puede calcular el esfuerzo de corte a cualquier otra velocidad de corte, usando la siguiente ecuación:

$$\tau = \mu \times \gamma$$

Esta definición general es independiente de las unidades. Los datos del viscosímetro VG (convertidos en valores de esfuerzo de corte y velocidad de corte) pueden ser convertidos en

Los fluidos base agua...no se comprimen perceptiblemente bajo presión.

En los fluidos newtonianos, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte...

valores de viscosidad mediante la siguiente fórmula:

$$\mu = \frac{1,0678 \times \Theta}{1,703 \times \omega}$$

La viscosidad determinada por esta fórmula está expresada en unidades inglesas (pies, lb, etc.), pero la viscosidad indicada en el Informe Diario de Lodo de API debe estar expresada en centipoise (cP o 0,01 dinas/cm²). El factor para convertir la viscosidad de unidades inglesas a centipoise es 478,9. Después de incluir este factor de conversión en la fórmula, la fórmula resultante es la siguiente:

$$\mu \text{ (cP)} = 478,9 \times \frac{1,0678}{1,703} \times \frac{\Theta}{\omega}$$

Después de simplificar los valores numéricos, esta fórmula queda modificada de la siguiente manera:

$$\mu \text{ (cP)} = 300 \times \frac{\Theta}{\omega}$$

La pendiente del perfil de velocidad alcanza su nivel máximo en la pared de la tubería y disminuye hasta cero en el centro de la tubería.

Esta simple fórmula será usada para demostrar que la viscosidad de los fluidos de perforación es mucho más compleja de lo que se puede suponer.

El fluido que corre dentro de una tubería cilíndrica según un flujo laminar u ordenado, se desplaza en capas concéntricas, de la manera indicada en la Figura 6a. La Figura 6b muestra un perfil de velocidad típico para un fluido newtoniano que fluye dentro de una tubería. El perfil de flujo tiene la forma de una parábola o de una bala.

La razón de cambio de velocidad con la distancia (velocidad de corte) es la pendiente del perfil de velocidad en cualquier punto dentro de la tubería. La pendiente del perfil de velocidad alcanza su nivel máximo en la pared de la tubería y disminuye hasta cero en el centro de la tubería. Por lo tanto, la velocidad de corte es máxima en la pared y nula en el centro de la tubería. En la pared de la tubería, la pendiente del perfil de velocidad es paralela a la pared de la tubería y tiene una pendiente infinita (máxima). Esta pendiente disminuye con la distancia a medida que se aleja de la pared, y en cierto punto tiene una pendiente de 45° que tendría una pendiente de 1. En el centro de la tubería, la pendiente del

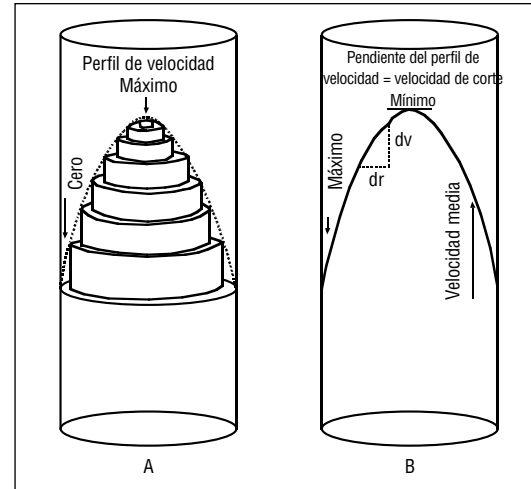


Figura 6: Perfil de velocidad de un fluido newtoniano (laminar).

perfil de velocidad es perpendicular a la pared de la tubería y tiene una pendiente de cero (mínima) (ver la Figura 6b). Por lo tanto, el esfuerzo de corte también será máximo en la pared.

La velocidad de corte (seg⁻¹) en la pared de una tubería cilíndrica puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$\gamma = \frac{8V}{D}$$

Donde:

V = Velocidad media del fluido en la tubería (pies/seg)

D = Diámetro de la tubería (pies)

Este cálculo es algo diferente en el caso de los espacios anulares concéntricos, como, por ejemplo, en un pozo que contiene tubería de perforación de la manera indicada en la Figura 7. Aquí, el fluido está fluyendo alrededor de la tubería de perforación y dentro del pozo entubado o no entubado. La velocidad de corte anular (seg⁻¹) para tuberías concéntricas se calcula con la siguiente ecuación:

$$\gamma = \frac{12V}{D_H - D_P}$$

Donde:

V = Velocidad media del fluido en la tubería (pies/seg)

D_H = Diámetro del pozo (pies)

D_P = Diámetro exterior de la tubería (pies)

La relación D_H - D_P a veces es llamada diámetro hidráulico.

**...aplanamiento
del perfil de
velocidad
aumenta la
eficacia de
barrido de un
fluido...**

FLUIDOS NO NEWTONIANOS

Cuando un fluido contiene arcillas o partículas coloidales, estas partículas tienden a “chocar” entre sí, aumentando el esfuerzo de corte o la fuerza requerida para mantener una velocidad de corte determinada. Si estas partículas son largas en comparación con su espesor, la interferencia causada por las partículas será importante cuando estén orientadas al azar en el flujo. Sin embargo, a medida que se aumenta la velocidad de corte, las partículas se “alinean” en el flujo y el efecto de la interacción de las partículas disminuye. Esto hace que el perfil de velocidad dentro de una tubería sea diferente al perfil del agua. En el centro de la tubería, donde la velocidad de corte es baja, la interferencia causada por las partículas es grande y el fluido tiende a fluir más como una masa sólida. El perfil de velocidad se aplanan de la manera indicada en la Figura 8. Este aplanamiento del perfil de velocidad aumenta la eficacia de barrido de un fluido para desplazar a otro fluido, y también aumenta la capacidad que un fluido tiene para transportar partículas más grandes.

Si las partículas se atraen eléctricamente, el efecto es similar. A

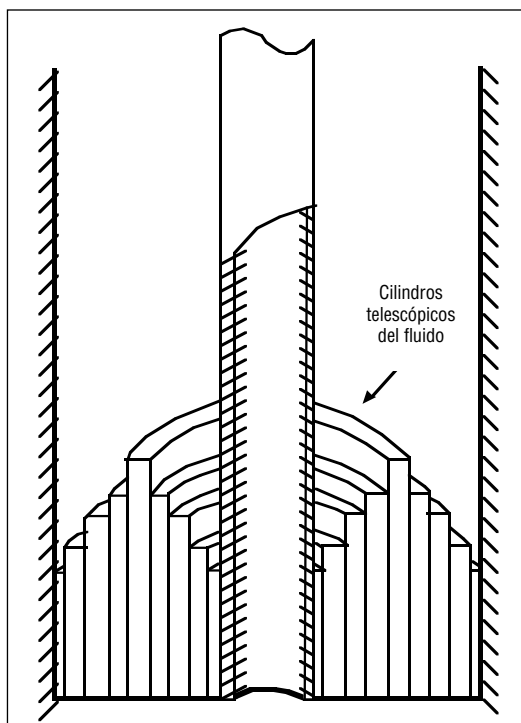


Figura 7: Perfil de velocidad de un fluido newtoniano – espacio anular concéntrico (laminar).

bajas velocidades de corte, las partículas se enlazan entre sí, aumentando la resistencia al flujo, pero a altas velocidades de corte, los enlaces se rompen. Bajo estas circunstancias, el esfuerzo de corte no aumenta en proporción directa a la velocidad de corte. Los fluidos que se comportan de esta manera son llamados *fluidos no newtonianos*. La mayoría de los fluidos de perforación son de este tipo.

Los fluidos no newtonianos demuestran una relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte, de la manera ilustrada en la Figura 9. La relación de esfuerzo de corte a velocidad de corte no es constante, sino diferente a cada velocidad de corte. Esto significa que un fluido no newtoniano no tiene ninguna viscosidad única o constante que pueda describir su comportamiento de flujo a todas las velocidades de corte. Para describir la viscosidad de un fluido no newtoniano a una velocidad de corte en particular, se usa una “viscosidad efectiva”. La viscosidad efectiva se define como la relación (pendiente) de esfuerzo de corte a velocidad de corte, a una velocidad de corte determinada, y se ilustra como la pendiente de una línea trazada desde la curva de esfuerzo de corte (a la velocidad de corte considerada) hasta el punto de origen (ver la Figura 9). Como se indica, la mayoría de los fluidos no newtonianos demuestran un comportamiento de “disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte”, de manera que la

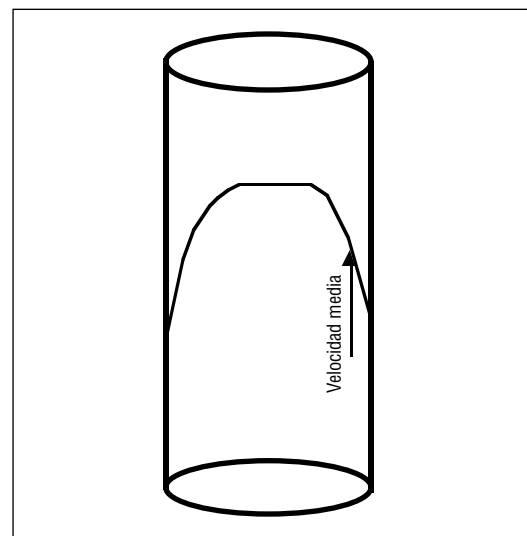


Figura 8: Perfil de velocidad de un fluido no newtoniano (laminar).

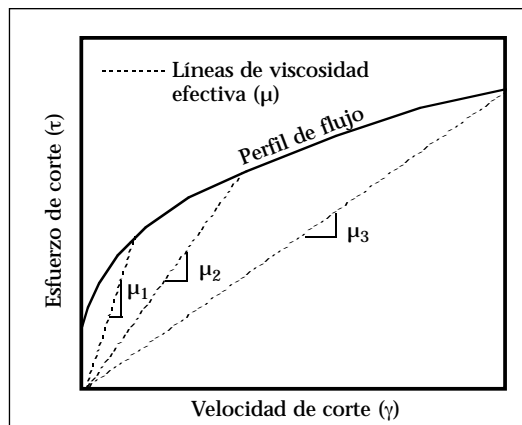


Figura 9: Efecto de la velocidad de corte sobre la viscosidad efectiva de un fluido no newtoniano.

viscosidad efectiva disminuye cuando la velocidad de corte aumenta.

Como se muestra en la Figura 10, cuando se traza la viscosidad efectiva junto a la curva de esfuerzo de corte-velocidad de corte, es fácil observar la naturaleza de disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte que exhiben la mayoría de los fluidos de perforación. La disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte tiene implicaciones muy importantes para los fluidos de perforación, porque nos proporciona lo que más deseamos:

1. A altas velocidades (altas velocidades de corte) en la columna de perforación y a través de la barrena, el lodo disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte hasta alcanzar valores bajos de viscosidad. Esto reduce la presión de circulación y las pérdidas de presión.
2. A las velocidades más bajas (velocidades de corte más bajas)

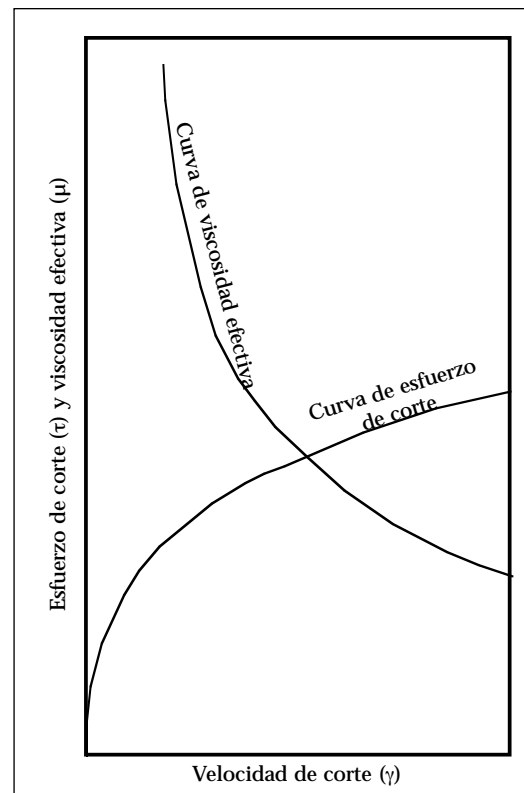


Figura 10: Efecto de disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte en los fluidos no newtonianos.

dentro del espacio anular, el lodo tiene una viscosidad más alta que facilita la limpieza del pozo.

3. A una velocidad ultrabaja, la viscosidad del lodo alcanza su más alto nivel, y cuando el lodo no está circulando, éste desarrolla esfuerzos de gel que contribuyen a la suspensión de los materiales densificantes y de los recortes.

...un fluido no newtoniano no tiene ninguna viscosidad única o constante que pueda describir su comportamiento de flujo a todas las velocidades de corte.

Un modelo reológico es una descripción de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte.

La mayoría de los fluidos de perforación no son verdaderos fluidos Plásticos de Bingham.

Modelos Reológicos

Un modelo reológico es una descripción de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. La ley de viscosidad de Newton es el modelo reológico que describe el comportamiento de flujo de los fluidos newtonianos. También se llama modelo newtoniano. Sin embargo, como la mayoría de los fluidos de perforación son fluidos no newtonianos, este modelo no describe su comportamiento de flujo. En realidad, como no existe ningún modelo reológico específico que pueda describir con precisión las características de flujo de todos los fluidos de perforación, numerosos modelos han sido desarrollados para describir el comportamiento de flujo de los fluidos no newtonianos. A continuación se proporciona una descripción de los modelos de Flujo Plástico de Bingham, de Ley Exponencial y de Ley Exponencial Modificada. El uso de estos modelos requiere medidas del esfuerzo de corte a dos o más velocidades de corte. A partir de estas medidas, se puede calcular el esfuerzo de corte a cualquier otra velocidad de corte.

MODELO DE FLUJO PLÁSTICO DE BINGHAM

El modelo de Flujo Plástico de Bingham ha sido usado más frecuentemente para describir las características de flujo de los fluidos de perforación. Éste es uno de los más antiguos modelos reológicos que son usados actualmente. Este modelo describe un fluido en el cual se requiere una fuerza finita para iniciar el flujo (punto cedente) y que luego demuestra una viscosidad constante cuando la velocidad de corte aumenta (viscosidad plástica). La ecuación para el modelo de Flujo Plástico de Bingham es la siguiente:

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \dot{\gamma}$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte

τ_0 = Punto cedente o esfuerzo de corte a una velocidad de corte de cero (intersección de Y)

μ_p = Viscosidad plástica o tasa de aumento del esfuerzo de corte con el aumento de la velocidad de corte (pendiente de la línea)

$\dot{\gamma}$ = velocidad de corte

Cuando se convierte la ecuación para

su aplicación con las indicaciones del viscosímetro, la ecuación resultante es la siguiente:

$$\Theta = YP + PV \times \frac{\omega}{300}$$

La mayoría de los fluidos de perforación no son verdaderos fluidos Plásticos de Bingham. Para el lodo típico, si se hace una curva de consistencia para un fluido de perforación con los datos del viscosímetro rotativo, se obtiene una curva no lineal que no pasa por el punto de origen, según se muestra en la Figura 11. El desarrollo de los esfuerzos de gel hace que la intersección de Y se produzca en un punto por encima del punto de origen, debido a la fuerza mínima requerida para romper los geles e iniciar el flujo. El *flujo tapón*, condición en que un fluido gelificado fluye como un "tapón" que tiene un perfil de viscosidad plano, comienza a medida que esta fuerza aumenta. A medida que la velocidad de corte aumenta, el flujo pasa del flujo tapón al flujo viscoso. Dentro de la zona de flujo viscoso, los incrementos iguales de la velocidad de corte producirán incrementos iguales del esfuerzo de corte, y el sistema adopta la configuración del flujo de un fluido newtoniano.

El viscosímetro de dos velocidades fue diseñado para medir los valores reológicos del punto cedente y de la viscosidad plástica de un Fluido Plástico de Bingham. La Figura 12 ilustra una curva de flujo para un fluido de perforación típico, tomada en el viscosímetro FANN (VG) de dos

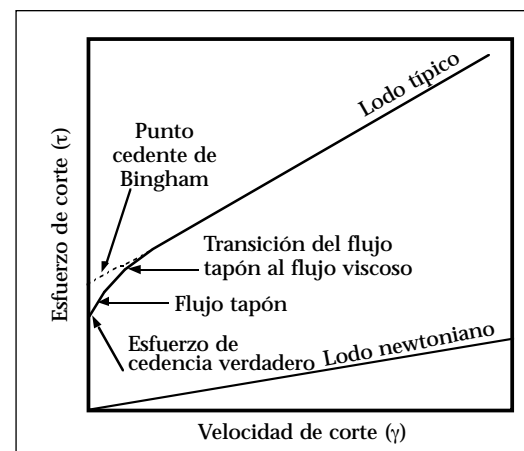


Figura 11: Diagrama de flujo del lodo newtoniano y típico.

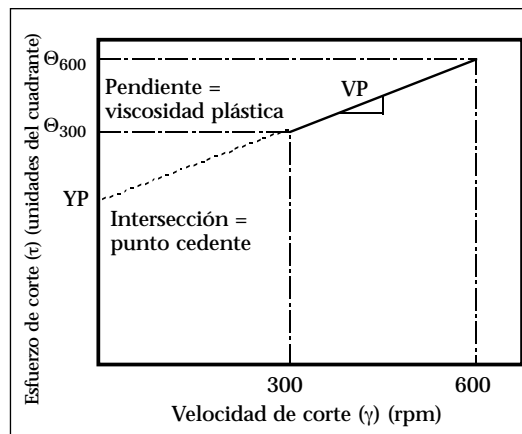


Figura 12: Valores de Flujo Plástico de Bingham obtenidos a partir de dos medidas.

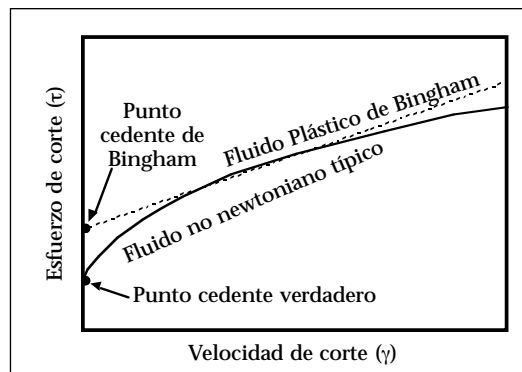


Figura 13: Modelo de Bingham y fluido no newtoniano típico.

velocidades. La pendiente de la porción rectilínea de esta curva de consistencia constituye la viscosidad plástica. A partir de estas dos medidas de esfuerzo de corte, se puede extrapolar la línea de viscosidad plástica hasta el eje Y para determinar el punto cedente de Bingham que está definido como la intersección de Y. Para la mayoría de los lodos, el esfuerzo de cedencia verdadero es inferior al punto cedente de Bingham, como lo indican las Figuras 11 y 13.

La Figura 13 ilustra un perfil de flujo verdadero de un fluido de perforación con el modelo ideal de Flujo Plástico de Bingham. Esta figura muestra no solamente la comparación entre el "punto cedente verdadero" y el punto cedente de Bingham, sino también la desviación de la viscosidad a bajas y altas velocidades de corte en comparación con la viscosidad Plástica de Bingham. El punto cedente de Bingham es más alto que el esfuerzo de cedencia verdadero.

Por lo general, la mejor manera de estimar el punto cedente verdadero es a partir del valor de esfuerzo de gel inicial.

El modelo de Flujo Plástico de Bingham representa con precisión la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte de los lodos base agua, de arcilla floculada, de baja densidad (como el Hidróxido de Metales Mezclados (MMH)) y de la mayoría de los demás fluidos a altas velocidades de corte (mayores que 511 seg^{-1} o 300 RPM). Generalmente, los valores de esfuerzo de corte/velocidad de corte de la mayoría de los fluidos no floculados se desvían de los valores pronosticados por el modelo de Flujo Plástico de Bingham, a medida que se reduce la velocidad de corte. La mayor divergencia está a velocidades de corte más bajas. Si un lodo es un verdadero fluido Plástico de Bingham, entonces el esfuerzo de gel inicial y el punto cedente serán iguales, como en el caso de numerosos fluidos base agua de arcilla floculada.

MODELO DE LEY EXPONENCIAL

El modelo de Ley Exponencial procura superar las deficiencias del modelo de Flujo Plástico de Bingham a bajas velocidades de corte. El modelo de Ley Exponencial es más complicado que el modelo de Flujo Plástico de Bingham porque no supone que existe una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, como lo indica la Figura 14. Sin embargo, como para los fluidos newtonianos, las curvas de esfuerzo de corte vs. velocidad de corte para los fluidos que obedecen a la Ley Exponencial pasan por el punto de origen.

Este modelo describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte aumenta según la velocidad de corte elevada matemáticamente a una potencia determinada. Matemáticamente, el

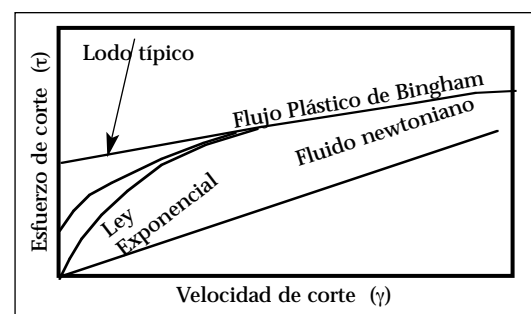


Figura 14: Comparación del modelo de Ley Exponencial.

Si un lodo es un verdadero fluido Plástico de Bingham, entonces el esfuerzo de gel inicial y el punto cedente serán iguales...

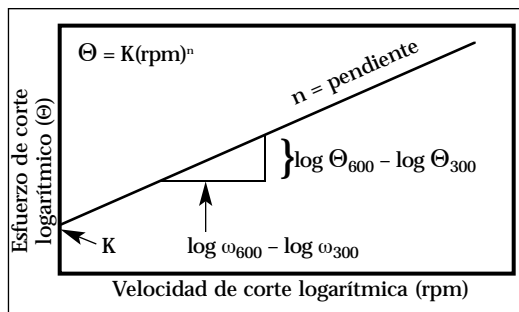


Figura 15: Gráfico logarítmico del modelo de Ley Exponencial.

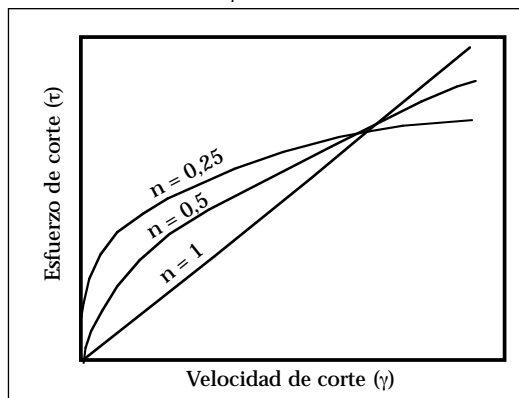


Figura 16: Efecto del índice "n" de Ley Exponencial sobre la forma del perfil de flujo.

modelo de Ley Exponencial se expresa como:

$$\tau = K\gamma^n$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte

K = Índice de consistencia

γ = Velocidad de corte

n = Índice de Ley Exponencial

Al ser trazada en un gráfico en escala log-log, la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte de un fluido que obedece a la Ley Exponencial forma una línea recta, como lo indica la Figura 15. La "pendiente" de esta línea es "n". K' es la intersección de esta línea.

El índice "n" de Ley Exponencial indica el grado de comportamiento no newtoniano de un fluido sobre un rango determinado de velocidades de corte. Cuanto más bajo sea el valor de "n", más el fluido disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte sobre dicho rango de velocidades de corte, y más curvada será la relación de esfuerzo de corte/velocidad de corte, como se muestra en la Figura 16.

Según el valor de "n", existen tres tipos diferentes de perfiles de flujo y comportamientos del fluido:

1. $n < 1$: El fluido es un fluido no

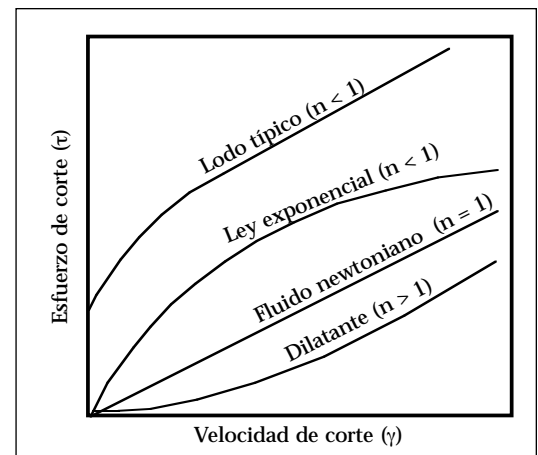


Figura 17: Efecto del índice "n" de Ley Exponencial sobre el comportamiento del fluido.

newtoniano que disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte.

2. $n = 1$: El fluido es un fluido newtoniano.
3. $n > 1$: El fluido es un fluido dilatante que aumenta su viscosidad con el esfuerzo de corte (los fluidos de perforación no están incluidos en esta categoría).

La Figura 17 muestra una comparación entre un fluido de perforación típico y un fluido que disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte, un fluido newtoniano y un fluido dilatante.

El efecto de "n" sobre el perfil de flujo y el perfil de velocidad es muy importante para los fluidos no newtonianos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte. A medida que el perfil de viscosidad se aplanan (ver la Figura 18), la velocidad del fluido aumenta sobre un área más grande del espacio anular, lo cual aumenta considerablemente la limpieza del pozo. Ésta es una de las razones por las cuales los fluidos de bajo valor de "n" como Flo-Pro proporcionan una limpieza del pozo tan buena.

El índice de consistencia "K" es la viscosidad a una velocidad de corte de un segundo recíproco (seg-1). Este índice está relacionado con la viscosidad de un fluido a bajas velocidades de corte. La eficacia con la cual un fluido limpia el pozo y suspende los materiales densificantes y los recortes puede ser mejorada aumentando el valor de "K". El índice de consistencia "K" está generalmente expresado en lb-segⁿ/100 pies², pero también se puede expresar en otras unidades. Los términos "K" y "n" sólo son verdaderamente pertinentes

A medida que el perfil de viscosidad se aplanan, la velocidad del fluido aumenta sobre un área más grande...

El índice de consistencia "K" es la viscosidad a una velocidad de corte de un segundo recíproco...

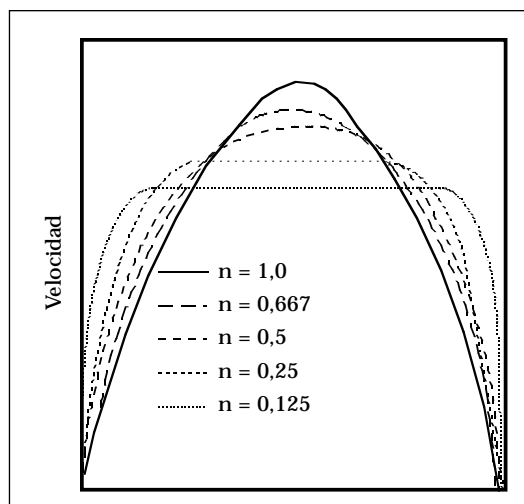


Figura 18: Efecto del índice "n" de Ley Exponencial sobre el perfil de velocidad.

cuando están relacionados con una velocidad de corte específica. Sin embargo, cuando la curva de un fluido está descrita por un número finito de medidas, los segmentos de la línea para estas medidas describen a "K" y "n".

Los valores de "K" y "n" pueden ser calculados a partir de los datos del viscosímetro. Las ecuaciones generales

para los valores de "n" y "K" son las siguientes:

$$n = \frac{\log \left(\frac{\Theta_2}{\Theta_1} \right)}{\log \left(\frac{\omega_2}{\omega_1} \right)}$$

$$K = \frac{\Theta_1}{\omega_1^n}$$

Donde:

n = Índice de Ley Exponencial o exponente

K = Índice de consistencia o índice de fluido de la Ley Exponencial (dina segⁿ/cm²)

Θ₁ = Indicación del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más baja

Θ₂ = Indicación del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más alta

ω₁ = RPM del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más baja

ω₂ = RPM del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más alta

RELACIÓN ENTRE (K, n) Y (VP, PC)

En los fluidos de perforación a base de arcilla, tanto la viscosidad plástica como el punto cedente del lodo indicados en la Figura 19 afectan el coeficiente "K". Se

En los fluidos de perforación a base de arcilla, tanto la viscosidad plástica como el punto cedente del lodo afectan el coeficiente "K".

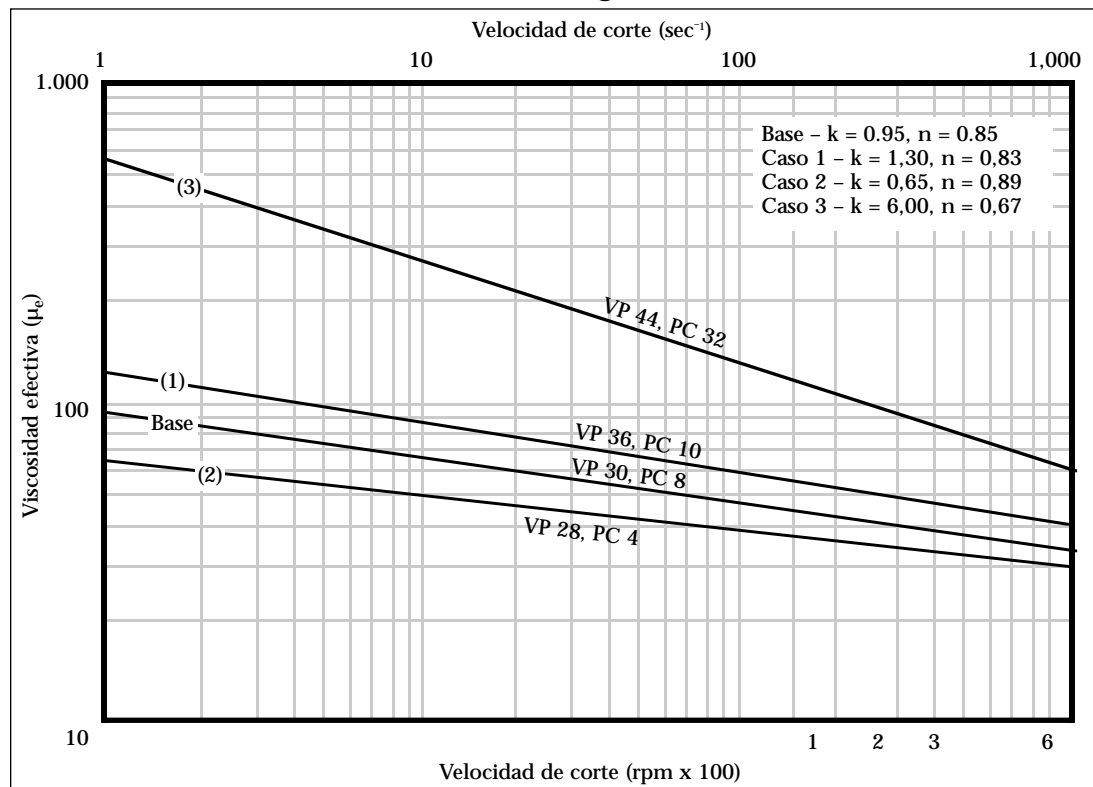


Figura 19: Relación entre "K" y "n" de Ley Exponencial y VP y PC de Bingham.

las ecuaciones de Ley Exponencial para tuberías deberían ser usadas cada vez que la velocidad de corte es mayor que 170 seg⁻¹.

muestran tres casos: (1) acumulación de sólidos, (2) disminución de sólidos, y (3) floculación causada por la contaminación.

Caso 1. La viscosidad plástica ha aumentado hasta exceder la viscosidad de la “base” debido al aumento de los sólidos sin producir mucho cambio en el punto cedente. La curva de viscosidad es básicamente paralela a la curva de base, por lo tanto no se produce prácticamente ningún cambio en “n”. La viscosidad global ha aumentado; por lo tanto, el valor de “K” es más alto.

Caso 2. La viscosidad plástica ha disminuido debido a la remoción de los sólidos; el punto cedente también ha disminuido. Como en el Caso 1, la curva de viscosidad es básicamente paralela y no se produce prácticamente ningún cambio en “n”. “K” disminuye debido a la disminución de la viscosidad global.

Caso 3. El punto cedente y la viscosidad plástica aumentaron debido a la contaminación y al aumento de los sólidos. La relación de PC a VP se ve muy afectada por la floculación resultante y el valor de “n”, la pendiente de la curva de viscosidad, ha disminuido. “K” aumenta según el cambio de la pendiente (“n”) y el aumento global de la viscosidad.

El boletín titulado “Práctica Recomendada para la Reología y la Hidráulica de los Fluidos de Perforación de Pozos de Petróleo” (Práctica 13D Recomendada por API, Tercera Edición, 1 de junio de 1995) recomienda dos conjuntos de ecuaciones reológicas, uno para dentro de la tubería (condiciones turbulentas) y otro para el espacio anular (condiciones laminares).

La ecuación de Ley Exponencial para tuberías está basada en las indicaciones del viscosímetro de lodo a 300 y 600 RPM (Θ_{300} y Θ_{600}). Después de sustituir las velocidades de corte (511 y 1.022 seg⁻¹) en las ecuaciones de “n” y “K” y de simplificar las ecuaciones, el resultado es el siguiente:

$$n_p = \frac{\log \left(\frac{\Theta_{600}}{\Theta_{300}} \right)}{\log \left(\frac{1.022}{511} \right)} = 3,32 \log \frac{\Theta_{600}}{\Theta_{300}}$$

$$K_p = \frac{5,11 \Theta_{300}}{511^{n_p}} \text{ o } \frac{5,11 \Theta_{600}}{1.022^{n_p}}$$

Las ecuaciones de Ley Exponencial para el espacio anular son desarrolladas de la

misma manera, pero éstas utilizan los valores obtenidos a 3- y 100-RPM (Θ_3 y Θ_{100}). Al sustituir las velocidades de corte (5,1 seg⁻¹ y 170 seg⁻¹, respectivamente) dentro de la ecuación general, las ecuaciones quedan simplificadas de la siguiente manera:

$$n_a = \frac{\log \left(\frac{\Theta_{100}}{\Theta_3} \right)}{\log \left(\frac{170,2}{5,11} \right)} = 0,657 \log \frac{\Theta_{100}}{\Theta_3}$$

$$K_a = \frac{5,11 \Theta_{100}}{170,2^{n_a}} \text{ o } \frac{5,11 \Theta_3}{5,11^{n_a}}$$

Estas ecuaciones anulares requieren una indicación del viscosímetro a 100 RPM (Θ_{100}), la cual no se puede obtener con los viscosímetros VG de dos velocidades. API recomienda que se calcule un valor aproximado para la indicación a 100 RPM cuando se usan los datos del viscosímetro VG de dos velocidades:

$$\Theta_{100} = \Theta_{300} - \frac{2(\Theta_{600} - \Theta_{300})}{3}$$

Ecuación general de Ley Exponencial para la viscosidad efectiva (cP):

$$\mu_e = 100 \times K Y^{n-1}$$

Viscosidad efectiva, tubería

$$\mu_{ep} \text{ (cP)} = 100 \times K_p \left(\frac{1,6 \times V_p}{D} \right)^{(n_p-1)} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

Viscosidad efectiva, espacio anular:

$$\mu_{ea} \text{ (cP)} = 100 \times K_a \left(\frac{2,4 \times V_a}{D_2 - D_1} \right)^{(n_a-1)} \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$$

Donde:

- D = Diámetro interior de la tubería de perforación o de los portamechas
- D₂ = Diámetro interior del pozo o de la tubería de revestimiento
- D₁ = Diámetro exterior de la tubería de perforación o de los portamechas

Aunque API se refiera a estas ecuaciones como ecuaciones de Ley Exponencial para espacios anulares y tuberías, la velocidad de corte dentro del espacio anular puede disminuir hasta un nivel comprendido dentro del rango que está mejor descrito por las ecuaciones para tuberías. La velocidad de corte dentro de la tubería puede disminuir hasta un nivel comprendido dentro del rango que está

mejor descrito por las ecuaciones para el espacio anular. Cualquiera que sea el caso, deberían usarse las ecuaciones de Ley Exponencial que coinciden mejor con los datos. Generalmente, las ecuaciones de Ley Exponencial para tuberías deberían ser usadas cada vez que la velocidad de corte es mayor que 170 seg^{-1} .

LEY EXPONENCIAL MODIFICADA

Como se mencionó anteriormente, API ha seleccionado el modelo de Ley Exponencial como modelo estándar. Sin embargo, el modelo de Ley Exponencial no describe totalmente a los fluidos de perforación, porque no tiene un esfuerzo de cedencia y calcula un valor demasiado bajo de la LSRV (viscosidad a muy baja velocidad de corte), como se mostró previamente en la Figura 14. El modelo de Ley Exponencial modificada, o modelo de Herschel-Bulkley, puede ser utilizado para tomar en cuenta el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido (esfuerzo de cedencia).

Los diagramas mostrados en las Figuras 20 y 21 ilustran las diferencias entre los modelos de Ley Exponencial modificada, Ley Exponencial y Flujo Plástico de Bingham. Está claro que el modelo de Ley Exponencial modificada se parece más al perfil de flujo de un lodo de perforación típico. Se ha usado un viscosímetro FANN (VG) para obtener las indicaciones del cuadrante a velocidades de 600, 300 y 3 RPM. Primero, los tres modelos son presentados sobre papel de coordenadas cartesianas (Figura 20), y luego sobre papel cuadrado con doble escala logarítmica (Figura 21).

En cada caso, el modelo de Ley Exponencial modificada está ubicado entre el modelo de Flujo Plástico de Bingham, siendo éste el más alto, y el modelo de Ley Exponencial, el más bajo. El modelo de Ley Exponencial modificada es ligeramente más complicado que el modelo de Flujo Plástico de Bingham o el modelo de Ley Exponencial. Sin embargo, este modelo puede aproximarse más al comportamiento reológico verdadero de la mayoría de los fluidos de perforación.

Matemáticamente, el modelo de Herschel-Bulkley es el siguiente:

$$\tau = \tau_0 + K\gamma^n$$

Donde:

τ = Esfuerzo de corte

τ_0 = Esfuerzo de cedencia o fuerza para iniciar el flujo

K = Índice de consistencia

γ = Velocidad de corte

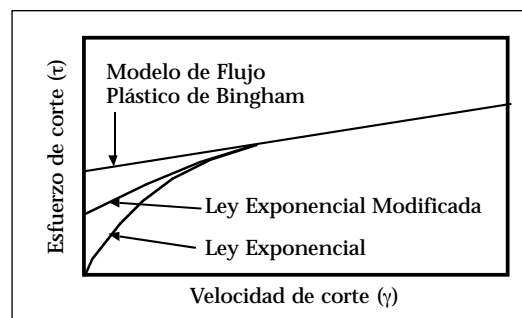


Figura 20: Comparación de los modelos reológicos.

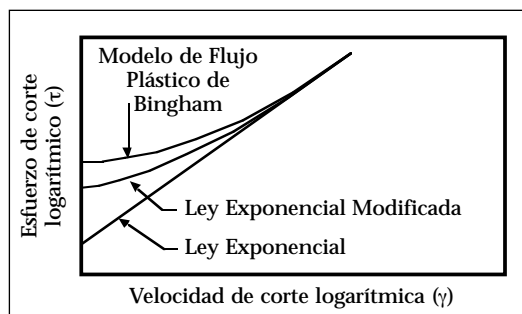


Figura 21: Gráfico logarítmico de comparación de los modelos reológicos.

n = Índice de Ley Exponencial

En la práctica, se acepta el esfuerzo de cedencia como valor para la indicación a 3 RPM o el esfuerzo de gel inicial en el viscosímetro VG. Al convertir las ecuaciones para aceptar los datos del viscosímetro VG, se obtienen las ecuaciones para "n" y "K".

$$n = \frac{\log \left(\frac{\Theta_2 - \Theta_0}{\Theta_1 - \Theta_0} \right)}{\log \left(\frac{\omega_2}{\omega_1} \right)}$$

$$K = \frac{\Theta_1 - \Theta_0}{\omega_1^n}$$

Donde:

n = Índice de Ley Exponencial o exponente

K = Índice de consistencia o índice de fluido de la Ley Exponencial ($\text{dina seg}^n/\text{cm}^2$)

Θ_1 = Indicación del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más baja

Θ_2 = Indicación del viscosímetro de lodo a una velocidad de corte más alta

Θ_0 = Esfuerzo de gel nulo o indicación a 3 RPM

ω_1 = Viscosímetro de lodo (RPM) a una velocidad de corte más baja

ω_2 = Viscosímetro de lodo (RPM) a una velocidad de corte más alta

El modelo de Ley Exponencial modificada... puede aproximarse más al comportamiento reológico verdadero de la mayoría de los fluidos de perforación.

...el esfuerzo de cedencia verdadero está relacionado con la fuerza necesaria para “romper la circulación”.

Etapas de Flujo

El fluido de perforación está sometido a una variedad de configuraciones del flujo durante el proceso de perforación de un pozo. Estas configuraciones del flujo pueden definirse como diferentes etapas de flujo, de la manera ilustrada en la Figura 22.

Etapas 1 – Ningún flujo. La mayoría de los fluidos de perforación resisten con fuerza suficiente al flujo, de manera que es necesario aplicar una presión para iniciarlo. El valor máximo de esta fuerza constituye el esfuerzo de cedencia verdadero del fluido. En un pozo, el esfuerzo de cedencia verdadero está relacionado con la fuerza necesaria para “romper la circulación”.

Etapas 2 – Flujo tapón. Cuando se excede el esfuerzo de cedencia verdadero, el flujo comienza en la forma de un tapón sólido. En el flujo tapón, la velocidad es la misma a través del diámetro de la tubería o del espacio anular, excepto para la capa de fluido que está contra la pared del conducto. Muchas veces se hace referencia al flujo de la pasta dentífrica dentro del tubo para describir un ejemplo de flujo tapón. El perfil de velocidad del flujo tapón es plano.

Etapas 3 – Transición de flujo tapón a flujo laminar. A medida que el caudal aumenta, los efectos de corte comenzarán a afectar las capas dentro del fluido y a reducir el tamaño del tapón en el centro del flujo. La velocidad aumentará desde el pozo hasta el borde del tapón central. El perfil de velocidad es plano a través del tapón que tiene la mayor velocidad, y decae o disminuye a cero en la pared del conducto.

Etapas 4 – Flujo laminar. A medida que se aumenta el caudal, los efectos del caudal y de la pared sobre el fluido siguen aumentando. A cierto punto, el tapón central dejará de existir. A este punto, la velocidad alcanzará su nivel más alto en el centro del flujo y disminuirá a cero en la pared del conducto. El perfil de velocidad tiene la forma de una parábola. La velocidad del fluido está relacionada con la distancia a partir del espacio anular o de la pared de la tubería. Dentro de una tubería, se

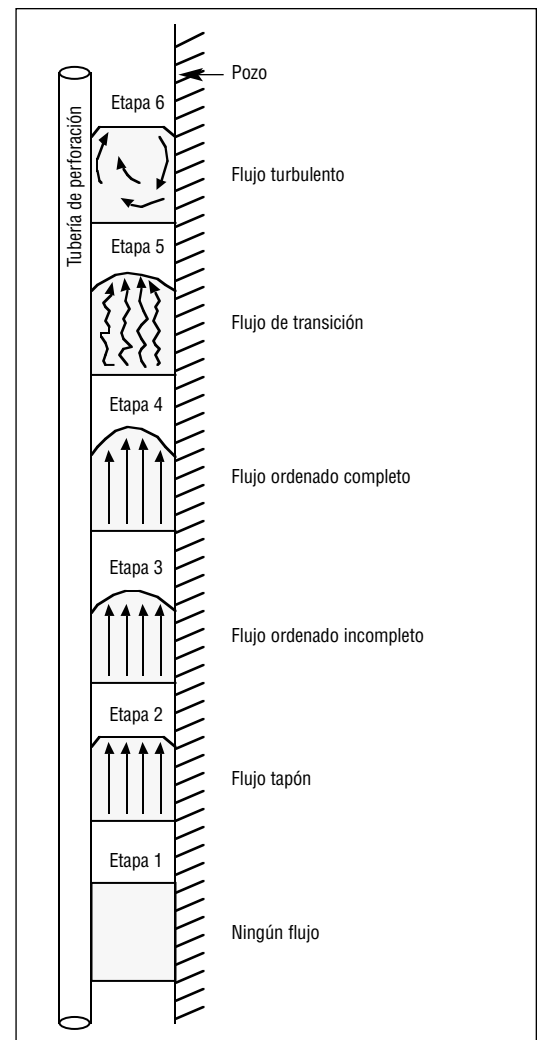


Figura 22: Etapas de flujo.

puede describir al flujo como una serie de capas telescópicas cuya velocidad aumenta de capa en capa hacia el centro. Todo el fluido a través de la tubería o del espacio anular se moverá en la dirección de flujo, pero a diferentes velocidades. Esta etapa de flujo regular se llama *laminar* debido a las *capas* o *láminas* formadas por las diferentes velocidades.

Etapas 5 – Transición de flujo laminar a flujo turbulento. A medida que el caudal aumenta, el flujo regular comienza a descomponerse.

Etapas 6 – Flujo turbulento. Cuando el caudal sigue aumentando, el flujo regular se decompone

Durante la perforación, la columna de perforación casi siempre tiene un flujo turbulento, y los aumentos resultantes de la pérdida de presión pueden limitar el caudal.

totalmente y el fluido tiene un flujo vorticial y turbulento. El movimiento del fluido total sigue siendo a lo largo del espacio anular o de la tubería en una dirección, pero la dirección del movimiento será imprevisible en cualquier punto dentro de la masa del fluido. Bajo estas condiciones, el flujo es turbulento. Una vez que estas condiciones han sido alcanzadas, cualquier aumento del caudal producirá simplemente un aumento de la turbulencia.

Estas etapas de flujo tienen varias implicaciones diferentes. La presión requerida para bombear un fluido dentro de un flujo turbulento es considerablemente más alta que la presión requerida para bombear el mismo fluido dentro de un flujo laminar. Una vez que el flujo es turbulento, los aumentos del caudal aumentan geométricamente la presión de circulación. En el flujo turbulento, cuando se duplica el caudal, la presión

se multiplica por cuatro (2^2). Cuando se multiplica el caudal por tres, la pérdida de presión se multiplica por ocho (2^3).

Durante la perforación, la columna de perforación casi siempre tiene un flujo turbulento, y los aumentos resultantes de la pérdida de presión pueden limitar el caudal. Las pérdidas de presión asociadas con el flujo turbulento dentro del espacio anular pueden ser críticas cuando la Densidad Equivalente de Circulación (ECD) se aproxima al gradiente de fractura. Además, el flujo turbulento dentro del espacio anular está asociado con la erosión del pozo y los socavamientos en muchas formaciones. En las zonas propensas a la erosión, el diámetro del pozo se desgastará de tal manera que el flujo vuelva a ser un flujo laminar. Al perforar estas zonas, el caudal y las propiedades reológicas del lodo deberían ser controlados para impedir el flujo turbulento.

Cálculos de Hidráulica

Una vez que las propiedades reológicas para un fluido han sido determinadas y modeladas para predecir el comportamiento del flujo, los cálculos de hidráulica son realizados para determinar el efecto que *este fluido en particular* tendrá sobre las presiones del sistema. Las presiones críticas son la presión total del sistema (presión de bombeo), la pérdida de presión a través de la barrena y la pérdida de presión anular (convertida en ECD).

Muchos pozos son perforados bajo limitaciones de presión impuestas por el equipo de perforación y los equipos conexos. Las presiones nominales de las camisas interiores de las bombas y de los equipos superficiales, así como el número de bombas disponibles, limitan el sistema de circulación a una *presión máxima admisible de circulación*.

A medida que los pozos son perforados a mayores profundidades y que se instala la tubería de revestimiento, el caudal disminuye dentro de los pozos de diámetro reducido. Las presiones de circulación aumentarán debido al aumento de la longitud de la columna de perforación

y del espacio anular, y posiblemente debido a la reducción del diámetro de la columna de perforación. Las camisas interiores de las bombas de lodo serán cambiadas de manera que tengan diámetros más pequeños y presiones nominales más altas. Esto aumentará la presión máxima admisible de circulación.

Cualesquiera que sean las condiciones del pozo, la presión máxima admisible de circulación impone un límite teórico sobre el caudal. Las presiones de circulación, y por consiguiente el caudal, están directamente relacionadas con la geometría del pozo y de los materiales tubulares utilizados, incluyendo el equipo especial del Conjunto de Fondo (BHA), así como la densidad y las propiedades reológicas del fluido. Por lo tanto, resulta imprescindible optimizar la hidráulica del fluido de perforación mediante el control de las propiedades reológicas del fluido de perforación para evitar alcanzar este límite teórico. Esto es particularmente cierto en el caso de la perforación de alcance extendido.

...resulta imprescindible optimizar la hidráulica del fluido de perforación mediante el control de las propiedades reológicas...

El objetivo principal de la optimización de la hidráulica es lograr un equilibrio entre el control del pozo, la limpieza del pozo, la presión de bombeo, la densidad equivalente de circulación (ECD) y la caída de presión a través de la barrena.

PAUTAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA

La presión máxima admisible de circulación y la velocidad de circulación son recursos limitados que pueden ser desperdiciados o aprovechados al máximo. La reología y los cálculos de hidráulica proporcionan los medios necesarios para ajustar las propiedades del lodo, el caudal y las toberas con el fin de optimizar estos recursos bajos las restricciones impuestas por los aparatos del equipo de perforación.

El objetivo principal de la optimización de la hidráulica es lograr un equilibrio entre el control del pozo, la limpieza del pozo, la presión de bombeo, la densidad equivalente de circulación (ECD) y la caída de presión a través de la barrena. La densidad y las propiedades reológicas del fluido son los parámetros que afectan esta eficacia hidráulica. Si se supone que la densidad del fluido es mantenida a un nivel mínimo seguro para el control del pozo y la estabilidad del pozo, entonces la optimización de la hidráulica depende de las propiedades reológicas del fluido y del caudal. En muchos casos, los equipos de fondo tales como los motores de fondo, impulsores e instrumentos de medición al perforar y registro al perforar, requieren un caudal mínimo para funcionar correctamente. Esto hace que las propiedades reológicas del fluido constituyan la única variable en el proceso de optimización.

ECUACIONES DE HIDRÁULICA DE API

Con una excepción, las fórmulas contenidas en este capítulo cumplen generalmente con las que están incluidas en el boletín de API titulado "Práctica Recomendada para la Reología y la Hidráulica de los Fluidos de Perforación de Pozos de Petróleo" (Práctica 13D Recomendada por API, Tercera Edición, 1 de junio de 1995). Las ecuaciones de API determinan, utilizan y registran las velocidades en el espacio anular y la tubería en *pies por segundo*. M-I registra las velocidades en *pies por minuto*. En este capítulo, las fórmulas de API han sido modificadas para determinar y utilizar

las velocidades en pies por minuto. Los programas (software) de computadora y calculadora de M-I (PCMOD3™, HYPLAN™, RDH™ y QUIK-CALC3™) utilizan estas ecuaciones de hidráulica. Al final de este capítulo se presenta un ejemplo de problema para demostrar el uso de estas ecuaciones.

Los fluidos en el flujo laminar "actúan" de distinta manera que los fluidos en un flujo turbulento. Estas diferencias requieren el uso de diferentes ecuaciones para determinar las pérdidas de presión en los flujos laminares y turbulentos. Diferentes ecuaciones también son necesarias para calcular las pérdidas de presión en el espacio anular y la columna de perforación, debido a las diferentes geometrías.

La primera etapa en los cálculos de hidráulica consiste en determinar la etapa de flujo que está ocurriendo en cada intervalo geométrico del pozo. La velocidad del fluido en cada uno de estos intervalos puede ser determinada con las ecuaciones proporcionadas a continuación.

VELOCIDAD MEDIA DE PROPAGACIÓN EN EL MEDIO

API se refiere a la velocidad del fluido que fluye dentro de un espacio anular o una tubería, como la velocidad de propagación en el medio. Esto supone que la totalidad del fluido está fluyendo a la misma velocidad con un perfil plano y sin las diferencias instantáneas de velocidad que se producen en el flujo turbulento. Se trata básicamente de una velocidad media.

Velocidad media de propagación en la tubería (V_p):

$$V_p \text{ (pies/min)} = \frac{24,48 \times Q \text{ (gpm)}}{D^2 \text{ (pulg.)}}$$

Velocidad media de propagación en el espacio anular:

$$V_a \text{ (pies/min)} = \frac{24,48 \times Q \text{ (gpm)}}{(D_2^2 - D_1^2) \text{ (pulg.)}}$$

Donde:

V = Velocidad (pies/min)

Q = Razón de flujo (gpm)

D = Diámetro (pulg.)

Un número de Reynolds mayor que 2.100 indica un flujo turbulento.

NÚMERO DE REYNOLDS

El número de Reynolds (N_{Re}) es un número adimensional usado para determinar si un fluido está en un flujo laminar o turbulento. La "Práctica Recomendada para la Reología y la Hidráulica de los Fluidos de Perforación de Pozos de Petróleo" (Práctica 13D Recomendada por API, Tercera Edición, 1 de junio de 1995) supone que un número de Reynolds inferior o igual a 2.100 indica un flujo laminar. Un número de Reynolds mayor que 2.100 indica un flujo turbulento. Previos boletines de hidráulica de API y muchos programas de hidráulica que son anteriores al boletín actual de hidráulica de API definen de diferentes maneras a los flujos laminar y turbulento. La fórmula general para el número de Reynolds es la siguiente:

$$N_{Re} = \frac{V D \rho}{\mu}$$

Donde:

V = Velocidad
D = Diámetro
 ρ = Densidad
 μ = Viscosidad

El número de Reynolds para dentro de la tubería es:

$$N_{Rep} = \frac{15,467 \times V_p D \rho}{\mu_{ep}}$$

El número de Reynolds para el espacio anular es:

$$N_{Rea} = \frac{15,467 V_a (D_2 - D_1) \rho}{\mu_{ea}}$$

Donde:

D = Diámetro interior de la tubería de perforación o los portamechas
D₂ = Diámetro interior del pozo o de la tubería de revestimiento
D₁ = Diámetro exterior de la tubería de perforación o los portamechas
 μ_{ep} = Viscosidad efectiva (cP) de la tubería
 μ_{ea} = Viscosidad efectiva (cP) del espacio anular

VELOCIDAD CRÍTICA

La velocidad crítica se usa para describir la velocidad a la cual la transición del flujo laminar al flujo turbulento ocurre. El flujo dentro de la tubería de perforación es generalmente turbulento. Las ecuaciones para la velocidad crítica en la tubería y en el espacio anular están enumeradas a continuación. El caudal crítico puede ser calculado a partir de estas ecuaciones.

Velocidad crítica en la tubería (V_{cp}):

$$\left(\frac{38,727 \times K_p}{\rho} \right)^{\left(\frac{1}{1-n} \right)} \times \left(\frac{1.6}{D} \times \frac{3n+1}{4n} \right)^{\left(\frac{2n}{1-n} \right)}$$

V_{cp} (pies/min) =

Caudal crítico de la tubería::

$$Q_{cp} \text{ (gpm)} = \frac{V_{cp} D^2}{24,51}$$

Velocidad crítica en el espacio anular (V_{ca}):

V_{ca} (pies/min) =

$$\left(\frac{25,818 \times K_a}{\rho} \right)^{\left(\frac{1}{1-n} \right)} \times \left(\frac{2.4}{(D_2 - D_1)} \times \frac{2n+1}{3n} \right)^{\left(\frac{2n}{1-n} \right)}$$

Caudal crítico del espacio anular:

$$Q_{ca} \text{ (gpm)} = \frac{V_{ca} (D_2^2 - D_1^2)}{24,51}$$

Cálculos de Pérdida de Presión

SISTEMA DE CIRCULACIÓN

El sistema de circulación de un pozo de perforación consta de varios componentes o intervalos, cada uno de los cuales está sujeto a una caída de presión específica. La suma de las caídas de presión de estos intervalos es igual a la pérdida total de presión del sistema o a la presión medida del tubo vertical. La Figura 23 es un diagrama esquemático del sistema de circulación. Esta Figura puede ser simplificada de la manera indicada en la Figura 24, la cual ilustra el área relativa de flujo de cada intervalo.

Puede haber cualquier número de subintervalos dentro de las categorías enumeradas en la siguiente tabla.

0	Tubo vertical/rotaria viajera/kelly
1	Dentro de la tubería de perforación
2	Dentro de los portamechas
3	Dentro de las herramientas de fondo
4	Tobera
5	Espacio anular del pozo abierto/columna de perforación
6	Espacio anular del pozo abierto/columna de perforación
7	Espacio anular de la tubería de revestimiento o riser/columna de perforación

La pérdida de presión total para este sistema se puede describir matemáticamente como:

$$P_{\text{Total}} = P_{\text{Equipo Superf.}} + P_{\text{Columna Perf.}} + P_{\text{Barrena}} + P_{\text{Espacio Anul.}}$$

Cada uno de estos grupos de presión puede dividirse en sus componentes y en los cálculos apropiados.

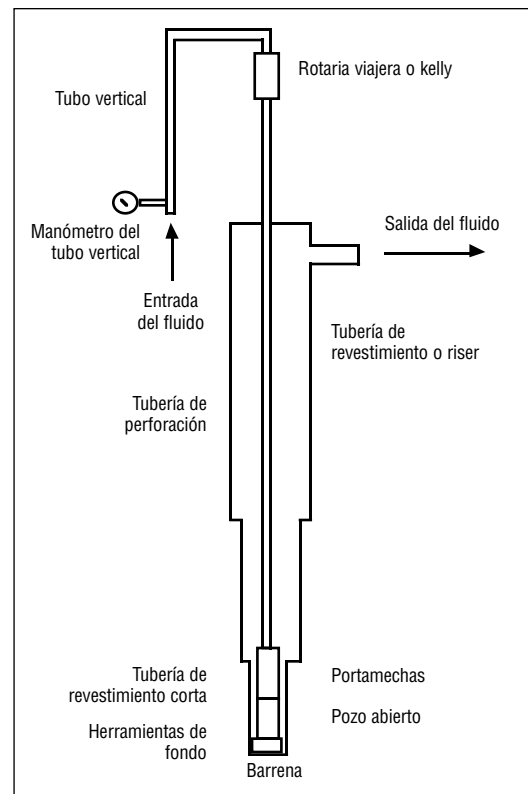


Figura 23: Diagrama esquemático de un sistema de circulación.

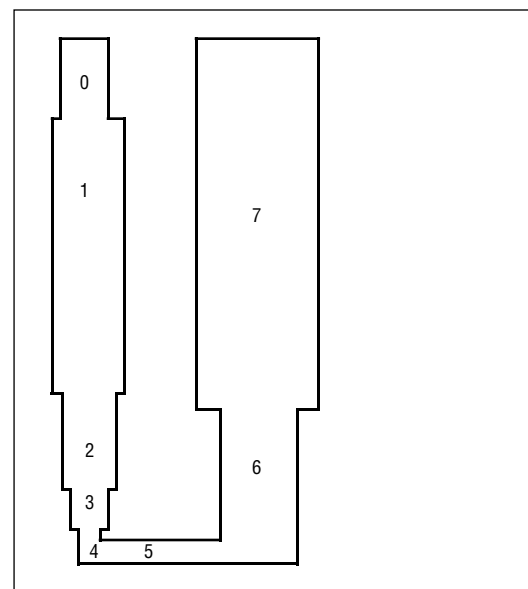


Figura 24: Sistema de circulación simplificado.

La suma de las caídas de presión de estos intervalos es igual a la pérdida total de presión del sistema...

Las pérdidas de presión superficiales incluyen las pérdidas entre el manómetro del tubo vertical y la tubería de perforación.

PÉRDIDAS DE PRESIÓN DEL EQUIPO SUPERFICIAL

Las pérdidas de presión superficiales incluyen las pérdidas entre el manómetro del tubo vertical y la tubería de perforación. Esto incluye el tubo vertical, la manguera del kelly, la

unión giratoria y el kelly o la rotaria viajera. Para calcular la pérdida de presión en las conexiones superficiales, utilizar la fórmula para tuberías de API para la pérdida de presión en la tubería de perforación. Las geometrías comunes del equipo superficial están indicadas en la siguiente tabla.

Caso	Tubo Vertical	Manguera	Unión giratoria, etc.	Kelly	Longitud Eq. 3,826-pulg. DI
1	40 pies de largo, 3-pulg. DI	45 pies de largo, 2-pulg. DI	20 pies de largo, 2-pulg. DI	40 pies de largo, 2.25-pulg. DI	2.600 pies
2	40 pies de largo, 3.5-pulg. DI	55 pies de largo, 2.5-pulg. DI	25 pies de largo, 2.5-pulg. DI	40 pies de largo, 3.25-pulg. DI	946 pies
3	45 pies de largo, 4-pulg. DI	55 pies de largo, 3-pulg. DI	25 pies de largo, 2.5-pulg. DI	40 pies de largo, 3.25-pulg. DI	610 pies
4	45 pies de largo, 4-pulg. DI	55 pies de largo, 3-pulg. DI	30 pies de largo, 3-pulg. DI	40 pies de largo, 4-pulg. DI	424 pies

CONEXIONES SUPERFICIALES DE LA ROTARIA VIAJERA

Actualmente no hay ningún caso estándar para las unidades de rotaria viajera. Las conexiones superficiales de la mayoría de estas unidades se componen de un tubo vertical de 86 pies y 86 pies de manguera con un diámetro interior (DI) de 3,0 ó 3,8 pulgadas. Además, hay una tubería en "S" que es diferente en casi todos los equipos de perforación.

PÉRDIDAS DE PRESIÓN DE LA COLUMNA DE PERFORACIÓN

La pérdida de presión en la columna de perforación es igual a la suma de las pérdidas de presión en todos los intervalos de la columna de perforación, incluyendo la tubería de perforación, los portamechas, los motores de fondo, las herramientas de MWD/LWD/PWD o cualquier otra herramienta de fondo.

FACTOR DE FRICCIÓN

Antes de calcular la pérdida de presión, se calcula el factor de fricción de Fanning (f_p) usando diferentes ecuaciones para el flujo laminar y el flujo turbulento. Este factor de fricción constituye una indicación de la resistencia al flujo de fluido en la pared de la tubería. El factor de fricción en estos cálculos supone una rugosidad similar para todos los materiales tubulares.

Si el número de Reynolds es inferior o igual a 2.100:

$$f_p = \frac{16}{N_{Rep}}$$

Si el número de Reynolds es mayor que 2.100:

$$f_p = \frac{\left(\frac{\log n + 3,93}{50} \right)}{N_{Rep}^{\left[\frac{1,75 - \log n}{7} \right]}}$$

PÉRDIDA DE PRESIÓN EN LOS INTERVALOS DE TUBERÍAS

Los intervalos de la columna de perforación (incluyendo los portamechas) son determinados por el DI de la tubería. La longitud de un intervalo es la longitud de la tubería que tiene el mismo diámetro interior. La siguiente ecuación es usada para calcular la pérdida de presión para cada intervalo de la columna de perforación.

$$P_p \text{ (psi)} = \frac{f_p V_p^2 \rho}{92.916D} \times L$$

Donde:

V_p = Velocidad (pies/min)
 D = DI de la tubería (pulg.)
 ρ = Densidad (lb/gal)
 L = Longitud (pies)

PÉRDIDAS DE PRESIÓN A TRAVÉS DE LOS MOTORES Y DE LAS HERRAMIENTAS

Si la columna de perforación contiene un motor de fondo; una herramienta de MWD, LWD o PWD; una turbina o un impulsor, sus pérdidas de presión deben estar incluidas en las pérdidas de presión del sistema para calcular la hidráulica del sistema. Las pérdidas de presión pueden afectar considerablemente la presión disponible en la barrena, así como derivar el flujo alrededor de la barrena.

La pérdida de presión a través de las herramientas de MWD y LWD varía considerablemente según el peso del lodo, las propiedades del lodo, el caudal, el diseño de la herramienta, el tamaño de la herramienta y la velocidad de transmisión de datos. Algunos fabricantes publican pérdidas de presión para sus herramientas, pero estas pérdidas de presión pueden ser estimadas por lo bajo, porque son generalmente determinadas con agua.

La pérdida de presión a través de Motores de Desplazamiento Positivo (PDM) (Moyno), impulsores y turbinas es más grande que las pérdidas a través de las herramientas de MWD y LWD, y es afectada por más variables. Con un PDM o impulsor, el peso adicional sobre la barrena aumenta el torque y la pérdida de presión a través del motor. La caída de presión a través de una turbina es proporcional al caudal, al peso del lodo y al número de etapas de accionamiento de la turbina. La pérdida de presión a través de los motores y las turbinas no se puede determinar con precisión usando fórmulas; sin embargo, estos datos de pérdida de presión también pueden ser obtenidos de los proveedores.

PÉRDIDA DE PRESIÓN EN LA BARRENA (PÉRDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN EN LAS TOBERAS)

La pérdida de presión a través de la barrena se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_{\text{barrena}} = \frac{156\rho Q^2}{(D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots)^2}$$

En el caso de barrenas sacanúcleos o de cortadores de diamantes, el Área de Flujo Total (TFA) y los factores apropiados de conversión son sustituidos dentro de la ecuación para obtener:

$$P_{\text{barrena}} (\text{psi}) = \frac{\rho Q^2}{10,858(\text{TFA})^2}$$

Donde:

ρ = Densidad (lb/gal)

Q = Razón de flujo (gpm)

TFA = Área de Flujo Total (pulg.²)

PÉRDIDAS TOTALES DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR

La pérdida total de presión en el espacio anular es la suma de todas las pérdidas de presión del intervalo anular. Los intervalos anulares son divididos por cada cambio del diámetro hidráulico. Algún cambio del diámetro exterior de la columna de perforación y/o algún cambio del diámetro interior de la tubería de revestimiento, tubería de revestimiento corta o pozo abierto resultaría en un cambio del diámetro hidráulico. Como con las ecuaciones de pérdida de presión de la columna de perforación, el factor de fricción debe ser determinado antes de calcular la pérdida de presión para cada sección anular.

FACTOR DE FRICCIÓN DEL ESPACIO ANULAR

Si el número de Reynolds es inferior o igual a 2.100:

$$f_a = \frac{24}{N_{\text{Rea}}}$$

Si el número de Reynolds es mayor que 2.100:

$$f_a = \frac{\left(\frac{\log n + 3,93}{50} \right)}{N_{\text{Rea}}^{\left[\frac{1,75 - \log n}{7} \right]}}$$

PÉRDIDA DE PRESIÓN DEL INTERVALO ANULAR

La pérdida de presión para cada intervalo debe ser calculada separadamente y sumada para obtener la pérdida total de presión total del intervalo anular. Esta ecuación se usa para calcular las pérdidas de presión de los intervalos individuales.

La pérdida de presión para cada intervalo debe ser calculada separadamente y sumada para obtener la pérdida total de presión total del intervalo anular.

$$P_a \text{ (psi)} = \frac{f_a V_a^2 \rho}{92,916 (D_2 - D_1)} \times L_m$$

Donde:

D_2 = DI del pozo o tubería de revestimiento (pulg.)

D_1 = DE (diámetro exterior) de la tubería de perforación o los portamechas (pulg.)

DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN

La presión en una formación durante la circulación es igual al total de las pérdidas de presión de circulación *anular* desde el punto de interés hasta el niple de campana, más la presión hidrostática del fluido. Esta fuerza se expresa como la densidad del lodo que ejercería una presión hidrostática equivalente a esta presión. Este peso equivalente del lodo se llama Densidad Equivalente de Circulación (ECD).

$$\text{ECD (lb/gal)} =$$

$$\rho \text{ (lb/gal)} + \frac{P_a \text{ (psi)}}{0,052 \times \text{TVD (pies)}}$$

Una ECD excesiva puede causar pérdidas al exceder el gradiente de fractura en un pozo. Es importante optimizar las propiedades reológicas para evitar una ECD excesiva.

CÁLCULOS DE HIDRÁULICA DE LA BARRENA

Además de la pérdida de presión de la barrena, varios cálculos de hidráulica adicionales son usados para optimizar el rendimiento de la perforación.

Éstos incluyen cálculos de la potencia hidráulica, de la fuerza de impacto y de la velocidad del chorro.

POTENCIA HIDRÁULICA

El rango de potencia hidráulica (hhp) recomendado para la mayoría de las barrenas para rocas es de 2,5 a 5,0 Caballos de Fuerza por Pulgada Cuadrada (HSI) del área de la barrena. Una potencia hidráulica baja en la barrena puede producir bajas velocidades de penetración y un rendimiento deficiente de la barrena.

POTENCIA HIDRÁULICA EN LA BARRENA

La potencia hidráulica en la barrena no puede exceder la potencia hidráulica total del sistema.

$$\text{hhp}_b = \frac{Q P_{\text{Barrena}}}{1.740}$$

Donde:

Q = Caudal (gpm)

P_{Bit} = Pérdida de presión de la barrena (psi)

POTENCIA HIDRÁULICA POR PULGADA CUADRADA DEL ÁREA DE LA BARRENA

$$\text{HSI} = \frac{1,27 \times \text{hhp}_b}{\text{Tamaño de la Barrena}^2}$$

Donde:

Tamaño de la Barrena =

Diámetro de la barrena (pulg.)

POTENCIA HIDRÁULICA DEL SISTEMA

$$\text{hhp}_{\text{Sistema}} = \frac{P_{\text{Total}} Q}{1.714}$$

Donde:

P_{Total} = Total de pérdidas de presión del sistema (psi)

Q = Caudal (gpm)

VELOCIDAD DE TOBERA (PIES/SEG):

Aunque se pueda utilizar más de un tamaño de tobera en una barrena, la velocidad de tobera será la misma para todas las toberas. Velocidades de tobera de 250 a 450 pies/seg son recomendadas para la mayoría de las barrenas. Las velocidades de tobera mayores que 450 pies/seg pueden desgastar la estructura de corte de la barrena.

$$V_n \text{ (pies/seg)} = \frac{417,2 \times Q}{D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots}$$

Donde:

Q = Caudal (gpm)

D_n = Diámetro de la tobera (1/32 pulg.)

PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE PRESIÓN EN LA BARRENA

It is generally desired to have 50 to 65% of surface pressure used across the bit.

$$\% \Delta P_{\text{Barrena}} = \frac{P_{\text{Barrena}}}{P_{\text{Total}}} \times 100$$

FUERZA DE IMPACTO (IF) HIDRÁULICA

$$\text{IF (lb)} = \frac{V_n Q \rho}{1.930}$$

Donde:

V_n = Velocidad de tobera (pies/seg)

Q = Caudal (gpm)

ρ = Densidad (lb/gal)

Una potencia hidráulica baja en la barrena puede producir bajas velocidades de penetración y un rendimiento deficiente de la barrena.

En general, el objetivo es usar de 50 a 65% de la presión máxima admisible de circulación proporcionada a la barrena.

FUERZA DE IMPACTO/PULG.²

$$IF \text{ (psi)} = \frac{1,27 \times IF \text{ (lb)}}{\text{Tamaño de la Barrena}^2}$$

OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA DE LA BARRENA

En muchas regiones del mundo, la hidráulica de la barrena para rocas puede ser optimizada para mejorar la velocidad de penetración (ROP). Muchos factores afectan la ROP, incluyendo el tamaño de la barrena, el tipo de barrena, las características de la barrena, el tipo y la solidez de la formación, y la hidráulica de la barrena. En las áreas de rocas duras, la interacción entre la barrena y la formación tiene un mayor impacto sobre la ROP que la hidráulica de la barrena.

La hidráulica de la barrena puede ser optimizada en lo que se refiere al impacto hidráulico, la potencia hidráulica, la potencia hidráulica por pulgada cuadrada del pozo debajo de la barrena, o la velocidad de tobera. En general, el objetivo es usar de 50 a 65% de la presión máxima admisible de circulación proporcionada a la barrena. Se considera que los sistemas se optimizan para la fuerza de impacto cuando la pérdida de presión en la barrena es igual a 50% de la presión de circulación. Cuando la pérdida

de presión en la barrena es igual a aproximadamente 65% de la presión de circulación, se considera que el sistema está optimizado para la potencia hidráulica. La Figura 24 compara la optimización mediante la potencia hidráulica y la fuerza de impacto. La optimización de un aspecto en relación con otro produce un equilibrio entre estos aspectos.

En las formaciones blandas que son típicas de los pozos costafuera, el único límite impuesto sobre la velocidad de penetración puede ser el tiempo de conexión. La acción de chorro no es tan crítica. Bajo estas condiciones, los altos caudales y la gran turbulencia debajo de la barrena para reducir el embolamiento de la barrena y del BHA (barrena, portamechas, etc.), así como la limpieza del pozo, constituyen las principales preocupaciones. Para estas condiciones, la barrena puede ser optimizada para la fuerza de impacto y el caudal. Cuando se optimiza para la fuerza de impacto, se perderá aproximadamente 50% de la presión máxima admisible de circulación en la barrena.

Cuando se perforan lutitas duras a grandes profundidades, la retención de recortes y los finos son los factores que limitan las velocidades de penetración.

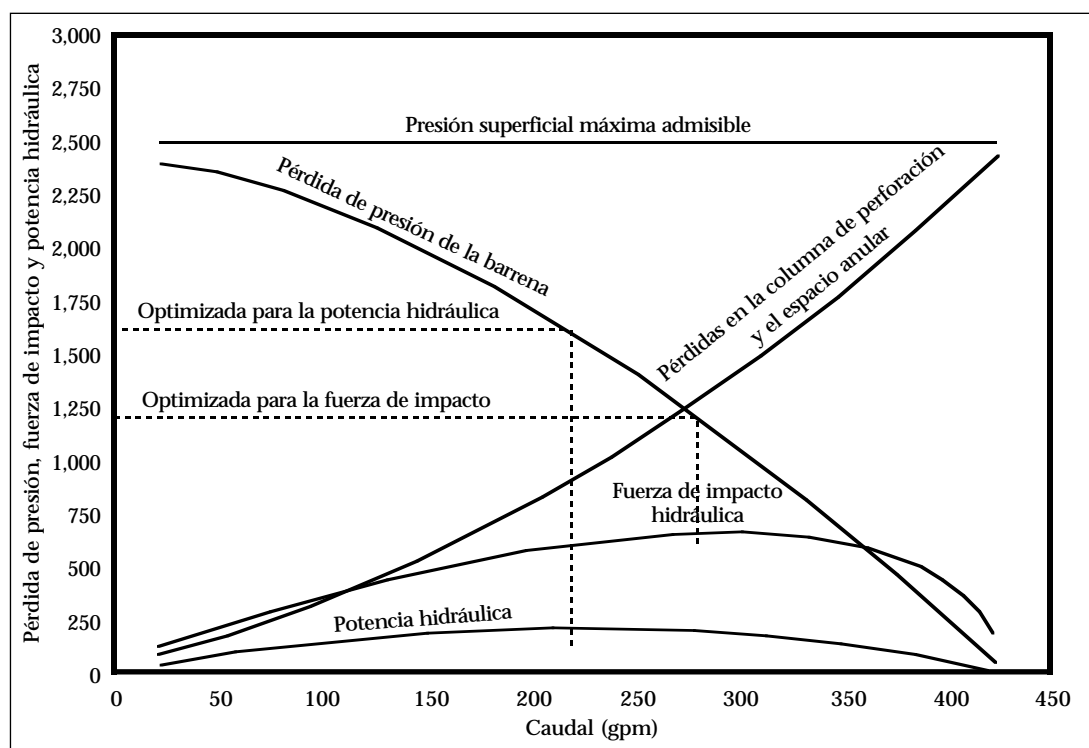


Figura 25: Efecto del caudal sobre la pérdida de presión y la hidráulica de la barrena.

Se debe tener cuidado de no “optimizar las toberas reduciendo su tamaño” a un tamaño que no permita el uso de material de pérdida de circulación.

Bajo estas condiciones, aumentos relativamente pequeños de la velocidad de penetración pueden reducir considerablemente los costos del pozo. La acción de chorro es crítica y las velocidades de perforación son mejoradas cuando se optimiza la barrena para la potencia hidráulica con el 65% de la pérdida de presión máxima admisible de circulación en la barrena.

LIMITACIONES DE LA OPTIMIZACIÓN PARA EL PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE PRESIÓN EN LA BARRENA

Aunque hay una necesidad de lograr un rendimiento óptimo de la perforación, se imponen límites máximos respecto a la hidráulica aceptable. Las velocidades de tobera excesivas pueden dañar las estructuras de corte de las barrenas y reducir la vida útil de la barrena. Se ha establecido una relación entre velocidades de corte en la tobera superiores a 100.000 seg^{-1} y el socavamiento del pozo.

Además de los límites máximos, también se imponen límites mínimos aceptables. Problemas pueden surgir cuando las toberas de la barrena son seleccionadas para 50 ó 65% de la pérdida de presión de circulación en la barrena, sin tener en cuenta el sistema de perforación. A medida que se perfora un pozo a más profundidad, las pérdidas de presión en la columna de perforación y el espacio anular aumentan si se mantiene el caudal. Cuando esto ocurre, el porcentaje de presión máxima admisible de circulación disponible en la barrena será más bajo. Será imposible mantener el caudal y la pérdida de presión de la barrena a 65% de la presión máxima admisible de circulación.

Si se reduce la velocidad de circulación, las pérdidas de presión en la columna de perforación y el espacio anular disminuirán. Entonces, se puede seleccionar el tamaño de las toberas de manera que mantengan la pérdida de presión de la barrena a 65% de la presión superficial máxima admisible. Aunque se pueda mantener el porcentaje de pérdida de presión en la barrena reduciendo el caudal, la potencia en la barrena y la velocidad de circulación disminuirán con la profundidad, y el rendimiento de la perforación puede verse afectado.

El caudal debe ser mantenido a niveles adecuados para la limpieza del pozo,

aunque la pérdida de presión de la barrena sea inferior a la deseada. También se debe tener cuidado de no “optimizar las toberas reduciendo su tamaño” a un tamaño que no permita el uso de material de pérdida de circulación. A veces este problema puede ser evitado obturando una de las toberas y seleccionando el tamaño de las toberas restantes para el área de flujo total. Cuando una de las toberas está obturada, la barrena puede ser optimizada con toberas de mayor tamaño.

Los caudales óptimos cambian según el tipo de formación que se está perforando, el tamaño del pozo, el ángulo del pozo, y si la barrena está optimizada para la fuerza de impacto o para la hidráulica. Para determinar un caudal apropiado, utilizar un modelo computarizado de limpieza de pozo tal como el Virtual Hydraulics o RDH de M-I, o diagramas para pozos desviados.

HERRAMIENTAS DE FONDO, FLUJO DESVIADO

Las herramientas de fondo también pueden afectar la capacidad de optimizar la hidráulica de la barrena. Algunas (pero no todas) herramientas de MWD y LWD desvían hasta el 5% del flujo. Este fluido desviado no alcanza la barrena y debe ser restado del flujo a la barrena cuando se optimiza la hidráulica de la barrena. Se usa el caudal total (no reducido por el volumen desviado) para calcular la hidráulica anular y las pérdidas de presión en la tubería de perforación y los portamechas. El representante del fabricante de las herramientas de MWD y LWD debería ser consultado para determinar si una herramienta en particular desvía al flujo, así como el volumen de flujo desviado por dicha herramienta y la pérdida de presión estimada a través de la herramienta.

Las secciones portantes de los Motores de Desplazamiento Positivo (PDM) y de las turbinas requieren una porción del flujo para fines de enfriamiento. Este fluido es dirigido hacia el espacio anular y contornea la barrena. El volumen desviado depende de diferentes variables, pero está generalmente comprendido entre 2 y 10% del caudal total. Se debe restar este fluido desviado del flujo a la barrena cuando se optimiza la hidráulica de la barrena. Se usa el caudal total (no

El uso de toberas extendidas... puede aumentar la intensidad del chorro sobre la formación.

La reducción del arrastre es la tendencia que un fluido tiene a demorar el comienzo del flujo turbulento.

reducido por el volumen derivado) para calcular la hidráulica anular y las pérdidas de presión en la tubería de perforación y los portamechas. El representante del fabricante del PDM o de la turbina debería ser consultado para determinar el volumen específico desviado y la pérdida de presión estimada a través del motor.

LIMPIEZA DEL FONDO DEL POZO

Además de transmitir la energía a la superficie de la barrena, el fluido de perforación también debería remover eficazmente los recortes por debajo de la barrena para maximizar la ROP, evitando la “reperforación”. La limpieza puede ser mejorada de varios modos, ninguno de los cuales afecta la manera en que las pérdidas de presión y la energía en la barrena son calculadas. Al aumentar la intensidad de la acción de chorro de las toberas sobre la superficie de la formación por debajo de la barrena mediante la extensión de las toberas, se mejora la limpieza del fondo del pozo. La obturación de una tobera mejorará el flujo transversal debajo de la barrena. Un chorro central mejora la limpieza de los conos para evitar el embolamiento de la barrena.

La acción de chorro es más fuerte cuando el lodo sale de las toberas y disminuye a medida que la distancia desde las toberas aumenta, debido a la interacción con el lodo circundante. El uso de toberas extendidas que colocan el punto de salida más cerca del fondo del pozo puede aumentar la intensidad del chorro sobre la formación. La intensidad del chorro también puede ser mantenida usando tamaños asimétricos de toberas (aumentando el tamaño de una tobera mientras se reduce el tamaño de las otras). Esto mantendrá el área de flujo total y la pérdida de presión deseada en la tobera, aumentando la intensidad de chorro de por lo menos una de las toberas. La proximidad de la tobera al fondo del pozo se describe frecuentemente con la relación H/D, donde H es la distancia entre la tobera y el fondo del pozo, y D el diámetro de la tobera. Esta relación H/D indicará la intensidad de la acción de chorro. La intensidad total del chorro se mantiene en el centro del flujo a relaciones H/D de 8 o menos, y disminuye rápidamente a razones más altas. Aumentando el diámetro de la tobera se reduce la relación

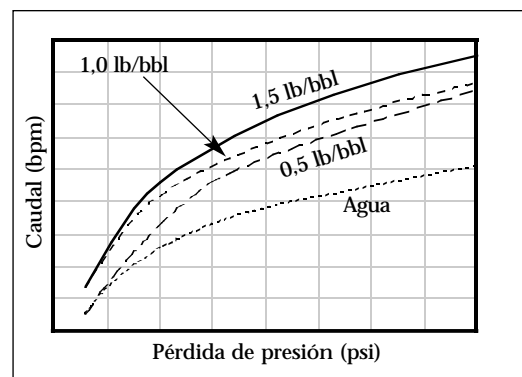


Figura 26: Reducción del arrastre con Flo-Vis®.

H/D, pero también se reduce la velocidad de la tobera y la pérdida de presión a través de la barrena.

La disposición de las toberas de las barrenas de cortadores de diamantes policristalinos (PDC) está diseñada para remover eficazmente los recortes por debajo de la barrena. La disposición de las toberas también es importante para enfriar eficazmente las superficies de los cortadores.

REDUCCIÓN DEL ARRASTRE

La reducción del arrastre es la tendencia que un fluido tiene a demorar el comienzo del flujo turbulento. El resultado de esta demora es la reducción de la pérdida de presión. La Figura 26 ilustra la manera en que la presión de circulación disminuye cuando se aumenta la concentración de FLO-VIS®. Varios polímeros de cadena larga (POLY-PLUS®, FLO-VIS®, DUO-VIS®, HEC) fomentan la reducción del arrastre. Se puede observar una reducción de la presión de bombeo cuando estos materiales son añadidos al sistema. La reducción del arrastre es un comportamiento muy complejo. No se entiende totalmente, y no existe ningún modelo para predecirla o compensarla. La reducción del arrastre puede depender considerablemente del tiempo y de los sólidos. La presión de bombeo aumenta gradualmente durante las circulaciones subsiguientes, a medida que los polímeros se descomponen o envuelven a los sólidos.

VIRTUAL HYDRAULICS®

El programa de computadora “VIRTUAL HYDRAULICS®” de M-I utiliza el gran número de variables que afectan la hidráulica del fluido de perforación para producir una mejor idea de las viscosidades y pérdidas de presión que

**...la
reducción
máxima de
la presión
hidrostática
se llama
presión de
pistoneo.**

ocurren bajo las condiciones de fondo. Este programa incorpora no solamente los datos de viscosidad del campo, sino también la viscosidad de alta temperatura y alta presión, para obtener una mejor predicción del comportamiento de los sistemas de emulsión inversa bajo condiciones no estándar. El programa Virtual Hydraulics también es capaz de tomar en cuenta los imperceptibles cambios de la geometría de la tubería y del pozo que hasta ahora se calculaban como un promedio a través de un intervalo. La información producida por este programa es extremadamente precisa y puede ser validada mediante dispositivos medidores de la presión de fondo.

PRESIÓN DE PISTONEO Y PRESIÓN DE SURGENCIA

Cuando se levanta la columna de perforación para realizar una conexión o para sacarla del pozo, el lodo dentro del espacio anular debe caer para reemplazar el volumen de tubería sacada del pozo. La presión hidrostática disminuye momentáneamente mientras que el lodo cae dentro del espacio anular. Esta acción se llama *pistoneo* y la reducción máxima de la presión hidrostática se llama *presión de pistoneo*. Las presiones de pistoneo están relacionadas con las presiones de fricción del lodo que fluye dentro del espacio anular para desplazar a la columna de perforación, no con la reducción de la presión hidrostática causada por la disminución del nivel de lodo dentro del espacio anular. Si la presión de pistoneo es mayor que el margen de seguridad de la presión hidrostática (presión de sobrebalance), los fluidos de la formación entrarán al pozo mediante el pistoneo.

Cuando se baja o se introduce la columna de perforación o la tubería de revestimiento dentro del pozo, el lodo es desplazado fuera del pozo. Las pérdidas de presión de fricción causadas por el flujo de lodo dentro del espacio anular, a medida que está siendo desplazado por la tubería, causan presiones superiores a la presión hidrostática de la columna de lodo en el pozo. Las altas presiones causadas por la introducción de la

columna de perforación dentro del pozo se llaman *presiones de surgencia*. Si la presión de surgencia más la presión hidrostática exceden el gradiente de fractura, la formación se fracturará, lo cual estará acompañado por la pérdida de circulación resultante.

Las presiones de pistoneo y surgencia están relacionadas con las propiedades reológicas del lodo; los esfuerzos de gel del lodo; la velocidad a la cual se saca o se introduce la tubería en el pozo; las dimensiones del espacio anular; y la longitud de la columna de perforación dentro del pozo. Las propiedades reológicas afectan las presiones de pistoneo y surgencia de la misma manera que afectan las pérdidas de presión anular. Cualquier aumento de la viscosidad plástica o del punto cedente causará un aumento de las presiones de pistoneo y surgencia.

La velocidad del lodo que se está desplazando varía según el espacio anular y está directamente relacionada con la velocidad de movimiento de la columna de perforación, ya sea al ser introducida o al ser sacada del pozo. Como los valores máximos (no medios) de la presión de pistoneo y de la presión de surgencia deben ser inferiores a las presiones necesarias para pistonear el pozo o fracturar la formación, la presión de pistoneo y la presión de surgencia deben ser calculadas para la velocidad máxima de la columna de perforación durante los viajes. Esta se calcula generalmente como una vez y media la velocidad media de la columna de perforación.

$V_{\text{Máx.Col.Perforación}} \text{ (pies/min por haz de tubería)} =$

$$1,5 \times \frac{\text{longitud del haz (pies)}}{\text{segundos por haz}} \times 60 \text{ seg/min}$$

La velocidad anular es calculada para cada intervalo, en base al desplazamiento de la columna de perforación para dicho intervalo. Luego se ajusta el desplazamiento de la columna de perforación según dicha velocidad calculada, para el flujo libre a partir de o dentro de la columna de perforación (ningún flotador, barrena taponada, etc.) o para la columna de perforación

$$V_{\text{Máx.Col.Perforación}} \text{ (pies/min)} \times \text{desplazamiento de la columna de perforación (bbl/pies)}$$

$$AV_{\text{Pistoneo-Surgencia}} \text{ (pies/min)} = \frac{\text{capacidad anular (bbl/pies)}}{\text{desplazamiento de la columna de perforación (bbl/pies)}}$$

El propósito de calcular la presión de pistoneo y la presión de surgencia es determinar las velocidades seguras para sacar e introducir la columna de perforación y minimizar los tiempos de viaje.

Al controlar las propiedades reológicas del lodo, se puede optimizar el rendimiento, operando dentro de los límites mecánicos impuestos por el equipo de perforación.

taponada donde se usa el desplazamiento más la capacidad de la columna de perforación.

La velocidad anular debe ser calculada para cada espacio anular. Estas velocidades anulares deberían reemplazar las pérdidas de presión anular para cada intervalo dentro de las ecuaciones de API. Luego, las presiones de pistoneo y surgencia son calculadas de la misma manera que la ECD.

El propósito de calcular la presión de pistoneo y la presión de surgencia es determinar las velocidades seguras para sacar e introducir la columna de perforación y minimizar los tiempos de viaje. Esto se hace cambiando el tiempo máximo o mínimo por haz de tubería y calculando de nuevo la presión de pistoneo y la presión de surgencia hasta determinar los tiempos por haz de tubería en que la presión de pistoneo y la presión de surgencia más la presión hidrostática sea aproximadamente igual a la presión de formación y a la presión de fractura.

Resumen

El rendimiento de la perforación está directamente relacionado con las restricciones mecánicas impuestas por el equipo de perforación. Al controlar las propiedades reológicas del lodo, se puede optimizar el rendimiento, operando dentro de los límites mecánicos impuestos por el equipo de perforación. Las propiedades reológicas del lodo deberían

Este tiempo por haz de tubería sólo es pertinente en lo que se refiere a la longitud actual de la columna de perforación dentro del pozo.

A medida que se saca la tubería del pozo, la longitud de la columna de perforación disminuye y el conjunto de fondo será retirado dentro de la tubería de revestimiento de gran diámetro. Esto permitirá sacar cada haz de tubería con mayor rapidez, sin correr el riesgo de que se produzca el pistoneo dentro del pozo. Cuando se introduce la tubería dentro del pozo, la longitud de la columna de perforación aumenta y los espacios anulares disminuyen a medida que se introduce el conjunto de fondo (BHA) dentro de diámetros más pequeños. Esto requiere que se aumente el tiempo de viaje por haz de tubería para evitar la fracturación de la formación. La presión de pistoneo y la presión de surgencia deberían ser calculadas a intervalos de 500 ó 1.000 pies.

ser controladas para que se pueda transmitir a la barrena la mayor parte posible de la presión máxima admisible de circulación del equipo de perforación, reduciendo las pérdidas de presión parásitas en las conexiones superficiales, la columna de perforación y el espacio anular, sin perjudicar la limpieza del pozo o la suspensión de los sólidos.

Ejemplo de Problema de Hidráulica

PROBLEMA:

MD/TVD: 12.031 pies
 Revestimiento de superficie: 2.135 pies de 13 $\frac{3}{8}$ -pulg. 61 lb/pies
 Tubería de revestimiento intermedia: 10.786 pies de 9 $\frac{5}{8}$ -pulg. 40 lb/pies
 Barrena: 8 $\frac{5}{8}$ pulg.
 Toberas (1/32 pulg.): 11, 11, 11
 Conexiones superficiales: Caso 3
 Tubería de perforación: 4 $\frac{1}{2}$ pulg., 16.6 lb/pies
 Portamechas: 390 pies de 7 pulg. x 2 $\frac{1}{4}$ pulg.
 Presión superficial: 3.000 psi
 Peso del lodo: 12,8 lb/gal
 Viscosidad embudo: 42 seg/qt
 Viscosidad plástica: 19 cP

Punto cedente: 15 lb/100 pies²
 Esfuerzo de gel inicial: 8 lb/100 pies²
 Caudal: 335 gpm

Cálculos: Para realizar los cálculos de hidráulica, se utiliza una serie de fórmulas que deben ser usadas en secuencia. Como la velocidad y la viscosidad del lodo cambian cada vez que el diámetro interior de la columna de perforación y el diámetro del espacio anular cambian, la hidráulica debe ser calculada para cada longitud de columna de perforación y espacio anular que tiene un diámetro diferente. Aunque se calculen los mismos valores para los intervalos anulares y los intervalos de la columna de

perforación, diferentes fórmulas son utilizadas para compensar las diferencias de flujo entre la columna de perforación y el espacio anular. La secuencia de los cálculos para cada intervalo es la siguiente:

- Valores de “n” y “K”.
- Velocidad de propagación en el medio.
- Viscosidad efectiva.
- Número de Reynolds.
- Factor de fricción (se usará una de dos fórmulas diferentes, según el valor del número de Reynolds).
- Pérdida de presión del intervalo. Las pérdidas de presión de los intervalos anulares son sumadas y usadas para calcular la densidad equivalente de circulación. Las ecuaciones para tuberías (columna de perforación) y la longitud de tubería hidráulica equivalente de las conexiones superficiales son utilizadas para calcular la pérdida de presión de las conexiones superficiales.

La suma de las pérdidas de presión en las conexiones superficiales, columna de perforación, herramientas de fondo, barrena y espacio anular debería aproximarse a la presión superficial.

$$\Theta_{300} = VP + PC \\ = 19 + 15 = 34$$

$$\Theta_{600} = \Theta_{300} + VP \\ = 34 + 19 = 53$$

$$\Theta_{100} = \Theta_{300} - \frac{2VP}{3} \\ = 34 - \frac{2 \times 19}{3} = 21$$

La fórmula de hidráulica anular de API utiliza la indicación del viscosímetro VG a 100 RPM. Si los datos de un viscosímetro de lodo de seis velocidades están disponibles, utilizar la indicación tomada a 100 RPM en vez del valor calculado.

DI de la tubería de revestimiento intermedia: 8,835 pulg.

Intervalo de pozo abierto:

MD – longitud de la tubería de revestimiento

12.031 pies – 10.786 = 1.245 pies

Conexión superficial Caso 3, longitud equivalente (pies): 610 pies de tubería con DI de 3,826 pulg.

DI tubería de perforación: 3,826 pulg.

Longitud de la tubería de perforación:

MD – longitud del portamechas

12.031 pies – 390 pies = 11.641 pies

de 4½ pulg. x 3,826 pulg.

GEOMETRÍA ANULAR:

Intervalo n° 1:

Longitud: 10.786 pies; DI tubería

de revestimiento: 8,835 pulg.;

tubería de perforación: 4½ pulg.

Comenzar desde la superficie, con la tubería de perforación dentro de la tubería de revestimiento para formar el primer intervalo. La longitud del primer intervalo será la más corta de las dos, es decir la longitud de la tubería de revestimiento, 10.786 pies. La tubería de perforación es más larga de 855 pies que la tubería de revestimiento (11.641 – 10.786). Esta porción de 855 pies de la tubería de perforación será usada para calcular la longitud del próximo intervalo.

Intervalo n° 2:

Longitud: 855 pies; DI pozo abierto:

8⅝ pulg.;

tubería de perforación:

4½ pulg.

Determinar la longitud del próximo intervalo de geometría usando los 855 pies de tubería de perforación que se extienden por debajo de la tubería de revestimiento y el próximo intervalo del pozo, 1.245 pies de pozo abierto. El más corto de los dos, es decir la tubería de perforación, determina la longitud del segundo intervalo, 855 pies. El pozo abierto es más largo de 390 pies (1.245 – 855) que la tubería de perforación. Esta longitud será usada para determinar la longitud del próximo intervalo de geometría.

Intervalo n° 3:

Longitud: 390 pies; DI pozo abierto:

8 5/8 pulg.;

portamechas: 7 pulg.

El siguiente intervalo de la columna de perforación consta de 390 pies de portamechas. Esta longitud es igual a la longitud del resto del intervalo de pozo abierto a partir del Intervalo n° 2; por lo tanto, la longitud del intervalo de geometría final es 390 pies.

Valores de “n” y “K” de la tubería:

$$n_p = 3,32 \log \frac{\Theta_{600}}{\Theta_{300}}$$

$$= 3,32 \log \left(\frac{53}{34} \right) = 0,64$$

$$K_p = \frac{5,11 \Theta_{600}}{1,022^{n_p}}$$

$$= \frac{5,11 \times 53}{1,022^{0,64}} = 3,21$$

CONEXIÓN SUPERFICIAL:

Velocidad:

$$V_p \text{ (pies/min)} = \frac{24,48 \times Q \text{ (gpm)}}{D^2 \text{ (pulg.)}}$$

$$= \frac{24,48 \times 335}{3,826^2} = 560,23 \text{ pies/min}$$

Viscosidad efectiva:

$$\mu_{ep} \text{ (cP)} =$$

$$100 \times K_p \left(\frac{1,6 \times V_p}{D} \right)^{(n_p-1)} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

$$=$$

$$100 \times 3,21 \left(\frac{1,6 \times 560,23}{3,826} \right)^{(0,64-1)} \left(\frac{3 \times 0,64 + 1}{4 \times 0,64} \right)^{0,64}$$

$$= 48,96 \text{ cP}$$

Número de Reynolds:

$$N_{Rep} = \frac{15,467 \times V_p D \rho}{\mu_{ep}}$$

$$= \frac{15,467 \times 560,23 \times 3,826 \times 12,8}{48,96}$$

$$= 8,667$$

Factor de fricción:

$$f_p = \frac{\left(\frac{\log n + 3,93}{50} \right)}{N_{Rep}^{\left[\frac{1,75 - \log n}{7} \right]}}$$

$$= \frac{\left(\frac{\log (0,64) + 3,93}{50} \right)}{8,667^{\left[\frac{1,75 - \log (0,64)}{7} \right]}}$$

$$= 0,006025$$

Pérdida de presión:

$$P_p \text{ (psi)} = \frac{f_p V_p^2 \rho}{92,916 D} \times L_m$$

$$= \frac{0,006025 \times 560,23^2 \times 12,8}{92,916 \times 3,826} \times 610$$

$$= 41,53 \text{ psi}$$

INTERVALO N° 1 DE LA COLUMNA DE PERFORACIÓN (TUBERÍA DE PERFORACIÓN):

Velocidad:

$$V_p \text{ (pies/min)} = \frac{24,48 \times Q \text{ (gpm)}}{D^2 \text{ (pulg.)}}$$

$$= \frac{24,48 \times 335}{3,826^2} = 560,23 \text{ pies/min}$$

Viscosidad efectiva:

$$\mu_{ep} \text{ (cP)} =$$

$$100 \times K_p \left(\frac{1,6 \times V_p}{D} \right)^{(n_p-1)} \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

$$=$$

$$100 \times 3,21 \left(\frac{1,6 \times 560,23}{3,826} \right)^{(0,64-1)} \left(\frac{3 \times 0,64 + 1}{4 \times 0,64} \right)^{0,64}$$

$$= 48,96 \text{ cP}$$

Número de Reynolds:

$$N_{Rep} = \frac{15,467 \times V_p D \rho}{\mu_{ep}}$$

$$= \frac{15,467 \times 560,23 \times 3,826 \times 12,8}{48,96}$$

$$= 8,667$$

Factor de fricción:

Como el número de Reynolds es mayor que 2.100, utilizar la ecuación para el flujo turbulento.

$$f_p = \frac{\left(\frac{\log n + 3,93}{50} \right)}{N_{Rep}^{\left[\frac{1,75 - \log n}{7} \right]}}$$

$$= \frac{\left(\frac{\log (0,64) + 3,93}{50} \right)}{8,667^{\left[\frac{1,75 - \log (0,64)}{7} \right]}}$$

$$= 0,006025$$

Presión del intervalo:

$$P_p \text{ (psi)} = \frac{f_p V_p^2 \rho}{92,916 D} \times L_m$$

$$= \frac{0,006025 \times 560,23^2 \times 12,8}{92,916 \times 3,826} \times 11,641$$

$$= 792,52 \text{ psi}$$

INTERVALO N° 2 DE LA COLUMNA DE PERFORACIÓN (PORTAMECHAS):

Velocidad de propagación en el medio:

$$V_p \text{ (pies/min)} = \frac{24,48 \times Q \text{ (gpm)}}{D^2 \text{ (pulg.)}}$$

$$= \frac{24,48 \times 335}{2,25^2} = 1,619,91 \text{ pies/min}$$

Viscosidad efectiva:

$$\mu_{ep} \text{ (cP)} =$$

$$100 \times K_p \left(\frac{1,6 \times V_p}{D} \right)^{(n_p-1)} \times \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p}$$

$$=$$

$$100 \times 3,21 \left(\frac{1,6 \times 1,619,91}{2,25} \right)^{(0,644-1)} \times \left(\frac{3 \times 0,64 + 1}{4 \times 0,64} \right)^{0,64}$$

$$= 27,6 \text{ cP}$$

Número de Reynolds:

$$N_{Rep} = \frac{15,467 \times V_p D \rho}{\mu_{ep}}$$

$$= \frac{15,467 \times 1,619,91 \times 2,25 \times 12,8}{27,6}$$

$$= 26.144$$

Factor de fricción:

Como el número de Reynolds es mayor que 2.100, utilizar la ecuación para el flujo turbulento.

$$f_p = \frac{\left(\frac{\log n + 3,93}{50} \right)}{N_{Rep} \left[\frac{1,75 - \log n}{7} \right]}$$

$$= \frac{\left(\frac{\log (0,64) + 3,93}{50} \right)}{26.144 \left[\frac{1,75 - \log (0,64)}{7} \right]}$$

$$= 0,004434$$

Pérdida de presión:

$$P_p \text{ (psi)} = \frac{f_p V_p^2 \rho}{92,916 D} \times L_m$$

$$= \frac{0,004434 \times 1,619,91^2 \times 12,8}{92,916 \times 2,25} \times 390$$

$$= 277,84 \text{ psi}$$

Pérdida de presión total de la columna de perforación:

$$P_{\text{Columna de Perforación}} = P_{p1} + P_{p2} + \dots$$

$$= 792,52 + 277,84$$

$$= 1.070,36 \text{ psi}$$

Pérdidas de presión anular:

Valor de "n" anular:

$$n_a = 0,657 \log \left(\frac{\Theta_{100}}{\Theta_3} \right)$$

$$= 0,657 \log \left(\frac{21}{8} \right) = 0,275$$

Valor de "K" anular:

$$K_a = \frac{5,11 \Theta_3}{5,11^{n_a}}$$

$$= \frac{5,11 \times 8}{5,11^{0,275}} = 26,1$$

INTERVALO ANULAR N° 1 (TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DE 8,835 PULG. X TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE 4,5 PULG.):

Velocidad anular:

$$V_a \text{ (pies/min)} = \frac{24,48 \times Q \text{ (gpm)}}{(D_2^2 - D_1^2)}$$

$$= \frac{24,48 \times 335 \text{ (gpm)}}{8,835^2 - 4,5^2 \text{ (pulg.)}}$$

$$= 141,86 \text{ pies/min}$$

Viscosidad anular efectiva:

$$\mu_{ea} \text{ (cP)} =$$

$$100 \times K_a \left(\frac{2,4 \times V_a}{D_2 - D_1} \right)^{(n_a-1)} \times \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$$

$$=$$

$$100 \times K_a \left(\frac{2,4 \times 141,86}{8,835 - 4,5} \right)^{(0,275-1)} \times \left(\frac{2 \times 0,275 + 1}{3 \times 0,275} \right)^{0,275}$$

$$= 131,22 \text{ cP}$$

Número de Reynolds anular:

$$N_{Rea} = \frac{15,467 \times V_a \times (D_2 - D_1) \times \rho}{\mu_{ea}}$$

$$= \frac{15,467 \times 141,86 \times (8,835 - 4,5) \times 12,8}{131,22}$$

$$= 927,82$$

Factor de fricción (si el número de Reynolds es inferior a 2.100, utilizar la ecuación para el flujo laminar):

$$f_a = \frac{24}{N_{Rea}}$$

$$= \frac{24}{927,82} = 0,025867$$

Pérdida de presión del intervalo anular, intervalo anular n° 1:

$$P_a \text{ (psi)} = \frac{f_a V_a^2 \rho}{92.916 \times (D_2 - D_1)} \times L_m$$

$$= \frac{0,025867 \times 141,86^2 \times 12,8}{92.916 \times 8,835 - 4,5} \times 10.786$$

$$= 177,94 \text{ psi}$$

INTERVALO ANULAR N° 2 (POZO ABIERTO DE 8,625 PULG. X TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE 4,5 PULG.):

Velocidad anular:

$$V_a \text{ (pies/min)} = \frac{24,48 \times Q \text{ (gpm)}}{D_2^2 - D_1^2 \text{ (in.)}}$$

$$= \frac{24,48 \times 335}{8,625^2 - 4,5^2}$$

$$= 151,47 \text{ pies/min}$$

Viscosidad anular efectiva:

$$\mu_{e_a} \text{ (cP)} =$$

$$100 \times K_a \left(\frac{2,4 \times V_a}{D_2 - D_1} \right)^{(n_a-1)} \times \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$$

$$=$$

$$100 \times 26,1 \left(\frac{2,4 \times 151,47}{8,625 - 4,5} \right)^{(0,296-1)} \times \left(\frac{2 \times 0,275 + 1}{3 \times 0,275} \right)^{0,296}$$

$$= 120,72 \text{ cP}$$

Número de Reynolds anular:

$$N_{Re_a} = \frac{15,467 \times V_a \times (D_2 - D_1) \times \rho}{\mu_{e_a}}$$

$$= \frac{15,467 \times 151,47 \times (8,625 - 4,5) \times 12,8}{120,72}$$

$$= 1.024,68$$

Factor de fricción (si el número de Reynolds es inferior a 2.100, utilizar la ecuación para el flujo laminar):

$$f_a = \frac{24}{N_{Re_a}}$$

$$= \frac{24}{1.024,68} = 0,02342$$

Pérdida de presión del intervalo anular:

$$P_a \text{ (psi)} = \frac{f_a V_a^2 \rho}{92.916 \times (D_2 - D_1)} \times L_m$$

$$= \frac{0,02342 \times 151,47^2 \times 12,8}{92.916 \times (8,625 - 4,5)} \times 855$$

$$= 15,34 \text{ psi}$$

INTERVALO ANULAR N° 3 (POZO DE 8,625 PULG. X PORTAMECHAS DE 7 PULG.):

Velocidad de propagación en el medio:

$$V_a \text{ (pies/min)} = \frac{24,48 \times Q \text{ (gpm)}}{D_2^2 - D_1^2 \text{ (pulg.)}}$$

$$= \frac{24,48 \times 335}{8,625^2 - 7^2} = 322,99 \text{ pies/min}$$

Viscosidad anular efectiva:

$$\mu_{e_a} \text{ (cP)} =$$

$$100 \times K_a \left(\frac{2,4 \times V_a}{D_2 - D_1} \right)^{(n_a-1)} \times \left(\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right)^{n_a}$$

$$=$$

$$100 \times 26,1 \left(\frac{2,4 \times 322,99}{8,625 - 7} \right)^{(0,296-1)} \times \left(\frac{2 \times 0,275 + 1}{3 \times 0,275} \right)^{0,296}$$

$$= 35,48 \text{ cP}$$

Número de Reynolds anular:

$$N_{Re_a} = \frac{15,467 \times V_a \times (D_2 - D_1) \times \rho}{\mu_{e_a}}$$

$$= \frac{15,467 \times 322,99 \times (8,625 - 7) \times 12,8}{35,48}$$

$$= 2.928,7$$

Factor de fricción (si el número de Reynolds es mayor que 2.100, utilizar la ecuación para el flujo turbulento):

$$f_a = \frac{\left(\frac{(\log n + 3,93)}{50} \right)}{N_{Re_a}^{\left[\frac{1,75 - \log n}{7} \right]}}$$

$$= \frac{\left(\frac{(\log (0,275) + 3,93)}{50} \right)}{2.928,70^{\left[\frac{1,75 - \log (0,275)}{7} \right]}}$$

$$= 0,00483$$

Pérdida de presión anular:

$$P_a \text{ (psi)} = \frac{f_a V_a^2 \rho}{92.916 \times (D_2 - D_1)} \times L_m$$

$$= \frac{0,00483 \times 322,99^2 \times 12,8}{92.916 \times (8,625 - 7)} \times 390$$

$$= 16,66 \text{ psi}$$

Densidad equivalente de circulación:

Pérdida de presión anular total a la profundidad total (TD):

$$P_{\text{Espacio Anular}} = P_{a1} + P_{a2} + \dots$$

$$= 177,97 + 15,34 + 16,66$$

$$= 209,97 \text{ psi}$$

Densidad equivalente de circulación a TD:

$$\rho_c \text{ (lb/gal)} =$$

$$\rho \text{ (lb/gal)} + \frac{P_{\text{Espacio Anular}} \text{ (psi)}}{0,052 \times \text{TVD} \text{ (pies)}}$$

$$= 12,8 + \frac{209,97}{0,052 \times 12.031}$$

$$= 13,14 \text{ lb/gal}$$

HIDRÁULICA DE LA BARRENA:

Pérdida de presión a través de las toberas o pérdida de presión de la barrena

$$P_{\text{Barrena}} \text{ (psi)} = \frac{156 \times \rho \times Q^2}{(D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 \dots)^2}$$

$$= \frac{156 \times 12,8 \times 335^2}{(11^2 + 11^2 + 11^2)^2}$$

$$= 1.700 \text{ psi}$$

Porcentaje de pérdida de presión en la barrena:

$$\% \Delta P_{\text{Barrena}} = \frac{P_{\text{Barrena}}}{P_{\text{Total}}} \times 100$$

$$= \frac{1.700}{3.000} \times 100 = 57\%$$

Velocidad de tobera de la barrena::

$$V_n \text{ (pies/seg)} = \frac{417,2 \times Q \text{ (gpm)}}{D_{n1}^2 + D_{n2}^2 + D_{n3}^2 + \dots \text{ (pulg.)}}$$

$$= \frac{417,2 \times 335}{11^2 + 11^2 + 11^2}$$

$$= 385 \text{ pies/seg}$$

Impacto hidráulico:

$$IF \text{ (lb)} = \frac{V_n \text{ (pies/seg)} \times Q \text{ (gpm)} \times \rho \text{ (lb/gal)}}{1.930}$$

$$= \frac{385 \times 335 \times 12,8}{1.930}$$

$$= 855 \text{ lb}$$

Fuerza de impacto/pulg.²:

$$IF \text{ (psi)} = \frac{1,27 \times IF \text{ (lb)}}{\text{Tamaño de la Barrena}^2 \text{ (pulg.)}}$$

$$= \frac{1,27 \times 855}{8,625^2} = 14,6 \text{ psi}$$

Potencia hidráulica en la barrena:

$$h_{hp_b} = \frac{Q \text{ (gpm)} \times P_{\text{Barrena}} \text{ (psi)}}{1.740}$$

$$= \frac{335 \times 1.700}{1.740^2} = 327,3 \text{ hhp}$$

Potencia hidráulica por pulgada cuadrada:

$$HSI = \frac{1,27 \times h_{hp_b} \text{ (hhp)}}{\text{Tamaño de la Barrena}^2 \text{ (pulg.)}}$$

$$= \frac{1,27 \times 327,3}{8,625^2} = 5,58 \text{ hhp/pulg}^2$$

Pérdida de presión total calculada:

Las pérdidas de presión calculadas para el sistema (conexiones superficiales, columna de perforación, herramientas de fondo, barrena y espacio anular) deberían aproximarse considerablemente a la presión de circulación (tubo vertical).

$$P_{\text{Total}} =$$

$$P_{\text{Equipo Superf}} + P_{\text{Columna de Perf.}} + P_{\text{Barrena}} + P_{\text{Espacio Anular}}$$

$$P_{\text{Total}} = 41,53 + \dots$$

$$(792,52 + 277,84) + \dots$$

$$1.700,0 + (177,97 + \dots$$

$$15,34 + 1,66)$$

$$= 3.021,9 \text{ psi}$$

Esto se aproxima de manera aceptable a la presión de circulación registrada de 3.000 psi.

Introducción

Los polímeros han sido usados en los fluidos de perforación desde los años 1930, cuando el almidón de maíz fue introducido como aditivo de control de filtrado. Desde esa época, los polímeros se han vuelto más especializados y en consecuencia, su aceptación ha aumentado. Los polímeros forman parte de prácticamente cada sistema base agua usado actualmente. En efecto, algunos sistemas dependen totalmente de polímeros y son generalmente llamados sistemas de polímeros.

Actualmente se cuenta con una amplia selección de polímeros. Algunos polímeros – como el almidón, por

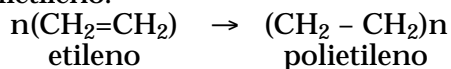
ejemplo – provienen de fuentes naturales. Otros polímeros más especializados son polímeros naturales modificados, mientras que aún otros polímeros más complicados se derivan de sintéticos. Las posibilidades ilimitadas de desarrollo de polímeros hacen que los polímeros sean aplicables a prácticamente cada función del fluido de perforación. La tecnología de polímeros permite analizar una situación a nivel molecular y diseñar un polímero que reúna las propiedades específicas requeridas para tratar la situación. Por este motivo, los polímeros tienen un futuro ilimitado en los fluidos de perforación.

Química y Aplicaciones de los Polímeros

Un polímero es una molécula de gran tamaño que se compone de pequeñas unidades repetidas idénticas.

Un polímero es una molécula de gran tamaño que se compone de pequeñas unidades repetidas idénticas. Las pequeñas unidades repetidas se llaman *monómeros*. La polimerización ocurre cuando los monómeros se juntan para formar la molécula de polímero de gran tamaño. Los polímeros pueden tener pesos moleculares de varios millones o pueden componerse simplemente de algunas unidades repetidas. Los polímeros que sólo tienen unas cuantas unidades repetidas se llaman *oligómeros*.

Para representar la fórmula escrita de un polímero, se expresa la fórmula empírica de la unidad repetida simple al *enésimo grado*. Por ejemplo, el polímero más simple es el polietileno $((C_2H_4)_n)$. El polietileno resulta de la polimerización del monómero etileno $(CH_2=CH_2)$. Durante el proceso de polimerización, el enlace doble desaparece y se forma el polímero de polietileno.



El polímero de polietileno resultante se compone de una larga cadena de “n” unidades repetidas. El número de veces que los monómeros se repiten constituye el *grado de*

polimerización. Los polímeros tienen típicamente un grado de polimerización mayor que 1.000.

El polietileno es un ejemplo de un homopolímero. Los homopolímeros sólo contienen un monómero. Otros ejemplos de homopolímeros incluyen el polipropileno y el poliestireno. Los copolímeros son polímeros preparados a partir de dos o más tipos de monómeros. Los monómeros pueden estar presentes en varias proporciones y en diferentes posiciones de la cadena. La copolimerización ofrece una flexibilidad mucho más grande para el diseño de polímeros.

ESTRUCTURA DE LOS POLÍMEROS

Las estructuras de los polímeros se clasifican como estructuras lineales, ramificadas o entrecruzadas. A continuación se proporcionan ejemplos.

Lineal



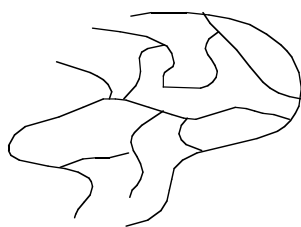
Ejemplo:
CMC (Carboximetilcelulosa), PHPA (Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada) y HEC (Hidroxietilcelulosa).

Ramificada



Ejemplo: Almidón y goma xantana.

Entrecruzada



Ejemplo: Goma xantana entrecruzada

Existen infinitas posibilidades de variaciones estructurales. Algunas de las posibilidades estructurales que afectan el rendimiento de los polímeros están enumeradas a continuación.

- Tipo de monómero o monómeros.
- Peso molecular.
- Tipo y alcance de la modificación química subsiguiente en el polímero.
- Número de grupos de ramificación o entrecruzamiento en la cadena del polímero.

CLASIFICACIÓN DE LOS POLÍMEROS

Los polímeros usados en los fluidos de perforación pueden ser clasificados de tres maneras. Se pueden clasificar de acuerdo a su química, es decir iónica o no iónica; de conformidad con su función, tal como viscosificadores o aditivos de control de filtración; o simplemente de acuerdo con su origen. Para los fines de este capítulo, los polímeros son clasificados de conformidad con su origen. Los polímeros usados en los fluidos de perforación vienen en tres tipos:

- De origen natural.
- De origen natural modificados.
- Derivados sintéticamente

POLÍMEROS NATURALES

Los polímeros naturales son polímeros producidos en la naturaleza, sin la intervención humana. Estos materiales se derivan de fuentes naturales como plantas, animales y la fermentación

bacteriana. El producto final debe ser sometido a cierto tratamiento – como mínimo, recolección, separación, trituración y desecación – antes de ser ensacado. Los polímeros naturales tienen estructuras más complejas que los polímeros sintéticos, y en general también tienen pesos moleculares más altos. Los polímeros naturales también son menos estables térmicamente que los polímeros sintéticos y toleran menos la degradación por actividad bacteriana.

Los polímeros naturales usados en los fluidos de perforación se componen de moléculas de azúcar polimerizadas y pertenecen a una clase de compuestos llamados *polisacáridos*. Los monómeros son las unidades de azúcar y contienen carbono:hidrógeno:oxígeno en la proporción de 6:12:6 (ver la Figura 1). La polimerización de las unidades de azúcar ocurre a través de una reacción de condensación mediante la cual se elimina el agua de las unidades individuales de azúcar. El polisacárido resultante consta de las unidades de azúcar enlazadas mediante átomos de oxígeno comunes. Los polisacáridos tienen una relación de C:H:O de 6:10:5 o $C_6(OH)_5$. El enlazado de la cadena principal de los polímeros naturales es más complicado que el de los polímeros sintéticos. La cadena principal se compone de estructuras de anillo de carbohidratos y de los átomos de oxígeno que realizan el enlace entre los anillos. Los polímeros sintéticos tienen un enlace carbono-carbono mucho más simple.

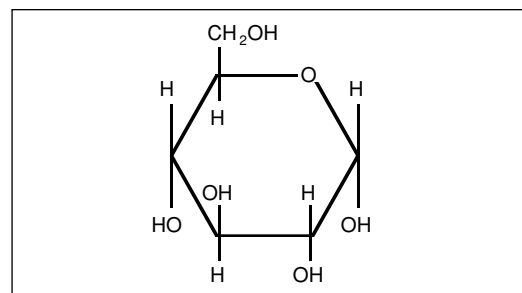


Figura 1: Glucosa.

El almidón es un polímero natural que proviene de una variedad de plantas y semillas. Los almidones de maíz y papas constituyen la fuente más importante para los fluidos de perforación. El almidón se compone de dos polisacáridos: amilosa y

**...polímeros
usados en los
fluidos de
perforación
vienen en
tres tipos...**

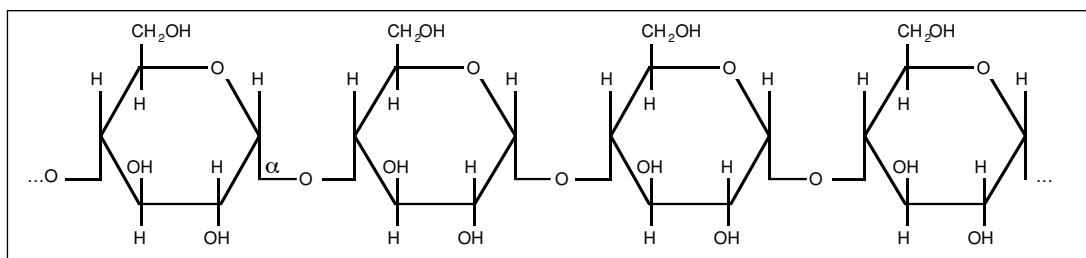


Figura 2: Amilosa.

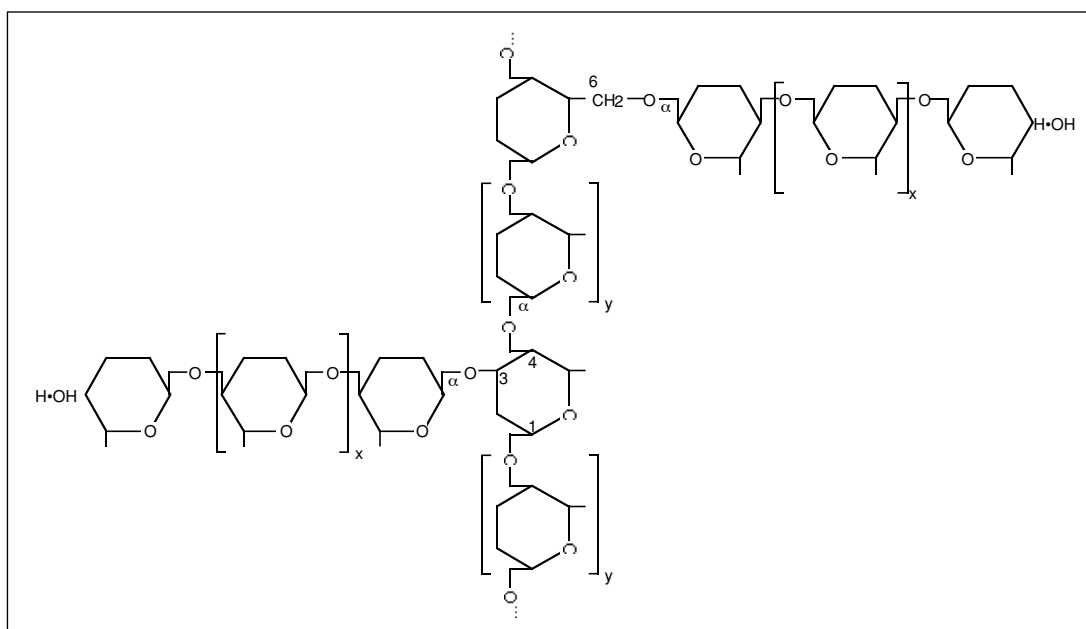


Figura 3: Amilopectina.

amilopectina. La amilosa, una cadena de anillos de carbohidratos, forma la cadena recta principal de la molécula de almidón. La amilopectina es una cadena de anillos de carbohidrato con muchas ramificaciones que se inician en la cadena principal de una amilosa. Las relaciones de las fracciones de amilosa y amilopectina determinan las propiedades del almidón.

En su estado natural, el almidón no es hidrosoluble, simplemente flota como partículas de almidón. Para que el almidón sea eficaz en los fluidos de perforación, es necesario romper la capa protectora de la amilopectina para liberar la amilosa contenida dentro de ésta. Los gránulos de almidón son calentados hasta que las células se rompan, lo cual permite la dispersión de la amilosa. Este proceso se llama pregelatinización. Una vez disperso, el almidón se hidrata. Posteriormente, el almidón es

sometido a la desecación para ser ensacado como producto final. Este producto es no iónico y soluble tanto en agua salada saturada como en agua dulce.

MY-LO-JEL™ es un almidón de maíz compuesto de un promedio de aproximadamente 25% de amilosa y 75% de amilopectina. POLY-SAL™ es un almidón de papa que es ligeramente diferente del almidón de maíz. El almidón de papa tiene un peso molecular ligeramente más alto que el almidón de maíz, y también tiene una concentración más alta de amilosa en relación con la amilopectina. Por estas razones, sus funciones son un tanto diferentes. POLY-SAL tiene mayor tolerancia a la dureza y una estabilidad térmica ligeramente más alta que MY-LO-JEL. También produce un poco más de viscosidad.

El principal inconveniente del uso de almidones es su tendencia a

**En su estado natural,
el almidón
no es
hidrosoluble ...**

fermentar. Los almidones son materiales naturales biodegradables que deben ser conservados con un biocida cuando son utilizados en los fluidos de perforación. Poly-Sal contiene un biocida en el producto. Otra desventaja del almidón es su baja estabilidad térmica. El almidón se degrada rápidamente cuando está expuesto por mucho tiempo a temperaturas superiores a 225°F (102°C).

Algunos ambientes son más propicios que otros para la degradación bacteriana. Los peores ambientes giran en torno al agua de preparación bioactiva. El agua de estanques constituye la peor fuente, aunque debería dudarse de cualquier agua obtenida de ríos o arroyos. Altas temperaturas, condiciones de pH neutro y aguas más dulces aceleran el crecimiento bacteriano. Es menos probable que surjan problemas bacterianos en sistemas de alto contenido de sal y ambientes de alto pH; sin embargo, estos problemas ocurren después de cierto tiempo.

La goma xantana está clasificada como un polímero natural, aunque sea obtenida en su forma producida por la actividad bacteriana y no en su forma natural. La bacteria *Xanthomonas campestris* produce la

goma durante su ciclo de vida normal, mediante un proceso enzimático complejo. El xantano es hidrosoluble, ligeramente aniónico y altamente ramificado. Tiene un peso molecular comprendido en el rango de 2 a 3 millones, lo cual es relativamente alto para los fluidos de perforación.

El xantano tiene una estructura repetida de cinco anillos que se compone de una cadena principal de dos anillos y una cadena lateral de tres anillos. La cadena principal se compone de residuos de glucosa cuya estructura es idéntica a la estructura de la celulosa. Tres cadenas laterales de residuos adicionales de azúcar se ramifican a partir de la cadena principal. Varios grupos funcionales (carbonilo, carboxilo, hidroxilo y otros) se agregan a las cadenas laterales para proporcionarle al xantano sus exclusivas propiedades viscosificadoras.

La larga estructura de ramificación del polímero, unida al enlace de hidrógeno relativamente débil entre los grupos laterales, le imparte al xantano exclusivas propiedades viscosificadoras. Cuando se alcanza una concentración determinada del polímero, se forman enlaces de hidrógeno entre las ramificaciones del polímero, resultando en una red

**La goma
xantana está
clasificada
como un
polímero
natural...**

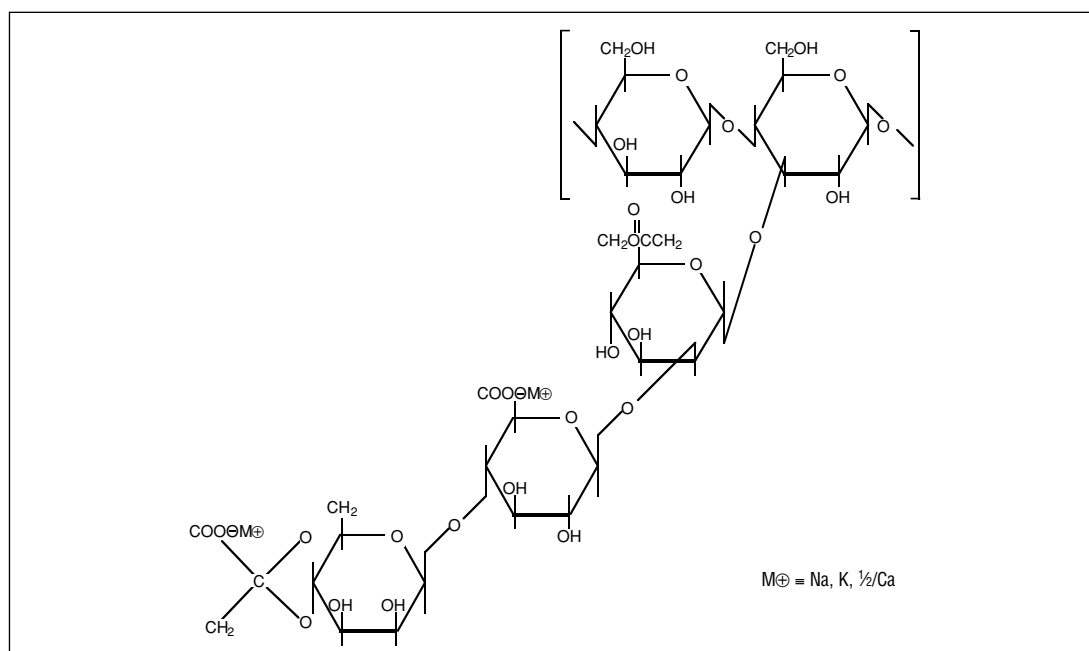


Figura 4: Estructura de la goma xantana.

**Los
polímeros
naturales
modificados
son muy
comunes en
los fluidos de
perforación.**

compleja y enredada de moléculas débilmente enlazadas. Sin embargo, las interacciones electrostáticas son débiles, y cuando se aplica un esfuerzo de corte al sistema, las fuerzas de atracción que mantienen unidos a los polímeros se separan. A medida que los enlaces de hidrógeno se rompen, la viscosidad del fluido disminuye. Cuando se deja de aplicar el esfuerzo de corte, las cadenas del polímero reanudan los enlaces de hidrógeno entre las moléculas y vuelven a su estado viscosificado original.

El polímero xantano produce fluidos pseudoplásticos o fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y estructuras de gel. La viscosidad disminuye progresivamente, a medida que se aumenta el esfuerzo de corte. Cuando se deja de aplicar el esfuerzo de corte, el fluido recupera totalmente su viscosidad original. Bajo condiciones de alta velocidad de corte – en la columna de perforación, por ejemplo – la viscosidad del sistema de lodo disminuye. Bajo las velocidades de corte muy altas que existen en las toberas de la barrena, el fluido disminuye su viscosidad dramáticamente, hasta comportarse casi como el agua. Bajo condiciones de velocidad de corte más baja – en el espacio anular, por ejemplo – los enlaces de hidrógeno vuelven a formarse y la viscosidad aumenta. Bajo condiciones estáticas, los fluidos de xantano demuestran características tixotrópicas que producen geles. La goma xantana y un biopolímero similar llamado *goma welan*, son dos de pocos polímeros comerciales que producen propiedades tixotrópicas (geles) en los fluidos base agua.

La concentración de xantano necesaria para desarrollar las propiedades tixotrópicas depende del agua de preparación. Una concentración de 0,5 lb/bbl puede ser suficiente para un sistema de agua dulce altamente densificada, mientras que un sistema de KCl o NaCl de alta salinidad puede requerir una concentración de 2 a 3 lb/bbl. En las salmueras de alta salinidad, el polímero xantano – como otros polímeros a base de agua – no se hidrata fácilmente y sigue siendo en

espiral hasta cierto punto. En agua dulce, el polímero se expande y las ramificaciones del polímero hacen contacto, permitiendo la formación de enlaces de hidrógeno y facilitando el desarrollo de la tixotropía resultante.

La goma xantana (tal como DUO-VIS® y FLO-VIS®) es añadida a los fluidos de perforación para numerosas aplicaciones. La mayoría de las veces, la goma xantana es usada como sustituto de arcilla para impartir propiedades tixotrópicas. En vez de cargar un fluido con sólidos de arcilla para obtener la viscosidad y la suspensión, se usa goma xantana. Esto es beneficioso de muchas maneras, especialmente al mantener la capacidad óptima de suspensión y transporte en los fluidos sin aumentar la carga de sólidos. Esta propiedad hace que la goma xantana sea el polímero preferido para aumentar la viscosidad en los pozos de alcance extendido y horizontales, especialmente cuando los pozos tienen bajas velocidades anulares.

El xantano tiene varias propiedades que lo convierten en el polímero ideal para las aplicaciones de fluidos de rehabilitación/terminación y “perforación del yacimiento” sin arcilla. El xantano viscosifica las salmueras, incluyendo el agua salada, NaCl, KCl, CaCl₂, NaBr, y en cierta medida, CaBr₂. Es degradable con oxidantes (blanqueadores) o enzimas, y es soluble en ácido para facilitar la limpieza. Desarrolla esfuerzos de gel y suspende fácilmente los materiales solubles en ácido como CaCO₃. FLO-VIS® es una versión especial clarificada del xantano. La versión clarificada ha sido tratada para eliminar cualquier residuo bacteriano para aplicaciones en fluidos limpios.

POLÍMEROS NATURALES MODIFICADOS

Los polímeros naturales modificados son muy comunes en los fluidos de perforación. La celulosa y el almidón son dos polímeros naturales usados frecuentemente para producir polímeros naturales modificados. Las versiones modificadas pueden tener propiedades considerablemente diferentes de las de los polímeros naturales originales. Para los fluidos de perforación, los polímeros naturales

La solubilidad del polímero es afectada por el pH.

no iónicos – como la celulosa y el almidón – son convertidos en polielectrólitos.

Polielectrólitos. Muchos polímeros no son solubles en agua, y por lo tanto, no pueden ser aplicados a los fluidos de perforación base agua – a menos que sean modificados. Para obtener la solubilidad en agua, los polímeros a veces son modificados a polielectrólitos. Esta modificación supone una alteración de la unidad repetida del polímero. Un polielectrólito es un polímero que se disuelve en agua, formando poliones y contraiones de carga contraria. Un polión tiene cargas que se repiten a lo largo de la cadena del polímero. Las cargas pueden ser positivas, como en un polímero catiónico, o negativas, como en un polímero aniónico. Existen algunos ejemplos de polímeros catiónicos, pero la mayoría de los polímeros usados en los fluidos de perforación están cargados negativamente.

La eficacia de un polielectrólito depende del número de sitios disponibles en el polímero, lo cual, a su vez, depende de los siguientes factores:

- La concentración del polímero.
- La concentración y distribución de los grupos ionizables.
- La salinidad y dureza del fluido.
- El pH del fluido.

Cuando el número de sitios ionizados en el polímero aumenta, éste tiende a extenderse y a desenrollarse. Esto se debe a la repulsión recíproca de las cargas que alarga y extiende el polímero en una configuración que produce la distancia máxima entre las cargas semejantes. Al extenderse, el polímero expone el número máximo de sitios cargados. Al extenderse, el polímero puede unirse a las partículas de arcilla y viscosificar la fase fluida.

EFFECTOS DE LA CONCENTRACIÓN

Como se mencionó anteriormente, los polímeros adoptan una configuración extendida o alargada al disolverse en la fase acuosa de un fluido de perforación. Esta configuración no es en forma de varilla, sino retorcida y enrollada para obtener la distancia

máxima entre las cargas semejantes del polímero. En concentraciones diluidas, el polímero hidrata una gruesa envoltura de agua (aproximadamente 3 ó 4 moléculas de agua). Existe una repulsión electrostática entre esas envolturas, cuyas superficies son grandes cuando el polímero adopta la forma de extensión total. Esta gran área superficial contribuye a los efectos de viscosidad del polímero.

Cuando la concentración del polímero aumenta, las envolturas de agua que están alrededor de los polímeros disminuyen. Como más polímero está compitiendo para menos agua, el efecto resultante es el aumento de la viscosidad. Esto ocurre cuando los polímeros se enredan al adherirse a una cantidad limitada de agua.

EFFECTOS DEL pH

La solubilidad del polímero es afectada por el pH. El pH determina frecuentemente el grado de ionización de los grupos funcionales a lo largo de la cadena del polímero. Por ejemplo, el grupo funcional más común encontrado en los polímeros base agua es el grupo carboxilo. El grupo carboxilo ionizado constituye una característica distintiva de la mayoría de los polímeros aniónicos, incluyendo las CMCs, PHPAs y gomas xantanas, por nombrar a unos pocos.

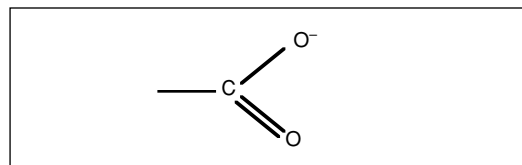


Figura 5: Grupo carboxilo ionizado.

Como se puede ver en la Figura 5, el grupo carboxilo ionizado tiene un átomo de oxígeno de enlace doble y un átomo de oxígeno de enlace sencillo en el átomo de carbono terminal. La ionización se realiza haciendo reaccionar el grupo carboxilo con un material alcalino tal como la soda cáustica. Al ionizar el grupo carboxilo que era previamente insoluble se logra la solubilidad del polímero (ver la Figura 6).

A medida que el polímero se hidrata...la viscosidad aumenta.

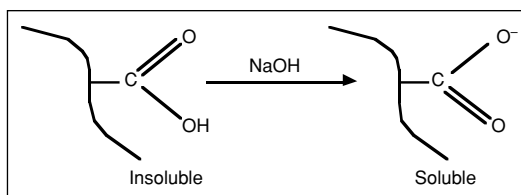


Figura 6: Solubilidad del polímero.

...los iones calcio y magnesio se hidratan aún más que el ion sodio.

La sal limita el agua disponible en que un polímero puede hidratarse y expandirse.

El grupo carboxilato de sodio atrae el agua a través de su sitio de carga aniónica. Cuando se agrega el polímero al agua, el ion sodio se separa de la cadena del polímero, dejando un sitio cargado negativamente. Ahora el polímero es aniónico y libre de hidratar el agua. A medida que el polímero se hidrata, la envoltura alrededor del polímero aumenta de tamaño y la viscosidad aumenta.

La solubilidad óptima del grupo carboxilo se obtiene entre el pH 8,5 y el pH 9,5. Se requiere suficiente soda cáustica para alcanzar el pH 8,5 con el fin de ionizar y volver el polímero soluble. Si se añaden mayores cantidades de soda cáustica, las características viscosificadoras disminuirán ligeramente. En caso de inversión del pH – es decir que el pH de la solución cae dentro del rango ácido (menos de 7) – el grupo carboxilato vuelve a su forma original de carboxilo y el polímero pierde su solubilidad.

EFFECTOS DE LA SALINIDAD

La salinidad desempeña un papel muy importante en la determinación de la eficacia de un polímero. La sal inhibe el efecto de desenrollamiento y alargamiento que ocurre cuando se añade un polímero hidrosoluble al agua. En vez de desenrollarse y alargarse, el polímero adopta una forma aglomerada relativamente más pequeña y su solubilidad también disminuye. Esto resulta de la mayor competencia por agua. La sal limita el agua disponible en que un polímero puede hidratarse y expandirse.

Cuando la salinidad aumenta, los polímeros ni se hidratan tanto ni aumentan la viscosidad con la misma facilidad.

Cuando se añade sal a un sistema de agua dulce donde los polímeros

están totalmente extendidos, esta adición suele producir un pico de viscosidad. Como la sal hidrata y extrae el agua de los polímeros, el sistema puede desestabilizarse temporalmente, como mínimo, y la viscosidad aumenta. Los polímeros se enredan con los sólidos perforados y otros polímeros mientras que se contraen a su estado aglomerado. Una vez que los polímeros adoptan su estado aglomerado, la viscosidad disminuye considerablemente.

Típicamente, la eficacia de los polímeros en los ambientes salinos disminuye, pero esto puede ser solucionado mediante tratamientos adicionales. Por ejemplo, la PAC (Celulosa Polianiónica) o la goma xantana puede requerir el doble de su concentración normal, o aún más, para funcionar en un ambiente salino.

EFFECTOS DE LOS CATIONES DIVALENTES

Cuando iones divalentes como el calcio y el magnesio están presentes en un fluido de perforación, su efecto sobre el sistema puede ser dramático. Como el ion sodio, el cual también se hidrata y limita la cantidad global de agua disponible, los iones calcio y magnesio se hidratan aún más que el ion sodio. Esto hace que la hidratación del polímero sea muy ineficaz en la presencia de estos iones.

El calcio presenta otro problema para los polímeros aniónicos, porque el calcio reacciona con el grupo aniónico del polímero. Al hacer esto, el polímero se flocula y puede separarse del sistema. Por este motivo, generalmente se recomienda usar carbonato de sodio para tratar el calcio del sistema. Los polímeros que sólo son ligeramente aniónicos, como la goma xantana, y los polímeros que son no iónicos, como el almidón, no son precipitados por el calcio. Sin embargo, estos polímeros son afectados por la fuerte característica de hidratación del calcio, y sus eficacias disminuyen en la presencia del calcio.

DERIVADOS DE CELULOSA

La celulosa es un polímero natural insoluble en agua. Para ser útil como aditivo en los fluidos de perforación, la celulosa debe ser convertida en Carboximetilcelulosa (CMC). La CMC

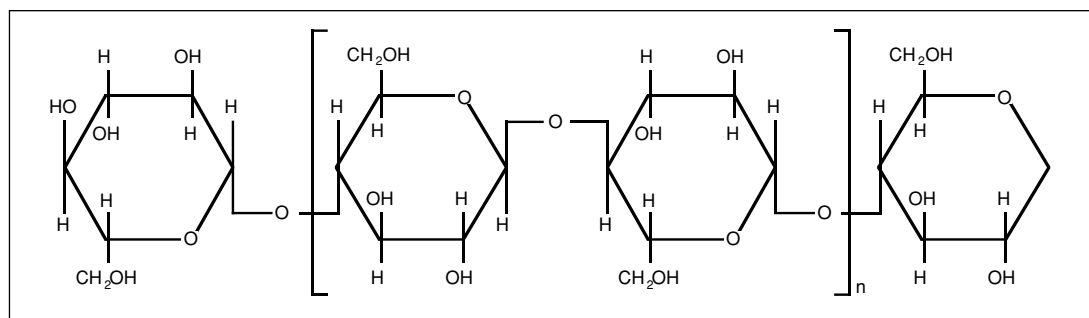


Figura 7: Celulosa.

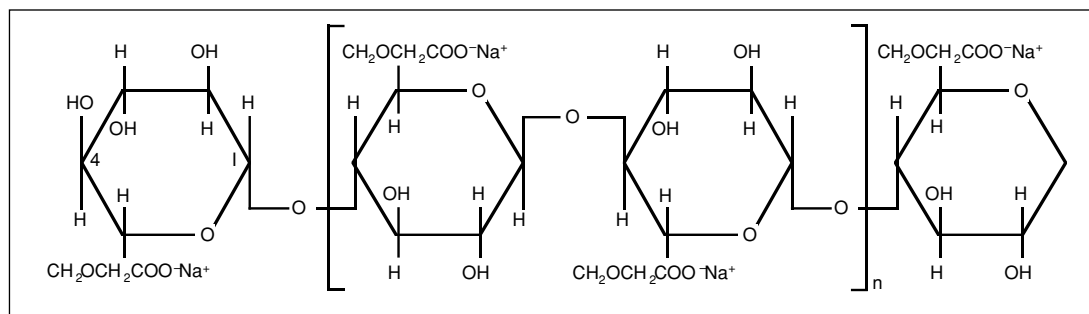


Figura 8: Carboximetilcelulosa de sodio, G.S. = 1,0.

es un ejemplo de polielectrolito. Las Figuras 7 y 8 demuestran la manera en que se modifica la estructura de anillo repetida para la celulosa, introduciendo el grupo carboximetilo aniónico. Ahora, el polímero modificado, mediante el grupo aniónico, tiene una afinidad con el agua y es hidrosoluble.

La carboximetilcelulosa se forma mediante la reacción de la sal de sodio del ácido monocloroacético ($\text{ClCH}_2\text{COONa}$) con la celulosa. La mayoría de las veces, una sustitución ocurre en el grupo ($-\text{CH}_2\text{OH}$) para formar un polielectrolito soluble.

Las propiedades de la carboximetilcelulosa de sodio dependen de varios factores:

- El Grado de Substitución (G.S.).
- El Grado de Polimerización (G.P.).
- La uniformidad de la sustitución.
- La pureza del producto final.

El grado de polimerización se refiere al número de veces que la estructura de anillo se repite. La estructura de anillo es la estructura repetida que define el polímero. Cuanto más alto sea el G.P., más alto será el peso molecular. La viscosidad aumenta a medida que el G.P. para la CMC aumenta. La CMC de alta viscosidad

tiene un peso molecular más alto que la CMC de baja viscosidad.

El grado de sustitución se refiere al número de sustituciones que ocurren en una sola estructura de anillo repetida. En la figura anterior que ilustra la carboximetilcelulosa de sodio, se puede observar que hay exactamente una sustitución en cada estructura de anillo. Eso significa que el G.S. es 1.

En el ejemplo anterior, la sustitución ocurrió solamente en el grupo metil hidroxilo ($-\text{CH}_2\text{OH}$). La sustitución también podría haber ocurrido en cualquiera de los dos grupos hidroxilo ($-\text{OH}$), lo cual daría un G.S. de 3. La solubilidad en agua se obtiene cuando el G.S. alcanza 0,45. El rango típico de G.S. para la CMC es de 0,7 a 0,8. La CMC de alta viscosidad tiene el mismo G.S. que la CMC de viscosidad media o baja. La única diferencia son sus respectivos G.P. La CMC de sustituciones relativamente más altas suele ser llamada *Celulosa Polianiónica* (PAC). La PAC tiene la misma estructura química y el mismo G.P. que la CMC; pero el G.S. es diferente para los dos polímeros. El rango típico de G.S. para la PAC es de 0,9 a 1,0.

El grado de polimerización se refiere al número de veces que la estructura de anillo se repite.

**POLYPAC® es
una celulosa
polianiónica
de alta
calidad.**

El G.S. más alto produce un polímero que es más soluble que la CMC. Esto hace que el rendimiento de la PAC sea generalmente mejor que el de la CMC. Ambos materiales tienen un rendimiento similar en agua dulce, pero el rendimiento de la PAC es mejor que el de la CMC en las aguas saladas y duras.

A veces la CMC y la PAC – con G.P., G.S. y purezas idénticas – tienen diferentes rendimientos. Esto se debe a la uniformidad (o falta de uniformidad) de la sustitución a lo largo de la cadena. Una CMC o PAC de buena calidad tiene una sustitución uniforme a lo largo del polímero. Una CMC o PAC de rendimiento mediocre puede tener la sustitución en un solo extremo o en el medio del polímero. Esto resulta en un polímero que tiene una solubilidad limitada, y por lo tanto, un rendimiento mediocre.

Polypac® es una celulosa polianiónica de alta calidad. Proporciona el control de filtrado en sistemas de agua dulce, agua salada, NaCl y KCl. Forma un revoque fino, duro y dúctil que limita la pérdida de filtrado a las formaciones permeables. También produce una excelente viscosidad en agua salada y en agua dulce. Se recomienda usar Polypac en vez de CMC en agua de mar, agua salada y aguas con niveles de calcio soluble mayores que 400 mg/l. A continuación se proporciona una tabla que contiene las especificaciones técnicas y las limitaciones de la CMC y la PAC.

Producto	Peso Mol.	G.P.	G.S.
PAC LV	140-170	850-1.000	0.9-1.0
PAC HV	200-225	1.130-1.280	0.9-1.0
CMC LV	40-170	850-1.000	0.7-0.8
CMC HV	200-225	1.130-1.280	0.7-0.8

Tabla 1: CMC y PAC.

La HEC (Hidroxietilcelulosa) es otro tipo de polímero de celulosa modificada. Se produce poniendo la celulosa en remojo en una solución de soda cáustica, luego haciendo reaccionar la celulosa alcalina con óxido de etileno. Esto resulta en una sustitución de los grupos hidroxietilo en los sitios de hidroximetilo e hidroxilo. Aunque el polímero sea no iónico, los grupos hidroxietilo tienen una suficiente afinidad con el agua para que el polímero sea hidrosoluble. Además del G.S., la estructura del polímero también es afectada por el G.P. de las cadenas laterales etoxiladas. El G.P. de las cadenas laterales se llama Sustitución Molecular (S.M.), o el número medio de moléculas de óxido de etileno que han reaccionado con cada unidad de celulosa. Una vez que un grupo hidroxietilo se agrega a cada unidad, éste puede reaccionar de nuevo con otros grupos, en una formación de extremo a extremo. Mientras haya óxido de etileno disponible, esta reacción puede continuar. Cuanto más alta sea la S.M., más alta será la solubilidad en agua del polímero, y por ende, la tolerancia de sal y dureza. Típicamente, los valores de S.M. varían de 1,5 a 2,5 para la HEC.

La HEC se usa principalmente para la viscosidad y el control de filtrado en los fluidos de rehabilitación y terminación. Es compatible con la mayoría de las salmueras, incluyendo el agua salada, KCl, NaCl, CaCl₂ y CaBr₂. Éste es un polímero muy limpio y soluble en ácido, lo cual hace que sea ideal para las operaciones de relleno de grava y otras operaciones en las cuales el fluido de terminación hace contacto con el intervalo productivo. Como la HEC es no iónica, no reacciona con las superficies cargadas con la misma

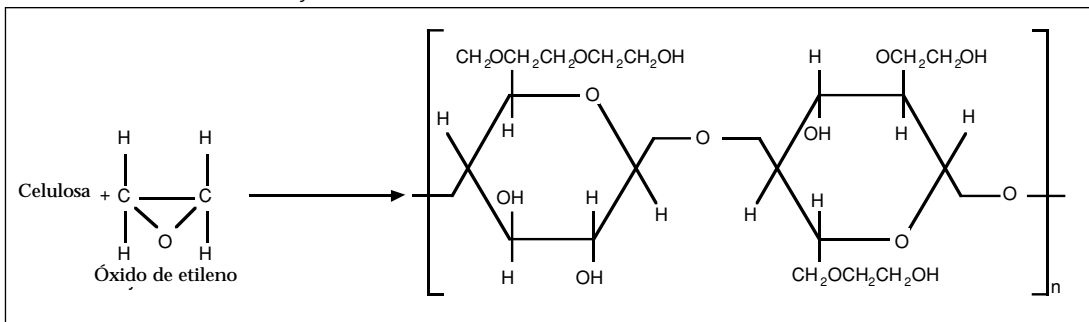


Figura 9: Hidroxietilcelulosa.

...la HEC...no reacciona con las superficies cargadas con la misma intensidad que los polímeros iónicos.

intensidad que los polímeros iónicos. Esto mejora su función como aditivo del fluido de terminación.

La HEC tiene un límite de temperatura de 250°F (121°C). No es muy afectada por el pH (encima del pH 10, la viscosidad puede disminuir ligeramente) y es resistente a las bacterias. No es un polímero tixotrópico (no genera estructuras de gel para la suspensión), y en realidad no proporciona casi ninguna Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV), aunque produzca una viscosidad global bastante alta.

Derivados de almidón. Como se mencionó anteriormente en este capítulo, el almidón es útil en muchas aplicaciones sin sufrir ninguna modificación química. Sin embargo, los derivados de almidón pueden adquirir diferentes propiedades mediante la modificación química. El almidón puede ser modificado de manera que deje de ser propenso a la degradación bacteriana. Su estabilidad térmica también puede ser aumentada considerablemente mediante simples modificaciones. A continuación se proporcionan algunos ejemplos de almidones modificados.

Almidón carboximetílico (CMS).

El almidón carboximetílico es otro ejemplo de polímero modificado. Como la CMC, el almidón carboximetílico sufre una sustitución de carboxilato en el grupo hidroximetilo o en cualquiera de los dos grupos hidroxilo de la estructura de anillo. También como la CMC, la sustitución ocurre más fácilmente en el grupo hidroximetilo.

THERMPAC® UL, un almidón carboximetílico, controla el filtrado con un aumento mínimo de la viscosidad en la mayoría de los fluidos

de perforación base agua. Constituye una alternativa a los materiales de PAC en sistemas que requieren un estricto control de la filtración y bajas propiedades reológicas. Thermpac UL actúa más como un material de CMC que como un almidón. Tiene una estabilidad térmica similar a la CMC y la PAC (hasta 300°F (149°C)) y no requiere el uso de bactericida.

THERMPAC UL es más eficaz cuando es aplicado en fluidos de perforación que contienen menos de 20.000 mg/l de Cl^- y 800 mg/l de Ca^{2+} . Es eficaz a cualquier nivel de pH y es compatible con todos los sistemas a base de agua.

Almidón hidroxipropílico. El almidón Hidroxipropílico (HP) es otro ejemplo de almidón modificado. Se produce mediante la reacción entre el almidón y el óxido de propileno. El almidón modificado resultante es no iónico e hidrosoluble. En realidad, la modificación aumenta la solubilidad en agua del almidón. Como con el CMS y la HEC, la sustitución ocurre en el grupo hidroximetilo o en cualquiera de los dos grupos hidroxilo disponibles en la estructura de anillo. También como la CMC y el CMS, la sustitución ocurre más fácilmente en el grupo hidroximetilo.

Esto resulta en una sustitución de los grupos propoxilados. El G.P. de los grupos propoxilados se conoce como Sustitución Molar (S.M.). La S.M. es el número medio de moléculas de óxido de propileno que han reaccionado con cada unidad de almidón. Una vez que un grupo hidroxipropilo se agrega a cada unidad, éste puede reaccionar de nuevo con otros grupos, en una formación de extremo a extremo. La reacción del óxido de propileno con el almidón tiene similitudes con la

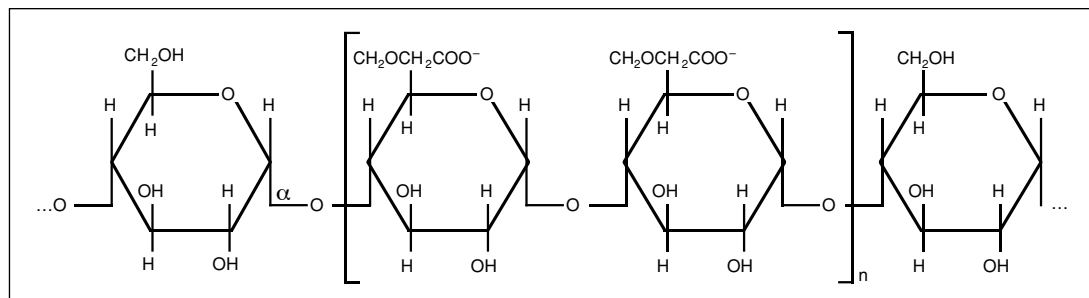


Figura 10: Almidón carboximetílico, G.S. = 1,0

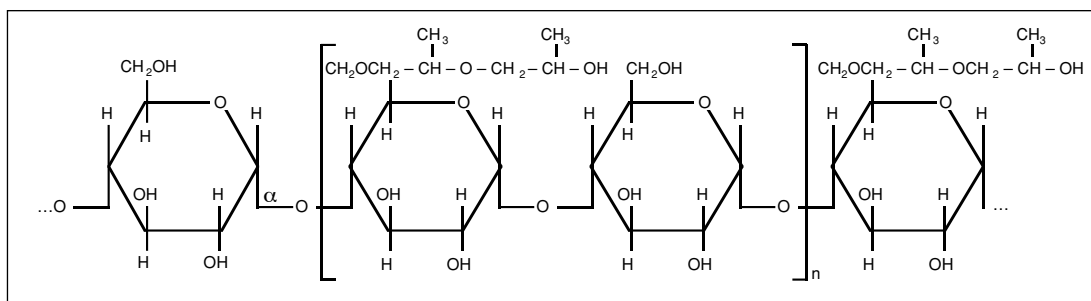


Figura 11: Almidón hidroxipropílico, G.S. = 0,5, S.M. = 2,0.

reacción de la celulosa con el óxido de etileno. En cada caso, la substitución ocurre con una estructura repetida que debe ser definida por su S.M.

Muchos tipos de almidón HP están disponibles. Las propiedades varían según el G.P., el G.S. y el grado de polimerización del grupo substituido (S.M.).

FLO-TROL®. Un almidón HP usado principalmente para el control de filtrado en los sistemas de FLO-PRO®. Este producto actúa conjuntamente con el carbonato de calcio para formar un revoque soluble en ácido, fácil de eliminar. Como el almidón, FLO-TROL es compatible con la mayoría de las salmueras de preparación, incluyendo el agua salada, NaCl, KCl, CaCl₂, NaBr, CaBr₂ y las salmueras de formiato. No requiere ningún bactericida.

Debido a sus características viscosificadoras exclusivas, FLO-TROL es adecuado para las aplicaciones de fluidos de “perforación de la formación productiva”. A diferencia de los productos de PAC, FLO-TROL contribuye a la LSRV. Actúa sinérgicamente con FLO-VIS para aumentar la Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV).

Las concentraciones recomendadas de FLO-TROL son de 2 a 4 lb/bbl para la mayoría de las aplicaciones, aunque concentraciones más altas pueden ser usadas para lograr tasas de filtración más bajas. La estabilidad térmica de Flo-Trol es mejor que la mayoría de los materiales de almidón. FLO-TROL es térmicamente estable hasta 250°F (121°C) en las aplicaciones de salmuera.

MOR-REX™. Un almidón de maíz hidrolizado por enzima que ha sido convertido químicamente en una maltodextrina. La hidrólisis del

almidón resulta en un producto que tiene un peso molecular mucho más bajo (menos de 5.000) y le imparte un carácter ligeramente aniónico al polímero.

Mor-Rex se usa casi exclusivamente en los fluidos de perforación a base de cal. Esto se debe principalmente a su tendencia a aumentar la solubilidad del calcio en un ambiente de fluido a base de cal. En dicho ambiente, el polímero Mor-Rex se hidroliza aún más y Ca²⁺ se agrega a los grupos carboxilato libres formados durante la hidrólisis. Esto resulta en una concentración más alta del calcio soluble. Es decir que un sistema a base de cal tratado con Mor-Rex contiene más calcio soluble que el mismo sistema a base de cal sin Mor-Rex. Se piensa que la cantidad adicional de Ca²⁺ proporciona otros beneficios de inhibición.

Desde el punto de vista funcional, Mor-Rex actúa como un desfloculante, lo cual concuerda con su tamaño y su carácter aniónico. Las concentraciones típicas de Mor-Rex en un sistema de cal/Mor-Rex son de 2 a 4 lb/bbl. Como el almidón tradicional, Mor-Rex es térmicamente estable hasta una temperatura de circulación de aproximadamente 200°F (93°C) y requiere el uso de bactericida.

POLÍMEROS SINTÉTICOS

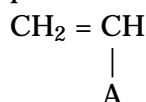
Los polímeros sintéticos son sintetizados químicamente, generalmente a partir de productos derivados del petróleo. A diferencia de los polímeros naturales y naturales modificados, los polímeros sintéticos son “desarrollados” a partir de moléculas relativamente más pequeñas. Los polímeros sintéticos ofrecen una flexibilidad casi ilimitada en su diseño. Pueden ser adaptados a

**...FLO-TROL
contribuye a
la LSRV..**

Los polímeros sintéticos ofrecen una flexibilidad casi ilimitada en su diseño.

prácticamente cualquier aplicación. Se puede manipular su tamaño y su composición para producir las propiedades requeridas para prácticamente cualquier función.

Frecuentemente, los polímeros sintéticos son preparados a partir de etileno sustituido. El proceso de polimerización ocurre mediante una *reacción de adición* en la cual los grupos de etileno sustituidos son agregados al extremo de la cadena del polímero. En la figura proporcionada a continuación, el grupo sustituido "A" puede ser cualquier grupo funcional.



Observar la cadena principal de carbono-carbono y las posibilidades ilimitadas de sustitución. La cadena principal de carbono-carbono constituye un enlace más estable que el enlace de carbono-oxígeno encontrado anteriormente en los polímeros a base de almidón y celulosa. El enlace de carbono-carbono es resistente a las bacterias y tiene una estabilidad térmica superior a 700°F (371°C). Lo más probable es que los grupos de sustitución se degraden antes del enlace de carbono-carbono.

Poliacrilato. La polimerización del ácido acrílico y la neutralización subsiguiente con el hidróxido de sodio produce el polímero Poliacrilato de Sodio (SPA). El SPA es un polímero aniónico que puede funcionar como desfloculante o como aditivo de control de filtrado, según el peso molecular del polímero.

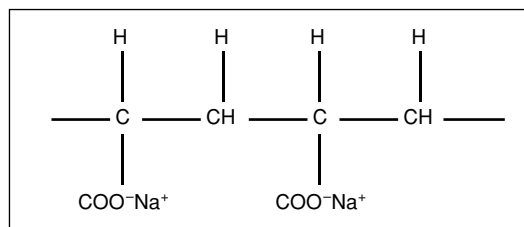


Figura 12: Poliacrilato de sodio.

Durante la perforación de un pozo, la interacción entre los sólidos perforados tiene un efecto marcado sobre las propiedades del lodo. Hay una tendencia natural a que la floculación se produzca (ver la Figura 13). La floculación resulta en un aumento global de las propiedades reológicas del fluido de perforación.

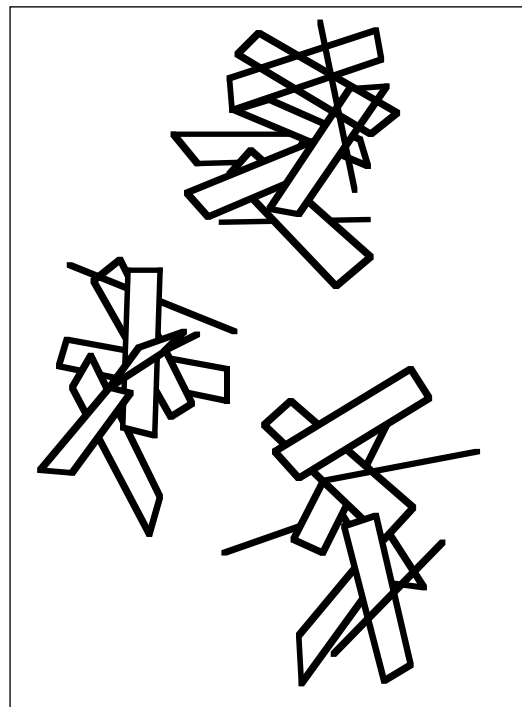


Figura 13: Floculación de los sólidos de perforación.

El SPA funciona como un desfloculante a bajos pesos moleculares (menos de 10.000). Es altamente aniónico y se adsorbe en los sólidos activos de los fluidos de perforación. El polímero adsorbido neutraliza las cargas positivas en las partículas agregadas, lo cual resulta en la repulsión recíproca y la desfloculación. Esto se produce más fácilmente con un pequeño polímero. Los polímeros de cadena corta crean la adsorción máxima en las superficies de las partículas y eliminan el efecto floculante que ocurre cuando un polímero se adsorbe en varias partículas (ver la Figura 14).

Un copolímero contiene dos o más tipos diferentes de monómeros.

TACKLE es un ejemplo de copolímero..

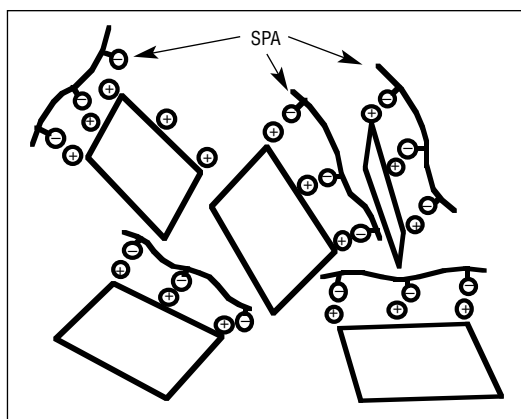


Figura 14: Diagrama del SPA y arcillas.

Muchas compañías de lodo usan poliacrilato de sodio de bajo peso molecular como desfloculante principal para sistemas de bajo contenido de sólidos no dispersos y otros sistemas de polímeros. Puede ser preparado como polvo seco, pero generalmente está disponible en la forma líquida.

El SPA funciona a concentraciones mucho más bajas que los lignosulfonatos. Típicamente, las concentraciones de 0,25 a 1,0 lb/bbl son suficientes para controlar las propiedades reológicas. El SPA no depende del pH alcalino y puede tolerar temperaturas hasta 500°F (260°C). Es más eficaz en los sistemas de polímeros, pero a veces se usa como producto autónomo en el lodo de perforación inicial y en las aplicaciones geotérmicas.

El SPA es sensible a altas concentraciones de sólidos. Como se trata de un material tensioactivo, a veces puede anegarse en un ambiente de alto contenido de sólidos. El SPA es más eficaz cuando la CEC (capacidad

de intercambio catiónico) del lodo es menos de 20 lb/bbl de bentonita equivalente y cuando el peso del lodo es inferior a 12 lb/gal. TACKLE®, también es afectado por el calcio soluble, aunque siga siendo eficaz en las aplicaciones de agua salada.

Copolimerización. Hasta ahora, este capítulo ha tratado solamente de los homopolímeros, es decir los polímeros preparados a partir de unidades idénticas (o monómeros). Partiendo de más de un tipo de monómero y realizando la polimerización, se puede obtener un copolímero. Un copolímero contiene dos o más tipos diferentes de monómeros.

La copolimerización permite desarrollar polímeros que tienen diferentes propiedades que cualquiera de los homopolímeros individualmente. La adición de monómeros crea una dimensión totalmente nueva para las posibilidades de diseño. Se puede usar más de un solo monómero para impartirle propiedades específicas al producto de polímero final. Por ejemplo, se puede usar un monómero para extender la estabilidad térmica y otro para inhibir la lutita.

TACKLE es un ejemplo de copolímero. Es preparado a partir de dos monómeros: acrilato de sodio (como en SPA) y un monómero designado por la industria como AMPS (ácido sulfónico de 2-acrilamido-2-metilpropano). El monómero AMPS proporciona un grupo sulfonato que imparte mayor estabilidad térmica y tolerancia de sólidos, salinidad y dureza que el grupo acrilato de sodio solo.

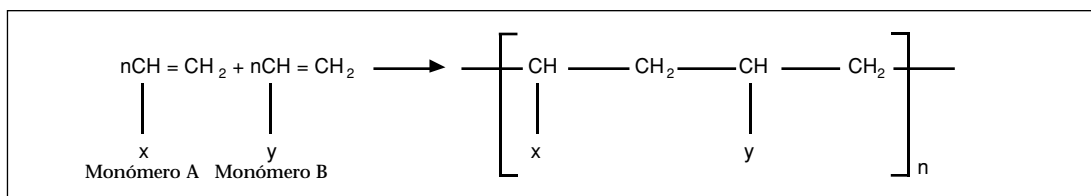


Figura 15: Copolimerización

**...SP-101
tiene un
efecto
estabilizador
en los
recortes.**

AMPS es un monómero bastante costoso; sin embargo, puede proporcionar una estabilidad térmica elevada en la presencia de contaminantes, lo cual no puede ser obtenido con la PAC y el almidón modificado.

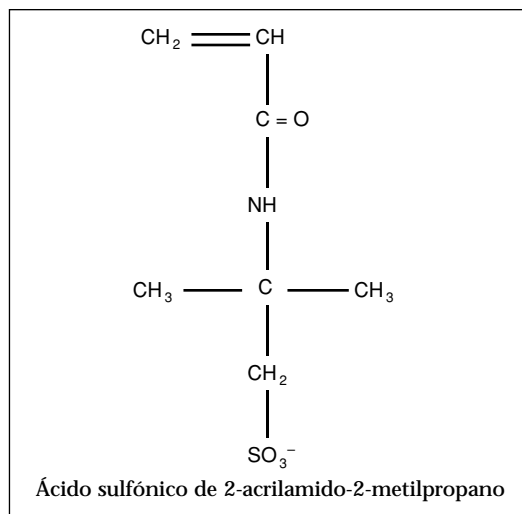


Figura 16: Monómero AMPS.

**TACKLE...es
más
funcional en
el agua
salada que el
SPA de bajo
peso
molecular.**

Debido al monómero AMPS, Tackle tiene una mayor resistencia a la contaminación y tolerancia de sólidos que el SPA solo. Como el SPA, sigue siendo más adecuado para los sistemas de polímeros y las aplicaciones en sistemas de bajo contenido de sólidos no dispersos. También le resulta difícil controlar la viscosidad en un ambiente de alto contenido de sólidos. Sin embargo, es más funcional en el agua salada que el SPA de bajo peso molecular.

SP-101® es un poliacrilato de peso molecular medio (± 300.000) usado principalmente para el control de filtrado. Es estable hasta temperaturas muy altas ($>400^{\circ}\text{F}$ ($204,4^{\circ}\text{C}$)) y se usa frecuentemente en las aplicaciones geotérmicas. Como TACKLE, no depende del pH ni está sujeto a la degradación por actividad bacteriana, pero es sensible a la contaminación del calcio soluble. Se recomienda mantener la concentración del calcio soluble a 300 mg/l o menos para obtener un rendimiento óptimo. Este producto es más eficaz en los sistemas de agua dulce.

El SP-101 se usa generalmente en los sistemas de bajo contenido de

sólidos no dispersos, y en otros sistemas de polímeros tales como PHPA. Además de proporcionar el control de filtrado, SP-101 tiene un efecto estabilizador en los recortes. A veces se observa un pico de viscosidad cuando se agrega inicialmente el SP-101 a un sistema. Una vez que el polímero se incorpora al sistema a una concentración suficiente para encapsular los sólidos, la viscosidad del sistema disminuye y éste se estabiliza. Típicamente, esta concentración es de aproximadamente 1 lb/bbl, pero puede ser ligeramente más alta o más baja, según la carga de sólidos. SP-101 es un desfloculante eficaz, especialmente en aplicaciones de alta temperatura y aplicaciones de polímeros.

Aunque SP-101 no produzca el efecto inmediato de reducción de la viscosidad que se puede observar con TACKLE, proporciona la estabilización de las propiedades reológicas cuando la concentración excede 1 lb/bbl. SP-101 es muy eficaz para estabilizar las propiedades reológicas de muchos sistemas de agua dulce, incluyendo los sistemas PHPA; geotérmicos; y los sistemas de bajo contenido de sólidos no dispersos.

**Copolímero poliacrilamida/
poliacrilato.** La Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) se usa frecuentemente para identificar el copolímero poliacrilamida/
poliacrilato. El producto final de una PHPA es el mismo polímero que es formado por una copolimerización de poliacrilamida/poliacrilato. Aunque el producto sea frecuentemente llamado PHPA, en realidad es el producto de la copolimerización de los monómeros acrilamida y acrilato de sodio. A efectos de simplicidad, el material será llamado PHPA.

Las propiedades de la PHPA son afectadas por el peso molecular y por la relación de grupos carboxilo a grupos amida. La poliacrilamida sola es insoluble, por lo tanto debe ser copolimerizada con acrilato de sodio para obtener la solubilidad en agua. La copolimerización con el acrilato de sodio produce un polímero aniónico que es hidrosoluble. La relación de poliacrilato de sodio a acrilamida al

principio del proceso determina la relación de los dos grupos funcionales en el copolímero final. Los dos monómeros que constituyen el copolímero están ilustrados a continuación.

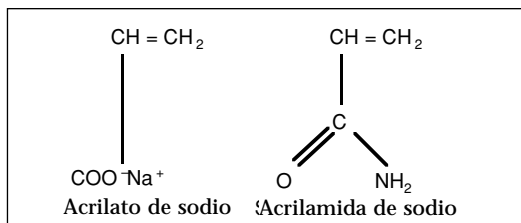


Figura 17: Acrilato/acrilamida de sodio.

Durante la copolimerización, los dos monómeros se enlazan de manera aleatoria para formar una cadena principal lineal de carbono-carbono. El copolímero resultante tiene grupos carboxilo y grupos amida distribuidos de manera aleatoria a lo largo de su cadena principal. El copolímero resultante está ilustrado en la Figura 18.

Cabe notar que, debido al enlace carbono-carbono, el polímero tiene una estabilidad térmica excepcional y es resistente a las bacterias. También cabe notar que el polímero es aniónico, es decir que es afectado por la dureza y las superficies catiónicas como las que se encuentran en las arcillas.

POLY-PLUS®. La PHPA más usada en los fluidos de perforación es la versión de alto peso molecular, la cual es preparada con 65 a 70% de acrilamida y el porcentaje restante de acrilato. Los pesos moleculares varían hasta 20 millones. POLY-PLUS se usa como inhibidor de lutita y como polímero encapsulador de sólidos en los sistemas de agua dulce, agua salada, NaCl y KCl. Además de sus propiedades inhibidoras de lutita, también proporciona la encapsulación de los recortes y la viscosidad en los

sistemas de agua dulce.

La característica inhibidora de lutita de la PHPA ocurre cuando el polímero se agrega a las arcillas en el pozo y bloquea la hidratación y la dispersión que suelen producirse normalmente. Los grupos carboxilo aniónico se agregan a las cargas positivas en los bordes de las partículas de arcilla. Como el polímero tiene un alto peso molecular y es relativamente largo, este polímero se combina con varios sitios a lo largo del pozo. Esto tiene como resultado el revestimiento del pozo y la limitación del agua que entra en la arcilla.

El mismo efecto puede ser observado en los recortes. El polímero ayuda a conservar la integridad de los recortes, lo cual facilita considerablemente la remoción de los recortes en la superficie.

La PHPA también contribuye a la estabilización de las lutitas aumentando la viscosidad de la fase acuosa. La PHPA aumenta la viscosidad del filtrado de fluido de perforación, lo cual limita la profundidad de invasión del filtrado. Aunque el agua pueda penetrar bien dentro de una lutita, un filtrado de polímero grueso se enfrenta a una resistencia mucho más grande, debido a la acumulación rápida de presiones capilares. Esto reduce la cantidad de agua de filtrado disponible para la hidratación. También limita la capacidad de un filtrado para entrar en un pequeño plano de fisura o de fractura dentro de una lutita.

Los estudios de lutitas han establecido que una relación de unidades de acrilamida a unidades de acrilato de 70:30 es óptima para los fluidos de perforación. Esto suele ser llamado hidrólisis de 30%. También se ha determinado que los polímeros de peso molecular más alto, encapsulan la lutita mejor que los polímeros de peso molecular bajo.

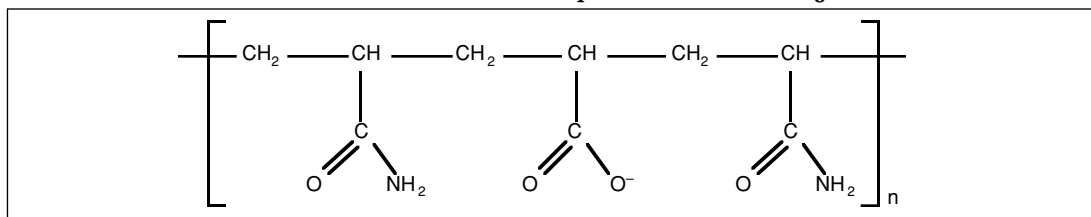


Figura 18: PHPA.

La PHPA también contribuye a la estabilización de las lutitas aumentando la viscosidad de la fase acuosa.

Como se mencionó anteriormente, es necesario copolimerizar con acrilato de sodio para obtener la solubilidad en agua; sin embargo, un poliacrilato de 100% no proporciona tanta inhibición como la relación de 70:30. Incluso cuando los pesos moleculares son igualmente altos, la relación de 70:30 proporciona una mejor inhibición de lutita.

Se cree que un poliacrilato de peso molecular alto tiene demasiada afinidad con las cargas positivas de las arcillas. De modo parecido a los lignosulfonatos, cuando el polímero permanece en el sistema y se agrega a los bordes de la arcilla activa, tanto en el sistema de fluido como en el pozo, las grandes fuerzas de atracción pueden separar las arcillas y causar su dispersión en el sistema. El grupo amida ayuda, proporcionando cierta distancia entre los grupos carboxilo fuertemente aniónicos y los sitios catiónicos en las partículas de arcilla. Cuando los grupos amida y los grupos carboxilo están distribuidos de manera uniforme a lo largo de la cadena del polímero, el volumen del grupo amida impide que el grupo carboxilo se aproxime demasiado a las cargas de arcilla y separe las arcillas.

El grupo acrilamida también tiene una afinidad con la superficie de la arcilla, pero se trata de un enlace de hidrógeno relativamente débil en comparación con la fuerte interacción iónica entre el grupo carboxilo y los bordes cargados positivamente en las partículas de arcilla. El grupo acrilamida es capaz de formar enlaces de hidrógeno a lo largo de la superficie de la arcilla. Aunque no sean tan fuertes como la interacción iónica que ocurre al lado, estos enlaces de hidrógeno sirven para mantener la interacción entre el polímero y la arcilla, así como para establecer cierta distancia entre las cargas libres.

En un ambiente salino, la PHPA sigue siendo eficaz como estabilizador de lutita, aunque su concentración debe ser aumentada para producir un efecto importante sobre la viscosidad del filtrado. Cuando la salinidad del agua aumenta, la PHPA no se hidrata libre con la misma facilidad, y el

polímero permanece un tanto enrollado. Esto produce una reducción de la característica viscosificadora del polímero. Sin embargo, el polímero sigue siendo aniónico y se adsorbe en los sitios activos del pozo.

La aplicación de PHPA a los fluidos de perforación a base de sal significa simplemente que más polímero PHPA debe ser agregado para obtener los mismos efectos de encapsulación y aumento de la viscosidad del filtrado. Como los lodos salados, especialmente los lodos de KCl, imparten una gran estabilización de lutita por sí mismos, un lodo salado de PHPA ofrece excepcionales características de estabilización de lutita. La sal o KCl proporciona una excelente estabilización de lutita y la PHPA proporciona un filtrado viscosificado que limita la profundidad de invasión.

Uno de los inconvenientes de la PHPA es su sensibilidad al calcio soluble. Como el poliacrilato, el sitio de carboxilo aniónico reacciona con el calcio. Este problema se plantea especialmente en los sistemas de agua dulce, donde el calcio puede precipitar el polímero PHPA y cualesquier sólidos en los cuales el polímero pueda adsorberse. En algunos casos, la PHPA funciona como un floculante en la presencia de calcio, especialmente cuando el contenido de sólidos del fluido de perforación es bajo. Cuando el contenido de sólidos es bajo y se introduce calcio, la floculación ocurre y los sólidos se precipitan y se sedimentan fuera del lodo. En los sistemas de alto contenido de sólidos, la introducción de calcio flocula el sistema, produciendo viscosidades muy altas.

En un lodo salado, el polímero PHPA permanece relativamente enrollado y no es tan sensible a los efectos floculantes del calcio soluble. Sigue siendo afectado por Ca^{2+} , por lo menos hasta cierto punto. Como Ca^{2+} reacciona directamente en el polímero con un sitio aniónico, ese sitio aniónico no está disponible para un sitio activo del pozo. Resumiendo, se debe usar más polímero para contrarrestar el efecto del calcio.

Uno de los inconvenientes de la PHPA es su sensibilidad al calcio soluble.

Para eliminar el calcio del sistema, se requiere añadir una fuente de carbonato...

La hidrólisis del polímero PHPA...es insignificante hasta que se alcance el pH 10...

Se recomienda tratar el calcio soluble hasta obtener una concentración inferior a 300 mg/l en los sistemas de PHPA. Esto se realiza más fácilmente en las aplicaciones de bajo contenido de sólidos y baja densidad, especialmente cuando los sólidos no son muy hidratables. Cuando la concentración de sólidos es relativamente alta, tal como un peso de lodo superior a 10 lb/gal y un valor de MBT superior a 20 lb/bbl bentonita equivalente, entonces tratar el calcio es más difícil de tratar. Para eliminar el calcio del sistema, se requiere añadir una fuente de carbonato, tal como el carbonato de sodio o el bicarbonato de soda, que pueda flocular el sistema.

Se establece una analogía similar con la contaminación de magnesio. El magnesio también es atraído por el sitio de carboxilo aniónico. Para tratar el magnesio, es necesario aumentar el pH hasta el nivel de 10,0 a 10,5. Como la reacción que ocurre a ese pH es reversible, el pH debe ser mantenido a dicho nivel para impedir que el magnesio que ahora es insoluble vuelva a ser soluble. Los sistemas de PHPA son sistemas no dispersos y toleran difícilmente los pH alcalinos. Como cualquier sistema no disperso, la adición de soda cáustica tiene un efecto floculante sobre los sistemas de PHPA. El ion hidróxido (OH^-) es muy reactivo y se dirige directamente hacia las arcillas no protegidas en el sistema. El resultado es el mismo que se puede observar cuando se agrega soda cáustica al lodo de perforación inicial, es decir la floculación.

La hidrólisis del polímero PHPA ocurre a cualquier pH, pero es insignificante hasta que se alcance el pH 10, cuando comienza una hidrólisis más rápida. La hidrólisis no es total a un pH 10, pero como la hidrólisis causa la liberación de gas amoníaco (NH_3), el cual es muy evidente a bajas concentraciones en el sitio del equipo de perforación, esta condición debe evitarse. En realidad la hidrólisis es un proceso bastante lento a un pH 10, tomando mucho tiempo para que la reacción se desarrolle a través del polímero enrollado. El proceso puede ser acelerado por altas temperaturas. A temperaturas mayores que 300°F

(149°C), la hidrólisis es mucho más rápida.

PHPA COMO EXTENDEDOR DE BENTONITA, FLOCULANTE SELECTIVO Y FLOCULANTE TOTAL

Según su peso molecular y la relación de monómeros acrilamida a monómeros acrilato, la PHPA puede desempeñar varias funciones en un fluido de perforación base agua.

Gelex®. Un ejemplo de PHPA usada como extendedor de bentonita. Cuando las condiciones son apropiadas, concentraciones muy bajas de PHPA pueden extender la viscosidad de la bentonita. Cuando el contenido total de sólidos del sistema es inferior a 4% en volumen, y la concentración total de bentonita es inferior a 20 lb/bbl, la PHPA puede agregarse a los sitios positivos de una partícula de arcilla de bentonita. Como la partícula de bentonita está unida a parte del polímero y el resto del polímero está libre para hidratarse y/o agregarse a otras partículas de arcilla, esto resulta en un aumento de la viscosidad. En efecto, el polímero PHPA se hidrata y se desenrolla, y está en suspensión con las partículas coloidales de bentonita.

Para que la PHPA extienda eficazmente el rendimiento de la bentonita, será necesario reunir varias condiciones además de las concentraciones de bentonita y del contenido total de sólidos. Primero, el sistema debe ser un sistema de agua dulce y relativamente libre de calcio (<200 mg/l) para que la bentonita se hidrate apropiadamente. Segundo, la cantidad de polímero debe estar comprendida en el rango de concentración de 0,05 a 0,1 lb/bbl. Tercero, el sistema no debe contener ningún dispersante – o cualquier otro aditivo que se adsorba en la bentonita.

El proceso de extensión de la bentonita es frágil y se limita a aplicaciones en sistemas no dispersos con un bajo contenido de sólidos. La adición de apenas una pequeña cantidad de PHPA causa un aumento inmediato de la viscosidad. Cuando se aumenta la concentración de PHPA, la viscosidad alcanza un valor máximo, después de lo cual, cuando se agrega más polímero, la viscosidad empieza a

**La PHPA
también se
puede
utilizar como
floculante.**

disminuir. El rango efectivo de las concentraciones de polímero es muy limitado. Si la concentración de polímero es demasiado baja, el sistema es poco menos que una lechada de gel con una baja concentración de bentonita. Si se trata con una cantidad excesiva de polímero, la viscosidad del sistema disminuye demasiado.

El grado de extensión de bentonita depende de los siguientes factores:

- El peso del lodo y la relación de acrilamida a acrilato.
- El tamaño y la hidratación de la partícula.
- La salinidad y dureza del agua de preparación.
- La concentración del polímero PHPA.

FLOXIT™. La PHPA también se puede utilizar como floculante. La floculación es el proceso mediante el cual las partículas individuales son conectadas en grandes agregados débilmente enlazados por un polímero floculante. La masa resultante de partículas enlazadas aumenta hasta el punto en que la aglomeración de sólidos deja de estar suspendida. La sedimentación es más eficaz cuando el sistema está en reposo.

El mecanismo de la floculación es muy parecido al mecanismo utilizado para la extensión de bentonita. La PHPA también es eficaz en ambas aplicaciones. Cabe notar que la PHPA no es tan eficaz para flocular los sistemas que contienen bentonita. Como la bentonita se descompone en sólidos hidratados de tamaño coloidal, la bentonita no se sedimenta. Las pequeñas partículas hidratadas no tienen suficiente densidad para sedimentarse.

El uso de FLOXIT se limita a las aplicaciones de perforación con agua clara. Una vez que los sólidos se acumulan en el agua o que el sistema se densifica, el producto deja de ser útil. La determinación de la concentración óptima de FLOXIT debe ser realizada mediante pruebas piloto. La eficacia de la floculación depende de la interacción entre el polímero y los sólidos, lo cual, a su vez, depende de los siguientes factores:

- Hidratabilidad de los sólidos.
- Concentración de los sólidos.

- Salinidad del agua.
- Dureza del agua.
- Características químicas del polímero.
- Concentración de polímero.
- Propiedades reológicas del sistema.
- Geometría y tamaño del tanque de asentamiento.
- Tiempo de retención.
- Temperatura.

Se recomienda mezclar el FLOXIT en agua de dilución a una concentración de 1 a 2 lb/bbl, antes de agregarlo al sistema. De nuevo, será necesario realizar pruebas piloto para determinar la concentración óptima.

POLÍMEROS SINTÉTICOS DE ALTA TEMPERATURA

Debido al enlace carbono-carbono térmicamente estable que constituye la cadena principal de los polímeros sintéticos, los polímeros de alta temperatura son derivados sintéticamente. Varios polímeros de alta temperatura están disponibles para los fluidos de perforación. Algunos de éstos son preparados a partir del monómero AMPS (ácido sulfónico de 2-acrilamido-2-metilpropano). El monómero AMPS fue descrito anteriormente en este capítulo en relación con TACKLE. AMPS se usa en la preparación de TACKLE para mejorar la tolerancia de sólidos, la salinidad y la dureza a altas temperaturas.

AMPS también se usa para mejorar la tolerancia de contaminantes a altas temperaturas en los aditivos de control de filtrado. Los ejemplos de copolímeros y terpolímeros que incorporan al monómero AMPS u otros monómeros sulfonados incluyen el Hostadrill 2825 de Hoeschst, el Driscall-D de Drilling Specialties y el Polydrill de SKW. Los fabricantes de estos materiales afirman que sus polímeros respectivos son resistentes a la sal y a la dureza hasta temperaturas de 400°F (204°C). Las estructuras químicas de Hostadrill y Polydrill están ilustradas en las Figuras 19 y 20.

El copolímero Anhídrido Maleico de Estireno Sulfonado (SSMA) es un ejemplo de polímero de alta temperatura cuya función es impedir la gelificación a altas temperaturas. Este copolímero se aplica generalmente a los

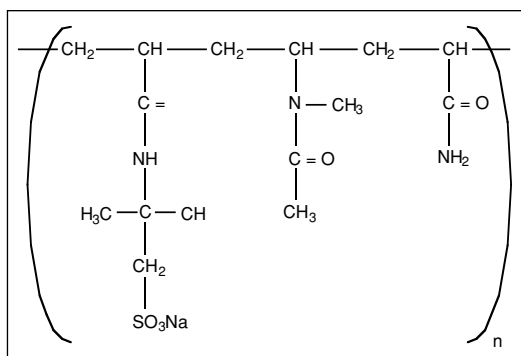


Figura 19: Hostadrill 2825.

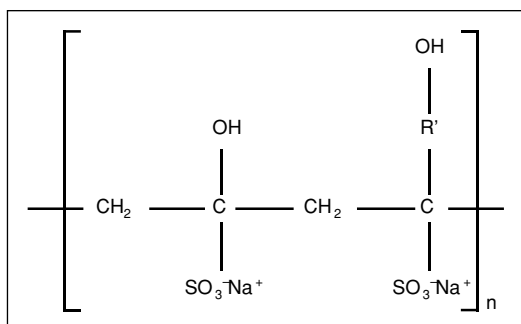


Figura 20: Polydrill.

pozos a temperaturas elevadas, antes de realizar los registros y en otras oportunidades cuando no se hace circular el fluido de perforación por mucho tiempo. Tiene como efecto el mantenimiento de esfuerzos de gel estables a altas temperaturas. No se trata de un aditivo de control de filtrado ni de un desfloculante (ver la Figura 21).

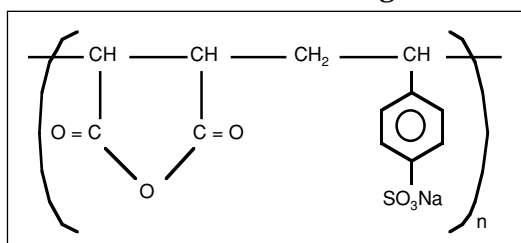


Figura 21: SSMA.

El sistema POLYSTAR™ 450 de M-I está basado en polímeros sintéticos.

El sistema POLYSTAR™ 450 de M-I está basado en polímeros sintéticos. El RHEOSTAR™ es un producto que se usa para controlar la gelificación y la floculación de bentonita a altas temperaturas, y para disminuir la viscosidad y causar la floculación. Debido a la naturaleza compleja de los ambientes a base de agua de altas temperaturas, RHEOSTAR se compone de una mezcla de tres polímeros sintéticos de bajo peso molecular. Estos polímeros son diferentes de los polímeros AMPS

tradicionales a base de acrilato. Rheostar es un polvo seco que desempeña fácilmente su función en agua salada y agua dulce. Es estable hasta 450°F (232°C). Las concentraciones típicas varían de 6 a 12 lb/bbl.

DURASTAR™. DURASTAR proporciona el control de la filtración a altas temperaturas en el sistema POLYSTAR 450. Se trata de un copolímero entrecruzado, preparado a partir del monómero acrilamida, un monómero sulfonado y un monómero de entrecruzamiento. El grado de entrecruzamiento en la estructura del polímero desempeña un papel importante en las características de solubilidad y control de filtrado del polímero. Un entrecruzamiento excesivo produce un polímero rígido y mal hidratado, mientras que un entrecruzamiento insuficiente resulta en un polímero que tiene propiedades similares a la PHPA, la cual es larga y lineal y tolera muy poco la contaminación.

Debido a su estructura entrecruzada, DURASTAR es compacto y globular. Guarda una forma esférica y compacta, en comparación con las formas desenrolladas y alargadas de los polímeros lineales (ver la Figura 22), los cuales se desenrollan para formar partículas de forma lineal.

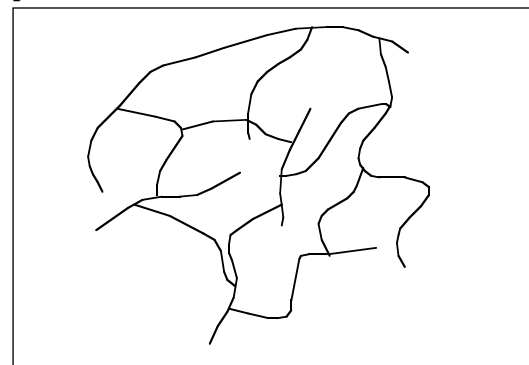


Figura 22: Durastar.

Una de las ventajas de su forma compacta es que DURASTAR está más protegido, y por lo tanto, es más estable térmicamente y más resistente a los sólidos y a la dureza. DURASTAR es estable hasta 450°F (232°C) en aplicaciones de agua dulce y agua salada. Las concentraciones típicas varían de 5 a 10 lb/bbl. Está disponible como emulsión inversa activa al 30%.

Introducción

Una de las funciones básicas del fluido de perforación es sellar las formaciones permeables y controlar la filtración (pérdida de filtrado). Los problemas potenciales relacionados con los revoques gruesos y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo reducido, el aumento del torque y arrastre, tuberías pegadas, la pérdida de circulación, la calidad inferior de los registros y daños a la formación. Con frecuencia se requiere un control adecuado de la filtración y la deposición de un revoque delgado de baja permeabilidad para evitar los problemas de perforación y producción.

Problemas potenciales relacionados con el espesor excesivo del revoque:

1. Puntos apretados en el pozo que causan un arrastre excesivo.
2. Mayor suabeo y pistoneo debido a la reducción del espacio anular libre.
3. Pegadura por presión diferencial de la columna de perforación debido a la mayor superficie de contacto y al desarrollo rápido de las fuerzas de adhesión causado por la tasa de filtración más alta.
4. Dificultades con la cementación primaria debido al desplazamiento inadecuado del revoque.
5. Mayor dificultad para bajar el revestidor.

Problemas potenciales relacionados con la invasión excesiva de filtrado:

1. Daños a la formación causados por la invasión de filtrado y sólidos. La zona dañada está ubicada a una profundidad demasiado grande para que pueda ser reparada mediante perforación o acidificación. Los daños pueden consistir en precipitación de compuestos insolubles, cambios de humectabilidad, cambios de permeabilidad relativa respecto al aceite o al gas, taponamiento de la formación por finos o sólidos, y el hinchamiento de las arcillas *in-situ*.
2. Prueba inválida de muestreo del fluido de la formación. Las pruebas de flujo del fluido de la formación pueden dar resultados que se refieren al filtrado y no a los fluidos del yacimiento.
3. Dificultades en la evaluación de la formación causadas por la invasión excesiva de filtrado, la mala transmisión de las propiedades eléctricas a través de revoques gruesos, y posibles problemas mecánicos al bajar y recuperar las herramientas de registro. Propiedades erróneas medidas por las herramientas de registro (midiendo propiedades alteradas por el filtrado en vez de las propiedades de los fluidos del yacimiento).
4. Las zonas de aceite y gas pueden pasar desapercibidas porque el filtrado está desplazando a los hidrocarburos, alejándolos del pozo, lo cual dificulta su detección.

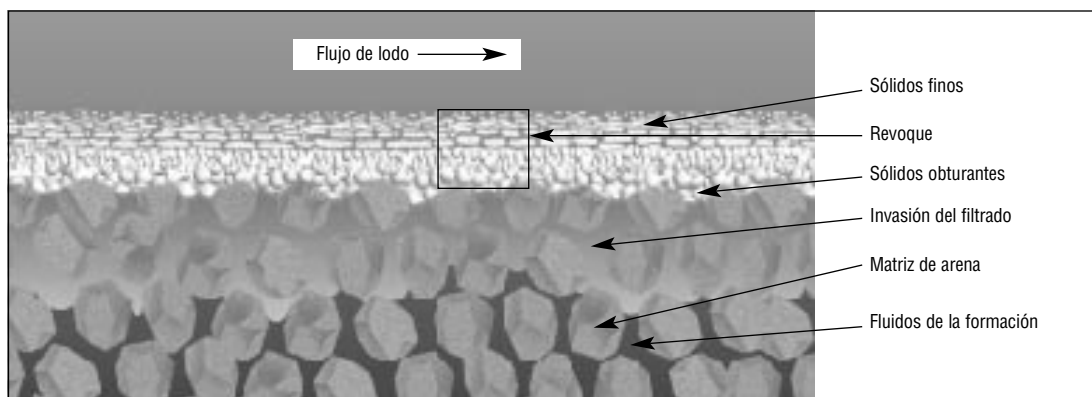


Figura 1: Características de la filtración.

Fundamentos de la Filtración

API ha normalizado dos procedimientos para la prueba de filtración estática.

Los sistemas de lodo deberían... sellar las zonas permeables lo más rápido posible...

Los fluidos de perforación son lechadas que se componen de una fase líquida y partículas sólidas. La *filtración* se refiere a la acción mediante la cual la presión diferencial hace entrar a la fase líquida del lodo de perforación dentro de una formación permeable. Durante este proceso, las partículas sólidas son *filtradas*, formando un *revoque* (ver la Figura 1). Si la fase líquida también contiene un líquido inmiscible – tal como una salmuera en un lodo base aceite – entonces las gotas del líquido inmiscible también se depositarán en el revoque y contribuirán al control de filtración. La permeabilidad se refiere a la capacidad del fluido para fluir a través de formaciones porosas.

Los sistemas de lodo deberían estar diseñados para sellar las zonas permeables lo más rápido posible con revoques lisos y delgados. En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación (según el tamaño de los sólidos del lodo). Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello. Los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande. Dichos agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida de circulación.

La filtración ocurre bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas, durante las operaciones de perforación. La filtración bajo condiciones dinámicas ocurre mientras el fluido de perforación está circulando. La filtración estática ocurre en otros momentos – durante las conexiones, los viajes o cuando el fluido no está circulando. Las mediciones de filtración y revoque de baja presión, baja temperatura y Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) del Instituto Americano del Petróleo (API) realizadas por el ingeniero del lodo son pruebas estáticas. Estas pruebas son muy eficaces para evaluar las tendencias globales de filtración del lodo, y en cierto modo proporcionan una indicación de las características de la filtración dinámica de flujo laminar. Pruebas más complejas y

laboriosas, realizadas con instrumentos de laboratorio, están disponibles para medir la filtración dinámica, pero no son prácticas para realizar pruebas de rutina.

PRUEBAS DE FILTRACIÓN ESTÁTICA

El API ha normalizado dos procedimientos para la prueba de filtración estática. La primera es la prueba de baja presión, baja temperatura y la otra es la prueba de filtrado ATAP (Alta Temperatura, Alta Presión). Normalmente, la prueba de baja temperatura, baja presión se llama “prueba de filtración de API”.

El procedimiento de filtración de API es realizada durante 30 minutos a temperatura ambiente con una presión diferencial de 100 psi a través del papel filtro. Las variaciones de temperatura afectan esta prueba; por lo tanto se recomienda realizar esta prueba cada vez a más o menos la misma temperatura. En la gama de temperaturas de 70 a 140°F, el volumen de filtrado aumentará en un 50% o aproximadamente 10% por cada aumento de temperatura de 15°. El volumen de filtrado de API es indicado por los centímetros cúbicos (cm³) de filtrado captado después de 30 minutos. El espesor del revoque de API que se ha depositado durante la prueba de filtración de API está indicado en 1/32 de pulgada. En algunas regiones, los operadores requieren medidas métricas, y el espesor del revoque está indicado en milímetros (mm).

La prueba ATAP es realizada durante 30 minutos a 300°F o a una temperatura equivalente a la temperatura de la formación, con una presión diferencial de 500 psi a través del papel filtro. Esta prueba puede ser realizada a temperaturas tan bajas como 200°F y tan altas como 450°F. El valor indicado del filtrado ATAP es igual a dos veces (2x) los centímetros cúbicos (cm³) del filtrado captado después de 30 minutos. Se debe doblar el volumen de filtrado porque la superficie de filtración de la celda de filtración ATAP es igual a la mitad de la superficie de filtración de la celda de filtrado API. El espesor del revoque ATAP depositado durante la prueba de filtración ATAP está indicado en 1/32 pulgada o en milímetros (mm).

Esta alta tasa de filtración inicial se llama pérdida instantánea.

La ley de Darcy, un modelo clásico de flujo de fluido, ayuda a identificar los factores que afectan la filtración.

El receptor de filtrado para la prueba ATAP está presurizado para evitar la vaporización del filtrado calentado. Esta presión debe ser más alta que la presión de vapor de agua a la temperatura de prueba. A temperaturas de prueba de 300°F o menos, la presión del receptor alcanza 100 psi con la presión de la celda a 600 psi. Para temperaturas de prueba superiores a 300°F, la presión del receptor en la prueba ATAP debería ser determinada a partir de la presión de vapor de agua a la temperatura de prueba. Se establece la presión de la celda o unidad superior a la presión del receptor más 500 psi para crear la presión diferencial estándar de 500 psi. Se usa un papel filtro Whatman N° 50 o equivalente a las temperaturas de prueba inferiores a 350°F. El papel filtro se carboniza (se consume) cuando las temperaturas se acercan a 400°F. Discos de acero inoxidable Dynalloy X-5 o equivalentes deberían ser usados en lugar del papel filtro a temperaturas mayores de 350°F. Los discos Dynalloy X-5 NO son reutilizables.

Otro tipo de prueba de filtración estática ATAP, el Aparato de Taponamiento de Permeabilidad (PPA), es usado ocasionalmente para evaluar la tasa de filtración a través de núcleos simulados (discos de aloxita o cerámica). Esta prueba se llama Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT) y mide una “pérdida instantánea” y una pérdida de filtrado de 30 minutos a presiones muy altas (500 a 2.500 psi) y temperaturas elevadas. El PPA es una celda ATAP modificada con un pistón flotante y una cámara de lodo presurizada hidráulicamente. La unidad tiene el núcleo simulado en la parte superior de la celda y el filtrado es captado en la parte superior.

TEORÍA DE FILTRACIÓN

Para que la filtración pueda ocurrir, tres condiciones son necesarias:

1. Debe haber un líquido o un fluido líquido/lechada de sólidos.
2. Debe haber un medio permeable.
3. La presión del fluido debe ser más alta que la presión del medio permeable.

Durante la perforación, se hace circular un fluido a través del pozo. Se perforan zonas permeables como las areniscas y se mantiene generalmente la presión hidrostática de la columna de lodo a una

presión superior a la presión poral. Una vez que estas condiciones se han satisfecho, un revoque de sólidos de lodo se acumula sobre las formaciones permeables. Mientras tanto, la fase líquida del lodo, es decir el filtrado, fluirá a través del revoque y dentro de la formación. El espesor del revoque y la profundidad de invasión de filtrado son controlados por la concentración de sólidos, la presión diferencial, la permeabilidad del revoque y el tiempo de exposición.

Durante la exposición inicial de una formación permeable a un fluido de perforación, cuando los sólidos del lodo están formando un revoque de baja permeabilidad en el pozo, se produce una alta tasa de filtración y los sólidos finos del lodo invaden la formación. Esta alta tasa de filtración inicial se llama *pérdida instantánea*.

FILTRACIÓN ESTÁTICA

La filtración estática ocurre bajo condiciones estáticas, es decir en cualquier momento en que el lodo no está circulando. Varios factores controlan la tasa de filtración bajo estas condiciones. La ley de Darcy, un modelo clásico de flujo de fluido, ayuda a identificar los factores que afectan la filtración. También se puede usar para ilustrar el volumen de filtrado y el espesor del revoque.

La ley de Darcy se aplica al flujo de fluidos a través de materiales permeables (arena, arenisca o revoque). Puede ser usada para establecer la relación entre la tasa de filtración y la permeabilidad, superficie de la sección transversal, presión diferencial, viscosidad del filtrado y espesor del revoque (ver la Figura 2). Para el flujo de filtrado a través de un revoque, la permeabilidad del *revoque* es la permeabilidad determinante, visto que es mucho más baja que la permeabilidad de la formación. La ley de Darcy se puede escribir de la siguiente manera:

$$q = \frac{k A \Delta P}{\mu h}$$

Donde:

q = Caudal de filtrado (cm³/seg)

k = Permeabilidad (darcys)

A = Superficie de la sección transversal (cm²)

ΔP = Presión diferencial (atmósferas)

μ = Viscosidad (cP)

h = Espesor del revoque (cm)

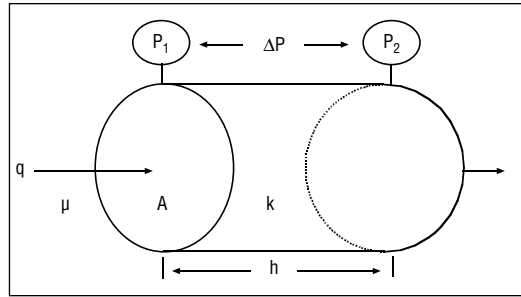


Figura 2: Ilustración del flujo de la ley de Darcy.

Como lo ilustra esta ecuación, la pérdida de filtrado es inferior cuando la permeabilidad del revoque es más baja, la superficie es más pequeña y la presión diferencial es más baja. La filtración también disminuye cuando la viscosidad del filtrado y el espesor del revoque aumentan, siempre que el revoque más grueso tenga la misma permeabilidad.

Durante los periodos estáticos, el espesor del revoque aumenta con el tiempo, pero la velocidad de deposición disminuye. Un revoque grueso puede causar numerosos problemas y debería evitarse. Por lo tanto, la filtración estática es la principal preocupación y sería conveniente que cualquier situación de perforación sufriera la menor pérdida posible de filtrado.

Se evalúa la tasa de filtración de un fluido de perforación midiendo el volumen de filtrado captado durante un periodo estándar. Por este motivo, la ley de Darcy debería ser modificada para determinar el volumen de filtrado V_F . La tasa de filtración, q , es igual al cambio del volumen de filtrado dividido por la variación de tiempo, dV_F/dt . El espesor del revoque, h , puede ser definido matemáticamente de la siguiente manera:

$$h = \frac{(V_F) F_{SLDS-LODO}}{A [F_{SLDS-REVOQUE} - F_{SLDS-LODO}]}$$

Donde:

V_F = Volumen de filtrado
 $F_{SLDS-LODO}$ = Volumen de la fracción de sólidos en el lodo
 $F_{SLDS-REVOQUE}$ = Volumen de la fracción de sólidos en el revoque

Sustituyendo esto en la ley de Darcy y resolviendo (integrando) para el volumen de filtrado:

$$V_F = A \sqrt{\frac{2kt[F_{SLDS-REVOQUE} - F_{SLDS-LODO}]\Delta P}{\mu (F_{SLDS-VLODO})}}$$

Donde:

t = Tiempo

Esta ecuación demuestra que el volumen de filtrado está relacionado con la superficie y las raíces cuadradas del tiempo, la permeabilidad y la presión diferencial. Por lo tanto, el volumen de filtrado será menor cuando los tiempos son más cortos y la permeabilidad del revoque y la presión diferencial son más bajas. El volumen de filtrado también varía inversamente a las raíces cuadradas de la viscosidad y fracción de sólidos del lodo. Por lo tanto, el volumen de filtrado será menor cuando la viscosidad del filtrado aumenta. El efecto de las concentraciones de sólidos es complejo y no afecta el volumen de filtrado de la misma manera que las otras variables. En base a esta relación, puede ser generalmente útil usar medidas de filtración, V_{F1} , tomadas bajo un conjunto de condiciones para pronosticar la filtración, V_{F2} , bajo otro conjunto de condiciones.

FACTORES QUE AFECTAN LA FILTRACIÓN

Tiempo. Cuando todas las otras condiciones son constantes (presión, superficie, viscosidad, permeabilidad), la tasa de filtración y la velocidad de crecimiento del revoque disminuyen progresivamente con el tiempo, de la manera pronosticada por la ley de Darcy. Para pronosticar el volumen de filtrado, V_{F2} , sobre un periodo de tiempo considerado, t_2 , a partir de una medida de filtración, V_{F1} , tomada a un periodo de tiempo, t_1 , el volumen de filtrado captado estará en función de la raíz cuadrada de la relación entre los dos intervalos de tiempo:

$$V_{F2} = V_{F1} \sqrt{\frac{t_2}{t_1}}$$

Donde:

V_{F2} = Volumen de filtrado desconocido a un tiempo t_2
 V_{F1} = Volumen de filtrado al tiempo t_2
 t_2 = Periodo de tiempo considerado
 t_1 = Periodo de tiempo para V_{F1}

Si el volumen de filtrado, V_{F1} , se mide después de 1 hora y de nuevo después de 4 horas, el segundo volumen de filtrado, V_{F2} , será 2 veces el volumen del primer filtrado, y no 4 veces el volumen.

**...sería
conveniente
que cualquier
situación de
perforación
sufriera la
menor
pérdida
posible de
filtrado....**

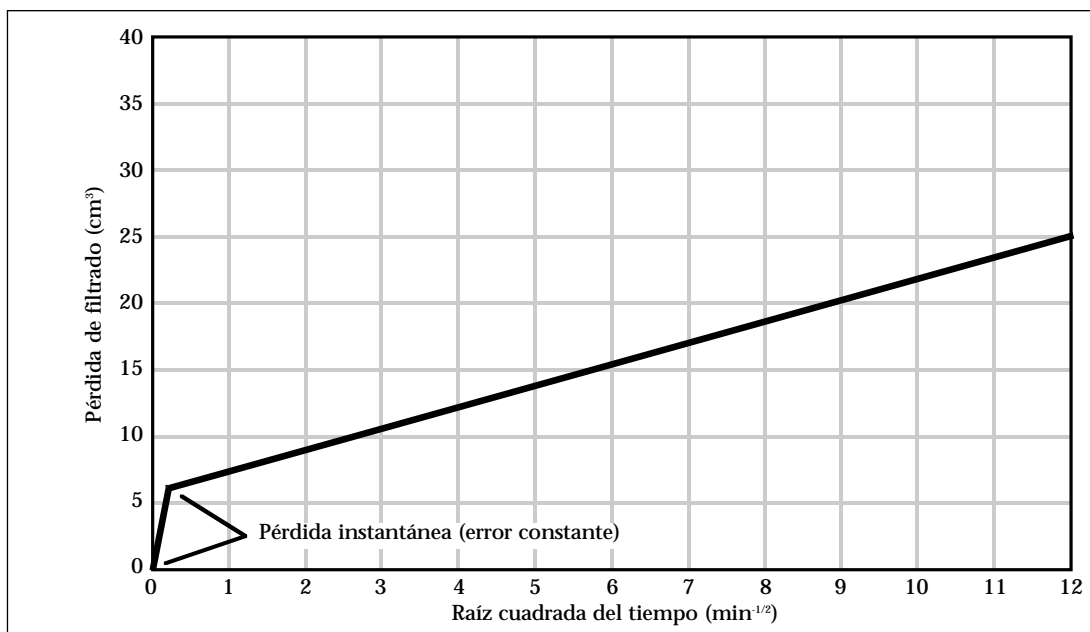


Figura 3: Relación entre la pérdida de filtrado y la raíz cuadrada del tiempo.

$$V_{F2} = V_{F1} \sqrt{\frac{4}{1}} = V_{F1} \times 2$$

Si se conoce el volumen de filtrado para un tiempo de prueba, se puede pronosticar el volumen para otro tiempo de prueba. El tiempo de la prueba de filtración de API es 30 minutos. En el campo, se suele usar un tiempo de prueba de 7 1/2 minutos y doblar el volumen de filtrado para estimar el valor API a 30 minutos.

$$V_{F2} = V_{F1} \sqrt{\frac{30}{7.5}} = V_{F1} \times 2$$

Advertencia: Esta práctica puede causar errores graves en el volumen de filtrado API registrado. Si el lodo tiene una pérdida instantánea alta, el doble del volumen de filtrado a 7 1/2 minutos será mayor que el volumen verdadero de filtrado API a 30 minutos. Si el lodo tiene una baja tasa de filtración, el volumen de filtrado que llena la trayectoria de flujo vacía en la celda del filtro antes de que se recoja el fluido (volumen retenido) hará que el doble del volumen de filtrado a 7 1/2 minutos sea inferior al volumen verdadero de filtrado API a 30 minutos.

La prueba de filtración ATAP de API siempre debe ser realizada durante 30 minutos. Los efectos térmicos y el volumen retenido por la celda hacen que la prueba ATAP de 7 1/2 minutos sea insignificante.

Como se ilustra en la Figura 3, la tasa de filtración es lineal cuando se traza el volumen de filtración en relación con la raíz cuadrada del tiempo o en una escala semilogarítmica. El volumen de filtrado aumenta en proporción directa a la raíz cuadrada del tiempo. En general, una línea recta trazada a varios tiempos no pasa por el punto de origen; por lo tanto, por lo menos dos puntos de la línea deben ser usados para extrapolar a periodos de tiempo más largos.

Una pérdida instantánea alta hará que la línea tenga una intercepción positiva en el eje vertical (y), como en la Figura 3. La intercepción positiva indica simplemente que un chorro de filtrado pasó a través del papel filtro antes que se formara el revoque, limitando el flujo de filtrado. Una pérdida de filtrado baja y una celda seca con un gran volumen retenido causarán una intercepción negativa del eje vertical. Esto se debe a que una parte del filtrado debe llenar la trayectoria de flujo vacío y drenar la línea antes de que se pueda captar la primera gota, de manera que no se recoge el volumen verdadero del filtrado. Este error

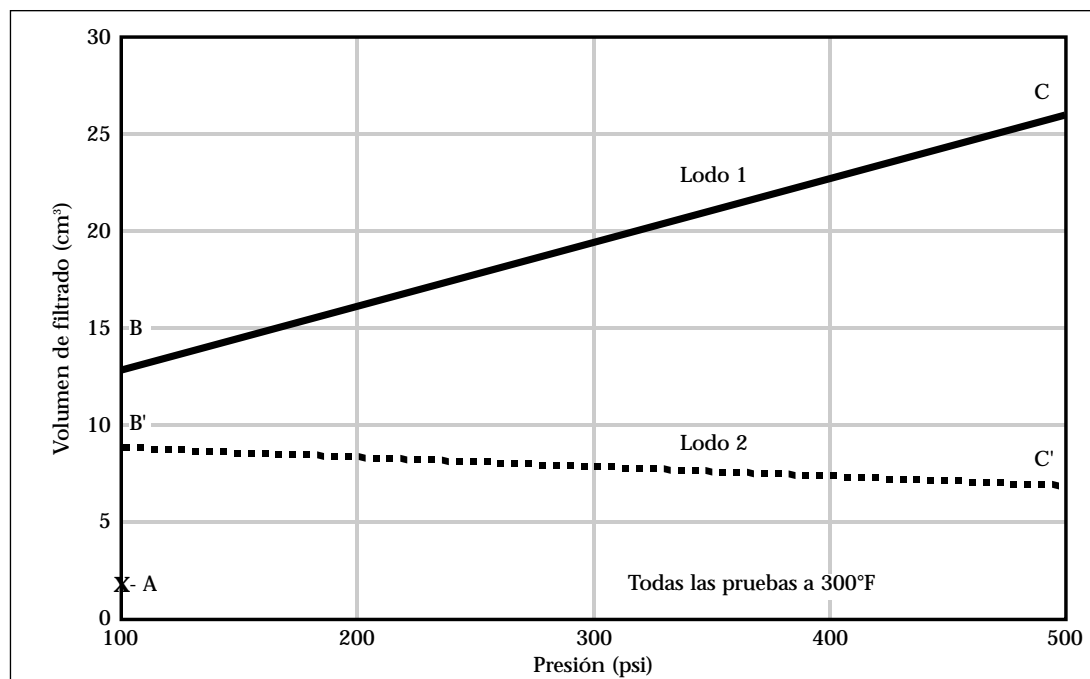


Figura 4: Efecto de la presión-compresibilidad del revoque.

La reducción de la compresibilidad y permeabilidad del revoque son características deseables...

es más marcado cuando se toman medidas durante cortos periodos de tiempo y puede ser compensado en cierto modo por la pérdida instantánea.

Diferencia de presiones – compresibilidad del revoque. Cuando todas las demás condiciones son constantes (tiempo, superficie, viscosidad y permeabilidad), el volumen de filtrado a dos presiones diferentes debería ser proporcional a las raíces cuadradas de las presiones, de la manera pronosticada por la ley de Darcy. Sin embargo, el revoque de la mayoría de los fluidos de perforación es comprimible, por lo tanto la permeabilidad disminuye con el aumento de presión. La compresibilidad y la reducción de la permeabilidad del revoque son características deseables que limitan la filtración y el espesor del revoque. La bentonita de alta calidad, cuando está correctamente hidratada, es uno de los mejores materiales para aumentar la compresibilidad del revoque. Sin embargo, cualquiera que sea la compresibilidad del revoque, las tasas de filtración aumentan generalmente cuando la presión diferencial es más alta.

La compresibilidad del revoque puede ser evaluada midiendo el volumen de filtrado a dos presiones considerablemente diferentes. Un método compara el volumen de filtrado captado a 500 y 100

psi, de la manera indicada en la Figura 4. Las dos muestras de lodo comparadas tenían el mismo filtrado API, marcado *Punto A*. Las pruebas de alta temperatura y 100 psi están marcadas *Puntos B y B'*, mientras que el filtrado ATAP está marcado *Punto C y C'*. (Otro procedimiento de prueba común compara dos pruebas realizadas a 200 y 100 psi, y a temperatura ambiente.) Estas pruebas de alta presión, utilizando una celda ATAP, pueden ser realizadas a temperatura ambiente o a temperaturas elevadas.

Si los sólidos del lodo forman un revoque comprimible, el volumen de filtrado registrado a la presión más alta sólo debería ser un poco más grande que el volumen de filtrado registrado a la presión más baja. Un revoque incompresible producirá el volumen de filtrado de alta presión pronosticado por la ley de Darcy. Éste es igual al volumen de filtrado de presión baja, V_{F1} , multiplicado por la raíz cuadrada de la relación $\Delta P_2/\Delta P_1$.

$$V_{F2} = V_{F1} \sqrt{\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}}$$

Donde:

V_{F2} = Volumen de filtrado desconocido a la presión diferencial ΔP_2

V_{F1} = Volumen de filtrado a la presión diferencial ΔP_1

ΔP_2 = Presión diferencial considerada
 ΔP_1 = Presión diferencial para V_{F1}

Esta relación **no debería** usarse para estimar las características de filtración a otra presión. Sin embargo, a veces se usa una comparación entre V_{F2}/V_{F1} la raíz cuadrada de $\Delta P_2/\Delta P_1$ para estimar la compresibilidad del revoque. Una relación V_{F2}/V_{F1} inferior a la raíz cuadrada de $\Delta P_2/\Delta P_1$ indica la presencia de un revoque comprimible.

La raíz cuadrada de $\Delta P_2/\Delta P_1$ indicará la pendiente de la línea trazada en la Figura 4. El Lodo 1 (B'-C) tiene un revoque muy comprimible, tal como lo demuestra la pendiente negativa. El Lodo 2 (B-C) tiene un revoque relativamente incompresible con una pendiente positiva. La raíz cuadrada de $\Delta P_2/\Delta P_1$ para el Lodo 2 (revoque incompresible) es 2,0, lo cual se aproxima al multiplicador de 2,23 ($\sqrt{500/100}$), calculado por la ley de Darcy

Permeabilidad del revoque. La permeabilidad del revoque es el factor limitante que controla la filtración dentro de la formación. El tamaño, la forma y la capacidad de las partículas para deformarse bajo presión son factores importantes para el control de la permeabilidad. Las lechadas con altas concentraciones de pequeñas partículas forman revoques de baja permeabilidad. En general, las partículas coloidales (menos de 2 micrones) como la bentonita proporcionan el más alto nivel de control de pérdidas de fluido. Sin embargo, el control óptimo se logra teniendo una amplia variedad de tamaños de partícula. Las partículas más pequeñas sellan las aberturas entre las partículas más grandes, para formar un revoque de baja permeabilidad.

Las partículas planas con grandes áreas superficiales, tal como la bentonita, pueden formar un revoque que se parece al techo de una casa cubierto con guijarros. Las partículas planas son más eficaces que las partículas esféricas o de forma irregular, ya que forman un revoque más compacto. Además, como se mencionó anteriormente, los revoques que contienen bentonita son comprimibles. La bentonita hidratada de alta calidad es esencial para obtener un revoque de baja permeabilidad. Las partículas de bentonita son pequeñas (muchas son de menos de 0,05 micrón), tienen una gran área superficial, una

forma plana, laminar, y pueden deformarse fácilmente. Cuando la hidratación de las partículas aumenta, la permeabilidad del revoque resultante disminuye. Los revoques de bentonita en agua dulce tienen una permeabilidad de aproximadamente 1 microdarcy.

La baja permeabilidad del revoque limita la pérdida de filtrado y el espesor del revoque. Las permeabilidades de los revoques se miden en microdarcys. La permeabilidad del yacimiento se mide en milidarcys. Un buen revoque es aproximadamente 1.000 veces menos permeable que la formación permeable sobre la cual el revoque se está depositando. La calidad del revoque depende de la optimización de la composición de los sólidos del fluido, de manera que la concentración de sólidos perforados no perjudique el rendimiento de la bentonita y de los aditivos de control de filtración.

En una formación muy permeable con grandes aberturas de poro, puede que sea necesario usar un agente puenteante para impedir que el lodo entero fluya dentro de la formación. Las grandes partículas deben depositarse primero para sellar las grandes aberturas e iniciar la deposición de un revoque. El tamaño de dichos agentes puenteantes debe ser por lo menos igual a la mitad del tamaño de las más grandes aberturas. Las partículas medianas y pequeñas sellarán los agujeros restantes que son sucesivamente más pequeños. Las arcillas coloidales, otros aditivos de lodo, la gilsonita y gotas de aceite emulsionado (o salmuera) reducen aún más la permeabilidad. Los agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida (M-I-X™ II) y una gran variedad de materiales de pérdida de circulación.

El espesor del revoque y la tasa de filtración están relacionados con la raíz cuadrada de la permeabilidad del revoque (como la relación con el tiempo). Sin embargo, esta relación no se usa porque es difícil medir y controlar las variaciones de la permeabilidad del revoque.

Viscosidad. Cuando todas las demás condiciones son constantes (tiempo, superficie, presión, permeabilidad), el volumen de filtrado para dos filtrados que tienen diferentes viscosidades, varía inversamente a la raíz cuadrada de la relación entre las viscosidades, de la

La permeabilidad del revoque es el factor limitante que controla la filtración...

Temperatura		Viscosidad del agua	Temperatura		Viscosidad del agua
°F	°C	cP	°F	°C	cP
68	20	1,005	300	148,9	0,184
86	30	0,801	320	160	0,174
104	40	0,656	338	170	0,160
122	50	0,549	350	176,6	0,1535
140	60	0,469	356	180	0,150
158	70	0,406	374	190	0,142
176	80	0,356	392	200	0,134
194	90	0,316	410	210	0,127
212	100	0,284	428	220	0,121
230	110	0,256	446	230	0,116
248	120	0,232	450	232,2	0,1136
250	121	0,2316	500	260	0,1004
266	130	0,212	550	287,7	0,0899
284	140	0,196	572	300	0,086

Tabla 1: Viscosidad del agua a varias temperaturas.

manera pronosticada por la ley de Darcy. Los aumentos de la viscosidad de filtrado reducen la pérdida de filtrado y el espesor del revoque. Muchos aditivos de control de filtración aumentan la viscosidad del filtrado y reducen la permeabilidad del revoque.

El aumento de la temperatura reduce la viscosidad del filtrado, la cual, a su vez, aumenta la pérdida de filtrado. Debido a esta reducción de la viscosidad del filtrado, todos los lodos sufren mayores pérdidas de filtrado cuando la temperatura aumenta, que el líquido base sea el agua, la salmuera, el aceite o un sintético. Una excepción sería un lodo de bentonita de agua dulce recién preparado, el cual puede sufrir una menor pérdida de filtrado al ser expuesto por primera vez a temperaturas ligeramente elevadas, debido a la mayor dispersión e hidratación de las partículas de bentonita.

Aunque el agua no sea considerada viscosa, las variaciones de temperatura afectan su viscosidad lo suficiente para aumentar considerablemente el volumen de filtrado. La Tabla 1 indica la viscosidad del agua a varias temperaturas. Usando estos datos y la ecuación proporcionada a continuación, se puede estimar el volumen de filtrado a otras temperaturas. La relación entre el volumen del filtrado y las variaciones de viscosidad es la siguiente:

$$V_{F2} = V_{F1} \sqrt{\frac{\mu_2}{\mu_1}}$$

Donde:

V_{F2} = Volumen de filtrado desconocido con la viscosidad del filtrado μ_2

V_{F1} = Volumen de filtrado con la viscosidad del filtrado μ_1

μ_1 = Viscosidad del filtrado para V_{F1} (a la temperatura)

μ_2 = Viscosidad del filtrado considerada (a la temperatura 2)

Si la pérdida de filtrado a 68°F es de 5 cm³, entonces se puede estimar la pérdida de filtrado a la Temperatura de Fondo (BHT) de 300°F mediante la variación de la viscosidad del filtrado. La viscosidad del agua es 1,005 cP a 68°F y 0,184 cP a 300°F. Sustituyendo estos valores en la ecuación, este aumento de la temperatura produciría un aumento de la pérdida de filtrado hasta:

$$V_{F2} = 5 \sqrt{\frac{1.005}{0.184}} = 5 \sqrt{5.46} \\ = 5 \times 2.34 = 11.7 \text{ cm}^3$$

Advertencia: Este ejemplo usa una variación extrema de la temperatura. Este tipo de cálculo es más preciso para menores variaciones de la temperatura. A temperaturas extremas, las arcillas pueden flocularse, aumentando la permeabilidad del revoque, y los aditivos de control de filtración pueden degradarse, haciendo que estos métodos sean imprecisos.

Este método es muy útil para determinar la estabilidad térmica de un

El aumento de la temperatura reduce la viscosidad del filtrado...

Los fluidos de polímeros viscosos pueden ser usados para controlar la filtración llamada pérdida...

Iguals concentraciones de diferentes sólidos tendrán pérdidas de filtrado sumamente diferentes.

fluido. Los fluidos térmicamente estables tienen valores de pérdida de filtrado ATAP que se aproximan a los valores calculados.

Los fluidos con filtrados muy viscosos – como las salmueras con altas concentraciones de biopolímeros – pueden controlar la pérdida de filtrado basándose solamente en la viscosidad. Los fluidos de polímeros viscosos pueden ser usados durante la perforación y las operaciones de rehabilitación para controlar la filtración (llamada “pérdida” durante las operaciones de rehabilitación) con una viscosidad ultra-alta. Esto es cierto aun cuando estos fluidos no contienen ningún agente puenteante y contienen pocos sólidos, de manera que no se deposita ningún revoque verdadero. Para esta aplicación se prefiere usar fluidos de polímeros que demuestran un comportamiento no newtoniano (aumentan su viscosidad cuando la velocidad de corte disminuye). A medida que estos fluidos fluyen radialmente dentro de la formación alejándose del pozo, la velocidad de corte disminuye debido a la mayor área de flujo proporcionada por el diámetro creciente. Este flujo de velocidad de corte reducida permite que la viscosidad se reponga (aumente), reduciendo aún más la filtración.

Composición y orientación de los sólidos. Los sólidos contenidos en los lodos varían desde arcillas y biopolímeros muy reactivos hasta sólidos no reactivos tales como el carbonato de calcio, la barita y la hematita. La forma, el tamaño y la distribución de las partículas sólidas, la relación de sólidos reactivos a sólidos no reactivos, y la manera en que los sólidos reaccionan con su ambiente químico son los factores que determinan la manera en que los sólidos afectarán la tasa de filtración. Iguals concentraciones



Figura 5: Lodo desfloculado.



Figura 6: Lodo floculado.

de diferentes sólidos tendrán pérdidas de filtrado sumamente diferentes.

La desfloculación y la dispersión de las arcillas también son importantes para el control de filtración. La Figura 5 es una fotografía de un lodo desfloculado en el cual hay un flujo uniforme, sin ningún indicio de laminillas de arcilla mantenidas unidas por las cargas electroquímicas. Las partículas de bentonita y arcilla son sólidos flexibles muy delgados, con grandes superficies planas. A efectos prácticos, una partícula de bentonita puede ser comparada con un trozo microscópico de celofán o una hoja de papel húmeda. Al desflocularse, las laminillas de arcilla se depositan en el revoque según una orientación más bien plana. Estas laminillas se traslapan para obtener un revoque de baja permeabilidad con un buen control de filtración. Sin embargo, si el sistema de lodo está floculado, las partículas de bentonita no se depositan según una orientación plana, sino que se orientan formando una matriz de borde a borde, lo cual causa revoques de alta permeabilidad y un control de filtración deficiente.

La Figura 6 es una fotografía de un lodo floculado en el cual el flujo no es uniforme y las laminillas de arcilla forman grupos de partículas con una orientación de borde a borde (flóculos). Cuando esto ocurre, el filtrado puede pasar fácilmente entre los flóculos porosos, resultando en altas tasas de filtración. Esto puede ser corregido agregando desfloculantes químicos, los cuales neutralizan las cargas electroquímicas en las arcillas, o usando aditivos de control de filtración, los cuales son más eficaces para los fluidos floculados. Los desfloculantes permiten que las laminillas de arcilla se dispersen y

se traslapen para proporcionar un revoque más resistente.

Las altas concentraciones de sólidos también son perjudiciales para el control eficaz de pérdida de filtrado. Cuando la concentración de sólidos es demasiado alta, el agua disponible no es suficiente para solubilizar los desfloculantes o permitir que los aditivos de control de filtración funcionen. Por lo tanto, los tratamientos actúan como sólidos adicionales, agravando la situación, y no funcionan de la manera prevista. Éste es un problema clásico en los sistemas desfloculados con lodos de lignosulfonato y sales complejas que contienen almidón. En este caso, la adición de agua para diluir o aumentar el volumen permite que los productos químicos sean eficaces, lo cual reduce las tasas de filtración.

También se puede minimizar el aumento del espesor del revoque con el tiempo, controlando el contenido de sólidos indeseables de baja gravedad específica del lodo. Los sólidos deben ser considerados no solamente en términos del porcentaje en volumen, sino también en lo que se refiere a la calidad y a la función. Los sólidos deseables de los fluidos de perforación incluyen los materiales densificantes, los viscosificadores, los aditivos de control de filtración y otros aditivos químicos.

La bentonita de Wyoming hidratada es muy comprimible y beneficiosa para los revoques de lodo base agua. La perforación de las lutitas genera sólidos perforados ricos en arcillas, pero éstos son mucho menos hidratables y comprimibles que la bentonita de alta calidad. La capacidad que una arcilla tiene para hidratarse puede ser pronosticada por su Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC); los valores más altos indican una mayor hidratación. La CEC de los sólidos de baja gravedad específica de un lodo es una buena indicación de la calidad global de los sólidos. La Prueba de Azul de Metileno (MBT) puede ser usada para determinar las libras equivalentes por barril (lb/bbl) de bentonita en un lodo y constituye una medida de la CEC. La concentración de sólidos perforados y bentonita en el lodo puede ser calculada (aproximadamente) a partir de la retorta, los cloruros y la MBT con un análisis de sólidos en el balance de materiales. Para un buen control de filtración, el contenido de sólidos perforados del lodo

debería ser mantenido al nivel más bajo posible. En regla general, muchos operadores mantienen el contenido de sólidos perforados por debajo de una relación de 2 lb de sólidos perforados por cada libra de bentonita, según la proporción D:B calculada por Pcm^{mod}™.

La función del material densificante no está relacionada con el control de filtración o la calidad del revoque. En la mayoría de los casos, la concentración de material densificante no se puede reducir. El uso de un material densificante de mayor densidad puede mejorar la calidad del revoque, reduciendo el contenido total de sólidos del lodo. El uso de hematita (FER-OX[®]) con una Gravedad Específica (SG) de 5,0 en vez de barita con una SG de 4,2 (M-I BAR[®]) reducirá en aproximadamente 20% el volumen de material densificante en un lodo. El material densificante no contribuye a la compresibilidad del revoque, pero muchas veces proporciona una granulometría que facilita la obturación primaria y el taponamiento de las formaciones permeables por las partículas.

Proceder con cuidado al evaluar la pérdida de filtrado ATAP. Los revoques ATAP y API deberían ser examinados para detectar cualquier asentamiento del material densificante, el cual será indicado por una capa definida de material densificante en el medio filtrante. El asentamiento del material densificante puede producir valores incorrectos de filtrado. Pero lo más importante es que puede indicar el asentamiento a las temperaturas de fondo y la necesidad de aumentar la reología.

FILTRACIÓN DINÁMICA

La filtración dinámica es sensiblemente diferente de la filtración estática, muchas veces con tasas de filtración considerablemente más altas. No existe ninguna correlación directa entre las medidas de filtración estática de API y ATAP y la filtración dinámica. La experiencia ha demostrado que un lodo que demuestra buenas características de filtración estática y estabilidad tendrá un rendimiento satisfactorio bajo las condiciones reales de perforación, indicando que la pérdida de filtrado dinámica está comprendida dentro de un rango satisfactorio.

La filtración comienza tan pronto como

**Los sólidos
deseables de
los fluidos de
perforación
incluyen los
materiales
densificantes...**

La filtración comienza tan pronto como la barrena expone la roca permeable.

la barrena expone la roca permeable. Un sobrealance de la presión hidrostática causará el flujo inmediato del filtrado dentro de la formación a una velocidad elevada. A medida que la filtración continúa, los sólidos más grandes de lodo sellan las formaciones porosas y un revoque empieza a formarse – bajo condiciones dinámicas. Como con la filtración estática, la permeabilidad del revoque limita la filtración, no la permeabilidad de la formación. La turbulencia del flujo de fluido en la barrena y en las partes adyacentes a los portamechas tiende a mantener estas tasas de filtración a altos niveles, mediante la erosión del revoque. Bajo condiciones dinámicas, las tasas de filtración no disminuyen con el tiempo, como con la filtración estática. Además, el espesor del revoque no sigue aumentando. En cambio, se establece un equilibrio entre la deposición del revoque y la erosión hidráulica, de manera que la tasa de filtración dinámica se vuelve más o menos constante. Puede que se trate menos de la erosión verdadera que de la tendencia del movimiento del fluido a impedir la deposición de las partículas sólidas de una manera organizada. El equilibrio del revoque es determinado principalmente por las características de los sólidos del lodo (tamaño, composición y concentración de las partículas), y en menor parte por las condiciones hidráulicas (flujo turbulento o laminar) y la viscosidad del filtrado.

Los revoques dinámicos son más delgados y más sólidos que los revoques estáticos.

Los revoques dinámicos son más delgados y más sólidos que los revoques estáticos. A medida que la perforación continúa, el pozo está sujeto a condiciones dinámicas. Una vez que los portamechas pasan más allá de la formación permeable, las condiciones de flujo laminar normalmente predominan y las fuerzas de erosión hidráulica disminuyen. Bajo condiciones laminares, las tasas de filtración dinámica son considerablemente más bajas que bajo las condiciones turbulentas, y se puede hacer una correlación con las características de filtración estática. Durante las conexiones y los viajes, las condiciones estáticas

depositan un revoque estático y las tasas de filtración disminuyen (raíz cuadrada del tiempo). Cuando se reanuda la circulación, el revoque estático depositado sobre el revoque dinámico comienza a desgastarse (quizás totalmente, según las condiciones hidráulicas) hasta que se logre de nuevo el equilibrio a una tasa de filtración constante.

Los estudios han identificado varias diferencias importantes entre la filtración dinámica y la filtración estática. Una diferencia es el efecto del aceite emulsionado u otros líquidos inmiscibles. Aunque estos líquidos insolubles reduzcan la pérdida de filtrado estática y el espesor del revoque, en realidad aumentan la filtración dinámica al causar que el revoque sea menos cohesivo y más erosionable. Otra diferencia es que el aumento de la concentración de polímeros de control de filtración para reducir la pérdida de filtrado API a niveles ultrabajos puede aumentar la filtración dinámica. Estas diferencias se deben principalmente a la modificación de la resistencia ante la erosión de los revoques.

Los revoques dinámicos depositados por fluidos floculados son más gruesos pero más cohesivos que los revoques depositados por fluidos desfloculados. La resistencia a la erosión de los revoques floculados parece estar relacionada con los sólidos de arcilla que son mantenidos unidos por las cargas electrostáticas. Los revoques de los fluidos desfloculados parecen ser más erosionables porque sus cargas son neutralizadas. Esto no significa que los fluidos floculados serían preferidos en lo que se refiere a la filtración dinámica. La alta tasa de filtración indeseable y el mayor espesor del revoque anulan cualquier ventaja posible que sería obtenida con un revoque más sólido y menos erosionable. Como con la filtración estática, los fluidos y los revoques que contienen una cantidad suficiente de bentonita de alta calidad producen las más bajas tasas de filtración, los revoques más delgados y las características globales de filtración más deseables.

La bentonita de calidad API es la arcilla principal que se usa en los fluidos de perforación base agua...

Tres arcillas son usadas como aditivos de lodo: atapulgita, sepiolita y bentonita de sodio.

Aditivos de Control de Pérdida de Filtrado

PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA

Varios tipos de aditivos de control de filtración son usados en los lodos base agua. Las recomendaciones de tratamiento se basan en el sistema de lodo y su ambiente químico.

Arcillas. Las arcillas están clasificadas en grupos en base a la mineralogía. Cada grupo puede contener una gran variedad de subgrupos con propiedades considerablemente diferentes. Arcillas similares pueden formarse en ambientes geológicos ligeramente distintos, y esto afecta la pureza y las características de una fuente de arcilla en particular.

Tres arcillas son usadas como aditivos de lodo: atapulgita, sepiolita y bentonita de sodio. M-I GEL® y M-I GEL SUPREME™ están compuestos de bentonita de sodio (o montmorillonita de sodio), la cual forma parte del grupo de arcillas esméctitas. La atapulgita (SALT GEL®) y la sepiolita (DUROGEL®) son arcillas en forma de aguja que son usadas como viscosificadores coloidales mecánicos en las salmueras de alta salinidad. Estas arcillas no proporcionan control de filtración, y por lo tanto, este capítulo no tratará más sobre ellas.

La bentonita de calidad API es la arcilla

principal que se usa en los fluidos de perforación base agua y tiene su origen en Wyoming, de ahí su nombre de bentonita de “Wyoming” (bentonita de sodio). Tiene uno de los más altos *rendimientos* (es decir que genera el más grande volumen de lodo a una viscosidad determinada) y es una de las arcillas más hidratables del mundo; esta arcilla es considerada como un producto de primera calidad. La bentonita de Wyoming es el mejor producto que se puede usar en la formulación de un lodo con buenas propiedades de revoque y control de filtración. La bentonita no solamente proporciona el control de filtración, sino también aumenta la viscosidad; por lo tanto, en las aplicaciones de lodo densificado y de altas temperaturas, la concentración de bentonita debería limitarse al rango de 7,5 a 15 lb/bbl. Los fluidos no densificados usan frecuentemente una concentración de bentonita de 15 a 30 lb/bbl, según la composición química del agua de preparación y la viscosidad deseada. Cualquier concentración superior a 7,5 lb/bbl proporcionará una buena base para el revoque y las características de filtración.

Las partículas de bentonita son

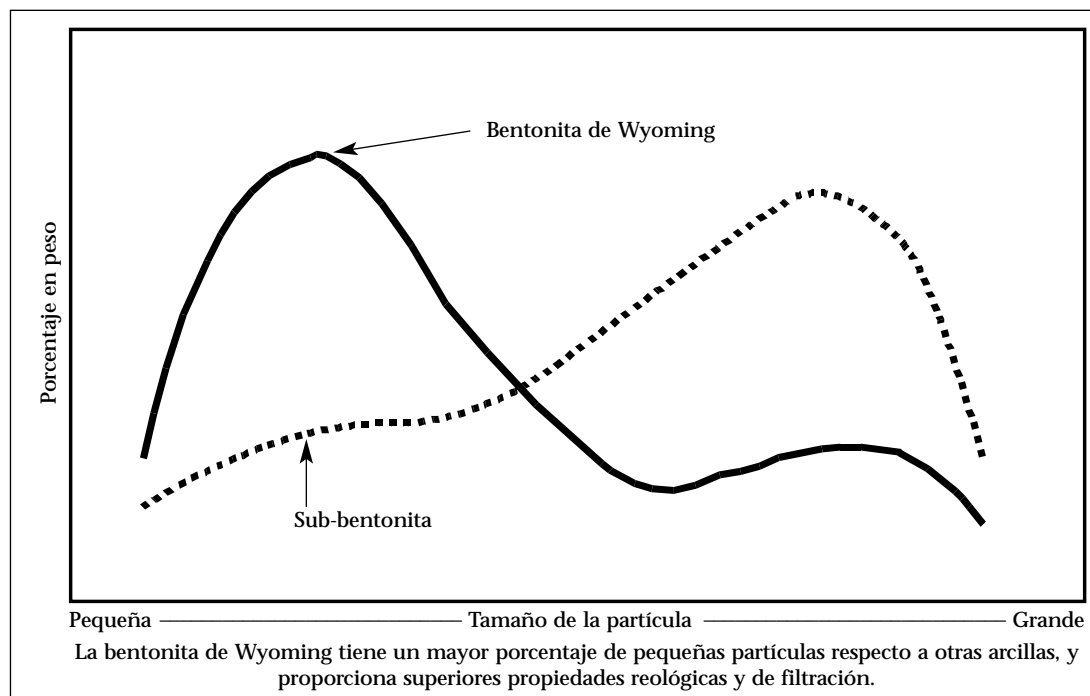


Figura 7: Tamaño de las partículas de la bentonita.

... la estructura de la laminilla permite que la bentonita se asiente plana sobre el revoque y lo selle...

El contenido total de sólidos perforados y la relación de sólidos perforados a bentonita deben ser controlados...

partículas lamelares o laminares muy delgadas con un área superficial grande. Al ser examinadas con un microscopio, estas partículas se parecen a pequeños trozos flexibles, planos y delgados de celofán u hojas de papel húmedo. La bentonita molida de primera calidad tiene un alto porcentaje de partículas de menos de un micrón de ancho (ver la Figura 7). Aunque este tamaño parezca ser pequeño, las laminillas de arcillas pueden tener un espesor de solamente 10 angstroms. Estas dimensiones le proporcionan a las laminillas de arcilla una relación muy alta de diámetro a espesor (1.000 a 1) y un área superficial muy alta por unidad de peso (~45 m²/g). Cuando está desfloculada, la estructura de la laminilla permite que la bentonita se asiente plana sobre el revoque y lo selle de una manera que se compara frecuentemente con el techo de una casa que está cubierto con guijarros.

Las superficies de la bentonita de sodio tienen una alta densidad de cargas eléctricas. Esta alta densidad de cargas facilita la hidratación en agua dulce, al atraer numerosas capas de moléculas de agua hacia su superficie. Estas partículas de bentonita hidratada se deforman y se comprimen fácilmente cuando son sometidas a presiones y forman revoques de baja porosidad y muy baja permeabilidad. La cantidad de agua que forma un enlace con una laminilla de bentonita hidratada puede ser determinada haciendo pasar un revoque de bentonita de agua dulce a través de una retorta. Estos revoques contendrán aproximadamente 85 por ciento en volumen de agua y solamente 15 por ciento en volumen de bentonita.

La bentonita de sodio no se hidrata tanto o con la misma velocidad en agua que contiene sales o calcio. En agua salada o agua dura, la tasa de filtración será incontrolable si no se agregan desfloculantes y/o otros aditivos de control de filtración. El rendimiento de la bentonita en lodos que contienen sales o calcio puede ser mejorado considerablemente si la bentonita es prehidratada en agua dulce y tratada con desfloculantes antes de ser agregada al sistema de lodo. La bentonita que ha sido prehidratada y desfloculada puede ser usada en sistemas saturados de sal para mejorar la filtración ATAP. Con el tiempo, la bentonita prehidratada se

floculará y deshidratará al ser añadida a los lodos que contienen sales o calcio. Cuando esto ocurre, tratamientos adicionales de bentonita prehidratada serán necesarios para mantener las propiedades del sistema.

Para prehidratar la bentonita:

1. Añadir el agua de preparación al tanque de prehidratación y tratar el calcio a menos de 100 mg/l con carbonato de sodio. (¡No tratar el calcio hasta cero, ya que esto puede producir la contaminación por el carbonato!)
2. Añadir 30 a 40 lb/bbl de M-I GEL o 40+ lb/bbl de M-I GEL SUPREME al agua de preparación, a través de la tolva.
3. Agitar y cortar la lechada de bentonita durante 3 a 4 horas.
4. Para sistemas de lodo no dispersos de bajo pH, omitir las etapas 5 y 6.
5. Añadir 0,5 a 1,0 lb/bbl de soda cáustica a la bentonita prehidratada a través del barril químico y cortar durante una hora más.
6. Añadir 0,5 a 1,5 lb/bbl de SPERSENETM o SPERSENE CF[®] a la bentonita prehidratada a través de la tolva.
7. Agitar y cortar la bentonita desfloculada prehidratada durante por lo menos una hora antes de agregarla al sistema de lodo.

Se puede agregar bentonita seca a los sistemas de lodo inhibido (calcio, potasio, sal, etc.) simplemente para modificar la granulometría. Estas partículas delgadas de bentonita pueden actuar como agentes puenteantes para otros agentes poliméricos de control de filtración, aunque la bentonita no esté hidratada. Sin embargo, se prefiere generalmente usar bentonita prehidratada, cuando sea posible.

El contenido total de sólidos perforados y la relación de sólidos perforados a bentonita deben ser controlados para optimizar las propiedades y el rendimiento de un fluido de perforación. El porcentaje total en volumen de sólidos de baja gravedad específica debería ser mantenido dentro de los límites predefinidos, mediante la dilución o el uso de equipos de control de sólidos. Las centrífugas usadas para la recuperación de barita eliminan la bentonita. Tratamientos periódicos con bentonita deberían realizarse durante la centrifugación.

Los polímeros son los productos de control de filtración más usados en los lodos base agua.

Los almidones están frecuentemente clasificados como materiales “no iónicos”...

Polímeros. Los polímeros son los productos de control de filtración más usados en los lodos base agua. Pueden variar de almidones naturales y celulosa modificada a polímeros sintéticos complicados, capaces de proporcionar el control de filtración a temperaturas elevadas y en condiciones adversas. Estos polímeros a veces se clasifican según su acción dentro de un sistema de lodo, así como también según su composición química. La clasificación basada en la acción depende de si el polímero se adsorbe en los sólidos o viscosifica la fase fluida.

Los polímeros de pérdida de filtrado más comunes no sólo viscosifican la fase fluida, sino también se adsorben en los sólidos cuando son usados en suficientes concentraciones, proporcionando la encapsulación de dichos sólidos. Al agregar polímeros a los lodos será necesario tomar ciertas precauciones, debido a las posibles interacciones con otros productos químicos contenidos en el sistema de lodo. Para las operaciones en el campo, se recomienda realizar pruebas piloto antes de usar un nuevo aditivo de control de filtración.

Los polímeros reducen la pérdida de filtrado de varias maneras:

1. Sellando las aberturas del revoque con partículas de polímeros.
2. Encapsulando los sólidos mediante la formación de un revestimiento o una película deformable más grande que reduce la permeabilidad del revoque.
3. Mediante la viscosificación de la fase líquida.

La Figura 8 ilustra el aumento de la viscosidad de la fase líquida a medida que se aumentan las concentraciones de varios aditivos de control de filtración. La Figura 9 muestra la pérdida de filtrado, viscosidad plástica y punto cedente de varios aditivos de control de filtración en un lodo de agua salada, con 30 lb/bbl de M-I GEL y 40 lb/bbl de sólidos perforados simulados.

Almidón. El almidón, un polímero de carbohidrato natural, ha sido usado para controlar la filtración en los fluidos de perforación desde los años 1930. Se puede conseguir con facilidad como almidón amarillo (no tratado) y blanco (modificado). Los almidones pueden ser usados en agua de mar, agua salada, agua dura y salmueras complejas. Los

almidones más económicos y más usados son preparados a partir de maíz o papas, pero también hay almidones disponibles que son preparados a partir de otros productos agrícolas.

La mayor parte del almidón que se usa para el control de filtración es preparado mediante la separación y el calentamiento de los granos de almidón para romper su capa de amilopectina. Esto libera la amilosa, la cual absorbe el agua y se hincha para formar bolsas esponjosas. La amilosa causa una disminución de la filtración mediante la reducción de la cantidad de agua libre en el sistema y la obturación de los poros del revoque. Se dice que los almidones tratados de esta manera están *pregelatinizados*. El rendimiento de estos almidones no debería verse afectado por el pH, la salinidad, la dureza o temperaturas inferiores a 250°F. Los almidones están frecuentemente clasificados como materiales “no iónicos”, aunque puedan tener un carácter muy ligeramente aniónico. A veces se usa el almidón como viscosificador en los fluidos de salmuera, pero las soluciones de almidón son más newtonianas y no proporcionan la suspensión de los recortes y de los materiales densificantes.

My-Lo-Jel™ El almidón de maíz pregelatinizado es un aditivo económico de control de filtración que es eficaz en todas las aguas de preparación, desde el agua dulce al agua saturada de sal. A menos que el lodo sea un sistema saturado de sal o que el pH sea > 11.5 , este almidón estará sujeto a la fermentación. Si no se cumple alguna de estas condiciones, un biocida apropiado (también llamado *bactericida* o *preservativo*), aceptable según los reglamentos locales, debería ser usado para evitar la fermentación. Una vez que la fermentación comienza, enzimas bacterianas pueden estar presentes, lo cual hace que cualquier adición de almidón sea ineficaz, incluso después de eliminar las bacterias activas con biocida. El almidón se degrada rápidamente a temperaturas superiores a 250°F.

Las concentraciones normales de My-Lo-Jel varían de 3 a 8 lb/bbl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada. Los almidones como My-Lo-Jel suelen

Los almidones... suelen requerir una concentración mínima antes de que se pueda observar cualquier reducción significativa de la pérdida de filtrado.

requerir una concentración umbral mínima antes de que se pueda observar cualquier reducción significativa de la pérdida de filtrado. Tratamientos diarios son necesarios para mantener las concentraciones deseadas.

POLY-SAL™ es un almidón de papa preservado para el control de pérdida de filtrado en prácticamente cada tipo de lodo base agua, desde los sistemas de agua dulce a los sistemas saturados de sal y de calcio. **POLY-SAL** es un aditivo eficaz de control de filtración para perforar las secciones de evaporita (sal) y lutita hidratable. También es muy eficaz para estabilizar la filtración y la reología de las salmueras de alta salinidad usadas en las operaciones de rehabilitación. **Poly-Sal** es térmicamente estable hasta aproximadamente 250°F, después de lo cual empieza a sufrir una degradación térmica.

Las concentraciones normales de **POLY-SAL** varían de 2 a 6 lb/bbl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada. Los almidones como **POLY-SAL** suelen requerir una concentración umbral mínima antes de que se pueda observar cualquier reducción significativa de la pérdida de filtrado. Tratamientos diarios son necesarios para mantener las concentraciones deseadas.

FLO-TROL® es un almidón modificado que se usa para el control de pérdida de filtrado, principalmente en el sistema **FLO-PRO®** de fluidos de perforación de reservorio no dañinos. Este almidón es especial porque ayuda a aumentar la viscosidad a muy baja velocidad de corte en el sistema **FLO-PRO**, mientras que la mayoría de los otros almidones reducen esta propiedad. Puede usarse en otros sistemas de lodo base agua, especialmente en las salmueras de alta salinidad usadas para las operaciones de rehabilitación y completación. **FLO-TROL** es térmicamente estable hasta más de 250°F, después de lo cual empieza a sufrir una degradación térmica.

Las concentraciones de **FLO-TROL** varían de 2 a 6 lb/bbl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada. Los almidones como **FLO-PRO** suelen requerir una concentración mínima antes de que se pueda observar cualquier reducción significativa de la pérdida de filtrado. Tratamientos diarios

son necesarios para mantener las concentraciones deseadas.

THERMPAC® UL es un aditivo de control de filtración con almidón modificado, creado para ser usado en la mayoría de los sistemas base agua, incluyendo los lodos de agua dulce, lodos de agua salada, lodos salados y lodos de bajo contenido de sólidos. Tiene una viscosidad Ultra-Baja (UL) y no genera tanta viscosidad como muchos de los demás almidones o aditivos de celulosa. **THERMPAC UL** no está sujeto a la degradación por actividad bacteriana. Su eficacia disminuye en los fluidos de alta salinidad (>100.000 mg/l de cloruros) y de alta dureza (>800 mg/l). Los productos **PAC** de ultra-baja viscosidad, tal como el **POLYPAC® UL**, deberían ser usados para los sistemas saturados de sal. **THERMPAC UL** está sujeto a la degradación térmica a temperaturas comprendidas en el rango de 250 a 275°F.

THERMPAC UL reduce la pérdida de filtrado en agua dulce o salada. Las concentraciones normales varían de 0,5 a 2,0 lb/bbl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada.

Carboximetilcelulosa de Sodio (CMC) es un polímero natural modificado que se usa para el control de filtración. La estructura de la **CMC** es una molécula de cadena larga que puede ser polimerizada en diferentes longitudes o grados. El material se prepara comúnmente en tres grados, cada uno de los cuales tiene diferentes propiedades de viscosidad, suspensión y reducción de la pérdida de filtrado. Los tres grados son Alta Viscosidad (HV), viscosidad media o regular (R), y Baja Viscosidad (LV). El polímero **CMC** también está disponible en purezas que varían de un grado técnico de 75% a un grado refinado de 99,5+%. La **CMC** de grado técnico contiene sal de cloruro de sodio, un producto secundario del proceso de fabricación.

La **CMC** es un aditivo eficaz de control de pérdida de filtrado en la mayoría de los lodos base agua. Es especialmente eficaz en los sistemas tratados con calcio, donde actúa para estabilizar las propiedades. La **CMC** no está sujeta a la degradación por actividad bacteriana y es eficaz cuando el pH es alcalino. La eficacia de la **CMC** disminuye cuando las

concentraciones de sal son superiores a 50.000 mg/l. La CMC está sujeta a la degradación térmica a temperaturas superiores a 250°F.

El grado de CMC usado depende de las propiedades deseadas. Cuando se desea obtener la viscosidad junto con una pérdida de filtrado baja, se usa CMC de viscosidad alta o media. La CMC de baja viscosidad reducirá la pérdida de filtrado con un aumento mínimo de la viscosidad. Como es ligeramente aniónica, las pequeñas cantidades de CMC de baja viscosidad agregadas pueden actuar como un diluyente en los lodos no dispersos de bajo contenido de sólidos. Las concentraciones normales varían con los diferentes grados, pero están comprendidas entre 0,5 y 3,0 lb/bbl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada.

La Celulosa Polianiónica (PAC)

POLYPAC® es un polímero natural modificado que está diseñado para ser usado en la mayoría de los sistemas base agua, incluyendo los lodos de agua dulce, lodos de agua salada, lodos salados y lodos de bajo contenido de sólidos. Ésta es una celulosa polianiónica de alto peso molecular que es similar a la CMC, pero tiene un grado de sustitución más alto. Se trata del aditivo de control de pérdida de filtrado más usado, y por lo general constituye un producto que es mucho mejor que la CMC. POLYPAC no está sujeto a la degradación por actividad bacteriana y es eficaz cuando el pH es alcalino. Su eficacia disminuye en los fluidos saturados de sal. Los productos PAC de ultra-baja viscosidad, como el POLYPAC UL y el POLYPAC SUPREME UL, deberían ser usados para los sistemas saturados de sal. Polypac está sujeto a la degradación térmica a temperaturas que exceden 275°F. Es aniónico y puede diluirse en los lodos no dispersos.

POLYPAC aumenta la viscosidad y reduce la pérdida de filtrado en agua dulce o salada. Las concentraciones normales varían de 0,5 a 2,0 lb/bbl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada.

La celulosa polianiónica POLYPAC SUPREME R es una celulosa polianiónica de alta calidad creada para funcionar en condiciones más difíciles. Se puede usar en la mayoría de los sistemas base agua, incluyendo los lodos de agua dulce,

lodos de agua salada, lodos salados y lodos de bajo contenido de sólidos.

POLYPAC SUPREME R está disponible en un grado de ultra-baja viscosidad, el cual tiene un mejor rendimiento en los fluidos de alta salinidad. POLYPAC SUPREME R no está sujeto a la degradación por actividad bacteriana y es eficaz cuando el pH es alcalino. Está sujeto a la degradación térmica a temperaturas superiores a 275°F. POLYPAC SUPREME R es aniónico y puede diluirse en los lodos no dispersos.

POLYPAC SUPREME R aumenta la viscosidad y reduce la pérdida de filtrado en agua dulce o salada. Las concentraciones normales varían de 0,5 a 2,0 lb/bbl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada.

El poliacrilonitrilo de sodio SP-101® es un copolímero acrílico de peso molecular medio, a veces llamado *poliacrilato de sodio*. Se trata de un polímero sintético sensible al calcio. Es estable a temperaturas elevadas y no es degradado por la actividad bacteriana. Además de aumentar la viscosidad de la fase líquida para reducir la pérdida de filtrado, la molécula de cadena larga de SP-101 puede adsorberse en los bordes de las partículas de arcilla (encapsulación), reduciendo aún más la permeabilidad del revoque. SP-101 es especialmente útil en los sistemas de polímeros tales como los sistemas POLY-PLUS y POLYPAC de agua salada, y los sistemas GELEX® No Dispersos de Bajo Contenido de Sólidos (LSND).

Cuando se agrega SP-101 al sistema, se debería agregar rápidamente una concentración de por lo menos 0,5 lb/bbl, y el material debería ser mantenido en todo momento a esta concentración o a una concentración más alta. Este tratamiento rápido reduce la "cresta" de viscosidad que ocurre cuando el lodo tiene un alto contenido de sólidos. Es importante aumentar la concentración de SP-101 encima de la concentración crítica de polímeros para reducir la viscosidad. Las concentraciones normales varían de 0,5 a 2,0 lb/bbl, según la composición química del agua y la pérdida de filtrado deseada.

SP-101 no debería usarse en lodos que contienen más que rastros de calcio. El calcio debe ser precipitado con

SP-101 es especialmente útil en los sistemas de polímeros...

POLYPAC aumenta la viscosidad y reduce la pérdida de filtrado en agua dulce o salada..

Los diluyentes químicos reducen las tasas de filtración...

THERMEX es una resina líquida sintética que proporciona...

carbonato de sodio antes de agregar el SP-101. Este material ha sido usado en temperaturas de 400+°F y puede ser aplicado en pozos profundos de altas temperaturas.

RESINEX® es un complejo de resina/lignito que proporciona el control de filtración y mejora la estabilidad térmica. Es no viscosificante y puede usarse en temperaturas superiores a 400°F y en presencia de concentraciones moderadas de electrolitos. Es de aplicación muy amplia y puede usarse en prácticamente cada lodo base agua. RESINEX puede ser usado en lodos de alta densidad donde los aumentos de la viscosidad son perjudiciales. Las concentraciones normales varían de 2 a 6 lb/bbl.

RESINEX tiene numerosas ventajas que han sido demostradas en el campo:

- Control de pérdida de filtrado no viscosificante. RESINEX controla la pérdida de filtrado sin aumentar considerablemente la viscosidad. Tendrá el mismo efecto sobre la viscosidad que una cantidad equivalente de lignito.
- Mejorador de revoque. RESINEX reduce el espesor y la permeabilidad del revoque proporcionando una mejor distribución de las partículas coloidales.
- Estabilizador de reología. RESINEX estabiliza las propiedades reológicas de los lodos base agua expuestos a condiciones adversas, y ayuda a mejorar la gelificación.
- Estabilizador térmico. RESINEX es estable a la temperatura y controla la pérdida de filtrado hasta temperaturas >400°F.
- Tolerante a la sal. RESINEX reduce las permeabilidades del revoque en los lodos que tienen una salinidad comprendida entre la salinidad del agua dulce y 110.000 mg/l de cloruros.
- Resistente a la dureza. RESINEX funciona en fluidos que tienen calcio y magnesio soluble. Esto hace que RESINEX sea ideal para los lodos de agua salada, lodos yeso y lodos cálcicos.
- Económico. RESINEX sobrepasa muchos aditivos en términos de costo/rendimiento, especialmente en aplicaciones de alta dureza y altas temperaturas.

THERMEX® es una resina líquida sintética que proporciona el control de filtración y mejora la estabilidad térmica. Es no viscosificante y puede usarse en

temperaturas superiores a 400°F y en presencia de concentraciones moderadas de electrolitos. Es de aplicación muy amplia y puede usarse en prácticamente cada tipo de lodo base agua. THERMEX es más eficaz en los sistemas que también usan productos a base de lignito. THERMEX puede ser usado en lodos de alta densidad donde los aumentos de la viscosidad son perjudiciales. Las concentraciones normales varían de 4 a 12 lb/bbl.

DILUYENTES QUÍMICOS

Los diluyentes químicos reducen las tasas de filtración al desflocular las arcillas, aumentar la viscosidad de la fase fluida y modificar la distribución de sólidos. QUEBRACHO, TANNATHIN®, XP-20K™ SPERSENE CF® y SPERSENE® son eficaces para desflocular y reducir la pérdida de filtrado.

SPERSENE y XP-20K™ proporcionan el control de filtración a temperaturas mucho más altas que las temperaturas a las cuales el almidón o la CMC pueden ser usados eficazmente. No están sujetos a la degradación por actividad bacteriana en los sistemas de lodo activo y pueden ser usados eficazmente en altas concentraciones de sal o calcio. SPERSENE y XP-20K™ reducirán las pérdidas de fluido API y ATAP. A temperaturas superiores a 315°F, se debería usar más XP-20K™ que SPERSENE. XP-20K™ es estable a temperaturas superiores a 450°F y debería ser usado (cuando sea aplicable) para proporcionar el control de pérdida de filtrado en sistemas dispersos de altas temperaturas.

Observación: SPERSENE y XP-20K™ contienen cromo trivalente (una forma más aceptable), el cual puede que no sea aceptable para todas las aplicaciones, según los reglamentos y las consideraciones ambientales locales.

FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE Y SINTÉTICO

La pérdida de filtrado API de estos sistemas es generalmente nula, o demasiado baja para constituir una medida eficaz. La tasa de filtración de los lodos base aceite, salvo indicación contraria, se refiere a la filtración ATAP.

Los antiguos sistemas base aceite estaban compuestos "totalmente de aceite" y no contenían ninguna salmuera. En general contenían de 1 a 5 por ciento en volumen de agua, como

La mayoría de los fluidos base aceite y sintético son emulsiones.

contaminante derivado de los fluidos de la formación. Los sistemas “totalmente de aceite” siguen siendo usados actualmente para aplicaciones especiales como la extracción de núcleos y cuando los cambios producidos por fuertes emulsificantes causan daños a la formación. Estos sistemas usan frecuentemente materiales asfálticos y arcilla organofílica para proporcionar el control de filtración y la viscosidad. Algunos sistemas usan modificadores de viscosidad diseñados para lubricar el aceite y otros productos químicos más complejos para la viscosidad y el control de filtración.

La mayoría de los fluidos base aceite y sintético son emulsiones. Su fase fluida es una emulsión, con el aceite o el sintético como fase continua, y la salmuera como fase emulsionada. Estos sistemas contienen de 10 a 50 por ciento en volumen de salmuera, generalmente de cloruro de calcio. La salmuera emulsionada forma gotas coloidales que son inmiscibles en el aceite o sintético. Estas gotas de salmuera quedan atrapadas en el revoque y reducen la permeabilidad del revoque y la pérdida de filtrado. Los lodos de emulsión inversa pueden contener emulsificantes, agentes humectantes, arcillas organofílicas, asfaltos y/o lignito tratado con aminas, polímeros, cal y material densificante. Las composiciones químicas de estos aditivos y sus interacciones son complejas y se describen detalladamente en los capítulos que tratan de los lodos base aceite y sintético. La tasa de filtración de los lodos de emulsión inversa es afectada por otros aditivos que los aditivos de control de filtración.

Líquido de base. El líquido de base aceite o sintético puede afectar las tasas de filtración y la selección de aditivos que deben ser usados para controlar la filtración. La viscosidad de los fluidos de base sólo afectará ligeramente las tasas de filtración, de acuerdo con la ley de Darcy.

En las regiones donde inviernos extremadamente fríos pueden esperarse, se añaden antigelificantes a los aceites combustibles durante los periodos fríos. Estos antigelificantes pueden hacer que el aceite diesel no sea apropiado para ser usado en los fluidos de perforación. Las pruebas de campo no pueden detectar

estos antigelificantes, pero las pruebas piloto pueden determinar si el aceite diesel es apropiado para ser usado en las emulsiones inversas.

Salmuera. Los lodos de emulsión inversa usan salmuera de cloruro de sodio o cloruro de calcio en la fase interna de la emulsión. La fase emulsionada de la salmuera actúa como un delgado sólido coloidal en los lodos de emulsión inversa y las pequeñas gotas contribuyen considerablemente al control de filtración. El contenido de salmuera afecta muchas propiedades y no se aumenta simplemente para reducir la pérdida de filtrado. Esto es cierto especialmente en los lodos densificados, donde la salmuera adicional actúa como un sólido, aumentando la viscosidad.

Emulsificantes. Aunque los emulsificantes no sean verdaderos aditivos para el control de filtración, pueden reducir la filtración aumentando la intensidad de la emulsión si ésta no es estable. Los factores que indican la necesidad de añadir más emulsificante son una tendencia baja o decreciente en la Estabilidad Eléctrica (ES) y/o la presencia de agua en el filtrado ATAP captado. Una emulsión suficientemente estable debería ser establecida antes de tratar con aditivos para el control de filtración. Si un emulsificante requiere cal para ser activado, se debe mantener un excedente de cal en el lodo.

Agentes humectantes. Los sólidos (arcillas, sólidos perforados y material densificante) deben ser “humectados” por el líquido de base, si no tenderán a sedimentarse, aumentando la viscosidad y la pérdida de filtrado. Los agentes humectantes y emulsificantes apropiados deben ser usados en concentraciones suficientes para mantener todos los sólidos adecuadamente “humectados”. Si la cantidad de agente humectante presente no es suficiente, la adición de agente humectante reducirá las propiedades reológicas. Las pruebas piloto pueden determinar si se necesita aumentar la cantidad de agente humectante.

Viscosificadores. El viscosificador principal en los lodos de emulsión inversa es la arcilla organofílica. Aunque no se hidrate, esta arcilla reduce la tasa de filtración al proporcionar un sólido coloidal para formar un revoque básico.

Aditivos de control de filtración. Los

***...“sin sólidos”
y “clara” se
usan
frecuentemente
para describir
las salmueras
usadas para
perforar...***

aditivos principales de control de filtración para los lodos de emulsión inversa son el asfalto, la gilsonita (asfalto natural), el lignito tratado con aminas y otras resinas y polímeros especializados. Los materiales asfálticos suelen proporcionar un mejor control de filtración que el lignito tratado con aminas, a iguales concentraciones y temperaturas. Algunos operadores prohíben el uso de materiales asfálticos por temor a que perjudiquen la permeabilidad de la formación. **Los reglamentos ambientales locales y las políticas de M-I deberían ser considerados antes de usar VERSATROL® o cualquier otro material asfáltico en un lodo base sintético.**

SALMUERAS DE REHABILITACIÓN Y COMPLETACIÓN

Los términos “sin sólidos” y “clara” se usan frecuentemente para describir las salmueras usadas para perforar en zonas productivas, colocar filtros de grava y para otras operaciones de completación y rehabilitación. Ocasionalmente, se usa carbonato de calcio y sal de granulometría determinada (cloruro de sodio) en estas salmueras para impedir la pérdida de circulación (fuga). Lo ideal sería que estas salmueras no contengan ningún sólido insoluble en ácido (arcillas, arena, barita, etc.). Las salmueras de cloruro de sodio, cloruro de calcio, bromuro de sodio, bromuro de calcio, y a veces bromuro de cinc son usadas para estas aplicaciones. Las salmueras de bromuro de cinc no se usan mucho porque son corrosivas y

Resumen

Los registros de pozos de referencia son las mejores herramientas para determinar el nivel de control de pérdida de filtrado requerido...

La pérdida de filtrado no debería ser considerada como un valor absoluto. Más bien, debería ser considerada simplemente como una indicación de las propiedades de filtración del lodo en el pozo. Debido a que muchas variables afectan las propiedades de filtración, es imposible pronosticar la pérdida real de fluido a la formación a partir de las pruebas estáticas. Los registros de pozos de referencia son las mejores herramientas para determinar el nivel de control de pérdida de filtrado requerido para perforar un pozo determinado de manera segura y con éxito. Las formaciones que no son sensibles al agua

muy costosas.

Las salmueras pueden aumentar la densidad para el control del pozo sin introducir sólidos que podrían producir daños a la formación. La alta salinidad también inhibe el hinchamiento de las arcillas de la formación. Aunque estas salmueras no sean tan dañinas a la formación como el agua dulce o el agua salada, su pérdida debe ser controlada. Los aditivos de control de filtración para estos sistemas se componen generalmente de polímeros y agentes puenteantes. El polímero más usado para la viscosidad es la Hidroximetilcelulosa (HEC).

Los polímeros son usados para la viscosidad y el control de pérdida de filtrado. Los agentes puenteantes son necesarios para sellar las aberturas de la formación que son demasiado grandes para ser selladas por los polímeros. M-I suministra moliendas grandes, medianas y finas de partículas de granulometría determinada de carbonato de calcio (mármol o caliza) para ser usadas como agentes puenteantes. Los tamaños medianos típicos de partículas para estos productos son: grueso (104 micrones), mediano (43 micrones) y fino (13 micrones). El tamaño medio de las partículas para un agente puenteante debería ser por lo menos igual a la mitad del tamaño de la abertura de poro. Como los tamaños de molienda cubren un rango más amplio que solamente los tamaños medianos de las partículas, las partículas de gran tamaño serán suficientes para iniciar la obturación.

pueden ser perforadas con un lodo que tiene una pérdida de filtrado API de 20 cm³. En cambio, las lutitas sensibles al agua que se desprenden, se desmoronan y se hidratan pueden requerir un lodo con una pérdida de filtrado API de 5 cm³ o menos. El ingeniero de lodos debe recomendar los cambios a realizar en el sistema de lodo para obtener resultados aceptables de la perforación, en base a las condiciones para un pozo determinado y los síntomas observados, i.e., pozo reducido, tendencias a pegadura, lutita inestable, etc.

La experiencia obtenida en un área servirá como guía para determinar las

Cuando la profundidad del pozo aumenta, es necesario reducir la pérdida de filtrado para evitar problemas.

especificaciones de pérdida de filtrado para un programa de lodo de perforación. Se debería hacer todo lo posible para perforar con el nivel "correcto" de pérdida de filtrado – es decir el nivel en que los problemas de perforación o producción pueden ser evitados. Los filtrados que son inferiores a los necesarios aumentarán el costo del lodo y pueden reducir las velocidades de perforación. La filtración que es demasiado alta causará condiciones de pozo reducido, pegadura, lutitas desmoronables y otros problemas mencionados anteriormente.

Cuando la profundidad del pozo aumenta, es necesario reducir la pérdida de filtrado para evitar problemas. Por lo tanto, es común que se perfora el pozo inicial con un lodo que tiene una pérdida de filtrado de 20 cm³, luego terminando el pozo con un lodo que tiene una pérdida de filtrado de 2 cm³. Es necesario que el ingeniero de lodos se familiarice con los requisitos del área donde esté trabajando en lo que se refiere a la pérdida de filtrado. Las tasas de filtración aceptables variarán de un área a otra y dependen de la formación, profundidad, presión diferencial, temperatura y tipo de lodo.

Una vez que se ha establecido el valor

deseado, se puede lograr el control de pérdidas de fluido aplicando los principios descritos anteriormente. En resumen, éstos son: minimizar los sólidos perforados, optimizar los sólidos coloidales y usar el aditivo apropiado de control de filtración. Las Figuras 8 y 9, junto con la Tabla 2, pueden ser útiles para seleccionar un aditivo de pérdida de filtrado para una aplicación determinada. La Tabla 2 muestra la eficacia de cada agente de control de pérdida de filtrado en diferentes tipos de sistema de lodo.

Antes de aplicar cualquiera de los agentes de control de pérdida de filtrado, considerar los siguientes factores:

1. ¿Se puede usar en presencia de calcio?
2. ¿Se puede usar en altas concentraciones de sal?
3. ¿Necesitará algún preservativo?
4. ¿Funcionará a la temperatura requerida?
5. ¿Producirá algún cambio inaceptable de la viscosidad?
6. ¿Soportará al material densificante con una cantidad mínima de sólidos?
7. ¿Es económico para la operación en particular?
8. ¿Es el agente más eficaz bajo las circunstancias consideradas?

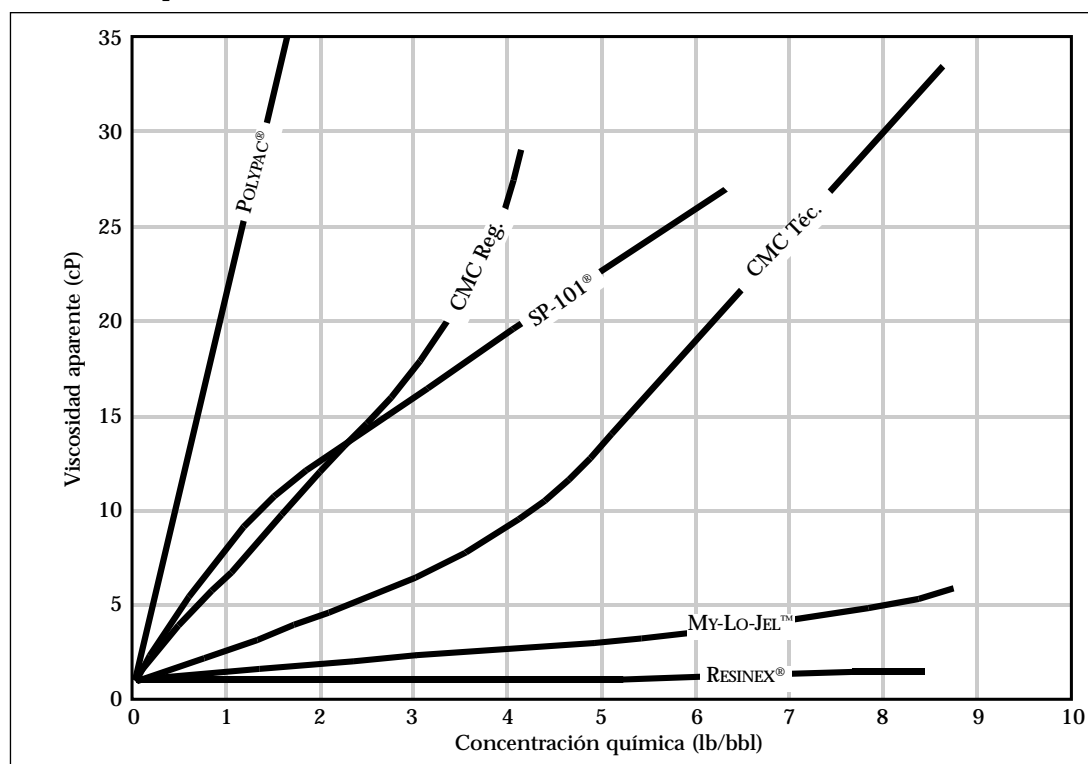


Figura 8: Viscosidad vs. concentración, aditivos de control de filtración.

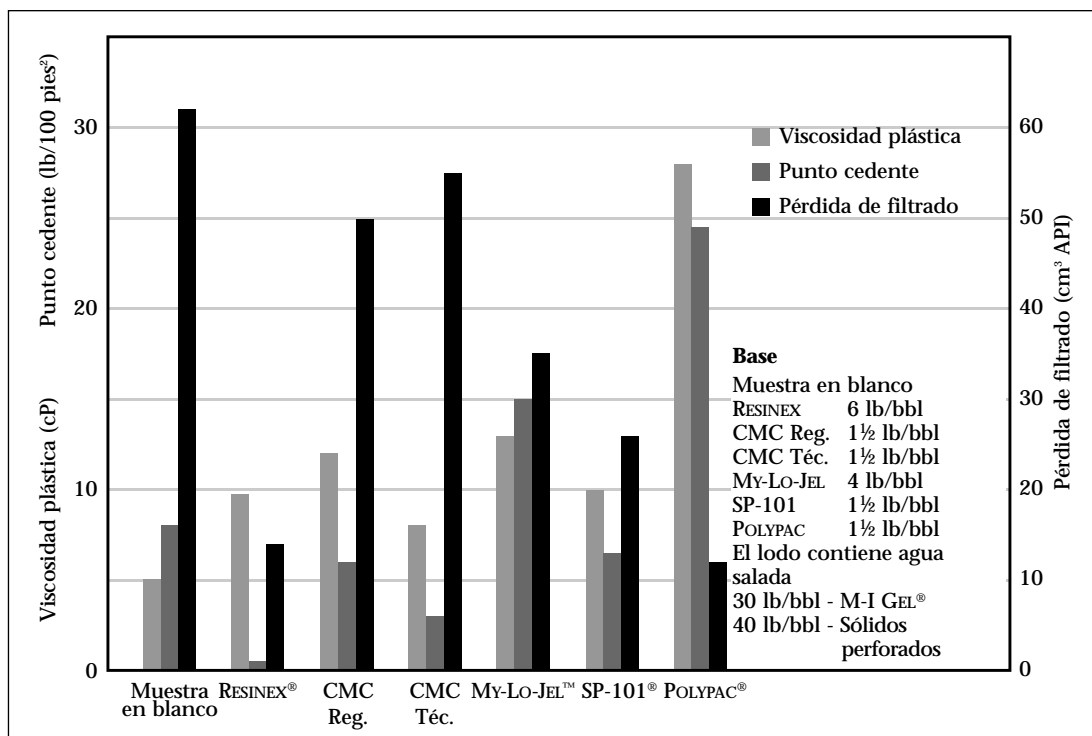


Figura 9: Propiedades de flujo y eficacia en varios tratamientos.

	POLY-SAL™	MY-LO-JEL™	CMC (reg.)	CMC (LV)	SP-101®	RESINEX®	POLYPAC® UL
Bajo pH lodo de agua dulce	A	A*	E	E	E**	A	E
Alto pH lodo de agua dulce	A	E	E	E	E**	A	E
Lodo de agua salada o agua salobre	A	A*	E	E	NU	E	E
Lodo de agua salada saturada	E	E	A	A	NU	NU	B
Lodo tratado con cal	E	E	B	B	NU	E	B
Lodo KCl	E	E*	E	E	NU	A	E
Lodo yeso	B	A*	E	E	NU	E	E
E — Excelentes resultados NU — No usado B — Buenos resultados * Se necesita preservativo A — Resultados aceptables ** El calcio soluble debería ser mantenido al nivel más bajo posible							
Observación: Cuando se desea una pérdida de filtrado extremadamente baja, el almidón da mejores resultados que la CMC. Cuando se desea obtener mejores calidades de suspensión, CMC o POLYPAC dará mejores resultados que el almidón o SP-101. Cuando concentraciones extremadamente altas de sales están presentes, el almidón, SP-101 o POLYPAC UL darán mejores resultados que la CMC.							

Tabla 2: Eficacia de los agentes de pérdida de filtrado en varios lodos base agua.

Los tipos y las cantidades de sólidos presentes en los sistemas de lodo determinan la densidad del fluido...

Introducción

Los tipos y las cantidades de sólidos presentes en los sistemas de lodo determinan la densidad del fluido, la viscosidad, los esfuerzos de gel, la calidad del revoque y el control de filtración, así como otras propiedades químicas y mecánicas. Los sólidos y sus volúmenes también afectan los costos del lodo y del pozo, incluyendo factores como la Velocidad de Penetración (ROP), la hidráulica, las tasas de dilución, el torque y el arrastre, las presiones de surgencia y pistoneo, la pegadura por presión diferencial, la pérdida de circulación, la estabilidad del pozo, y el embolamiento de la barrena y del conjunto de fondo. A su vez, estos factores afectan la vida útil de las barrenas, bombas y otros equipos mecánicos.

Productos químicos, arcillas y materiales densificantes son agregados al lodo de perforación para lograr varias propiedades deseables. Los sólidos

perforados, compuestos de rocas y arcillas de bajo rendimiento, se incorporan en el lodo. Estos sólidos afectan negativamente muchas propiedades del lodo. Sin embargo, como no es posible eliminar todos los sólidos perforados – ya sea mecánicamente o por otros medios – éstos deben ser considerados como contaminantes constantes de un sistema de lodo.

La remoción de sólidos es uno de los más importantes aspectos del control del sistema de lodo, ya que tiene un impacto directo sobre la eficacia de la perforación. El dinero invertido en el control de sólidos y la solución de problemas relacionados con los sólidos perforados representa una porción importante de los costos globales de perforación. El control de sólidos es un problema constante – cada día, en cada pozo.

Fundamentos

Los sólidos del lodo de perforación pueden ser separados en dos categorías: *Sólidos de Baja Gravedad Específica (LGS)*, con una Gravedad Específica (SG) comprendida en el rango de 2,3 a 2,8, y los *Sólidos de Alta Gravedad Específica (HGS)*, con una SG de 4,2 o más. Los materiales densificantes como la barita o la hematita componen la categoría de HGS y son usados para lograr

densidades superiores a 10,0 lb/gal (SG>1,2). Los sólidos perforados, las arcillas y la mayoría de los demás aditivos de lodo están incluidos en la categoría de LGS y son frecuentemente los únicos sólidos usados para obtener densidades de hasta 10,0 lb/gal (SG<1,2). La Figura 1 muestra el rango recomendado de contenido total de sólidos para los lodos base agua.

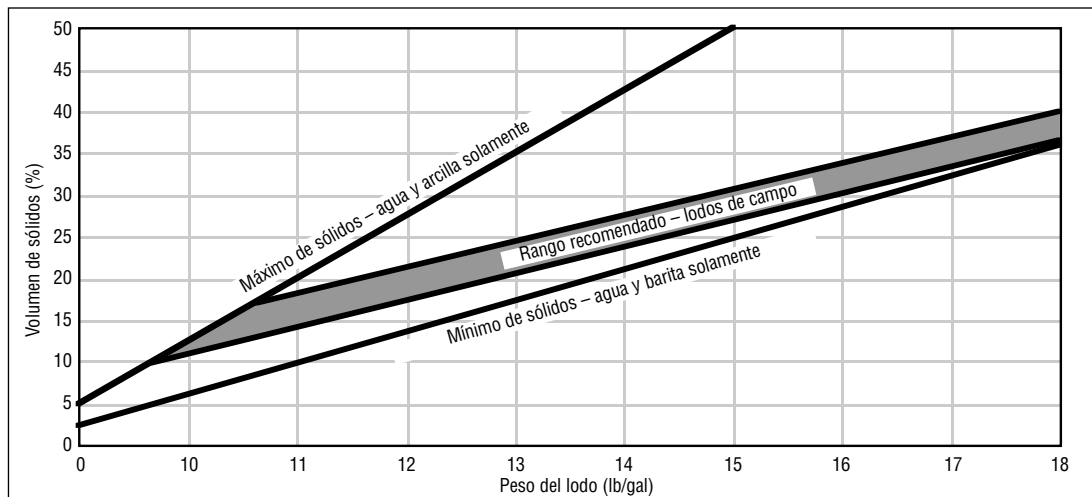


Figura 1: Rango recomendado de sólidos en los lodos base agua

El control de sólidos se logra usando uno o varios de los métodos básicos de separación de sólidos:

- Sedimentación.
- Zaranda.
- Hidrociclones.
- Centrífugas rotativas.

Los hidrociclones y las centrífugas usan la fuerza centrífuga para lograr tasas de separación más altas que las que se pueden obtener mediante la sedimentación gravitacional. Estos métodos son similares a la sedimentación y están gobernados por las leyes de la física. Si se mantiene el lodo en circulación para romper los esfuerzos de gel, entonces la sedimentación de las partículas está gobernada por la ley de Stokes, la cual es:

$$V_s = \frac{g_c D_s^2 (\rho_s - \rho_L)}{46,3 \mu}$$

Donde: V_s = Velocidad de caída o sedimentación (pie/seg.)

g_c = Constante de gravedad (pie/seg.²)

D_s = Diámetro del sólido (pie)

ρ_s = Densidad del sólido (lb/pie³)

ρ_L = Densidad del líquido (lb/pie³)

μ = Viscosidad del líquido (cP)

Esta ecuación es una representación matemática de los hechos que se observan comúnmente; i.e., cuanto más grande sea la diferencia entre la densidad del sólido y la densidad del líquido ($\rho_s - \rho_L$), más rápida será la sedimentación del sólido; cuanto más grande sea una partícula (D_s), más rápida será su sedimentación; y cuanto más baja sea la viscosidad del líquido (μ), más rápida será la velocidad de sedimentación. Además, si se puede aumentar mecánicamente la fuerza que actúa sobre las partículas (g_c), la velocidad de sedimentación aumentará proporcionalmente. Para un movimiento centrífugo como el que se observa en los hidrociclones y las centrífugas, la fuerza de separación es proporcional al diámetro del movimiento circular, multiplicado por

el cuadrado de la velocidad rotacional (RPM), multiplicado por la masa de la partícula.

Las observaciones realizadas en el campo verifican que la baja viscosidad del lodo, sumada a un caudal bajo del lodo, favorecen la sedimentación de los sólidos más grandes y más pesados. Por lo tanto, la remoción de la arena y de los recortes mediante la sedimentación o la fuerza centrífuga resulta práctica y beneficiosa. Sin embargo, si el lodo contiene barita, ésta también puede sedimentarse. La única manera de que **todos** los recortes puedan ser separados de toda la barita sería que **todos** los recortes fuesen del mismo tamaño y que **toda** la barita tenga un tamaño y una masa totalmente diferentes. La ley de Stokes demuestra que partículas de diferentes densidades y tamaños, con masas idénticas (densidad multiplicada por el volumen), tienen exactamente la misma velocidad de sedimentación. Por ejemplo, una partícula de arena o lutita (SG 2,6) que es aproximadamente 1 1/2 veces más grande que una partícula determinada de barita (SG 4,2) se sedimentará más o menos a la misma velocidad ($1\ 1/2 \times 2,6 = 3,9$), dondequiera que esté ubicada – tanque de asentamiento, hidrociclón o centrífuga. Desde el punto de vista de la separación de sólidos, sería imposible separar una partícula de lutita de 60 micrones de una partícula de barita de 40 micrones utilizando las técnicas de sedimentación.

Los hidrociclones y/o las centrífugas no son perfectos en lo que se refiere a la separación de los sólidos no deseados del lodo. Sin embargo, las ventajas ofrecidas por estos equipos compensan ampliamente sus limitaciones. Cada equipo de control de sólidos está diseñado para eliminar una cantidad suficiente de sólidos de manera que se pueda mantener un nivel controlable de sólidos perforados. Es importante usar la combinación correcta de equipos para una situación determinada, y asegurarse que éstos funcionen y estén configurados de la manera correcta.

Es importante entender la manera en que los tamaños de las partículas...se clasifican...

Clasificación de los Tamaños de Partículas

Es importante entender la manera en que los tamaños de las partículas contenidas en el lodo de perforación se clasifican y los tipos de sólidos que corresponden a cada categoría. Las partículas del lodo de perforación pueden variar de arcillas muy pequeñas (menos de 1/25.400 de pulgada) a recortes muy grandes (más de una pulgada). Debido a las partículas extremadamente pequeñas, los tamaños están indicados en micrones. Un micrón es una millonésima de metro (1/1.000.000 ó 1×10^{-6} m). Por lo tanto, 1 pulgada es igual a 25.400 micrones.

Los sólidos del fluido de perforación están clasificados en las siguientes categorías, de conformidad con su tamaño:

La Tabla 1 y las Figuras 2 y 3 relacionan los tamaños de las partículas con términos familiares, ejemplos típicos, mallas equivalentes, y con los equipos de control de sólidos que eliminarán partículas que

tienen un tamaño determinado. La malla es importante porque determina el tamaño de separación para las zarandas. La Figura 3 es un dibujo ampliado para mostrar los tamaños de malla que aumentan de malla 20 a 325 y el tamaño equivalente de partícula (en micrones) que pasará a través de cada malla. Se usa una malla 200 para la Prueba de Arena de API, en la cual todas las partículas que no pasan a través de la malla (>74 micrones) están clasificadas como arena. El noventa y siete por ciento de las baritas de buena calidad (<74 micrones) pasarán a través de las mallas 200 y el 95% pasarán a través de las mallas 325 (<44 micrones). Por lo tanto, la mayoría de las baritas están clasificadas en la misma categoría de tamaño que el limo. Las arcillas de alta calidad, como el M-I GEL® están incluidas en el rango de partículas coloidales, i.e., 2 micrones o menos.

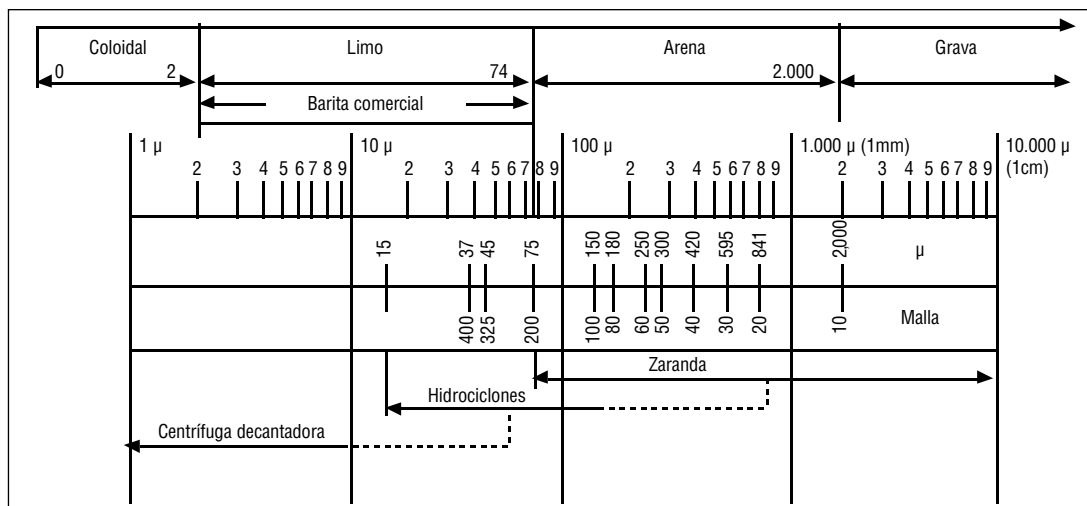


Figura 2: Clasificación de los tamaños de partículas.

Categoría	Tamaño	Ejemplo
Coloidal	2 μ o menos	Bentonita, arcillas y sólidos perforados ultrafinos
Limo	2 – 74 μ (< malla 200)	Barita, limo y sólidos perforados finos
Arena	74 – 2.000 μ (malla 200 – 10)	Arena y sólidos perforados
Grava	Más de 2.000 μ (>malla 10)	Sólidos perforados, grava y cantos rodados

Tabla 1: Clasificación de los sólidos de acuerdo al tamaño

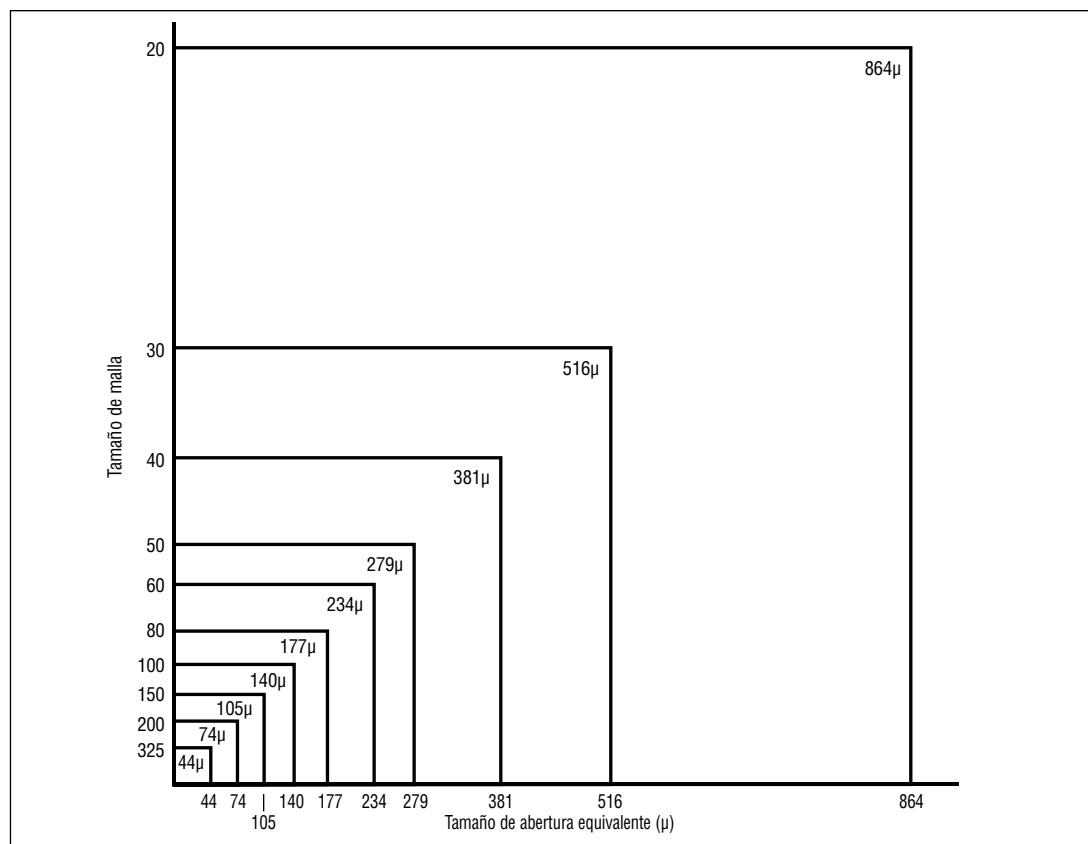


Figura 3: Tamaños de malla vs. micrones de apertura.

La agrupación de los sólidos en base al tamaño no toma en cuenta la composición física del material que se está midiendo, aunque se usen los términos “limo” y “arena”. Por ejemplo, las partículas de tamaño de limo pueden incluir partículas de lutita, arena fina, carbonatos finos y barita. Las partículas de tamaño de arena pueden incluir partículas de arena, lutita, carbonatos, recortes y materiales de pérdida de circulación, agentes puenteantes y barita gruesa. Los sólidos coloidales incluyen la bentonita y otras arcillas; sólidos perforados muy finos (lutita, arena y carbonatos); y barita fina.

En general, el término “arcilla” se usa para describir los minerales arcillosos molidos de alta calidad, como la bentonita de Wyoming, que son agregados para aumentar la viscosidad del lodo y mejorar el revoque. Sin embargo, los recortes, la barita y otros sólidos también aumentan la viscosidad, especialmente si el tamaño de las partículas se degrada dentro del rango de tamaños coloidales. La Figura

4 ilustra la manera en que el tamaño de las partículas afecta el área superficial para un sólido de volumen determinado. Si un sólido perforado original fuera un cubo de 40 micrones, su área superficial sería de 9.600 micrones cuadrados. Si se permite que este cubo de 40 micrones se degrade en cubos individuales de 1 micrón, el número de partículas será 64.000 y el área superficial aumentará a 384.000 micrones cuadrados, es decir 40 veces el valor original. El volumen de sólidos perforados no cambió durante esta degradación del tamaño de las partículas. Se debe tener en cuenta que el espesor de una sola laminilla de arcilla sólo es de 10 angstroms. Un angstrom es igual a 1/10.000 micrones o 1×10^{-10} m. Si se permite que el cubo de 40 micrones se degrade en secciones de espesor de laminilla de arcilla de 40 micrones por 40 micrones, el número de partículas sólo será 40.000; sin embargo, el área superficial aumentará a 128.006.400 micrones cuadrados, o 13.334 veces el área superficial original.

...el término “arcilla” se usa para describir los minerales arcillosos molidos de alta calidad...

En un lodo de perforación, la viscosidad aumenta proporcionalmente al área superficial de los sólidos. El área superficial de todos los sólidos debe estar humectada. A medida que la cantidad de líquido disminuye debido al aumento del área superficial, la viscosidad del fluido aumenta y la eficiencia disminuye. Los sólidos

coloidales producen la mayoría de la viscosidad en los lodos de perforación, debido a este aumento del área superficial. Por este motivo, el volumen de los sólidos coloidales contenidos en el lodo de perforación debe ser controlado por razones de economía y eficacia.

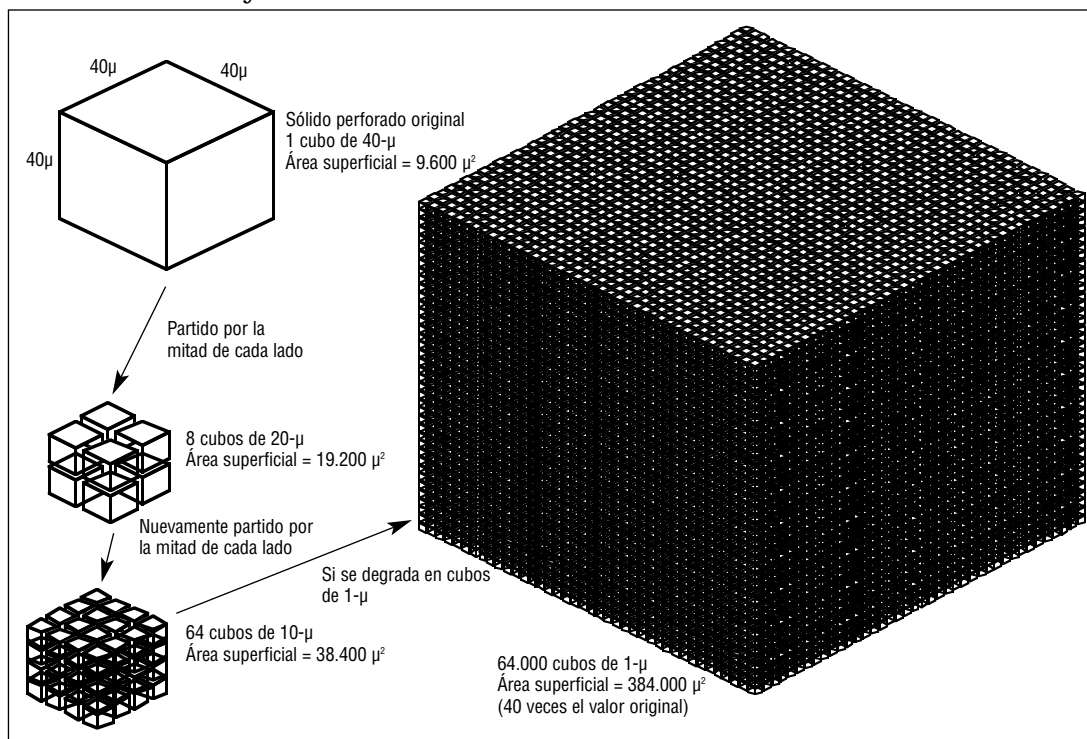


Figura 4: Efecto del tamaño de las partículas sobre el área superficial.

Métodos de Separación de Sólidos

TANQUE DE ASENTAMIENTO O TRAMPA DE ARENA

Los tanques de asentamiento casi nunca son usados en las operaciones modernas de perforación; sin embargo, pueden ser usados de vez en cuando. La proporción de sólidos que se depositan en los tanques de asentamiento o las trampas de arena depende de: (1) el tamaño, la forma y la gravedad específica de las partículas; (2) la densidad del fluido de perforación; (3) la viscosidad del fluido de perforación; (4) el tipo de régimen de flujo del fluido; y (5) el tiempo de estancia en el tanque.

De acuerdo con la ley de Stokes, la sedimentación eficaz de los sólidos sólo puede lograrse cuando el fluido tiene un flujo laminar. Las velocidades de sedimentación pueden ser aumentadas

usando bajas viscosidades y bajos esfuerzos de gel. Bajo condiciones de flujo tapón o flujo turbulento, la sedimentación de sólidos es mínima, ya que sólo las partículas muy grandes tienden a sedimentarse. En un equipo de perforación con zarandas de capacidad inferior, una trampa de arena o un tanque de asentamiento eliminará algunos de estos sólidos perforados de gran tamaño. La mayoría de las zarandas modernas eliminarán los sólidos de tamaño de arena y más grandes sin necesitar el uso de trampas de arena y/o tanques de asentamiento.

La capacidad del equipo de control de sólidos es determinada por el volumen de lodo que éste puede procesar y la cantidad y el tamaño de los sólidos que puede eliminar. Ningunos de los equipos de control de sólidos usados en

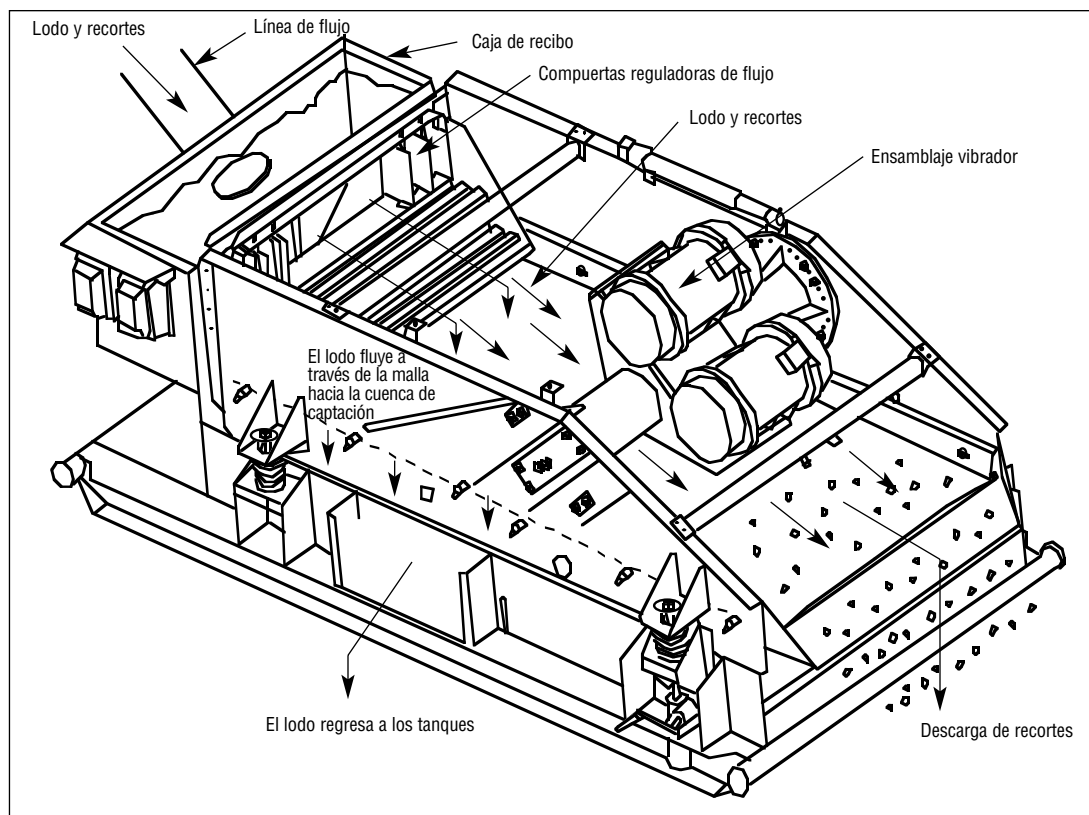


Figura 5: Zaranda lineal ajustable.

la perforación podrá eliminar el 100% de los sólidos generados. Para comparar la eficiencia de los equipos de control de sólidos, se usa una clasificación de los tamaños de partículas basada en el *punto de corte*. El punto de corte se refiere a la combinación de un tamaño micrométrico con el porcentaje del tamaño de partículas que se elimina. Las designaciones de punto de corte deberían incluir el porcentaje del tamaño indicado que se elimina. Los puntos de corte siempre deben estar indicados por la letra “D”, con un subíndice que indique el porcentaje eliminado. Sin este porcentaje, será imposible comparar dos tamaños de punto de corte. Un punto de corte D_{50} de 40 micrones significa que 50% de las partículas de 40 micrones han sido eliminadas y que 50% permanecen en el sistema de lodo.

ZARANDAS

Los dispositivos de control de sólidos más importantes son las *zarandas*, las cuales son mallas vibratorias separadoras usadas para eliminar los recortes del lodo (ver la Figura 5). Como primera etapa de la cadena de limpieza

de lodo/remoción de sólidos, las zarandas constituyen la primera línea de defensa contra la acumulación de sólidos. Las zarandas se diferencian de los otros equipos de eliminación de sólidos en que producen un corte de prácticamente 100% (D_{100}) al tamaño de abertura de la malla. Como se muestra en la Figura 3, una zaranda de malla 200 cuadrada eliminará 100% de los sólidos más grandes que 74 micrones, lo cual elimina la necesidad de usar un desarenador. En cambio, las mallas de zaranda tipo sandwich, los hidrociclones y las centrífugas que se usan actualmente, tienen eficiencias de remoción variables para diferentes tamaños de partículas, y se les suele atribuir una clasificación D (descrita más adelante) para el tamaño de partícula que se desea eliminar.

Muchos problemas potenciales pueden ser evitados observando y ajustando las zarandas para lograr la eficiencia máxima de remoción en base a la capacidad de manejo. El uso de mallas con los entramados más finos para eliminar la mayor cantidad posible de sólidos durante la primera circulación del pozo constituye el

Los dispositivos de control de sólidos más importantes son las zarandas...

Actualmente se usan tres tipos básicos de zarandas.

método más eficaz de control de sólidos. Esto impide que los sólidos sean circulados de nuevo y que su tamaño se degrade tanto que no puedan ser eliminados. Las zarandas pueden eliminar hasta 90% de los sólidos generados. A menos que las zarandas estén funcionando correctamente y tengan mallas con los entramados más pequeños posibles, todos los demás equipos estarán sujetos a sobrecargas y a una operación ineficaz (ver Pautas para la Operación Apropiaada de las Zarandas, página 8.23). Las zarandas no pueden eliminar los sólidos que tienen tamaños de limo y coloidales, por lo tanto resulta necesario usar la dilución y otros equipos para controlar los sólidos perforados ultrafinos.

Actualmente se usan tres tipos básicos de zarandas. Éstos son:

- **La zaranda de movimiento circular**, la cual es un tipo de zaranda más antigua en el mercado y produce generalmente la fuerza centrífuga, o fuerza G, más baja.
- **La zaranda de movimiento elíptico**, la cual es una versión modificada de la zaranda de movimiento circular, en la cual se levanta el centro de gravedad por encima de la cubierta y se usan contrapesos para producir un movimiento “oviforme” cuya intensidad y desplazamiento vertical varían a medida que los sólidos bajan por la cubierta.
- **La zaranda de movimiento lineal**, la cual utiliza dos motores de movimiento circular montados en la misma cubierta. Los motores están configurados para rotaciones contrarias para producir una fuerza G descendente y una fuerza G ascendente cuando las rotaciones son complementarias, pero ninguna fuerza G cuando las rotaciones son contrarias. La fuerza G de la mayoría de las zarandas de movimiento lineal varía aproximadamente de 3 a 6. Cada zaranda ofrece ciertas ventajas de diseño:

La zaranda de movimiento circular tiene una baja fuerza G y produce un transporte rápido. Este diseño es eficaz con los sólidos pegajosos de tipo arcilloso, al reducir el impacto que estos sólidos tienen sobre la superficie de la malla. Esta zaranda tiene una baja

capacidad para secar los recortes; por lo tanto, los recortes descargados son generalmente húmedos.

La zaranda de movimiento elíptico tiene una fuerza G moderadamente alta y un transporte lento en comparación con los tipos circulares o lineales. Esta zaranda produce el mayor secado, y por lo tanto se puede usar en lodo densificado o como limpiador de lodo para secar el flujo que sale por abajo de un deslimador.

La zaranda de movimiento lineal es la más versátil, produciendo una fuerza G bastante alta y un transporte potencialmente rápido, según la velocidad rotacional, el ángulo de la cubierta y la posición de la malla vibratoria.

Varios tipos diferentes de zarandas pueden ser combinados “en cascada” para producir la mejor eficiencia de remoción de sólidos. Las zarandas de movimiento circular a veces son usadas como zarandas “de separación preliminar” (“scalping shakers”) para eliminar los grandes sólidos pegajosos. Luego el fluido pasa por una zaranda elíptica o lineal que produce una fuerza G más alta para eliminar los sólidos más finos. Esta combinación maximiza la remoción, permitiendo el uso de mallas con entramados más finos de lo normal en las zarandas secundarias.

El flujo de lodo debería extenderse lo más posible sobre la superficie de la malla mediante el uso de las compuertas reguladoras de la alimentación ubicadas entre la *caja de recibo* (tanque de transición entre la línea de flujo y la zaranda – ver la Figura 5) y la superficie de la malla. Lo ideal sería que el lodo se extendiera hasta 1 pie del borde de las mallas. Por encima de todo, las mallas rotas o dañadas deben ser reemplazadas *inmediatamente*. En el caso de las zarandas que están diseñadas con una pendiente negativa, la cual forma un charco de lodo delante de la caja de recibo, cuidarse del riesgo de contraflujo de lodo por detrás del charco de lodo, así como de la posibilidad de que las mallas cubiertas por el charco de lodo tengan agujeros o rasgaduras.

Ocasionalmente, los recortes pueden ser del mismo tamaño que las aberturas de la malla y pueden bloquearse dentro de éstas. Esto es conocido como el

Una zaranda sólo es tan buena como el tamaño del entramado y la calidad de su malla.

...tamaños D son determinados a partir de la granulometría (distribución del tamaño de las partículas) del líquido alimentado y de la descarga de sólidos.

taponamiento de la malla. Resultará en la reducción de la capacidad de la malla y la pérdida del lodo entero. Para corregir este problema, reemplazar con una malla más fina. La malla más fina debería impedir que los recortes obturen las aberturas, de manera que puedan ser transportados hasta el final de la zaranda y separados del sistema de lodo.

MALLAS DE ZARANDA

Una zaranda sólo es tan buena como el tamaño del entramado y la calidad de su malla. Actualmente hay muchos tipos de mallas disponibles, cuyos rendimientos son variables. Por ejemplo, una malla “cuadrada” de malla 100 elimina 100% de las partículas más grandes que 140 micrones, mientras que una malla con “entramado en sandwich” de malla 100 de alto caudal elimina 95% de las partículas más grandes que 208 micrones. El rendimiento de esta malla con entramado en sandwich es aproximadamente igual al rendimiento de una malla “cuadrada” solamente de malla 70. La selección de la malla se basa frecuentemente en la experiencia anterior, la cual debería ser combinada con el conocimiento de las diferentes mallas y sus diferencias de diseño y capacidad.

Algunos términos generales usados para describir las mallas de las zarandas incluyen:

Malla: El número de aberturas por pulgada lineal. Por ejemplo, una malla “cuadrada” de malla 30 x 30 tiene 30 aberturas a lo largo de una línea de 1 pulgada en ambas direcciones. Una malla “oblonga” (abertura rectangular) de malla 70 x 30 tendrá 70 aberturas a lo largo de una línea de 1 pulgada en una dirección, y 30 aberturas en una línea perpendicular de 1 pulgada. Según el fabricante, el tamaño del alambre y el tejido, esta malla de malla 70 x 30 se puede describir como: (1) una malla “oblonga” o “rectangular” de malla 70, (2) una malla “oblonga 80” para clasificar la abertura rectangular eficaz en términos de cuadrado equivalente, o posiblemente (3) una malla de malla 100. **Procurar no usar las designaciones de mallas para comparar los tipos de mallas.** Además del número de mallas, se usan varios

tamaños de alambre y patrones de tejido que afectan el tamaño de la abertura y el caudal para un tamaño de malla en particular. Cada una de las mallas cuadradas, con mallas en sandwich, oblongas y empernadas de malla 100 elimina diferentes tamaños de partículas.

Eficiencia de separación o “punto de corte”: Ya no es suficiente conocer el punto de corte D_{50} de una malla, porque muchos tipos modernos de mallas no producen un corte de 100%. Un punto de corte D_{50} representa el tamaño de partícula, cuando 50% de las partículas de este tamaño son eliminadas por el dispositivo de control de sólidos. El subíndice D se refiere al porcentaje eliminado, de manera que en un corte de D_{16} , 16% de las partículas que tienen el tamaño micrométrico indicado son eliminadas, y D_{84} representa el tamaño micrométrico para el cual 84% de los sólidos son eliminados. Estos tamaños D son determinados a partir de la granulometría (distribución del tamaño de las partículas) del líquido alimentado y de la descarga de sólidos. La combinación del punto de corte D_{50} de la malla con la relación D_{84}/D_{16} proporciona una idea más completa de la eficiencia de separación. La relación D_{84}/D_{16} indica la exactitud o “agudeza” del punto de corte – donde se eliminan todos los sólidos hasta un tamaño determinado, pero no se elimina ninguna de las partículas más pequeñas. Una malla de entramado cuadrado de calidad comercial realiza un punto de corte preciso de casi 100% al tamaño de abertura de la malla, y los valores de D_{50} , D_{84} y D_{16} son del mismo tamaño micrométrico que la abertura de la malla. Por lo tanto, la relación D_{84}/D_{16} es de 1,0 para las mallas cuadradas de calidad comercial. Se prefiere tener mallas con una relación D_{84}/D_{16} próxima de 1,0; los valores superiores a 1,5 no son deseables. Se aplica la misma relación de tipo D a los hidrociclones y a las centrífugas, donde la relación puede ser bastante alta, indicando un punto de corte impreciso (ver la Figura 8).

Área abierta: El área no ocupada por los alambres. Una malla 80 con un área abierta de 46% manejará un volumen de lodo más grande que una malla 80

que tiene un área abierta de 33%. En lo que se refiere al área abierta, se debe considerar si una malla es plana o tridimensional (tal como una malla corrugada) y la proporción de dicha área que está efectivamente procesando el fluido. Las mallas corrugadas o tridimensionales, en las cuales una gran porción del área de la malla siempre está expuesta encima del fluido, no contribuyen realmente al procesamiento del fluido.

Conductancia: La capacidad de caudal o permeabilidad relativa por espesor unitario de una malla (según API RP13E). Esto se modela de conformidad con la ley de Darcy. Distintos fabricantes usan diferentes unidades de conductancia, como el

Tamiz estándar equivalente (malla)	Punto de corte (μ) D_{100}	Tamiz estándar equivalente (malla)	Punto de corte (μ) D_{100}
3,5	5.660	40	420
4	4.760	45	350
5	4.000	50	297
6	3.360	60	250
7	2.830	70	210
8	2.380	80	177
10	2.000	100	149
12	1.680	120	125
14	1.410	140	105
16	1.190	170	88
18	1.000	200	74
20	840	230	62
25	710	270	53
30	590	325	44
35	500	400	37

Tabla 2: Tamices estándar equivalentes .

Designación de la Malla	Tamiz Estándar Equivalente (malla)	Punto de Corte (μ) D_{100}	Área Abierta (%)
16 X 16	27	1.130	50,7
20 X 20	28	864	46,2
30 X 30	41	516	37,1
40 X 40	43	381	36,0
50 X 50	54	279	30,3
60 X 60	64	234	30,5
80 X 80	80	177	31,4
100 X 100	108	140	30,3
120 X 120	128	117	30,5
150 X 150	140	105	37,9
200 X 200	200	74	33,6
250 X 250	234	61	36,0
325 X 325	325	44	30,5
400 X 400	400	37	36,0

Tabla 3: Tejido de calidad comercial de mallas cuadradas.

kilodarcy/cm (kD/cm) o kD/mm, pero resulta útil considerar estos valores en relación con galones por minuto (gpm) por pie cuadrado de malla. Este número es especialmente útil para determinar la malla que se debe usar en base a la cobertura de flujo del área disponible de la malla. Por ejemplo, si un sistema de lodo en particular tiene una cobertura de flujo de 33% para una malla con entramado en sandwich de malla 50 que tiene una conductancia de 6,1, y se desea obtener una cobertura de 66%, se debería usar una malla con entramado en sandwich más fina de malla 110 con una conductancia de 2,94 ($66\% \approx 33\% \times (6.1/2.94)$).

Aunque una malla con un tamaño de malla determinado sea preferida o especificada por un operador, se debe tener en cuenta que los diferentes tipos de mallas y las diferencias entre los fabricantes causarán diferentes niveles de rendimiento en mallas que han sido designadas con el mismo tamaño de malla. La selección del tamaño de la malla depende de las condiciones observadas en el sitio. Si el volumen de fluido que está circulando excede la capacidad de las mallas (i.e., pérdida de lodo sobre las mallas), o si la cobertura de flujo de las mallas es inferior a la deseada, entonces se debería usar otro tamaño de malla.

Las Tablas 2 a 13 enumeran los valores de mallas de zarandas para tamices estándar equivalentes, mallas comerciales de mallas cuadradas y las tres series más comunes de mallas de varios fabricantes de zarandas.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte (μ)			Conductancia (kD/mm)
		D ₅₀	D ₁₆	D ₈₄	
ALS 50	48	320	234	380	6,17
ALS 70	73	200	150	241	3,76
ALS 84	86	169	119	200	3,44
ALS 110	97	153	107	182	2,75
ALS 140	118	127	91	153	2,14
ALS 175	152	98	70	117	1,78
ALS 210	174	86	60	106	1,63
ALS 250	215	68	48	82	1,21

Tabla 4: Mallas de Swaco para zarandas ALS.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte (μ)			Conductancia (kD/mm)
		D ₅₀	D ₁₆	D ₈₄	
XL 50	48	320	234	380	6,17
XL 70	73	200	150	241	3,76
XL 84	86	169	119	200	3,44
XL 110	97	153	107	182	2,75
XL 140	118	127	91	153	2,14
XL 175	152	98	70	117	1,78
XL 210	174	86	60	106	1,63
XL 250	215	68	48	82	1,21

Tabla 5: Mallas de XL (Southwestern) para zarandas ALS de Swaco.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte (μ)			Conductancia (kD/mm)
		D ₅₀	D ₁₆	D ₈₄	
DX 50	47	324	234	390	6,77
DX 70	64	234	171	274	4,73
DX 84	79	181	131	223	3,65
DX 110	99	151	107	185	3,00
DX 140	127	118	86	143	2,33
DX 175	158	95	66	113	1,87
DX 210	185	81	57	100	1,67
DX 250	205	72	51	85	1,49

Tabla 6: Mallas Advanced DX para zarandas ALS de Swaco.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte (μ)			Conductancia (kD/mm)
		D ₅₀	D ₁₆	D ₈₄	
PWP DX 50	48	318	231	389	6,10
PWP DX 70	58	220	158	269	4,18
PWP DX 84	78	181	127	218	3,53
PWP DX 110	100	149	105	184	2,93
PWP DX 140	125	120	86	143	2,29
PWP DX 175	156	96	70	118	1,77
PWP DX 210	174	86	60	104	1,59
PWP DX 250	213	69	49	84	1,39

Tabla 7: Mallas Derrick PWP DX.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte (μ)			Conductancia (kD/mm)
		D ₅₀	D ₁₆	D ₈₄	
PWP HP 45	44	362	283	388	9,51
PWP HP 50	50	299	234	313	8,20
PWP HP 60	57	263	207	278	6,78
PWP HP 70	71	208	158	221	4,81
PWP HP 80	77	186	145	192	3,93
PWP HP 100	105	143	113	154	3,20
PWP HP 125	121	124	100	133	2,59
PWP HP 140	147	101	79	113	2,24
PWP HP 180	168	89	57	94	1,82
PWP HP 200	203	76	60	82	1,59
PWP HP 230	230	62	52	72	1,31
PWP HP 265	261	55	44	59	0,97
PWP HP 310	300	48	38	53	0,85
PWP HP 460	357	41	31	47	0,60

Tabla 8: Mallas Derrick PWP HP.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte (μ)			Conductancia (kD/mm)
		D ₅₀	D ₁₆	D ₈₄	
PMD DX 50	48	318	231	389	6,10
PMD DX 70	58	220	158	269	4,18
PMD DX 84	78	181	127	218	3,53
PMD DX 110	100	149	105	184	2,93
PMD DX 140	125	120	86	143	2,29
PMD DX 175	156	96	70	118	1,77
PMD DX 210	174	86	60	104	1,59
PMD DX 250	213	69	49	84	1,39

Tabla 9: Mallas Derrick PMD DX.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte (μ)			Conductancia (kD/mm)
		D ₅₀	D ₁₆	D ₈₄	
PWP HP 45	44	362	283	388	9,51
PWP HP 50	50	299	234	313	8,20
PWP HP 60	57	263	207	278	6,78
PWP HP 70	71	208	158	221	4,81
PWP HP 80	77	186	145	192	3,93
PWP HP 100	105	143	113	154	3,20
PWP HP 125	121	124	100	133	2,59
PWP HP 140	147	101	79	113	2,24
PWP HP 180	168	89	57	94	1,82
PWP HP 200	203	76	60	82	1,59
PWP HP 230	230	62	52	72	1,31
PWP HP 265	261	55	44	59	0,97
PWP HP 310	300	48	38	53	0,85
PWP HP 460	357	41	31	47	0,60

Tabla 10: Mallas Derrick PMD HP.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte (μ)			Conductancia (kD/mm)
		D ₅₀	D ₁₆	D ₈₄	
TBC 52	49	311	222	344	3,99
TBC 84	70	212	N/A	N/A	3,08
TBC 105	95	156	130	161	2,38
TBC 120	106	142	118	146	2,18
TBC 140	122	123	118	126	1,81
TBC 165	133	112	108	115	1,67
TBC 200	168	89	86	92	1,37
TBC 230	193	75	73	77	1,20

Tabla 11: Mallas Thule TBC para zarandas VSM 100.

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte (μ)			Conductancia (kD/mm)
		D ₅₀	D ₁₆	D ₈₄	
52	49	311	222	344	4,65
84	70	212	N/A	N/A	3,25
105	95	156	130	161	2,48
120	106	142	118	146	2,26
140	122	123	118	126	1,87
165	133	112	108	115	1,72
200	168	89	86	92	1,41
230	193	75	73	77	1,23

Tabla 12: Mallas de Southwestern (repuesto de TBC) para Thule VSM 100

Designación de la Malla	Tamiz Equivalente (malla)	Punto de Corte (μ)			Conductancia (kD/mm)
		D ₅₀	D ₁₆	D ₈₄	
BHX 24	20	884	872	898	15,40
BHX 38	31	579	567	588	14,70
BHX 50	44	360	255	410	12,20
BHX 70	69	215	141	280	5,30
BHX 84	81	176	123	230	4,50
BHX 110	100	149	103	190	3,40
BHX 140	104	144	102	170	3,80
BHX 175	144	103	71	133	1,90
BHX 210	170	88	63	106	1,70
BHX 250	228	63	43	80	1,40
BHX 275	252	57	42	68	1,20
BHX 325	319	45	35	51	0,98
BHX 370	336	43	32	49	0,50
BHX 425	368	40	33	42	0,61
BHX 4750	N/A	28	21	32	0,15

Tabla 13: Mallas BHX (blue hex) para zarandas lineales Brandt ATL.

**La
clasificación
húmeda es la
separación
de los sólidos
de una
lechada...**

**...clasificadores
de sólidos
húmedos...
funcionan de
acuerdo con la
ley de Stokes en
lo que se refiere
a la densidad,
la viscosidad y
la fuerza G.**

CLASIFICACIÓN HÚMEDA

La clasificación húmeda es la separación de los sólidos de una lechada según la masa de las partículas (tamaño y densidad), por otros medios que la zaranda. Todos los clasificadores húmedos separan los sólidos en base a las variables descritas en la ley de Stokes. Varios factores rigen la clasificación húmeda:

1. Las partículas más gruesas tienen una velocidad de sedimentación más rápida que las partículas finas que tienen la misma gravedad específica.
2. Los sólidos de alta gravedad específica tienen una velocidad de sedimentación más rápida que los sólidos de baja gravedad específica que tienen el mismo tamaño.
3. La velocidad de sedimentación disminuye progresivamente a medida que la viscosidad y/o densidad del lodo aumenta.

Observación: Las centrífugas usan frecuentemente la dilución líquida para reducir la viscosidad de manera que las partículas de pequeño tamaño puedan ser eliminadas. Sin embargo, dos puntos deben ser considerados:

- a) Hay un punto de "dilución crítica" en que la reducción de la viscosidad o densidad mediante la dilución deja de ser beneficiosa para la separación eficaz.
- b) En cambio, si no se usa suficiente dilución, no se puede lograr el punto de corte deseado y la separación eficaz.

Los clasificadores de sólidos húmedos más usados para la remoción de sólidos de los lodos de perforación son los hidrociclones y las centrífugas. Como se mencionó anteriormente, estos dispositivos funcionan de acuerdo con la ley de Stokes en lo que se refiere a la densidad, la viscosidad y la fuerza G. Aumentan las velocidades de sedimentación y procesamiento al aumentar la fuerza G que actúa sobre las partículas sólidas. La fuerza G que actúa sobre un sólido es proporcional al (diámetro del movimiento circular) x (cuadrado de la velocidad rotacional [RPM]) x (masa de la partícula).

Las bombas entregan el lodo a los clasificadores húmedos, pero las bombas centrífugas son especialmente

ineficaces en lo que se refiere a la degradación del tamaño de los sólidos, lo cual agrava el problema relacionado con el control de los sólidos coloidales. Por este motivo, las bombas centrífugas que están en operación para las tolvas mezcladoras y los hidrociclones deberían ser apagadas cuando no son necesarias. Como las centrífugas procesan un volumen más pequeño, es posible usar bombas de desplazamiento positivo, las cuales no causan tanta degradación del tamaño de las partículas como las bombas centrífugas.

La Figura 6 ilustra un hidrociclón. Este dispositivo no tiene piezas móviles. Cuando el líquido de una bomba centrífuga entra en la tangente exterior del cono con forma de embudo, la forma le imparte un movimiento vorticoso circular al fluido, de ese modo aumentando la fuerza centrífuga para separar las partículas de mayor masa, a una velocidad de procesamiento alta. El diseño del hidrociclón obliga a los sólidos de alta masa a ser descargados por el fondo abierto, mientras que la mayor parte del líquido procesado fluye de nuevo hacia arriba, a través del "buscador de vértice" en la parte superior, para ser retenido. Aunque sea difícil lograr un punto de corte preciso con los hidrociclones, estos dispositivos son simples, resistentes y de operación económica, y tienen una alta velocidad de procesamiento volumétrico.

Las centrífugas usadas en los servicios del campo petrolífero son generalmente centrífugas del tipo decantador, como la que está ilustrada en la Figura 11. Éstas son centrífugas rotativas de alta velocidad que pueden desarrollar una fuerza de separación de 600 a 800 o más "Gs". Su diseño mecánico y su capacidad de lograr fuerzas centrífugas bien superiores a 500 Gs les permiten dar un tamaño de corte de partículas relativamente preciso. Uno de los inconvenientes de la mayoría de las centrífugas decantadoras es que tienen velocidades de procesamiento volumétrico relativamente bajas (<40 gpm), ya que sólo una pequeña porción del volumen en circulación puede ser procesado por una sola unidad.

Al analizar la Figura 2, es fácil de comprender la razón por la cual no es práctico desarenar o deslimizar los lodos densificados que contienen barita. La

barita es un material de tamaño de limo; por lo tanto, los deslimadores o desarenadores descargarán grandes volúmenes de este material valioso. Para los desarenadores, el corte medio (según el tamaño del hidrociclón) debería estar comprendido en el rango de 45 a 74 micrones, mientras que los deslimadores pueden tener un corte de 15 a 34 micrones. Como el tamaño medio de las partículas para la barita está frecuentemente comprendido en el rango de 15 a 30 micrones, una gran cantidad de barita sería descargada con el limo o la arena.

Nótese que las centrífugas o los microciclones (hidrociclones de alta presión de pequeño diámetro) recuperadores de barita – con un corte de 7 a 9 micrones D_{50} – proporcionarán una recuperación eficaz de la barita. Sin embargo, a menos que sean usados conjuntamente con otros equipos de remoción de sólidos seleccionados y de granulometría determinada

correctamente, algunas cantidades indeseables de limo o arena pueden ser devueltas al sistema activo.

HIDROCICLONES

La Figura 6 es un esquema en corte de un hidrociclón o separador centrífugo tipo “ciclón”. Una bomba centrífuga suministra un alto volumen de lodo a través de una abertura tangencial en el gran extremo del hidrociclón embudado. Cuando se usa la cabeza hidrostática (presión) apropiada, esto produce el movimiento vorticoso del fluido, parecido al movimiento de una tromba de agua, un tornado o un ciclón, expulsando los sólidos húmedos de mayor masa por el fondo abierto y devolviendo el líquido a través de la parte superior del hidrociclón. Por lo tanto, todos los hidrociclones funcionan de manera similar, que se usen como desarenadores, deslimadores o eyectores de arcilla.

La cabeza hidrostática está relacionada con la presión de la siguiente manera:

Cabeza hidrostática (pies) = Presión (psi) / [0,52 x peso del lodo (lb/gal)]

Muchos hidrociclones (consultar el fabricante) están diseñados para aproximadamente 75 pies de cabeza hidrostática en el múltiple de admisión. Como el peso del lodo es un factor en la ecuación que antecede, la presión requerida para producir la cabeza hidrostática apropiada varía con el peso del lodo. La cabeza hidrostática debe ser medida en el múltiple de admisión, ya que disminuirá entre la bomba y el múltiple del hidrociclón. Una cabeza hidrostática inadecuada resultará en el procesamiento de volúmenes más pequeños de lodo y un punto de corte más alto del que se desea obtener. Por ejemplo, cuando la cabeza hidrostática es de 45 pies en vez de 75 pies, un hidrociclón de 4 pulgadas sólo procesará 40 gpm en vez de 50 gpm, y el punto de corte será de 55 micrones en vez de 15 micrones. Una cabeza hidrostática excesiva también es perjudicial, ya que la mayoría de los sólidos serán transportados de nuevo dentro del sistema de lodo.

Un pequeño tubo llamado “buscador de vértice” se extiende dentro del cuerpo del hidrociclón desde la parte superior. Esto obliga la corriente a iniciar su movimiento vorticoso hacia

...“buscador de vértice” se extiende dentro del cuerpo del hidrociclón desde la parte superior.

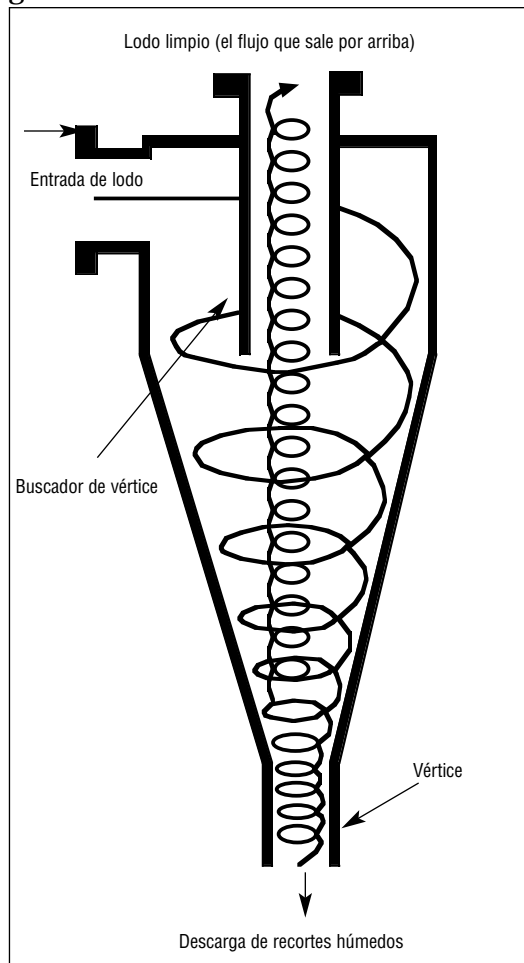


Figura 6: Esquema de principio del hidrociclón.

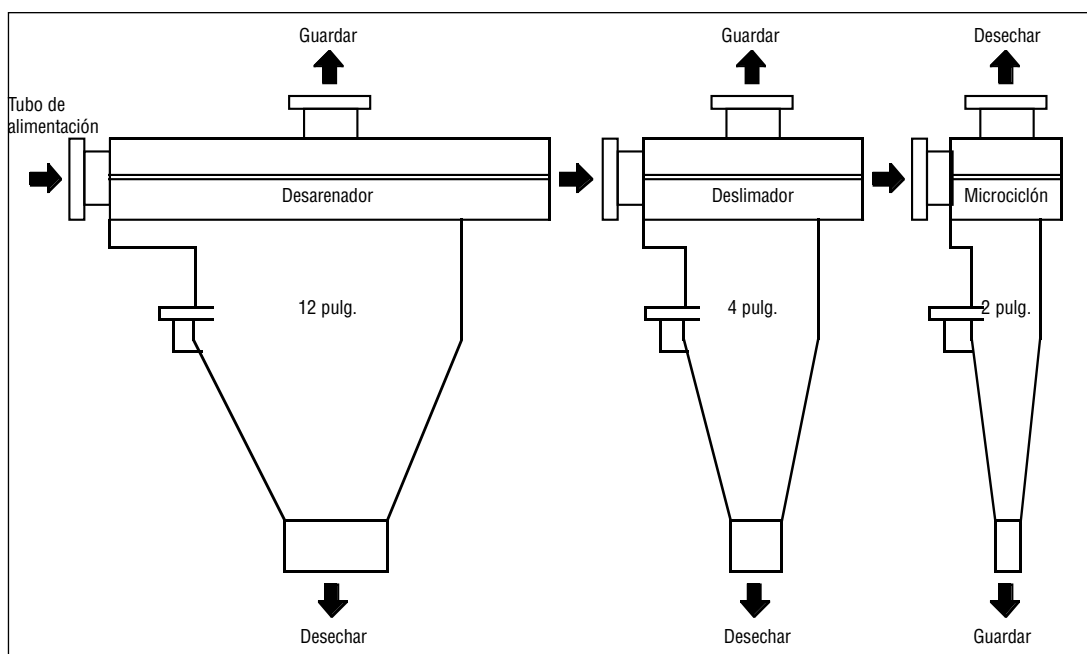


Figura 7: Aplicaciones de los hidrociclones.

abajo, hacia el extremo pequeño del cuerpo del hidrociclón ("vértice" o "el flujo que sale por abajo"). Las partículas más grandes y/o más pesadas son expulsadas hacia afuera, hacia la pared del hidrociclón, mientras que el fluido y las partículas más finas y más ligeras (las cuales son expulsadas más lentamente hacia afuera) se mueven hacia el centro, dentro del líquido en movimiento. Como es preferible guardar la mayoría del líquido y descargar solamente los sólidos, la abertura del vértice (fondo) debe ser más pequeña que la abertura del vértice. Las partículas más grandes y una pequeña cantidad de fluido pasarán fuera por el vértice. El resto del fluido y las partículas más pequeñas invertirán su dirección y subirán dentro del hidrociclón de fluido, saliendo a través del buscador de vértice (el flujo que sale por arriba).

La Figura 7 ilustra las aplicaciones de los hidrociclones. Cuando los hidrociclones son usados como desarenadores o deslimadores, se desecha el flujo que sale por arriba del vértice que contiene sólidos gruesos y se devuelve el flujo que sale por arriba (efluente) al flujo de lodo activo. Cuando son usados para la recuperación de barita o para eyectar las arcillas, los hidrociclones devuelven el flujo que sale por abajo que contiene la

barita al sistema de lodo activo y desechan el efluente que contiene arcillas y otras partículas finas.

El tamaño y el número de hidrociclones requeridos variarán según la aplicación. Los desarenadores son generalmente hidrociclones de 6 pulgadas o más; comúnmente se usan dos hidrociclones de 12 pulgadas. En general, los deslimadores usan hidrociclones de 4 a 6 pulgadas, siendo común que se usen 12 o más hidrociclones de 4 pulgadas. Los eyectores de arcilla o microciclones

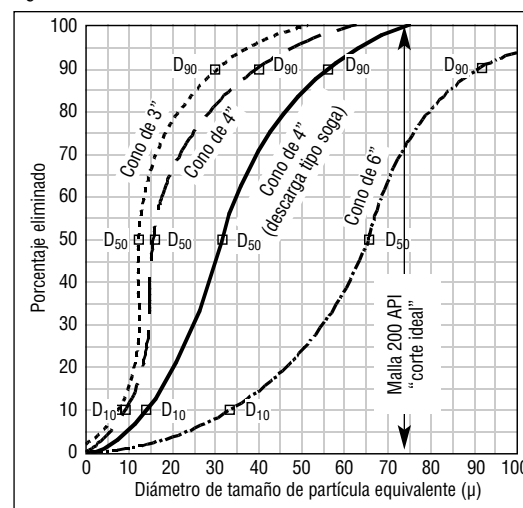


Figura 8: Rendimiento típico de los hidrociclones.

El tamaño y el número de hidrociclones requeridos variarán...

usan hidrociclones de 2 pulgadas, siendo común que se usen 20 hidrociclones de 2 pulgadas. La capacidad de procesamiento depende del tamaño del hidrociclón; por lo tanto, para un volumen determinado, se usará un mayor número de pequeños hidrociclones que de grandes hidrociclones. La Figura 8 describe un ejemplo de la eficiencia de remoción

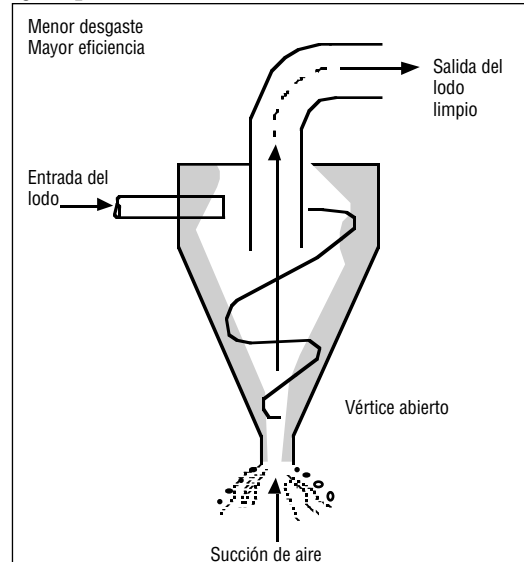


Figura 9a: Descarga por spray y succión de aire.

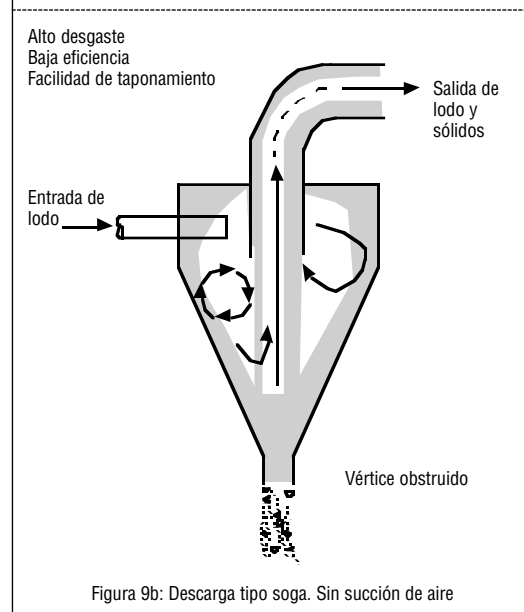


Figura 9b: Descarga tipo sogá. Sin succión de aire

Figura 9: Cambio del flujo que sale por abajo por spray a flujo que sale por abajo de tipo sogá con sobrecarga de sólidos.

del hidrociclón, indicando el corte y los valores D_{10} - D_{50} - D_{90} para hidrociclones típicos de 3, 4 y 6 pulgadas.

La descarga del hidrociclón, o flujo que sale por abajo, debe ser evaluada para asegurarse que el hidrociclón está funcionando eficazmente. La descarga debería ser en forma de spray fino, con una ligera succión en su centro. En cambio, una descarga “tipo sogá” sin succión de aire debe evitarse, ya que el punto de corte y la pendiente serán más altos (ver las Figuras 8 y 9). Sin embargo, cuando se perfora un pozo de gran diámetro con una alta velocidad de penetración (ROP), el tubo de alimentación puede sobrecargarse de sólidos y producir una descarga tipo sogá. A veces será necesario tolerar esto, ya que la situación sería agravada si se apaga la unidad. Si un hidrociclón comienza a mostrar una descarga tipo sogá y el tubo de alimentación no está sobrecargado, es posible que la presión de alimentación sea incorrecta o que el hidrociclón esté desgastado u obstruido. Con algunos tipos de hidrociclón, el tamaño del vértice podría ser ajustado para producir una descarga por spray. Si la presión de alimentación está dentro del rango correcto y no se puede corregir la descarga tipo sogá, la capacidad de la unidad será generalmente demasiado baja para las condiciones de perforación. La página 8.24 incluye una guía general para el mantenimiento y la localización de errores de los desarenados y deslimadores.

DESARENADORES

Se necesita usar un desarenador para impedir la sobrecarga de los deslimadores. En general se usa un hidrociclón de 6 pulgadas de diámetro interior (DI) o más grande, con una unidad compuesta de dos hidrociclones de 12 pulgadas, cada uno de los cuales suele tener una capacidad de 500 gpm. Los grandes hidrociclones desarenadores tienen la ventaja de ofrecer una alta capacidad volumétrica (caudal) por hidrociclón, pero tienen el inconveniente de realizar grandes cortes de tamaño de partícula comprendidos en el rango de 45 a 74 micrones. Para

**Se necesita
usar un
desarenador
para impedir
la sobrecarga
de los
deslimadores.**

**...todo el
flujo debería
ser
desarenado
antes de ser
deslimizado.**

**En realidad,
un limpiador
de lodo
desarena un
lodo
densificado**

**...las
centrífugas
de tipo
decantador
aumentan las
fuerzas que
causan la
separación de
los sólidos...**

obtener resultados eficaces, un desarenador debe ser instalado con la presión de “cabeza” apropiada.

DESLIMADORES

Para lograr la máxima eficiencia y evitar la sobrecarga del deslimador, todo el flujo debería ser desarenado antes de ser deslimizado. En general se usa un hidrociclón de 4 pulgadas de DI para deslimizar, con una unidad que contiene 12 o más hidrociclones de 4 pulgadas, cada uno de los cuales suele tener una capacidad de 75 gpm. La capacidad volumétrica apropiada para los deslimadores y los desarenadores debería ser igual a 125 - 150% de la velocidad de circulación. Los pozos de gran diámetro requieren un mayor número de hidrociclones. Los hidrociclones deslimadores procesan generalmente un gran volumen de fluido y tienen un punto de corte preciso que es más conveniente, tal como se describe en la Figura 8. Un hidrociclón de 4 pulgadas bien diseñado y operado correctamente tendrá un punto de corte D_{90} de aproximadamente 40 micrones. Como la barita cae dentro del mismo rango de tamaños que el limo, también será separada del sistema de lodo por un deslimador. Por este motivo, los deslimadores se usan muy poco en los lodos densificados de más de 12,5 lb/gal. Los deslimadores y desarenadores son usados principalmente durante la perforación del pozo de superficie y cuando se usan lodos no densificados de baja densidad.

LIMPIADORES DE LODO

Un limpiador de lodo es básicamente un deslimador montado sobre una zaranda de malla vibratoria -

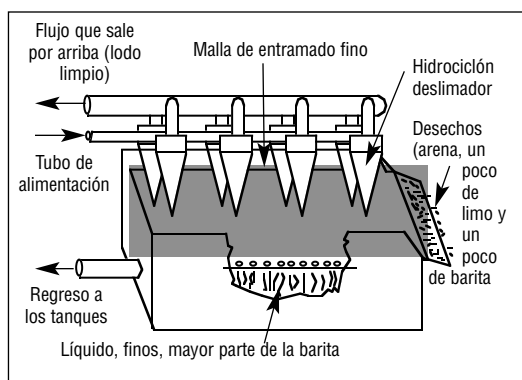


Figura 10: Esquema de principio de un limpiador de lodo.

generalmente 12 o más hidrociclones de 4 pulgadas sobre una zaranda de alta energía con malla de entramado muy fino (ver la Figura 10). Un limpiador de lodo separa los sólidos perforados de tamaño de arena del lodo, pero retiene la barita. Primero, el limpiador de lodo procesa el lodo a través del deslimador y luego separa la descarga a través de una zaranda de malla fina. El lodo y los sólidos que pasan a través de la malla (tamaño de corte variable según el entramado de la malla) son guardados y los sólidos más grandes retenidos por la malla son desechados.

De acuerdo con las especificaciones de API, 97% de las partículas de barita tienen un tamaño inferior a 74 micrones; por lo tanto, la mayor parte de la barita será descargada por los hidrociclones y pasará a través de la malla para ser devuelta al sistema. En realidad, un limpiador de lodo *desarena* un lodo densificado y sirve de respaldo para las zarandas. Las mallas de los limpiadores de lodo pueden variar en tamaño de malla 120 a 325. Para que un limpiador de lodo constituya un dispositivo eficaz de control de sólidos, el tamaño de la malla debe ser más fino que el tamaño de las mallas de las zarandas.

Aunque la remoción de sólidos perforados y la recuperación de la barita constituyan los usos más comunes del limpiador de lodo, la recuperación de las fases líquidas costosas (sintéticos, aceites, sal saturada, KCl, etc.) junto con la barita, reducirá los costos del lodo. Además, el material desechado por la malla vibratoria es considerablemente más seco, por lo tanto, en muchos casos, el volumen reducido y la sequedad del material desechado reducirán los costos de eliminación. A menos que el limpiador de lodo esté descargando una cantidad importante de sólidos, la bomba centrífuga que alimenta al deslimador causará la degradación perjudicial del tamaño de las partículas. Si las mallas de las zarandas de entramado fino de malla 200 o menos están funcionando correctamente y ningún lodo está contorneando las zarandas, es posible que el uso de un limpiador de lodo no aporte ninguna ventaja adicional.

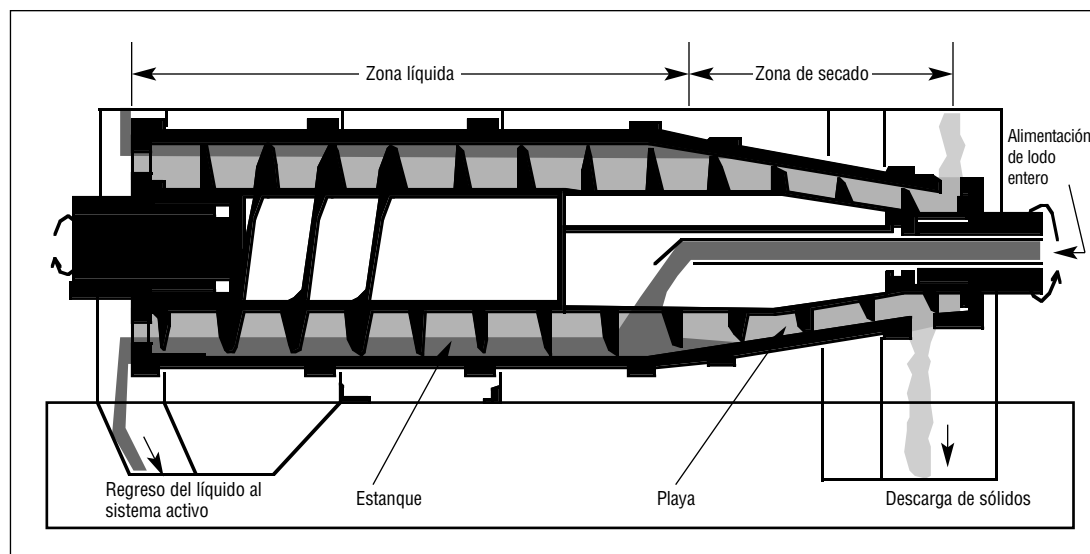


Figura 11: Perfil transversal de una centrífuga decantadora.

Un aspecto importante de la operación de la centrífuga es la dilución de la lechada...

...el uso de una centrífuga causará la eliminación de algunos aditivos de lodo beneficiosos...

CENTRÍFUGAS

Como con los hidrociclones, las *centrífugas de tipo decantador* aumentan las fuerzas que causan la separación de los sólidos al aumentar la fuerza centrífuga. La centrífuga decantadora (ver la Figura 11) se compone de un tazón cónico de acero horizontal que gira a una gran velocidad, con un tornillo transportador helicoidal en su interior. Este tornillo transportador gira en la misma dirección que el tazón exterior, pero a una velocidad ligeramente más lenta. La alta velocidad rotacional fuerza los sólidos contra la pared interior del tazón y el tornillo transportador los empuja hacia el extremo, donde son descargados.

El lodo entero es bombeado dentro del husillo hueco del tornillo transportador, donde es expulsado hacia afuera, formando un anillo de lodo llamado "estanque". El nivel de este estanque es determinado por la altura de los orificios de descarga de líquido en el gran extremo embridado del tazón. Luego, la lechada fluye hacia los orificios, a través de dos canales formados por las aletas del tornillo transportador, ya que los sólidos se acumulan contra la pared interior del tazón. A medida que estas partículas se acumulan contra la pared, las aletas del tornillo transportador las empujan hacia el pequeño extremo del tazón. Las partículas salen del estanque pasando a través del área cónica seca (la playa), donde son separadas de todo el líquido libre y transportadas hacia los orificios de descarga ubicados en el pequeño extremo

de la centrífuga.

Las centrífugas son capaces de realizar un punto de corte agudo. El punto de corte ideal es el tamaño de partícula al cual todas las partículas más grandes son separadas y todas las partículas más finas son retenidas. Sin embargo, esto no es posible, por lo tanto se debe tomar en cuenta el porcentaje real indicado del punto de corte (número D) al comparar las características de rendimiento de las centrífugas. Un D_{95} indica que, en base al peso, 95% de todas las partículas más grandes que el tamaño micrométrico D_{95} serán eliminadas. Los fabricantes usan varios números D, incluyendo D_{50} , D_{84} , D_{90} y D_{95} . Además, en un lodo de perforación densificado con sólidos que tienen diferentes gravedades específicas, el punto de corte puede referirse solamente a las partículas que tienen la más alta gravedad específica (barita, por ejemplo). Por lo tanto, el punto de corte para los sólidos de baja gravedad específica (arcillas y lutita) puede ser 1,5 veces el número indicado.

Un aspecto importante de la operación de la centrífuga es la dilución de la lechada que se está alimentando dentro de la unidad. El propósito de esta dilución es reducir la viscosidad de alimentación para mantener la eficiencia de separación del dispositivo. En general, cuanto más alta sea la viscosidad del lodo base, más grande será la dilución requerida (no es raro que se use de 2 a 4 gpm de agua). Para la operación eficaz de la centrífuga, la

***Se incorporan
centrífugas
dobles en los
sistemas de
circuito
cerrado.***

viscosidad del efluente debería ser de 35 a 37 seg/qt. Si la viscosidad es superior a 37 seg/qt, la velocidad de sedimentación más baja reduce la eficiencia. Si la viscosidad es considerablemente inferior a 35 seg/qt, se está añadiendo una cantidad excesiva de agua. Esto causará la turbulencia dentro del tazón, reduciendo su eficiencia. Las recomendaciones de los fabricantes respecto a las velocidades de alimentación de lodo y a la velocidad del tazón deberían ser observadas rigurosamente.

La acumulación de sólidos perforados finos aumentará la viscosidad y los esfuerzos de gel, indicando la necesidad de usar una centrífuga. Sin embargo, el uso de una centrífuga causará la eliminación de algunos aditivos de lodo beneficiosos (sólidos) como la bentonita y el lignito. Si los tratamientos no son ajustados para tener en cuenta esta pérdida, las propiedades del lodo pueden ser perjudicadas, aumentando el riesgo de problemas de perforación tales como la pegadura por presión diferencial. Por lo tanto, cuando se usa una centrífuga, la bentonita y los otros tratamientos deben ser aumentados para mantener una buena calidad del revoque. El uso de una centrífuga no elimina la necesidad de dilución periódica, ya que es imposible lograr una eficiencia de control de sólidos de 100%. La dilución y los tratamientos deberían ser usados para mantener las propiedades deseables del sistema de lodo.

APLICACIONES DE LA CENTRÍFUGA

En los fluidos de perforación densificados, se suele usar una centrífuga para la recuperación de barita. La centrífuga está configurada para separar principalmente la barita, devolviéndola al sistema, mientras desecha la fase líquida que contiene los sólidos finos y coloidales perjudiciales. El volumen de líquido desechado es reemplazado por una dilución líquida o un nuevo volumen. Debido a la baja capacidad de la mayoría de las centrífugas, sólo se procesa una pequeña porción del volumen en circulación; por lo tanto, la dilución y los tratamientos pueden ser ajustados para mantener las concentraciones químicas y propiedades adecuadas.

En los fluidos de perforación no

densificados, la centrífuga es usada normalmente para la recuperación del líquido. La centrífuga está configurada para separar y desechar los sólidos de tamaño de limo y devolver la fase líquida al sistema. Los sólidos descargados por la centrífuga se componen básicamente de sólidos secos con una pequeña cantidad de agua libre, a diferencia de la descarga húmeda de los hidrociclones. La fase líquida limpia aún contiene sólidos ultrafinos y coloidales, pero muchas situaciones se benefician de la remoción adicional de sólidos. Las aplicaciones para los lodos no densificados incluyen: fluidos que contienen una fase líquida costosa (base aceite, sintético, sal saturada, etc.) y áreas donde la eliminación de los desechos de perforación es costosa, tal como los sitios de perforación “cero descarga”, donde los desechos deben ser recogidos y eliminados en otro lugar.

Otra aplicación de una centrífuga es el procesamiento del flujo que sale por abajo de las unidades de hidrociclones como los deslimadores o los eyectores de arcilla. Los hidrociclones están diseñados para procesar todo el flujo de un sistema de lodo, mientras que una centrífuga sólo puede manejar un flujo parcial. Al procesar el flujo que sale por abajo de los hidrociclones, la centrífuga está limpiando un mayor volumen del sistema que el que podría procesar directamente. En esta aplicación, la centrífuga también seca la descarga normalmente húmeda de los hidrociclones, descargando básicamente sólidos secos mientras que retiene el líquido. Esto es beneficioso cuando la fase líquida del lodo es muy costosa o cuando se debe minimizar la cantidad de desechos descargados.

Se incorporan centrífugas dobles en los sistemas de circuito cerrado. La primera centrífuga se opera como una unidad de recuperación de barita; la segunda, operada a una fuerza G (RPM) más alta, procesa el efluente de la centrífuga de recuperación de barita, devolviendo el líquido al sistema de lodo y desechando los sólidos. Las centrífugas dobles se usan comúnmente con los sistemas de lodo base aceite. Cuando se usan con lodos base agua, a veces se añade un floculante al efluente de la primera centrífuga para mejorar la separación de sólidos en la segunda centrífuga.

**La
instalación
correcta del
equipo es
esencial para
lograr la
capacidad
máxima de
separación...**

**...la trampa
de arena
puede captar
las partículas
de gran
tamaño que
podrían
obturar o
dañar...**

Las centrífugas también son usadas para la “deshidratación” de los lodos, según la cual se realiza el tratamiento del lodo entero para formar sólidos secos que serán desechados y agua clara que será reciclada. Para esta aplicación, se reduce el contenido de sólidos del lodo a un nivel muy bajo. Luego, productos químicos son añadidos para fomentar la coagulación y floculación de las partículas. Después de haber sido tratado correctamente, el fluido puede ser procesado a través de una centrífuga, lo cual dará lugar a la recuperación de sólidos principalmente secos y agua. Normalmente, las aplicaciones de deshidratación requieren

bombas medidoras y equipos de procesamiento especiales, además de un personal experimentado.

La reducción de los costos del lodo, sin sacrificar el control de las propiedades esenciales del lodo, constituye el propósito principal y la justificación del uso de una centrífuga decantadora. Aunque ayude a controlar los sólidos finos indeseables, la función principal de la centrífuga es minimizar la dilución y mantener propiedades aceptables en el sistema de lodo (ver Pautas para la Operación Apropriada de las Centrífugas Decantadoras, página 8.25).

Instalación del Equipo

La instalación correcta del equipo es esencial para lograr la capacidad máxima de separación de los equipos de remoción de sólidos. Los equipos mecánicos se disponen generalmente en orden decreciente, según el tamaño de partícula que eliminarán. Aunque desde el punto de vista técnico, un desgasificador, o separador de lodo-gas, no sea un dispositivo de remoción de sólidos, este dispositivo debería siempre estar ubicado inmediatamente después de las zarandas, porque las bombas centrífugas y los equipos de control de sólidos no funcionan eficazmente con el lodo cortado por gas.

Una “trampa de arena” es un tanque de asentamiento que puede ser beneficioso para un sistema de limpieza de lodo marginal. Ubicada debajo o directamente después de la zaranda, la trampa de arena puede captar las partículas de gran tamaño que podrían obstruir o dañar los equipos ubicados corriente abajo, si una malla tiene algún agujero o si el lodo contornea la zaranda. La gravedad es la fuerza que actúa sobre las partículas, así que este compartimiento nunca debe ser agitado o usado como dispositivo de succión o descarga para los hidrociclones. Este tipo de trampa también es esencial para mantener un sistema de lodo con un contenido mínimo de sólidos.

Otras pautas también pueden ayudar a mejorar la eficiencia del control de sólidos. Algunas son:

1. Nunca usar la misma bomba de alimentación para diferentes tipos de equipos de control de sólidos (desarenador, deslimador, limpiador de lodo, centrífuga). Esto puede hacer que

parte del fluido se desvíe del equipo o que algunas partes específicas del equipo estén sometidas a cargas excesivas.

2. Nunca descargar dentro del mismo tanque que contiene la alimentación. Esto permitirá que una porción importante del flujo contornee el equipo de control de sólidos sin ser tratada.
3. Nunca tomar la alimentación corriente abajo de la descarga. Esto también permite que una porción importante del flujo contornee el equipo de control de sólidos.
4. Seleccionar el tamaño de los desarenadores y deslimadores de manera que se cree un “contraflujo” desde el compartimiento del tanque corriente abajo hacia el compartimiento de alimentación. Esto asegurará que 100% del flujo total será procesado.
5. Nunca tomar la alimentación de un equipo de control de sólidos a partir del tanque de mezcla. Esto eliminará los productos químicos que son agregados al lodo. Esto ocurre con mayor frecuencia en los equipos de perforación donde se está usando la bomba centrífuga de la tolva mezcladora para alimentar al equipo de control de sólidos.

Las Figuras 12 a 16 muestran instalaciones típicas de la mayoría de los equipos de control de sólidos. Se supone que cada tanque (excepto la trampa de arena) está siendo mezclado minuciosamente con mezcladores de tanque de aletas.

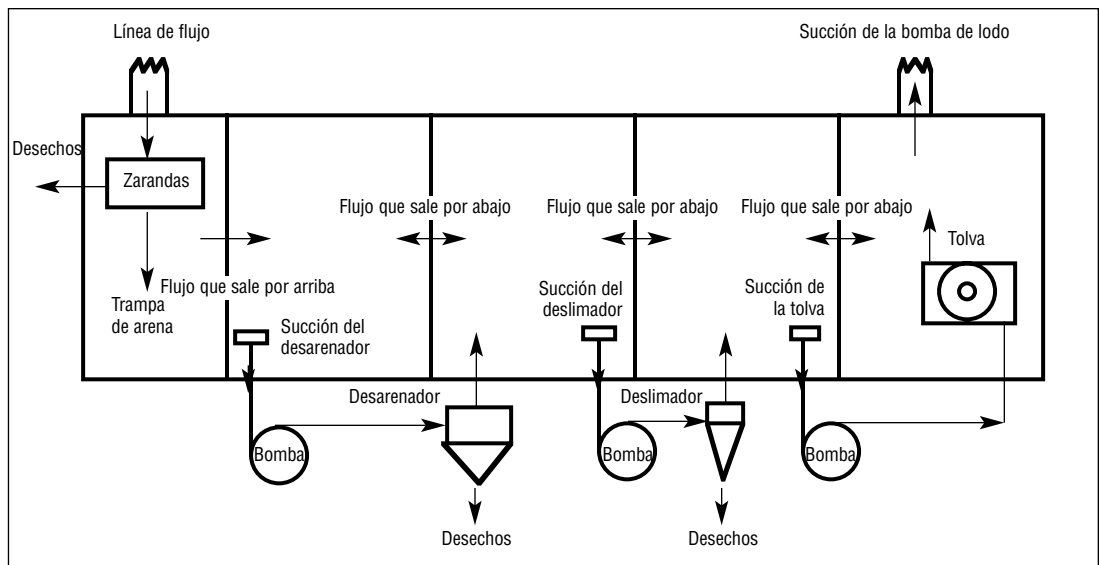


Figura 12: Sistema básico para lodo no densificado.

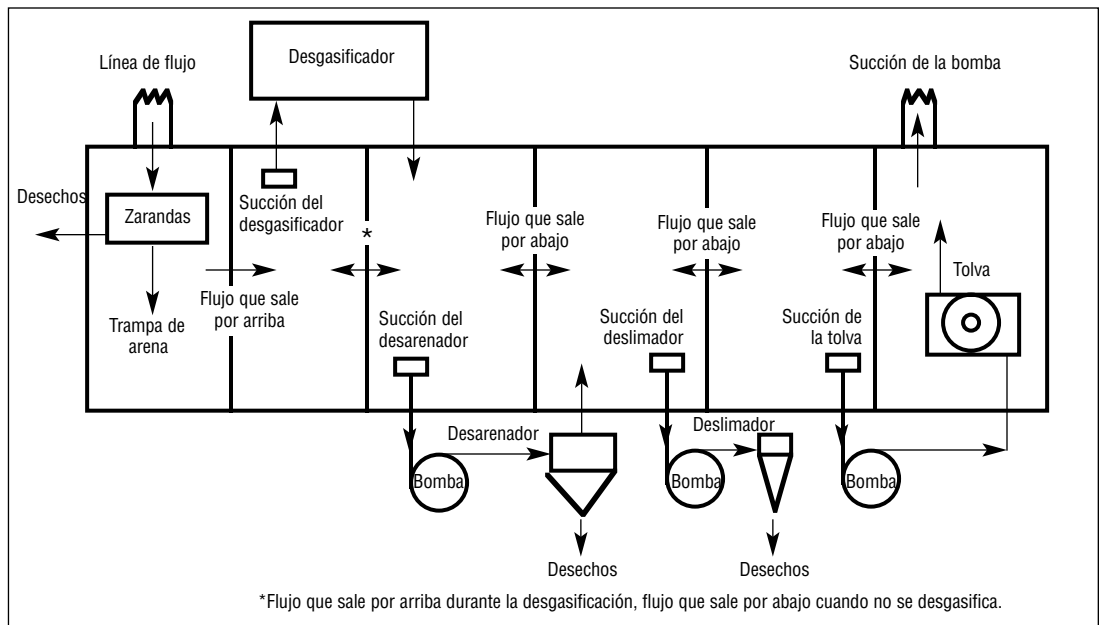


Figura 13: Lodo no densificado con desgasificador.

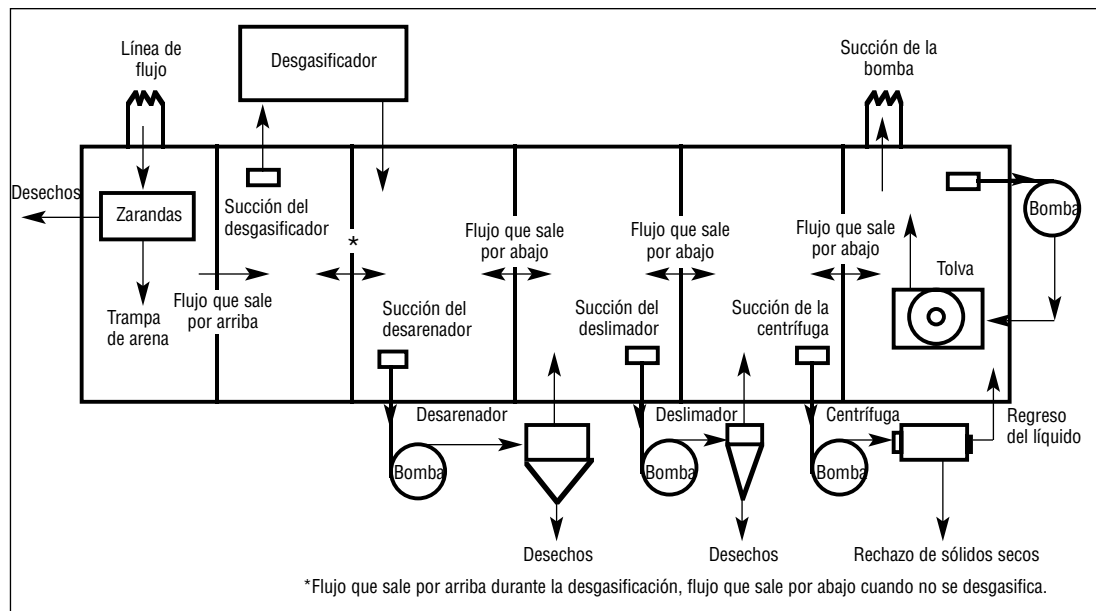


Figura 14: Lodo no densificado con centrífuga.

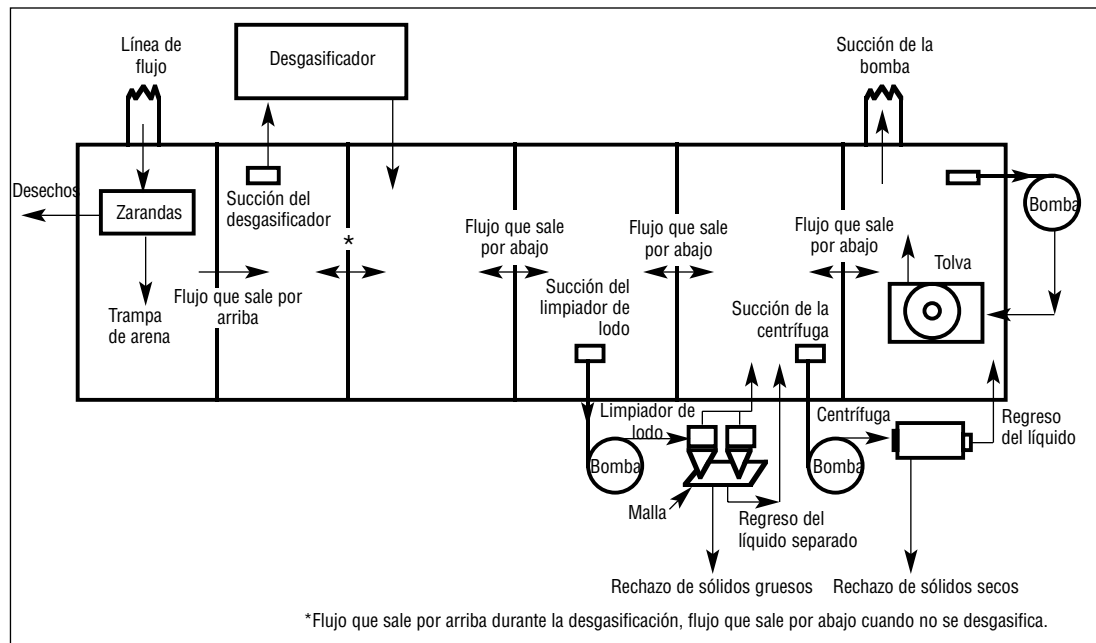


Figura 15: Lodo densificado con limpiador de lodo y centrífuga.

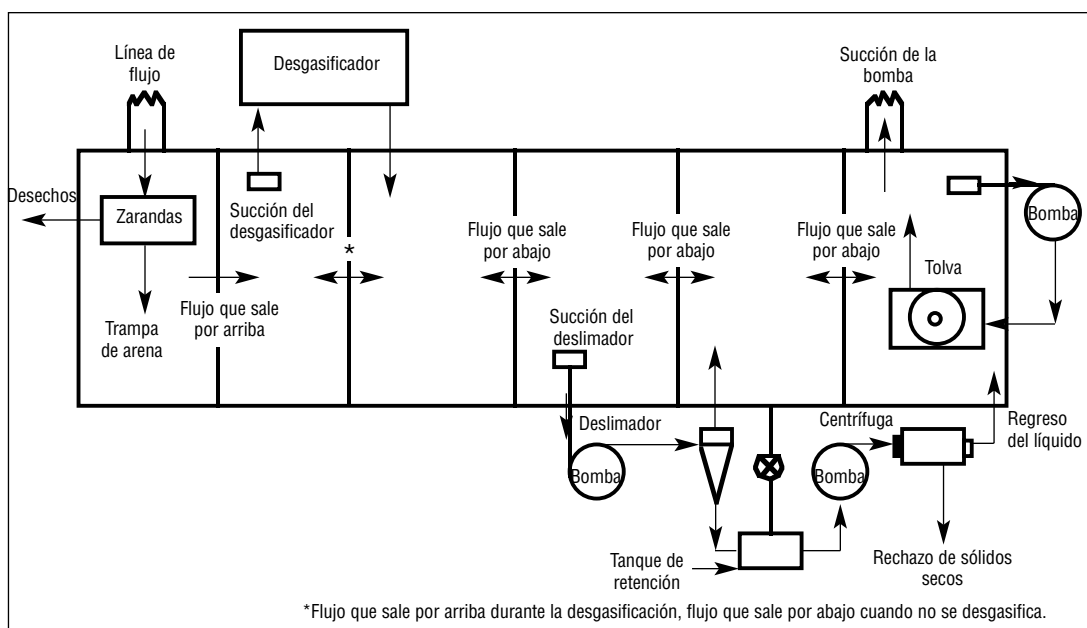


Figura 16: Lodo densificado con centrifugación del flujo que sale por abajo de los hidrociclones.

Pautas para la Operación Correcta de las Zarandas

- 1. Montar y operar la zaranda de manera que esté nivelada.** Las capacidades de sólidos y volumen serán menores si la zaranda no está nivelada.
- 2. Proporcionar el voltaje y la frecuencia apropiados.** Un voltaje bajo reduce la vida útil del motor. Una frecuencia baja reduce el movimiento vibrante y la capacidad.
- 3. Asegurarse que el vibrador esté girando en la dirección apropiada, para la descarga correcta de sólidos.** La parte superior del eje debería girar hacia el extremo de descarga de sólidos.
- 4. Instalar los amortiguadores apropiados de apoyo de la malla, de conformidad con las instrucciones del fabricante.** Las mallas que rozan contra el acero se desgastan rápidamente. La dureza del caucho es crítica para que las mallas estén correctamente asentadas.
- 5. Asegurarse de tensionar las mallas correctamente, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.** Si las mallas no están tensionadas correctamente, su vida útil se reducirá.
- 6. El tamaño de las mallas debería ser seleccionado de manera que el lodo cubra de 75 a 80% del área.** Esto permite usar la capacidad de la zaranda, dejando un área de reserva para manejar las sobrecargas.
- 7. Con las zarandas de múltiples cubiertas, se debe usar la combinación correcta de tamaños de malla.** En las zarandas divididas de múltiples mallas, el mismo tamaño de malla debería ser usado en todos los paneles.
- 8. Una manguera de agua (o aceite) debería ser proporcionada para lavar las mallas.** Todas las mallas se ciegan y se obturan hasta cierto grado. El lodo que se deposita en las mallas durante los viajes obturará temporalmente las aberturas de las mallas. Las mallas deberían ser lavadas cuando se interrumpe la circulación antes de realizar un viaje.
- 9. Ocasionalmente se usa un spray de agua (o aceite) en las zarandas para facilitar la remoción de las partículas húmedas y pegajosas ("gumbo") de la malla.** Este spray nunca se debe usar continuamente. El spray de agua diluye el lodo y elimina las pequeñas partículas a

través de la malla, cuyas partículas, de no haber sido eliminadas, se hubieran adherido (“llevadas a cuestras”) a las partículas más grandes que son eliminadas en la zaranda.

10. **Nunca contornear las mallas, incluso durante un viaje, a menos que el lodo contenga material de pérdida de circulación.** Una zaranda contorneada llena rápidamente la trampa de arena y elimina la capacidad de reserva para los sólidos grandes. El equipo de remoción de sólidos ubicado corriente abajo no funcionará

correctamente si sólidos de gran tamaño están circulando más allá de la zaranda. El hecho de contornear una zaranda causará la obturación del desarenador y deslimador. El lodo aportado de otra ubicación debería ser agregado al sistema de lodo activo solamente a través de la zaranda.

11. **Lavar y monitorear las conexiones de las mallas de la zaranda.** Las mallas que tienen agujeros o rasgaduras deberían ser reemplazadas inmediatamente después de detectarse dichos defectos.

Mantenimiento y Localización de Errores de los Desarenadores y Deslimadores

(OPERACIÓN INCORRECTA Y CAUSAS PROBABLES)

1. Ninguna descarga de sólidos húmedos en el vértice (fondo)

- a) **Abertura del fondo (vértice) obturada.** Apagar la unidad. Soltar el ajuste inferior. Empujar una varilla desde la abertura del fondo hacia arriba, para remover el lodo seco o aglomerado. Si esto no da resultados, retirar la tapa del hidrociclón y quitar el objeto que está obstruyendo el vértice. Asegurarse que el lodo no esté contorneando la zaranda. Ajustar de nuevo el fondo y volver a colocar la tapa del hidrociclón.
- b) **Presión de alimentación (cabeza hidrostática) demasiado alta.** Ajustar la presión de cabeza correcta, o 75±5 ft, usando un manómetro preciso.
- c) **Lodo limpio de todas las partículas que los hidrociclones pueden eliminar.** Si la perforación es muy lenta o si la unidad está funcionando durante un viaje, la remoción puede aproximarse a cero en el flujo que sale por abajo y la unidad debería ser apagada y sólo debe ser operada periódicamente.
- d) **Tobera de admisión, buscador de vértice o DI de hidrociclón desgastado.** Retirar y examinar el hidrociclón para determinar si está excesivamente desgastado. Reemplazar el hidrociclón si existe alguna duda en lo que se refiere a su estado.

- e) **Hidrociclón incorrectamente instalado.** Retirar y examinar el hidrociclón, e instalarlo de nuevo de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

2. Gran descarga de líquido a través del vértice (fondo)

- a) **Presión de alimentación (cabeza hidrostática) demasiado baja.** Examinar el tubo de succión de la bomba para determinar si hay alguna obstrucción, si el nivel del líquido es inadecuado para la succión de la bomba, o si está entrando aire por el tubo de succión. Examinar las paletas de la rueda móvil de la bomba para determinar si están desgastadas y si son del tamaño correcto. Examinar la descarga de la bomba para determinar si el múltiple está correctamente encaminado hacia una sola unidad de control de sólidos de hidrociclón. Verificar el estado del empaque de la bomba y la alineación-espacio libre de la rueda móvil de la bomba. Asegurarse que el compartimiento de succión de la bomba esté equilibrado por el fondo con el compartimiento de descarga del flujo que sale por arriba ubicado corriente abajo.
- b) **Tobera de admisión del hidrociclón obturada, resultando en una presión de alimentación inadecuada.** Retirar y examinar el hidrociclón, quitando cualquier objeto que esté obturando la tobera de admisión. Si la obturación de la alimentación ocurre frecuentemente,

examinar cuidadosamente la zaranda para determinar si los recortes la están contorneando, y las mallas para detectar cualquier agujero/rasgadura. Instalar una malla de succión en la bomba centrífuga. No contornear la zaranda.

- c) **Buscador de vértice obturado, causando una contrapresión en el hidrociclón.** Retirar y examinar el hidrociclón, quitando cualquier objeto que esté obturando el tubo vertical. Si la obturación de la alimentación ocurre frecuentemente, examinar cuidadosamente la zaranda para determinar si los recortes la están contorneando, y las mallas para detectar cualquier agujero/rasgadura. Instalar una malla de succión en la bomba centrífuga. No contornear la zaranda.
- d) **Tobera de admisión, buscador de vértice o DI de hidrociclón desgastado.** Retirar y examinar el hidrociclón para determinar si está excesivamente desgastado. Reemplazar el hidrociclón si existe alguna duda en lo que se refiere a su estado.
- e) **Hidrociclón incorrectamente instalado.** Retirar y examinar el

hidrociclón, e instalarlo de nuevo de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

3. Obturación de los hidrociclones

- a) **Cabezal de alimentación (que alimenta las toberas de admisión del hidrociclón) obturado.** Apagar la bomba de alimentación, retirar el tapón ciego del extremo del cabezal de admisión y quitar la obstrucción. Volver a colocar el tapón ciego y encender de nuevo la bomba después de examinar la malla de succión. No contornear la zaranda.
- b) **Hidrociclón sobrecargado (descarga tipo sogá).** Se requiere una mayor capacidad de control de sólidos. El sistema de remoción de sólidos no puede manejar las velocidades de perforación y/o las cargas de sólidos excesivas.

4. Fluctuación de la cabeza hidrostática de admisión

- a) **Succión de la bomba obstruida.** Examinar la succión de la bomba para determinar si hay alguna obstrucción, lodo cortado por gas o espuma. Controlar el estado general de la bomba y las tuberías.

Pautas para la Operación Correcta de las Centrífugas Decantadoras

1. No operar la centrífuga sin el **recubrimiento del ensamblaje rotatorio y las correas de seguridad** sujetadas.
 2. Primero, hacer girar el tazón con la mano para asegurarse de que tenga un movimiento “libre” (sin arrastre).
 3. No operar la unidad si aparece algún ruido o vibración inusual; lubricar los cojinetes de conformidad con las recomendaciones del proveedor (típicamente cada 8 horas de operación).
 4. Dejar que la unidad alcance la velocidad rotacional deseada **antes** de encender la bomba de alimentación.
 5. No sobrecargar (“amontonar”) la centrífuga.
- Síntomas:**
- El acoplamiento de torque de seguridad se desprende frecuentemente
 - La unidad se obtura rápidamente.
 - Cantidad “excesiva” de material densificante en el flujo que sale por arriba.
 - Rechazo de sólidos “húmedos” de la unidad.
6. Los fluidos muy densificados y viscosos requieren velocidades de alimentación más bajas y tasas de dilución más altas.
 7. Asegurarse que una agitación apropiada esté disponible en la succión de la bomba centrífuga y en el tanque de retorno de barita.
 8. Acordarse de cerrar el suministro de líquido de dilución una vez que la centrífuga ha sido apagada.
 9. Revisar los procedimientos de arranque y parada; si no son adecuados, notificar al proveedor.
 10. Si aparece algún problema incomprensible, llamar a un técnico especializado en centrífugas antes de intentar cualquier reparación.

Introducción

Los ingenieros de lodo deben ser capaces de realizar varios cálculos, incluyendo: capacidades y volúmenes de los fosos, tanques, tuberías y pozos; tiempos de circulación; velocidades del lodo en el espacio anular y en la tubería; y varios otros cálculos importantes. La ingeniería de lodos también requiere la capacidad de calcular formulaciones de lodo y varias perspectivas de dilución mediante la adición de componentes sólidos y líquidos a un lodo. El entendimiento y el uso del concepto de balance de materiales, fracciones volumétricas, gravedad específica y densidad aparente de los materiales son parte de lo que significa ser un ingeniero de lodo.

Unidades Norteamericanas para el Campo Petrolífero y Unidades Métricas

Las unidades de medición usadas en todo este manual son las unidades norteamericanas para el campo petrolífero. Sin embargo, las unidades métricas son usadas para muchas operaciones de perforación alrededor del mundo. Además de estas dos normas, también se usan numerosas combinaciones de unidades y conjuntos de unidades modificadas. Esta sección ilustrará tanto las unidades norteamericanas como las unidades métricas.

La densidad se expresa en varias unidades y dimensiones por todo el mundo. Las principales unidades de densidad son lb/gal, kg/m³ y kg/l (igual a la Gravedad Específica (SG) y g/cm³).

Unidades Norteamericanas	
Masa	Libras (lb)
Longitud	Pies (pie) y pulgadas (in.)
Volumen, capacidad y desplazamiento	Barriles (bbl) y galones (gal)
Densidad	Libras/galón (lb/gal) y libras/pie cúbico (lb/pie ³)
Presión	Libras/pulgada cuadrada (lb/in. ² o psi)
Concentración	Libra/barril (lb/bbl)

Unidades Métricas	
Masa	kilogramos (kg)
Longitud	metros (m)
Volumen, capacidad y desplazamiento	metros cúbicos (m ³) y litros (l)
Densidad	gramos/centímetro cúbico (g/cm ³) y (kg/l), siendo ambos iguales a la Gravedad Específica (SG)
Presión	kiloPascals (kPa), bars o atmósferas
Concentración	kilogramo/metro cúbico (kg/m ³)

El sistema métrico se basa en múltiplos de 10 entre medidas similares. Por ejemplo, la longitud puede estar expresada en múltiplos de un metro.

1.000 metros (10 ³)	1 kilómetro (km)
100 metros (10 ²)	1 hectómetro
10 metros (10 ¹)	1 decámetro
1/10 metro (10 ⁻¹)	1 decámetro (dm)
1/100 metro (10 ⁻²)	1 centímetro (cm)
1/1.000 metro (10 ⁻³)	1 milímetro (mm)
1/1.000.000 metro (10 ⁻⁶)	1 micrómetro o micrón (µm)

Los prefijos kilo (1.000), centi (1/100), mili (1/1.000) y micro (1/1.000.000) son los más usados. Para todas las otras mediciones como la masa, el volumen, la densidad, la presión, etc., se puede aplicar el mismo sistema de prefijos.

Multiplicar Esto	Por	Para Obtener
Volumen		
barril (bbl)	5,615	ft cúbico (ft ³)
barril (bbl)	0,159	metro cúbico (m ³)
barril (bbl)	42	galón, E.U.A. (gal)
ft cúbico (ft ³)	0,0283	metro cúbico (m ³)
ft cúbico (ft ³)	7,48	galón, E.U.A. (gal)
galón, E.U.A. (gal)	0,00379	metro cúbico (m ³)
galón, E.U.A. (gal)	3,785	litro (l)
metro cúbico (m ³)	6,289	barril (bbl)
metro cúbico (m ³)	1.000	litro (l)
Masa o Peso		
libra (lb)	453,6	gramo (g)
libra (lb)	0,454	kilogramo (kg)
kilogramo (kg)	2,204	libra (lb)
tonelada métrica (mt)	1.000	kilogramo (kg)
Longitud		
ft (ft)	0,3048	metro (m)
pulgada (in.)	2,54	centímetro (cm)
pulgada (in.)	25,4	milímetro (mm)
metro (m)	3,281	ft (ft)
millas (mi)	1,609	kilómetros (km)
Presión		
lb/in. ² (psi)	6,895	kiloPascal (kPa)
lb/in. ² (psi)	0,06895	bar (bar)
lb/in. ² (psi)	0,0703	kg/cm ²
kiloPascal (kPa)	0,145	lb/in. ² (psi)
bar (bar)	100	kiloPascal (kPa)
Concentración		
libra/barril (lb/bbl)	2,853	kg/m ³
kilogramo/metro cúbico (kg/m ³)	0,3505	lb/bbl
Density		
libra/galón (lb/gal)	119,83	kg/m ³ and g/l
kilogramo/metro cúbico (kg/m ³)	0,008345	lb/gal
libra/galón (lb/gal)	0,11983	g/cm ³ , kg/l o SG
libra/ft cúbico (lb/ft ³)	16,02	kg/m ³ y g/l
g/cm ³ , kg/l o SG	8,345	lb/gal

Tabla 1: Factores de conversión de unidades.

Para otros factores de conversión de unidades, remitirse al manual de bolsillo titulado “Referencia para la Tecnología de Fluidos” o utilizar la función exhaustiva de conversión de unidades contenida en el programa de computadora MUDWARE®.

Cálculos Generales del Pozo

CAPACIDAD, VOLUMEN Y DESPLAZAMIENTO

La **capacidad** de un tanque de lodo, pozo, espacio anular, espacio interior de una tubería o cualquier otro “recipiente” es el volumen que dicho recipiente podría contener si estuviera lleno (i.e., el máximo volumen posible). La capacidad de los fosos y tanques del campo petrolífero se mide generalmente en bbl, gal o m³. La capacidad también puede estar indicada en incrementos de altura, tales como bbl/ft, bbl/in., gal/ft, gal/in. o m³/m. (Esto sólo puede ser realizado para los recipientes que tienen un área de la sección transversal que permanece constante con la altura.)

Por ejemplo, un pozo de 10,5 in. de diámetro que tiene una profundidad de 3.922 ft contiene 420 bbl de lodo cuando está lleno. Por lo tanto, su capacidad es de 420 bbl, que esté lleno o no. Esto también puede expresarse como una capacidad de 0,107 bbl/ft ($420 \div 3.922$).

Igualmente, si un tanque de lodo de 80 in. de altura tiene una capacidad de 230 bbl, entonces se podría expresar la capacidad vertical como 2,87 bbl/in. ($230 \div 80$) o 34,5 bbl/ft ($2,87 \text{ bbl/in.} \times 12 \text{ in./ft}$). La capacidad de una tubería de perforación de 14,0 lb/ft con un Diámetro Exterior (DE) de 4,0 in. es 0,0108 bbl/ft. Por lo tanto, 10.000 ft de esta tubería de 4 in. tendrían una capacidad de 108 bbl.

El **volumen** se refiere a la cantidad de lodo que está realmente dentro de un tanque de lodo, pozo o espacio anular, o dentro de una tubería o cualquier otro recipiente. Si se conoce la capacidad vertical (bbl/ft o m³/m) y la profundidad del nivel de lodo (ft o m), entonces la profundidad del lodo multiplicada por la capacidad vertical resulta en el volumen real (bbl o m³) de lodo dentro del recipiente. Si el tanque de lodo mencionado anteriormente en el ejemplo de capacidad contenía 61 in. de lodo, entonces el volumen de lodo es de 2,87 bbl/in. \times 61 in. o 175 bbl.

El **desplazamiento** es el volumen de lodo expulsado del pozo al introducir la columna de perforación o la tubería de revestimiento dentro del pozo. Igualmente, se trata del volumen de lodo requerido para llenar el pozo cuando se saca la tubería del pozo. Normalmente, el desplazamiento representa solamente el volumen de la tubería. El lodo dentro de la tubería constituye una capacidad, ya que la tubería se llena de lodo al ser introducida en el pozo o durante la circulación. Para situaciones especiales como cuando la barrena está taponada o durante la “flotación” de la tubería de revestimiento dentro del pozo, se debe añadir la capacidad al desplazamiento de la tubería.

Por ejemplo, una tubería de perforación de 14,0 lb/ft con un DE de 4,0 in. desplaza 0,0047 bbl/ft de lodo al ser introducida en el pozo. Si se introducen 1.000 ft de tubería de perforación dentro del pozo, 4,7 bbl de lodo serían “desplazados” del mismo. En cambio, cuando se saca del pozo una tubería de perforación del mismo tamaño, el pozo debería tomar 4,7 bbl de lodo por cada 1.000 ft de tubería sacada, para mantener el pozo lleno.

Cálculo de la Capacidad y Volumen de los Fosos y Tanques

Los cálculos de capacidad, volumen y desplazamiento usan relaciones volumétricas simples para rectángulos, cilindros, cilindros concéntricos y otras formas, con los factores apropiados de conversión de unidades.

Los tanques de los equipos de perforación pueden tener una variedad de formas, pero la mayoría son rectangulares o cilíndricos. Esta sección cubre tres formas de tanques:

1. rectangular.
2. cilíndrico, horizontal.
3. cilíndrico, vertical.

Los tanques de lodo (también llamados fosos de lodo) son generalmente rectangulares con lados paralelos y extremos perpendiculares al fondo.

TANQUES RECTANGULARES

Para el tanque rectangular típico ilustrado en la Figura 1, la capacidad puede ser calculada a partir de la altura, anchura y longitud.

Donde:

V_{Tanque}	=	Capacidad del tanque
L	=	Longitud del tanque
W	=	Anchura del tanque
H	=	Altura del tanque
M	=	Altura del nivel de lodo

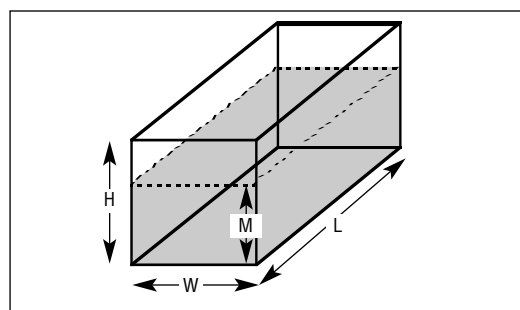


Figura 1: Tanque de lodo rectangular.

La ecuación general para calcular la capacidad de un recipiente rectangular es la siguiente:

$$\text{Volumen} = \text{Longitud} \times \text{Anchura} \times \text{Altura}$$

y es válida tanto para las unidades métricas como para las unidades norteamericanas.

Por lo tanto, la capacidad de un tanque rectangular, usando pies, se calcula de la siguiente manera:

$$V_{\text{Tanque}} (\text{ft}^3) = L (\text{ft}) \times W (\text{ft}) \times H (\text{ft})$$

Para convertir de ft^3 a barriles norteamericanos del campo petrolífero, dividir por 5,61 ft^3/bbl :

$$V_{\text{Tanque}} (\text{bbl}) = \frac{L (\text{ft}) \times W (\text{ft}) \times H (\text{ft})}{5,61 \text{ ft}^3/\text{bbl}}$$

Expresado en bbl/ft:

$$V_{\text{tanque}} (\text{bbl/ft}) = \frac{L (\text{ft}) \times W (\text{ft})}{5,61 \text{ ft}^3/\text{bbl}}$$

El volumen de lodo real (V_{LODO}) en el tanque puede ser calculado usando la altura del nivel de lodo M:

$$V_{\text{LODO}} (\text{ft}^3) = L (\text{ft}) \times W (\text{ft}) \times M (\text{ft})$$

Para convertir ft^3 a barriles norteamericanos del campo petrolífero, dividir por 5,61 ft^3/bbl :

$$V_{\text{LODO}} (\text{bbl}) = \frac{L (\text{ft}) \times W (\text{ft}) \times M (\text{ft})}{5,61 \text{ ft}^3/\text{bbl}}$$

TANQUES CILÍNDRICOS VERTICALES

Los tanques cilíndricos montados en posición vertical, de la manera ilustrada en la Figura 2, se usan para el almacenamiento de lodo líquido y barita seca.

Donde:

V_{Cil} = Capacidad del tanque cilíndrico

D = Diámetro del cilindro

H = Altura del cilindro

M = Altura del nivel de material

π = 3,1416

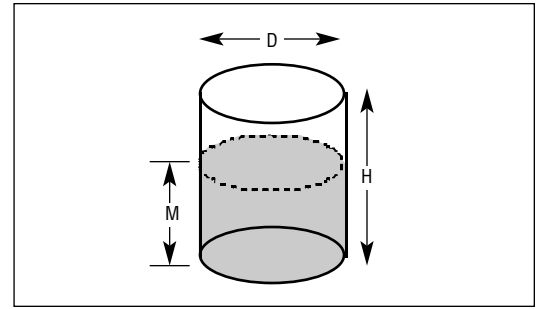


Figura 2: Tanque cilíndrico vertical.

Si no se conoce el diámetro, medir la circunferencia y dividir por 3,1416:

$$D = \frac{\text{circunferencia del tanque}}{\pi} = \frac{\text{circunferencia del tanque}}{3,1416}$$

La fórmula general para calcular la capacidad de un tanque cilíndrico vertical es la siguiente:

$$V_{Cil} = \frac{\pi D^2 H}{4} = \frac{3,1416 D^2 H}{4} = \frac{D^2 H}{1,273}$$

esta fórmula es válida para las unidades métricas y las unidades norteamericanas. Por lo tanto, la capacidad de un tanque cilíndrico puede ser calculada de la siguiente manera:

$$V_{Cil} (ft^3) = \frac{\pi \times D^2 (ft) \times H (ft)}{4} = \frac{3,1416 \times D^2 (ft) \times H (ft)}{4} = \frac{D^2 (ft) \times H (ft)}{1,273}$$

$$V_{Cil} (m^3) = \frac{\pi \times D^2 (m) \times H (m)}{4} = \frac{3,1416 \times D^2 (m) \times H (m)}{4} = \frac{D^2 (m) \times H (m)}{1,273}$$

Para convertir pie³ líquidos a barriles, dividir por 5,61 pie³/bbl:

$$V_{Cil} (bbl) = \frac{\pi \times D^2 (ft) \times H (ft)}{4 \times 5,61 (ft^3/bbl)} = \frac{D^2 (ft) \times H (ft)}{7,143}$$

Para convertir pie³ secos de un polvo en libras, usar la densidad aparente. Para obtener el número de sacos de 100 lb (sx) de barita, multiplicar ft³ por 1,35 (densidad aparente de 135 lb/ft³):

$$\begin{aligned} V_{Cyl} (100\text{-lb sx}) &= \frac{\pi D^2 (ft) \times H (ft) \times 1,35 (100\text{-lb sx/ft}^3)}{4} \\ &= 1,06 (100\text{-lb sx/ft}^3) \times D^2 (ft) \times H (ft) \end{aligned}$$

El volumen de lodo real (V_{Lodo}) de un tanque cilíndrico vertical se calcula usando la altura de nivel (M) de lodo/material:

$$V_{Lodo} (ft^3 \text{ o } m^3) = \frac{\pi \times D^2 M}{4} = \frac{D^2 M}{1,273}$$

TANQUES CILÍNDRICOS HORIZONTALES

Los tanques cilíndricos montados en posición horizontal, de la manera ilustrada en la Figura 3, se usan principalmente para almacenar diesel, otros líquidos y barita. La capacidad y el volumen vertical de un tanque cilíndrico horizontal varían con el área de la sección transversal horizontal y no constituyen una función lineal de la altura. Hay gráficos y métodos tabulares disponibles para calcular la capacidad y el volumen de los tanques cilíndricos horizontales. Estos valores también pueden ser calculados de la siguiente manera, resultando en ft³ si se usan pies, m³ si se usan metros, etc.

Donde:

V_{Cil} = Capacidad del tanque cilíndrico
 D = Diámetro del cilindro
 L = Longitud del cilindro
 M = Altura del lodo o material
 π = 3,1416

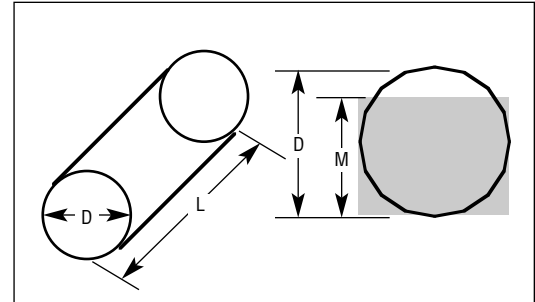


Figura 3: Tanque cilíndrico horizontal.

$$V_{Cil} = \frac{L}{2} \left[(2M - D) \sqrt{MD - M^2} + \frac{D^2}{2} \sin^{-1} \left(\frac{2M}{D} - 1 \right) + \frac{\pi D^2}{4} \right]$$

[El resultado de sin-1 debe estar en radianes antes de ser añadido a las otras partes de la ecuación (2π radianes = 360°). Para convertir de grados, dividir por 57,3 (grado/radián) para obtener radianes.]

CONVERSIONES DE VOLÚMENES

Para convertir los volúmenes de aditivos de lodo almacenados:

- Para convertir ft³ líquidos en barriles, dividir por 5,61.
- Para convertir ft³ secos en libras, usar la densidad aparente indicada en el boletín del producto.
- Para la barita, si se desea obtener el número de sacos de 100 lb, multiplicar ft³ por 1,35 (densidad aparente de 135 lb/ft³/100 lb por saco).
- Para convertir barriles en galones, multiplicar por 42

OBSERVACIÓN: No confundir la unidad “barril” con “tambor”. Un tambor norteamericano tiene una capacidad de 55 galones, no 42 galones.

Capacidad, Volumen y Desplazamiento

VOLUMEN DEL POZO

Aunque los volúmenes del pozo sean generalmente calculados con la tubería dentro del pozo, ocasionalmente necesitamos conocer la capacidad del pozo sin la tubería. La capacidad vertical de un intervalo de pozo puede ser calculada usando la ecuación para un recipiente cilíndrico vertical. Un pozo se compone generalmente de varios intervalos, con los diámetros más grandes cerca de la superficie, pasando progresivamente a secciones más pequeñas a medida que la profundidad aumenta. Para obtener la capacidad de todo el pozo, cada intervalo debe ser calculado individualmente, luego se suman todos los intervalos.

OBSERVACIÓN: Para los intervalos de “pozo abierto”, el tamaño real del pozo puede ser considerablemente más grande que el tamaño de la barrena, debido al ensanchamiento del pozo

El volumen de cada sección puede ser calculado a partir de la ecuación usada para un cilindro:

$$V_{\text{Sección}} = \frac{\pi D^2 L}{4} = \frac{3.1416 \times D_{\text{Pozo}}^2 \times L}{4} = \frac{D_{\text{Pozo}}^2 \times L}{1.273}$$

Donde:

D_{Pozo} = Diámetro Interior (DI) de la tubería de revestimiento, tubería de revestimiento corta o pozo abierto

L = Longitud del intervalo

Cuando el tamaño o diámetro del pozo (D_{Pozo}) está expresado en pulgadas:

$$V_{\text{Sección}} \text{ (bbl/ft)} = \frac{D_{\text{Pozo}}^2 \text{ (in.)}}{1,029}$$

Factor de conversión de unidades norteamericanas

$$\frac{3,1416}{4} \times \frac{1 \text{ pie}^2}{144 \text{ in.}^2} \times \frac{1 \text{ bbl}}{5,61 \text{ ft}^3} = \frac{1}{1,029}$$

Muchas regiones usan pulgadas para indicar el diámetro del pozo y de la barrena, y el sistema métrico para indicar otros valores. En este caso, el volumen puede ser calculado de la siguiente manera:

$$V_{\text{Sección}} \text{ (m}^3\text{/m)} = \frac{D_{\text{Pozo}}^2 \text{ (in.)}}{1,974}$$

Factor de conversión de unidades métricas (si el diámetro está en in.):

$$\frac{3,1416}{4} \times \frac{1 \text{ m}^2}{1.550 \text{ in.}^2} = \frac{1}{1,974}$$

Factor de conversión de unidades métricas (si el diámetro está en mm):

$$\begin{aligned} V_{\text{Sección}} \text{ (l/m)} &= \frac{3,1416 \times D_{\text{Pozo}}^2 \text{ (mm)} \times 1.000 \text{ (mm/m)}}{4 \times 1.000.000 \text{ (mm}^3\text{/l)}} \\ &= \frac{3,1416 \times D_{\text{Pozo}}^2 \text{ (mm)}}{4.000} = \frac{D_{\text{Pozo}}^2 \text{ (mm)}}{1.273} \end{aligned}$$

Para convertir litros a metros cúbicos, dividir por 1.000.

CAPACIDAD DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN O LOS PORTAMECHAS

El volumen del pozo con la columna de perforación dentro del pozo es la suma del volumen dentro de la columna de perforación (capacidad) más el volumen anular entre la columna de perforación y la tubería de revestimiento o el pozo abierto.

La capacidad o el volumen dentro de una columna de perforación, expresado en bbl/ft, puede ser determinado a partir del diámetro interior de la tubería en pulgadas.

$$V_{\text{Tubería}} \text{ (bbl/ft)} = \frac{DI_{\text{Tubería}}^2 \text{ (in.)}}{1,029}$$

En unidades métricas:

$$V_{\text{Tubería}} \text{ (l/m)} = \frac{DI_{\text{Tubería}}^2 \text{ (in.)}}{1,974}$$

o

$$V_{\text{Tubería}} \text{ (l/m)} = \frac{3,1416 \times DI_{\text{Tubería}}^2 \text{ (mm)}}{4.000} = \frac{DI_{\text{Tubería}}^2 \text{ (mm)}}{1.273}$$

Para convertir litros a metros cúbicos, dividir por 1.000.

VOLUMEN ANULAR

El volumen o la capacidad anular se calcula restando las áreas de los dos círculos que define el espacio anular.

El volumen anular en bbl/ft puede ser determinado a partir del DE de la tubería y del DI de la tubería de revestimiento o del pozo abierto en pulgadas.

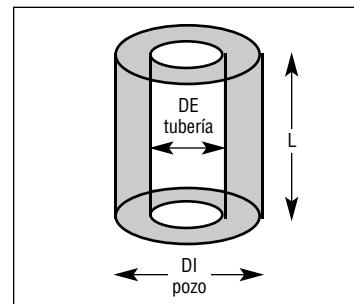


Figura 4: Volumen anular.

$$V_{\text{Espacio Anular}} \text{ (bbl/ft)} = \frac{DI_{\text{Pozo}}^2 \text{ (in.)} - DE_{\text{Tubería}}^2 \text{ (in.)}}{1.029}$$

Donde:

DI_{Pozo} = Diámetro interior del pozo abierto o la tubería de revestimiento

$DE_{\text{Tubería}}$ = Diámetro exterior de la tubería de perforación o los portamechas

En unidades métricas:

$$V_{\text{Espacio Anular}} \text{ (l/m)} = \frac{DI_{\text{Pozo}}^2 \text{ (in.)} - DE_{\text{Tubería}}^2 \text{ (in.)}}{1,974}$$

o

$$V_{\text{Espacio Anular}} \text{ (l/m)} = \frac{DI_{\text{Pozo}}^2 \text{ (mm)} - DE_{\text{Tubería}}^2 \text{ (mm)}}{1.273}$$

Para convertir de litros a metros cúbicos, dividir por 1.000.

El volumen anular también puede ser determinado restando el desplazamiento y la capacidad de una tubería de la capacidad de un pozo o una tubería de revestimiento.

$$V_{\text{Espacio Anular}} = \text{Capacidad}_{\text{Pozo}} - \text{Desplazamiento}_{\text{Columna de Perforación}} - \text{Capacidad}_{\text{Columna de Perforación}}$$

DESPLAZAMIENTO

Se puede estimar el desplazamiento de la columna de perforación ($V_{\text{Despl. Tubería}}$) usando el DE y el DI de la tubería de perforación y los portamechas.

$$V_{\text{Despl. Tubería}} \text{ (bbl/ft)} = \frac{DE^2_{\text{Tubería}} \text{ (in.)} - DI^2_{\text{Tubería}} \text{ (in.)}}{1.029}$$

Donde:

$DE_{\text{Tubería}}$ = Diámetro exterior de la tubería de perforación o los portamechas

$DI_{\text{Tubería}}$ = Diámetro interior de la tubería de perforación o los portamechas

En unidades métricas:

$$V_{\text{Despl. Tubería}} \text{ (l/m)} = \frac{DE^2_{\text{Tubería}} \text{ (in.)} - DI^2_{\text{Tubería}} \text{ (in.)}}{1,974}$$

o

$$V_{\text{Despl. Tubería}} \text{ (l/m)} = \frac{DE^2_{\text{Tubería}} \text{ (mm)} - ID^2_{\text{Tubería}} \text{ (mm)}}{1,273}$$

Para convertir litros a metros cúbicos, dividir por 1.000.

Para volúmenes más precisos, los valores de capacidad y desplazamiento de las Tablas 2, 3, 4a, 4b, 5 y 6 deberían ser usados para compensar la influencia de las juntas de tubería de perforación.

Diámetro (in.)	Capacidad (bbl/ft)	Capacidad (m³/m)
3½	0,0119	0,0062
3¾	0,0146	0,0076
4¼	0,0175	0,0092
4½	0,0197	0,0103
4¾	0,0219	0,0114
5¼	0,0268	0,0140
5½	0,0307	0,0160
5¾	0,0321	0,0168
5¾	0,0335	0,0175
6	0,0350	0,0182
6⅛	0,0364	0,0190
6¼	0,0379	0,0198
6½	0,0410	0,0214
6¾	0,0443	0,0231
7¾	0,0528	0,0276
7½	0,0565	0,0295
7¾	0,0602	0,0314
8¾	0,0681	0,0355

Diámetro (in.)	Capacidad (bbl/ft)	Capacidad (m³/m)
8½	0,0702	0,0366
8¾	0,0723	0,0377
8¾	0,0744	0,0388
9½	0,0877	0,0457
9¾	0,0900	0,0469
9¾	0,0947	0,0494
10¾	0,1097	0,0572
11	0,1175	0,0613
12¼	0,1458	0,0760
14¾	0,2113	0,1102
15	0,2186	0,1140
16	0,2487	0,1297
17½	0,2975	0,1552
18	0,3147	0,1642
20	0,3886	0,2027
22	0,4702	0,2452
24	0,5595	0,2919

Tabla 2: Capacidad del pozo abierto.

DE		Peso		DI		Capacidad		Desplazamiento	
in.	mm	lb/ft	kg/m	in.	mm	bbl/ft	m ³ /m	bbl/ft	m ³ /m
4½	114	13,50	20,12	3,920	100	0,0149	0,0078	0,0047	0,0025
4½	114	15,10	22,50	3,826	97	0,0142	0,0074	0,0055	0,0029
4¾	121	16,00	23,84	4,082	104	0,0162	0,0084	0,0057	0,0030
5	127	15,00	22,35	4,408	112	0,0189	0,0099	0,0054	0,0028
5	127	18,00	26,82	4,276	109	0,0178	0,0093	0,0065	0,0034
5½	140	20,00	29,80	4,778	121	0,0222	0,0116	0,0072	0,0038
5½	140	23,00	34,27	4,670	119	0,0212	0,0111	0,0082	0,0043
5¾	146	22,50	33,53	4,990	127	0,0242	0,0126	0,0079	0,0041
6	152	26,00	38,74	5,140	131	0,0257	0,0134	0,0093	0,0049
6⅝	168	32,00	47,68	5,675	144	0,0313	0,0163	0,0114	0,0059
7	178	26,00	38,74	6,276	159	0,0383	0,0200	0,0093	0,0049
7	178	38,00	56,62	5,920	150	0,0340	0,0177	0,0136	0,0071
7⅝	194	26,40	39,34	6,969	177	0,0472	0,0246	0,0093	0,0049
7⅝	194	33,70	50,21	6,765	172	0,0445	0,0232	0,0120	0,0063
7⅝	194	39,00	58,11	6,625	168	0,0426	0,0222	0,0138	0,0072
8⅝	219	38,00	56,62	7,775	197	0,0587	0,0306	0,0135	0,0070
9⅝	244	40,00	59,60	8,835	224	0,0758	0,0395	0,0142	0,0074
9⅝	244	47,00	70,03	8,681	220	0,0732	0,0382	0,0168	0,0088
9⅝	244	53,50	79,72	8,535	217	0,0708	0,0369	0,0192	0,0100
10¾	273	40,50	60,35	10,050	255	0,0981	0,0512	0,0141	0,0074
10¾	273	45,50	67,80	9,950	253	0,0962	0,0502	0,0161	0,0084
10¾	273	51,00	75,99	9,850	250	0,0942	0,0491	0,0180	0,0094
11¾	298	60,00	89,40	10,772	274	0,1127	0,0588	0,0214	0,0112
13⅝	340	54,50	81,21	12,615	320	0,1546	0,0806	0,0192	0,0100
13⅝	340	68,00	101,32	12,415	315	0,1497	0,0781	0,0241	0,0126
16	406	65,00	96,85	15,250	387	0,2259	0,1178	0,0228	0,0119
16	406	75,00	111,75	15,124	384	0,2222	0,1159	0,0265	0,0138
18⅝	473	87,50	130,38	17,755	451	0,3062	0,1597	0,0307	0,0160
20	508	94,00	140,06	19,124	486	0,3553	0,1853	0,0333	0,0174

Tabla 3: Tubería de revestimiento.

DE		Peso		DI		Capacidad		Desplazamiento	
in.	mm	lb/ft	kg/m	in.	mm	bbl/ft	m ³ /m	bbl/ft	m ³ /m
2⅝	60	4,85	7,23	1,995	51	0,0039	0,0020	0,0016	0,0008
2⅝	73	6,85	10,21	2,441	62	0,0058	0,0030	0,0022	0,0012
2⅝	73	10,40	15,50	2,150	55	0,0045	0,0023	0,0035	0,0018
3½	89	13,30	19,82	2,764	70	0,0074	0,0039	0,0045	0,0023
3½	89	15,50	23,10	2,602	66	0,0066	0,0034	0,0053	0,0028
4	102	14,00	20,86	3,340	85	0,0108	0,0057	0,0047	0,0025
4½	114	16,60	24,73	3,826	97	0,0142	0,0074	0,0055	0,0029
4½	114	20,00	29,80	3,640	92	0,0129	0,0067	0,0068	0,0035
5	127	19,50	29,06	4,276	109	0,0178	0,0093	0,0065	0,0034
5	127	20,50	30,55	4,214	107	0,0173	0,0090	0,0070	0,0037
5½	140	21,90	32,63	4,778	121	0,0222	0,0116	0,0072	0,0038
5½	140	24,70	36,80	4,670	119	0,0212	0,0111	0,0082	0,0043
5⅞	141	22,20	33,08	4,859	123	0,0229	0,0120	0,0071	0,0037
5⅞	141	25,25	37,62	4,733	120	0,0218	0,0114	0,0083	0,0043
6⅝	168	31,90	47,53	5,761	146	0,0322	0,0168	0,0104	0,0054
7⅝	194	29,25	43,58	6,969	177	0,0472	0,0246	0,0093	0,0049

Tabla 4a: Tubería de perforación.

DE		Peso		DI		Capacidad		Desplazamiento	
in.	mm	in.	mm	lb/ft	kg/m	bbl/ft	m ³ /m	bbl/ft	m ³ /m
3½	89	2,063	52	25,30	37,70	0,0042	0,0022	0,0092	0,0048
3½	89	2,250	57	23,20	34,57	0,0050	0,0026	0,0084	0,0044
4	102	2,563	65	27,20	40,53	0,0064	0,0033	0,0108	0,0056
4½	114	2,750	70	41,00	61,09	0,0074	0,0039	0,0149	0,0078
5	127	3,000	76	49,30	73,46	0,0088	0,0046	0,0180	0,0094
5½	140	3,375	86	57,00	84,93	0,0112	0,0058	0,0210	0,0110
6⅝	168	4,500	114	70,80	105,49	0,0197	0,0103	0,0260	0,0136

Tabla 4b: Tubería de perforación extrapesada

DE		Peso		DI		Capacidad		Desplazamiento	
in.	mm	in.	mm	lb/ft	kg/m	bbl/ft	m ³ /m	bbl/ft	m ³ /m
3½	89	1,500	38	26,64	39,69	0,00219	0,0011	0,0097	0,0051
4⅛	105	2,000	51	34,68	51,67	0,00389	0,0020	0,0126	0,0066
4¾	121	2,250	57	46,70	69,58	0,00492	0,0026	0,0170	0,0089
6	152	2,250	57	82,50	122,93	0,00492	0,0026	0,0301	0,0157
6¼	159	2,250	57	90,60	134,99	0,00492	0,0026	0,0330	0,0172
6½	165	2,813	71	91,56	136,42	0,00768	0,0040	0,0334	0,0174
6¾	171	2,250	57	108,00	160,92	0,00492	0,0026	0,0393	0,0205
7¾	197	2,813	71	138,48	206,34	0,00768	0,0040	0,0507	0,0264
8	203	2,813	71	150,48	224,22	0,00768	0,0040	0,0545	0,0284
9½	241	3,000	76	217,02	323,36	0,00874	0,0046	0,0789	0,0412
10	254	3,000	76	242,98	362,04	0,00874	0,0046	0,0884	0,0461
11¼	286	3,000	76	314,20	468,16	0,00874	0,0046	0,1142	0,0596

Tabla 5: Portamechas.

Tamaño Nominal	Tamaño DE	DI (in.)	Peso (lb/ft)	Capacidad (bbl/ft)
1½	1⅝	1,610	2,75	0,0025
2	2⅝	1,995	4,60	0,0039
2½	2⅞	2,441	6,40	0,0058
3	3½	2,992	10,20	0,0087
3½	4	3,476	11,00	0,0117
4	4½	3,958	12,60	0,0152

Tabla 6: Tubería API (estándar).

Cálculo del Caudal de la Bomba

Las bombas de lodo hacen circular el lodo a presión durante la operación de perforación. Las bombas de lodo son bombas de émbolo y suelen ser llamadas bombas de “desplazamiento positivo” o bombas “alternativas”. Estas bombas tienen dos o tres émbolos (pistones) que realizan un movimiento de vaivén dentro de los cilindros (liners). Un ciclo de vaivén completo constituye una carrera (stk - según el inglés “stroke”) y es igual a la rotación del cigüeñal; por lo tanto, 1 stk/min = RPM. Las bombas de dos émbolos se llaman bombas dúplex y las bombas de tres émbolos se llaman bombas triplex. Las bombas triplex se usan más actualmente.

El caudal de la bomba de lodo puede ser calculado o está enumerado en las tablas, y tiene las unidades bbl/stk o gal/stk. La velocidad de circulación efectiva, también llamada caudal de la bomba, está indicada por las unidades bbl/min o gal/min. La velocidad de circulación efectiva es determinada multiplicando el caudal de la bomba (bbl/stk) por la velocidad de la bomba (stk/min) y una eficiencia volumétrica. Esta eficiencia está frecuentemente indicada por un porcentaje y puede variar de 85 a 100%. Las bombas de lodo modernas usan bombas centrífugas de carga para mantener una presión positiva en la succión de la bomba de lodo, para lograr una mejor eficiencia. Las tablas 7a y 7b de este capítulo se refieren a las bombas de lodo que tienen una eficiencia de 100%. Cabe notar que todas las ecuaciones proporcionadas a continuación que están relacionadas con el caudal de la bomba, incluyen un factor de eficiencia.

BOMBAS TRIPLEX DE LODO

Los émbolos de una bomba triplex de lodo sólo funcionan durante la carrera de ida y tienen generalmente pequeñas carreras (en el rango de 6 a 12 in.), y operan a velocidades que varían de 60 a 120 stk/min.

La ecuación general para calcular el caudal de una bomba triplex es la siguiente:

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} = \frac{3 \times 3,1416 \times DI_{\text{Liner}}^2 \times L \times \text{Rend}}{4}$$

Donde:

$V_{\text{Caudal de la Bomba}}$ = Caudal de la bomba/carrera

DI_{Liner} = DI del liner

L = Longitud de la carrera de la bomba

Rend = Rendimiento de la bomba (decimal)

Si el DI del liner y la longitud de la carrera están expresados en pulgadas, el caudal de la bomba para una bomba triplex de lodo en bbl/stk es:

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} (\text{bbl/stk}) = \frac{DI_{\text{Liner}}^2 (\text{in.}) \times L (\text{in.}) \times \text{Rend} (\text{decimal})}{4.116}$$

En unidades métricas:

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} (\text{l/stk}) = \frac{DI_{\text{Liner}}^2 (\text{in.}) \times L (\text{in.}) \times \text{Rend} (\text{decimal})}{25,90}$$

o

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} (\text{l/stk}) = \frac{DI_{\text{Liner}}^2 (\text{mm}) \times L (\text{mm}) \times \text{Rend} (\text{decimal})}{424.333}$$

DI Liner (in.)	Longitud de la Carrera (in.)									
	7	7½	8	8½	9	9½	10	11	12	14
3	0,015	0,016	0,017	0,019	0,020	0,020	0,022	0,024	0,026	—
3¼	0,018	0,019	0,021	0,022	0,023	0,024	0,026	0,028	0,031	—
3½	0,021	0,022	0,024	0,025	0,027	0,028	0,030	0,033	0,036	—
3¾	0,024	0,026	0,027	0,029	0,031	0,032	0,034	0,038	0,041	—
4	0,027	0,029	0,031	0,033	0,035	0,036	0,039	0,043	0,047	—
4¼	0,031	0,033	0,035	0,037	0,039	0,041	0,044	0,048	0,053	—
4½	0,034	0,037	0,039	0,042	0,044	0,045	0,049	0,054	0,059	—
4¾	0,038	0,041	0,044	0,047	0,049	0,051	0,055	0,060	0,066	—
5	0,043	0,045	0,049	0,052	0,055	0,056	0,061	0,067	0,073	0,085
5¼	0,047	0,050	0,054	0,057	0,060	0,062	0,067	0,074	0,080	0,094
5½	0,051	0,055	0,059	0,062	0,066	0,068	0,073	0,081	0,088	0,103
5¾	0,056	0,060	0,064	0,068	0,072	0,074	0,080	0,088	0,096	0,112
6	0,061	0,065	0,070	0,074	0,079	0,081	0,087	0,096	0,105	0,122
6¼	0,066	0,071	0,076	0,081	0,085	0,088	0,095	0,104	0,114	0,133
6½	0,072	0,077	0,082	0,087	0,092	0,095	0,103	0,113	0,123	0,144
6¾	0,077	0,083	0,088	0,094	0,100	0,102	0,111	0,122	0,133	0,155
7	0,083	0,089	0,095	0,101	0,107	0,110	0,119	0,131	0,143	0,167
7½	—	—	—	—	—	—	0,137	0,150	0,164	0,191
8	—	—	—	—	—	—	0,155	0,171	0,187	0,218

Tabla 7a: Caudal de una bomba triplex (bbl/stk).

DI Liner (mm)	Longitud de la Carrera (mm)									
	177,8	190,5	203,2	215,9	228,6	241,3	254,0	279,4	304,8	355,6
76,2	0,0024	0,0025	0,0027	0,0030	0,0032	0,0032	0,0035	0,0038	0,0041	—
82,6	0,0029	0,0030	0,0033	0,0035	0,0037	0,0038	0,0041	0,0045	0,0049	—
88,9	0,0033	0,0035	0,0038	0,0040	0,0043	0,0045	0,0048	0,0052	0,0057	—
95,3	0,0038	0,0041	0,0043	0,0046	0,0049	0,0051	0,0054	0,0060	0,0065	—
101,6	0,0043	0,0046	0,0049	0,0052	0,0056	0,0057	0,0062	0,0068	0,0075	—
108,0	0,0049	0,0052	0,0056	0,0059	0,0062	0,0065	0,0070	0,0076	0,0084	—
114,3	0,0054	0,0059	0,0062	0,0067	0,0070	0,0072	0,0078	0,0086	0,0094	—
120,7	0,0060	0,0065	0,0070	0,0075	0,0078	0,0081	0,0087	0,0095	0,0105	—
127,0	0,0068	0,0072	0,0078	0,0083	0,0087	0,0089	0,0097	0,0107	0,0116	0,0135
133,4	0,0075	0,0080	0,0086	0,0091	0,0095	0,0099	0,0107	0,0118	0,0127	0,0149
139,7	0,0081	0,0087	0,0094	0,0099	0,0105	0,0108	0,0116	0,0129	0,0140	0,0164
146,1	0,0089	0,0095	0,0102	0,0108	0,0114	0,0118	0,0127	0,0140	0,0153	0,0178
152,4	0,0097	0,0103	0,0111	0,0118	0,0126	0,0129	0,0138	0,0153	0,0167	0,0194
158,8	0,0105	0,0113	0,0121	0,0129	0,0135	0,0140	0,0151	0,0165	0,0181	0,0211
165,1	0,0114	0,0122	0,0130	0,0138	0,0146	0,0151	0,0164	0,0180	0,0196	0,0229
171,5	0,0122	0,0132	0,0140	0,0149	0,0159	0,0162	0,0176	0,0194	0,0211	0,0246
177,8	0,0132	0,0142	0,0151	0,0161	0,0170	0,1100	0,0189	0,0208	0,0227	0,0266
190,5	—	—	—	—	—	—	0,0218	0,0239	0,0261	0,0304
203,2	—	—	—	—	—	—	0,0246	0,0272	0,0297	0,0347

Tabla 7b: Caudal de una bomba triplex (m³/stk).

BOMBAS DÚPLEX DE LODO

Los émbolos de una bomba dúplex de lodo funcionan en ambas direcciones, de manera que el cilindro trasero hace que el vástago de la bomba se mueva a través de su volumen desplazado y ocupe parte del mismo. La diferencia entre los cálculos para una bomba dúplex y los cálculos para una bomba triplex es que el volumen de desplazamiento del vástago de la primera debe ser restado del volumen contenido en uno de los cilindros, además de la diferencia en el número de cilindros de bombeo, o sea 4 para la dúplex y 3 para la triplex. Las bombas dúplex tienen generalmente carreras más largas (de 10 a 18 in.) y funcionan a una velocidad más baja comprendida en el rango de 40 a 80 stk/min.

La ecuación general para calcular el caudal de una bomba dúplex es la siguiente:

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} = \frac{2\pi}{4} \times \left[DI_{\text{Liner}}^2 \times L + (DI_{\text{Liner}}^2 - DE_{\text{Vástago}}^2) \times L \right] \times \text{Rend}$$

Donde:

$V_{\text{Caudal de la Bomba}}$ = Caudal de la bomba/carrera

DI_{Liner} = DI del liner

$DE_{\text{Vástago}}$ = DE del vástago

L = Longitud de la carrera de la bomba

Rend = Rendimiento de la bomba (decimal)

El caudal de la bomba en bbl/carrera para una bomba dúplex con el DI del liner, el DE del vástago y la longitud de la carrera en pulgadas.

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} (\text{bbl/stk}) = \left[\frac{2 \times ID_{\text{Liner}}^2 (\text{in.}) - OD_{\text{Vástago}}^2 (\text{in.})}{6.174} \right] \times L (\text{in.}) \times \text{Rend (decimal)}$$

En unidades métricas:

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} (\text{l/stk}) = \left[\frac{2 \times ID_{\text{Liner}}^2 (\text{in.}) - OD_{\text{Vástago}}^2 (\text{in.})}{38.85} \right] \times L (\text{in.}) \times \text{Rend (decimal)}$$

o

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} (\text{l/stk}) = \left[\frac{2 \times ID_{\text{Liner}}^2 (\text{mm}) - OD_{\text{Vástago}}^2 (\text{mm})}{636.500} \right] \times L (\text{mm}) \times \text{Rend (decimal)}$$

Velocidad Anular

La Velocidad Anular (comúnmente referida como VA) es la velocidad media a la cual un fluido está fluyendo dentro de un espacio anular. Se requiere una velocidad anular mínima del lodo para lograr la limpieza apropiada del pozo. Esta velocidad anular mínima depende de varios factores, incluyendo la velocidad de penetración, el tamaño de los recortes, el ángulo del pozo, la densidad del lodo y la reología. Estos aspectos están descritos en el capítulo sobre la limpieza del pozo.

La siguiente ecuación calcula la velocidad anular basándose en el caudal de la bomba y el volumen anular del pozo:

$$VA = \frac{\text{caudal de la bomba}}{\text{volumen anular}} = \frac{V_{\text{Caudal de la Bomba}}}{V_{\text{An}}}$$

$$VA \text{ (ft/min)} = \frac{V_{\text{Caudal de la Bomba (bbl/min)}}}{V_{\text{An (bbl/ft)}}$$

$$VA \text{ (m/min)} = \frac{V_{\text{Caudal de la Bomba (l/min)}}}{V_{\text{An (l/m)}}$$

Donde:

VA = Velocidad Anular

$V_{\text{Caudal de la Bomba}}$ = Caudal de la bomba

V_{An} = Volumen anular

Cuando el caudal de la bomba de lodo está indicado en bbl/min y el DI del pozo y el DE de la tubería están indicados en pulgadas, la velocidad anular en ft/min es:

$$VA \text{ (ft/min)} = \frac{V_{\text{Caudal de la Bomba (bbl/min)}} \times 1.029}{DI_{\text{Pozo}}^2 \text{ (in.)} - DE_{\text{Tubería}}^2 \text{ (in.)}}$$

o

$$VA \text{ (ft/min)} = \frac{V_{\text{Caudal de la Bomba (gal/min)}} \times 24,5}{DI_{\text{Pozo}}^2 \text{ (in.)} - DE_{\text{Tubería}}^2 \text{ (in.)}}$$

Donde:

DI_{Pozo} = DI del pozo abierto o la tubería de revestimiento (in.)

$DE_{\text{Tubería}}$ = DE de la tubería de perforación o los portamechas (in.)

En unidades métricas:

$$VA \text{ (m/min)} = \frac{V_{\text{Caudal de la Bomba (l/min)}} \times 1,974}{DI_{\text{Pozo}}^2 \text{ (in.)} - DE_{\text{Tubería}}^2 \text{ (in.)}}$$

o

$$AV \text{ (m/min)} = \frac{V_{\text{Caudal de la Bomba (l/min)}} \times 1,273}{DI_{\text{Pozo}}^2 \text{ (mm)} - DE_{\text{Tubería}}^2 \text{ (mm)}}$$

Tiempos de Circulación

El tiempo de circulación total es el tiempo (o número de carreras) requerido para que el lodo circule a partir de la succión de la bomba, bajando por la columna de perforación, saliendo por la barrena, subiendo de nuevo por el espacio anular hasta la superficie, pasando a través de los tanques, y finalmente, regresando de nuevo a la succión de la bomba.

Este tiempo también se llama “tiempo de ciclo del lodo” y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Tiempo de circulación total (min)} = \frac{V_{\text{Sistema}}}{V_{\text{Caudal de la Bomba}}}$$

Donde:

$$V_{\text{Sistema}} = \text{Volumen total del sistema (activo) (bbl o m}^3\text{)}$$

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} = \text{Caudal de la bomba (bbl/min o m}^3\text{/min)}$$

$$\text{Circulación total (carreras)} = \text{Tiempo de circulación total (min)} \times \text{velocidad de la bomba (stk/min)}$$

El tiempo del fondo a superficie es el tiempo (o número de carreras) requerido para que el lodo circule desde la barrena ubicada al fondo del pozo hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. El tiempo del fondo a superficie se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Tiempo del fondo a superficie (min)} = \frac{V_{\text{Espacio Anular}}}{V_{\text{Caudal de la Bomba}}}$$

Donde:

$$V_{\text{Espacio Anular}} = \text{Volumen anular (bbl o m}^3\text{)}$$

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} = \text{Caudal de la bomba (bbl/min o m}^3\text{/min)}$$

$$\text{Retorno (carreras)} = \text{tiempo del fondo a superficie (min)} \times \text{velocidad de la bomba (stk/min)}$$

El tiempo de ciclo en el pozo es el tiempo (o número de carreras) requerido para que el lodo circule a partir de la succión de la bomba, bajando por la columna de perforación, saliendo por la barrena, subiendo de nuevo por el espacio anular hasta la superficie, calculado de la siguiente manera:

$$\text{Tiempo de ciclo en el pozo (min)} = \frac{V_{\text{Pozo}} - V_{\text{Despl Col Perf}}}{V_{\text{Caudal de la Bomba}}}$$

Donde:

$$V_{\text{Pozo}} = \text{Volumen total del pozo (bbl o m}^3\text{)}$$

$$V_{\text{Despl Col Perf}} = \text{Desplazamiento de la columna de perforación (bbl o m}^3\text{)}$$

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} = \text{Caudal de la bomba (bbl/min o m}^3\text{/min)}$$

$$\text{Ciclo en el pozo (carreras)} = \text{Tiempo de ciclo en el pozo (min)} \times \text{velocidad de la bomba (stk/min)}$$

OBSERVACIÓN: Los tiempos de carrera también pueden ser calculados dividiendo un volumen determinado por el caudal de la bomba en bbl/stk o m³/stk.

Presión Hidrostática

La presión hidrostática (P_{HID}) es la presión ejercida por el peso de un líquido sobre su “contenedor” y es función de la densidad del fluido y de la Profundidad Vertical Verdadera (TVD), de la manera indicada por la ecuación proporcionada a continuación. En un pozo, se trata de la presión ejercida sobre la tubería de revestimiento y las secciones del pozo abierto, y es la fuerza que controla los fluidos de la formación e impide el derrumbamiento del pozo.

Presión hidrostática = peso del lodo x profundidad vertical verdadera x factor de conversión

Unidades norteamericanas:

$$P_{HID} \text{ (lb/in.}^2\text{)} = \text{Peso del lodo (lb/gal)} \times \text{TVD (ft)} \times 0,052$$

$$\text{Factor de conversión } 0,052 = \frac{12 \text{ in./ft}}{231 \text{ in.}^3/\text{gal}}$$

Unidades métricas:

$$P_{HID} \text{ (bar)} = \frac{\text{Peso del lodo (kg/l)} \times \text{TVD (m)}}{10,2}$$

La presión hidrostática y la hidráulica del pozo están descritas detalladamente en los capítulos sobre Predicción de la Presión, Control de la Presión, y Estabilidad de la Lutita y del Pozo.

OBSERVACIÓN: Recordar que la densidad del lodo (peso del lodo) cambia con la temperatura y la presión. Esta variación es más marcada en los pozos profundos calientes donde se usan salmueras claras y lodos base aceite o sintético.

Ejemplos de Problemas**PROBLEMA 1: CÁLCULOS TÍPICOS CON UNIDADES NORTEAMERICANAS**

Datos:

Revestimiento de superficie: 1.850 ft de 13 3/8 in. 48 lb/ft

Tubería de revestimiento intermedia: 8.643 ft de 9 5/8 in. 32,30 lb/ft

Tubería de revestimiento corta: 8.300 a 14.500 ft de 7 in. 20 lb/ft

Diámetro de la barrena: 6 1/8 in.

Profundidad Total (TD): 17.800 ft

Columna telescópica de perforación:

tubería de perforación de 5 in.

19,50 lb/ft hasta 8.000 ft

3 1/2 in., 13,3 lb/ft hasta 16.800 ft

1.000 ft de portamechas de 4 3/4 in. DE x 2 1/4 in. DI

Sistema de superficie: Tres tanques: 7 ft de alto, 6 ft de ancho, 31 ft de largo. En dos tanques hay 64 in. de lodo, y en el otro tanque hay 46 in. de lodo con la columna de perforación dentro del pozo.

Peso del lodo: 16,3 lb/gal

Bombas de lodo: Triplex: 6 1/2 in. x 12 in., 50 stk/min, con un rendimiento de 95%

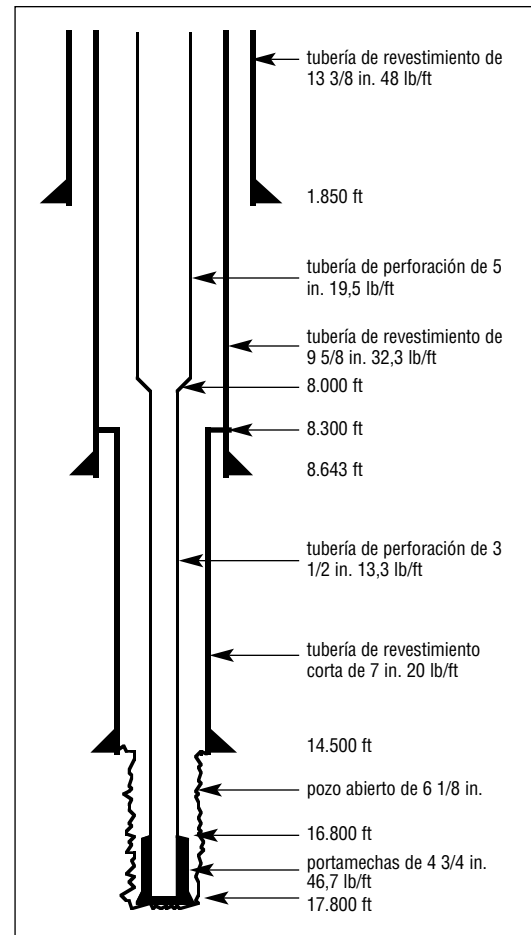


Figura 5: Diagrama de pozo del Problema 1.

Parte I: Determinar la capacidad total del sistema de superficie en bbl, bbl/ft y bbl/in.

$$\begin{aligned}
 V_{\text{Tanque}}(\text{ft}^3) \text{ 1 Tanques} &= 6 \text{ ft} \times 31 \text{ ft} \times 7 \text{ ft} &= 1.302 \text{ ft}^3 \\
 V_{\text{Tanque}}(\text{ft}^3) \text{ 3 Tanques} &= 1.302 \times 3 \text{ pits} &= 3.906 \text{ ft}^3 \\
 V_{\text{Tanque}}(\text{bbl}) \text{ 3 Tanques} &= 3.906 \div 5.61 \text{ ft}^3/\text{bbl} &= 696,2 \text{ bbl} \\
 V_{\text{Tanque}}(\text{bbl/ft}) \text{ 3 Tanques} &= 697,5 \div 7 \text{ ft} &= 99,5 \text{ bbl/ft} \\
 V_{\text{Tanque}}(\text{bbl/in.}) \text{ 3 Tanques} &= 697,5 \div (7 \text{ ft} \times 12 \text{ in./ft}) &= 8,30 \text{ bbl/in.}
 \end{aligned}$$

Parte II: Determinar el volumen total de lodo en el sistema de superficie en bbl

$$\begin{aligned}
 V_{\text{LODO}}(\text{bbl/in.}) \text{ 1 Tanque} &= 8,30 \div 3 \text{ pits} &= 2,76 \text{ bbl/in.} \\
 V_{\text{LODO}}(\text{bbl}) \text{ 3 Tanque} &= 2,76 \text{ bbl/in.} \times (64 \text{ in.} + 64 \text{ in.} + 46 \text{ in.}) &= 481 \text{ bbl}
 \end{aligned}$$

Parte III: Determinar el volumen total del pozo *sin* la columna de perforación (CP) en el pozo.

Calcular el volumen de lodo en cada intervalo del pozo y sumar los volúmenes.

$$V_{\text{POZO}} (\text{tubería de revestimiento de } 9 \frac{5}{8} \text{ in}) = \frac{9,001^2}{1.029} \times 8.300 = 0,0787 \text{ bbl/ft} \times 8.300 \text{ ft} \\ = 653,5 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{POZO}} (\text{tubería de revestimiento corta de } 7 \text{ in.}) = \frac{6,456^2}{1.029} \times 6.200 = 0,0405 \text{ bbl/ft} \times 6.200 \text{ ft} \\ = 251,1 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{POZO}} (\text{pozo abierto de } 6 \frac{1}{8} \text{ in.}) = \frac{6,125^2}{1.029} \times 3.300 = 0,0365 \text{ bbl/ft} \times 3.300 \text{ ft} = 120,3 \text{ bbl}$$

$$\text{Total } V_{\text{POZO}} (\text{sin CP}) = 653,5 + 251,1 + 120,3 = 1.024,9 \text{ bbl}$$

Parte IV: Determinar el volumen total del pozo *con* la tubería de perforación (TP) dentro del pozo.

Volumen dentro de la columna de perforación:

$$V_{\text{Tubería}} (\text{TP de } 5 \text{ in.}) = \frac{4,276^2 \text{ bbl/ft}}{1.029} \times 8.000 \text{ ft} = 0,0178 \text{ bbl/ft} \times 8.000 \text{ ft} = 142,2 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{Tubería}} (\text{TP de } 3 \frac{1}{2} \text{ in.}) = \frac{2,764^2}{1.029} \times 8.800 = 0,0074 \text{ bbl/ft} \times 8.800 \text{ ft} = 65,3 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{Tubería}} (\text{Portamechas de } 4 \frac{3}{4} \text{ in}) = \frac{2,25^2}{1.029} \times 1.000 = 0,0049 \text{ bbl/ft} \times 1.000 \text{ ft} = 4,92 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{p}} \text{ total de la columna de perforación} = 142,2 + 65,3 + 4,92 = 212,4 \text{ bbl}$$

Volumen en el espacio anular:

$$V_{\text{An}} (\text{Tubería de revestimiento - TP de } 5 \text{ in.}) = \frac{9,001^2 - 5,00^2 \text{ bbl/ft}}{1.029} \times 8.000 \text{ ft} = 0,0544 \text{ bbl/ft} \\ \times 8.000 \text{ ft} = 435,5 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{An}} (\text{Tubería de revestimiento - TP de } 3 \frac{1}{2} \text{ in.}) = \frac{9,001^2 - 3,5^2}{1.029} \times 300 = 0,0668 \text{ bbl/ft} \times 300 \text{ ft} \\ = 20,0 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{An}} (\text{Tubería de revestimiento corta - TP de } 3 \frac{1}{2} \text{ in}) = \frac{6,456^2 - 3,5^2}{1.029} \times 6.200 = 0,0286 \text{ bbl/ft} \\ \times 6.200 = 177,3 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{An}} (\text{Pozo abierto - TP de } 3 \frac{1}{2} \text{ in.}) = \frac{6,125^2 - 3,5^2}{1.029} \times 2.300 = 0,0245 \text{ bbl/ft} \times 2.300 \text{ ft} = 56,5 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{An}} (\text{Pozo abierto - Portamechas de } 4 \frac{3}{4} \text{ in}) = \frac{6,125^2 - 4,75^2}{1.029} \times 1.000 = 0,0145 \text{ bbl/ft} \times 1.000 \text{ ft} \\ = 14,6 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{An}} \text{ Total} = 435,5 + 20,0 + 177,3 + 56,5 + 14,6 = 703,9 \text{ bbl}$$

$$V_{\text{POZO}} \text{ Total (con tubería)} = 212,4 + 703,9 = 916,3 \text{ bbl}$$

(El volumen total del pozo con la tubería dentro del pozo también podría ser calculada restando el desplazamiento de la columna de perforación de la capacidad del pozo calculada en la Parte III.)

Parte V: Determinar el volumen total del sistema de circulación.

$$V_{\text{Sistema}} \text{ Total} = 916,4 + 481,0 = 1.397,4 \text{ bbl}$$

Parte VI: Determinar el caudal de la bomba (CB) en bbl/min y gal/min; el tiempo de circulación total (ciclo de lodo total); el tiempo de ciclo en el pozo; y el tiempo del fondo a superficie; en minutos y en carreras.

Determinar el caudal de la bomba a partir de las Tablas 7a y 7b, 6 1/2 in. x 12 in. = 0,1229 bbl/stk a 100%

$$\text{CB (bbl/min)} = 50 \text{ stk/min} \times 0,1229 \text{ bbl/stk} \times 0,95 = 5,84 \text{ bbl/min}$$

$$\text{CB (gal/min)} = 5,84 \text{ bbl/min} \times 42 \text{ gal/bbl} = 245 \text{ gal/min}$$

$$\text{Tiempo de circulación total (min)} = 1.397 \text{ bbl} \div 5,84 \text{ bbl/min} = 239 \text{ min}$$

$$\text{Circulación total (stk)} = 239 \text{ min} \times 50 \text{ stk/min} = 11.950 \text{ stk}$$

$$\text{Tiempo de ciclo en el pozo (min)} = 916,4 \text{ bbl} \div 5,84 \text{ bbl/min} = 157 \text{ min}$$

$$\text{Ciclo en el pozo (stk)} = 157 \text{ min} \times 50 = 7.846 \text{ stk}$$

$$\text{tiempo del fondo a superficie (min)} = 704 \div 5,84 = 121 \text{ min}$$

$$\text{Retorno (stk)} = 121 \text{ min} \times 50 \text{ stk/min} = 6.050 \text{ stk}$$

Parte VII: Determinar la velocidad anular para cada intervalo anular.

$$\begin{aligned} \text{VA (Pozo abierto - Portamechas de 4 3/4 in.)} &= 5,84 \text{ bbl/min} \div 0,0145 \text{ bbl/ft} \\ &= 402,6 \text{ ft/min} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VA (Pozo abierto - TP de 3 1/2 in.)} &= 5,84 \text{ bbl/min} \div 0,0245 \text{ bbl/ft} \\ &= 238,4 \text{ ft/min} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VA (Tubería de revestimiento corta de 7 in. - TP de 3 1/2 in.)} &= 5,84 \text{ bbl/min} \div \\ &0,0286 \text{ bbl/ft} = 204,1 \text{ ft./min} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VA (Tubería de revestimiento de 9 5/8 in. - TP de 5 in.)} &= 5,84 \text{ bbl/min} \div \\ &0,0544 \text{ bbl/ft} = 107,4 \text{ ft/min} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VA (Tubería de revestimiento de 9 5/8 in. - TP de 3 1/2 in.)} &= 5,84 \text{ bbl/min} \div \\ &0,0668 \text{ bbl/ft} = 87,4 \text{ ft/min} \end{aligned}$$

Parte VIII: Determinar la presión hidrostática al fondo del pozo causada por la densidad del lodo.

$$P_{\text{HID}} = 17.800 \text{ ft} \times 16,3 \text{ lb/gal} \times 0,052 = 15.087 \text{ lb/in.}^2$$

PROBLEMA 2: CÁLCULOS TÍPICOS**USANDO UNIDADES MÉTRICAS****Datos:****Revestimiento**

de superficie: 1.600 m de 13 3/8 in. 48 lb/ft, 323 mm DI

Diámetro de

la barrena: 250,8 mm (9 7/8 in.)

Profundidad total: 4.200 m**Columna de**

perforación: 5 in. 19,50 lb/ft, 127 mm DE, 108,6 mm DI, 200 m de portamechas de 185 mm DE x 72 mm DI (7 1/4 in. x 2 3/4 in.)

Sistema de

superficie: 2 tanques: 4 m de profundidad, 3 m de ancho, 10 m de largo. Ambos tanques tienen 2,5 m de lodo con la columna de perforación dentro del pozo.

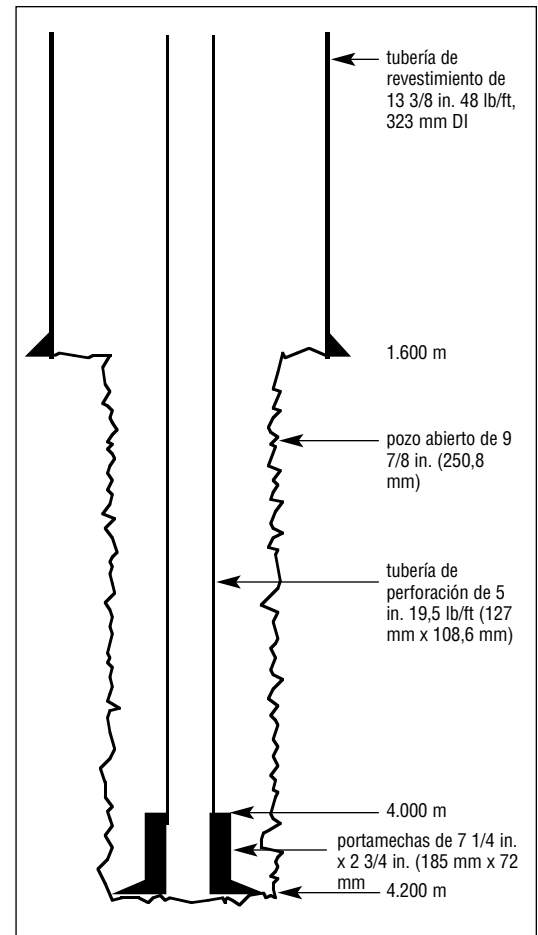
Peso del lodo: SG 1,50 ó 1.500 kg/m³**Bombas de lodo:** Triplex: 152,4 mm (6 in.) x 304,8 mm (12 in.), 110 stk/min, con un rendimiento de 90%

Figura 6: Diagrama de pozo del Problema 2.

Parte I: Determinar la capacidad total del sistema de superficie en m³, m³/m y m³/cm.

$$\begin{aligned}
 V_{\text{Tanque}} \text{ (m}^3\text{) 1 tanque} &= 4 \text{ m} \times 3 \text{ m} \times 10 \text{ m} = 120 \text{ m}^3 \\
 V_{\text{Tanque}} \text{ (m}^3\text{) 2 tanques} &= 120 \text{ m}^3 \times 2 = 240 \text{ m}^3 \\
 V_{\text{Tanque}} \text{ (m}^3\text{/m) 2 tanques} &= 240 \text{ m}^3 \div 4 = 60 \text{ m}^3\text{/m} \\
 V_{\text{Tanque}} \text{ (m}^3\text{/cm) 2 tanques} &= 60 \text{ m}^3\text{/m} \div 100 \text{ cm/m} = 0,60 \text{ m}^3\text{/cm}
 \end{aligned}$$

Parte II: Determinar el volumen total de lodo en el sistema de superficie en m³.

$$V_{\text{Lodo}} \text{ (m}^3\text{) 2 tanques} = 60 \text{ m}^3\text{/m} \times 2,5 \text{ m} = 150 \text{ m}^3$$

Parte III: Determinar el volumen total del pozo sin la columna de perforación (CP) en el pozo.

Calcular el volumen de lodo en cada intervalo del pozo y sumar los volúmenes

$$V_{\text{Pozo}} \text{ (m}^3\text{)} = \frac{DI_{\text{Pozo}}^2 \text{ (mm)}}{1.273.000} \times L \text{ (m)}$$

$$V_{\text{Tub. Revest.}} \text{ (m}^3\text{)} = \frac{323^2 \text{ mm}^2}{1.273.000} \times 1.600 \text{ m} = 131,1 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{Pozo Abierto}} \text{ (m}^3\text{)} = \frac{250,8^2 \text{ mm}^2}{1.273.000} \times 2.600 \text{ m} = 128,4 \text{ m}^3$$

Sistema total sin la columna de perforación:

$$V_{\text{Sistema}} = V_{\text{Tub. Revest.}} + V_{\text{Pozo Abierto}} = 131,1 \text{ m}^3 + 128,4 \text{ m}^3 = 259,5 \text{ m}^3$$

Parte IV: Determinar el volumen total del pozo con la columna de perforación (CP) dentro del pozo.

Volumen dentro de la columna de perforación:

$$V_{\text{Columna de Perf.}} (\text{m}^3) = \frac{ID_{CP}^2 (\text{mm})}{1.273.000} \times L (\text{m})$$

$$V_{YP} (\text{m}^3) = \frac{108,6^2 \text{ mm}^2}{1.273.000} \times 4.000 \text{ m} = 37,1 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{Portamechas}} (\text{m}^3) = \frac{72^2 \text{ mm}^2}{1.273.000} \times 200 \text{ m} = 0,8 \text{ m}^3$$

Volumen total dentro de la columna de perforación

$$V_{\text{Columna de Perf.}} = V_{TP} + V_{\text{Portamechas}} = 37,1 \text{ m}^3 + 0,8 \text{ m}^3 = 37,9 \text{ m}^3$$

Volumen en el espacio anular:

$$V_{\text{Espacio Anular}} (\text{m}^3) = \frac{DI_{\text{Pozo}}^2 (\text{mm}) - DE_{CP}^2 (\text{mm})}{1.273.000} \times L (\text{m})$$

$$V_{\text{An(Tub. Rev. TP)}} (\text{m}^3) = \frac{323^2 \text{ mm}^2 - 127^2 \text{ mm}^2}{1.273.000} \times 1.600 \text{ m} = 0,06927 \times 1.600 = 110,8 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{An(Pozo Abierto TP)}} (\text{m}^3) = \frac{250,8^2 \text{ mm}^2 - 127^2 \text{ mm}^2}{1.273.000} \times 2.400 \text{ m} = 0,03673 \times 2.400 = 88,2 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{An(Pozo Abierto Portamechas)}} (\text{m}^3) = \frac{250,8^2 \text{ mm}^2 - 185^2 \text{ mm}^2}{1.273.000} \times 200 \text{ m} = 0,02252 \times 200 = 4,5 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{Espacio Anular Total}} = V_{\text{An(Tub. Rev. TP)}} + V_{\text{An(DE TP)}} + V_{\text{An(Pozo Abierto Portamechas)}} = 110,8 \text{ m}^3 + 88,2 \text{ m}^3 + 4,5 \text{ m}^3 = 203,5 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{Pozo con CP}} = V_{\text{Espacio Anular}} + V_{CP} = 203,5 \text{ m}^3 + 37,9 \text{ m}^3 = 241,4 \text{ m}^3$$

Parte V: Determinar el volumen total del sistema de circulación.

$$V_{\text{Total}} = V_{\text{Pozo/CP}} + V_{\text{Superficie}} = 241,5 \text{ m}^3 + 150 \text{ m}^3 = 391,5 \text{ m}^3$$

Parte VI: Tiempo de ciclo de lodo total y tiempo del fondo a superficie.

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} (\text{l/stk}) = \frac{DI_{\text{Tub. Rev. Corta}}^2 (\text{mm}) \times L (\text{mm}) \times \text{Rend (decimal)}}{424.333}$$

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} (\text{l/stk}) = \frac{152,4^2 \text{ mm}^2 \times 304,8 \text{ mm} \times 0,9}{424.333} = 15,01 \text{ l/stk}$$

$$V_{\text{Caudal de la Bomba}} (\text{l/min}) = 15,01 \text{ l/stk} \times 110 \text{ stk/min} = 1.651 \text{ l/min} = 1,651 \text{ m}^3/\text{min}$$

$$\text{Tiempo de circulación total (min)} = \frac{391,4 \text{ m}^3}{1,651 \text{ m}^3/\text{min}} = 237 \text{ min}$$

$$\text{Circulación total (stk)} = 237 \text{ min} \times 110 \text{ stk/min} = 26.070 \text{ stk}$$

$$\text{Tiempo de ciclo en el pozo (min)} = \frac{241,4 \text{ m}^3}{1,651 \text{ m}^3/\text{min}} = 146 \text{ min}$$

$$\text{Ciclo en el pozo (stk)} = 146 \text{ min} \times 110 \text{ stk/min} = 16.060 \text{ stk}$$

$$\text{Tiempo del fondo a superficie (min)} = \frac{203,5 \text{ m}^3}{1,651 \text{ m}^3/\text{min}} = 123 \text{ min}$$

$$\text{Retorno (stk)} = 123 \text{ min} \times 110 \text{ stk/min} = 13.530 \text{ stk}$$

Parte VII: Determinar la velocidad anular para cada intervalo anular

$$V_A = \frac{\text{caudal de la bomba}}{\text{volumen anular}} = \frac{V_{\text{caudal de la bomba}}}{V_{\text{an}}}$$

$$V_{A(\text{Pozo Abierto Portamechas})} = \frac{1,651 \text{ m}^3/\text{min}}{0,02252 \text{ m}^3/\text{m}} = 73 \text{ m/min}$$

$$V_{A(\text{Pozo Abierto TP})} = \frac{1,651 \text{ m}^3/\text{min}}{0,03673 \text{ m}^3/\text{m}} = 45 \text{ m/min}$$

$$V_{A(\text{Tub. Rev. TP})} = \frac{1,651 \text{ m}^3/\text{min}}{0,06927 \text{ m}^3/\text{m}} = 24 \text{ m/min}$$

Parte VIII: Determinar la presión hidrostática al fondo del pozo causada por la densidad del lodo.

$$P_{\text{HID}} = \frac{1,5 \text{ kg/l} \times 4.200 \text{ m}}{10,2} = 617,7 \text{ bar}$$

Balance de Materiales

La capacidad de realizar un balance de materiales constituye un elemento esencial de la ingeniería de fluidos de perforación. Los análisis de sólidos, las diluciones, y la ecuaciones de densidad creciente y mezcla están basados en los balances de materiales.

El concepto de balance de materiales está basado en la ley de conservación de la masa, la cual estipula que la masa no puede ser ni creada ni destruida. Simplemente dicho, la suma de los componentes debe ser igual a la suma de los productos. Este concepto es válido para la masa y los átomos, pero no es siempre válido para las soluciones y los compuestos, debido a las solubilidades y las reacciones químicas. Matemáticamente, el concepto de balance de materiales está dividido en dos partes:

I. El volumen total es igual a la suma de los volúmenes de los componentes individuales.

$$V_{\text{Total}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + \dots$$

II. La masa total es igual a la suma de las masas de los componentes individuales.

$$V_{\text{Total}} \rho_{\text{Total}} = V_1 \rho_1 + V_2 \rho_2 + V_3 \rho_3 + V_4 \rho_4 + \dots$$

Donde:

V = Volumen

ρ = Densidad

OBSERVACIÓN: El balance de materiales es válido tanto para las unidades norteamericanas como para las unidades métricas, siempre que se use la misma unidad para todos los cálculos.

Para resolver un balance de masas, primero se debe determinar los volúmenes y las densidades conocidas e incógnitas, e identificar los elementos como componentes o productos. Obsérvese que las siguientes ecuaciones están expresadas en unidades norteamericanas, pero la Tabla 1 y la Tabla 8 enumeran las conversiones para el sistema métrico.

En general, las siguientes etapas permiten resolver las incógnitas:

- Etapla 1. Dibujar un diagrama.
- Etapla 2. Determinar los componentes y productos, señalar los volúmenes y las densidades como valores conocidos o incógnitas.
- Etapla 3. Desarrollar el balance de masas y volúmenes.
- Etapla 4. Sustituir una incógnita en el balance de masa y resolver la ecuación.
- Etapla 5. Determinar la segunda incógnita y calcular el consumo de materiales.

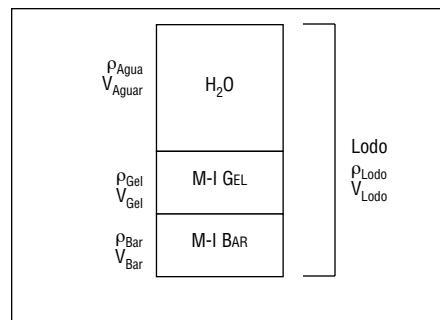


Figura 7a: Diagrama del Ejemplo 1.

EJEMPLO 1: PREPARACIÓN DE LODO DENSIFICADO.

Problema: Determinar las cantidades de materiales para preparar 1.000 bbl (159m³) de lodo de 16,0 lb/gal (1,92 kg/l) con 20 lb/bbl (57 kg/m³) de M-I GEL, usando M-I BAR como agente densificante.

- Etapla 1. Dibujar un diagrama.
- Etapla 2. Determinar las densidades y los volúmenes con valores conocidos e incógnitas.

Componentes	ρ (lb/gal)	V (bbl)
Agua	8,345	?
M-I GEL	21,7	22 (ver abajo)
M-I BAR	35,0	?
Producto	—	—
Lodo	16,0	1.000

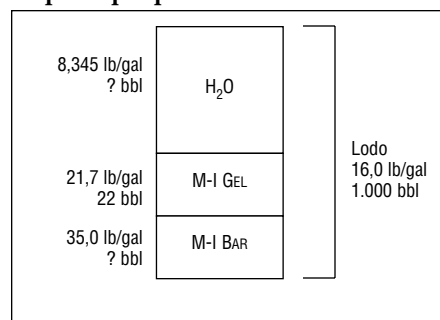


Figura 7b: Ejemplo 1: densidades y volúmenes conocidos.

$$V_{\text{Gel}} = \frac{20 \text{ lb/bbl} \times 1,000 \text{ bbl}}{21,7 \text{ lb/gal} \times 42 \text{ gal/bbl}} = 22 \text{ bbl}$$

Etapla 3. Desarrollar el balance de masas y volúmenes.

$$V_{\text{Lodo}} \rho_{\text{Lodo}} = V_{\text{Agua}} \rho_{\text{Agua}} + V_{\text{Gel}} \rho_{\text{Gel}} + V_{\text{Bar}} \rho_{\text{Bar}}$$

$$V_{\text{Lodo}} = V_{\text{Agua}} + V_{\text{Gel}} + V_{\text{Bar}}$$

A este punto, el balance de masas tiene dos incógnitas (V_{Bar} y V_{Agua}) que pueden ser determinadas usando ambas ecuaciones. Resolver el balance de volúmenes para una incógnita y luego sustituirla en el balance de masas.

$$1.000 \text{ bbl} = V_{\text{Agua}} + 22 \text{ bbl} + V_{\text{Bar}}$$

$$V_{\text{Bar}} (\text{bbl}) = (1.000 - 22) - V_{\text{Agua}} = 978 - V_{\text{Agua}}$$

Etapla 4. Sustituir una incógnita en el balance de masas y resolver la ecuación

$$V_{\text{Lodo}} \rho_{\text{Lodo}} = V_{\text{Agua}} \rho_{\text{Agua}} + V_{\text{Gel}} \rho_{\text{Gel}} + V_{\text{Bar}} \rho_{\text{Bar}}$$

$$1.000 \times 16 = V_{\text{Agua}} \times 8,345 + 22 \times 21,7 + (978 - V_{\text{Agua}}) \times 35$$

$$16.000 = V_{\text{Agua}} \times 8,345 + 477,4 + 34.230 - V_{\text{Agua}} \times 35$$

$$V_{\text{Agua}} (35 - 8,345) = 477,4 + 34.230 - 16.000 = 18.707,4$$

$$V_{\text{Agua}} = \frac{18.707,4}{26,655} = 702 \text{ bbl}$$

Etapla 5. Determinar la segunda incógnita y calcular el consumo de materiales. El volumen de barita puede ser determinado a partir del balance de volúmenes.

$$V_{\text{Bar}} = (978 - V_{\text{Agua}}) = 978 - 702 = 276 \text{ bbl}$$

$$\text{lb}_{\text{Bar}} = 276 \text{ bbl} \times (35 \text{ lb/gal} \times 42 \text{ gal/bbl}) = 276 \text{ bbl} \times 1.470 \text{ lb/bbl} = 405.720 \text{ lb}$$

$$\text{M-I BAR} = \frac{405.720 \text{ lb}}{100 \text{ lb/sx}} = 4.057 \text{ sx}$$

Por lo tanto, para preparar 1.000 bbl (159 m³) de lodo de 16,0 lb/gal (1,92 kg/l) con 20 lb/bbl (57 kg/m³) de M-I GEL, la siguiente cantidad de material sería necesaria:

Agua	701 bbl	111,5 m³
M-I GEL	200 sx	9.074 kg
M-I BAR	4.057 sx	184,0 mt (1 mt = 1.000 kg)

Utilizar las mismas ecuaciones y sustituir los siguientes valores:

Propiedad	Unidad Norteamericana (E.U.A.)	Unidad Métrica	Unidades E.U.A. a métricas	Unidades métricas a E.U.A.
Densidad	lb/gal	kg/l	$\text{kg/l} = \frac{\text{lb/gal}}{8,345}$	$\text{lb/gal} = \text{kg/l} \times 8,345$
Volumen	bbl	m³	$\text{m}^3 = \frac{\text{bbl}}{6,29}$	$\text{bbl} = \text{m}^3 \times 6,29$
Peso	lb	kg	$\text{kg} = \frac{\text{lb}}{2,204}$	$\text{lb} = \text{kg} \times 2,204$
Peso	lb	toneladas (mt)	$\text{mt} = \frac{\text{lb}}{2,204}$	$\text{lb} = \text{mt} \times 2,204$
Concentración	lb/bbl	kg/m³	$\text{kg/m}^3 = \frac{\text{lb/gal}}{2,853}$	$\text{lb/gal} = \text{kg/m}^3 \times 2,853$
Densidad de barita	35 lb/gal	4,2 kg/l	$\text{kg/l} = \frac{\text{lb/gal}}{8,345}$	$\text{lb/gal} = \text{kg/l} \times 8,345$
Bentonite density bentonita	21,7 lb/gal	2,6 kg/l	$\text{kg/l} = \frac{\text{lb/gal}}{8,345}$	$\text{lb/gal} = \text{kg/l} \times 8,345$

Tabla 8: Conversiones del sistema métrico.

EJEMPLO 2: PREPARACIÓN DE LODO DE AGUA SALADA.

Problema: Determinar las cantidades de material para preparar 1.000 bbl (159m³) de lodo de 14,0 lb/gal (1,68 kg/l) con 15 lb/bbl (42,8 kg/m³) de M-I SALT GEL® y 150.000 mg/l de Cl-, usando M-I Bar como agente densificante.

Etapla 1. Dibujar un diagrama.

Etapla 2. Determinar las densidades y los volúmenes con valores conocidos e incógnitas.

Componentes	ρ (lb/gal)	V (bbl)
Agua salada	?	?
SALT GEL	21,7	16,5 (ver abajo)
M-I BAR	35,0	?
Producto	—	—
Lodo	14,0	1.000

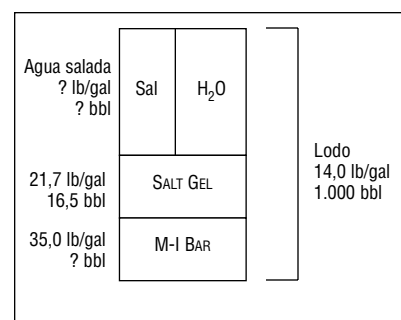


Figura 8: Diagrama del Ejemplo 2.

$$V_{\text{Gel}} = \frac{15 \text{ lb/bbl} \times 1.000 \text{ bbl}}{21,7 \text{ lb/gal} \times 42 \text{ gal/bbl}} = 16,5 \text{ bbl}$$

Etapla 2a. Determinar la densidad del agua salada.

Para determinar la gravedad específica de una solución de sal, normalmente no es válido usar la densidad de agua y cloruro de sodio y simplemente resolver el balance de masas, porque el volumen de los cristales de sal es diferente del volumen de sal disuelta. Usar la siguiente ecuación para determinar la gravedad específica de una solución de cloruro de sodio.

$$\rho_{\text{Solución de NaCl}} = 1 + 1,166 \times 10^{-6} \times (\text{mg/l Cl}^-) - 8,375 \times 10^{-13} \times (\text{mg/l Cl}^-)^2 + 1,338 \times 10^{-18} \times (\text{mg/l Cl}^-)^3$$

$$\rho(\text{kg/l})_{\text{Solución de NaCl}} = 1 + 1,166 \times 10^{-6} \times (150.000) - 8,375 \times 10^{-13} \times (150.000)^2 + 1,338 \times 10^{-18} \times (150.000)^3$$

$$= 1 + 0,1749 - 0,01884 + 0,004516 = 1,1605 \text{ kg/l}$$

$$\rho_{\text{NaCl Solution}} (\text{lb/gal}) = 1,1605 \times 8,345 = 9,69 \text{ lb/gal}$$

Etap 3. Desarrollar el balance de masas y volúmenes.

$$V_{\text{Lodo}} \rho_{\text{Lodo}} = V_{\text{Agua Salada}} \rho_{\text{Agua Salada}} + V_{\text{Gel}} \rho_{\text{Gel}} + V_{\text{Bar}} \rho_{\text{Bar}}$$

$$V_{\text{Lodo}} = V_{\text{Agua Salada}} + V_{\text{Gel}} + V_{\text{Bar}}$$

A este punto, el balance de masas tiene dos incógnitas (V_{Bar} y V_{Agua}) que pueden ser determinadas usando ambas ecuaciones. Resolver el balance de volúmenes para una incógnita y luego sustituirla en el balance de masas.

$$1.000 \text{ bbl} = V_{\text{Agua Salada}} + 16,5 \text{ bbl} + V_{\text{Bar}}$$

$$V_{\text{Bar}} = 1.000 \text{ bbl} - 16,5 \text{ bbl} - V_{\text{Agua Salada}} = 983,5 \text{ bbl} - V_{\text{Agua Salada}}$$

Etap 4. Sustituir una incógnita en el balance de masas y resolver la ecuación.

$$V_{\text{Lodo}} \rho_{\text{Lodo}} = V_{\text{Agua Salada}} \rho_{\text{Agua Salada}} + V_{\text{Gel}} \rho_{\text{Gel}} + V_{\text{Bar}} \rho_{\text{Bar}}$$

$$1.000 \times 14,0 = V_{\text{Agua Salada}} \times 9,69 + 16,5 \times 21,7 + 983,5 - V_{\text{Agua Salada}} \times 35$$

$$14.000 = V_{\text{Agua Salada}} \times 9,67 + 358,1 + 34.422,5 - V_{\text{Agua Salada}} \times 35$$

$$V_{\text{Agua Salada}} (35 - 9,69) = 358,1 + 34.422,5 - 14.000 = 20.780,6$$

$$V_{\text{Agua Salada}} = \frac{20.780,6}{25,31} = 821 \text{ bbl}$$

Etap 5. Determinar la segunda incógnita y calcular el consumo de material. El volumen de barita puede ser determinado a partir del balance de volúmenes.

$$V_{\text{Bar}} = V_{\text{Lodo}} - V_{\text{Gel}} - V_{\text{Agua Salada}} = 1.000 - 16,5 - 821 = 162,5 \text{ bbl}$$

$$\text{lb}_{\text{Bar}} = 162,5 \text{ bbl} \times (35 \text{ lb/gal} \times 42 \text{ gal/bbl}) = 162,5 \text{ bbl} \times 1.470 \text{ lb/bbl} = 238.875 \text{ lb}$$

$$\text{M-I BAR} = \frac{238.875 \text{ lb}}{100 \text{ lb/sx}} = 2.389 \text{ sx}$$

El volumen de agua dulce necesario para lograr una densidad de agua salada puede ser determinado usando las tablas de salmuera.

$$0,913 \text{ bbl de agua dulce} \times 821 \text{ bbl} = 749,6 \text{ bbl de agua dulce}$$

$$86,4 \text{ lb/bbl de sal} \times 821 \text{ bbl} = 70.934 \text{ lb} = 709 \text{ sx}$$

Por lo tanto, para preparar 1.000 bbl (159 m³) de lodo de 14,0 lb/gal (1,68 kg/l) con 15 lb/bbl (42,8 kg/m³) de SALT GEL y 150.000 mg/l de sal, la siguiente cantidad de material sería necesaria:

Agua dulce	750 bbl	119,2 m ³
NaCl	709 sacos	32,2 mt
SALT GEL	150 sacos	6,8 mt
M-I BAR	2,389 sacos	108,4 mt (1 mt = 1.000 kg)

Sistema métrico: Usar las mismas ecuaciones y sustituir usando los factores de conversión (ver el Ejemplo 1).

EJEMPLO 3: MEZCLA DEL LODO.

Problema: Determinar la cantidad de cada lodo a mezclar para obtener 1.000 bbl (159 m³) de lodo de 14,0 lb/gal (1,68 kg/l).

Volúmenes disponibles: 1.200 bbl de lodo de 11,2 lb/gal (lodo 1).
1.200 bbl de lodo de 15,4 lb/gal (lodo 2).

Eta 1. Dibujar un diagrama.

Eta 2. Determinar las componentes y productos con valores conocidos e incógnitas.

Componentes	ρ (lb/gal)	V (bbl)
Lodo ₁	11,2	?
Lodo ₂	15,4	?
Producto	—	—
Lodo mezclado	14,0	1.000

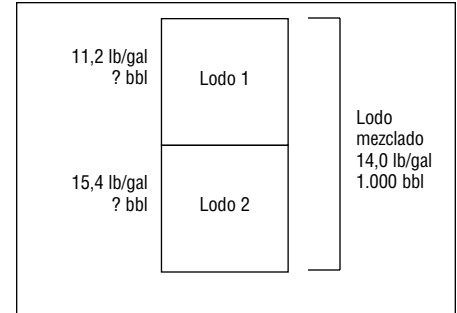


Figura 9: Diagrama de mezcla del Ejemplo 3.

Eta 3. Desarrollar el balance de masas y volúmenes.

$$V_{\text{Final}} \rho_{\text{Final}} = V_{\text{Lodo1}} \rho_{\text{Lodo1}} + V_{\text{Lodo2}} \rho_{\text{Lodo2}}$$

$$V_{\text{Final}} = V_{\text{Lodo1}} + V_{\text{Lodo2}}$$

A este punto, el balance de masas también tiene dos incógnitas (V_{Lodo1} y V_{Lodo2}). Resolver el balance de volúmenes para una incógnita y luego sustituirla en el balance de masas.

$$1.000 \text{ bbl} = V_{\text{Lodo1}} + V_{\text{Lodo2}}$$

$$V_{\text{Lodo2}} = 1.000 \text{ bbl} - V_{\text{Lodo1}}$$

Eta 4. Sustituir una incógnita en el balance de masas y resolver la ecuación.

$$V_{\text{Final}} \rho_{\text{Final}} = V_{\text{Lodo1}} \rho_{\text{Lodo1}} + V_{\text{Lodo2}} \rho_{\text{Lodo2}}$$

$$1.000 \times 14 = V_{\text{Lodo1}} \times 11,2 + (1.000 - V_{\text{Lodo1}}) \times 15,4$$

$$14.000 = (V_{\text{Lodo1}} \times 11,2) + 15.400 - (V_{\text{Lodo1}} \times 15,4)$$

$$V_{\text{Lodo1}} (15,4 - 11,2) = 15.400 \text{ bbl} - 14.000 \text{ bbl} = 1.400$$

$$V_{\text{Lodo1}} = \frac{1.400}{(15,4 - 11,2)} = 333,3 \text{ bbl}$$

Eta 5. Determinar la segunda incógnita y calcular el consumo de material.

$$V_{\text{Lodo2}} = 1.000 \text{ bbl} - V_{\text{Lodo1}}$$

$$V_{\text{Lodo2}} = 1.000 - 333,3 = 666,7 \text{ bbl}$$

Por lo tanto, para preparar 1.000 bbl (159 m³) de lodo de 14,0 lb/gal (1,68 kg/l), los siguientes volúmenes de lodos disponibles deberían ser mezclados:

333,3 bbl de lodo de 11,2 lb/gal	53 m ³ de lodo de 1,34 kg/l
666,7 bbl de lodo de 15,4 lb/gal	106 m ³ de lodo de 1,85 kg/l

Sistema métrico: Usar las mismas ecuaciones y sustituir usando los factores de conversión (ver el Ejemplo 1).

EJEMPLO 4: AUMENTO DEL PESO DEL LODO.

Problema: Determinar la cantidad de M-I BAR necesaria para aumentar el peso de 1.000 bbl (159 m³) de lodo de 14,0 lb/gal (1,68 kg/l) a 16,0 lb/gal (1,92 kg/l), así como el volumen del nuevo sistema.

El aumento del peso del lodo es un proceso muy similar a la mezcla de lodos. En vez de mezclar lodos, este proceso mezcla lodo con barita u otro material densificante.

Etapla 1. Dibujar un diagrama.

Etapla 2. Determinar las densidades y los volúmenes con valores conocidos e incógnitas.

Componentes	ρ (lb/gal)	V (bbl)
Lodo Inicial	14,0	1,000
M-I BAR	35,0	?
Producto	—	—
Lodo _{Final}	16,0	?

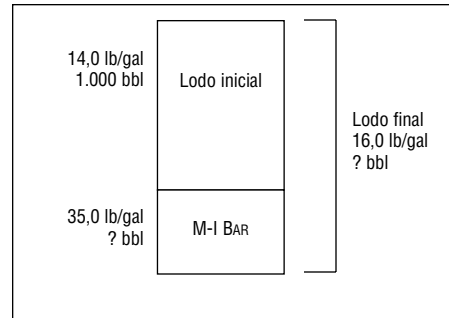


Figura 10: Diagrama del Ejemplo 4.

Etapla 3. Desarrollar el balance de masas y volúmenes.

$$V_{\text{Final}} \rho_{\text{Final}} = V_{\text{inicial}} \rho_{\text{inicial}} + V_{\text{Bar}} \rho_{\text{Bar}}$$

$$V_{\text{Final}} = V_{\text{inicial}} + V_{\text{Bar}}$$

A este punto, el balance de masas también tiene dos incógnitas (V_{Bar} y V_{Final}). Resolver el balance de volúmenes para una incógnita y luego sustituirla en el balance de masas.

$$V_{\text{Final}} = V_{\text{inicial}} + V_{\text{Bar}}$$

$$V_{\text{Final}} = 1.000 \text{ bbl} + V_{\text{Bar}}$$

Etapla 4. Sustituir una incógnita en el balance de masas y resolver la ecuación.

$$V_{\text{Final}} \rho_{\text{Final}} = V_{\text{inicial}} \rho_{\text{inicial}} + V_{\text{Bar}} \rho_{\text{Bar}}$$

$$(1.000 + V_{\text{Bar}}) \times 16 = 1.000 \times 14 + V_{\text{Bar}} \times 35$$

$$(1.000 \times (16 - 14) = V_{\text{Bar}} \times (35 - 16)$$

$$V_{\text{Bar}} = \frac{1.000 (16 - 14)}{(35 - 16)} = \frac{2.000}{19} = 105,3 \text{ bbl}$$

$$\text{M-I BAR} = \frac{105,3 \text{ bbl} \times 1.470 \text{ lb/bbl}}{100 \text{ lb/sx}} = 1,548 \text{ sx}$$

Etapla 5. Determinar la segunda incógnita y calcular el consumo de material.

$$V_{\text{Final}} = V_{\text{inicial}} + V_{\text{Bar}}$$

$$V_{\text{Final}} = 1.000 \text{ bbl} + 105,3 \text{ bbl} = 1.105,3 \text{ bbl}$$

Por lo tanto, para densificar 1.000 bbl (159 m³) de lodo de 14,0 lb/gal (1,68 kg/l) a 16,0 lb/gal (1,92 kg/l), se requiere el siguiente material:

1.548 sx de M-I BAR o 70,2 mt (1 mt = 1.000 kg)

El volumen final es de 1.105,3 bbl (175,7 m³).

Ahora se puede generalizar este balance de materiales específico para obtener una fórmula de densificación que sea aplicable a cualquier volumen o densidad.

Fórmula de densificación (barita) en unidades norteamericanas:

$$\text{Barita (lb/bbl)} = 1.470 \frac{(\text{PL}_2 - \text{PL}_1)}{(35 \text{ lb/gal} - \text{PL}_2)}$$

Usando lb/gal para la densidad.
PL = Peso de Lodo

Fórmula de densificación (barita) en unidades métricas:

$$\text{Barita (kg/m}^3\text{)} = 4.200 \frac{(\rho_{\text{deseada}} - \rho_{\text{inicial}})}{(4,2 \text{ kg/l} - \rho_{\text{deseada}})}$$

Usando kg/l para la densidad.

EJEMPLO 5: DILUCIÓN/REDUCCIÓN DEL PESO DEL LODO.

La dilución o la reducción del peso del lodo también puede ser considerada como el proceso de mezcla de lodo, en el cual el lodo base agua o aceite es considerado como un lodo. La única diferencia en la mezcla del lodo es que no se conoce el volumen final.

Problema: Reducir el peso de 1.000 bbl (159 m³) de lodo de 16,0 lb/gal (1,92 kg/l) a 12,0 lb/bbl (1,44 kg/l), permitiendo que el volumen final aumente.

Etapla 1. Dibujar un diagrama.

Etapla 2. Determinar los componentes y productos con valores conocidos e incógnitas.

Componentes	ρ (lb/gal)	V (bbl)
Lodo Inicial	16,0	1,000
Agua	8,345	?
Producto	—	—
Lodo _{Final}	12,0	?

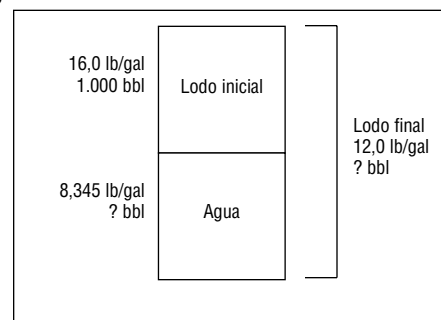


Figura 11: Diagrama del Ejemplo 5.

Etapla 3. Desarrollar el balance de masas y volúmenes.

$$V_{\text{Final}} \rho_{\text{Final}} = V_{\text{Lodo}} \rho_{\text{Lodo}} + V_{\text{Agua}} \rho_{\text{Agua}}$$

$$V_{\text{Final}} = V_{\text{Lodo}} + V_{\text{Agua}}$$

A este punto, el balance de masas también tiene dos incógnitas (V_{Final} y V_{Agua}) que pueden ser determinados usando ambas ecuaciones. Resolver el balance de volúmenes para una incógnita y luego sustituirla en el balance de masas.

$$V_{\text{Final}} = 1.000 \text{ bbl} + V_{\text{Agua}}$$

Etapla 4. Sustituir una incógnita en el balance de masas y resolver la ecuación.

$$(1.000 + V_{\text{Agua}}) \times 12,0 = 1.000 \times 16,0 + V_{\text{Agua}} \times 8,345$$

$$12.000 + V_{\text{Agua}} \times 12,0 = 16.000 + V_{\text{Agua}} \times 8,345$$

$$3,655 \times V_{\text{Agua}} = 4.000$$

$$V_{\text{Agua}} = \frac{4.000}{3,655} = 1.094 \text{ bbl}$$

Etapla 5. Determinar la segunda incógnita.

$$V_{\text{Final}} = 1.000 + 1.094 = 2.094 \text{ bbl}$$

Por lo tanto, para reducir el peso de 1.000 bbl (159 m³) de lodo de 16,0 lb/gal (1,92 kg/l) a 12,0 lb/gal (1,44 kg/l), se requiere 1.094 bbl (173,9 m³) de agua dulce.

OBSERVACIÓN: Si se requiere un volumen tan grande para la dilución, tomar en cuenta que podría ser más fácil y más económico mezclar 1.000 bbl de lodo fresco que diluir el lodo viejo.

Sistema métrico: Usar las mismas ecuaciones y sustituir usando los factores de conversión (ver el Ejemplo 1).

EJEMPLO 6: REDUCIR EL CONTENIDO DE SÓLIDOS (USANDO UNA LECHADA DE BARITA/AGUA).

Si el equipo de control de sólidos en el equipo de perforación no es suficiente para mantener el contenido de sólidos deseado, suele ser necesario reducir el porcentaje de sólidos mediante la dilución.

Problema: Reducir el contenido de sólidos de 1.000 bbl (159 m³) de lodo de 8 a 6% y mantener el peso de lodo de 12,0 lb/gal (1,44 kg/l).

Para resolver este problema, se usa la ecuación de balance de masas con el contenido de sólidos en vez de las densidades.

Etapla 1. Dibujar un diagrama.

Etapla 2. Determinar los componentes y productos con valores conocidos e incógnitas.

Componentes	Sólidos perforados (%)	V (bbl)
Lodo Inicial	8	1.000
Agua	0	?
Producto	—	—
Lodo _{Final}	6	?

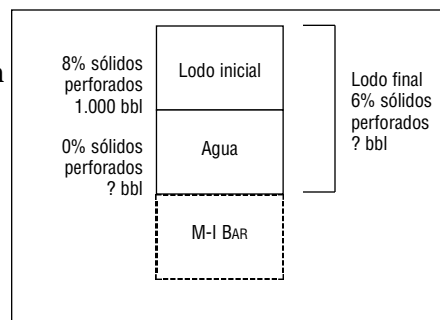


Figura 12: Diagrama del Ejemplo 6.

Etapla 3. Desarrollar el balance de masas y volúmenes.

$$V_{\text{Final}}DS_{\text{Final}} = V_{\text{inicial}}DS_{\text{inicial}} + V_{\text{Lechada de Barita/Agua}}DS_{\text{Lechada de Barita/Agua}}$$

A este punto, el balance de masas también tiene dos incógnitas (V_{Final} y $V_{\text{Lechada de Barita/Agua}}$). Resolver el balance de volúmenes para una incógnita y luego sustituirla en el balance de masas.

$$V_{\text{Final}} = V_{\text{inicial}} + V_{\text{Lechada de Barita/Agua}}$$

$$V_{\text{Final}} = 1.000 \text{ bbl} + V_{\text{Lechada de Barita/Agua}}$$

Etapla 4. Sustituir una incógnita en el balance de masas y resolver la ecuación.

$$V_{\text{Final}}DS_{\text{Final}} = V_{\text{inicial}}DS_{\text{inicial}} + V_{\text{Lechada de Barita/Agua}}DS_{\text{Lechada de Barita/Agua}}$$

$$(1.000 \text{ bbl} + V_{\text{Lechada de Barita/Agua}}) \times 6\% = 1.000 \text{ bbl} \times 8\% + V_{\text{Lechada de Barita/Agua}} \times 0\%$$

$$6.000 + V_{\text{Lechada de Barita/Agua}} \times 6 = 8.000$$

$$V_{\text{Lechada de Barita/Agua}} = (8.000 - 6.000) \div 6 = 333,3$$

Etapla 5. Determinar la segunda incógnita y calcular la densificación.

$$V_{\text{Final}} = V_{\text{inicial}} + V_{\text{Lechada de Barita/Agua}}$$

$$V_{\text{Final}} = 1.000 + 333,3 = 1.333,3 \text{ bbl}$$

Para mantener el peso de lodo de 12,0 lb/gal, será necesario calcular la cantidad de barita requerida en la lechada de barita/agua de 333,3 bbl. Usar el balance de masas para determinar las cantidades de barita y agua requeridas para preparar 333,3 bbl de lechada de 12,0 lb/gal.

$$V_{\text{Final}} = V_{\text{Agua}} + V_{\text{Barita}}$$

$$V_{\text{Agua}} = V_{\text{Final}} - V_{\text{Barita}}$$

$$333,3 \text{ bbl} = (333,3 - V_{\text{Barita}}) + V_{\text{Barita}}$$

$$333,3 \times 12 = (333,3 - V_{\text{Barita}}) \times 8,345 + V_{\text{Barita}} \times 35$$

$$3.999,6 = 2.781,4 - 8,345 V_{\text{Barita}} + 35 V_{\text{Barita}}$$

$$3.999,6 - 2.781,4 = - 8,345 V_{\text{Barita}} + 35 V_{\text{Barita}}$$

$$1.218,2 = 26,655 V_{\text{Barita}}$$

$$45,7 \text{ bbl} = V_{\text{Barita}}$$

$$\text{Sacos de barita requeridos: } 45,7 \text{ bbl} \times 14,7 \text{ sacos/bbl} = 671,79 \text{ ó } 672 \text{ sacos}$$

$$\text{Agua requerida: } 333,3 \text{ bbl}_{\text{Final}} - 45,7 \text{ bbl}_{\text{Barita}} = 287,6 \text{ bbl}_{\text{Agua}}$$

Por lo tanto, para reducir el contenido de sólidos de 1.000 bbl (159 m³) de lodo de 12,0 lb/gal (1,44 kg/l) de 8 a 6%, manteniendo el peso del lodo, las siguientes cantidades son necesarias:

$$287,5 \text{ bbl (45,7 m}^3\text{) de agua dulce}$$

$$672 \text{ sx (45,7 bbl o 30,5 mt) de M-I BAR}$$

Análisis de Sólidos

El objetivo final del balance de materiales por describir es la determinación del análisis de sólidos. Se presentan dos casos: un sistema no densificado de agua dulce sin aceite y un sistema densificado que contiene sal y aceite.

Primero se describe el sistema no densificado. Los únicos componentes de este sistema son los Sólidos de Baja Gravedad Específica (LGS) y el agua. A los efectos de los cálculos, todos los sólidos de baja gravedad específica tienen una densidad de 21,7 lb/gal (SG 2,6), a menos que se especifique otra. En ambos casos, el producto considerado es el fluido de perforación. El diagrama para este ejemplo es un diagrama de dos componentes.

LODO NO DENSIFICADO

El balance de materiales y la ecuación de volúmenes son los siguientes:

$$V_{\text{Lodo}} \rho_{\text{Lodo}} = V_{\text{Agua}} \rho_{\text{Agua}} + V_{\text{LGS}} \rho_{\text{LGS}}$$

$$V_{\text{Lodo}} = V_{\text{Agua}} + V_{\text{LGS}}$$

Donde:

V_{Lodo} = Volumen de lodo

V_{Agua} = Volumen de agua

V_{LGS} = Volumen de Sólidos de Baja Gravedad Específica

ρ_{Lodo} = Densidad del lodo o peso del lodo

ρ_{Agua} = Densidad del agua

ρ_{LGS} = Densidad de los Sólidos de Baja Gravedad Específica

Se conoce la densidad del agua, de los sólidos de baja gravedad específica y del lodo. Si el volumen de lodo es de 100% y se conoce el peso del lodo, el volumen de LGS puede ser determinado. Primero, se debe resolver el volumen de agua en la ecuación de volúmenes.

$$\%V_{\text{Agua}} = 100\% - \%V_{\text{LGS}}$$

Luego, se puede sustituir esta ecuación en el balance de materiales.

$$100\% \rho_{\text{Lodo}} = (100\% - \%V_{\text{LGS}}) \rho_{\text{Agua}} + \%V_{\text{LGS}} \rho_{\text{LGS}}$$

Resolviendo para obtener el porcentaje en volumen de sólidos de baja gravedad específica, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\%V_{\text{LGS}} = 100\% \frac{(\rho_{\text{Lodo}} - \rho_{\text{Agua}})}{(\rho_{\text{LGS}} - \rho_{\text{Agua}})}$$

LODO NO DENSIFICADO

Problema: Un lodo de agua dulce no densificado tiene una densidad de 9,2 lb/gal. Determinar el porcentaje de sólidos de baja gravedad específica en el sistema.

$$\%V_{LGS} = 100 \times \frac{(\rho_{Lodo} - \rho_{Agua})}{(\rho_{LGS} - \rho_{Agua})}$$

$$\%V_{LGS} = 100 \times \frac{(9,2 - 8,345)}{(21,7 - 8,345)} = 6,4\%$$

La ecuación también es válida para las unidades métricas. Si este lodo tiene una gravedad específica de 1,10, ¿cuál es el porcentaje de sólidos de baja gravedad específica

$$\%V_{LGS} = 100 \times \frac{(\rho_{Lodo} - \rho_{Agua})}{(\rho_{LGS} - \rho_{Agua})}$$

$$\%V_{LGS} = 100 \times \frac{(1,10 - 1,0)}{(2,6 - 1,0)} = 6,25\%$$

OBSERVACIÓN: Para un sistema no densificado, utilizar la ecuación que antecede será más preciso que realizar una prueba de retorta.

LODO DENSIFICADO

El segundo caso se refiere a un sistema densificado que contiene cloruro de sodio y aceite. Este balance de materiales constituye una de las evaluaciones de balance de materiales más complicadas de la ingeniería de fluidos de perforación.

Para este ejemplo se proporcionan los siguientes datos:

Peso de lodo	16,0 lb/gal
Cloruros	50.000 mg/l
Aceite (%)	5 (7,0 lb/gal)
Agua de retorta (%)	63
Material densificante	M-I BAR (35,0 lb/gal)

Se puede realizar un análisis de sólidos completo con esta información.

Etapas 1. Dibujar un diagrama de los componentes.

Etapas 2. Determinar las variables conocidas e incógnitas y calificar los componentes. Usar la densidad apropiada para los HGS (sólidos de alta gravedad específica), LGS (sólidos de baja gravedad específica) y el aceite.

Componentes	ρ (lb/gal)	V (%)
HGS	35,0	?
LGS	21,7	?
Aceite	7,0	5%
Sal	?	?
Agua	8,345	63%
Producto	—	—
Lodo	16,0	100%

Etapas 3. Escribir el balance de materiales y las ecuaciones de volúmenes.

$$V_{Lodo} \rho_{Lodo} = V_{HGS} \rho_{HGS} + V_{LGS} \rho_{LGS} + V_{SW} \rho_{SW} + V_{Aceite} \rho_{Aceite}$$

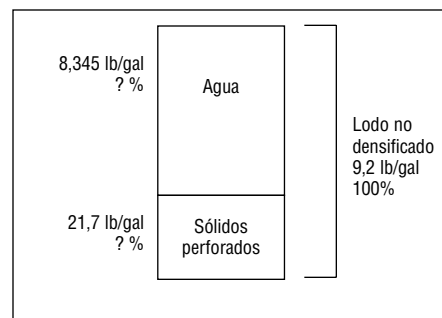


Figura 13: Diagrama de lodo no densificado.

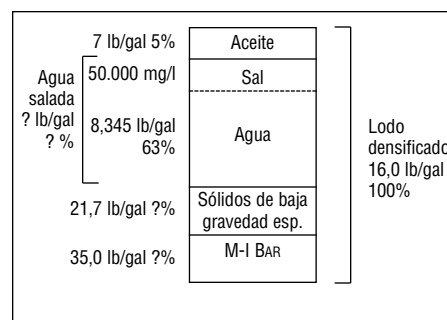


Figura 14: Diagrama del lodo densificado.

$$V_{\text{Lodo}} = V_{\text{HGS}} + V_{\text{LGS}} + V_{\text{SW}} + V_{\text{Aceite}} = 100\%$$

El volumen de agua salada no puede ser determinado directamente. La retorta mide la cantidad de agua destilada en la muestra de lodo (V_{Agua}). El volumen de sal (V_{Sal}) puede ser calculado después de medir la concentración de cloruros del filtrado (agua salada).

El volumen de agua salada es igual al volumen de agua de la retorta más el volumen de sal calculado:

$$V_{\text{SW}} = V_{\text{Agua}} + V_{\text{Sal}}$$

Las ecuaciones son modificadas para utilizar estas variables.

$$V_{\text{Lodo}} \rho_{\text{Lodo}} = V_{\text{HGS}} \rho_{\text{HGS}} + V_{\text{LGS}} \rho_{\text{LGS}} + (V_{\text{Agua}} + V_{\text{Sal}}) \rho_{\text{SW}} + V_{\text{Aceite}} \rho_{\text{Aceite}}$$

$$V_{\text{Lodo}} = V_{\text{HGS}} + V_{\text{LGS}} + (V_{\text{Agua}} + V_{\text{Sal}}) + V_{\text{Aceite}} = 100\%$$

Etapla 4. Desarrollar las ecuaciones correspondientes para resolver las incógnitas.

La densidad del agua salada (P_{AS}) puede ser calculada a partir de la concentración de cloruros. La siguiente ecuación representa un ajuste de la curva de densidad a concentración de cloruros para el cloruro de sodio.

$$SG_{\text{AS}} = 1 + 1,166 \times 10^{-6} \times (\text{mg/l Cl}) - 8,375 \times 10^{-13} \times (\text{mg/l Cl})^2 + 1,338 \times 10^{-18} \times (\text{mg/l Cl})^3$$

$$SG_{\text{AS}} = 1 + 1,166 \times 10^{-6} \times (50.000) - 8,375 \times 10^{-13} \times (50.000)^2 + 1,338 \times 10^{-18} \times (50.000)^3 = 1,0564 \text{ kg/l}$$

$$\rho_{\text{AS}} (\text{lb/gal}) = 1,0564 \times 8,345 = 8,82 \text{ lb/gal}$$

El porcentaje en peso de cloruro de sodio del agua salada es calculado por la siguiente expresión:

$$\% \text{ NaCl (wt)} = \frac{\text{mg/l Cl}^- \times 1,65}{SG_{\text{AS}} \times 10,000}$$

$$\% \text{ NaCl (wt)} = \frac{50,000 \times 1,65}{1,0564 \times 10,000} = 7,81\%$$

El porcentaje en volumen de sal del lodo (V_{Sal}) puede ser calculado a partir de la gravedad específica y el porcentaje en peso de cloruro de sodio del agua salada puede ser determinado por la siguiente ecuación:

$$V_{\text{Sal}} = V_{\text{Agua}} \left[\left(\frac{100}{SG_{\text{AS}} (100 - \% \text{ NaCl (wt)})} \right) - 1 \right]$$

$$V_{\text{Sal}} = 63\% \left[\left(\frac{100}{1,0564 (100 - 7,81)} \right) - 1 \right] = 1,69\%$$

Esta concentración de sal suele ser indicada en libras por barril, usando la siguiente conversión:

$$\text{NaCl (lb/bbl)} = (V_{\text{Agua}} + V_{\text{Sal}}) \times \frac{\text{mg/l Cl}^- \times 1,65}{10,000} \times \frac{3,5}{100}$$

$$\text{NaCl (lb/bbl)} = (63 + 1,69) \times \frac{50,000 \times 1,65}{10,000} \times \frac{3,5}{100} = 18,68 \text{ lb/bbl}$$

Etapla 5. Usar el balance de materiales y las ecuaciones de volúmenes para resolver las incógnitas restantes.

V_{HGS} y V_{LGS} son las únicas incógnitas restantes. Primero se resuelve la ecuación de volúmenes para V_{LGS} en términos de V_{HGS} y después se sustituye esta ecuación dentro de la ecuación del balance de materiales para obtener:

$$V_{Lodo} \rho_{Lodo} = V_{HGS} \rho_{HGS} + V_{LGS} \rho_{LGS} + (V_{Agua} + V_{Sal}) \rho_{AS} + V_{Aceite} \rho_{Aceite}$$

$$V_{HGS} \rho_{HGS} = V_{Lodo} \rho_{Lodo} - (100 - V_{Agua} - V_{Sal} - V_{Aceite} - V_{HGS}) \rho_{LGS} - (V_{Agua} + V_{Sal}) \rho_{AS} - V_{Aceite} \rho_{Aceite}$$

$$V_{HGS} = \frac{100 \rho_{Lodo} - (100 - V_{Agua} - V_{Sal} - V_{Aceite}) \rho_{LGS} - (V_{Sal} + V_{Agua}) \rho_{AS} - V_{Aceite} \rho_{Aceite}}{\rho_{HGS} - \rho_{LGS}}$$

$$V_{HGS} = \frac{10 \times 16 - (100 - 63 - 1,69 - 5) \times 21,7 - (1,69 + 63) \times 8,8 - 7 \times 5}{(-21,7)} = 25,41\%$$

Esta concentración es convertida en unidades lb/bbl, de la siguiente manera:

$$HGS = \frac{V_{HGS}}{100} \times \rho_{HGS}$$

$$HGS \text{ (lb/bbl)} = \frac{25,41\%}{100} \times (35 \text{ lb/gal} \times 42 \text{ gal/bbl}) = 373,5 \text{ lb/bbl}$$

Luego se puede determinar V_{LGS} usando la ecuación de volúmenes:

$$V_{LGS} = 100\% - V_{Agua} - V_{Sal} - V_{Aceite} - V_{HGS}$$

$$V_{LGS} = 100\% - 63\% - 1,69\% - 5\% - 25,41\% = 4,9\%$$

Esta concentración es convertida en unidades lb/bbl, de la siguiente manera:

$$LGS = \frac{V_{LGS}}{100} \times \rho_{LGS}$$

$$LGS \text{ (lb/bbl)} = \frac{4,9\%}{100} \times (21,7 \text{ lb/gal} \times 42 \text{ gal/bbl}) = 44,7 \text{ lb/bbl}$$

Se examina un resumen del análisis de sólidos terminado para verificar los volúmenes y los pesos.

Volumen (%)	
V_{H_2O}	63
V_{ACEITE}	5
V_{SAL}	1,69
V_{HGS}	25,41
V_{LGS}	4,9
Total	100,0

Peso (lb/bbl)	
$H_2O [0,63 \times 350]$	220,5
Aceite $[0,05 \times 7 \times 42]$	14,7
NaCl	18,7
HGS	373,5
LGS	44,7
Total	672,1

$$\rho_{Lodo} \text{ (lb/gal)} = \frac{672,1}{42} = 16,0 \text{ lb/gal}$$

La concentración de bentonita (V_{BENT}) y sólidos perforados (V_{SP}) puede ser determinada si se conoce la Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC) del lodo y de los sólidos perforados (tal como se mida durante la Prueba de Azul de Metileno (MBT)).

Se considera que los V_{LGS} se componen solamente de sólidos perforados y bentonita. La relación (F) entre la CEC de sólidos perforados y la CEC de bentonita comercial es la fracción de bentonita equivalente en los sólidos perforados. Si no se conoce la CEC, se usa un valor medio por defecto de 1/9 ó 0,1111.

$$V_{LGS} = V_{BENT} + V_{SP}$$

$$MBT = V_{BENT} + F \times V_{SP}$$

Se resuelve la ecuación de volúmenes para VSP, sustituyéndola en la segunda ecuación la cual queda simplificada de la siguiente manera, en unidades lb/bbl:

$$\text{Bentonita (lb/bbl)} = \frac{\text{MBT} - (F \times \text{LGS (lb/bbl)})}{(1 - F)}$$

Continuando con el ejemplo, si se usa una MBT para el lodo de 25 lb/bbl, una MBT para los sólidos perforados de 19,5 meq/100 g, y si la CEC para la bentonita comercial es de 65 meq/100 g:

$$F = \frac{19,5}{65} = 0,30$$

$$\text{Bentonita (lb/bbl)} = \frac{25 - (0,3 \times 44,7)}{(1 - 0,3)} = 16,6 \text{ lb/bbl}$$

Esta concentración es convertida en porcentaje de la siguiente manera:

$$V_{\text{BENT}} = \frac{\text{bentonita (lb/bbl)}}{9,1} = \frac{16,6}{9,1} = 1,82\%$$

El porcentaje y la concentración (lb/bbl) de sólidos perforados son determinados usando la ecuación de volúmenes:

$$\begin{aligned} V_{\text{SP}} &= V_{\text{LGS}} - V_{\text{BENT}} \\ V_{\text{SP}} &= 4,9 - 1,82 = 3,08\% \end{aligned}$$

Sólidos perforados (lb/bbl) LGS (lb/bbl) - bentonita (lb/bbl)

$$\text{Sólidos perforados (lb/bbl)} = 44,7 \text{ lb/bbl} - 16,6 \text{ lb/bbl} = 28,1 \text{ lb/bbl}$$

Una medida que se usa para estimar la concentración de sólidos es la relación de sólidos perforados a bentonita:

$$\text{Relación SP/bentonita} = \frac{V_{\text{SP}}}{V_{\text{BENT}}} = \frac{\text{DS (lb/bbl)}}{\text{bentonita (lb/bbl)}}$$

$$\text{Relación SP/bentonita} = \frac{3,07\%}{1,82\%} \text{ o } \frac{28,1 \text{ (lb/bbl)}}{16,6 \text{ (lb/bbl)}} = 1,69$$

Cálculo de Sólidos en Salmueras Complejas

El uso de sistemas de bajo contenido de sólidos o sistemas totalmente libres de sólidos para perforar ciertas secciones de un pozo es cada vez más común. La principal aplicación de estos sistemas es la perforación de la sección de yacimiento donde un contenido de sólidos minimizado produce daños a la formación excepcionalmente bajos. La densidad de estos sistemas no se ajusta con sólidos, sino con salmueras pesadas, y normalmente sólo se agrega una pequeña cantidad de sólidos solubles (carbonato de calcio o sales de granulometría determinada) para desarrollar un revoque fino por razones de control de filtrado.

Salmuera	Densidad Máxima (lb/gal)	Densidad Máxima (kg/l)
NaCl	10.0	1.20
CaCl ₂	11.6	1.39
CaCl ₂ /CaBr ₂	15.6	1.87
KCl	9.6	1.16
NaBr	12.6	1.51
CaBr ₂	15.1	1.81
ZnBr ₂	19.2	2.30
NaCOOH	11.2	1.34
KCOOH	13.0	1.56
CsCOOH	19.5	2.34

OBSERVACIÓN: Las densidades indicadas en la tabla que antecede no deben usarse sin consultar las tablas de salmuera para determinar los puntos de congelación y cristalización.

Los análisis de sólidos descritos anteriormente no aplican cuando se determina el contenido de sólidos perforados de estos sistemas, debido a la complejidad de los sistemas de sal que usan sales diferentes al cloruro de sodio. Para calcular el contenido de sólidos de un sistema de salmuera, es esencial determinar la densidad correcta de la salmuera y el peso correcto del lodo. Esto parece sencillo, pero algunos sistemas de polímeros tienden a retener aire, lo cual hace que sea difícil determinar el peso correcto del lodo, incluso cuando se usa una balanza electrónica o una balanza de lodo presurizada.

OBSERVACIÓN: El siguiente cálculo del contenido de sólidos sólo aplica a sistemas que contienen LGS.

ETAPA 1: PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL PESO DE LODO EN FLUIDOS DE ALTA VISCOSIDAD CON AIRE RETENIDO.

- 1) Colocar un matraz aforado calibrado de 100 ml en una balanza electrónica y ajustarla a cero.
- 2) Pesar 40 a 60 ml de fluido de perforación y registrar el resultado como “Peso del Fluido de Perforación (DF)”.
- 3) Llenar el matraz con agua desionizada hasta la marca de 100 ml y registrar el resultado como “Peso del Fluido de Perforación (DF) + Agua (W)”. Arremolinar lentamente el matraz al llenarlo con agua para liberar el aire retenido en el fluido.
- 4) Calcular el peso del lodo de la siguiente manera:

$$\rho_{\text{Lodo}} \text{ (kg/l)} = \frac{\text{Peso}_{\text{Fluido de Perforación}}}{100 - \text{Peso}_{\text{Fluido de Perforación}} + \text{Agua} + \text{Peso}_{\text{Fluido de Perforación}}}$$

Donde:

$$\begin{aligned} \text{ml (Agua)} &= g(\text{Agua}) = \text{Peso}_{\text{Fluido de Perforación}} + \text{Agua} - \text{Peso}_{\text{Fluido de Perforación}} \\ \text{Volumen}_{\text{Fluido de Perforación}} &= 100 - \text{ml (agua)} \end{aligned}$$

ETAPA 2: PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DE LA SALMUERA.

Captar por lo menos 10 ml de filtrado API. Usar una centrífuga de laboratorio para separar los sólidos de la salmuera clara en caso de filtrado muy bajo. Si la centrífuga no produce una salmuera clara, usar un filtro microporoso o tratar de flocular los polímeros aumentando el pH con cristales de NaOH antes de usar la centrífuga. Si se recupera aproximadamente 10 ml de salmuera clara, usar un picnómetro (pequeño matraz aforado graduado especial) y la balanza electrónica para determinar la densidad de la salmuera.

$$\text{Densidad de la salmuera} = \frac{\text{Peso}_{\text{Salmuera}}}{\text{Volumen}_{\text{Salmuera}}}$$

Para calcular el contenido de LGS del fluido de perforación, usar el balance de masas.

$$V_{\text{LGS}} = 100\% \frac{(\rho_{\text{Lodo}} - \rho_{\text{Salmuera}})}{(\rho_{\text{LGS}} - \rho_{\text{Salmuera}})}$$

OBSERVACIÓN: Aplicar el balance de materiales si el sistema contiene fluidos no acuosos como los glicoles o el aceite.

El Reporte de Lodo

Un registro permanente debería ser realizado cada vez que un ingeniero de lodo ejecuta un control del lodo. El trabajo del ingeniero de lodo es importante y sus responsabilidades son grandes. Los equipos de perforación y las operaciones de perforación son costosos. Las cuadrillas, los jefes de perforadores y la gerencia confían en el ingeniero de lodo para proporcionar la dirección y el control del elemento más importante de la operación de perforación – el lodo de perforación. En cierta medida, cada compañía de servicios que tiene algo que ver con el pozo, desde la perforación inicial hasta la completación, necesita la ayuda del ingeniero de lodo y el reporte de lodo.

Estos reportes deberían ser preparados de la manera más completa y más precisa posible. Estos reportes constituyen no solamente un registro permanente de su servicio y responsabilidad ante la compañía, sino también su contacto principal con su propia gerencia. Actualmente la mayoría de los equipos de perforación usan programas de computadoras para los reportes de lodo, pero a veces es necesario que el reporte de lodo sea llenado a mano (como se deben emitir cinco copias de estos reportes, se sugiere usar un bolígrafo para llenarlos). Se proporcionan ejemplos de ambos tipos al final de este capítulo.

DISTRIBUCIÓN DEL REPORTE DE LODO DIARIO

La primera copia del reporte de lodo diario debe ser entregada a la compañía operadora. La segunda copia permanece en el equipo de perforación. La copia número tres es entregada a su gerente de distrito, para ser subsiguientemente archivada en la oficina de la división. La copia número cuatro es su copia personal y la copia número cinco es una copia extra. Si el operador desea obtener una copia extra, usted puede entregarle la copia número cuatro y guardar la copia número cinco para sus archivos. Esta copia debe ser mantenida en el archivo activo del ingeniero hasta que se termine el pozo, y luego será transferida al archivo inactivo del ingeniero para ser archivada en “regiones” o “compañías”. Por lo tanto, cuanto más larga sea la estadía de un ingeniero en una región determinada, más valioso se hará dicho ingeniero para su propia compañía y para las compañías que operan en esta región.

Al usar programas de computadora, acuérdesse de mantener en todo momento una copia de seguridad de todos sus archivos, especialmente en el sitio del equipo de perforación donde la probabilidad de falla de las computadoras es bastante alta.

[illegible]

	Unidades norteamericanas (ρ en lb/gal)	Unidades métricas (ρ en kg/l)
Presión hidrostática	$\Delta P \text{ (psi)} = \text{TVD (ft)} \times \rho_{\text{Lodo}} \times 0,052$	$\Delta P \text{ (psi)} = \frac{\text{TVD (m)} \times \rho_{\text{Lodo}}}{10,2}$
Peso del lodo para matar el pozo	$\rho_{\text{Lodo para matar (lb/gal)}} = \rho_{\text{Lodo}} + \frac{\text{SIDPP* (psi)}}{0,052 \times \text{TVD (ft)}}$	$\rho_{\text{Lodo para matar (kg/l)}} = \rho_{\text{Lodo}} + \frac{\text{SIDPP* (bar)} \times 10,2}{\text{TVD (m)}}$
Peso del lodo de fracturación	$\rho_{\text{Fracturación (lb/gal)}} = \rho_{\text{Prueba de pérdida de lodo}} + \frac{\text{Presión de pérdida (psi)}}{0,052 \times \text{TVD (ft)}}$	$\rho_{\text{Fracturación (kg/l)}} = \rho_{\text{Prueba de pérdida de lodo}} + \frac{\text{Presión de pérdida (bar)} \times 10,2}{\text{TVD (m)}}$
Límite de presión de fractura	$\Delta P \text{ (psi)} = \text{TVD}_{\text{Tub. Rev. (ft)}} \times \dots$ $0,052 \times (\rho_{\text{Fracturación}} - \rho_{\text{Lodo}})$	$\Delta P \text{ (bar)} = \frac{\text{TVD}_{\text{Tub. Rev. (m)}}}{10,2} \times (\rho_{\text{Fracturación}} - \rho_{\text{Lodo}})$
Presión Superficial Máxima Admisible (MASP)	$\Delta P \text{ (psi)} = \text{TVD}_{\text{Zapata Cem. Tub. Rev. (ft)}} \times \dots$ $0,052 \times (\rho_{\text{Fracturación}} - \rho_{\text{Lodo}})$	$\Delta P \text{ (bar)} = \frac{\text{TVD}_{\text{Zapata Cem. Tub. Rev. (m)}}}{10,2} \times (\rho_{\text{Fracturación}} - \rho_{\text{Lodo}})$
Fórmula de densificación (general)	$\text{lb/gal material densificante} = \rho_{\text{Material Densificante}} \times 42 \times \frac{(\rho_{\text{deseada}} - \rho_{\text{inicial}})}{(\rho_{\text{Material Densificante}} - \rho_{\text{deseada}})}$	$\text{kg/m}^3 \text{ material densificante} = \rho_{\text{Material Densificante}} \times 1.000 \times \frac{(\rho_{\text{deseada}} - \rho_{\text{inicial}})}{(\rho_{\text{Material Densificante}} - \rho_{\text{deseada}})}$
Fórmula de densificación (barita)	$\text{lb/gal barita} = 1,470 \times \frac{(\rho_{\text{deseada}} - \rho_{\text{inicial}})}{(35,0 \text{ lb/gal} - \rho_{\text{deseada}})}$	$\text{kg/m}^3 \text{ barita} = 4,200 \times \frac{(\rho_{\text{deseada}} - \rho_{\text{inicial}})}{(4,2 \text{ kg/l} - \rho_{\text{deseada}})}$
Volumen del tanque rectangular	$\text{Volumen (bbl)} = \frac{\text{lonitud (ft)} \times \text{anchura (ft)} \times \dots}{\text{altura (ft)} \times 0,1781}$	$\text{Volumen (m}^3\text{)} = \frac{\text{longitud (m)} \times \text{width (m)} \times \dots}{\text{altura (m)}}$
Aumento de volumen	$\text{Volumen (bbl)} = \frac{\text{sacos de barita}}{14,70}$	$\text{Volumen (m}^3\text{)} = \frac{\text{toneladas métricas de barita}}{4,2}$
LGS para lodo no densificado de agua dulce	$\text{Vol \% LGS} = 100 \times \frac{(\rho_{\text{Lodo}} - \rho_{\text{Agua}})}{(\rho_{\text{LGS}} - \rho_{\text{Agua}})}$	$\text{Vol \% LGS} = 100 \times \frac{(\rho_{\text{Lodo}} - \rho_{\text{Agua}})}{(\rho_{\text{LGS}} - \rho_{\text{Agua}})}$
Mezcla de lodos	$\rho_{\text{Final}} = \frac{(V_{\text{Lodo1}} \rho_{\text{Lodo1}} + V_{\text{Lodo2}} \rho_{\text{Lodo2}})}{(V_{\text{Lodo1}} + V_{\text{Lodo2}})}$	$\rho_{\text{Final}} = \frac{(V_{\text{Lodo1}} \rho_{\text{Lodo1}} + V_{\text{Lodo2}} \rho_{\text{Lodo2}})}{(V_{\text{Lodo1}} + V_{\text{Lodo2}})}$
Velocidad anular	$\text{VA (ft/min)} = \frac{\text{caudal de la bomba (bbl/min)}}{\text{volumen anular (bbl/ft)}} = \frac{24,5 \times \text{gpm}}{D_h^2 - D_p^2}$	$\text{Va (m/min)} = \frac{\text{caudal de la bomba (l/min)}}{\text{volumen anular (l/m)}} = \frac{\text{l/min} \times 1,974}{D_h^2 - D_p^2}$
Retorno (BU)	$\text{BU (min)} = \frac{\text{volumen anular (bbl/ft)}}{\text{caudal de la bomba (bbl/min)}} = \frac{D_h^2 - D_p^2}{1,029 \times \text{bbl/min}}$	$\text{BU (min)} = \frac{\text{volumen anular (l/m)}}{\text{caudal de la bomba (l/min)}} = \frac{D_h^2 - D_p^2}{1,974 \times \text{l/min}}$
Balance de materiales	$V_{\text{total}} \rho_{\text{total}} = \sum_1^n V_{\text{Componentes}} \rho_{\text{Componentes}} = V_1 \rho_1 + V_2 \rho_2 + V_3 \rho_3 + \dots + V_n \rho_n$	$V_{\text{total}} \rho_{\text{total}} = \sum_1^n V_{\text{Componentes}} \rho_{\text{Componentes}} = V_1 \rho_1 + V_2 \rho_2 + V_3 \rho_3 + \dots + V_n \rho_n$
Balance de volúmenes	$V_{\text{total}} = \sum_1^n V_{\text{Componentes}} = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n$	$V_{\text{total}} = \sum_1^n V_{\text{Componentes}} = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n$
Volumen del pozo	$V_{\text{Pozo}} \text{ (bbl)} = \frac{\text{ID}_{\text{Pozo}}^2 \text{ (in.)}}{1,029} \times L \text{ (ft)}$	$V_{\text{Pozo}} \text{ (m}^3\text{)} = \frac{\text{ID}_{\text{Pozo}}^2 \text{ (mm)}}{1,273,000} \times L \text{ (m)}$ $V_{\text{Pozo}} \text{ (m}^3\text{)} = \frac{\text{ID}_{\text{Pozo}}^2 \text{ (in.)}}{1,974} \times L \text{ (m)}$
Capacidad de la tubería	$V_{\text{Tubería}} \text{ (bbl)} = \frac{\text{ID}_{\text{Tubería}}^2 \text{ (in.)}}{1,029} \times L \text{ (ft)}$	$V_{\text{Tubería}} \text{ (m}^3\text{)} = \frac{\text{ID}_{\text{Tubería}}^2 \text{ (mm)}}{1,273,000} \times L \text{ (m)}$ $V_{\text{Tubería}} \text{ (m}^3\text{)} = \frac{\text{ID}_{\text{Tubería}}^2 \text{ (in.)}}{1,974} \times L \text{ (m)}$
Volumen anular	$V_{\text{Espacio Anular}} \text{ (bbl)} = \frac{\text{ID}_{\text{Pozo}}^2 \text{ (in.)} - \text{DE}_{\text{DS}}^2 \text{ (in.)}}{1,029} \times L \text{ (ft)}$	$V_{\text{Espacio Anular}} \text{ (m}^3\text{)} = \frac{\text{ID}_{\text{Pozo}}^2 \text{ (mm)} - \text{DE}_{\text{DS}}^2 \text{ (mm)}}{1,273,000} \times L \text{ (m)}$ $V_{\text{Espacio Anular}} \text{ (m}^3\text{)} = \frac{\text{ID}_{\text{Pozo}}^2 \text{ (in.)} - \text{DE}_{\text{DS}}^2 \text{ (in.)}}{1,974} \times L \text{ (m)}$

* SIDPP = Presión de Cierre de la Tubería de Perforación

	Unidades norteamericanas (ρ en lb/gal)	Unidades métricas (ρ en kg/l)
Caudal de la bomba (bomba triplex)	$V_{\text{caudal de la bomba (bbl/stk)}} = \frac{D_{\text{Tub. Rev. Corta}}^2 (\text{in.}) - L (\text{in.}) \times \text{Rend (decimal)}}{4.116}$	$V_{\text{caudal de la bomba (l/stk)}} = \frac{D_{\text{Tub. Rev. Corta}}^2 (\text{in.}) - L (\text{in.}) \times \text{Rend (decimal)}}{25.905}$
Tiempo de circulación	$\text{tiempo de circulación total (min)} = \frac{V_{\text{Sistema}}}{V_{\text{caudal de la bomba}}}$	$\text{tiempo de circulación total (min)} = \frac{V_{\text{Sistema}}}{V_{\text{caudal de la bomba}}}$
Carreras de circulación	carreras de circulación totales = circulación totales tiempo (min) x velocidad de la bomba (stk/min)	carreras de circulación totales = circulación totales tiempo (min) x velocidad de la bomba (stk/min)
Retorno (carreras)	Carreras de retorno = tiempo del fondo a superficie tiempo (min) x velocidad de la bomba (stk/min)	Carreras de retorno = tiempo del fondo a superficie tiempo (min) x velocidad de la bomba (stk/min)
Circulación en el (tiempo)	$\text{Tiempo de ciclo en el pozo (min)} = \frac{V_{\text{Pozo}} - \text{Desplazamiento}_{\text{DS}}}{V_{\text{caudal de la bomba}}}$	$\text{Tiempo de ciclo en el pozo (min)} = \frac{V_{\text{Pozo}} - \text{Desplazamiento}_{\text{DS}}}{V_{\text{caudal de la bomba}}}$
Circulación en el (carreras)	$\text{Carreras de ciclo en el pozo} = \frac{\text{Tiempo de ciclo en el pozo (min)} \times \text{velocidad de la bomba (stk/min)}}{1}$	$\text{Carreras de ciclo en el pozo} = \frac{\text{Tiempo de ciclo en el pozo (min)} \times \text{velocidad de la bomba (stk/min)}}{1}$

Tabla 9: Resumen de fórmulas.

Tablas de Sal

Peso (%)	Densidad (kg/l)	Densidad (lb/gal)	Cl (mg/l)	Na ⁺ (mg/l)	NaCl (lb/bbl)	Agua (bbl)	Pto. Crist. (°F)	Actividad del Agua
1	1,005	8,38	6.127	3.973	3,5	0,995	30,9	0,994
2	1,013	8,44	12.254	7.946	7,1	0,992	29,9	0,989
3	1,020	8,50	18.563	12.037	10,7	0,989	28,8	0,983
4	1,027	8,56	24.932	16.168	14,4	0,986	27,7	0,977
5	1,034	8,62	31.363	20.337	18,1	0,982	26,5	0,970
6	1,041	8,68	37.914	24.586	21,9	0,979	25,3	0,964
7	1,049	8,75	44.526	28.874	25,7	0,975	24,1	0,957
8	1,056	8,81	51.260	33.240	29,6	0,971	22,9	0,950
9	1,063	8,87	58.054	37.646	33,5	0,968	21,5	0,943
10	1,071	8,93	64.970	42.130	37,5	0,964	20,2	0,935
11	1,078	8,99	71.946	46.654	41,5	0,960	18,8	0,927
12	1,086	9,05	79.044	51.256	45,6	0,955	17,3	0,919
13	1,093	9,12	86.202	55.898	49,7	0,951	15,7	0,911
14	1,101	9,18	93.481	60.619	53,9	0,947	14,1	0,902
15	1,109	9,24	100.882	65.418	58,2	0,942	12,4	0,892
16	1,116	9,31	108.344	70.256	62,5	0,938	10,6	0,883
17	1,124	9,37	115.927	75.173	66,9	0,933	8,7	0,872
18	1,132	9,44	123.570	80.130	71,3	0,928	6,7	0,862
19	1,140	9,51	131.396	85.204	75,8	0,923	4,6	0,851
20	1,148	9,57	139.282	90.318	80,4	0,918	2,4	0,839
21	1,156	9,64	147.229	95.471	84,9	0,913	0,0	0,827
22	1,164	9,71	155.357	100.743	89,6	0,908	-2,5	0,815
23	1,172	9,78	163.547	106.053	94,4	0,903	-5,2	0,802
24	1,180	9,84	171.858	111.442	99,2	0,897	1,4	0,788
25	1,189	9,91	180.290	116.910	104,0	0,892	14,7	0,774
26	1,197	9,98	188.843	122.457	109,0	0,886	27,9	0,759

% volumen de sal = 100 x (1,0 - bbl agua).

Tabla 10: Cloruro de sodio.

Propiedades basadas en 20°C y 100% de pureza.

Peso (%)	Densidad (kg/l)	Densidad (lb/gal)	Cl ⁻ (mg/l)	Na ⁺ (mg/l)	NaCl (lb/bbl)	Agua (bbl)	Pto. Crist. (°F)	Actividad del Agua
1	1,007	8,39	6.453	3.647	3,5	0,996	31,2	0,994
2	1,015	8,46	12.969	7.331	7,1	0,995	30,4	0,989
3	1,023	8,53	19.613	11.087	10,7	0,993	29,6	0,985
4	1,032	8,60	26.385	14.915	14,5	0,990	28,7	0,980
5	1,040	8,67	33.221	18.779	18,2	0,988	27,8	0,975
6	1,049	8,75	40.185	22.715	22,0	0,986	26,7	0,971
7	1,057	8,82	47.277	26.723	25,9	0,983	25,6	0,965
8	1,066	8,89	54.496	30.804	29,9	0,981	24,3	0,960
9	1,075	8,96	61.779	34.921	33,8	0,978	22,9	0,954
10	1,084	9,04	69.190	39.110	37,9	0,975	21,5	0,948
11	1,092	9,11	76.793	43.407	42,1	0,972	19,9	0,940
12	1,101	9,19	84.459	47.741	46,3	0,969	18,1	0,932
13	1,111	9,26	92.253	52.147	50,5	0,966	16,3	0,924
14	1,120	9,34	100.175	56.625	54,9	0,963	14,3	0,914
15	1,129	9,42	108.225	61.175	59,3	0,960	12,2	0,904
16	1,139	9,50	116.403	65.797	63,8	0,957	9,9	0,892
17	1,148	9,58	124.708	70.492	68,3	0,953	7,4	0,880
18	1,158	9,66	133.141	75.259	72,9	0,950	4,8	0,867
19	1,168	9,74	141.766	80.134	77,7	0,946	1,9	0,852
20	1,178	9,82	150.455	85.045	82,4	0,942	-0,9	0,837
22	1,198	9,99	168.343	95.157	92,2	0,934	-7,1	0,804
24	1,218	10,16	186.743	105.557	102,3	0,926	-13,5	0,767
26	1,239	10,33	205.781	116.319	112,7	0,917	-21,5	0,726
28	1,260	10,51	225.395	127.405	123,5	0,907	-31,2	0,683
30	1,282	10,69	245.647	138.853	134,6	0,897	-47,7	0,637
32	1,304	10,87	266.474	150.626	146,0	0,886	-19,5	0,590
34	1,326	11,06	288.004	162.796	157,8	0,875	4,3	0,541
36	1,349	11,25	310.237	175.363	170,0	0,863	24,1	0,492
38	1,372	11,44	333.109	188.291	182,5	0,851	42,1	0,443
40	1,396	11,64	356.683	201.617	195,4	0,837	55,9	0,395

% volumen de sal = $100 \times (1,0 - \text{bbl agua})$.

Tabla 11: Cloruro de calcio.

Propiedades basadas en 20°C y 100% de pureza.

Densidad (lb/gal a 60°F)	Agua (bbl)	100% NaCl (lb/bbl)	94 - 97% CaCl ₂ (lb/bbl)	Pto. Crist. (°F)
10,1	0,887	88	29	-4
10,2	0,875	70	52	-10
10,3	0,875	54	72	-15
10,4	0,876	41	89	-21
10,5	0,871	32	104	-26
10,6	0,868	25	116	-32
10,7	0,866	20	126	-38
10,8	0,864	16	135	-42
10,9	0,862	13	144	-24
11,0	0,859	10	151	-12
11,1	0,854	8	159	0

Tabla 12: Mezclas de cloruros de sodio-calcio.

Peso (%)	Densidad (kg/l)	Densidad (lb/gal)	Cl ⁻ (mg/l)	K ⁺ (mg/l)	KCl (lb/bbl)	Agua (bbl)	Pto. Crist. (°F)	Actividad del Agua
1	1,005	8,38	4.756	5.244	3,5	0,995	31,2	0,996
2	1,011	8,43	9.606	10.594	7,1	0,991	30,3	0,991
3	1,017	8,49	14.504	15.996	10,7	0,987	29,5	0,987
4	1,024	8,54	19.498	21.502	14,4	0,983	28,7	0,982
5	1,030	8,59	24.491	27.009	18,0	0,979	27,8	0,977
6	1,037	8,65	29.579	32.621	21,8	0,975	27,0	0,973
7	1,043	8,70	34.715	38.285	25,6	0,970	26,1	0,968
8	1,050	8,76	39.947	44.053	29,4	0,966	25,2	0,963
9	1,057	8,81	45.225	49.875	33,3	0,962	24,3	0,958
10	1,063	8,87	50.551	55.749	37,2	0,957	23,4	0,953
11	1,070	8,92	55.973	61.727	41,2	0,952	22,4	0,947
12	1,077	8,98	61.442	67.758	45,2	0,948	21,4	0,942
13	1,084	9,04	67.006	73.894	49,3	0,943	20,4	0,936
14	1,091	9,09	72.617	80.083	53,4	0,938	20,0	0,930
15	1,097	9,15	78.276	86.324	57,6	0,933	18,5	0,925
16	1,104	9,21	84.030	92.670	61,8	0,928	17,0	0,918
17	1,111	9,27	89.,832	99.068	66,1	0,922	16,0	0,912
18	1,119	9,33	95.729	105.571	70,5	0,917	15,0	0,906
19	1,126	9,39	101.721	112.179	74,9	0,912	14,0	0,899
20	1,133	9,45	107.760	118.840	79,3	0,906	13,0	0,892
22	1,147	9,57	120.030	132.370	88,3	0,895	34,0	0,878
24	1,162	9,69	132.632	146.268	97,6	0,883	59,0	0,862

% volumen de sal = $100 \times (1,0 - \text{bbl agua})$.

Tabla 13: Cloruro de potasio.

Propiedades basadas en 20°C y 100% de pureza.

Peso (%)	Densidad (kg/l)	Densidad (lb/gal)	Cl ⁻ (mg/l)	Mg ²⁺ (mg/l)	MgCl ₂ (lb/bbl)	Agua (bbl)	Pto. Crist. (°F)	Actividad del Agua
1	1,006	8,39	7.492	2.568	3,54	0,9962	31,1	0,995
2	1,014	8,46	15.106	5.178	7,21	0,9941	30,1	0,990
3	1,023	8,52	22.842	7.830	10,98	0,9919	29	0,984
4	1,031	8,59	30.703	10.524	14,88	0,9897	27,9	0,978
5	1,039	8,66	38.696	13.264	18,91	0,9874	26,6	0,972
6	1,048	8,74	46.814	16.047	23,07	0,985	24,3	0,964
7	1,056	8,81	55.060	18.873	27,35	0,9825	22,3	0,957
8	1,065	8,88	63.444	21.747	31,77	0,9799	21,5	0,948
9	1,074	8,95	71.957	24.665	36,33	0,9772	19,6	0,939
10	1,083	9,02	80.608	27.631	41,03	0,9744	18	0,929
12	1,101	9,17	98.329	33.705	50,88	0,9685	14,4	0,906
14	1,119	9,33	116.635	39.980	61,36	0,9623	5,8	0,879
16	1,137	9,48	135.477	46.439	72,44	0,9552	-1,9	0,848
18	1,155	9,63	154.838	53.075	84,11	0,9474	-13	0,812
20	1,174	9,79	174.856	59.937	96,54	0,9394	-27,8	0,772
22	1,194	9,95	195.553	67.031	109,77	0,9312	-18,5	0,727
24	1,214	10,12	216.940	74.362	123,84	0,9226	-11,8	0,677
26	1,235	10,29	239.006	81.926	138,75	0,9136	-5	0,624
28	1,256	10,47	261.748	89.722	154,52	0,9039	1,3	0,567
30	1,276	10,64	285.091	97.723	171,09	0,8934	2,4	0,507

% volumen de sal = $100 \times (1,0 - \text{bbl agua})$.

Tabla 14: Cloruro de magnesio.

Propiedades basadas en 20°C y 100% de pureza.

Peso (%)	Densidad (kg/l)	Densidad (lb/gal)	Cl ⁻ (mg/l)	NH ₄ ⁺ (mg/l)	NH ₄ Cl (lb/bbl)	Agua (bbl)	Pto. Crist. (°F)
1	1,001	8,35	6.066	3.934	3,5	0,991	30,9
2	1,005	8,38	12.193	7.907	7,0	0,984	29,7
3	1,008	8,40	18.320	11.880	10,6	0,977	28,6
4	1,011	8,43	24.508	15.892	14,1	0,970	27,4
5	1,014	8,46	30.756	19.944	17,7	0,963	26,2
6	1,017	8,48	37.004	23.996	21,4	0,956	24,9
7	1,020	8,51	43.313	28.087	25,0	0,948	23,6
8	1,023	8,53	49.622	32.178	28,6	0,941	22,3
9	1,026	8,55	55.992	36.308	32,3	0,933	20,9
10	1,029	8,58	62.422	40.478	36,0	0,926	19,5
11	1,032	8,60	68.852	44.648	39,7	0,918	18,0
12	1,034	8,63	75.282	48.818	43,4	0,910	16,5
13	1,037	8,65	81.773	53.027	47,2	0,902	15,0
14	1,040	8,67	88.325	57.275	51,0	0,895	—
15	1,043	8,70	94.877	61.523	54,7	0,887	11,0
16	1,046	8,72	101.489	65.811	58,6	0,878	—
17	1,049	8,74	108.101	70.099	62,4	0,870	—
18	1,051	8,77	114.774	74.426	66,2	0,862	—
19	1,054	8,79	121.508	78.792	70,1	0,854	—
20	1,057	8,81	128.180	83.120	74,0	0,845	—
22	1,062	8,86	141.769	91.931	81,8	0,828	—
24	1,067	8,90	155.418	100.782	89,7	0,811	31,0

% volumen de sal = 100 x (1,0 - bbl agua).

Tabla 15: Cloruro amónico.

Propiedades basadas en 20°C y 100% de pureza.

Peso (%)	Densidad (kg/l)	Densidad (lb/gal)	K ⁺ (mg/l)	SO ₄ ²⁻ (mg/l)	K ₂ SO ₄ (lb/bbl)	Agua (bbl)	Pto. Crist. (°F)
0,5	1,004	8,37	2.244	2.756	1,8	0,997	31,8
1,0	1,008	8,41	4.532	5.568	3,5	0,996	31,5
1,5	1,012	8,44	6.821	8.379	5,3	0,995	31,9
2,0	1,016	8,47	9.110	11.190	7,1	0,994	31,1
2,5	1,020	8,51	11.443	14.057	8,9	0,993	31,9
3,0	1,024	8,54	13.776	16.924	10,7	0,992	31,9
3,5	1,028	8,58	16.110	19.790	12,6	0,991	31,8
4,0	1,032	8,61	18.488	22.712	14,4	0,989	31,8
4,5	1,037	8,64	20.911	25.689	16,3	0,988	30,1
5,0	1,041	8,68	23.290	28.610	18,2	0,987	29,9
5,5	1,045	8,71	25.758	31.642	20,1	0,986	—
6,0	1,049	8,75	28.181	34.619	22,0	0,984	—
6,5	1,053	8,78	30.649	37.651	23,9	0,983	—
7,0	1,057	8,82	33.162	40.738	25,9	0,981	—
7,5	1,061	8,85	35.675	43.825	27,8	0,980	—
8,0	1,066	8,89	38.188	46.912	29,8	0,979	—
8,5	1,070	8,92	40.746	50.054	31,8	0,977	—
9,0	1,074	8,96	43.304	53.196	33,8	0,976	—
9,5	1,078	8,99	45.907	56.393	35,8	0,974	—
10,0	1,083	9,03	48.509	59.591	37,8	0,973	—

% volumen de sal = 100 x (1,0 - bbl agua).

Tabla 16: Sulfato de potasio.

Propiedades basadas en 20°C y 100% de pureza.

Peso (%)	Densidad (kg/l)	Densidad (lb/gal)	K ⁺ (mg/l)	C ₂ H ₃ O ₂ ⁻ (mg/l)	KC ₂ H ₃ O ₂ (lb/bbl)	Agua (bbl)	Pto. Crist. (°F)	Actividad del Agua
1	1,004	8,37	3.984	6.016	3,5	0,994	32,0	0,99
2	1,009	8,41	7.967	12.033	7,0	0,989	31,5	0,98
3	1,014	8,45	11.951	18.049	10,5	0,984	31,0	0,97
4	1,019	8,49	15.935	24.065	14,0	0,979	—	0,96
5	1,024	8,54	19.918	30.082	17,5	0,974	—	0,95
6	1,029	8,58	25.040	37.817	22,0	0,966	—	0,94
7	1,034	8,62	29.593	44.693	26,0	0,960	—	0,93
8	1,040	8,66	34.146	51.568	30,0	0,954	—	0,92
9	1,045	8,71	39.837	60.163	35,0	0,945	—	0,91
10	1,050	8,75	44.390	67.039	39,0	0,938	—	0,90
11	1,055	8,79	48.943	73.915	43,0	0,932	—	0,89
12	1,060	8,83	54.634	82.509	48,0	0,923	—	0,88
13	1,065	8,88	59.186	89.385	52,0	0,917	—	0,87
14	1,070	8,92	64.877	97.980	57,0	0,907	—	0,86
15	1,076	8,96	70.568	106.574	62,0	0,898	—	0,85
16	1,081	9,01	76.259	115.169	67,0	0,889	—	0,84
17	1,086	9,05	81.950	123.764	72,0	0,880	—	0,83
18	1,091	9,10	87.641	132.359	77,0	0,871	—	0,82
19	1,097	9,14	93.332	140.953	82,0	0,863	—	0,81
20	1,102	9,19	100.162	151.267	88,0	0,851	—	0,80
21	1,086	9,05	105.853	159.862	93,0	0,820	—	0,79
22	1,113	9,28	112.682	170.175	99,0	0,830	—	0,78
23	1,119	9,32	119.511	180.489	105,0	0,819	—	0,77
24	1,124	9,37	126.340	190.803	111,0	0,807	1,0	0,76
25	1,129	9,41	133.169	201.116	117	0,795	—	0,75

% volumen de sal = $100 \times (1,0 - \text{bbl agua})$.

Tabla 17: K-52™ (acetato de potasio).

Propiedades basadas en 20°C y 100% de pureza

De \ A	Sal (% peso)	Cloruro (% peso)	Sal (ppm)	Cloruro (ppm)	Sal (mg/l)	Cloruro (mg/l)
Sal (% peso)	1,0	x 1/factor	x 10 ⁴	x 1/factor x 10 ⁴	x 10 ⁴ x SG	x 1/factor x 10 ⁴ x SG
Cl ⁻ (% peso)	x factor	1,0	x factor x 10 ⁴	x 10 ⁴	x factor x 10 ⁴ x SG	x 10 ⁴ x SG
Sal (ppm)	x 10 ⁻⁴	x 1/factor x 10 ⁻⁴	1,0	x 1/factor	x SG	x 1/factor x SG
Cl ⁻ (ppm)	x factor x 10 ⁻⁴	x 10 ⁻⁴	x factor	1,0	x factor x SG	x SG
Sal (mg/l)	x 10 ⁻⁴ x 1/SG	x 1/factor x 10 ⁻⁴ x 1/SG	x 1 / SG	x 1/factor x 1/SG	1,0	x 1/factor
Cl ⁻ (mg/l)	x factor x 10 ⁻⁴ x 1/SG	x 10 ⁻⁴	x factor x 1/SG	x 1/SG	x factor	1,0

Sal	Factor	1/Factor
CaCl ₂	1,5642	0,6393
NaCl	1,6488	0,6065
KCl	2,103	0,4755

Ejemplo: $384.000 \text{ mg/l CaCl}_2 = (384.000)(0,6393)(1/1,282) = 191.000 \text{ ppm Cl}^-$.

Todos los resultados de valoración están en mg/l

Tabla 18: Conversiones de concentración para salmueras.

Típicamente se usan varios tipos de sistemas de fluido de perforación en cada pozo.

Introducción

En las operaciones de perforación, se usan muchos tipos diferentes de sistemas de fluido de perforación base agua (lodos). Los sistemas básicos de fluido de perforación son generalmente convertidos en sistemas más complejos a medida que la profundidad y la temperatura y/o presión del pozo aumentan. Típicamente se usan varios tipos de sistemas de fluido de perforación en cada pozo. Varios factores claves afectan la selección del sistema o de los sistemas de fluido de perforación para un pozo específico. El fluido de perforación más rentable para un pozo o intervalo debería estar basado en los siguientes criterios:

Aplicación

- Intervalo superficial.
- Intervalo intermedio.
- Intervalo productivo.
- Método de completación.
- Tipo de producción.

Geología

- Tipo de lutita.
- Tipo de arena.
- Permeabilidad.
- Otros tipos de formación.

Agua de preparación

- Tipo de agua.
- Concentración de cloruro.
- Concentración de dureza.

Problemas potenciales

- Problemas relacionados con la lutita.
- Embolamiento de la Barrena/Conjunto de Fondo (BHA).
- Tubería pegada.
- Pérdida de circulación.
- Arenas agotadas.

Plataforma/equipo de perforación

- Locación remota.
- Capacidad limitada en la superficie.
- Capacidades de mezcla.
- Bombas de lodo.
- Equipo de control de sólidos.

Contaminación

- Sólidos.
- Cemento.
- Sal.
- Anhidrita/yeso.
- Gases ácidos (CO₂, H₂S).

Datos de perforación

- Profundidad de agua
- Tamaño del pozo.
- Ángulo del pozo.
- Torque/arrastre.
- Velocidad de perforación.
- Peso del lodo.
- Temperatura máxima.

Los fluidos de perforación base agua pueden generalmente clasificarse en una de las siguientes categorías:

- Sistemas base agua-arcilla no densificados.
- Sistemas base agua-arcilla densificados y desfloculados.
- Sistemas base agua-arcilla desfloculados, densificados y tratados con calcio.
- Sistemas de agua salada.
- Sistemas inhibidos a base de potasio.
- Sistemas desfloculados de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP).
- Sistemas de polímeros ATAP.
- Sistemas de polímeros encapsuladores.
- Sistemas de polímeros catiónicos.
- Sistemas base arcilla extendidos o floculados.
- Sistemas mejorados con poliglicol.
- Sistemas inhibidos a base de silicato.

Normalmente se usa este sistema para iniciar la perforación de un pozo.

Sistemas Base Agua-Arcilla No Densificados

Este sistema básico se compone esencialmente de M-I GEL® (bentonita de Wyoming) y agua. Normalmente se usa este sistema para iniciar la perforación de un pozo. A medida que la perforación continúa, los sólidos de la formación se incorporan dentro del fluido de perforación. Los equipos de remoción de sólidos son usados para eliminar la mayor cantidad posible de sólidos de la formación (sólidos perforados). Algunos de los sólidos nativos de la formación pueden ser de carácter bentonítico y aumentan la viscosidad del fluido de perforación. Por lo tanto, a este sistema se le atribuye frecuentemente el nombre de “lodo nativo”. Las ventajas de este sistema son un costo bajo y una Velocidad de Penetración (ROP) alta. Este sistema suele disminuir considerablemente su viscosidad con el esfuerzo de corte.

Los sistemas base agua-arcilla no densificados son generalmente convertidos en otro sistema antes de alcanzar cualquier parte crítica del pozo. Por lo tanto, el contenido de sólidos debería ser mantenido a valores bajos para facilitar esta conversión.

Como este sistema no está densificado, el efecto de flotabilidad que tiene sobre los recortes es bajo. Por lo tanto, la limpieza del pozo depende de la viscosidad y del caudal. La viscosidad plástica debería ser baja, si el contenido de sólidos del sistema es bajo, por lo tanto la capacidad de transporte debe ser lograda con puntos cedentes más altos. Los desfloculantes químicos reducen dramáticamente el punto cedente y la viscosidad. Esto puede causar una limpieza inadecuada del pozo. Por lo tanto, el uso de desfloculantes químicos en este sistema debería estar estrictamente limitado. Si se requiere un filtrado bajo, éste debería ser controlado con adiciones de M-I GEL

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	8,5 - 10
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 - 55
Viscosidad plástica (cP)**	5 - 9
Punto cedente (lb/100 pies ²)*	12 - 25
Esfuerzo de gel inicial (lb/110 pies ²)	5 - 10
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	10 - 20
pH	8,5 - 10,5
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,1 - 1,5
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,1 - 1,0
Calcio (mg/l)	40 - 240
Cloruros (mg/l) (agua dulce)	0 - 5.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)	3 - 10
MBT (lb/bbl)	Ver la Figura 1

*Ver la Figura 1.

Productos Típicos	Función Principal
M-I GEL	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica	Aumento del pH y P _f
TANNATHIN®	Diluyente
SAPP	Diluyente
POLYPAC	Viscosidad y control de filtrado
THERMPAC UL	Control de filtrado
MY-LO-JEL	Control de filtrado
POLY-SAL	Control de filtrado
POLY-PLUS®	Extendedor de bentonita
CMC	Viscosidad y control de filtrado

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I GEL	20 - 35
Soda cáustica	0,1 - 0,5
FLCA	Según se requiera
SAPP	0,125 - 0,5

(prehidratado si se usa en agua salada) y un Aditivo de Control de Filtrado apropiado (FLCA). El FLCA puede ser MY-LO-JEL™, POLY-SAL™, THERMPAC® UL, CMC o POLYPAC®.

...el uso de desfloculantes químicos en este sistema debería estar estrictamente limitado.

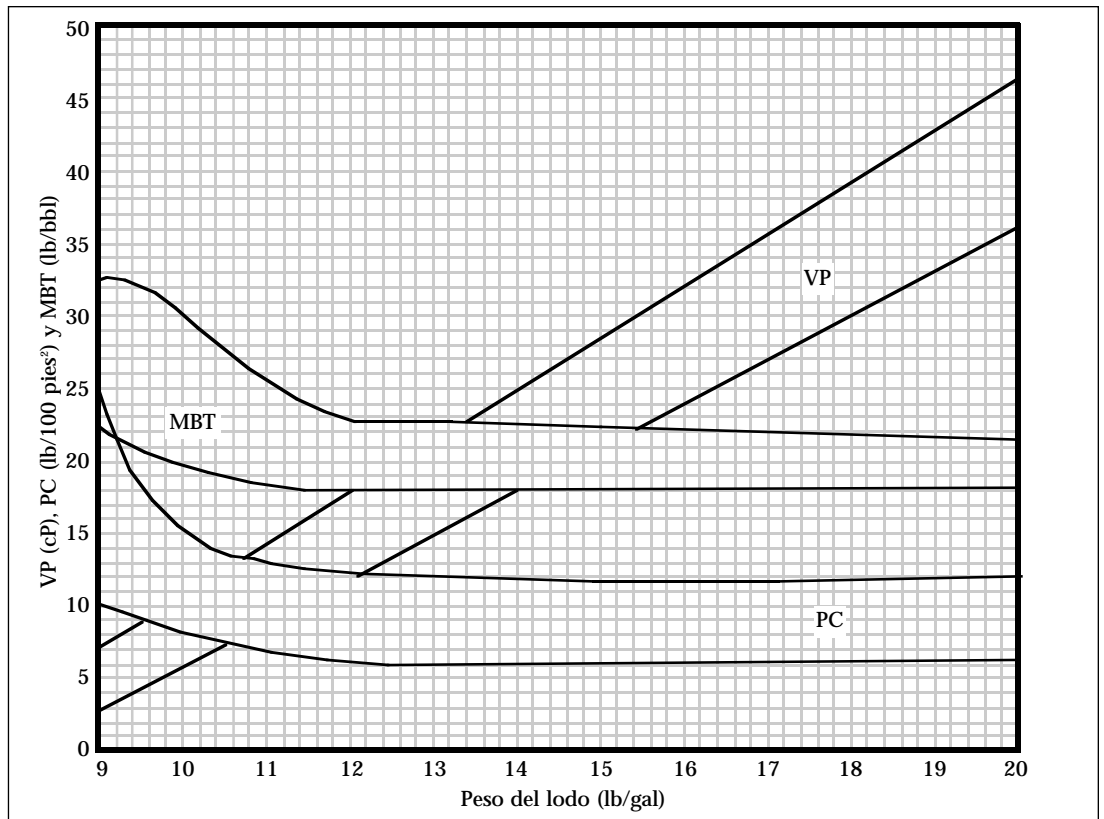


Figura 1: Rangos de viscosidad plástica, punto cedente y Prueba de Azul de Metileno (MBT) para los lodos base agua.

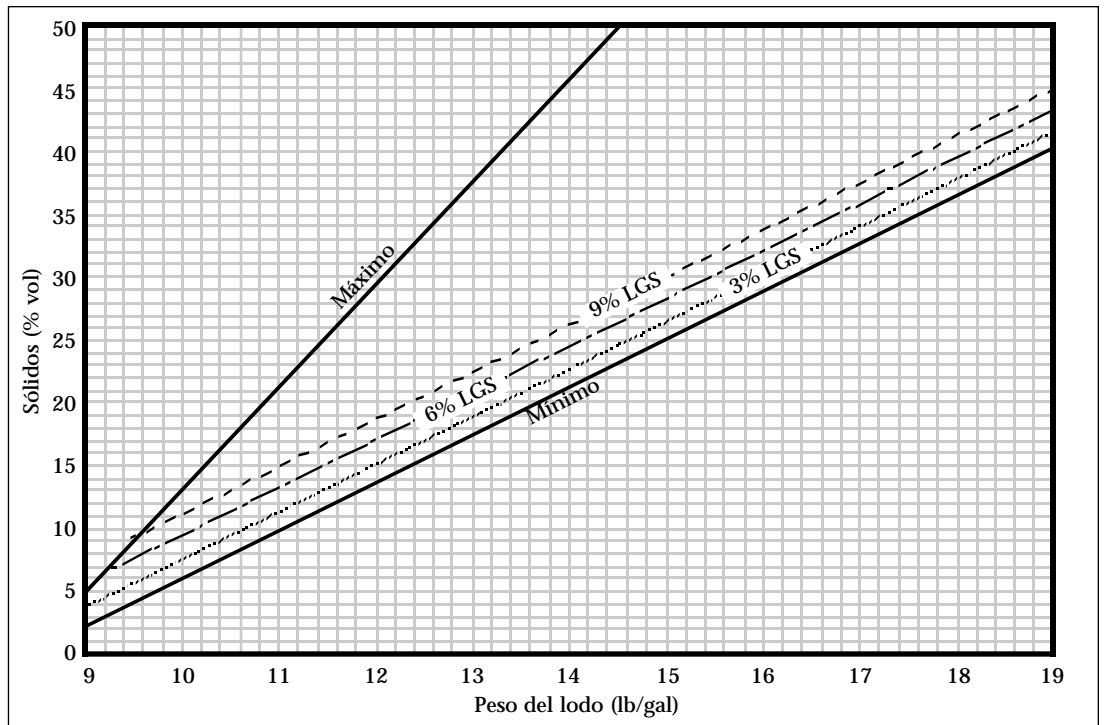


Figura 2: Rango de sólidos para los lodos base agua con barita.

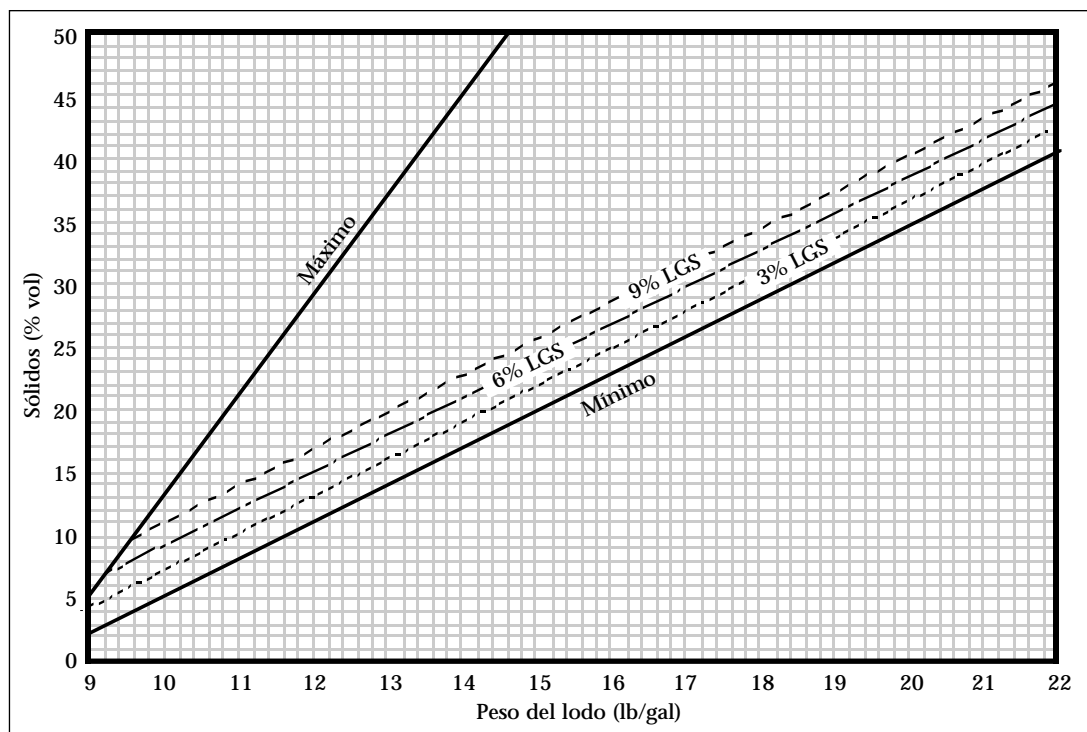


Figura 3: Rango de sólidos para lodos base agua con hematita.

Sistema SPERSENE™

El sistema desflocculado de SPERSENE es uno de los sistemas de fluido de perforación más usados en la industria.

EL sistema desflocculado de SPERSENE™ es uno de los sistemas de fluido de perforación más usados en la industria. El diluyente principal contenido en el sistema es el lignosulfonato SPERSENE (o SPERSENE CF). Los lignosulfonatos son ácidos orgánicos que le proporcionan aniones (iones negativos) al fluido. Estos aniones reducen el punto cedente y los esfuerzos de gel al neutralizar los cationes (iones positivos) en las partículas de arcilla, desflocculando con ello la lechada de arcilla y haciendo que las partículas de arcilla se repelen. El SPERSENE es muy versátil debido a su alto grado de solubilidad en ambientes tanto de agua dulce como de agua salada. Como es ácido, el SPERSENE requiere un ambiente alcalino donde pueda solubilizarse. Por lo tanto se agregan iones hidroxilo, generalmente en la forma de soda cáustica (hidróxido de sodio) y cal (hidróxido de calcio) para aumentar el pH.

Este sistema puede ser tratado para lograr un alto grado de tolerancia respecto a la contaminación de sólidos

y a la contaminación química, simplemente aumentando la concentración de SPERSENE y TANNATHIN (lignito) o XP-20K® (lignito caustizado de cromo). El lignito es un ácido orgánico que también le proporciona aniones al fluido, lo cual hace que las partículas se repelen. En muchos casos, una relación de dos partes de SPERSENE a una parte de TANNATHIN o XP-20K constituye una combinación muy eficaz para los tratamientos, pero esta relación puede ser modificada.

Los materiales como SPERSENE, TANNATHIN y XP-20K son desflocculantes, pero también son considerados como dispersantes y diluyentes, ya que permiten la dispersión de las partículas discretas y reducen el punto cedente y el esfuerzo de gel, pero aumentan el valor “n” del fluido de perforación.

Los sistemas de SPERSENE son generalmente convertidos a partir de suspensiones de agua-arcilla no densificadas o “lodos de perforación inicial”. Un tratamiento típico para convertir a un sistema de SPERSENE tratado ligeramente sería aproximadamente 4 lb/bbl de M-I GEL,

2 lb/bbl de SPERSENE, 1 lb/bbl de TANNATHIN o XP-20K, y 1 lb/bbl de soda cáustica.

La comparación entre las propiedades del fluido de perforación en la línea de flujo y las mismas propiedades en los tanques indica el grado en que los contaminantes del pozo están afectando las propiedades del fluido de perforación. Esto también refleja la estabilidad del sistema. En muchos casos, una diferencia importante de las propiedades entre la línea de flujo y los tanques indica que el fluido es inestable. La estabilidad del sistema de SPERSENE puede ser aumentada mediante el aumento de la concentración de SPERSENE y TANNATHIN (o XP-20K). Los sistemas de SPERSENE sometidos a un tratamiento ligero contienen de 2 a 6 lb/bbl de SPERSENE y de 1 a 3 lb/bbl de TANNATHIN (o XP-20K), mientras que un sistema de SPERSENE totalmente inhibidor puede contener de 8 a 12 lb/bbl de SPERSENE y de 4 a 6 lb/bbl de TANNATHIN (o XP-20K).

El mantenimiento de un sistema de SPERSENE (y otros sistemas de fluido de perforación) durante la perforación significa mantener las propiedades a valores predeterminados casi constantes. Estos valores son controlados por la concentración de materiales en el fluido de perforación. Cuando se añade agua al fluido de perforación para mantener una concentración aceptable de sólidos perforados, se requiere añadir productos para mantener la concentración deseada de aditivos. Por lo tanto, se debe medir o estimar el volumen de agua de dilución de manera que este volumen pueda ser usado como base para las adiciones de productos. La cantidad de dilución requerida depende del tamaño del pozo, la velocidad de penetración, el tipo de formación, el equipo de control de sólidos y la concentración óptima de sólidos perforados en el fluido de perforación.

El límite de temperatura de este sistema es aproximadamente 320°F (160°C), ya que la degradación térmica del lignosulfonato es más rápida por encima de esta temperatura. El límite de temperatura de este sistema puede ser aumentado considerablemente si se aumenta la concentración de lignito y se reduce la concentración de lignosulfonato. El lignito tiene un límite

El lignito tiene un límite de temperatura de aproximadamente 450°F...

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 - 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3,5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura 1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Figura 1
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	2 - 8
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	2 - 14
pH	9,5 - 11,5
P _m (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	2,0 - 5,0
P _f (cm ³ 0.02N H ₂ SO ₄)	0,5 - 1,5
Calcio (mg/l)	40 - 240
Cloruros (mg/l)	0 - 20.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	5 - 7
MBT (lb/bbl)	Ver la Figura 1

Ver las Figuras 2 y 3

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la viscosidad
M-I GEL	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica	Aumento del pH y P _f
Cal	Aumentar P _m y tratar para eliminar CO ₃
Yeso	Tratar para eliminar CO ₃
SPERSENE (CF)	Diluyente
TANNATHIN	Filtrado y diluyente
XP-20K	Diluyente AT y control de filtrado
POLYPAC	Control de filtrado
	API y viscosidad
RESINEX [®]	Control de filtrado
	ATAP
DUO-VIS [®]	Aumentar la viscosidad a baja velocidad de corte

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 - 550
M-I GEL	5 - 30
Soda cáustica	0.3 - 2
Cal	0 - 1
SPERSENE (CF)	2 - 12
XP-20K o TANNATHIN	1 - 12
POLYPAC	0.50 - 2
RESINEX	2 - 6
DUO-VIS	0,25 - 0,50

de temperatura de aproximadamente 450°F (232°C).

OBSERVACIÓN: SPERSENE[™] y XP-20K[™] contienen cromo y puede que su uso no sea autorizado por algunos reglamentos ambientales. Cuando no se permite usar cromo, debería usarse SPERSENE CF[®] y TANNATHIN[®].

Fluidos de Perforación Tratados con Calcio

Cuando se agrega calcio a una lechada de arcilla-agua, se produce un intercambio de bases ya que el catión calcio (Ca^{2+}), el cual tiene una energía de enlace más alta, reemplaza el catión sodio (Na^+) en las arcillas, convirtiéndolas en arcillas a base de calcio. La Figura 4 indica la cantidad de calcio adsorbida por la bentonita de Wyoming y las arcillas nativas. Este intercambio de bases causa la deshidratación parcial de las partículas de arcilla hidratadas, reduciendo el tamaño de la capa de agua alrededor de las partículas de arcilla (ver la Figura 5). La reducción del tamaño de la capa de agua permite que las partículas de arcilla hagan contacto las unas con las otras, resultando en la floculación. La floculación causa un aumento del punto cedente y de los esfuerzos de gel. Si no se usa ningún desfloculante, el tamaño de los flóculos de arcilla aumentará con el tiempo y éstos pueden precipitarse, resultando en una reducción gradual de la viscosidad plástica.

Si se usa un desfloculante, las arcillas aún tendrán una capa de agua reducida, pero los flóculos de arcilla se dispersarán.

Este fenómeno se produce cuando ocurre la contaminación de calcio durante la perforación y es posteriormente tratada, o cuando se convierte un fluido ("se cambia el tipo de fluido") en un fluido de perforación a base de calcio, tal como un sistema de SPERSENE/yeso o SPERSENE/cal.

La concentración de sólidos reactivos en el fluido de perforación determina el aumento de viscosidad (pico de viscosidad) que ocurre cuando se agrega calcio al sistema (ver la Figura 6). Por lo tanto, antes de realizar la conversión a un sistema a base de calcio, o antes de perforar dentro de formaciones que contienen calcio (como la anhidrita), el contenido de sólidos reactivos del fluido de perforación debería ser reducido por dilución, mientras que se mantiene la viscosidad mediante adiciones de polímeros.

Los sistemas de calcio proporcionan calcio soluble y de reserva en un fluido de perforación. El calcio soluble desempeña varias funciones.

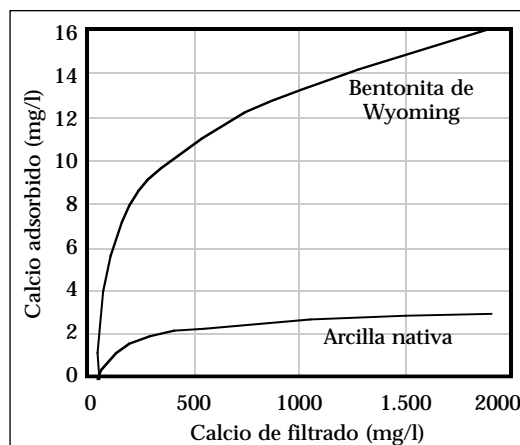


Figura 4: Adsorción de calcio por las arcillas.

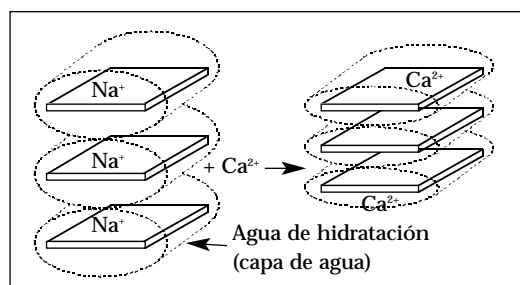


Figura 5: Reducción del agua de hidratación para la arcilla de sodio durante el intercambio de bases con el calcio.

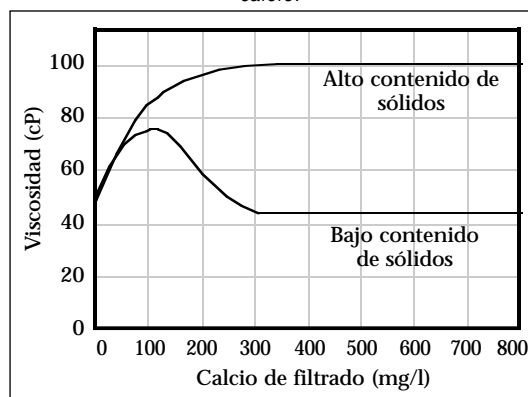


Figura 6: Efecto de la concentración de sólidos sobre la viscosidad con adiciones de calcio.

Proporciona la inhibición del pozo al minimizar la hidratación de los sólidos perforados y las lutitas expuestas mediante el intercambio de bases en las arcillas a base de calcio. Hace que un fluido de perforación sea compatible con las formaciones que tienen altas concentraciones de calcio, como la

La floculación causa un aumento del punto cedente y de los esfuerzos de gel.

La concentración de sólidos reactivos en el fluido de perforación determina el aumento de viscosidad que ocurre cuando se agrega calcio al sistema.

Los materiales que tienen baja tolerancia a la dureza no deberían ser usados en este sistema.

anhidrita. Precipita los iones carbonato (CO_3^{2-}) que resultan de la contaminación de dióxido de carbono (CO_2).

La solubilidad del calcio varía en relación inversamente proporcional al pH del fluido de perforación. Es prácticamente insoluble a un pH mayor que 12,5, pero es muy soluble a un pH bajo. Esto está ilustrado en la Figura 7, donde, en la Línea A (cuando sólo se añade cal), el pH no aumenta por encima de 12,5, pero en la Línea B (cuando se añade soda cáustica), el pH aumenta por encima de 12,5 y el calcio soluble disminuye rápidamente. Por lo tanto, el calcio como la cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) ayuda a amortiguar el pH cuando se encuentran gases ácidos como el CO_2 o el sulfuro de hidrógeno (H_2S).

La solubilidad del calcio también está directamente relacionada con la salinidad o la concentración de cloruros (Cl^-). La concentración de calcio soluble en agua salada suele ser aproximadamente 1.200 mg/l y aumenta cuando la salinidad aumenta, como se muestra en la Figura 8. La Figura 8 indica el calcio soluble del yeso agregado a concentraciones crecientes de sal.

SISTEMA DE SPERSENE™/YESO

El sistema de Spersene/yeso está diseñado para perforar la anhidrita (CaSO_4) y/o proporcionar inhibición durante la perforación de lutitas sensibles al agua, mediante el uso de yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) como fuente de calcio. Para mantener una cantidad suficiente de calcio soluble, el pH del sistema de SPERSENE/yeso debería ser mantenido bajo (9 a 10,5). La concentración normal de calcio soluble en este sistema está comprendida en el rango de 600 a 1.200 mg/l. Como la solubilidad del calcio es afectada por el pH y la salinidad, el nivel efectivo dependerá de estas propiedades.

Cuando se convierte un sistema existente no tratado o ligeramente tratado a un sistema de SPERSENE/yeso, se debe reducir el MBT y el contenido de sólidos de baja gravedad específica para minimizar el “pico de viscosidad producido por el cambio del tipo de lodo”. Luego, aproximadamente 8

lb/bbl de SPERSENE y 2 lb/bbl de soda cáustica deberían ser añadidos simultáneamente durante una o dos circulaciones. Después de la conversión inicial, las propiedades como el filtrado, el pH y la alcalinidad deberían ser refinadas mediante adiciones de materiales apropiados. Los materiales que tienen baja tolerancia a la dureza no deberían ser usados en este sistema. Como el calcio soluble aumenta la dureza de la fase acuosa, los tratamientos con aproximadamente 2 lb/bbl de SURFAK-M™ son beneficiosos para reducir la tensión superficial de la fase acuosa y mejorar el rendimiento de los aditivos químicos.

Además de los procedimientos de mantenimiento descritos anteriormente, la prueba de “exceso de yeso” debería usarse para monitorear la

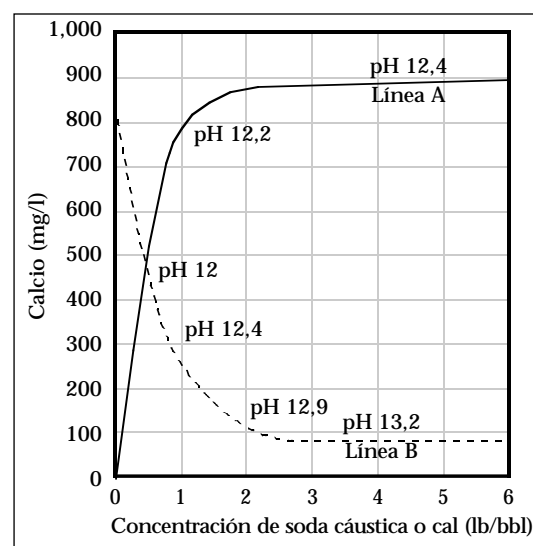


Figura 7: Línea A – Calcio soluble vs. concentración de cal; Línea B – Calcio soluble de 4 lb/bbl de cal agregada a soluciones cáusticas.

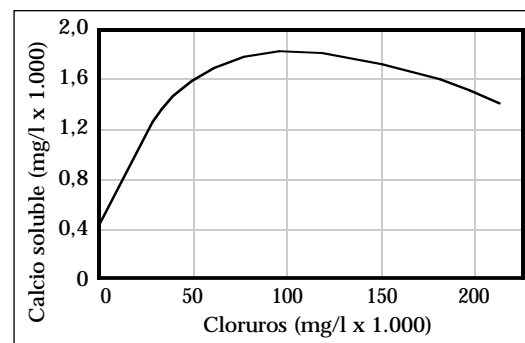


Figura 8: Solubilidad del calcio vs. cloruros.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 - 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	$\pm (3,5 \times \text{peso del lodo})$
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura 1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Figura 1
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	1 - 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	1 - 10
pH	9,0 - 10,5
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,5 - 2,5
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,2 - 1,6
Calcio (mg/l)	600 - 1.200
Cloruros (mg/l)	0 - 20.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	4,5 - 7
MBT (lb/bbl)	Ver la Figura 1
Exceso de yeso (lb/bbl)	3 - 12

Ver las Figuras 2 y 3.

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la viscosidad
M-I GEL (prehidratado)	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica	Aumento del pH y P _f
Yesi	Fuente de calcio
SPERSENE	Diluyente
TANNATHIN	Control de filtrado
POLYPAC	Control de filtrado API
RESINEX	Control de filtrado ATAP
SURFAK-M™	Agente tensioactivo

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 - 550
M-I GEL	7,5 - 25
Soda cáustica	0,2 - 1,5
Yeso	8 - 12
SPERSENE	5 - 15
TANNATHIN	2,5 - 10
POLYPAC	0 - 2
RESINEX	3 - 6
SURFAK-M	0 - 2

concentración del exceso de yeso en el sistema. Las ecuaciones de balance de masas no pueden monitorear con precisión el exceso de yeso, ya que el yeso es eliminado del sistema en los sólidos perforados, debido al intercambio de bases.

Procedimiento para el exceso de yeso

El contenido de exceso de yeso puede ser determinado midiendo la “dureza total de Versenato del lodo entero” (V_t) y la dureza total del filtrado (V_f), utilizando este procedimiento y el cálculo proporcionado a continuación:

Procedimiento para determinar el contenido de yeso (ver API RP13B-1, Apéndice A.8):

1. Añadir 5 ml de lodo entero a 245 ml de agua destilada.
2. Agitar durante 30 minutos a la temperatura ambiente o 15 minutos a 150°F.
3. Filtrar la solución con el filtro prensa API. Desechar la primera porción turbia del filtrado. Captar el filtrado claro.
4. Pipetar 10 ml de filtrado claro captado dentro de una cubeta de valoración y añadir 1 ml de amortiguador fuerte y 4 a 6 gotas de Indicador de Calmagite.
5. Valorar con Versenato Estándar hasta obtener un punto final azul o azul-verde, registrar el número de ml de Versenato Estándar como V_t.
6. Añadir 1 ml de amortiguador fuerte y 4 a 6 gotas de Indicador de Calmagite a 1 ml de filtrado de lodo de la prueba estándar de filtrado API, valorar con Versenato Estándar desde el color rojo tinto hasta el color azul, registrar el número de ml de Versenato Estándar como V_f.

Sulfato de calcio total (lb/bbl) =

$$2,38 \times V_t$$

Exceso de sulfato de calcio (lb/bbl) = $2,38 \times V_t - (0,48 \times V_f \times F_w)$

Donde:

F_w = Fracción de agua de la retorta.

OBSERVACIÓN: Un método de campo simplificado valora 1 ml de lodo entero en 150 a 350 ml de agua destilada contenida en una jarra de un cuarto de galón, usando 2 a 3 ml de amortiguador fuerte y 1 a 2 ml de Indicador de Calmagite. Registrar el volumen (ml) de Versenato Estándar como V_m. Puede que sea difícil ver el cambio de color debido al color marrón oscuro del lignosulfonato y el lignito. Parece ser que este cambio de color resulta del color original de la solución, pasando de un tono rojo a un

**En general,
los sistemas
de
SPERSENE/cal
son usados
para reducir
los efectos de
los gases
ácidos...**

tono ligeramente verde o azul-verde. El cálculo general para este procedimiento es el siguiente:

$$\text{Exceso de yeso (lb/bbl)} = (V_m - V_f) \div 2$$

SISTEMA DE SPERSENE™/CAL

En general, los sistemas de Spersene/cal son usados para reducir los efectos de los gases ácidos como CO₂ o H₂S y/o reducir la hidratación de las arcillas de la formación. Los sistemas de Spersene/cal usan la cal (Ca(OH)₂) como fuente de calcio. Como la cal tiene un pH alto (12,4), el pH del sistema será alto. El pH del sistema depende de la concentración de cal y soda cáustica (NaOH). Los lodos de calcio mantienen una concentración de exceso de cal que no está en solución, ya que la solubilidad de la cal varía en relación inversamente proporcional al pH. Por lo tanto, este exceso (reserva) de cal sólo entra en solución cuando el pH del sistema es reducido por las reacciones con los contaminantes ácidos incorporados dentro del sistema durante las operaciones de perforación. Esto hace que el exceso de cal tenga un efecto amortiguador sobre el pH, lo cual aumenta la estabilidad del sistema.

Los lodos de calcio se dividen en categorías de contenido bajo, medio y alto de cal, según la cantidad de exceso de cal que contienen. Este nivel de exceso de cal se selecciona en base a la severidad anticipada de la contaminación y según las prácticas locales. Las alcalinidades y concentraciones de exceso de cal típicas para las categorías de contenido bajo, medio y alto de cal están indicadas a continuación. Estos sistemas son más estables si se mantiene la P_f (alcalinidad del filtrado) más o menos igual al contenido de exceso de cal (lb/bbl). En general los lodos de calcio no son usados cuando las densidades del lodo son inferiores a 10 lb/gal, porque es difícil mantener propiedades reológicas que sean suficientes para limpiar el pozo. Las temperaturas superiores a 300°F (149°C) pueden

Alcalinidades		
Contenido bajo de cal	P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0.5 - 1
	P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	2,4 - 4,8
	Exceso de cal (lb/bbl)	0,5 - 1
Contenido medio de cal	P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	1 - 4
	P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	4,8 - 19
	Exceso de cal (lb/bbl)	1 - 4
Contenido alto de cal	P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	4 - 10
	P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	19 - 46
	Exceso de cal (lb/bbl)	4 - 9,4

causar la gelificación o cementación grave de los fluidos de perforación de contenido medio o alto de cal. Esta gelificación o cementación grave es causada por la alta alcalinidad, altas concentraciones de sólidos reactivos y altas temperaturas, factores éstos que se combinan para formar un cemento de alúmino-silicato.

Cuando se convierte un sistema existente no tratado o ligeramente tratado a un sistema de Spersene/cal, se debe reducir el MBT y el contenido de sólidos de baja gravedad específica para minimizar el "pico de viscosidad producido por el cambio del tipo de lodo". Luego, un tratamiento de 1 a 10 lb/bbl de cal, 2 a 12 lb/bbl de SPERSENE y 2 lb/bbl de soda cáustica debería ser añadido simultáneamente durante una o dos circulaciones. Después de la conversión inicial, las propiedades como el filtrado, el pH y la alcalinidad deberían ser refinadas mediante adiciones de materiales apropiados.

Además de los procedimientos de mantenimiento descritos anteriormente, el "exceso de cal" debería ser calculado cada vez que sea necesario para monitorear la concentración del exceso de cal en el sistema. Las ecuaciones de balance de masas no pueden monitorear con precisión el exceso de cal, ya que la cal es eliminada del sistema en las arcillas perforadas, como resultado del intercambio de bases. La ecuación para el exceso de cal es la siguiente:

$$\text{Exceso de cal (lb/bbl)} = 0,26 (P_m - P_f F_w)$$

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 - 16
Viscosidad embudo (seq/qt)	\pm (3,5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura
Punto cedente (lb/100 ft ²)	Ver la Figura
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 ft ²)	1 - 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 ft ²)	1 - 10
pH	11,5 - 13,5
Calcio (mg/l)	40 - 200
Cloruros (mg/l) (agua dulce)	0 - 5.000
Cloruros(mg/l) (agua salada)	20.000
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	4,5 - 7
MBT (lb/bbl)	Ver la Figura 1
Exceso de cal (lb/bbl)	1 - 10

Ver las Figuras 2 y 3.

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la viscosidad
M-I GEL (prehidratado)	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica	Aumento de P_f
Cal	Exceso de cal y aumento de P_m
SPERSENE	Filtrado y diluyente
TANNATHIN	Control de filtrado
XP-20K	Diluyente ATAP y control de filtrado
POLYPAC	Viscosidad y control de filtrado API
MY-LO-JEL	Control de filtrado
POLY-SAL	Control de filtrado
RESINEX	Control de filtrado ATAP

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 - 550
M-I GEL	15 - 30
Soda cáustica	0,5 - 1,5
Cal	0,5 - 10
SPERSENE	2 - 15
XP-20K o TANNATHIN	3 - 8
RESINEX	0 - 6

Sistema de Agua Salada con SPERSENE™/XP-20K™

Los sistemas de agua salada y agua salobre son usados en las operaciones de perforación costafuera y costaneras debido a las provisiones inagotables de ese tipo de agua en el sitio de perforación. Otras ventajas derivadas del uso de agua salada o salobre en los fluidos de perforación incluyen el hecho que las arcillas perforadas se hidratan menos que cuando se usa agua dulce.

Para entender los fluidos de perforación de agua salada es necesario entender el agua salada y la manera en que los componentes del lodo reaccionan en ella. El pH del agua salada es amortiguado contra los cambios por un equilibrio de solubilidad con el CO₂ atmosférico y el carbonato de calcio sedimentario. Esto significa que cuando se aumenta el pH del agua salada mediante la adición de materiales alcalinos, el CO₂ atmosférico se absorberá en el agua para amortiguar el pH. Como la acumulación de estos carbonatos es perjudicial para las propiedades del fluido de perforación, se mantiene una concentración excedente de cal (que no está en solución) en el sistema. La cal impide la acumulación de carbonatos y amortigua el pH dentro del rango deseado. Por lo tanto, un lodo de agua salada debería ser utilizado como un “sistema de contenido bajo de cal” (ver los lodos de calcio).

La solubilidad reducida de XP-20K® y Tannathin minimiza su rentabilidad en agua salada; por lo tanto, en los ambientes donde la concentración de cloruros excede 15.000 mg/l, el uso de lignitos debería ser minimizado y el uso de Spersene aumentado.

El límite de temperatura de este sistema es aproximadamente 320°F (160°C). Si se anticipan temperaturas de fondo superiores a 320°F (160°C), se debe añadir agua dulce para reducir la concentración de cloruros a menos de 15.000 mg/l, de manera que XP-20K sea más soluble. Si no, desplazar con un sistema base sintético o aceite.

Como este sistema es similar a un sistema de SPERSENE/contenido bajo de

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 - 18
Viscosidad embudo (sec/qt)	± (3,5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura 1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Figura 1
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	1 - 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	1 - 10
pH	10,5 - 11,5
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	3,0 - 6,0
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	1,0 - 1,5
Calcio (mg/l)	40 - 200
Cloruros (mg/l)	20.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	5 - 7
MBT (lb/bbl)	Ver la Figura 1

Ver las Figuras 2 y 3.

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL (prehidratado)	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica	pH y P _f
Cal	Tratar para eliminar los carbonatos
SPERSENE	Diluyente y control de filtrado
XP-20K	Diluyente ATAP y control de filtrado
TANNATHIN	Control de filtrado, diluyente
POLYPAC	Estabilidad, control de filtrado
THERMPAC UL	Control de filtrado
THERMEX	Control de filtrado ATAP
RESINEX	Control de filtrado ATAP
DUO-VIS	Viscosidad a baja velocidad de corte

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 - 550
M-I GEL	10 - 30
Soda cáustica	0,2 - 1,5
Cal	0,2 - 1,5
SPERSENE	5 - 15
XP-20K o TANNATHIN	3 - 8
POLYPAC	0,5 - 2,0
THERMEX	5 - 10
RESINEX	0 - 6

cal, la conversión y el mantenimiento son los mismos que para el sistema de SPERSENE/contenido bajo de cal.

...un lodo de agua salada debería ser utilizado como un “sistema de contenido bajo de cal”.

Sistema Saturado de Agua Salada

Los sistemas saturados de agua salada están diseñados para impedir el ensanchamiento del pozo durante la perforación de las secciones de sal.

Los sistemas saturados de agua salada están diseñados para impedir el ensanchamiento del pozo durante la perforación de las secciones de sal. Este ensanchamiento resulta de que la sal contenida en el pozo se disuelve en la fase acuosa “no saturada de sal” del fluido de perforación. La saturación se logra mediante la adición de sal (cloruro de sodio) en el sistema de lodo hasta alcanzar el punto de saturación. La saturación es de aproximadamente 190.000 mg/l de cloruros, según la temperatura. Ver el capítulo sobre Perforación de la Sal.

Para convertir un sistema existente de agua dulce, agua salobre o agua salada a un sistema saturado de agua salada, debe seguirse el siguiente procedimiento. Durante el cambio de tipo de lodo inicial, añadir lo más rápidamente posible: 2 a 3 lb/bbl de soda cáustica, 1 a 2 lb/bbl de carbonato de sodio, 4 a 6 lb/bbl de SPERSENE y 110 a 125 lb/bbl de sal. La sal flocculará los sólidos activos en el sistema, aumentando la viscosidad. Por lo tanto, el MBT y el contenido de sólidos de baja gravedad específica deberían ser reducidos para minimizar el aumento de la viscosidad durante la conversión. Este pico de viscosidad está indicado en la Figura 9. Pruebas piloto deberían ser realizadas antes de la conversión, para determinar la tasa de dilución y las cantidades de productos requeridas para una conversión sin problemas. Después de añadir toda la sal, también se debe añadir 2 lb/bbl de SURFAK-M.

Inicialmente, la sal puede causar un aumento de la viscosidad, pero ésta disminuirá después de varias circulaciones por el pozo. Luego, se debería añadir 0,5 a 1,0 lb/bbl de POLYPAC UL, el cual debería reducir la viscosidad al rango deseado. Si no, otras diluciones deberían ser realizadas con agua salada saturada y adiciones de SPERSENE. Los tratamientos de SPERSENE son más eficaces cuando son mezclados con soda cáustica en el agua de perforación antes de ser añadidos al sistema.

Frecuentes controles de cloruros deben ser realizados para monitorear el contenido de sal para la saturación.

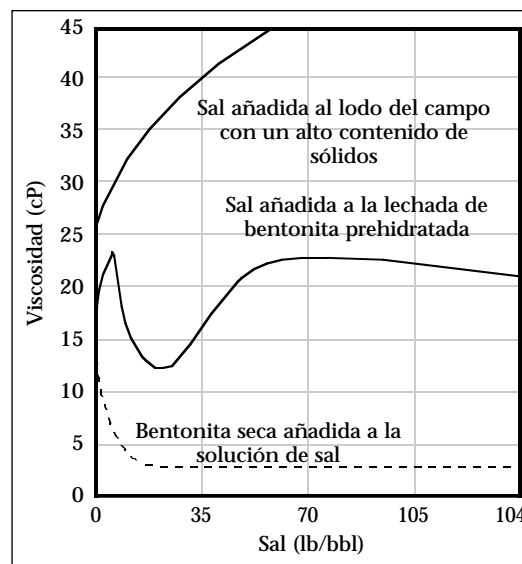


Figura 9: Efecto del contenido de sólidos sobre la viscosidad con adiciones de sal.

Para mezclar un sistema saturado de agua salada, una concentración de 20 a 25 lb/bbl de M-I GEL debería ser prehidratada en agua dulce y añadida al agua salada. Luego, otros materiales pueden añadirse de la manera indicada anteriormente. Se puede usar SALT GEL® en vez de M-I GEL si el sistema de mezcla del equipo de perforación desarrolla un buen esfuerzo de corte. SALT GEL® requiere un esfuerzo de corte para generar la viscosidad y no contribuye al control de filtrado o a la calidad del revoque.

Cuando se añade agua salada saturada al fluido de perforación para mantener una concentración aceptable de sólidos perforados, productos deben ser añadidos para mantener la concentración deseada de aditivos. Por lo tanto, se debe medir o calcular el volumen de agua de dilución, de manera que este volumen pueda ser usado como base para las adiciones de productos. La base de los materiales debe ser el agua salada añadida. La cantidad de dilución requerida depende del tamaño del pozo, la velocidad de penetración, el tipo de formación, el equipo de control de sólidos y la concentración óptima de sólidos perforados en el

fluido de perforación. Frecuentes controles de cloruros deben ser realizados para monitorear el contenido de sal para la saturación.

Será necesario tomar medidas para asegurarse que toda el agua de dilución esté saturada antes de ser añadida al sistema activo. En las regiones donde la humedad es alta, la sal absorbe agua, se vuelve grumosa y es casi imposible de mezclar a través de las tolvas mezcladoras de lodo a una velocidad suficiente para mantener el fluido de perforación saturado. Si se mezcla la sal directamente dentro del lodo, aproximadamente la mitad de la sal será revestida por el lodo y se sedimentará al fondo de los tanques. Resulta mucho más económico mezclar la sal en el agua.

Cuando se considera usar un fluido de perforación saturado de sal en ambientes de baja densidad, es importante saber que el peso natural del cloruro de sodio saturado es de 10 lb/gal. La densidad mínima de un fluido de perforación saturado de cloruro de sodio es de aproximadamente 10,5 lb/gal.

El límite de temperatura de este sistema es menos de 300°F (149°C). Si se anticipan temperaturas de fondo mayores de 300°F (149°C), otros productos base agua de alta temperatura deberían ser usados o el sistema debería ser desplazado con un fluido de perforación base sintético o base aceite.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 - 16
Viscosidad embudo (seq/qt)	± (3.5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura 1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Figura 1
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	1 - 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	1 - 10
pH	10,5 - 12
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	3 - 5
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	1 - 2
Calcio (mg/l)	<200
Cloruros (mg/l)	190,000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	4 - 6, ajustar para la sal
MBT (lb/bbl)	Ver la Figura 1

Ver la Figura 2 .

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL (prehidratado)	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica	pH y P _f
Sal	Aumentar los cloruros
Carbonato de sodio	Control de calcio <200 mg/l
SPERSENE	Diluyente y control de filtrado
MY-LO-JEL	Control de filtrado
POLY-SAL	Control de filtrado
POLYPAC UL	Estabilidad y control de filtrado
SP-101	Control de filtrado ATAP
DUO-VIS	Viscosidad a muy baja velocidad de corte
SURFAK-M	Agente tensioactivo

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 - 550
M-I GEL	10 - 30
Soda cáustica	0,2 - 2,5
Carbonato de sodio	0, - 1
Sal	110 - 125
SPERSENE	5 - 15
POLYPAC UL	0,5 - 2
SURFAK-M	0 - 2
DUO-VIS	0,25 - 1

Sistemas Inhibidos a Base de Potasio

El potasio es uno de los iones más eficaces para minimizar la hidratación de lutita.

El potasio es uno de los iones más eficaces para minimizar (inhibir) la hidratación de lutita. El carácter inhibidor del potasio se obtiene mediante el intercambio de bases iónicas de iones potasio por iones sodio y/o calcio entre las capas de arcillas, y mediante la fijación del ion potasio en la red cristalina de los minerales arcillosos hinchables,

Muchas arcillas hinchables son selectivas respecto al potasio y absorberán el ion potasio antes que el ion sodio. En otras arcillas, el efecto de “acción de masas” es aplicable, es decir que el intercambio iónico entre el sodio y el potasio se produce más fácilmente cuando la relación de potasio a sodio en el fluido de perforación excede 3:1. La baja energía de hidratación de los iones potasio contribuye a la inhibición de la hidratación de la arcilla en las arcillas intercambiadas a base de potasio.

La fijación de los iones potasio ocurre en las laminillas de arcilla con una carga negativa por encima de la media. Esta fijación de iones ocurre porque el diámetro del ion potasio de 2,66 Å encaja perfectamente dentro del espacio reticular de 2,80 Å de la estructura de arcilla. Esto proporciona una condición ideal para la compactación cristalina. La baja energía de hidratación del ion potasio también contribuye a la deshidratación entre capas, resultando en la formación de una estructura compacta y apretada. Esta estructura resiste a la hidratación y al intercambio catiónico. Cuando la fijación de iones ocurre, la laminilla de arcilla contiene menos agua en el espacio entre capas y es muy estable. Ver el capítulo sobre Química de Arcillas.

El sistema de polímeros de cloruro de potasio fue desarrollado para estabilizar las lutitas sensibles al agua...

SISTEMA DE POLÍMEROS DE CLORURO DE POTASIO

El sistema de polímeros de cloruro de potasio fue desarrollado para estabilizar las lutitas sensibles al agua mediante la inhibición del ion potasio. El carácter inhibidor de este sistema minimiza la hidratación de las lutitas, lo cual minimiza el ensanchamiento del pozo, el embolamiento de la barrena y estabilizadores, el desprendimiento de lutitas, y la reducción de la permeabilidad en las zonas productivas. El sistema de cloruro de potasio usa la sal de cloruro de potasio (KCl) como fuente principal de iones potasio para la inhibición iónica. Este sistema es más eficaz cuando se usan polímeros para la encapsulación. Los polímeros Celulosa Polianiónica (PAC) (POLYPAC) o Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) (POLY-PLUS) pueden ser usados para la encapsulación. Estos polímeros recubren los recortes y las lutitas expuestas, limitando la interacción con el agua.

Como algunas lutitas son más sensibles al agua que otras, la concentración de KCl requerida para inhibir estas lutitas será variable. Durante las operaciones de perforación, los recortes de lutita deberían ser monitoreados continuamente para determinar la inhibición. Si la concentración de KCl en el sistema no es suficiente, los recortes de lutita serán blandos y esponjosos. Si la concentración de KCl es suficiente, estos recortes mantendrán su integridad. Las lutitas más antiguas requieren generalmente de 10 a 15 lb/bbl de KCl (3,5 a 5,0%) mientras que las lutitas más recientes pueden requerir de 30 a 50 lb/bbl (8,5 a 15%).

El KCl y otros productos químicos deberían ser premezclados antes de añadirlos al sistema para maximizar la rentabilidad de estos productos.

Este sistema es muy sensible a la contaminación de sólidos y calcio, y en general es más costoso que los otros sistemas base agua.

Cuando se usa agua de preparación dura, la dureza debería ser reducida a menos de 300 mg/l con carbonato de sodio antes de añadir los polímeros que son sensibles a la dureza. Como los sistemas de cloruro de potasio son muy sensibles a los sólidos, lo mejor sería mezclar el sistema desde el principio, en vez de convertir un fluido de perforación existente (conteniendo sólidos perforados) a un sistema de cloruro de potasio. La primera etapa del proceso de mezcla de un sistema de cloruro de potasio consiste en tratar la dureza con carbonato de sodio, luego prehidratar el M-I Gel en agua dulce. Después, añadir KCl, KOH, POLY-PLUS, POLYPAC, DUO-VIS y M-I BAR.

Las propiedades reológicas y las tasas de filtración en este sistema son

controladas por los materiales poliméricos, los cuales no son térmicamente estables a temperaturas mayores que 300°F. El límite de temperatura del sistema es aproximadamente 300°F. Este sistema es muy sensible a la contaminación de sólidos y calcio, y en general es más costoso que los otros sistemas base agua.

Además del cloruro de potasio, varias otras fuentes de potasio sin cloruros están disponibles. Éstas incluyen el carbonato de potasio, sulfato de potasio, K-52™ (acetato de potasio), potasa cáustica (KOH) y otras. Todos estos productos químicos de potasios sin cloruros han sido usados para formular sistemas de lodo inhibidos a base de potasio.

Propiedades Típicas	Formaciones Viejas	Formaciones Recientes
Densidad (lb/gal)	10 - 16	10 - 16
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura 1	Ver la Figura 1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	20 - 30	20 - 30
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	5 - 10	10 - 15
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	15 - 20	15 - 20
Filtrado (cm ³ /30 min)	10 - 15	5 - 10
Potasio (mg/l)	15.000 - 25.000	55.000 - 100.000
Calcio(mg/l)	<200	<200
pH	9,5 - 10	10 - 11
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	2 - 4	3 - 5
MBT (lb/bbl)	<25	<20

*Ver la Figura 2.

Productos Típicos (lb/bbl)	Formaciones Viejas	Formaciones Recientes	Función Principal
Cloruro de potasio	10 - 15	35 - 70	Fuente de potasio
POLY-PLUS	0,5 - 1	0,5 - 2	Encapsulación
M-I GEL	8 - 10 (prehidratado)	2 - 5	Viscosidad y revoque
DUO-VIS	0,5 - 1	0,5 - 1,5	Viscosidad a baja velocidad de corte
POLYPAC	0,5 - 2	0,5 - 3	Control de filtrado y encapsulación
Potasa cáustica (KOH)	0,5 - 1	0,75 - 1,5	pH y potasio
Carbonato de sodio	0,5	0,5	Control del calcio
M-I BAR	Según se requiera	Según se requiera	Densidad

El sistema K-MAG está diseñado para proporcionar inhibición, estabilidad del pozo y producción mejorada...

SISTEMA K-MAG

El sistema K-MAG™ está diseñado para proporcionar inhibición, estabilidad del pozo y producción mejorada mediante la inhibición de potasio en las regiones donde los sistemas de cloruro de potasio no son aceptables desde el punto de vista ambiental. Las fuentes de potasio son K-17™ (lignito potásico), XP-20K (cromo lignito de KOH), K-52 (acetato de potasio) y potasa cáustica (KOH). El sistema limita la cantidad de sodio añadido. El sistema está diseñado para funcionar en un ambiente alcalino de agua dulce o agua salada. Como el principal desfloculante en este sistema es el lignito, el sistema no es tan rentable en los ambientes donde la concentración de cloruros es superior a 15.000 mg/l, ya que la solubilidad del lignito disminuye cuando la concentración de cloruros aumenta. Las ventajas del sistema son recortes no dispersos, mejor remoción de sólidos y mejor estabilidad del pozo. Otras ventajas incluyen la reducción del desprendimiento de lutitas, tapones y rellenos durante los viajes, y la reducción del número de cementaciones costosas debido al ensanchamiento del pozo.

El sistema K-MAG puede ser mezclado desde el principio o convertido a partir de un sistema existente. Para convertir un sistema existente a un sistema K-MAG, añadir aproximadamente 3 a 5 lb/bbl de M-I GEL prehidratado, 4 lb/bbl de K-17 o XP-20K, y 1 a 2 lb/bbl de potasa cáustica durante una circulación. Ajustar la concentración de ion potasio con adiciones de K-52 o K-17 adicional. Añadir 4 a 6 lb/bbl de SHALE CHEK™ durante otra circulación para mejorar la estabilización de lutitas y minimizar el embolamiento de la barrena y del estabilizador.

La concentración de sólidos de baja gravedad específica debería ser mantenida a menos que 5% y el MBT a menos de 25 lb/bbl. Las tasas de dilución deberían ser controladas para asegurar el mantenimiento de concentraciones apropiadas de materiales. La concentración de ion potasio debería ser controlada separadamente porque el potasio

reacciona y es agotado por los sólidos perforados. La concentración de ion potasio suele ser controlada entre 1.000 y 10.000 mg/l.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10,0
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3,5 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura 1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Figura 1
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	1 - 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	1 - 10
pH	9,5 - 10,5
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,5 - 1
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	1,0 - 1,8
Calcio (mg/l)	0 - 300
Potasio (mg/l)	1.000 - 10.000
Cloruros (mg/l)	0 - 20.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	4 - 5
MBT (lb/bbl)	<25

Ver las Figuras 2 y 3.

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR o FER-OX	Aumentar la densidad
M-I GEL (prehidratado)	Viscosidad y control de filtrado
K-17 o XP-20K	Diluyente y fuente de potasio
KOH	pH, P _f y fuente de potasio
K-52	Fuente de potasio
POLYPAC	Filtrado y encapsulación
RESINEX	Control de filtrado ATAP
DUO-VIS	Viscosidad a muy baja velocidad de corte
SHALE CHEK	Estabilización de lutita

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 - 550
M-I GEL	5 - 15
KOH	0,5 - 2,0
K-17 o XP-20K	8 - 10
SHALE CHEK	4 - 6
K-52	0 - 3
POLYPAC	0,5 - 1,5
DUO-VIS	0,5 - 1,5
RESINEX	0 - 6

El sistema DURATHERM es un sistema base agua diseñado para perforar en ambientes ATAP.

SISTEMA DURATHERM™

El sistema DURATHERM™ es un sistema base agua diseñado para perforar en ambientes ATAP. El sistema es estable en presencia de contaminación causada por calcio soluble, sales y gases ácidos, y puede ser usado a temperaturas superiores a 500°F (260°C). La estabilidad del sistema se debe a su bajo contenido de sólidos coloidales y a productos químicos que son estables a altas temperaturas. El sistema también se usa como fluido de empaque de alta temperatura.

El bajo contenido de sólidos reactivos del sistema DURATHERM se logra reduciendo el contenido de bentonita y sólidos perforados a medida que la densidad del fluido y las temperaturas del pozo aumentan. Se usan materiales poliméricos en lugar de bentonita para proporcionar viscosidad y esfuerzos de gel. Esto minimiza los problemas causados por la floculación de los sólidos arcillosos reactivos a altas temperaturas y los aumentos de viscosidad que resultan de la contaminación química.

La mayoría de los sistemas base agua desfloculados pueden ser convertidos al sistema DURATHERM sustituyendo el SPERSENE por XP-20K; reduciendo el contenido de sólidos reactivos y usando POLYPAC o DUO-VIS para viscosidad y suspensión de sólidos; y usando THERMEX o RESINEX para el control de filtración ATAP. El control de sólidos apropiado es imprescindible para este sistema.

Este fluido de perforación debería ser monitoreado cuidadosamente en lo que se refiere a la estabilidad térmica. Una de las mejores maneras de realizar esto consiste en envejecer con calor el fluido frecuentemente a 25°F (15°C) más de la temperatura de fondo estimada. El contenido de sólidos reactivos del fluido debería ser monitoreado cuidadosamente y controlado dentro de los rangos recomendados. Si se usa una unidad de control de sólidos de circuito cerrado, el tamaño de partículas y la viscosidad plástica de los sólidos deberían ser monitoreados cuidadosamente y

controlados dentro del rango apropiado. Monitorear las tasas de dilución para asegurar que se mantienen concentraciones apropiadas de productos químicos (ver el capítulo sobre ATAP).

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 - 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	~Línea de barita/agua (ver la Figura 1)
Punto cedente (lb/100 pies ²)	6 - 10
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	1 - 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	2 - 10
pH	10,5 - 11,5
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	2,0 - 5,0
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,5 - 1,5
Cloruros (mg/l)	0 - 10.000
Calcio (mg/l)	0 - 200
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%) [*]	0,5 - 2,5
MBT (lb/bbl)	2, - 12,5

^{*}Ver las Figuras 2 y 3.

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL	Revoque y control de filtrado
Soda cáustica	Aumentar el pH y P _f
XP-20K	Diluyente y control de filtrado
Cal	Eliminar CO ₃ ²⁻ por tratamiento y pH
Yeso	Eliminar CO ₃ ²⁻ por tratamiento
POLYPAC	Viscosidad/esfuerzos de gel
THERMEX	Filtrado AT (alta temperatura) y estabilizador
RESINEX	Control de filtrado AT

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 - 600
M-I GEL	1 - 10
Soda cáustica	0,5 - 1,5
Cal o yeso	0 - 2
XP-20K	15 - 20
POLYPAC	0,5 - 1,5
THERMEX	0 - 12
RESINEX	0 - 6

El control de sólidos apropiado es imprescindible para este sistema.

SISTEMA ENVIROTHERM™

El sistema ENVIROTHERM es un sistema...sin cromo...diseñado para perforar ambientes de alta temperatura y alta presión...

El control de sólidos apropiado es necesario para este sistema.

El sistema ENVIROTHERM™ es un sistema base agua sin cromo, aceptable desde el punto de vista ambiental, diseñado para perforar en ambientes de alta temperatura y alta presión (ATAP), lo cual hace que sea similar al sistema DURATHERM. El sistema es estable en presencia de la contaminación causada por el calcio soluble, sales y gases ácidos, y puede ser usado a temperaturas superiores a 400°F (204°C). La estabilidad del sistema se debe a su bajo contenido de sólidos reactivos y a los materiales sin cromo térmicamente estables. El bajo contenido de sólidos reactivos se logra reduciendo la cantidad de bentonita y sólidos perforados a medida que la densidad del fluido y las temperaturas del pozo aumentan. Materiales poliméricos como POLYPAC y CMC son usados para reemplazar la bentonita a fin de proporcionar viscosidad y esfuerzos de gel. Esto minimiza los problemas causados por la floculación de sólidos arcillosos reactivos a altas temperaturas y los aumentos de la viscosidad que resultan de la contaminación química. SPERSENE CF® (lignosulfonato sin cromo) favorece la

estabilidad global del fluido al impedir la gelificación y floculación a altas temperaturas, mientras que proporciona un mejor control de filtrado API y ATAP. TANNATHIN (lignito) es el principal aditivo de control de filtrado y sirve como desfloculante secundario en este sistema. La estabilidad térmica se logra mediante la adición de THERMEX (una resina polimérica). La resina parece funcionar sinérgicamente con SPERSENE CF para proporcionar una viscosidad estable y el control de filtrado.

La mayoría de los sistemas base agua sin cromo pueden ser convertidos al sistema ENVIROTHERM mediante la reducción del contenido de sólidos reactivos a un valor MBT < 10 lb/bbl, y luego añadiendo 4 a 12 lb/bbl de Spersene CF, 4 a 6 lb/bbl de TANNATHIN, 4 a 12 lb/bbl de THERMEX, 0,5 a 2 lb/bbl de POLYPAC y aproximadamente 2 lb/bbl de soda cáustica. THERMEX y SPERSENE CF funcionan sinérgicamente para proporcionar propiedades estables. El control de sólidos apropiado es necesario para este sistema.

Este fluido de perforación debería ser monitoreado cuidadosamente en lo que se refiere a la estabilidad térmica. Una de las mejores maneras de realizar esto consiste en envejecer con calor el fluido a 25°F (15°C) más de la temperatura de fondo estimada. El contenido de sólidos perforados del fluido debería ser monitoreado y mantenido dentro de los rangos recomendados. Si se usa una

unidad de control de sólidos de circuito cerrado, el tamaño de partículas y la viscosidad plástica de los sólidos deberían ser monitoreados y mantenidos dentro del rango apropiado. Monitorear las tasas de dilución para asegurar que se mantienen concentraciones apropiadas de productos químicos (ver el capítulo sobre ATAP).

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	10 - 18
Viscosidad embudo (seg/qt)	± (3 x peso del lodo)
Viscosidad plástica (cP)	; Línea de barita/agua (ver la Figura 1)
Punto cedente (lb/100 pies ²)	6 - 10
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	1 - 5
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	2 - 10
pH	9,0 - 11,0
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	2,0 - 5,0
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,5 - 1,5
Cloruros (mg/l)	200 - 20.000
Calcio (mg/l)	40 - 600
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%) [*]	0,5 - 2,5
MBT (lb/bbl)	2,5 - 12,5

^{*}Ver las Figuras 2 y 3.

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
Soda cáustica	Aumentar el pH y P _f
Cal	Eliminar CO ₃ por tratamiento y pH
SPERSENE CF	Diluyente y control de filtrado
TANNATHIN	Control de filtrado
THERMEX	Estabilizador AT y control de filtrado
POLYPAC	Viscosidad/esfuerzos de gel
M-I GEL	Revoque y control de filtrado

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR o FER-OX	0 - 600
M-I GEL	1 - 10
Soda cáustica	0,5 - 1,5
Cal o yeso	0 - 2
POLYPAC	0,5 - 2,0
THERMEX	4 - 12
SPERSENE CF	4 - 12
TANNATHIN	4 - 6

**Los sistemas
POLY-PLUS
están
diseñados
para
proporcionar
la
estabilización
de lutitas y el
control de
viscosidad en
lodos base
agua.**

SISTEMA POLY-PLUS®

Los sistemas POLY-PLUS están diseñados para proporcionar la estabilización (inhibición) de lutitas y el control de viscosidad en lodos base agua. Estos sistemas usan POLY-PLUS (un polímero PHPA de alto peso molecular), el cual tiene múltiples aplicaciones y ventajas. Poly-Plus se usa en una variedad de sistemas y aplicaciones especiales para la encapsulación.

POLY-PLUS se usa en las siguientes aplicaciones:

1. Durante las operaciones de perforación realizadas en agua clara, POLY-PLUS actúa como floculante total en los sistemas sin bentonita, eliminando los sólidos perforados en la superficie. Las ventajas de esta aplicación incluyen mejor ROP, mayor eficacia de los equipos de control de sólidos y mejor estabilidad del pozo.
2. En los sistemas no dispersos de bajo contenido de sólidos, donde POLY-PLUS es usado principalmente para extender M-I GEL. Las ventajas de esta aplicación son un contenido de sólidos más bajo, una ROP más alta, una mejor eficacia del equipo de remoción de sólidos y la minimización del ensanchamiento del pozo. Concentraciones de 0,1 a 0,5 lb/bbl de POLY-PLUS son añadidas a estos sistemas, los cuales contienen de 8 a 12 lb/bbl de bentonita, para aumentar el punto cedente y minimizar la viscosidad plástica. Los sistemas convencionales que no contienen POLY-PLUS suelen contener de 25 a 35 lb/bbl de bentonita.
3. Los sistemas POLY-PLUS verdaderos de bajo contenido de sólidos son usados principalmente para la estabilización de lutitas. Esto se logra por encapsulación, mediante la viscosificación de la fase acuosa, y mediante la absorción del agua libre por el polímero. La encapsulación es el proceso por el cual POLY-PLUS envuelve las laminillas de arcilla, lo cual impide que el agua entre dentro de la estructura entre capas de las arcillas. POLY-PLUS también aumenta la viscosidad de la fase líquida, lo cual modera el movimiento del

fluido dentro de la estructura entre capas de las arcillas. POLY-PLUS también adsorbe el agua de la fase líquida, reduciendo la cantidad de agua disponible para entrar en la estructura de las arcillas. En este sistema, la concentración de polímero activo (POLY-PLUS) se mantiene entre 1 y 2 lb/bbl. A esta concentración, los sitios aniónicos en los polímeros exceden los sitios catiónicos disponibles en la bentonita y las arcillas perforadas, resultando en la encapsulación de las arcillas reactivas en el lodo y en la pared del pozo. Esta condición se describe frecuentemente como el "control de la cresta de viscosidad". La estabilidad de este sistema depende del mantenimiento de la concentración de polímeros dentro del rango apropiado y del control del contenido de sólidos arcillosos del sistema a menos de 6%. Si la concentración de polímeros es demasiado baja o la concentración de sólidos se demasiado alta, se necesitarán desfloculantes aniónicos (diluyentes) para estabilizar las propiedades de flujo. Si se usan desfloculantes, la estabilización y encapsulación de lutitas serán reducidas ya que los sitios aniónicos fuertes de los desfloculantes compiten con los sitios de POLY-PLUS para los sitios catiónicos de las arcillas. Por lo tanto, si desfloculantes son requeridos, se debería usar TACKLE®, ya que éste no reduce el punto cedente tanto como el lignosulfonato o el lignito. La densidad máxima de un sistema POLY-PLUS verdadero es de 12 a 13 lb/gal, debido a la intolerancia de sólidos, a menos que se usen desfloculantes para estabilizar las propiedades de flujo.

4. Para la estabilización de lutita. POLY-PLUS puede ser añadido a cualquier sistema de bajo pH, agua dulce o tratado con KCl para reducir el derrumbamiento y levantamiento de la lutita. POLY-PLUS también reducirá el torque y arrastre, e impedirá el embolamiento de la barrena y del conjunto de fondo (BHA).

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	9 - 13
Viscosidad embudo (seg/qt)	32 - 45
Viscosidad plástica (cP)	6 - 10
Punto cedente (lb/100 pies ²)	10 - 20
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	3 - 6
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	5 - 10
pH	8,5 - 10
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,2 - 1
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,1 - 0,5
Calcio (mg/l)	<300
Cloruros (mg/l)	0 - 190.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	3 - 10
MBT (lb/bbl)	7,5 - 17,5

Ver las Figuras 2 y 3.

5. A veces se añade POLY-PLUS a una parte del sistema activo para aumentar la viscosidad y luego limpiar el pozo con colchones viscosos. Este procedimiento se usa en áreas de alta ROP, tal como cuando se perfora a través de gumbo y lutita blanda, y en el conjunto de riser de los equipos flotantes costafuera. POLY-PLUS se puede añadir en cantidades concentradas directamente a la tubería de perforación, en las conexiones.

La mayoría de los sistemas de fluido de perforación existentes pueden ser convertidos a sistemas POLY-PLUS, pero es mucho más conveniente mezclar un sistema POLY-PLUS limpio desde el principio. Para mezclar un sistema POLY-PLUS no densificado, se puede usar la siguiente formulación como guía:

Producto Químico	Cantidad (lb/bbl)
M-I GEL prehidratado	2,5 - 5
Soda cáustica o KOH	0,25
POLY-PLUS	1 - 2,5
POLYPAC	0,5 - 2

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL	Viscosidad y control de filtrado
POLY-PLUS	Inhibición y extendedor de gel
Soda cáustica y KOH	pH y P _f
POLYPAC	Control de filtrado
SP-101	Control de filtrado
POLY-SAL	Control de filtrado
Carbonato de sodio	Control de la dureza
DUO-VIS	Control de las viscosidades a muy baja velocidad de corte
TACKLE	Reducir los esfuerzos de gel
KCl y NaCl	Inhibición iónica

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR	300
M-I GEL	2,5 - 10
Soda cáustica	0,5 - 1
POLY-PLUS	0,5 - 1,5
POLYPAC	0,5 - 2
SP-101	0,5 - 2,5
TACKLE	0,1 - 1
DUO-VIS	0,5 - 1

Para mezclar un sistema Poly-Plus densificado, se puede usar la siguiente formulación como guía:

Producto Químico	Cantidad (lb/bbl)
M-I GEL prehidratado	1 - 5
Soda cáustica o KOH	0,25
POLY-PLUS	1 - 2,5
DUO-VIS	0,2 - 1
POLYPAC	0,5 - 2
TANNATHIN o RESINEX	2 - 5

Cuando se desplaza un sistema existente con un sistema POLY-PLUS, el tamaño de malla de zaranda debería ser aumentado para evitar la pérdida de lodo. El lodo se floculará y el polímero no se cortará durante la primera o las dos primeras circulaciones después del desplazamiento. Las mallas de zaranda finas deberían ser reemplazadas lo antes posible. Un espaciador grueso de M-I GEL/POLY-PLUS debería ser bombeado delante del sistema POLY-PLUS para lograr un desplazamiento limpio. El bombeo a una velocidad alta (en flujo turbulento) también ayudará a eliminar el antiguo revoque de la pared y a realizar un desplazamiento limpio. Si se usa un sistema POLY-PLUS para desplazar un sistema actual en un punto de la tubería de revestimiento, perforar el cemento y obtener una prueba positiva de la

zapata sobre la formación antes de desplazar con el sistema POLY-PLUS. El cemento y el pH alto son muy perjudiciales para el polímero. Si el cemento debe ser perforado con el sistema POLY-PLUS, será necesario realizar un tratamiento preliminar y eliminar el lodo contaminado para evitar el agotamiento del contenido de polímero.

La preocupación principal relacionada con el mantenimiento de un sistema POLY-PLUS es monitorear y mantener la concentración apropiada de polímeros y controlar los sólidos dentro de los rangos apropiados. La concentración de POLY-PLUS debería ser monitoreada mediante el uso de la Prueba de Extracción de Amoníaco (el procedimiento para esta prueba está descrito en el capítulo sobre Pruebas de este manual). El valor de MBT debería limitarse a 17,5 lb/bbl.

El sistema DRILPLEX... proporciona excelentes características de limpieza del pozo y suspensión de sólidos.

Sistema DRILPLEX™

El sistema DRILPLEX™ de hidróxido de metales mezclados es un sistema de fluido de perforación catiónico, floculado, de bajo contenido de sólidos que proporciona excelentes características de limpieza del pozo y suspensión de sólidos. El producto clave de este sistema es el DRILPLEX catiónico (hidroxilo aluminico de polimagnesio inorgánico), el viscosificador que proporciona la reología especial del sistema. Los viscosificadores DRILPLEX HT y DRILPLEX LT son usados en aplicaciones de alta y baja temperatura, respectivamente. La capacidad de viscosidad y suspensión de una lechada de gel no tratada es aumentada considerablemente mediante el uso de DRILPLEX. La lechada de DRILPLEX/gel básica tiene una baja viscosidad plástica, un alto punto cedente, altos esfuerzos de gel frágiles y un alto filtrado.

En este sistema, la viscosidad y los esfuerzos de gel son obtenidos mediante la floculación de la bentonita totalmente hidratada con DRILPLEX. Este mecanismo depende de la reacción de las cargas catiónicas del DRILPLEX con las cargas aniónicas de la bentonita para formar una lechada floculada. Por este motivo, los materiales aniónicos no pueden ser usados en este sistema sin sacrificar las características reológicas que le son exclusivas. Cualesquier material sólo debe ser usado después de realizar pruebas piloto, incluyendo todos los aditivos de almidón. Incluso pequeñas cantidades de un material aniónico pueden reducir considerablemente el punto cedente, la viscosidad a muy baja velocidad de corte y los esfuerzos de gel. Esto hace que los almidones especializados sean los únicos materiales de control de filtración que sean compatibles con el sistema. El almidón está sujeto a la fermentación; por lo tanto, se recomienda un pH de 11,0 a 11,5 y

tratamientos con un biocida no iónico para impedir la fermentación.

El pH de los sistemas DRILPLEX debería ser mantenido entre 10,5 y 11,5. La reología se reduce a niveles de $\text{pH} < 10$.

Este sistema es muy sensible a los sólidos, por lo tanto los sólidos de baja gravedad específica deben ser controlados a 5% o menos mediante la remoción mecánica y/o dilución. El peso de lodo máximo para este sistema es de aproximadamente 13 lb/gal.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	8,8 - 13
Viscosidad embudo (sec/qt)	36 - 55
Viscosidad plástica (cP)	Valor mínimo, Figura 1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	15 - 60
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	10 - 60
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	10 - 60
pH	10,5 - 11,5
P_m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,7 - 1,8
P_f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,6 - 1,5
Calcio (mg/l)	<80
Cloruros, agua dulce (mg/l)	100 - 15.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	<5
MBT (lb/bbl)	10 - 20

*Ver la Figura 2.

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
GEL SUPREME	Viscosidad
Soda cáustica	Aumentar el pH y P_f
DRILPLEX	Viscosidad
Almidón (no iónico)	Control de filtrado

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR	0 - 350
GEL SUPREME	8 - 12
DRILPLEX	0,8 - 1,2
Almidón (no iónico)	3 - 8

El sistema GLYDRIL... usa la tecnología de poliglicol para proporcionar un alto grado de inhibición de lutitas, estabilidad del pozo, control de filtrado ATAP y lubricidad.

SISTEMA GLYDRIL

El sistema GLYDRIL™ es un sistema base agua de polímeros mejorados que usa la tecnología de poliglicol para proporcionar un alto grado de inhibición de lutitas, estabilidad del pozo, control de filtrado ATAP y lubricidad. Este sistema también es ideal para perforar las arenas agotadas donde la pegadura por presión diferencial causa grandes problemas, en las operaciones de agua profunda, y para la perforación de pozos de alto ángulo en las formaciones reactivas donde la estabilidad del pozo y el torque y arrastre son motivos de preocupación. Otras ventajas incluyen el mejoramiento de la integridad de los recortes y de la calidad del revoque, la reducción de las tasas de dilución, menos ensanchamiento del pozo, una mayor tolerancia de sólidos, un mejor rendimiento de las barrenas PDC, la reducción del embolamiento de la barrena y una velocidad de perforación (ROP) más alta. El sistema GLYDRIL también es aceptable desde el punto de vista ambiental, debido a su baja toxicidad y a sus reducidas frecuencias de eliminación de desechos.

Aunque el sistema de polímeros mejorados GLYDRIL logre cierta inhibición mediante adsorción química, el fenómeno del punto de enturbiamiento es el mecanismo principal para la inhibición y estabilización. El punto de enturbiamiento es la temperatura a la cual el poliglicol pasa de ser totalmente soluble a insoluble. A las temperaturas que exceden el punto de enturbiamiento, los poliglicoles forman gotas coloidales, o micelas, que resultan en una microemulsión. A este fenómeno se le atribuye frecuentemente el nombre de “Emulsión de Lodo Activada Térmicamente” (TAME). Este efecto TAME proporciona la estabilidad del pozo de tres maneras diferentes:

- Mediante la adsorción química.

- Mediante la microemulsión y el taponamiento de los poros por el filtrado.
- Proporcionando un revoque más delgado y menos poroso.

Estos sistemas de polímeros de poliglicol son más eficaces cuando son usados con una sal inhibidora, como KCl, para la inhibición iónica, y un polímero encapsulador como Polypac o Poly-Plus. Por lo tanto, se recomienda mantener sal de cloruro de sodio o cloruro de potasio en el sistema. Se puede maximizar las ventajas del sistema haciendo coincidir el punto de enturbiamiento de los poliglicoles con la temperatura de fondo o la temperatura de la formación que se está perforando. Esto resulta en la adsorción de los poliglicoles insolubles en el pozo y dentro del revoque. Esta adsorción de los poliglicoles insolubles en la formación de arcilla/lutita forma una barrera protectora contra el agua y sus efectos dañinos. La adsorción de los poliglicoles insolubles en el revoque de las formaciones permeables reduce el espesor del revoque y las tasas de pérdida por filtración. Como el poliglicol insoluble tiene una afinidad con las superficies, puede recubrir los sólidos y las superficies expuestas, proporciona la lubricación y reduce el embolamiento. La mayoría de los sistemas de polímeros de poliglicol están diseñados para que el poliglicol se vuelva totalmente soluble al enfriarse mientras está siendo bombeado hacia la superficie, a través del espacio anular. Sin embargo, algunos sistemas de polímeros de poliglicol están diseñados de manera que el poliglicol permanezca

GLYDRIL GP	Mezcla PAG de amplio rango de enturbiamiento, baja salinidad
GLYDRIL LC	PAG de enturbiamiento de baja salinidad, <30.000 mg/l Cl ⁻
GLYDRIL MC	PAG de enturbiamiento de salinidad moderada, 30.000 a 90.000 mg/l Cl ⁻
GLYDRIL HC	PAG de enturbiamiento de alta salinidad al punto de saturación, >90.000 mg/l Cl ⁻

insoluble en todo momento. Varios glicoles están disponibles con una amplia variedad de puntos de enturbiamiento para lograr el que se desea obtener. Sin embargo, los sistemas de polímeros de poliglicol son generalmente diseñados antes de iniciar la perforación del pozo, de manera que se envíe solamente el glicol apropiado al pozo. Estos poliglicoles se indican a continuación.

Los sistemas de polímeros de polyglicol, como otros sistemas de polímeros, deberían ser mezclados desde el principio. Si un sistema de polímeros de poliglicol sigue otro sistema de lodo en un pozo, el primer sistema debería ser desplazado por un sistema de polímeros de poliglicol premezclado, en vez de realizar la conversión del primer sistema.

Las principales preocupaciones relacionadas con el mantenimiento de

un sistema de polímeros de poliglicol son el monitoreo y el mantenimiento de la concentración apropiada de polímeros; el control de los sólidos dentro de los rangos apropiados; y el mantenimiento de la concentración y del tipo apropiado de poliglicol en el sistema, para obtener el efecto TAME. La concentración de POLY-PLUS debería ser monitoreada mediante el uso de la Prueba de Extracción de Amoníaco (el procedimiento para esta prueba está descrito en el capítulo sobre Pruebas de este manual). La concentración de amoníaco puede ser monitoreada por una retorta de dos etapas o mediante el uso de un refractómetro manual. Después de destilar el agua a 300°F (149°C), se destila la muestra a 950°F (510°C) para destilar y medir el glicol. El valor MBT del lodo debería limitarse a 20 lb/bbl.

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	9 - 15
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 - 55
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura 1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Figura 1
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	2 - 25
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	5 - 50
pH	8 - 10
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,2 - 2
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,1 - 1
Calcio (mg/l)	100
Cloruros (mg/l)	0 - 190.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	<5
MBT (lb/bbl)	<20

*Ver la Figura 2.

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
M-I GEL	Viscosidad y control de filtrado
Soda cáustica o KOH	Aumentar el pH y P _f
POLY-PLUS	Encapsulación e inhibición
DUO-VIS	Viscosidad y suspensión
POLYPAC	Control de filtrado y encapsulación
GLYDRIL GP, LC, MC o HC	Inhibición y lubricidad
Salmuera NaCl o KCl	Inhibición iónica

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR	0 - 350
M-I GEL	2,5 - 12,5
KOH o carbonato de sodio	0,25 - 1,5
POLY-PLUS	0 - 2
DUO-VIS	0,25 - 1,5
POLYPAC	1 - 5
GLYDRIL	2 - 5%
Salmuera NaCl o KCl	0 - 20%

SISTEMA SILDRIL™

El sistema SILDRIL fue desarrollado para proporcionar la inhibición de lutitas y la estabilidad del pozo en áreas problemáticas...

Es muy importante que la concentración de silicatos en el sistema sea controlada...

El sistema SILDRIL™ es un sistema de sal/polímero que utiliza el silicato de sodio para mejorar la inhibición. El sistema fue desarrollado para proporcionar la inhibición de lutitas y la estabilidad del pozo en áreas problemáticas donde normalmente se usarían fluidos base aceite o sintético. Las formaciones tales como las formaciones de lutita microfracturada, tiza, o las formaciones con arcillas dispersivas interestratificadas son las aplicaciones donde se debería considerar el uso de un sistema Sildril.

La inhibición y la estabilidad del pozo se logran cuando los silicatos solubles se precipitan para formar una película de silicato insoluble que impide el contacto del agua con la lutita (arcilla) del pozo, o la invasión dentro de las formaciones permeables. A medida que los silicatos solubles entran en contacto con la superficie de las lutitas (arcillas) de bajo pH, el pH disminuye y se produce una reacción con los cationes divalentes (Ca^{2+} , Mg^{2+}) en/dentro de la lutita, para formar un revestimiento de silicato de calcio y/o de magnesio. Los silicatos solubles sólo son estables a valores de pH superiores a 10,4 y en la ausencia de cationes divalentes. Los silicatos se precipitan cuando los valores de pH son inferiores a 10,4 o en la presencia de cationes divalentes. Por lo tanto, el pH debería ser controlado a 11,0 o a un valor más alto, y los cationes multivalentes deberían ser precipitados con carbonato de sodio. La concentración óptima de silicatos activos al 50% es de aproximadamente 30 lb/bbl. Es muy importante que la concentración de silicatos en el sistema sea controlada porque las tasas de agotamiento del silicato pueden ser altas cuando se perforan lutitas reactivas. Para que el sistema SILDRIL proporcione una buena inhibición, la concentración de silicato debe ser monitoreada y mantenida dentro del rango apropiado.

La relación de sílice a sodio también es muy importante. Ésta describe la relación de SiO_2 a Na_2O para un silicato en particular. La investigación ha demostrado que la mejor relación entre el sílice y el sodio para la inhibición de lutitas varía entre 2,0:1 y 2,65:1. Relaciones más altas de SiO_2 a Na_2O no mejoran la inhibición y pueden causar propiedades de flujo inestables.

Las pruebas de dispersión indican que la inhibición del sistema SILDRIL es comparable a la inhibición de los sistemas base aceite o sintético. La inhibición de lutitas puede ser mejorada mediante adiciones de GLYDRIL y sales de potasio o sodio. GLYDRIL es un glicol con una baja temperatura de enturbiamiento que reduce el coeficiente de fricción del fluido y extiende la estabilidad térmica del sistema hasta 250°F. Por lo tanto, se debe añadir glicol al sistema cuando la temperatura de fondo excede 190°F, o cuando sea necesario para reducir el torque y arrastre excesivo.

Proceder con cuidado al perforar yacimientos donde el agua de formación contiene altas concentraciones de Ca^{2+} o Mg^{2+} . Si el agua de formación tiene altas concentraciones de Ca^{2+} o Mg^{2+} o el pH del filtrado invadido disminuye con el tiempo, algunos daños pueden producirse debido a la precipitación del silicato de calcio (cemento) o a la solidificación del silicato de sodio dentro de la garganta del poro de la matriz de la roca. Sin embargo, si la completación incluye la tubería de revestimiento cementada y perforaciones, esto no debería presentar ningún problema.

Cuando se mezcla un sistema SILDRIL, se debe usar agua dulce – o el agua que fue tratada con carbonato de sodio para eliminar cualesquier iones divalentes (Ca^{2+} y Mg^{2+}). De lo contrario, estos iones eliminarán el silicato de la solución mediante

precipitación, a medida que se agrega el silicato al agua de preparación.

El sistema SILDRIL no tolera los sólidos tanto como la mayoría de los otros sistemas de lodo inhibidos y no es recomendado para las aplicaciones donde se requieren densidades mayores que 13,5 lb/gal. Como el sistema Sildril es sensible a los sólidos, altas tasas de dilución serían requeridas para

proporcionar propiedades de flujo estables en las aplicaciones de SILDRIL de alta densidad. Como SILDRIL es un sistema costoso de alto rendimiento, se recomienda usarlo solamente para los pozos difíciles que contienen lutitas sensibles al agua. La estabilidad térmica del sistema SILDRIL es de aproximadamente 250°F (121°C).

Propiedades Típicas	
Densidad (lb/gal)	8,8 - 13,5
Viscosidad embudo (seg/qt)	36 - 55
Viscosidad plástica (cP)	Ver la Figura 1
Punto cedente (lb/100 pies ²)	Ver la Figura 1
Esfuerzo de gel inicial (lb/100 pies ²)	2 - 25
Esfuerzo de gel a 10 min. (lb/100 pies ²)	5 - 50
pH	> 11,0
P _m (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	1,0 - 3,0
P _f (cm ³ 0,02N H ₂ SO ₄)	0,8 - 2,5
Calcio (mg/l)	<100
Cloruros (mg/l)	60 - 120.000
Filtrado (cm ³ /30 min)	Según se requiera
Sólidos de baja gravedad específica (%)*	<5
MBT (lb/bbl)	<15

*Ver la Figura 2.

Productos Típicos	Función Principal
M-I BAR	Aumentar la densidad
SILDRIL	Inhibición
Carbonato de sodio	Precipitar la dureza
DUO-VIS	Viscosidad y suspensión
POLYPAC (UL)	Control de filtrado
GLYDRIL	Inhibición y lubricidad
Salmuera NaCl o KCl	Fluido base y actividad

Material	Concentración (lb/bbl)
M-I BAR	0 - 300
SILDRIL (activo)	3 - 4%
Carbonato de sodio	0,5 - 1,5
DUO-VIS	0,5 - 1,5
POLYPAC (UL)	1,0 - 3,0
Salmuera NaCl o KCl	25 - 40
GLYDRIL	0 - 5%

Introducción

El origen de los fluidos de perforación no acuosos se remonta a los años 1920, cuando se usaba el crudo como fluido de perforación. Las ventajas ofrecidas por el aceite como fluido de perforación y completación eran obvias aun en esa época:

- Las arcillas no se hidratan ni se hinchaban.
- Mejor estabilidad del pozo.
- Producción mejorada a partir de las areniscas que contienen arcillas.
- Menores problemas al perforar a través de evaporitas (sales, anhidrita, etc.).
- Menor ensanchamiento del pozo.
- Propiedades del lodo más estables.
- Mayor resistencia a la contaminación.

Los aceites también tienen ciertas características que son indeseables. Son inflamables y pueden contener compuestos que causan fallas de los materiales de caucho tales como las mangueras, juntas tóricas (o-rings), empaquetaduras y los elementos de los preventores de reventones (BOP). Los aceites no tienen la estructura de gel y son difíciles de viscosificar de manera que puedan ser densificados. Muchos aceites contienen compuestos tóxicos o peligrosos que causan riesgos para la Salud, la Seguridad y el Medio Ambiente (HSE). Los aceites tienen una alta solubilidad para la mayoría de los gases encontrados durante la perforación de pozos (gas natural, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno). Esto puede afectar la detección de las arremetidas de gas y los procedimientos de control de pozo. Los aceites no se degradan fácilmente bajo ciertas condiciones. Los aceites también flotan sobre el agua y pueden migrar sobre una gran distancia desde su fuente.

Diferentes enfoques han sido adoptados para usar el aceite en los fluidos de perforación, minimizando los problemas asociados. Se desarrollaron lodos base agua de “emulsión de aceite” que contenían 10 a 20% de aceite emulsionado. Se usaron productos químicos para emulsificar el aceite en el agua en forma de pequeñas gotas que

permanecen dispersas en el agua en vez de flotar hacia la superficie. Este aceite emulsionado reducía el filtrado y la fricción entre la columna de perforación y el pozo. Estos sistemas base agua de “emulsión de aceite” se usan muy poco actualmente porque producen los mismos problemas del pozo en las lutitas sensibles al agua y se contaminan como cualquier otro sistema de lodo base agua.

El rendimiento de los fluidos de perforación no acuosos (principalmente el crudo) fue mejorado por el desarrollo y el uso de aditivos asfálticos para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado. Sin embargo, estos lodos de aceite toleraban muy poco la contaminación de agua.

Durante los años cuarenta, se desarrollaron lodos base aceite diesel que no solamente toleraban el agua, sino también usaban el agua emulsionada para controlar y mantener las propiedades. Las gotas de agua emulsionada reducían el filtrado y aumentaban la viscosidad. La fase aceitosa continua de estos lodos los hacía actuar como lodos de aceite – humectando con una película de aceite e impidiendo la interacción entre el agua emulsionada y las lutitas sensibles al agua y los recortes para proporcionar una buena estabilidad del pozo. Los lodos toleraban la contaminación de sal y anhidrita. Estos lodos eran emulsiones en todo sentido y recibieron el nombre de lodos de “emulsión inversa” para diferenciarlos de los lodos base agua de “emulsión de aceite” que se usaban en esa época. Hoy en día, un lodo de emulsión inversa es un fluido con aceite diesel, aceite mineral o fluido sintético como fase continua, y agua o salmuera como fase emulsionada. El agua o la salmuera emulsionada se dispersa dentro del aceite (ver la Figura 1). Ésta es la fase interna. Se usa sal de cloruro de calcio para aumentar la salinidad de la fase de agua emulsionada hasta un nivel donde no pueda afectar (ablandar o hinchar) las formaciones y los recortes sensibles al agua.

...un lodo de emulsión inversa es un fluido con aceite diesel, aceite mineral o fluido sintético como fase continua, y agua o salmuera como fase emulsionada.

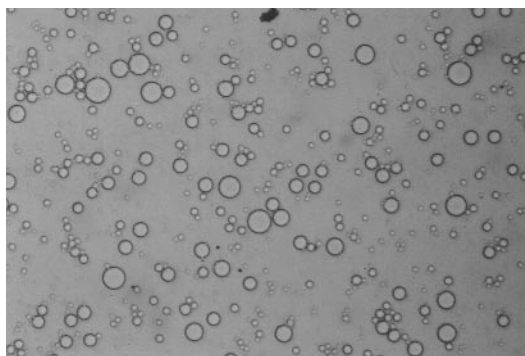


Figura 1: Gotas de agua dispersas en aceite.

Los lodos de emulsión inversa deberían ser usados cuando las condiciones justifican su aplicación. Los asuntos de aceptabilidad ambiental, eliminación, costo de preparación inicial, costo de mantenimiento diario, problemas anticipados del pozo, evaluación de la formación y daños a la formación deberían ser considerados.

Los lodos de aceite ofrecen ciertas ventajas económicas cuando se usan para:

- Lutitas problemáticas.
- Zonas de sal, anhidrita, carnalita y potasa.
- Pozos profundos y calientes.
- Perforación y extracción de núcleos en zonas productivas sensibles.
- Proyectos de perforación de alcance extendido.
- Pozos direccionales difíciles.
- Perforación de pozos de diámetro reducido.
- Control de corrosión.
- Formaciones que contienen sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2).
- Fluidos de perforación y completación.
- Obturador de la tubería de revestimiento o fluidos de empaque.
- Fluidos de rehabilitación.
- Colocación de fluidos para soltar la tubería pegada.

Las preocupaciones ambientales durante los años ochenta resultaron en el uso de aceites minerales, aceites altamente refinados que eran menos tóxicos y más aceptables que el aceite diesel desde el punto de vista ambiental. Los aceites minerales contienen concentraciones de compuestos aromáticos más bajas que el aceite diesel. Aunque no sean tan tóxicos como el aceite diesel, es posible que los aceites minerales no se puedan

usar en ciertas ubicaciones sensibles desde el punto de vista ambiental, según los reglamentos ambientales locales.

Tras la necesidad de lograr un buen rendimiento de los lodos base aceite, cumpliendo con reglamentos ambientales cada vez más estrictos para las ubicaciones costafuera, otros líquidos “sintéticos” no acuosos fueron introducidos como fluidos base alternativos. Estos líquidos son llamados “fluidos sintéticos” porque son sintetizados o fabricados a partir de otros compuestos en vez de ser altamente refinados a partir del crudo. Se pueden seleccionar fluidos sintéticos que tienen una toxicidad mucho más baja y características de HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente) mejores que el aceite diesel o el aceite mineral. Los ésteres, acetales, éteres, olefinas y otros solventes sintéticos son algunos de los compuestos que han sido usados para los lodos base sintético. Los fluidos de perforación base sintético son más costosos que los lodos base agua, aceite diesel o aceite mineral, pero el mejor rendimiento que estos lodos base sintético tienen en la perforación suele compensar este costo más alto en las operaciones costafuera.

El aceite diesel, los aceites minerales y los fluidos sintéticos son líquidos no polares y no acuosos. No conducirán la electricidad ni disolverán los compuestos iónicos como la sal o la anhidrita, y son insolubles en agua. Son usados como base o fase fluida continua en los lodos de emulsión inversa. El mecanismo usado para formular, fabricar, probar y mantener un lodo de emulsión inversa preparado con cualquiera de estos fluidos base es básicamente el mismo. Este capítulo presenta una perspectiva general de estos fluidos no acuosos, sistemas y los fundamentos de las emulsiones. Otros capítulos tratarán de los productos y sistemas específicos.

La selección del aceite o sintético que se debe usar para una aplicación específica consiste en escoger una formulación que proporcione un equilibrio razonable entre la aceptabilidad ambiental, el costo de eliminación de desechos, el costo del lodo, el rendimiento y la disponibilidad.

El aceite diesel, los aceites minerales y los fluidos sintéticos son líquidos no polares y no acuosos.

Fundamentos de la Emulsión

Los fluidos de perforación de emulsión inversa son mezclas de dos líquidos inmiscibles: el aceite...y el agua.

...cuanto más pequeña sea la gota, más estable será la emulsión...

Los fluidos de perforación de emulsión inversa son mezclas de dos líquidos inmiscibles: el aceite (o sintético) y el agua. Pueden contener 50% o más de agua. Esta agua se descompone en pequeñas gotas y se dispersa uniformemente en la fase no acuosa externa. Estas gotas permanecen suspendidas en el aceite (o sintético) y agentes tensioactivos que actúan entre las dos fases impiden que las gotas se fusionen.

La Figura 2 compara dos emulsiones de agua en aceite que tienen contenidos de agua sustancialmente diferentes. Siempre que las gotas sean de tamaño igual, el sistema que tiene menos agua será más estable debido a la mayor distancia entre las gotas, lo cual reduce el riesgo de coalescencia.

Como lo muestra la Figura 2, la simple emulsificación de las dos fases causa un enorme aumento del área superficial de contacto entre las dos fases (contacto aceite-agua). Por ejemplo, si los recipientes de la Figura 2 son cubos de 2,72 cm con un volumen ligeramente superior a 20 cm³, y se añade 10 cm³ de agua a 10 cm³ de aceite, dejando que estos líquidos se separen (de la manera indicada en la esquina superior derecha de la Figura 2), el área superficial de contacto interfacial entre el aceite y el agua sólo será 7,4 cm². Suponiendo que el agua luego se emulsiona en gotas esféricas que tienen un radio de 1 micrón, el área superficial

de contacto interfacial aumentaría a 300.000 cm² (2,38 x 10¹² esferas, cada una con un área superficial de 1,26 x 10⁻⁷). Esto representa un aumento del área de contacto interfacial de 40.550 veces, simplemente formando la emulsión. En una emulsión, la enorme cantidad de gotas causa un aumento de la viscosidad y actúa básicamente como los sólidos finos agregados a un lodo base agua, aumentando la viscosidad plástica.

Para emulsificar correctamente el agua en aceite, debe haber suficiente emulsificante químico que forme una película alrededor de cada gota de agua. La emulsión será inestable si no hay suficiente emulsificante. A medida que el contenido de agua aumenta, la concentración requerida de emulsificante aumenta.

Desde el punto de vista de la estabilidad, cuanto más pequeña sea la gota, más estable será la emulsión, ya que las gotas más grandes se fusionan más fácilmente que las gotas más pequeñas (ver la Figura 3). El tamaño uniforme de las gotas también hace que la emulsión sea más estable. Para obtener pequeñas gotas de tamaño uniforme, se debe aplicar una energía o un esfuerzo en la forma de esfuerzo de corte. Muchas veces resulta difícil lograr un esfuerzo de corte suficiente para formar una emulsión estable en los tanques de lodo y en las plantas de lodo líquido. El esfuerzo de corte suficiente puede ser obtenido mediante la agitación turbulenta con dispositivos especializados de alto esfuerzo de corte o cuando se realiza la circulación a

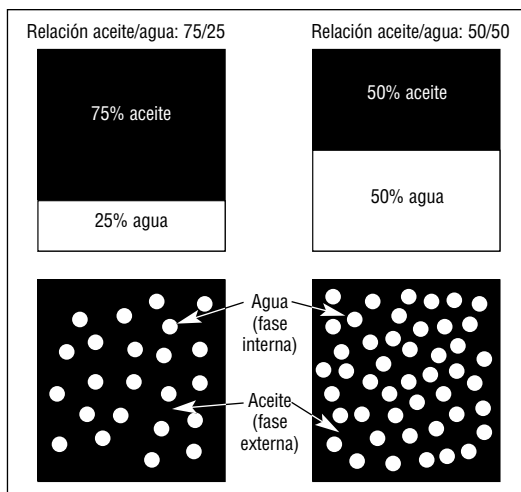


Figura 2: Efecto del contenido de agua sobre la emulsión de agua en aceite.

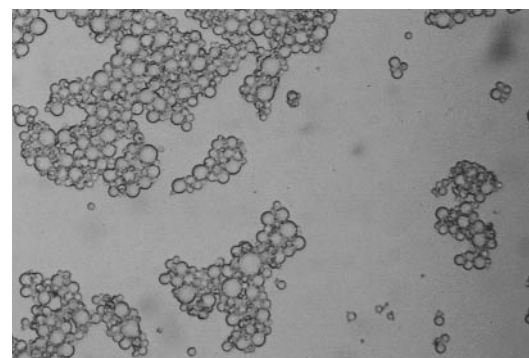


Figura 3: Coalescencia de las gotas de agua mal emulsionadas.

No está de más insistir en la importancia del esfuerzo de corte suficiente y del pequeño tamaño de las gotas, así como su relación con la estabilidad del lodo.

través de los chorros de la barrena, las pistolas de lodo o con algunas bombas centrífugas. No está de más insistir en la importancia del esfuerzo de corte suficiente y del pequeño tamaño de las gotas, así como su relación con la estabilidad del lodo. Las pequeñas gotas uniformes de agua generan viscosidad y esfuerzos de gel que ayudan a soportar el material densificante y reducen el filtrado al quedar atrapadas en el revoque.

Cuando se aumenta el contenido de agua (fase interna) de una emulsión inversa:

- El tamaño de las gotas de agua aumenta.
- Las posibilidades de que las gotas de agua se fusionen aumenta
- La viscosidad plástica de la emulsión aumenta.
- La cantidad de emulsificante requerida para formar una emulsión estable aumenta.
- La estabilidad de la emulsión disminuye.

Cuando se agrega aceite (fase continua), la emulsión se hace más estable por la distancia entre las gotas de agua aumenta y la viscosidad disminuye. Para obtener la viscosidad, el esfuerzo de gel y el control de filtración deseados, la relación de aceite (o sintético) a agua debe ser equilibrada para satisfacer las necesidades específicas.

La incorporación de sólidos dentro de una emulsión de agua en aceite o sintético puede tener un efecto positivo o negativo sobre la manera en que los sólidos se humectan. Mientras los lodos se mantienen en una condición humectada por aceite y no se fusionan ni agotan la concentración requerida de agentes tensioactivos, formarán una emulsión estable.

La humectabilidad se determina examinando el ángulo de contacto formado entre cada líquido y la superficie del sólido. La Figura 4 ilustra los tres estados principales de humectación que ocurren en un sistema de tres fases (sólidos en una mezcla de dos líquidos inmiscibles) como un lodo de aceite o sintético. Por definición, si el ángulo formado por un líquido y un sólido es menor que 90° , se dice que el sólido está siendo humectado de forma preferencial por

dicho líquido. El ángulo de contacto bajo facilita la extensión del líquido para recubrir el sólido. Un ángulo de contacto alto muestra que el líquido prefiere embolarse en vez de extenderse sobre la superficie. Cuando un sólido está siendo humectado de forma preferencial por un líquido, dicho sólido tiene una afinidad para ser recubierto solamente por ese líquido, aunque dos líquidos estén presentes en la emulsión. En el Caso 1, el ángulo formado por el agua y la superficie del sólido es $<90^\circ$, indicando que el sólido está siendo humectado de forma preferencial por agua (también indicado por el hecho que el ángulo de contacto del aceite es $>90^\circ$). En cambio, en el Caso 3, el ángulo formado por el aceite y la superficie del sólido es $<90^\circ$, lo cual hace que el sólido sea humectado de forma preferencial por aceite, es decir que los sólidos están recubiertos por una película de aceite. En el Caso 2, el ángulo de contacto del aceite y del agua en la superficie del sólido es de 90° , por lo tanto el sólido no está siendo humectado de forma preferencial ni por el aceite ni por el agua. Si el ángulo de contacto de un líquido llega a ser 0° , se

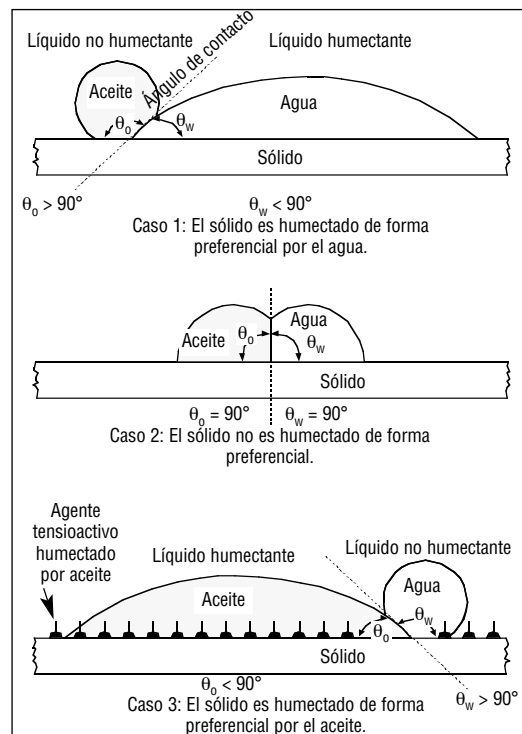


Figura 4: Ángulo de contacto y humectabilidad.

Los agentes tensioactivos tienen una cabeza polar hidrofílica y una cola organofílica...

Los sistemas no acuosos contienen agentes humectantes que recubren las superficies y los sólidos para modificar el ángulo de contacto...

dice que el sólido es totalmente humectado por ese líquido.

Los ángulos de contacto pueden ser usados para explicar la teoría de humectación. Estos ángulos son difíciles de medir, incluso en el laboratorio, y no resulta práctico hacerlo bajo las condiciones de campo. Se han desarrollado varias pruebas simples para indicar si la humectación por agua está ocurriendo. Estas pruebas se describirán más adelante en este capítulo.

Los fluidos de perforación no acuosos son formulados usando aditivos basados en un amplio grupo de productos químicos llamados agentes tensioactivos. Estos productos químicos incluyen emulsificantes, jabones y agentes humectantes. Actúan reduciendo la tensión interfacial entre dos líquidos o entre un líquido y un sólido. Los agentes tensioactivos tienen una cabeza polar hidrofílica y una cola organofílica (oleofílica o lipofílica), como lo muestra la Figura 5.

Se puede medir el balance entre la fuerza y el carácter del extremo hidrofílico y el extremo lipofílico usando el rango de Balance Hidrofílico-

Lipofílico (HLB). El número HLB puede caracterizar la funcionalidad de un agente tensioactivo. Como lo muestra la Figura 6, los emulsificantes de aceite en agua tienen valores HLB más altos y los emulsificantes de agua en aceite tienen números HLB más bajos, mientras que los agentes humectantes están en el medio.

La diferencias principales entre los emulsificantes, los jabones y los agentes humectantes son las superficies sobre las cuales están diseñados para actuar y sus números HLB. Puede que estas diferencias no estén claramente definidas. La mayoría de los emulsificantes también tienen propiedades humectantes. Los agentes humectantes también actúan en cierta medida como emulsificantes y pueden ser categorizados según su función principal en una formulación en particular o según su composición química.

Los sistemas no acuosos contienen agentes humectantes que recubren las superficies y los sólidos para modificar el ángulo de contacto (humectabilidad) de las superficies de contacto sólido-líquido, como lo muestra la Figura 7. Estos materiales permiten la humectación de los sólidos de forma preferencial por el aceite o sintético. Si un fluido es sometido a un sobretratamiento de agentes humectantes, de tal manera que los sólidos están totalmente humectados, los sólidos tendrán tendencia a sedimentarse o asentarse. Los sólidos deben ser mantenidos en la condición de humectación preferencial por aceite para mantener un fluido estable.

La condición de humectación preferencial por aceite puede ser

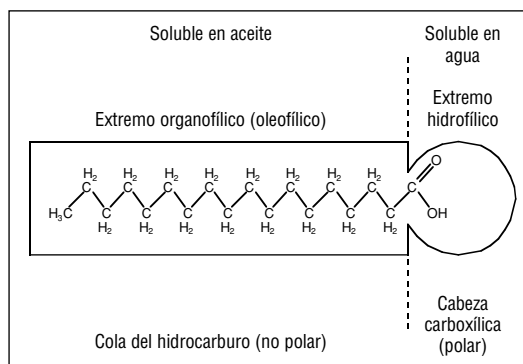


Figura 5: Estructura del agente tensioactivo (ácido esteárico).

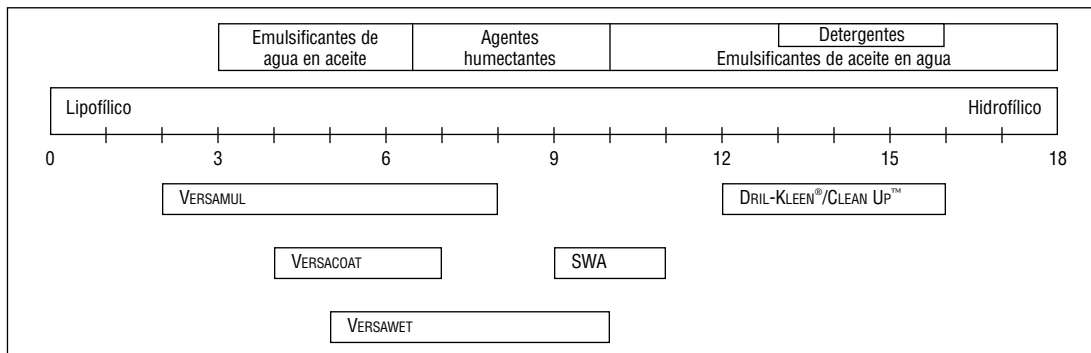


Figura 6: Rango HLB, función y productos.

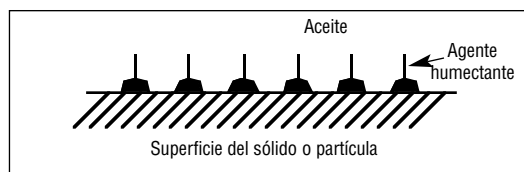


Figura 7: Orientación del agente humectante sobre la superficie o la partícula.

afectada por la contaminación con el agua, la mayor carga de sólidos y tratamientos insuficientes de agentes humectantes.

Cuando los sólidos son humectados por agua:

- Los sólidos tienden a adherirse a las zarandas.
- El lodo adquiere un aspecto “granuloso”, perdiendo su aspecto brillante.
- La Estabilidad Eléctrica (ES) disminuye.
- La reología aumenta.

- Se observará la sedimentación de barita en el vaso de lodo, vaso de calentamiento y los tanques.
- El filtrado de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) aumenta y puede contener agua libre.

El material densificante y los sólidos que son humectados por agua se agregarán o juntarán y se sedimentarán o serán separados del sistema por las zarandas u otros equipos de control de sólidos. La sedimentación de los sólidos humectados por agua está caracterizada por depósitos blandos, a veces descritos como “asentamientos”. Los tratamientos con agentes humectantes como VERSACOAT®, VERSAWET® o SWA™ restablecerán la condición de humectación por agua y dispersarán estos grupos de sólidos humectados por agua en partículas individuales que son más fáciles de suspender.

Aditivos

Los emulsificantes son agentes tensioactivos que reducen la tensión superficial entre las gotas de agua y el aceite...

Emulsificantes. Los emulsificantes son agentes tensioactivos que reducen la tensión superficial entre las gotas de agua y el aceite (o sintético). Los emulsificantes estabilizan la mezcla al ser parcialmente solubles en agua y parcialmente solubles en aceite, como se indicó previamente en la Figura 5. En general, los emulsificantes son alcoholes de cadena larga, ácidos grasos o polímeros, y pueden ser aniónicos, catiónicos o no iónicos. Un extremo de la molécula de emulsificante tiene una afinidad con el agua mientras que el resto de la molécula tiene una afinidad con el aceite o fluido sintético. Las partículas de emulsificante forman un revestimiento alrededor de las gotas de agua para impedir que éstas se fusionen, de la manera ilustrada en la Figura 8.

Jabones. Algunos emulsificantes son jabones formados por la reacción de un éster de ácido graso con un álcali (como la cal), donde el hidrógeno del ácido graso es reemplazado por un metal, como el calcio de la cal. Los jabones

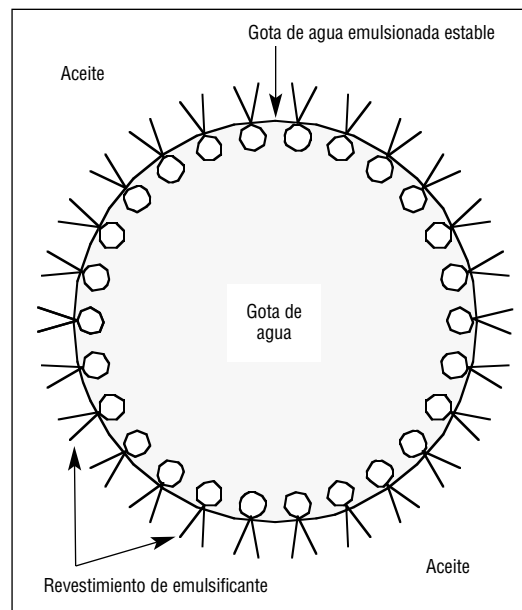


Figura 8: Disposición del emulsificante alrededor de una gota de agua.

hechos con sodio son solubles en agua y forman emulsiones de aceite en agua. El hidróxido de sodio es el álcali que se usa en muchos jabones domésticos.

Los jabones insolubles en agua son formados cuando metales más pesados

Un agente humectante es un agente tensioactivo que reduce la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre un líquido y un sólido.

que el sodio (como el calcio) sustituyen el hidrógeno del ácido graso. Estos jabones insolubles en agua son usados en grasas, espesadores de gel, pinturas y lodos de aceite. Los jabones de calcio se usan comúnmente como emulsificante principal en los lodos de emulsión inversa. La mayoría de los emulsificantes de jabón de calcio son formados mediante la adición de ácido graso (generalmente un líquido) y cal o cal viva (como fuente alcalina de calcio) al aceite base del lodo, donde reaccionan para formar el jabón de calcio.

En realidad, para obtener una emulsión estable, no sólo se debe contar con suficiente emulsificante para estabilizar todas las gotas de agua, más el agente humectante, para recubrir todos los sólidos, sino que la formulación también debe tener un exceso de emulsificante y agente humectante para recubrir los nuevos sólidos y emulsificar cualquier agua adicional que pueda ser encontrada. Esta condición de salmuera bien emulsionada, sólidos recubiertos y exceso de agentes de tratamiento está ilustrada en la Figura 9.

Agentes humectantes. Un agente humectante es un agente tensioactivo que reduce la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre un líquido y un sólido. Esto hace que el líquido se extienda sobre la superficie del sólido, como se demostró anteriormente en la Figura 4. Los agentes humectantes tienen un extremo que es soluble en el líquido de fase continua y otro que tiene una fuerte afinidad con las superficies de

los sólidos, como se demostró anteriormente en la Figura 7. En los fluidos no acuosos, los agentes humectantes causan la humectación de los sólidos por el aceite o líquido sintético. Los sólidos (barita, arcillas y sólidos perforados) deben ser humectados por la fase líquida continua del fluido de perforación, si no, se agregarán y se depositarán. La mayoría de los sólidos tienden naturalmente a ser humectados por el agua y requieren agentes humectantes para ser humectados por el aceite o el fluido sintético.

Viscosificadores. Aunque el agua emulsionada aumente la viscosidad, los viscosificadores y agentes gelificantes también son necesarios. Las arcillas no tratadas no pueden ser usadas como viscosificadores porque no se hidratan ni aumentan la viscosidad en el aceite o el fluido sintético. Si son recubiertas previamente con una amina, de manera que sean organofílicas, entonces las arcillas aumentarán la viscosidad del aceite y los fluidos sintéticos. VG-69® es una arcilla de bentonita organofílica. La arcilla organofílica aún necesita un activador polar (agua o alcohol) para producir un rendimiento máximo. Por lo tanto, su rendimiento disminuye a medida que la relación de aceite o sintético a agua aumenta. Estas arcillas tienen un rendimiento más rápido cuando el esfuerzo de corte y la temperatura aumentan. Sin embargo, si la amina no es térmicamente estable y se descompone, la arcilla se convertirá en un sólido inerte. Arcillas organofílicas de alta temperatura pueden ser necesarias para las aplicaciones en altas temperaturas.

Otros viscosificadores no arcillosos están disponibles para aumentar la viscosidad. Éstos incluyen materiales asfálticos, gelificantes de ácidos grasos y polímeros. Desarrollar la viscosidad constituye un problema particular al mezclar nuevos fluidos en las plantas de lodo, donde la mezcla a baja

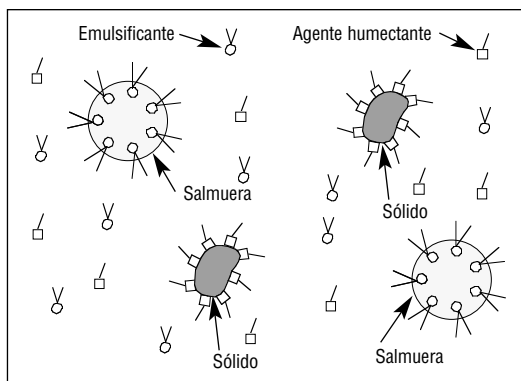


Figura 9: Esquema de principio de una emulsión estable.

La barita es el material densificante más común que se usa en los lodos base aceite y sintético.

velocidad de corte y las temperaturas bajas no permiten que las arcillas tratadas con aminas aumenten la viscosidad. Sin embargo, los lodos recién preparados no deberían ser tratados con más arcilla organofílica que la que se requiere durante la perforación. El sobretratamiento con arcilla causa excesiva viscosidad una vez que el fluido está sometido al esfuerzo de corte y a la temperatura en el pozo. Otros viscosificadores como el HRP™, un polímero soluble en agua, deberían ser usados para proporcionar más suspensión durante la mezcla y el transporte de nuevos lodos. Muchos viscosificadores de polímeros, tal como el HRP, se degradan cuando su exposición a la temperatura y al esfuerzo de corte aumenta. En los fluidos recién preparados, esto será contrarrestado por la activación o el rendimiento correspondiente de la arcilla organofílica bajo estas condiciones.

Material densificante. La barita es el material densificante más común que se usa en los lodos base aceite y sintético. También se usa carbonato de calcio, especialmente en los fluidos de empaque de densidad más baja, donde se puede suspender más fácilmente que en la barita o la hematita. La hematita puede ser usada en los lodos de alta densidad donde su alta gravedad específica ayuda a minimizar el contenido total de sólidos del lodo. Otros materiales densificantes pueden requerir diferentes agentes humectantes.

Aditivos de control de filtración. El control de filtración ATAP de los lodos de emulsión inversa es afectado por la viscosidad de la fase fluida continua, la relación de aceite o sintético a agua, la estabilidad de la emulsión, la humectación por agua de los sólidos, el contenido de sólidos y la cantidad de arcilla tratada con amina en el sistema. Muchos sistemas sintéticos no requieren aditivos especiales de control de filtración en

las formulaciones diseñadas para ser usadas a temperaturas inferiores a 300°F (149°C). A temperaturas más altas, la mayoría de los sistemas requieren un aditivo de control de filtración. La gilsonita (VERSATROL®) o el asfalto, el lignito tratado con aminas (VERSALIG®) y los polímeros son los aditivos de control de filtración más comunes.

La gilsonita, un hidrocarburo o mineral asfáltico de origen natural, es un aditivo eficaz y rentable para controlar la filtración en los lodos de aceite. Diferentes calidades de este aditivo están disponibles, las cuales se distinguen por sus puntos de fusión. Algunos operadores prefieren no usar la gilsonita debido a preocupaciones relacionadas con el taponamiento y los daños a la formación. La gilsonita puede contener hidrocarburos que serán considerados como contaminantes en los lodos base sintético. Antes de agregar gilsonita a fluidos sintéticos, sería necesario determinar si el uso de gilsonita está prohibido por los reglamentos existentes o pendientes.

Se usa frecuentemente VERSALIG (lignito tratado con aminas) cuando VERSATROL o el asfalto no son aceptables. Esto puede ocurrir si no se permite el uso de gilsonita debido a preocupaciones relacionadas con daños a la formación, cuando las temperaturas exceden el punto de fusión de la gilsonita, o cuando el uso de asfalto está restringido debido a los reglamentos ambientales. Aunque se use frecuentemente en los sistemas sintéticos, el uso de lignito tratado con aminas puede ser considerado inaceptable en los fluidos sintéticos porque puede causar la descoloración del fluido. El aditivo polimérico de control de filtración tipo "F" de M-I es preferible al lignito tratado con aminas en algunos lodos sintéticos, ya que proporcionará un buen control de filtración sin causar la descoloración del lodo.

Sistemas

El aceite y los líquidos sintéticos pueden ser usados para formular tres tipos distintos de sistemas:

1. **Sistemas 100% aceite.** Estos sistemas no contienen agua en su formulación. En la práctica, durante la perforación, estos sistemas incorporan pequeñas cantidades de agua de la formación y los recortes. La mayoría tolerarán solamente muy pequeñas cantidades de agua y casi nunca contienen más de 5% de agua. Muchas veces, estos sistemas, como el TRUCORE™, son usados para extraer núcleos en intervalos productivos.
2. **Emulsiones inversas.** Éstas contienen aceite (o sintético) como fase externa o continua, y agua (salmuera) como fase interna de la emulsión. Pueden subclasificarse en dos categorías distintas:
 - a) **Convencional.** Éstas son emulsiones “fuertes” y muy estables que tienen un filtrado API (100 psi) igual a cero. Generalmente tienen una alta estabilidad eléctrica y un filtrado ATAP controlado inferior a 10 cm³ a 500 psi (3.447 kPa) y 300°F (149°C), sin agua en el filtrado.
 - b) **Filtrado relajado.** Éstas son emulsiones ligeramente menos estables que son circuladas intencionalmente con filtrados ATAP más altos que los lodos convencionales de emulsión

inversa. Es normal que estas emulsiones tengan un poco de agua en el filtrado ATAP. También pueden tener un filtrado API (100 psi) medible. Las emulsiones son débiles y la estabilidad eléctrica será más baja que la de los lodos convencionales de emulsión inversa. Los sistemas relajados usan emulsificantes tensioactivos que no requieren cal. Los sistemas de lodo de emulsión inversa de filtrado relajado pueden ser convertidos a sistemas de lodo convencional de emulsión inversa, *pero los sistemas convencionales no pueden ser convertidos a sistemas relajados*. Los sistemas de filtrado relajado son usados generalmente en pozos terrestres donde las Velocidades de Penetración (ROP) son relativamente bajas. Comparados con los sistemas convencionales, estos sistemas proporcionan una ROP más alta con ciertos tipos de barrenas.

Los fluidos sintéticos casi siempre son sistemas convencionales.

Frecuentemente, estos fluidos son formulados con la relación de sintético a agua más baja que permita lograr propiedades estables, para reducir el costo por barril. La mayoría de los lodos sintéticos tienen bajas tasas de filtración ATAP sin usar ningún aditivo especial de control de filtración a temperaturas inferiores a 300°F (149°C).

Propiedades

La composición, características de viscosidad, densidad y propiedades del líquido base usado en el aceite y los fluidos sintéticos tienen un efecto importante sobre las propiedades, la viscosidad a las temperaturas del pozo y el rendimiento global de los fluidos de perforación base aceite y sintético.

Densidad. Los líquidos no acuosos usados para formular los sistemas base aceite y sintéticos son mucho más comprimibles que el agua. Su densidad aumenta con el aumento de presión.

Afortunadamente, estos líquidos también se expanden (reduciendo la densidad) cuando la temperatura aumenta, de manera que los dos efectos (temperatura y presión) se anulan en cierta medida. La densidad cambiará con la temperatura y la presión, de manera que la densidad equivalente al fondo del pozo será diferente a la densidad medida en la superficie. También habrá una diferencia de densidad entre la Densidad Equivalente de Circulación

Los fluidos sintéticos casi siempre son sistemas convencionales.

La composición, características de viscosidad, densidad y propiedades del líquido base...tienen un efecto importante...

Fluido Base	Gravedad Específica	Viscosidad (CST a 104°F)	Punto de Inflamación (°F)	Punto de Fluidéz (°F)	Punto de Anilina (°F)
Aceite diesel	0,85	3 - 4	150	14	149
Aceite mineral con contenido ultra-bajo de brea	0,81	3,5	>239	-10	~190
Aceite mineral	0,80	2 - 3	212	-0.4	169
Éster	0,85	5 - 7	354	-22	77
Polialfaolefina (PAO)	0,80	5 - 7	347	-85	225
Éter	0,83	5 - 6	330	14	104
Alfaolefina Lineal (LAO)	0,78	2 - 3	237 - 295	10 - 32	156 - 178
Olefina Interna (IO)	0,78	2 - 3	279	-11	~180
Parafina Lineal (LP)	0,77	2,5	>212	14	>200

Tabla 1: Propiedades típicas de los aceites y líquidos sintéticos

...hay considerables diferencias entre la viscosidad y el punto de fluidéz de los aceites y fluidos sintéticos base.

Cuando se comprime un fluido de perforación, el efecto sobre la viscosidad es aún más grande que el efecto sobre el fluido base solo.

(ECD) durante la perforación y la Densidad Estática Equivalente (ESD) durante los viajes, debido a estos efectos de temperatura y presión. La densidad de fondo puede ser estimada con el programa VIRTUAL HYDRAULICS® de M-I. La densidad efectiva de estos fluidos depende de las propiedades del líquido base y de los perfiles de temperatura y presión del pozo que se está perforando.

Reología. Como lo demuestra la Tabla 1, hay considerables diferencias entre la viscosidad y el punto de fluidéz de los aceites y fluidos sintéticos base.

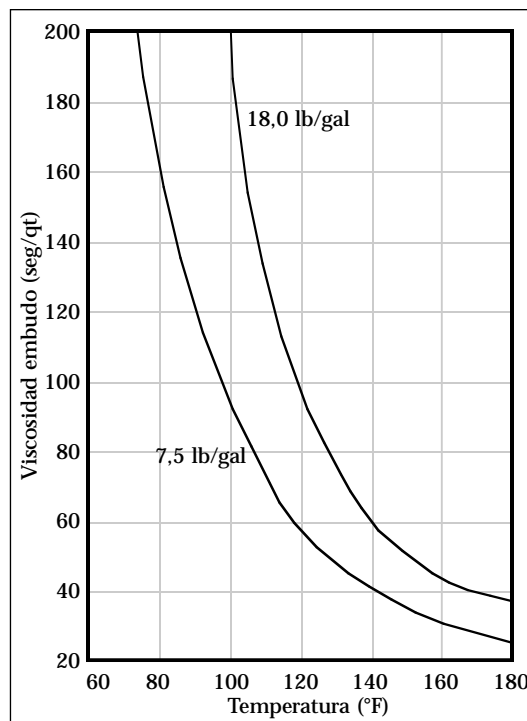


Figura 10: Efecto de la temperatura sobre la viscosidad embudo del lodo base aceite.

La viscosidad de los fluidos base afecta directamente la Viscosidad Plástica (VP). Los fluidos base con altas viscosidades producen fluidos de perforación con VP más altas. La viscosidad de todos los aceites y fluidos sintéticos es sensible a la temperatura – la viscosidad disminuye cuando la temperatura aumenta, como se demuestra en la Figura 10 para la viscosidad embudo de un lodo base aceite típico.

Para que la reología sea significativa, será necesario verificarla cada vez a la misma temperatura. Se usa un vaso de calentamiento para calentar la muestra a la temperatura deseada, generalmente 120 ó 150°F (49 ó 65,5°C), antes de verificar la reología. Los líquidos base con altos puntos de fluidéz pueden tener una viscosidad demasiado alta a temperaturas frías.

La compresión aumenta la viscosidad del fluido base, de la manera ilustrada para el aceite diesel en la Figura 11. Cuando se comprime un fluido de perforación, el efecto

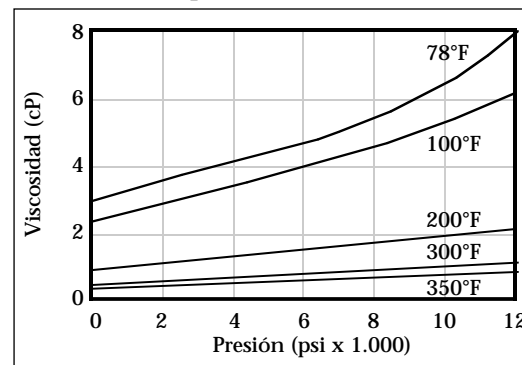


Figura 11: Efecto de la temperatura y presión sobre la viscosidad del aceite diesel

...se puede pronosticar el efecto de la temperatura y la presión para optimizar las condiciones hidráulicas.

sobre la viscosidad es aún más grande que el efecto sobre el fluido base solo. El efecto de la compresión es más alto en los pozos de alta presión – pozos profundos perforados con lodo extrapesado y altas presiones de bombeo.

Para situaciones donde es crítico conocer las presiones hidrostáticas y de circulación exactas en el pozo, la reología de estos fluidos debería ser probada bajo temperatura y presión, usando el reómetro ATAP de Modelo 70 de Fann. Con esta información y el programa VIRTUAL HYDRAULICS de M-I, se puede pronosticar el efecto de la temperatura y la presión para optimizar las condiciones hidráulicas.

Las gotas de agua emulsionada en emulsiones inversas actúan como sólidos. Esto causa el aumento de la viscosidad plástica cuando se aumenta la concentración de agua. Puede que sea necesario modificar de vez en cuando el contenido de aceite (o sintético) y agua para ajustar las propiedades reológicas.

Los rangos aceptables para la reología de los fluidos de perforación base aceite y sintético son determinados parcialmente por las propiedades del fluido base. En todos los casos, la viscosidad plástica debe ser mantenida al nivel más bajo posible desde el punto de vista económico. Luego, el punto cedente y los esfuerzos de gel deberían ser ajustados para lograr un rendimiento óptimo, según la densidad deseada, la geometría anular, el ángulo del pozo, el caudal y la temperatura del pozo.

Los conceptos básicos de reología aplican a los fluidos de perforación base aceite y sintético:

1. La viscosidad plástica es la viscosidad teórica de un fluido a una velocidad de corte infinita. Esta viscosidad debería ser mantenida al nivel más bajo posible. Constituye una buena aproximación de la viscosidad a través de la barrena. La viscosidad plástica aumenta con la viscosidad del fluido base; el contenido de agua; y con la

concentración, el tamaño, la forma y la distribución de los sólidos.

2. El punto cedente suele ser usado como indicador de las características de disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte de un fluido, así como de la capacidad del fluido para suspender los recortes y el material densificante. El punto cedente es determinado a partir de las indicaciones del viscosímetro a 300 y 600 RPM, y puede que no sea indicativo de la reología a muy baja velocidad de corte de un fluido de perforación. Otras medidas reológicas pueden constituir mejores indicadores de las características de disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte y del comportamiento a muy baja velocidad de corte. Éstas incluyen el punto cedente a baja velocidad de corte (2 x 3 RPM menos 6 RPM), el límite de cedencia en el modelo de ley exponencial modificada y el valor “n” en el modelo de ley exponencial. El valor “n” suele aumentar con los tratamientos de agentes humectantes y emulsificantes que “diluyen” el lodo y reducen el punto cedente. El valor “n” puede ser reducido mediante tratamientos de modificadores de reología a muy baja velocidad de corte (VERSAMOD™ y NOVAMOD™) y arcilla tratada con aminas que “espesan” el lodo, aumentando el punto cedente.
3. En general, se requiere un esfuerzo de gel inicial superior a 5 lb/100 pies² para suspender el material densificante. Éste no es un valor absoluto debido a los efectos de la temperatura sobre el aceite y los fluidos sintéticos. El aceite y los fluidos sintéticos siempre deben ser monitoreados para detectar cualquier sedimentación, la cual podría ser indicativa de cualquiera de dos problemas graves diferentes: sedimentación causada por esfuerzos de gel inadecuado o por sólidos humectados por agua.

**La (P_{OM})
de un lodo base
aceite o
sintético es una
medida del
exceso de cal.**

**...el alto
filtrado podría
causar la
pegadura de la
tubería por
presión
diferencial y
daños a
ciertas
formaciones...**

ALCALINIDAD P_{OM}

La alcalinidad de fenoltaleína (P_{OM} o V_{SA}) de un lodo base aceite o sintético es una medida del exceso de cal. Los sistemas convencionales de emulsión inversa usan el emulsificante primario y el calcio de la cal para formar jabones de calcio para la emulsión. El exceso de cal puede ser calculado de la siguiente manera:

$$\text{Exceso de cal (lb/bbl)} = P_{OM} \times 1,295$$

La P_{OM} de los sistemas convencionales debería ser mantenida por encima de 2,5 cm³ de ácido sulfúrico 0,1 N, con valores típicos comprendidos entre 5 y 10. Si la P_{OM} de un sistema convencional cae a menos de 2,5 por mucho tiempo, la emulsión puede volverse inestable. En general, una alta alcalinidad produce una emulsión de agua en aceite más estable. Los sistemas de filtrado relajado usan emulsificantes tensioactivos que no requieren la adición de cal para mantener emulsiones estables. En los sistemas de filtrado relajado, la P_{OM} se mantiene normalmente a un nivel de aproximadamente 1 a 2 cm³ de ácido sulfúrico 0,1 N, para amortiguar contra los gases ácidos.

Se agrega cal a los fluidos de perforación base aceite y sintético para proporcionar alcalinidad y calcio y así tratar la contaminación causada por el dióxido de carbono (CO₂) y el sulfuro de hidrógeno (H₂S). La mayoría de los fluidos de perforación base aceite y sintético tienen una tolerancia de cal relativamente alta. Los sistemas sintéticos a base de éster son una excepción. La cal puede reaccionar con los ésteres y causar problemas graves. El exceso de cal de los fluidos de perforación base éster debe ser monitoreado y controlado cuidadosamente dentro de los rangos aceptables, especialmente cuando se perfora cemento. Los fluidos de perforación base éster no son la mejor opción para perforar zonas con altas concentraciones de dióxido de

carbono y sulfuro de hidrógeno.

OBSERVACIÓN: *M-I basa todas las recomendaciones relacionadas con los tratamientos de alcalinidad en el método V_{SA} o P_{OM} del API. Si el operador lo desea, determinaremos la P_{OM} usando el método del API y el método de "Retrovaloración". Sin embargo, todas las recomendaciones de tratamiento se basarán en el método V_{SA} del API (valoración directa).*

FILTRADO

Aunque el filtrado de un lodo base aceite o sintético no cause problemas del pozo y de la formación relacionados con el hinchamiento de las arcillas, el filtrado debería ser controlado porque la alta pérdida de filtrado podría causar la pegadura de la tubería por presión diferencial y daños a ciertas formaciones. El filtrado ATAP (300°F y 500 psi) de las formulaciones convencionales se controla normalmente a menos de 10 cm³. El fluido base y la formulación determinan la cantidad y el tipo de aditivos de control de filtrado.

En general, la gilsonita (VERSATROL) es el aditivo de control de filtración más usado en los sistemas base aceite, aunque se pueda usar cualquiera de los otros aditivos de filtrado. VERSALIG debería ser usado si el operador ha adoptado una política contra el uso de materiales asfálticos y gilsonita para el control de filtración.

Normalmente, los sistemas de filtrado relajados no requieren el uso de VERSATROL o VERSALIG porque el filtrado alto es conveniente. La filtración puede ser reducida mediante el uso de emulsificantes y agentes humectantes adicionales. Los sistemas relajados pueden contener agua en el filtrado ATAP.

Normalmente, los fluidos sintéticos no requieren el uso de otros aditivos para satisfacer los requisitos de filtrado ATAP. En general, la cantidad adicional de emulsificante reducirá el filtrado. El producto "F" de M-I, un material polimérico, puede ser usado en lodos base sintético cuando se

La estabilidad eléctrica indica qué tan bien...el agua está emulsionada en la fase de aceite o sintético.

requiere un aditivo de filtrado. VERSALIG, un lignito tratado con aminas, es generalmente compatible con estos sistemas, pero descolora los lodos sintéticos. VERSATROL y los materiales asfálticos no deberían ser usados, ya que contaminan los sistemas base fluido sintético con hidrocarburos que reducen su valor ambiental al valor del lodo de aceite común.

ESTABILIDAD ELÉCTRICA

La estabilidad eléctrica indica qué tan bien (o compacto) el agua está emulsionada en la fase de aceite o sintético. Altos valores indican una emulsión más fuerte y un fluido más estable. El aceite y los fluidos sintéticos no conducen la electricidad. En la prueba de estabilidad eléctrica, se aumenta el voltaje (potencial eléctrico) entre los electrodos de una sonda de anchura fija hasta que las gotas de agua emulsionada se conecten (i.e. se fusionen) para formar un puente o circuito continuo. Cuanto más fuerte sea la emulsión, más alto será el voltaje requerido para romper la emulsión, completando el circuito eléctrico para conducir la electricidad. La unidad de medida para registrar la estabilidad eléctrica es el voltio.

Algunos de los factores más importantes que afectan la estabilidad eléctrica son:

1. **Contenido de agua.** Un alto contenido de agua reduce la estabilidad eléctrica porque la distancia entre las gotas de agua disminuye. Esto facilita la terminación del circuito eléctrico mediante la coalescencia de las gotas de agua y una reducción de la estabilidad eléctrica.
2. **Sólidos humectados por agua.** Los sólidos humectados por agua reducen la estabilidad de la emulsión. Los sólidos humectados por agua actúan como gotas de agua en lo que se refiere a la conductividad eléctrica. Los grupos de sólidos humectados por agua conducen la electricidad, produciendo el efecto de gotas de agua más grandes y una reducción de la estabilidad eléctrica.
3. **Estabilidad de la emulsión.** Las gotas de agua son más grandes y menos emulsionadas en los sistemas de lodo nuevos e inestables, haciendo que estos fluidos tengan valores de estabilidad de emulsión considerablemente más bajos. En los fluidos recién preparados, la estabilidad de la emulsión aumenta considerablemente cuando se aumenta el esfuerzo de corte y la temperatura y se incorporan algunos sólidos perforados. En los fluidos existentes, al aumentar la concentración de emulsificante y agente humectante, se mejora la estabilidad de la emulsión. El tamaño de las gotas de agua y la concentración de emulsificante rigen este aspecto de la estabilidad de la emulsión.
4. **Temperatura.** La temperatura a la cual se mide la estabilidad eléctrica cambia la estabilidad y la conductancia eléctrica de la emulsión. La estabilidad eléctrica debería medirse a la misma temperatura (120°F o 49°C) para obtener datos pertinentes.
5. **Concentración de sal.** La conductividad eléctrica del agua aumenta cuando la concentración de sal aumenta. El aumento de la concentración de sal suele reducir ligeramente la estabilidad eléctrica. Además, la adición de sal en polvo puede causar una inestabilidad temporal hasta que la sal se solubilice en la fase acuosa.
6. **Saturación.** Cuando la fase acuosa está saturada de sal, especialmente con cloruro de calcio, la sal se precipita de la solución como un sólido humectado por agua que reduce la estabilidad de la emulsión. Además, cuando se perforan secciones de sal, es crítico que la cantidad y los tipos de sales sean controlados minuciosamente para evitar esta situación inestable (ver el cálculo de sal binaria). Pequeñas

La estabilidad eléctrica de un fluido base aceite o sintético debería ser usada para indicar las tendencias.

...las partículas escamosas más grandes no se disuelven fácilmente en los lodos base aceite y sintético.

adiciones de agua dulce para reducir la saturación y disolver la sal resolverán este problema.

7. **Material densificante.** Los lodos de alta densidad densificados con hematita u otros minerales especiales suelen tener estabilidades eléctricas más bajas que los lodos densificados con barita.

Los lodos de emulsión inversa recién mezclados suelen tener bajas estabilidades eléctricas al ser enviados de la planta de lodo líquido, aunque hayan sido tratados correctamente con emulsificantes. Las emulsiones de estos sistemas se estabilizarán al ser expuestas a las temperaturas de fondo y al romperse por esfuerzo de corte a través de la barrena. En realidad, un esfuerzo de corte suficiente formará una emulsión "mecánica" con poco emulsificante o agente humectante. Una vez comenzada la perforación, la barita, la arcilla organofílica y los sólidos perforados ayudarán a estabilizar la emulsión, a medida que estos sólidos finos humectados por aceite se adsorben en la superficie de contacto con el agua.

La estabilidad eléctrica de un fluido base aceite o sintético debería ser usada para indicar las tendencias. Una estabilidad eléctrica de 800 en un lodo puede indicar una emulsión perfectamente estable si la estabilidad eléctrica permanece constante durante varios días. Pero una estabilidad eléctrica de 1.200 en otro lodo puede indicar problemas graves si los valores anteriores eran considerablemente más altos. Una tendencia declinante bien definida o una disminución rápida de la estabilidad eléctrica indica que la emulsión está debilitándose.

La estabilidad eléctrica debería ser medida y registrada rutinariamente. Estos valores deberían ser representados en forma gráfica para facilitar la

observación de las tendencias. Las tendencias ascendentes o declinantes indican cambios en el sistema. Un análisis de los controles secuenciales del lodo indicará las posibles causas del cambio.

CONTENIDO DE CaCl_2

Se agrega cloruro de calcio para aumentar la salinidad de la fase de agua emulsionada con el fin de lograr la inhibición de las lutitas y los sólidos reactivos. El contenido de cloruro de calcio varía generalmente de 25 a 35% en peso. El contenido de CaCl_2 debería ser determinado por valoración y puede ser calculado de la siguiente manera:

$$\% \text{CaCl}_2 \text{ (peso)} = \left(\frac{\text{Ag} \times 1,565}{(\text{Ag} \times 1,565) + \% \text{H}_2\text{O}} \right) \times 100$$

Donde:

Ag = cm^3 de nitrato de plata
0,282 N por cm^3 de lodo

$\% \text{H}_2\text{O}$ = % en volumen de agua de la retorta

La concentración puede ser ajustada agregando cloruro de calcio en polvo durante varias circulaciones. Se prefiere usar CaCl_2 en polvo en vez de CaCl_2 en escamas, porque las partículas escamosas más grandes no se disuelven fácilmente en los lodos base aceite y sintético. Las sales en escamas deben ser disueltas en agua antes de ser agregadas a un sistema no acuoso. La forma en polvo disponible representa generalmente entre 94 y 97% del material activo. El contenido de CaCl_2 debería ser mantenido a una concentración más baja que la saturación (40% en peso).

Las alternativas al CaCl_2 incluyen el cloruro de sodio, el cloruro de potasio, las sales orgánicas sin cloruros y otros líquidos solubles en agua.

Actividad Controlada

La actividad del agua es una medida del potencial químico para que el agua sea transferida entre el lodo y la lutitas.

La actividad del agua (A_W) es una medida del potencial químico para que el agua sea transferida entre el lodo y las lutitas. La actividad se mide usando la presión de vapor (humedad relativa) de la lutita o el lodo. La actividad también puede ser estimada en base a la composición química de la salmuera (salinidad). El agua pura tiene una A_W de 1,0. Las salmueras de cloruro de calcio usadas en la mayoría de los lodos de emulsión no acuosa tienen una A_W comprendida entre 0,8 (22% en peso) y 0,55 (34% en peso). Los valores más bajos de actividad son más inhibidores.

Los procedimientos para calcular la cantidad de sal o agua que se debe añadir para ajustar la actividad están descritos en la sección sobre Cálculos, al final de este capítulo.

Las formaciones que contienen arcillas y las lutitas se hinchan y se debilitan mediante la adsorción de agua. Cabe la posibilidad de que el agua de un lodo de emulsión modifique las lutitas si la A_W de la lutita es inferior a la actividad del lodo. En lo que se refiere a la inhibición, el factor clave es “equilibrar” la actividad del lodo con la actividad de la lutita, de manera que la adsorción del agua en las lutitas pueda ser reducida teóricamente a cero.

La transferencia del agua entre una salmuera emulsionada y una lutita suele ser comparada a la ósmosis. En la ósmosis, un solvente (agua) se propaga a través de una membrana semipermeable, desde una baja concentración de soluto o sal a una alta concentración de soluto o sal, para equilibrar las concentraciones. La teoría

de actividad controlada define al fluido base aceite o sintético y a los emulsificantes que envuelven las gotas de agua como una membrana semipermeable. El control de lutita usando esta actividad controlada (o equilibrada) se limita principalmente a los lodos de emulsión base aceite o sintético. Los lodos base agua que contienen aditivos (como glicoles y silicatos) sólo ofrecen débiles características de membrana semipermeable.

El cloruro de calcio (CaCl_2) es usado normalmente para obtener actividades de 1,0 a 0,40 (ver la Tabla 2 en la sección sobre Cálculos al final de este capítulo). El cloruro de sodio (NaCl) puede ser usado para obtener actividades de 1,0 a 0,75 (NaCl saturado) (ver la Tabla 3 en la sección sobre Cálculos al final de este capítulo). Se puede usar una gran variedad de diferentes productos químicos de fase interna para reducir la actividad. Sin embargo, muchos materiales alternativos no proporcionan una actividad lo suficientemente baja para lograr una inhibición adecuada. Cuando se agrega cloruro de calcio (CaCl_2) a una salmuera saturada de cloruro de sodio (NaCl), se reduce la actividad pero el efecto no es cumulativo. La actividad depende de la solubilidad mutua. Como el CaCl_2 tiene una solubilidad más alta que el NaCl , el cloruro de sodio se precipitará en la forma de sólidos finos cuando las condiciones exceden el nivel de saturación.

En general, los pesos de lodo más altos requieren relaciones más altas.

Relación de Aceite o Sintético (A/A o S/A)

La relación de aceite o sintético a agua (A/A o S/A) se refiere solamente a la porción líquida del lodo y no es afectada por el contenido de sólidos. La relación de aceite o sintético a agua relaciona las fracciones de aceite y agua con la fracción líquida total. En general, los pesos de lodo más altos requieren relaciones más altas. Sin embargo, diferentes condiciones favorecen el uso de diferentes relaciones; por lo tanto, no existe ninguna relación única que pueda ser usada para cualquier conjunto de condiciones.

El cálculo de la relación de aceite a agua requiere valores de retorta, de acuerdo con lo siguiente:

$$\text{Relación de aceite (AC)} = \left(\frac{\% \text{ en volumen de aceite}}{\% \text{ vol. aceite} + \% \text{ vol. agua}} \right) \times 100$$

$$\text{Relación de agua (AG)} = 100 - \text{relación de aceite}$$

Los factores que afectan las relaciones de aceite a agua o sintético a agua son:

1. **Costo del fluido base.** Los aceites y fluidos sintéticos son costosos. Las relaciones de aceite y sintético a agua más bajas reducen el precio de la formulación final.
2. **Aceite o fluido sintético residual en los recortes.** En algunas áreas costafuera, la cantidad admisible de aceite o fluido sintético residual en los recortes descargados está sujeta a reglamentos. Las relaciones bajas de aceite y sintético a agua reducen la cantidad residual de aceite o sintético en los recortes, lo cual facilita el cumplimiento de los límites especificados. Emulsiones inversas con relaciones A/A o S/A de 50:50 han sido usadas en la región del Mar del Norte para cumplir con estas especificaciones.
3. **Salmuera residual en los recortes.** En algunas ubicaciones, la cantidad de salmuera residual en los recortes puede estar limitada por razones ambientales. Formulaciones 100% aceite o de relación A/A o S/A alta pueden ser usadas para reducir la cantidad de salmuera descargada en los recortes. Otros productos químicos de fase interna pueden ser usados para reemplazar las sales de cloruro y seguir obteniendo una baja actividad de la fase acuosa.
4. **Reología.** El agua emulsionada en una emulsión inversa actúa como un sólido y aumenta la viscosidad plástica cuando la relación A/A o S/A disminuye. El agua emulsionada también contribuye al rendimiento de las arcillas organofílicas y los modificadores reológicos de ácidos grasos (VERSAMOD y NOVAMOD). Arcillas especiales y diferentes viscosificadores pueden ser requeridos para los fluidos 100% aceite o de relación alta (>90:10).
5. **Filtrado.** El agua emulsionada en las emulsiones inversas actúa como un sólido y reduce el filtrado. Los lodos con relaciones A/A o S/A bajas tienden a tener filtrados más bajos que los lodos con altas relaciones.
6. **Peso del lodo.** El material densificante en un lodo base aceite o sintético debe ser humectado por el aceite o fluido sintético. Cuando se aumenta la densidad del lodo, el volumen de la fase líquida disminuye y la relación A/A o S/A debe ser aumentada para proporcionar más fluido base para humectar el material densificante. Cuanto más alto sea el peso del lodo, más difícil será hacer circular los fluidos de relación baja (alto contenido de agua).
7. **Temperatura.** La estabilidad de la emulsión disminuye con la temperatura. Se usan relaciones A/A o S/A más altas en las formulaciones de alta temperatura para lograr una mayor estabilidad de la emulsión. Los procedimientos para calcular la cantidad de agua o aceite que se debe añadir para ajustar la actividad A/A

están descritos en la sección sobre Cálculos al final de este capítulo.

La relación A/A permanece constante cuando se densifica el lodo o se incorporan sólidos en el lodo, aunque el porcentaje en volumen de líquido disminuya considerablemente. Un aumento rápido de la relación A/A o S/A indica un influjo de agua salada de la formación, debiéndose observar un aumento del volumen del tanque. Cuando se usan lodos base aceite o sintético, todas las mangueras de agua de los tanques deberían ser desconectadas u obturadas para evitar la contaminación accidental por el agua. Los aguaceros fuertes también pueden contaminar el sistema con agua. La contaminación con agua de cualquier fuente reducirá la relación de aceite o sintético a agua y requerirá la adición de productos químicos y aceite o fluido sintético para mantener las propiedades.

Es raro que la relación A/A o S/A aumente, a menos que se agregue aceite o sintético base al sistema. Si se observa dicho aumento, monitorear minuciosamente los volúmenes de los tanques para asegurarse que los líquidos de la formación, como el crudo, no

estén invadiendo y contaminando el sistema de lodo. Se han reportado casos de evaporación de la fase acuosa con altas temperaturas de la línea de flujo. Esto aumentará las relaciones A/A o S/A. Después de confirmar la tendencia de relación creciente con más de un análisis de retorta, se debe añadir agua al sistema para mantener una relación de aceite o sintético a agua estable. Si se permite que la relación de aceite o sintético a agua aumente demasiado debido a la evaporación del agua, la sal contenida en la fase acuosa puede alcanzar el nivel de saturación, precipitarse y desestabilizar la emulsión.

La viscosidad y el filtrado ATAP cambiarán cuando se modifica la relación de aceite o sintético a agua. La modificación de la relación no se usa para modificar cualquiera de estas dos propiedades. Lo que puede parecer como un cambio relativamente menor puede suponer grandes aumentos del volumen y del costo. Por ejemplo, si la relación A/A de un lodo de 14,4 lb/gal que contiene 30% de sólidos es aumentada de 70:30 a 75:25, la cantidad de aceite y barita requerida para mantener el peso del lodo a 14,4 aumentará el volumen en 19%.

El aceite y los fluidos sintéticos son solubles en metano y otros gases encontrados durante la perforación.

Solubilidad de los Gases

El aceite y los fluidos sintéticos son solubles en metano y otros gases encontrados durante la perforación. Tienen una alta solubilidad en gas natural, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, como lo indica la Figura 12. Esto puede afectar la detección de arremetidas de gas y los procedimientos de control de pozo. Este gas soluble no empieza a salir de la solución hasta que se reduzca la presión, cuando se hace circular el lodo hacia la superficie en el espacio anular. La mayor parte de la expansión de gas ocurre en el último intervalo de 1.000 pies por debajo de la superficie. Por este motivo, se debe prestar atención especial al monitorear los niveles de los tanques cuando se usan estos sistemas o cuando se maneja

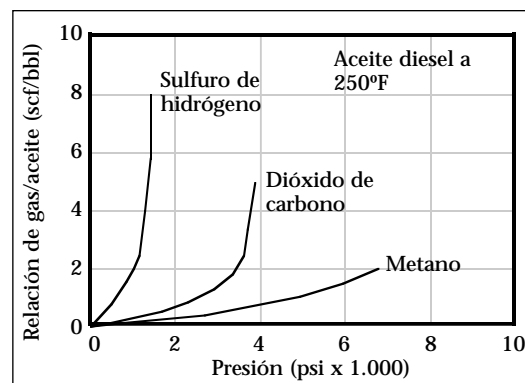


Figura 12: Solubilidad del gas en aceite diesel.

el influjo de los fluidos del pozo. Es importante poder monitorear y detectar las arremetidas de gas hasta un nivel de aproximadamente 5 bbl.

Desgasificación de la Barita

Aunque la desgasificación de la barita no sea común, el problema puede existir y puede ser demostrado en el laboratorio. Los síntomas de la desgasificación pueden incluir: sedimentación inesperada en un área localizada del pozo, flujo ligero a moderado del pozo y lodo cortado por gas al regresar a la circulación. Bajo condiciones estáticas, los gases licuados en el fondo se vuelven totalmente miscibles en la fase externa o de aceite diesel. Una intrusión causada por el

desbalance de las presiones o la diferencia de densidad puede causar la migración hacia arriba de estos hidrocarburos de baja densidad, mezclando y diluyendo el lodo, y reduciendo la viscosidad. La dilución de estos líquidos puede debilitar suficientemente los esfuerzos de gel hasta el punto de causar la sedimentación de la barita. Está claro que aumentar la densidad del lodo es la única solución para este problema.

Sólidos Humectados por Agua

Cuando están humectados por aceite, los sólidos no se adhieren los unos a los otros o a otras superficies.

La concentración de agentes humectantes..debe ser mantenida a niveles apropiados en todo momento.

Cuando están expuestos a mezclas de agua y aceite o fluido sintético, la mayoría de los sólidos (sólidos perforados, sales y materiales densificantes) serán humectados de forma preferencial por agua, a menos que se usen agentes humectantes tensioactivos para volverlos humectables al aceite o sintético. Los sólidos humectados por agua en los lodos de emulsión se adhieren los unos a los otros y se juntan de manera que puedan sedimentarse y asentarse, adherir a las superficies metálicas y desestabilizar la emulsión. Como se mencionó anteriormente, los agentes humectantes recubren los sólidos, haciendo que éstos sean humectados por el aceite (o sintético). Cuando están humectados por aceite, los sólidos no se adhieren los unos a los otros o a otras superficies.

La concentración de agentes humectantes disminuye con el tiempo y el uso, a medida que los recortes se llevan los agentes humectantes. Si la concentración de agentes humectantes cae por debajo de cierto nivel, los sólidos serán humectados por el agua. Cuando se agrega material densificante al lodo, se requiere una cantidad adicional de agentes humectantes para recubrir estos sólidos de gran área superficial, de manera que no sean humectados por agua. Si la sal (especialmente el cloruro de calcio) se precipita a partir de la fase de salmuera de una emulsión inversa, se requerirán grandes cantidades de agente humectante para actuar sobre la enorme área superficial de los sólidos

ultrafinos.

La concentración de agentes humectantes en los fluidos de emulsión no acuosa debe ser mantenida a niveles apropiados en todo momento. Desafortunadamente, no existe ninguna prueba cuantitativa de campo para determinar la concentración de agentes humectantes. Se pueden realizar pruebas piloto con sólidos agregados (arcilla o barita) para obtener una indicación cualitativa del agente humectante en reserva. Se pueden observar numerosas indicaciones de humectación por agua junto con los cambios de las propiedades del lodo, para anticipar un problema de humectación por agua. Los siguientes parámetros pueden ayudar a determinar la necesidad de aumentar la concentración de agente humectante antes de que surjan los problemas.

1. **Integridad de los recortes.** Los recortes humectados de forma preferencial por aceite son firmes y poseen una forma angular. Los recortes humectados por agua son gomosos, pegajosos (especialmente en las piezas metálicas) y blandos con esquinas suaves redondeadas. Debido a su naturaleza gomosa y pegajosa, los sólidos humectados por agua tienden a fusionarse y a pasar "a cuestras" por una malla de zaranda.
2. **Sólidos pegajosos o "asentamiento".** Los sólidos humectados por agua pueden recubrir u obturar las mallas de la zaranda e impedir que el lodo pase a través de las mallas. No se debe confundir esto con el taponamiento

de las mallas producido por la arena y los materiales puenteantes. Los sólidos humectados por agua también se sedimentan y se asientan; por lo tanto, la observación de una acumulación de sólidos asentados en los tanques de lodo o un asentamiento de barita durante la prueba del lodo puede indicar la presencia de sólidos humectados por agua.

3. **Presión de la bomba.** Los sólidos “gomosos/pegajosos” humectados por agua tienden a adherirse a las piezas metálicas. Cuando los sólidos humectados por agua se adhieren y se acumulan en el diámetro interior de la columna de perforación, la restricción del flujo causará un aumento rápido de la presión de bombeo.
4. **Recortes finos.** La superficie de los recortes debe estar humectada por aceite. La cantidad de agente humectante requerida para humectar la superficie de los recortes con aceite aumenta a medida que el área superficial de los recortes aumenta. Los recortes finamente molidos tienen un área superficial más grande que los recortes gruesos. Durante la perforación de limolita, lignito, sal y caliza, los recortes son naturalmente pequeños. Cuando se perfora con barrenas de diamantes convencionales, los recortes son muy finos. Las formaciones y las barrenas que producen recortes finos aumentarán los requisitos de agentes humectantes.
5. **Aspecto mate, granular.** Se puede determinar mucho mediante la observación del aspecto de los fluidos de emulsión inversa. Los sistemas estables, bien emulsionados y humectados por aceite son lustrosos y relucientes. Los sólidos humectados por agua le dan un aspecto granular, plano y mate a un lodo base aceite. En casos extremos, el agua libre puede acumularse sobre la superficie del fluido.
6. **Agua en el filtrado ATAP.** Una de las primeras indicaciones de la inestabilidad es un aumento del filtrado ATAP y de la cantidad de agua “libre” en el filtrado. Los sistemas relajados que contienen normalmente agua en el filtrado

ATAP no pueden ser diagnosticados usando esta técnica.

7. **Fase de salmuera saturada.** La solubilidad de la sal varía con los cambios de temperatura, de manera que cuando un fluido se enfría, la sal puede precipitarse en forma de sólidos finos problemáticos. Todos los lodos de emulsión deberían ser monitoreados para controlar el nivel de saturación, y tratados para limitar la precipitación de sal. Además, cuando se perfora sal, la salmuera de cloruro de calcio se satura de tal manera que la sal se precipita constantemente. Cuando se perfora sal, será necesario realizar valoraciones y cálculos de sal binaria. Los cristales de sal precipitada son difíciles de humectar y muchas veces actúan como sólidos humectados por agua. La afinidad con el agua es más fuerte si la sal es divalente, como el cloruro de calcio o el cloruro de magnesio. La concentración de sal debería ser mantenida por debajo del nivel de saturación para la temperatura más baja en el sistema de circulación. Si se excede el nivel de saturación de sal, el lodo debería ser tratado con agua para reducir la salinidad de la salmuera. Mayores tratamientos con agente humectante serán requeridos cada vez que se encuentran condiciones de salmuera saturada.
8. **Prueba de “trapo rojo”.** Aunque no parezca ser muy científica, la prueba de “trapo rojo” húmedo puede proporcionar una simple confirmación de la humectación por agua. En la prueba, se limpia una espátula cubierta de lodo base aceite o sintético con un trapo rojo de taller humectado por agua. Si el lodo (sólidos) permanece encima del trapo, los sólidos del lodo están humectados por agua. Si los sólidos impregnan y pasan a través de la superficie del trapo dejando solamente una mancha oscura, el fluido está humectado por aceite o sintético.
9. **Prueba de la paleta mezcladora.** Agitar una muestra de lodo base aceite en un mezclador tipo Hamilton Beach durante un periodo de 30 minutos, a una velocidad de 2.000 a 4.000 RPM. Sacar la paleta

de la muestra y centrifugar para secar (sin usar un trapo). Si los sólidos gomosos se adhieren a las paletas, la muestra está humectada por agua. La paleta del mezclador siempre debería parecer limpia y humectada por aceite.

10. **Pruebas con frascos de vidrio.**

Existen dos variaciones de esta prueba. La primera usa un mezclador de lodo tipo Hamilton Beach y la otra usa una licuadora tipo Waring. La prueba de mezclador de lodo usa un frasco de vidrio y el método de licuadora usa el frasco de vidrio de la licuadora. Ambas pruebas usan el aspecto del vidrio después de mezclar el lodo por un tiempo determinado. Los sólidos humectados por agua se adherirán al vidrio y formarán una película opaca si se produce mucha humectación por agua. Si el problema de humectación es menor, se observará una ligera película. **Prueba de mezclador de lodo:** Colocar 350 ml de lodo dentro de un frasco de 16 onzas y agitar a 70 voltios (usando un reostato) durante 1 hora. Verter el lodo y enjuagar antes (con la mano o agitando ligeramente) con el líquido base (aceite o sintético) y luego con un solvente rompedor de emulsión (como xileno/IPA).

Invertir el frasco encima de un trapo y dejar secar. Observar la película en el frasco. **Prueba de licuadora:**

Agitar 350 ml de lodo a alta velocidad en un frasco de vidrio de licuadora durante 30 minutos. Verter el lodo y enjuagar el frasco de la licuadora con xileno/IPA o un solvente similar. Secar el frasco al aire sin usar un trapo. Observar la película formada en el frasco.

11. **Prueba de estabilidad eléctrica.**

Una sola indicación de estabilidad eléctrica (valor numérico) de un lodo base aceite no indicará si un fluido tiene sólidos humectados por aceite o humectados por agua. Sin embargo, un gráfico de las indicaciones de estabilidad eléctrica tomadas sobre un periodo de varios días puede indicar variaciones que sugieren una baja en la estabilidad del sistema y la posibilidad de que se haya producido algún problema de sólidos humectados por agua.

Estas pruebas deberían usarse observando las tendencias de las otras propiedades del lodo, para determinar si es necesario agregar más agentes humectantes.

Tratamiento: No hay ningún método preciso para determinar la cantidad de agente humectante que será requerida para corregir totalmente cualquier problema determinado de humectación por agua. Sin embargo, se recomienda comenzar con un tratamiento de 0,5 a 1,0 lb/bbl de agente humectante.

OBSERVACIÓN: *¡Lo más importante es comenzar tratamientos inmediatamente después de identificar el problema!*

Cuando sea posible, las pruebas piloto pueden indicar la necesidad de usar un agente humectante antes de que sea obvio. Cinco muestras deberían ser roladas en caliente durante 16 horas a 160°F. Una muestra debería ser rodada en caliente sin ser tratada con una cantidad adicional de agente humectante. Las cuatro muestras restantes deberían ser tratadas con 0,5, 1,0, 1,5 y 2,0 lb/bbl de agente humectante. Si la muestra de base tiene una cantidad adecuada de agente humectante, debería haber solamente muy pequeñas diferencias incrementales en la estabilidad eléctrica, reología y ATAP de las muestras a medida que se aumenta la concentración de agente humectante. Si el fluido base requiere agente humectante, habrá una diferencia importante entre las propiedades de la base no tratada y las propiedades de las otras muestras. Otra prueba piloto para la humectación por agua y la estabilidad global del lodo supone un método similar mediante el cual se realiza la densificación de las muestras por incrementos de 2 lb/gal o más.

Cuando se realiza el rolado en caliente de lodos base aceite o fluido sintético, debe haber una ventilación adecuada, equipos de seguridad y extintores de incendios. Para reducir al mínimo la probabilidad de fugas o rupturas, las bombas/frascos deberían estar sellados herméticamente y la muestra debería tener una “altura libre” para expandirse (ver la sección sobre Pruebas Piloto del capítulo sobre Pruebas).

El sulfuro de hidrógeno es un gas ácido venenoso y peligroso...

Los lodos de emulsión que tienen un alto contenido de cal son los mejores para perforar en las formaciones que contienen sulfuro de hidrógeno.

Sulfuro de Hidrógeno

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) es un gas ácido venenoso y peligroso encontrado en muchas formaciones y fluidos producidos. Puede adormecer rápidamente los sentidos y puede ser mortal incluso a concentraciones bajas. Las medidas apropiadas de seguridad y protección personal deberían ser tomadas cada vez que se sospecha la presencia de sulfuro de hidrógeno.

Los lodos base aceite y sintético proporcionan una buena protección contra la corrosión producida por el sulfuro de hidrógeno y la ruptura por absorción de hidrógeno. La fase continua de aceite o sintético del lodo no es conductiva y no proporciona electrólitos para el proceso de corrosión. Si el lodo tiene una cantidad adecuada de agentes humectantes, la tubería de perforación será humectada de forma preferencial por el aceite o sintético. Sin embargo, si la emulsión se vuelve inestable y el lodo humecta la columna de perforación y la tubería de revestimiento con agua, se perderá la protección contra la corrosión proporcionada por los lodos base aceite y sintético.

El sulfuro de hidrógeno es un gas ácido. Los lodos de emulsión que tienen un alto contenido de cal son los mejores para perforar en las formaciones que contienen sulfuro de hidrógeno. La contaminación de sulfuro de hidrógeno puede reducir la alcalinidad (P_{OM}) y desestabilizar la emulsión de los lodos base aceite y sintético. Esto puede causar la humectación por agua de la tubería de perforación, la corrosión producida por el sulfuro y la ruptura por absorción de hidrógeno.

Los lodos base aceite y fluido sintético ofrecen protección contra la corrosión producida por el sulfuro de hidrógeno, pero no aumentan el nivel de protección para el personal. El sulfuro de hidrógeno es tan tóxico y peligroso para el personal cuando se usan lodos base aceite y sintético como cuando se usan lodos base agua. Usar los dispositivos de protección y seguridad del personal y tomar las más estrictas precauciones si se encuentra sulfuro de hidrógeno. **OBSERVACIÓN:** Cuando se anticipa o se encuentra sulfuro de hidrógeno, la alcalinidad del lodo base aceite (P_{OM}) debería ser mantenida a $>5,0 \text{ cm}^3$ de H_2SO_4 de 0,1N en la línea de flujo, mediante adiciones de cal. Además de formar jabones de calcio que

son esenciales para obtener una emulsión estable en los lodos convencionales base aceite, la cal reacciona con el sulfuro de hidrógeno para formar sulfuro de calcio y convertir el gas de sulfuro de hidrógeno en sulfuros solubles.

Aunque sea esencial para perforar sin peligro las zonas que contienen sulfuro de hidrógeno, la cal no hace que los sulfuros sean totalmente inertes. Un secuestrador a base de cinc como el óxido de cinc debería ser usado para precipitar los sulfuros como sulfuro de cinc. La cal, el óxido de cinc y un peso adecuado del lodo constituyen los elementos de base para perforar sin peligro las zonas que contienen sulfuro de hidrógeno. Estas precauciones aún pueden ser anegadas por una gran “burbuja” o una arremetida de sulfuro de hidrógeno. **OBSERVACIÓN:** Cuando se perforan zonas de sulfuro de hidrógeno, ningún producto o sistema de fluido de perforación puede reemplazar de manera aceptable el entrenamiento, la preparación y las precauciones tomadas por todo el personal que participa en la operación de perforación.

Cuando se encuentra sulfuro de hidrógeno, el lodo puede requerir grandes adiciones de cal, emulsificante y agentes humectantes para estabilizar sus propiedades. El lodo debería ser controlado para detectar cualquier indicación de humectación por agua.

El sulfuro de hidrógeno puede volver el lodo negro. Puede ser detectado por su olor a huevos podridos y mediante el uso de “olfateadores” o detectores. La alcalinidad (P_{OM}) disminuirá, pero esto puede indicar tanto la contaminación de dióxido de carbono (CO_2) como la contaminación de sulfuro de hidrógeno (H_2S). La estabilidad eléctrica y la reología pueden disminuir. El tren de gas de Garrett modificado representa el método de prueba más confiable para determinar si un lodo base aceite o sintético está contaminado con sulfuro de hidrógeno. El procedimiento para esta prueba está descrito en el capítulo sobre Pruebas de este manual. Cuando se anticipa la presencia de sulfuro de hidrógeno, el gas de fondo, de las conexiones y de los viajes realizados durante la perforación debería ser probado con el tren de gas de Garrett modificado, además de los controles de lodo programados con regularidad.

Pérdida de Circulación

La pérdida de circulación... puede hacerse rápidamente intolerable debido al alto costo de los fluidos.

La pérdida de circulación con los lodos base aceite y sintético puede hacerse rápidamente intolerable debido al alto costo de los fluidos. La compresibilidad de estos fluidos hace que la densidad y las propiedades reológicas del lodo sean más altas en el fondo del pozo. Esto hace que la probabilidad de pérdida de circulación sea más alta con los lodos base aceite y sintético que con los lodos base agua que tienen una densidad y reología similar. Para minimizar la pérdida de circulación, la densidad y las propiedades reológicas deberían ser mantenidas a los valores mínimos que coincidan con la seguridad y las buenas prácticas de perforación. El programa de computadora VIRTUAL HYDRAULICS de M-I puede modelar y optimizar el rendimiento del aceite y los fluidos sintéticos bajo las condiciones del fondo para minimizar la posibilidad de pérdida de circulación.

Otro factor que aumenta el riesgo de pérdida de retornos con los lodos base aceite y sintético son los bajos valores de "fuga" (filtrado) de estos lodos. Las propiedades de estos fluidos hacen que sean excelentes fluidos de fracturación, ya que tienden a propagar las fracturas más eficazmente que los fluidos base agua. Esta característica, unida al hecho de que estos fluidos humectan la formación fracturada con aceite o sintético, impide que la fractura se ablande y se cierre tan fácilmente como con los fluidos base agua. Por este motivo, los lodos base aceite y sintético no son recomendados para realizar la prueba de las zapatas de cementación de la tubería de revestimiento y de las presiones de fractura. Debido a su compresibilidad, no se puede determinar con certeza la presión hidrostática real, e incluso las Pruebas de Integridad de la Formación (FIT) pueden suponer un gran riesgo de fracturación de la formación.

En caso de pérdida de circulación, los procedimientos usados para restablecer la circulación son similares a los que se usan con los sistemas de lodo base agua. La pérdida de circulación y los remedios están descritos más detalladamente en el capítulo sobre Pérdida de Circulación. La pérdida de circulación puede ser dividida en dos

situaciones básicas: (1) pérdidas dentro de una fractura activa (generalmente en una lutita cerca de la última zapata de cementación de la tubería de revestimiento), y (2) pérdidas de lodo entero hacia las zonas porosas y permeables (que pueden variar de areniscas matriciales a formaciones cavernosas de carbonato). Los tipos de materiales y las técnicas usadas deben ser aplicados de acuerdo con el tipo de pérdida anticipado.

Las píldoras de Material de Pérdida de Circulación (LCM) que contienen de 30 a 50 lb/bbl (86 a 143 kg/cm³) de LCM constituyen la recomendación estándar. Estas píldoras deberían ser colocadas en la zona de escape y deberían permanecer tal cual por un tiempo determinado. En general, una mezcla de distintos tipos de LCM es más eficaz que un solo producto. Por ejemplo, una mezcla de materiales granulares, fibrosos y escamosos suele ser la más eficaz. El tamaño de las partículas del LCM usado debería coincidir con la frecuencia de pérdida de lodo. Se recomiendan calidades medianas o finas de mica o NUT PLUG® para las píldoras de LCM. Una mezcla de partículas de carbonato de calcio de granulometría determinada ha sido usada con éxito en muchas áreas, especialmente cuando las pérdidas se producen hacia formaciones con matrices de alta permeabilidad. Se ha demostrado que las pérdidas hacia fracturas activas pueden ser moderadas o eliminadas mediante una concentración adecuada de aditivos LCM con gránulos más grandes. Se advierte que las escamas de celofán, la corteza de cedro, las fibras de caña, el aserrín de madera, las cáscaras de semillas de algodón, las cáscaras de granos, los periódicos cortados en tiras y otros materiales fibrosos cortados en tiras pueden desestabilizar las emulsiones. Estos materiales no deberían ser usados en lodos base aceite o sintético, si existen otras opciones.

Aunque se acostumbre contornear las zarandas cuando se usan lodos base agua que contienen LCM, esta práctica no debería ser realizada con los lodos base aceite y sintético. La acumulación de sólidos es inaceptable y el aumento

La acumulación de sólidos es inaceptable y el aumento de la viscosidad puede aumentar la ECD...

de la viscosidad puede aumentar la ECD (Densidad Equivalente de Circulación), así como las pérdidas de lodo.

En los casos de pérdida de circulación grave, las inyecciones de lechadas de tierra diatomácea de filtrado alto especialmente formuladas (tipo Diaseal® M), las inyecciones inversas de arcilla organofílica (200 a 250 lb/bbl de VG-69 por barril de agua sin cemento) o las inyecciones de cemento suelen ser más

eficaces que las píldoras de LCM. Aquí también, los materiales y las técnicas deberían coincidir con la frecuencia de pérdida de lodo. En los casos más graves de pérdida de circulación donde los procedimientos normales no han podido establecer retornos totales y el costo constituye un problema, los sistemas de aceite y sintético deberían ser desplazados con un sistema de lodo base agua.

Control de Sólidos

Un alto contenido de sólidos perforados aumenta la viscosidad plástica debido al amontonamiento.

El control de sólidos eficaz es esencial para el uso económico de los sistemas de aceite y sintético, debido a su costo relativamente alto y a las consideraciones de eliminación. Aunque los sólidos perforados no se hidraten en los lodos base aceite y sintético, como lo hacen en los lodos base agua, el control de sólidos es crítico en estos lodos. Un alto contenido de sólidos perforados aumenta la viscosidad plástica debido al amontonamiento. Los sólidos perforados deben ser tratados con agentes humectantes para evitar que desestabilicen la emulsión. La cantidad excesiva de sólidos en los lodos base aceite y sintético no sólo reduce el rendimiento hidráulico, sino que también puede reducir la estabilidad de la emulsión. El costo del fluido base y de los productos químicos en estos sistemas hace que la corrección de la contaminación de sólidos mediante la dilución sea más costosa que el uso de equipos adecuados de control de sólidos para minimizar la acumulación de sólidos perforados.

En vez de confiar en la dilución para mantener los sólidos perforados a un nivel aceptable, se prefiere usar un programa de control de sólidos bien diseñado. La dilución crea otro problema además del costo, ya que el mayor volumen generado debe ser transportado, almacenado y/o eliminado. La solución consiste en eliminar los sólidos mecánicamente, antes de que se acumulen y se degraden en tamaño. La gestión y el mantenimiento apropiados del control de sólidos permiten que los lodos base aceite y sintéticos sean usados de nuevo casi indefinidamente. Si los sólidos

perforados se acumulan en un lodo base aceite o sintético, causarán problemas en los pozos donde sean usados posteriormente.

Buenos equipos primarios de control de sólidos (zarandas y centrifugas) son críticos para el éxito de los sistemas de lodo base aceite y sintético. Su importancia disminuye en proporción directa al costo del fluido base.

ZARANDAS

Las zarandas representan el método principal para el control de sólidos perforados en lodos base aceite o sintético. Las zarandas deberían usar una malla más fina que no descargue el lodo líquido por el extremo de la zaranda y que no eliminen cantidades excesivas de material densificante. En la práctica, esto significa que el lodo debería recorrer 2/3 a 3/4 de la longitud de la zaranda. Con buenas zarandas, el tamaño de malla puede ser limitado por la cantidad de barita que eliminan. Tres por ciento de la barita de calidad API recién añadida puede ser lo suficientemente grande para ser eliminada por una malla de malla 200. Resulta más económico separar pequeñas cantidades de barita que diluir los sólidos perforados que podrían acumularse cuando se usan mallas más grandes. Nunca permitir que el lodo contornee las zarandas, ya que el tamaño de los recortes sería cada vez más fino con cada circulación subsiguiente, hasta llegar al punto en que no puedan ser eliminados mecánicamente. Además, la mayor concentración de partículas más grandes reducirá la eficacia de cualquier equipo adicional de control de sólidos.

Las zarandas son críticas para mantener económicamente los sistemas

Las zarandas representan el método principal para el control de sólidos perforados en lodos base aceite o sintético.

La dilución y las centrífugas son los únicos medios eficaces para reducir el contenido de sólidos finos...

Para los lodos densificados, se suele usar un sistema de dos centrífugas (en serie).

de aceite y sintético. Si se anticipan altas velocidades de penetración y grandes caudales, zarandas de separación preliminar ("scalping shakers") deberían ser usadas para eliminar los recortes más grandes. Luego, el flujo que sale por abajo de las zarandas de separación preliminar debería ser encaminado hacia zarandas de malla fina de alta capacidad que sean capaces de manejar el caudal más grande. Lo ideal sería que estas zarandas tuvieran un tamaño de malla 200 o más fino.

Los recortes húmedos de las zarandas principales pasan frecuentemente por zarandas "secadoras" para reducir al mínimo la cantidad de fluido residual en los recortes. Estas zarandas secadoras tienden a degradar mecánicamente los recortes y producen un retorno de líquidos con un alto contenido de sólidos finos. Si se usa una centrífuga, el flujo que sale por abajo de las zarandas secadoras debería ser centrifugado antes de regresar al sistema activo. Aunque el valor del fluido sintético recuperado por las zarandas secadoras pueda ser alto, estas zarandas se usan principalmente para reducir la cantidad de desechos que deben ser eliminados y el líquido residual descargado con los desechos.

LIMPIADORES DE LODO

El uso de limpiadores de lodo para controlar los sólidos en los lodos base aceite ha tenido un éxito limitado. El limpiador de lodo está diseñado para eliminar grandes partículas del sistema de lodo, procesando el flujo que sale por abajo de un deslimador a través de una zaranda. Por lo tanto, el tamaño de corte de un limpiador de lodo está gobernado por el tamaño de malla. Las zarandas de alta fuerza G y gran capacidad pueden procesar todo el flujo de lodo a través de las mallas finas, lo cual elimina la necesidad de usar un limpiador de lodo. Aun cuando el limpiador de lodo usa mallas ultrafinas, la degradación mecánica de las partículas a través de su bomba de alimentación centrífuga sería perjudicial y la unidad terminaría eliminando más barita que sólidos perforados. No se puede justificar el uso de limpiadores de lodo en los equipos de perforación provistos de zarandas eficaces.

CENTRÍFUGAS

La dilución y las centrífugas son los únicos medios eficaces para reducir el contenido de sólidos finos de los lodos base aceite y sintético. Las centrífugas reducen la cantidad de dilución requerida para controlar las propiedades del lodo.

Las centrífugas pueden ser usadas en los lodos base aceite y sintético no densificados para eliminar los sólidos perforados finos y recuperar la fase fluida costosa. En este proceso, se desecha la descarga que contiene sólidos perforados mientras que el efluente regresa al sistema activo. El peso del fluido que regresa al sistema activo debería ser monitoreado todos los días. Si el fluido que regresa excede la densidad de la fase líquida, generalmente ~7,0 lb/gal, por un valor apreciable, una cantidad excesiva de sólidos ultrafinos está regresando al sistema. Si esto ocurre, la centrífuga debe ser ajustada para reducir su punto de corte.

Para los lodos densificados, se suele usar un sistema de dos centrífugas (en serie). El sistema está diseñado para eliminar solamente los sólidos indeseables y conservar tanto la fase fluida costosa como el material densificante. Se usa una centrífuga primaria de baja fuerza G para recuperar la mayor parte del material densificante, regresándolo directamente al sistema activo. Luego se procesa el flujo que sale por arriba o efluente (líquido con sólidos finos) a través de una centrífuga secundaria de alta fuerza G que realiza un corte más fino, eliminando la mayor cantidad posible de sólidos finos. Los sólidos eliminados por la centrífuga secundaria son desechados y el efluente líquido costoso regresa al sistema activo o es usado para realizar la dilución en la centrífuga primaria. El peso del efluente de la centrífuga secundaria debe ser monitoreado con regularidad para determinar si sólidos finos se están acumulando y si pueden ser perjudiciales para el sistema activo.

Se puede usar una regla general para evaluar la eficacia del sistema de dos centrífugas. La densidad de una muestra del efluente de la segunda centrífuga debería ser aumentada para

coincidir con la densidad del sistema de lodo activo. Luego la reología del lodo debe ser medida y evaluada en relación con las propiedades deseadas del fluido de perforación. Si la reología no es aceptable, será necesario realizar ajustes en el sistema de procesamiento, para reducir el peso del efluente.

Desafortunadamente, ningún sistema de procesamiento eliminará la necesidad de realizar una dilución fresca del aceite o de los líquidos sintéticos durante la perforación. La filtración en el fondo del pozo, las adiciones de material densificante y la acumulación de sólidos finos requieren adiciones de aceite fresco, cualquiera que sea el equipo mecánico

usado. La eficacia de las centrífugas disminuye debido al aumento de la viscosidad de la emulsión, en comparación con el lodo base agua. Por lo tanto, una serie de zarandas de alta fuerza G con mallas finas sigue siendo el medio más eficaz para controlar los sólidos perforados en los lodos base aceite y sintético.

El control de sólidos es muy importante para mantener el rendimiento óptimo del lodo y minimizar el tiempo improductivo. El uso correcto de los equipos de control de sólidos puede minimizar el proceso costoso de dilución, controlando la acumulación de sólidos indeseables y minimizando la pérdida de fluidos costosos.

Cementación en Lodos No Acuosos

La cementación... requiere el uso de fluidos espaciadores especialmente diseñados para impedir la mezcla...

La cementación en lodos base aceite y sintético requiere el uso de fluidos espaciadores especialmente diseñados para impedir la mezcla del cemento con el lodo base aceite o sintético. Estos espaciadores están diseñados para ser compatibles con el cemento y el lodo, mientras proporcionan otras funciones necesarias para la cementación. Además de obtener un buen desplazamiento de los lodos base aceite o sintético, los espaciadores también deben contener agentes tensioactivos que harán que las superficies humectadas por aceite o sintético regresen a un estado de humectación por agua para que se pueda lograr una buena adherencia del cemento. La mayoría de las compañías de cemento proporcionarán sus propios espaciadores para este propósito.

Las mezclas de lodo base aceite o sintético y cemento pueden formar una masa viscosa que no puede ser bombeada, resultando en la canalización del cemento, la pérdida de circulación y la adherencia incompleta del cemento. Además, un lodo base aceite o sintético humectará la tubería de revestimiento y el pozo, causando la adherencia incompleta del cemento. El uso de espaciadores especialmente diseñados no sólo elimina el problema relacionado con la mezcla, sino también puede efectuar un cambio en la humectabilidad de la tubería de revestimiento y del pozo. La

humectación por agua de la tubería de revestimiento y del pozo producirá la adherencia correcta del cemento. Si espaciadores especialmente diseñados no están disponibles, será necesario usar múltiples espaciadores. Éstos constan de agua y aceite o fluido sintético colocados de manera que estén en contacto con el fluido con el que son compatibles (i.e., cemento/agua, aceite diesel/lodo, fluido sintético/lodo). Se recomienda usar espaciadores especialmente diseñados cada vez que sea posible, debido a las ventajas adicionales ofrecidas por estos espaciadores.

La formulación de los espaciadores es muy variable. La formulación usada depende de las preferencias de la persona que está especificando o diseñando el espaciador y la cementación. Sin embargo, todos los diseños de espaciadores tienen una filosofía o técnica en común – El fluido que se está desplazando debería ser lo más ligero posible mientras que el fluido usado para realizar el desplazamiento debería ser lo más denso posible.

Este enfoque favorece la dilución del fluido en el pozo para que no se canalice, facilita la eliminación del revoque y genera una acción “tipo pistoneo” del fluido desplazador para forzar el fluido desplazado fuera del pozo de la manera más eficaz posible.

Lodos de Empaque

...los fluidos de empaque deberían ser formulados de manera que no puedan sedimentarse.

Un fluido de empaque es el fluido dejado encima del empaque en el espacio anular, entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento o la tubería de revestimiento corta, cuando un pozo ha sido completado y está listo para iniciar la producción. Los fluidos de empaque están generalmente diseñados para proporcionar una presión hidrostática igual a la presión de la formación productiva. La mayoría de los pozos sufren fallas de la tubería de producción o fallas del empaque durante su vida productiva y requieren operaciones remediadoras o de estimulación. Estos procedimientos pueden ser innecesariamente costosos y complicados si el material densificante del fluido de empaque se sedimenta encima del empaque. Por lo tanto, los fluidos de empaque deberían ser formulados de manera que no puedan sedimentarse. Los fluidos de empaque deberían ser térmicamente estables a la temperatura de fondo. También deberían proteger el DE de la tubería de producción y el DI de la tubería de revestimiento contra la corrosión.

Los sistemas VERSADRIL® y VERSACLEAN® pueden ser formulados para ser excelentes lodos de empaque. Estos lodos de empaque proporcionan (1) excelente estabilidad térmica durante largos periodos, (2) excelentes características de suspensión del material densificante y (3) protección duradera de los materiales metálicos contra la corrosión. Los lodos base agua no ofrecen el mismo nivel de rendimiento que los fluidos de empaque.

Los procedimientos descritos a continuación pueden ser usados para formular un fluido de empaque base aceite o sintético estable sin usar ninguna fórmula o procedimiento de prueba específico.

1. El fluido a usar debería ser formulado a partir de un lodo usado existente, o deberían contener todo el fluido previamente usado posible. Los lodos que fueron usados para perforar son más estables porque ya han sido sometidos al ciclo térmico y al esfuerzo cortante a través de la barrena. Estas acciones reducen y

estabilizan el tamaño de las gotas de agua y pueden reducir el tamaño de los sólidos. Algunos sólidos coloidales son beneficiosos en los fluidos de empaque, ya que ayudan a evitar el asentamiento. Si se debe usar un lodo nuevo, éste debería ser circulado y sometido al esfuerzo de corte a través del pozo y de una barrena durante 2 a 3 circulaciones o más, si es posible.

2. El sistema de lodo debería ser filtrado para eliminar las grandes partículas que son difíciles de suspender. Ésta es una etapa crítica para la preparación correcta de un lodo de empaque y debería ser realizada sin excepción. El tamaño de malla debería ser el más pequeño posible, hasta malla 200.
3. Otro aspecto crítico es asegurarse que el fluido no contiene sólidos humectados por agua. Los sólidos humectados por agua tienden a formar grandes conglomerados que se sedimentan más fácilmente. Una gran humectación por agua también puede impedir que las arcillas organofílicas desarrollen esfuerzos de gel adecuados. Antes de usar un lodo base aceite o sintético para un fluido de empaque, este lodo debería ser sometido a una prueba piloto con agentes humectantes y emulsificantes adecuados, para asegurarse que no hay ninguna humectación por agua. Sin embargo, procurar no sobretratar con agente humectante, ya que esto puede diluir el fluido y causar la sedimentación de la barita debido a la viscosidad insuficiente.
4. El sistema de lodo DEBE ser tratado con cal hasta que la alcalinidad (P_{OM}) se establezca dentro del rango apropiado. Se requiere un mínimo de 2 lb/bbl de exceso de cal para TODOS los lodos de empaque base aceite y sintético. Un sistema de lodo nuevo requerirá mayores adiciones de cal para lograr el mismo resultado, porque los lodos nuevos consumen cal durante el proceso de formación de jabón de calcio antes de estabilizarse completamente. Los grandes tratamientos de cal pueden causar la humectación por agua, la cual DEBE ser evitada y corregida. Se recomienda que cualquier tratamiento con grandes cantidades

de cal vaya acompañado de tratamientos de VERSACOAT o VERSAMUL®.

5. Los fluidos de empaque deben estar diseñados para cumplir con diferentes especificaciones de los fluidos de perforación. La reología del fluido de empaque debe ser lo suficientemente alta para impedir que el material densificante se sedimente por largos periodos, a veces años. Los requisitos reológicos del fluido de empaque variarán con la relación de aceite o sintético a agua del fluido de empaque, su densidad, la gravedad específica del material densificante usado y la temperatura de fondo del pozo. El esfuerzo de gel a 10 minutos de los fluidos de empaque densificados debe generalmente estar comprendido en un rango de 25 a 60 lb/100 pies². Los fluidos de empaque con un peso de 10 a 13 lb/gal no contienen suficiente material densificante para ser suspendidos por el amontonamiento de las partículas. Estos fluidos deben tener esfuerzos de gel más altos que los fluidos de empaque de mayor peso, y puede que sea necesario formularlos con bentonita o una arcilla de bajo rendimiento para aumentar su densidad con sólidos coloidales.
6. Al realizar la prueba piloto de los fluidos de empaque, mezclar un volumen suficiente de cada formulación para realizar el envejecimiento estático de por lo menos seis muestras. Según el tamaño de las bombas de envejecimiento estático, esto requerirá probablemente más de seis barriles equivalentes. Usar una muestra del lodo líquido que será usado en el fluido de empaque para mezclar estas muestras. Las propiedades del fluido de empaque deberían ser controladas y registradas antes de realizar el envejecimiento estático. Seis muestras del fluido de empaque deberían ser presurizadas y sometidas al envejecimiento estático a la temperatura de fondo del pozo. Controlar el esfuerzo de corte estático y las propiedades de dos muestras después de que hayan sido sometidas al envejecimiento estático durante un, siete y 30 días o más. Después de registrar los esfuerzos de corte estático, controlar las muestras para determinar si se han sedimentado. Si ambas muestras fallan debido a la sedimentación, esfuerzos de corte excesivos o a la inestabilidad de las propiedades del lodo, será necesario desechar las otras muestras y desarrollar y probar otra formulación.

Es común que se use el fluido de perforación como fluido de empaque de la tubería de revestimiento.

Fluidos de Empaque de la Tubería de Revestimiento

Un empaque de la tubería de revestimiento es el fluido bombeado delante del cemento y dejado en el espacio anular encima del cemento, fuera de la tubería de revestimiento que se está cementando. Es común que se use el fluido de perforación como fluido de empaque de la tubería de revestimiento. Cuando se necesita un empaque de la tubería de revestimiento con aceite o fluido sintético, el pozo debe ser perforado con el sistema para eliminar el tiempo requerido para desplazar y estabilizar el pozo con el empaque de la tubería de revestimiento. El propósito de los empaques de la tubería de revestimiento con aceite o sintético es:

- Estabilizar el pozo.
- Proporcionar un fluido estable con buenas características de suspensión durante largos periodos.
- Impedir que la tubería de revestimiento quede pegada, cuando se tiene la intención de recuperarla más tarde.
- Aislar la tubería de revestimiento de los fluidos corrosivos de la formación.
- Proporcionar un ambiente no conductor si se usa la protección catódica para proteger la tubería de revestimiento.

Las propiedades recomendadas para los empaques de la tubería de revestimiento son similares a las que se recomiendan para los fluidos de

empaques. Las reologías recomendadas para los empaques de la tubería de revestimiento pueden ser un tanto más altas que las reologías recomendadas para los fluidos de empaque, a fin de barrer el espacio anular. Los empaques de la tubería de revestimiento estarán expuestos a los fluidos de la formación durante la vida del pozo. Para compensar esto, los empaques de la tubería de revestimiento suelen ser tratados con emulsificantes y agentes humectantes adicionales. El proceso recomendado anteriormente para formular y probar un fluido de empaque puede ser usado para formular los

empaques de la tubería de revestimiento.

La mayoría de los sistemas de aceite o sintético pueden ser acondicionados para satisfacer hasta las más estrictas propiedades requeridas para los empaques de la tubería de revestimiento y los fluidos de empaque. Como con los fluidos de empaque, el fluido debe ser estabilizado mediante circulación por el pozo, exponiéndolo al calor y al esfuerzo de corte antes de someterlo a los tratamientos finales y de acondicionarlo como fluido de empaque de la tubería de revestimiento.

Fluidos de Rehabilitación

Si un fluido base aceite o sintético fue usado como fluido de empaque, un fluido similar será probablemente usado como fluido de rehabilitación. El aceite y los fluidos sintéticos pueden ser usados en ambientes extremadamente corrosivos y como fluidos de perforación para evitar daños a la formación. Debido a su buena lubricidad y bajas tendencias de adhesión, estos fluidos son especialmente adecuados para las operaciones de “lavado” donde es muy probable que el tubo de lavado se pegue.

La preparación de los pozos en campos agotados para el almacenamiento de gas constituye una excelente aplicación para los lodos base aceite que contienen Versatrol. Si la tubería de revestimiento existente de los pozos está corroída y tiene fugas, en general será reemplazada en vez de ser reparada. Las tuberías de revestimiento deben ser lavadas. El lodo base aceite es el fluido preferido para “lavar” y recuperar la tubería de revestimiento. Los lodos base aceite usados en estas aplicaciones requieren una atención más detenida y más productos químicos de tratamiento que una

operación de perforación. Después de rehabilitar los pozos en un proyecto de almacenamiento de gas con fluidos base aceite, los fluidos son generalmente usados como empaques de la tubería de revestimiento y fluidos de empaque para completar los pozos.

Si los pozos fueron perforados inicialmente y completados con fluidos base agua, el lodo base agua y los sólidos ubicados detrás de la tubería de revestimiento se incorporarán en el lodo base aceite al ser “perforados” con el tubo de lavado. Las lutitas expuestas se derrumbarán probablemente dentro del pozo y agravarán el problema. En cada uno de estos pozos, será necesario hacer preparativos para manejar grandes cantidades de sólidos humectados por agua. El volumen de fluido de rehabilitación requerido puede ser considerablemente más alto que el que fue estimado en base al diámetro original del pozo. Grandes cantidades de aceite base, emulsificantes y agentes humectantes serán requeridas para tratar el agua y los sólidos humectados por agua que serán incorporados en el fluido de rehabilitación.

El lodo base aceite es el fluido preferido para “lavar” y recuperar la tubería de revestimiento.

Localización de Problemas con los Lodos Base Aceite

	Emulsificante Primario	Agente Humectante
Sistema convencional	VERSAMUL	VERSACOAT
Sistema relajado	VERSACOAT	VERSAWET

A. PROBLEMA: VISCOSIDAD INSUFICIENTE

Causa	Tratamiento
Subtratamiento de viscosificador Falta de granulometría apropiada	Añadir arcilla organofílica, VG-69 Añadir HRP Añadir VERSAMOD
Bajo contenido de agua	Añadir agua (salmuera)
Lodo nuevo, falta de corte	Someter al esfuerzo de corte a través de la barrena o de una unidad de corte
Desgasificación	Aumentar el peso del lodo Añadir agente humectante Añadir el emulsificante primario y cal

B. PROBLEMA: VISCOSIDAD EXCESIVA

Causa	Tratamiento
Alto contenido de agua (flujo de agua salada)	Diluir con aceite Añadir el emulsificante primario y cal Añadir agente humectante* Añadir VERSATHIN®
Sólidos perforados incorporados 1. Alto contenido de sólidos (% en volumen)	Centrifugar/control de sólidos Usar dilución Añadir agente humectante* Añadir VERSATHIN*
2. Problema con sólidos finos	Centrifugar/control de sólidos Usar dilución Añadir agente humectante* Añadir VERSATHIN*
3. Sólidos humectados por agua	Añadir agente humectante y emulsificante primario Añadir SWA*
Inestabilidad a altas temperaturas	Añadir agente humectante y emulsificante primario Reducir el contenido de agua Reducir el contenido de sólidos
Gases ácidos	Añadir cal (sistema convencional) Añadir el emulsificante primario y agente humectante Aumentar el peso del lodo
Sobretreatmento	Diluir con aceite

C. PROBLEMA: AUMENTO DE LA FILTRACIÓN ATAP

Causa	Tratamiento
Emulsión débil	Añadir el emulsificante primario Añadir cal (sistema convencional)
Lack of proper particle size distribution	Añadir VERSATROL Añadir VERSALIG Añadir VG-69 Añadir material densificante o agente puenteante
Inestabilidad a altas temperaturas	Añadir el emulsificante primario y agente humectante Añadir cal (sistema convencional) Añadir VERSATROL o VERSALIG

D. PROBLEMA: AGUA EN EL FILTRADO ATAP (SI ES INDESEABLE)

Causa	Tratamiento
Emulsión débil	Añadir el emulsificante primario y agente humectante Añadir cal (sistema convencional)
Inestabilidad a altas temperaturas	Añadir el emulsificante primario Añadir cal (sistema convencional) Añadir VERSATROL o VERSALIG

E. PROBLEMA: SÓLIDOS HUMECTADOS POR AGUA

Causa	Tratamiento
Supersaturación	Añadir emulsificante y agente humectante Añadir SWA* Añadir agua con moderación
Sólidos excesivos	Usar el control de sólidos y la dilución Añadir agente humectante Añadir SWA*
Subtratamiento	Añadir el emulsificante primario y agente humectante Añadir SWA*

*SWA debería ser usado con moderación y solamente cuando otros tratamientos y métodos no son eficaces.

F. PROBLEMA: TAPONAMIENTO DE LA ZARANDA

Causa	Tratamiento
Sólidos humectados por agua	Añadir agente humectante Añadir el emulsificante primario Añadir SWA*

*SWA debería ser usado con moderación y solamente cuando otros tratamientos y métodos no son eficaces.

G. PROBLEMA: FLUJO DE AGUA

Indicador	Tratamiento
Reducción de la relación A/A (intrusión de agua)	Aumentar el peso del lodo
Reducción del peso del lodo	Aumentar el peso del lodo Añadir el emulsificante primario y agente humectante Añadir cal (sistema convencional) Añadir aceite para ajustar la relación A/A Añadir sal para ajustar la salinidad de la salmuera

H. PROBLEMA: CONTAMINACIÓN DE CO₂

Indicador	Tratamiento
Reducción de P _{OM}	Aumentar el peso del lodo Añadir cal
Aumento de la reología	Añadir el emulsificante primario y agente humectante Añadir aceite para dilución Aumentar el peso del lodo Añadir cal

I. PROBLEMA: CONTAMINACIÓN DE SULFURO DE HIDRÓGENO

Indicador	Tratamiento
Reducción de P_{OM}	Aumentar el peso del lodo Añadir cal Añadir el emulsificante primario y agente humectante Añadir el secuestrador de sulfuro de hidrógeno a base de cinc, óxido de cinc
Olor fétido	Aumentar el peso del lodo Añadir cal Añadir el emulsificante primario y agente humectante Añadir el secuestrador de sulfuro de hidrógeno a base de cinc, óxido de cinc
El lodo se vuelve negro	Aumentar el peso del lodo Añadir cal Añadir el emulsificante primario y agente humectante Añadir el secuestrador de sulfuro de hidrógeno a base de cinc, óxido de cinc
La tubería de perforación se vuelve negra	Aumentar el peso del lodo Añadir cal Añadir el emulsificante primario y agente humectante Añadir el secuestrador de sulfuro de hidrógeno a base de cinc, óxido de cinc

J. PROBLEMA: PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

Causa	Tratamiento
Presión hidrostática sobrebalanzada	Reducir el peso del lodo (si es posible) Usar píldoras de LCM Colocar la tubería de revestimiento
Pérdida excesiva de presión anular	Reducir la reología y los esfuerzos de gel Reducir las velocidades de circulación
Presiones de surgencia	Reducir la reología y los esfuerzos de gel Proceder por etapas y circular viajando dentro/fuera del pozo Reducir la velocidad de viaje Usar píldoras de LCM colocadas en el pozo

Cálculos

OBSERVACIÓN: En las siguientes ecuaciones, % CaCl_2 y % NaCl significan % en peso, a menos que se indique % CaCl_2 (vol). Los valores para líquidos como % H_2O y % Aceite significan % en volumen a menos que estén indicados de otra manera.

TABLAS DE SALMUERA

% en Peso CaCl_2	Densidad (kg/l)	Densidad (lb/gal)	Cl (mg/l)	CaCl_2 (lb/bbl)	Agua (bbl)	Actividad de la Salmuera (A_w)
2	1,015	8,46	12.969	7,1	0,995	0,989
4	1,032	8,60	26.385	14,5	0,990	0,980
6	1,049	8,75	40.185	22,0	0,986	0,971
8	1,066	8,89	54.496	29,9	0,981	0,960
10	1,084	9,04	69.190	37,9	0,975	0,948
12	1,101	9,19	84.459	46,3	0,969	0,932
14	1,120	9,34	100.175	54,9	0,963	0,914
16	1,139	9,50	116.403	63,8	0,957	0,892
18	1,158	9,66	133.141	72,9	0,950	0,867
20	1,178	9,82	150.455	82,4	0,942	0,837
22	1,198	9,99	168.343	92,2	0,934	0,804
24	1,218	10,16	186.743	102,3	0,926	0,767
26	1,239	10,33	205.781	112,7	0,917	0,726
28	1,260	10,51	225.395	123,5	0,907	0,683
30	1,282	10,69	245.647	134,6	0,897	0,637
32	1,304	10,87	266.474	146,0	0,886	0,590
34	1,326	11,06	288.004	157,8	0,875	0,541
36	1,349	11,25	310.237	170,0	0,863	0,492
38	1,372	11,44	333.109	182,5	0,851	0,443
40	1,396	11,64	356.683	195,4	0,837	0,395

% en volumen de sal = $100 \times (1,0 - \text{bbl agua})$.
Propiedades basadas en 20°C y pureza de 100%.

Tabla 2: Salmuera de cloruro de calcio.

La concentración de cloruro de calcio requerida para la fase interna depende de la actividad de la formación que se está perforando. La mayoría de los lodos usan 25 a 35% en peso de cloruro de calcio.

% en Peso NaCl	Densidad (kg/l)	Densidad (lb/gal)	Cl ⁻ (mg/l)	NaCl (lb/bbl)	Agua (bbl)	Actividad de la Salmuera (A _w)
2	1,013	8,44	12.254	7,1	0,992	0,989
4	1,027	8,56	24.932	14,4	0,986	0,977
6	1,041	8,68	37.914	21,9	0,979	0,964
8	1,056	8,81	51.260	29,6	0,971	0,950
10	1,071	8,93	64.970	37,5	0,964	0,935
12	1,086	9,05	79.044	45,6	0,955	0,919
14	1,101	9,18	93.481	53,9	0,947	0,902
16	1,116	9,31	108.344	62,5	0,938	0,883
18	1,132	9,44	123.570	71,3	0,928	0,862
20	1,148	9,57	139.282	80,4	0,918	0,839
22	1,164	9,71	155.357	89,6	0,908	0,815
24	1,180	9,84	171.858	99,2	0,897	0,788
26	1,197	9,98	188.843	109,0	0,886	0,759

% en volumen de sal = 100 x (1,0 - bbl agua).
 Propiedades basadas en 20°C y pureza de 100%.

Tabla 3: Salmuera de cloruro de sodio.

CONVERSIONES DE SALMUERA

Densidad (lb/gal) = SG x 8,34

CaCl₂ (ppm) = % CaCl₂ x 10.000

Cloruros (ppm) = % CaCl₂ x 6.393

NaCl (ppm) = % NaCl x 10.000

Cloruros (ppm) = % NaCl x 6.065

Cálculo de cualquier % en peso de sal:

$$\% \text{ en peso de sal} = \left(\frac{(\text{Ag} \times \text{C})}{(\text{Ag} \times \text{C}) + \% \text{ H}_2\text{O}} \right) \times 100$$

Donde:

Ag = cm³ de nitrato de plata 0,282 usado en la determinación de cloruros por cm³ de lodo

C = constante de sal

% H₂O = % en volumen de agua de la retorta

Sal	Constante de Sal (C)
Cloruro de calcio	1,565
Cloruro de sodio	1,648
Cloruro de magnesio	1,343
Cloruro de potasio	2,103

ECUACIONES DE AJUSTE DE CURVAS DE ACTIVIDAD DE LA SALMUERA (A_w):

Las siguientes ecuaciones pueden ser usadas para determinar la actividad del agua (A_w):

CLORURO DE CALCIO:

$$A_w = 1 + 0,001264834 (\% \text{ CaCl}_2) - 0,0006366891 (\% \text{ CaCl}_2)^2 + 5,877758 \times 10^{-6} (\% \text{ CaCl}_2)^3$$

CLORURO DE SODIO:

$$A_w = 1 - 0,004767582 (\% \text{ NaCl}) - 0,0001694205 (\% \text{ NaCl})^2$$

CLORURO DE MAGNESIO:

$$A_w = 1 - 0,002444242 (\% \text{ MgCl}_2) - 0,0004608654 (\% \text{ MgCl}_2)^2$$

CLORURO DE POTASIO:

$$A_w = 1 - 0,003973135 (\% \text{ KCl}) - 7,47175 \times 10^{-5} (\% \text{ KCl})^2$$

AJUSTE DE LA ACTIVIDAD DEL AGUA

La técnica descrita a continuación debería ser usada para determinar la cantidad de cloruro de calcio requerida para ajustar (reducir) la actividad del agua a un valor deseado mediante el aumento de la salinidad de la salmuera.

Aumento de la salinidad de la salmuera:

1. Valorar los cloruros y calcular la concentración inicial de sal, % en peso de CaCl_2 .
2. Estimar la A_W presente del fluido usando la Tabla 2: Salmuera de cloruro de calcio, relacionando la actividad con la concentración de sal (% en peso) o usar las ecuaciones de ajuste de curvas.
3. Usando una retorta, determinar el contenido de agua, % en volumen de agua.
4. Calcular la concentración inicial de CaCl_2 (lb/bbl lodo entero).

% en peso inicial de CaCl_2 : % CaCl_2
 % en peso deseado de CaCl_2 : %D CaCl_2
 % en volumen de agua: % H_2O

$$\text{CaCl}_2 \text{ (lb/bbl lodo entero)} = \frac{\% \text{ CaCl}_2 \times \% \text{ H}_2\text{O} \times 3,5}{100 - \% \text{ CaCl}_2}$$

5. A partir de una medida o un valor para la actividad de la lutita, determinar la concentración de sal deseada, % CaCl_2 , usando la tabla de salmuera y la ecuación de ajuste de curvas. Usando la ecuación proporcionada a continuación, determinar la cantidad de CaCl_2 requerida para reducir la A_W al valor deseado.

% en peso deseado de CaCl_2 : %D CaCl_2
 % pureza de CaCl_2 : % pureza

CaCl_2 (lb/bbl lodo entero) a añadir =

$$\left[\frac{\%D \text{ CaCl}_2}{100 - \%D \text{ CaCl}_2} - \frac{\% \text{ CaCl}_2}{100 - \% \text{ CaCl}_2} \right] \times \frac{350 \times \% \text{ H}_2\text{O}}{\% \text{ pureza}}$$

Ejemplo:

% en peso inicial de CaCl_2 : 10
 % en volumen de agua: 20
 % en peso deseado de CaCl_2 : 25
 % pureza: 78

Del punto 4. CaCl_2 inicial (lb/bbl lodo entero): 7,78

Del punto 5. CaCl_2 (lb/bbl lodo entero) a añadir: 19,9

Ocasionalmente se desea obtener un aumento de la actividad (reducción del contenido de sal). Esto ocurre generalmente durante la perforación de sal, cuando la concentración de sal aumenta debido a la evaporación y al sobretratamiento. El siguiente procedimiento puede ser usado para determinar la cantidad de agua a añadir para ajustar (aumentar) la actividad del agua al valor deseado.

Reducción de la salinidad de la salmuera

1. Valorar los cloruros y calcular la concentración inicial de sal, % en peso de CaCl_2 .
2. Estimar la A_W presente del fluido usando la Tabla 2: Salmuera de cloruro de calcio, relacionando la actividad con la concentración de sal (% en peso) o la ecuación de ajuste de curvas.

3. Usando una retorta, determinar el contenido de agua, % en volumen de agua.
 4. Calcular la concentración inicial de CaCl_2 (lb/bbl lodo entero).

% en peso inicial CaCl_2 : % CaCl_2

% en volumen de agua: % H_2O

$$\text{CaCl}_2 \text{ (lb/bbl lodo entero)} = \frac{\% \text{ CaCl}_2 \times \% \text{ H}_2\text{O} \times 3,5}{100 - \% \text{ CaCl}_2}$$

5. Usando el valor deseado para la actividad del fluido, determinar la concentración de sal deseada, % CaCl_2 , usando la tabla de salmuera o la ecuación de ajuste de curvas. Usando la ecuación proporcionada a continuación, determinar la cantidad de agua requerida para aumentar la A_W al valor deseado.

% en peso deseado de CaCl_2 : %D CaCl_2

$$\text{Agua a añadir (bbl/bbl)} = \frac{(100 \times \text{CaCl}_2) - D(\text{CaCl}_2 \times \text{CaCl}_2) - (\% \text{ CaCl}_2 \times \% \text{ H}_2\text{O} \times 3,5)}{\%D \text{ CaCl}_2 \times 350}$$

Ejemplo:

% en peso inicial de CaCl_2 : 22

% en volumen de agua: 10

% en peso deseado de CaCl_2 : 15

De 4. CaCl_2 inicial (lb/bbl lodo entero): 9,87

De 5. Agua a añadir (bbl/bbl): 0,0598

% en Peso NaCl	Densidad (kg/l)	Densidad (lb/gal)	Cl ⁻ (mg/l)	NaCl (lb/bbl)	Agua (bbl)	Actividad de la Salmuera (A_W)
2	1,013	8,44	12.254	7,1	0,992	0,989
4	1,027	8,56	24.932	14,4	0,986	0,977
6	1,041	8,68	37.914	21,9	0,979	0,964
8	1,056	8,81	51.260	29,6	0,971	0,950
10	1,071	8,93	64.970	37,5	0,964	0,935
12	1,086	9,05	79.044	45,6	0,955	0,919
14	1,101	9,18	93.481	53,9	0,947	0,902
16	1,116	9,31	108.344	62,5	0,938	0,883
18	1,132	9,44	123.570	71,3	0,928	0,862
20	1,148	9,57	139.282	80,4	0,918	0,839
22	1,164	9,71	155.357	89,6	0,908	0,815
24	1,180	9,84	171.858	99,2	0,897	0,788
26	1,197	9,98	188.843	109,0	0,886	0,759

% en volumen de sal = $100 \times (1,0 - \text{bbl agua})$.
 Propiedades basadas en 20°C y pureza de 100%.

Tabla 4: Salmuera de cloruro de sodio.

Conversions de Salmuera

Densidad (lb/gal) = SG x 8,34

CaCl_2 (ppm) = % $\text{CaCl}_2 \times 10.000$

Cloruros (ppm) = % $\text{CaCl}_2 \times 6.393$

NaCl (ppm) = % NaCl x 10.000

Cloruros (ppm) = % NaCl x 6.065

Relaciones de aceite a agua (A/A)

El cálculo de las relaciones de aceite a agua y sintético a agua requiere los siguientes valores de retorta:

$$\text{Relación de aceite (AC)} = \left(\frac{\% \text{ aceite}}{\% \text{ aceite} + \% \text{ H}_2\text{O}} \right) \times 100$$

$$\text{Relación de agua (AG)} = 100 - \text{relación de aceite}$$

o

$$\text{Relación de agua (AG)} = \left(\frac{\% \text{ H}_2\text{O}}{\% \text{ H}_2\text{O} + \% \text{ aceite}} \right) \times 100$$

***OBSERVACIÓN:** La suma de la relación de aceite y de la relación de agua siempre es igual a 100.*

Ejemplo:

% en volumen de aceite: 56

% en volumen de agua: 24

% en volumen de sólidos: 20

$$\text{Relación de aceite} = \left(\frac{56}{56 + 24} \right) \times 100 = 70\% \text{ aceite}$$

$$\text{Relación de agua} = \left(\frac{24}{24 + 56} \right) \times 100 = 30\% \text{ agua}$$

$$\text{Relación aceite:agua (A/A)} = 70:30 \text{ ó } 70/30$$

AJUSTE DE LAS RELACIONES A/A O S/A

Mediante simples cálculos que incluyen los datos actuales de la retorta, se puede calcular el aumento o la reducción de la relación de aceite o sintético a agua. Para un lodo densificado, el cambio de la relación de aceite o sintético a agua causa una reducción del peso del lodo. El líquido y la barita agregados para volver a densificar aumentarán el volumen del sistema.

AUMENTO DE LA RELACIÓN DE ACEITE A AGUA

Se debe añadir aceite o fluido sintético al lodo para aumentar la relación de aceite o sintético a agua. Al hacer esto, no se añade ninguna cantidad de agua al sistema y el volumen efectivo de agua no cambia.

Para calcular los barriles de aceite requeridos para aumentar la relación A/A:

- A. Registrar el % en volumen de aceite de la retorta como % aceite.
- B. Registrar el % en volumen de agua de la retorta como % H₂O.
- C. Registrar la relación de agua de la relación A/A deseada como W_R.
- D. Calcular los barriles de aceite o fluido sintético a añadir:

$$\text{Aceite a añadir (bbl/bbl lodo)} = \frac{\% \text{ H}_2\text{O}}{W_R} - \frac{(\% \text{ aceite} + \% \text{ H}_2\text{O})}{100}$$

En esta ecuación:

$$\text{Volumen de líquido nuevo (bbl/bbl lodo)} = \frac{\% \text{ H}_2\text{O}}{W_R}$$

$$\text{Volumen de líquido original (bbl/bbl lodo)} = \frac{(\% \text{ aceite} + \% \text{ H}_2\text{O})}{100}$$

$$\text{Volumen de líquido nuevo} = \text{Volumen de líquido original} + \text{aceite a añadir}$$

Ejemplo:

% en volumen de aceite (retorta): 51%
 % en volumen de agua (retorta): 9%
 Relación A/A original: 85/15
 Relación A/A deseada: 90/10 (O_R = 90, W_R = 10)

Para aumentar la relación A/A de 85/15 a 90/10, calcular cuánto aceite debe ser añadido:

$$\text{Aceite a añadir (bbl/bbl lodo)} = \frac{\% \text{ H}_2\text{O}}{W_R} - \frac{(\% \text{ aceite} + \% \text{ H}_2\text{O})}{100}$$

$$\text{Aceite a añadir (bbl/bbl lodo)} = \frac{9}{10} - \frac{(51 + 9)}{100} = 0,9 - 0,6 = 0,30 \text{ bbl de aceite por bbl de lodo}$$

Por lo tanto, para aumentar la relación A/A de 85/15 a 90/10, se debe añadir 0,30 bbl de aceite por cada barril de lodo.

REDUCCIÓN DE LA RELACIÓN DE ACEITE A AGUA

Se debe añadir agua o salmuera al lodo para reducir la relación de aceite o sintético a agua. No se añade ningún aceite o sintético al sistema y el volumen de aceite o sintético no cambia.

REDUCCIÓN DE LA RELACIÓN A/A USANDO AGUA

Para calcular los barriles de agua (no salmuera) requeridos para reducir la relación A/A:

- A. Registrar el % en volumen de aceite de la retorta como % aceite.
- B. Registrar el % en volumen de agua de la retorta como % H₂O.
- C. Registrar la relación de agua de la relación A/A deseada como O_R.
- D. Calcular los barriles de agua a añadir:

$$\text{Agua a añadir (bbl/bbl lodo)} = \frac{\% \text{ aceite}}{O_R} - \frac{(\% \text{ aceite} + \% \text{ H}_2\text{O})}{100}$$

REDUCCIÓN DE LA RELACIÓN A/A USANDO SALMUERA

- A. Registrar el % en volumen de aceite de la retorta como % aceite.
- B. Registrar el % en volumen de agua de la retorta como % H₂O.
- C. Registrar la relación de agua de la relación A/A deseada como O_R.
- D. Determinar el % de agua en la salmuera (% H₂O (salmuera)). Usar las tablas de salmuera en las páginas 11.33 y 11.35. Tomar el número fraccionario de la columna titulada "Agua (bbl)" y multiplicarlo por 100.
- E. Calcular el volumen de salmuera a añadir:

$$\text{Salmuera (bbl/bbl lodo)} = \frac{100 \times \% \text{ aceite}}{\% \text{ H}_2\text{O (salmuera)} \times O_R} - \frac{(\% \text{ aceite} + \% \text{ H}_2\text{O})}{\% \text{ H}_2\text{O (salmuera)}}$$

OBSERVACIÓN: La densidad del lodo cambiará si se aumenta o se reduce la relación A/A del lodo. La relación A/A no cambiará si se vuelve a densificar el lodo. Además, nótese que en los cálculos anteriores, los valores O_R y W_R deben cumplir con la siguiente ecuación: O_R + W_R = 100.

ANÁLISIS DE SÓLIDOS**Nomenclatura:**

MWt	=	Peso del lodo (lb/gal)
O _R	=	Relación de aceite
W _R	=	Relación de agua
Peso salmuera	=	Peso de la salmuera (lb/gal)
Ag	=	ml de AgNO ₃ (0,282N) por cm ³ de lodo
% H ₂ O	=	% H ₂ O de la retorta
% aceite	=	% aceite de la retorta
% Sólidos Cor.	=	% Sólidos Corregidos
% LGS	=	% Sólidos de Baja Gravedad Específica (sólidos perforados + VG-69)
% HGS	=	% Sólidos de Alta Gravedad Específica (material densificante)
% CaCl ₂	=	% en peso de cloruro de calcio
SG _{MATDENS}	=	Gravedad Específica del material densificante
SG _{ACEITE}	=	Gravedad Específica del aceite

$$1) O_R = \left(\frac{\% \text{ aceite}}{\% \text{ aceite} + \% \text{ H}_2\text{O}} \right) \times 100$$

$$2) W_R = 100 - O_R$$

$$3) \% \text{ CaCl}_2 \text{ (wt)} = \left(\frac{\text{Ag} \times 1,565}{(\text{Ag} \times 1,565) + \% \text{ H}_2\text{O}} \right) \times 100$$

$$4) \text{CaCl}_2 \text{ (lb/bbl lodo entero)} = \text{Ag} \times 5,4775$$

$$5) \text{Peso de la salmuera (lb/gal)} = 8,34 \times \{1 + [8,09 \times 10^{-3} \times (\% \text{CaCl}_2)] + [4,095 \times 10^{-5} \times (\% \text{CaCl}_2)^2] + \dots [1,422 \times 10^{-7} \times (\% \text{CaCl}_2)^3]\}$$

$$6) \text{SG}_{\text{BR}} = \text{Peso de la salmuera} \div 8,34$$

$$7) \% \text{CaCl}_2 \text{ en volumen} = \left[\left(\frac{8,34}{(\text{SG}_{\text{BR}} \times 8,34)(100 - \% \text{CaCl}_2)} \right) - 1 \right] \times \% \text{H}_2\text{O}$$

$$8) \% \text{Sólidos Cor.} = 100 - \% \text{H}_2\text{O} - \% \text{aceite} - \% \text{CaCl}_2 \text{ (vol)}$$

$$9) \% \text{LGS} =$$

$$\left[\frac{\text{SG}_{\text{PESOMAT}}}{0,12} \times \% \text{Sólidos Cor.} \right] + \left[\frac{\text{SG}_{\text{ACEITE}}}{0,12} \times \% \text{aceite} \right] + \left[\text{Peso Salmuera} \times (\% \text{H}_2\text{O} + \% \text{CaCl}_2 \text{ (vol)}) \right] \div \left[\text{MWt} \times 100 \right] \\ (8,34 \times \text{SG}_{\text{PESOMAT}}) - 21,67$$

$$10) \% \text{HGS} = \% \text{Sólidos Cor.} - \% \text{LGS}$$

$$11) \text{LGS (lb/bbl)} = 9,1 \times \% \text{LGS}$$

$$12) \text{HGS (lb/bbl)} = \% \text{HGS} \times \text{SG}_{\text{MATDENS}} \times 3,5$$

OBSERVACIÓN: Las ecuaciones 6 a 12 también aplican a fluidos que contienen cloruro de sodio; sustituir los valores de CaCl_2 por los valores de NaCl .

Salinidad de la Salmuera

OBSERVACIÓN: El procedimiento API RP 13B-2 usa diferentes cálculos para algunas de las siguientes situaciones. Referirse a la sección 7 del último RP 13B-2 para otros cálculos.

SISTEMAS DE UNA SAL

Si la fase de salmuera del lodo base aceite contiene una sola sal, sea CaCl_2 o NaCl , entonces las siguientes ecuaciones serán aplicables para determinar el porcentaje (%) en peso, lb/bbl, gravedad específica de la salmuera, mg/l, y ppm de la fase acuosa de la sal respectiva. También se incluyen los cloruros totales en la fase acuosa. Para los sistemas de sal, el porcentaje (%) en peso es el valor más común y más útil para realizar la conversión a varias otras concentraciones equivalentes.

Los cálculos de la salinidad de la salmuera requieren lo siguiente:

$$\% \text{H}_2\text{O} = \% \text{H}_2\text{O de la retorta}$$

$$\text{Ag} = \text{ml de AgNO}_3 \text{ 0,282N por cm}^3 \text{ de lodo}$$

A partir de estos datos, podemos calcular otros valores de concentración usando las siguientes ecuaciones:

A) Cloruro de calcio

(Suponiendo que todo el contenido de sal se compone de cloruro de calcio.)

$$1) \% \text{CaCl}_2 \text{ (peso)} = \left(\frac{\text{Ag} \times 1,565}{(\text{Ag} \times 1,565) + \% \text{H}_2\text{O}} \right) \times 100$$

$$2) \text{CaCl}_2 \text{ (lb/bbl lodo entero)} = \text{Ag} \times 5,4775$$

$$3) SG_{BR} = 1,000318525 + (8,0899459 \times 10^{-3} \times \% \text{ CaCl}_2) + \dots \\ (4,0944872 \times 10^{-5} \times [\% \text{ CaCl}_2]^2) + (1,4220309 \times 10^{-7} \times [\% \text{ CaCl}_2]^3)$$

$$4) \text{Peso de la salmuera (lb/gal)} = SG_{BR} \times 8,34$$

$$5) \text{CaCl}_2 \text{ (mg/l)} = 10.000 \times \% \text{ CaCl}_2 \times SG_{BR}$$

$$6) \text{CaCl}_2 \text{ (ppm)} = \% \text{ CaCl}_2 \times 10.000$$

$$7) \text{Cloruros (mg/l)} = \% \text{ CaCl}_2 \times SG_{BR} \times 6.393$$

Ejemplo:

$$\% \text{ H}_2\text{O} = 10$$

$$\text{Ag} = 2 \text{ ml de AgNO}_3 \text{ 0,282N por cm}^3 \text{ de lodo}$$

$$\% \text{ CaCl}_2 \text{ (peso)} = 23,84$$

$$\text{CaCl}_2 \text{ (lb/bbl lodo entero)} = 11,0$$

$$\text{SG salmuera CaCl}_2 = 1,218$$

$$\text{Peso de la salmuera (lb/gal)} = 10,16$$

$$\text{CaCl}_2 \text{ (mg/l)} = 290.440$$

$$\text{CaCl}_2 \text{ (ppm)} = 238.385$$

$$\text{Cloruros (mg/l)} = 185.679$$

B) Cloruro de sodio

(Suponiendo que todo el contenido de sal se compone de cloruro de sodio.)

$$1) \% \text{ NaCl (peso)} = \left(\frac{\text{Ag} \times 1,649}{(\text{Ag} \times 1,649) + \% \text{ H}_2\text{O}} \right) \times 100$$

$$2) \text{NaCl (lb/bbl lodo entero)} = \text{Ag} \times 5,775$$

$$3) SG_{NaCl} = 1,000002116 + (7,1014067 \times 10^{-3} \times \% \text{ NaCl}) + \dots \\ (1,1917074 \times 10^{-5} \times [\% \text{ NaCl}]^2) + (3,7654743 \times 10^{-7} \times [\% \text{ NaCl}]^3)$$

$$4) \text{Peso de la salmuera (lb/gal)} = SG_{NaCl} \times 8,34$$

$$5) \text{NaCl (mg/l)} = 10,000 \times \% \text{ NaCl} \times SG_{NaCl}$$

$$6) \text{NaCl (ppm)} = \% \text{ NaCl} \times 10.000$$

$$7) \text{Cloruros (mg/l)} = \% \text{ NaCl} \times SG_{NaCl} \times 6.065$$

Ejemplo:

$$\% \text{ H}_2\text{O} = 15$$

$$\text{Ag} = 1,2 \text{ ml de AgNO}_3 \text{ 0,282N por cm}^3 \text{ de lodo \%}$$

$$\text{NaCl (peso)} = 11,65$$

$$\text{NaCl (lb/bbl lodo entero)} = 6,93$$

$$\text{SG salmuera CaCl}_2 = 1,085$$

$$\text{Peso de la salmuera (lb/gal)} = 9,05$$

$$\text{NaCl (mg/l)} = 126.523$$

$$\text{NaCl (ppm)} = 116.608$$

$$\text{Cloruros (mg/l)} = 76.736$$

SISTEMAS DE DOS SALES (SAL BINARIA) (CaCl₂/NaCl)

Para determinar las cantidades exactas de cada sal presente en un sistema de emulsión que contiene cloruro de calcio y cloruro de sodio, el contenido de calcio debe ser valorado y se debe usar el cálculo especial descrito a continuación. El procedimiento de prueba para el calcio de lodo entero en un lodo de emulsión está descrito en la sección sobre lodo base aceite del capítulo sobre Pruebas.

Cálculo del contenido de calcio

El contenido de calcio puede ser determinado mediante la valoración del calcio en el lodo entero. Esto incluye el calcio de la cal y del cloruro de calcio:

$$Ca_{\text{lodo}} \text{ (mg/l)} = \frac{4.000 \text{ (ml de EDTA 0,1m (Versenate Fuerte o equivalente))}}{\text{ml lodo valorado}}$$

OBSERVACIÓN: Determinación del calcio usando 8N NaOH y el Indicador Calcon.

CÁLCULOS DE SAL BINARIA (CaCl₂/NaCl)

Estos cálculos toman en consideración los efectos de la cal sobre la alcalinidad y determinan la cantidad, si la hay, de cloruro de sodio presente. Dos situaciones pueden presentarse en el procedimiento y las ecuaciones descritas a continuación: Situación 1: El fluido no contiene ninguna cantidad medible de NaCl.

Situación 2: NaCl presente en grandes cantidades.

Para la Situación 1, usar los cálculos de sal única descritos anteriormente para el cloruro de calcio. Para la Situación 2, usar el cálculo de sal binaria (dos sales) proporcionado a continuación:

$$\text{"A" \% CaCl}_2 \text{ (peso) (usando } Ca_{\text{LODO}} \text{ and } P_{\text{OM}}) = \left(\frac{[Ca_{\text{LODO}} - (0,5 \times P_{\text{OM}})] \times 11,1}{[(Ca_{\text{LODO}} - (0,5 \times P_{\text{OM}})) \times 11,1] + (10 \times \% H_2O)} \right) \times 100$$

$$\text{"B" \% CaCl}_2 \text{ (peso) (usando } Cl_{\text{LODO}}) = \left(\frac{Ag \times 1,565}{(Ag \times 1,565) + \% H_2O} \right) \times 100$$

Situación 1: Si A es mayor que B, entonces no hay ningún cloruro de sodio. Usar los cálculos proporcionados anteriormente para los fluidos de sal única que contienen cloruro de calcio.

Situación 2: Si A es menor que B, el cloruro de sodio está presente en grandes cantidades. Usar los siguientes cálculos

$$1) CaCl_2 \text{ (lb/bbl)} = (Ca_{\text{LODO}} \times 3,885) - (1,95 \times P_{\text{OM}})$$

$$2) \% CaCl_2 \text{ (peso)} = \frac{CaCl_2 \text{ (lb/bbl)} \times 100}{[CaCl_2 \text{ (lb/bbl)} + (\% H_2O \times 3,5)]}$$

$$3) SG_{CaCl_2} = 1,000318525 + (8,0899459 \times 10^{-3} \times \% CaCl_2) + (4,0944872 \times 10^{-5} \times [\% CaCl_2]^2) + (1,4220309 \times 10^{-7} \times [\% CaCl_2]^3)$$

$$4) CaCl_2 \text{ (mg/l)} = 10.000 \times \% CaCl_2 \times SG_{CaCl_2}$$

$$5) CaCl_2 \text{ (ppm)} = \% CaCl_2 \times 10.000$$

$$6) Cl^- \text{ de } CaCl_2 \text{ (mg/l)} = \% CaCl_2 \times SG_{CaCl_2} \times 6.393$$

$$7) \text{ NaCl (lb/bbl)} = (5.775 \times \text{Cl}_{\text{LODO}}) - (1,054 \times \text{CaCl}_2 \text{ (lb/bbl)})$$

$$8) \% \text{ NaCl (peso)} = \frac{\text{NaCl (lb/bbl)} \times 100}{[\text{NaCl (lb/bbl)} + (\% \text{ H}_2\text{O} \times 3,5)]}$$

$$9) \text{ SG}_{\text{NaCl}} = 1,000002116 + (7,1014067 \times 10^{-3} \times \% \text{ NaCl}) + \dots \\ (1,1917074 \times 10^{-5} \times [\% \text{ NaCl}]^2) + (3,7654743 \times 10^{-7} \times [\% \text{ NaCl}]^3)$$

$$10) \text{ NaCl (mg/l)} = 10.000 \times \% \text{ NaCl} \times \text{SG}_{\text{NaCl}}$$

$$11) \text{ NaCl (ppm)} = \% \text{ NaCl} \times 10.000$$

$$12) \text{ Cl}^- \text{ de NaCl (mg/l)} = \% \text{ NaCl} \times \text{SG}_{\text{NaCl}} \times 6,065$$

$$13) \text{ Total de sales solubles (lb/bbl)} = \text{CaCl}_2 \text{ (lb/bbl)} + \text{NaCl (lb/bbl)}$$

$$14) \text{ Salinidad de la fase acuosa mg/l} = \text{Cl}^- \text{ (mg/l) de CaCl}_2 + \text{Cl}^- \text{ (mg/l) de NaCl}$$

OBSERVACIÓN: Si se está perforando una formación de sal con un lodo a base de cloruro de calcio, la cantidad de cloruros solubles puede estar limitada, debido a la solubilidad mutua. La siguiente ecuación puede ser usada para determinar la cantidad de cloruros de sodio en solución en un sistema de sal binaria que se compone de cloruro de calcio y cloruro de sodio. Cualquier cantidad que no esté en solución será transportada en el sistema en forma de sólido. Ver también la Figura 3 del capítulo sobre Perforación de Sales.

$$\% \text{ NaCl (peso) soluble máximo} = 26,1 - (0,87534 \times \% \text{ CaCl}_2) - \dots \\ (0,00052 \times (\% \text{ CaCl}_2)^2) + (0,000157 \times (\text{CaCl}_2)^3)$$

El API ha establecido un procedimiento especial para los cálculos de sal binaria, el cual supone un procedimiento iterativo. Este procedimiento está incluido en API RP 13B-2, Apéndice E.

Introducción

Este capítulo cubre los aspectos específicos de los sistemas base aceite VERSA. Éstos son sistemas no acuosos, según la descripción general proporcionada en el capítulo sobre Emulsiones No Acuosas. El aceite contenido en estos sistemas funciona como una fase externa continua de un lodo de emulsión de agua en aceite (inversa). El nombre de los sistemas VERSA depende del aceite base usado y de la aplicación especial (función). Los sistemas primarios son los siguientes:

Nombre del Sistema	Aceite Base
VERSADRIL®	Aceite diesel
VERSACLEAN®	Aceite mineral

Otros nombres VERSA son usados de vez en cuando para aceites base nuevos o especiales. Cualquiera que sea el aceite base, estos sistemas usan frecuentemente los mismos aditivos y formulaciones similares. Aunque la mayoría de los sistemas VERSA usen productos de la línea de productos VERSA, algunos pueden usar aditivos de la línea de productos NOVA, según el aceite base y los controles y reglamentos ambientales.

TRUCORE™ y un sistema VERSA mejorado reológicamente son dos sistemas de aplicación especial. Cada uno de estos sistemas puede ser formulado con cualquier aceite base. Los sistemas VERSA mejorados reológicamente tienen una alta Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV) y están formulados para la perforación de pozos de alto ángulo y horizontales. Los sistemas TRUCORE™ son fluidos 100% aceite para la extracción de núcleos que están diseñados para minimizar los cambios producidos en el núcleo.

Los sistemas VERSA difieren de los sistemas NOVA en los tipos de líquidos base usados. Los aceites base de los sistemas VERSA se originan o son difíciles de distinguir de los aceites refinados a partir del crudo. Los líquidos base de los sistemas NOVA son materiales sintéticos y son más fáciles de distinguir de los aceites refinados a partir del crudo.

Cualquiera que sea el nombre del sistema, dos categorías generales pueden ser aplicadas a todos los sistemas VERSA:

1. **Convencional.** Los sistemas VERSA convencionales usan normalmente el emulsificante VERSAMUL® y el agente humectante VERSACOAT® en la formulación, tienen bajas tasas de filtración y usan cal para formar jabones a base de calcio. Éstas son emulsiones “fuertes” y muy estables que tienen un filtrado API (100 psi) nulo. En general tienen una estabilidad eléctrica alta y un filtrado de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) controlado de menos de 10 cm³ a 500 psi y 300°F, sin agua en el filtrado.
2. **Filtrado relajado.** Los sistemas VERSA de filtrado relajado usan normalmente VERSACOAT® como emulsificante y VERSAWET® como agente humectante en la formulación, tienen altas tasas de filtración y se basan en la química de “agente tensioactivo” para formar la emulsión (no requieren cal para formar jabones de calcio). Éstas son emulsiones ligeramente menos estables, usadas intencionalmente con filtrados ATAP más altos que los lodos convencionales de emulsión inversa. Es normal que estas emulsiones tengan un poco de agua en el filtrado ATAP. También pueden tener un filtrado API (100 psi) medible. Las emulsiones son débiles y la estabilidad eléctrica será más baja que la de los lodos convencionales de emulsión inversa. Los sistemas de filtrado relajado normalmente no contienen aditivos de control de filtrado. Los sistemas de filtrado relajado están diseñados para ser rentables y aumentar las velocidades de penetración.
OBSERVACIÓN: Un sistema de filtrado relajado puede ser fácilmente convertido en un sistema convencional, pero un sistema convencional no puede ser convertido en un sistema relajado.

**Los sistemas
VERSA difieren
de los
sistemas
NOVA en los
tipos de
líquidos base
usados.**

Sistemas

**Los sistemas
VERSA son
lodos base
aceite de
emulsión
inversa que
pueden ser
formulados...**

**VERSAMUL es el
emulsificante
primario para
los sistemas
VERSA
convencionales**

Los sistemas VERSA son lodos base aceite de emulsión inversa que pueden ser formulados y diseñados para satisfacer una amplia gama de aplicaciones y requisitos. Las descripciones y formulaciones de sistemas proporcionadas a continuación son presentadas como base y guía para la amplia gama de fluidos que pueden ser obtenidos con la línea de productos base aceite VERSA.

SISTEMAS VERSA CONVENCIONALES

Los sistemas VERSA convencionales son fluidos de perforación base aceite de emulsión inversa, térmicamente estables y emulsionados de manera muy estable. Los sistemas convencionales pueden ser formulados para cualquier aplicación de lodo base aceite. (Debido al gran número de aceites base disponibles, algunas áreas usan nombres de sistema especiales. Ocasionalmente, el nombre del aceite base usará el nombre del sistema, seguido por un sufijo "B", tal como ECOGREEN™ B.)

VERSAMUL es el emulsificante primario para los sistemas VERSA convencionales. VERSAMUL debe reaccionar con cal para formar un jabón de calcio que actuará como emulsificante. El sistema debe permanecer alcalino en todo momento para funcionar correctamente. Una libra de cal debería ser añadida al sistema por cada libra de VERSAMUL añadida. Se agregará más cal según las necesidades para mantener 3 lb/bbl de exceso de cal en el sistema. (En el Mar del Norte y otras regiones, se usa un producto similar, el VERSAVERT™ PE. El sufijo "P" indica que se trata del emulsificante "primario".)

VERSACOAT es el agente humectante primario para los sistemas VERSA convencionales y proporciona la emulsificación secundaria. (En el Mar del Norte y otras regiones, se usa un

producto similar en las formulaciones, el VERSAVERT™ SE, en vez del VERSACOAT. El sufijo "S" indica que se trata del emulsificante "secundario".)

Se usa la arcilla organofílica VG-69® para viscosificar el fluido para suspender el material densificante y proporcionar esfuerzos de gel. Otras arcillas organofílicas están disponibles, incluyendo VG-PLUS™, VG-HT™ y otras, según la formulación y los requisitos. Si se requiere más viscosidad, se puede usar VERSAMOD™ o HRP®.

La salmuera de cloruro de calcio suele ser usada como fase interna de la emulsión inversa. La cantidad de salmuera, o Relación Aceite:Agua (A/A), afectará las propiedades y la formulación. Se puede usar cualquier concentración de cloruro de calcio hasta 38% en peso.

Los sistemas VERSA tienen generalmente un filtrado suficientemente bajo con la formulación básica. Sin embargo, si se requiere un filtrado ultra-bajo, VERSATROL® es el aditivo de control de filtración preferido. Se puede usar VERSALIG® si no se permite usar asfalto o gilsonita. Pruebas piloto deberían ser realizadas para determinar la cantidad exacta de VERSATROL® o VERSALIG® que debe ser usada en una formulación determinada.

Cuando se mezcla un sistema convencional, se recomienda usar el siguiente orden de adición:

1. Aceite.
2. Arcilla organofílica (VG-69).
3. HRP o VERSAMOD.
4. Cal.
5. VERSAMUL®.
6. VERSACOAT (dejar mezclar por 20 minutos).
7. Salmuera CaCl₂ (añadir lentamente).
8. Material densificante.
9. VERSATROL (dejar mezclar durante 30 a 60 minutos).

TABLAS DE FORMULACIÓN DEL SISTEMA VERSA CONVENCIONAL (35% EN PESO DE SALMUERA CaCl_2 : PUREZA DE SAL DE 96%)

Relación Aceite:Agua →	70:30	80:20	90:10
VERSAMUL (lb/bbl)	6 - 8	8 - 10	8 - 10
VERSACOAT (lb/bbl)	1 - 2	1 - 2	2 - 3
Cal (lb/bbl)	6 - 8	8 - 10	8 - 10
VG-69 (lb/bbl)	2 - 4	2 - 3	1 - 1.5
VERSATROL (lb/bbl) (si se requiere)	4 - 6	6 - 8	8 - 10

Relación Aceite:Agua	Peso del Lodo (lb/gal)	Aceite (bbl)	Agua (bbl)	CaCl_2 (lb/bbl)	M-I BAR® (lb/bbl)
70:30	8,5	0,625	0,265	32,6	22,7
	9	0,613	0,259	31,9	49,7
	10	0,588	0,249	30,6	103,8
	11	0,563	0,235	29,3	157,8
80:20	12	0,609	0,150	18,5	226,3
	13	0,581	0,143	17,7	279,6
	14	0,552	0,136	16,8	332,9
	15	0,524	0,129	15,9	386,2
90:10	16	0,555	0,061	7,5	451,9
	17	0,523	0,057	7,1	504,4
	18	0,491	0,054	6,6	557,1

OBSERVACIÓN: 1 lb/bbl es igual a 2,85 kg/cm³.

Tabla 1: Sistema convencional – formulaciones de barita.

Relación Aceite:Agua	Peso del Lodo (lb/gal)	Aceite (bbl)	Agua (bbl)	CaCl_2 (lb/bbl)	FER-Ox® (lb/bbl)
70:30	8,5	0,627	0,265	32,7	21,1
	9	0,617	0,261	32,1	46,8
	10	0,597	0,252	31,1	98,3
	11	0,578	0,244	30,1	149,7
	12	0,558	0,236	29,1	201,2
	13	0,538	0,228	28,0	252,6
80:20	14	0,588	0,145	17,9	316,6
	15	0,566	0,140	17,2	367,5
	16	0,544	0,134	16,5	418,4
90:10	17	0,584	0,064	7,9	482,3
	18	0,558	0,061	7,5	532,7

OBSERVACIÓN: 1 lb/bbl es igual a 2,85 kg/cm³.

Tabla 2: Sistema convencional – formulaciones de FER-Ox.

(OBSERVACIÓN: Se puede necesitar HRP o VERSAMOD para aumentar la viscosidad y los esfuerzos de gel, según el aceite base usado. HRP es especialmente aplicable antes de transportar los lodos al equipo de perforación. Usar el cálculo proporcionado a continuación para determinar la cantidad de HRP y ajustar la cantidad de VG-69.)

CÁLCULO DE HRP/VG-69

Calcular la cantidad reducida de VG-69 multiplicando la cantidad de VG-69 indicada en la tabla anterior por 0,80:

$$\text{VG-69} = \text{VG-69 (lb/bbl)} \times 0,80$$

Calcular la cantidad de HRP multiplicando la cantidad de VG-69 indicada en la tabla anterior por 0,40:

$$\text{HRP} = \text{VG-69 (lb/bbl)} \times 0,40$$

Ejemplo:

Relación aceite:agua 70:30
VG-69 (lb/bbl) 4 (de la tabla anterior)

$$\text{Nuevo VG-69 (lb/bbl)} = 4 \times 0,80 = 3,2$$

$$\text{HRP (lb/bbl)} = 4 \times 0,40 = 1,6$$

SISTEMAS VERSA DE FILTRADO RELAJADO

Los sistemas VERSA relajados son fluidos emulsionados de manera menos estable, resultando en un filtrado más alto que ayuda a maximizar las velocidades de penetración. Estos sistemas económicos combinan las propiedades inhibidoras que son inherentes a los fluidos de perforación base aceite, con altas velocidades de penetración.

Los sistemas VERSA de filtrado relajado usan VERSACOAT como emulsificante primario, VERSAWET como agente humectante y VG-69 y HRP como viscosificadores y agentes gelificantes. La salmuera de cloruro de calcio (CaCl_2) a 25% en peso

constituye normalmente la fase interna, pero se puede usar cualquier porcentaje en peso deseado hasta 38%. En general no se usa ningún aditivo de filtrado en los sistemas relajados.

Cuando se mezcla un sistema relajado, se recomienda usar el siguiente orden de adición:

1. Aceite.
2. Arcilla organofílica (VG-69).
3. HRP o VERSAMOD.
4. VERSACOAT.
5. VERSAWET.
6. Cal (mezclar durante 20 minutos).
7. Salmuera CaCl_2 (añadir lentamente).
8. Material densificante (mezclar durante 30 a 60 minutos).

TABLA DE FORMULACIÓN DE BARITA DEL SISTEMA VERSA RELAJADO (25% EN PESO DE SALMUERA CaCl_2 : PUREZA DE SAL DE 96%)

Relación Aceite:Agua →	75:25	80:20	85:15	90:10
VERSACOAT (lb/bbl)	2 - 3	3 - 4	4 - 5	5 - 6
VERSAWET (lb/bbl)	1 - 2	2 - 3	2 - 3	3 - 4
VG-69 (lb/bbl)	8 - 10	6 - 8	6 - 8	4 - 6
Cal (lb/bbl)	1 - 2	1 - 2	1 - 2	1 - 2

Relación Aceite:Agua	Peso del Lodo (lb/gal)	Aceite (bbl)	Agua (bbl)	CaCl_2 (lb/bbl)	M-I BAR (lb/bbl)
75:25	8,5	0,703	0,231	28,5	21,5
	9	0,690	0,227	27,9	49,0
80:20	10	0,703	0,173	21,4	111,7
	11	0,675	0,166	20,5	166,1
	12	0,646	0,159	19,6	220,5
	13	0,617	0,152	18,8	274,9
85:15	14	0,622	0,108	13,3	335,8
	15	0,591	0,103	12,7	389,9
90:10	16	0,590	0,065	8,0	449,8
	17	0,558	0,061	7,5	503,5
	18	0,526	0,058	7,1	557,3

OBSERVACIÓN: 1 lb/bbl es igual a 2,85 kg/cm³.

Tabla 4: Sistemas relajados – formulaciones de barita.

(OBSERVACIÓN: Se puede necesitar HRP o Versamod para aumentar la viscosidad y los esfuerzos de gel, según el aceite base usado. HRP es especialmente aplicable antes de transportar los lodos al equipo de perforación. Usar el cálculo proporcionado a continuación para determinar la cantidad de HRP y ajustar la cantidad de VG-69.)

CÁLCULO DE HRP/VG-69

Calcular la cantidad reducida de VG-69 multiplicando la cantidad de VG-69 indicada en la tabla anterior por 0,80:

$$\text{VG-69} = \text{VG-69 (lb/bbl)} \times 0,80$$

Calcular la cantidad de HRP multiplicando la cantidad de VG-69 indicada en la tabla anterior por 0,40:

$$\text{HRP} = \text{VG-69 (lb/bbl)} \times 0,40$$

Ejemplo:

Relación aceite:agua 75:25
VG-69 (lb/bbl) 10 (de la tabla anterior)

$$\text{Nuevo VG-69 (lb/bbl)} = 10 \times 0,80 = 8$$

$$\text{HRP (lb/bbl)} = 10 \times 0,40 = 4$$

TABLA DE FORMULACIÓN DE FER-OX DEL SISTEMA VERSA RELAJADO (25% EN PESO DE SALMUERA CaCl_2 : PUREZA DE SAL DE 96%)

Relación Aceite:Agua →	70:30	80:20
VERSACOAT (lb/bbl)	3 - 8	2 - 6
VERSAWET (lb/bbl)	1 - 2	2 - 3
VG-69 (lb/bbl)	2 - 10*	2 - 8*
Cal (lb/bbl)	2 - 4	2 - 4

*Ver los pesos de lodo específicos proporcionados a continuación

Relación Aceite:Agua	Peso del Lodo (lb/gal)	Aceite (bbl)	Agua (bbl)	CaCl_2 (lb/bbl)	VG-69 (lb/bbl)	FER-Ox (lb/bbl)
70:30	8,5	0,653	0,276	34,0	8 - 10	12,6
	9	0,643	0,272	33,5	6 - 8	39,0
	10	0,624	0,264	32,5	6 - 8	91,9
	11	0,605	0,255	31,5	4 - 6	144,9
	12	0,585	0,247	30,5	4 - 6	197,8
	13	0,566	0,239	29,5	2 - 4	250,7
80:20	14	0,621	0,153	18,9	6 - 8	313,0
	15	0,599	0,148	18,2	6 - 8	364,9
	16	0,577	0,142	17,5	4 - 6	416,8
	17	0,555	0,137	16,8	4 - 6	468,7
	18	0,532	0,131	16,2	2 - 4	520,6

OBSERVACIÓN: 1 lb/bbl es igual a 2,85 kg/cm³.

Tabla 5: Sistemas relajados – formulaciones de FER-Ox.

(OBSERVACIÓN: Se puede necesitar HRP o Versamod para aumentar la viscosidad y los esfuerzos de gel, según el aceite base usado. HRP es especialmente aplicable antes de transportar los lodos al equipo de perforación. Usar el cálculo proporcionado a continuación para determinar la cantidad de HRP y ajustar la cantidad de VG-69.)

CÁLCULO DE HRP/VG-69

Calcular la cantidad reducida de VG-69 multiplicando la cantidad de VG-69 indicada en la tabla anterior por 0,80:
 $\text{VG-69} = \text{VG-69 (lb/bbl)} \times 0,80$

Calcular la cantidad de HRP multiplicando la cantidad de VG-69 indicada en la tabla anterior por 0,40:

$$\text{HRP} = \text{VG-69 (lb/bbl)} \times 0,40$$

Ejemplo:

Relación aceite:agua 70:30
 VG-69 (lb/bbl) 8 (de la tabla anterior)

$$\text{Nuevo VG-69 (lb/bbl)} = 8 \times 0,80 = 6,4$$

$$\text{HRP (lb/bbl)} = 8 \times 0,40 = 3,2$$

**Los sistemas
VERSA
mejorados
reológica-
mente
utilizan
altas
viscosidades
a muy baja
velocidad de
corte...**

**Al diseñar un
sistema VERSA
mejorado
reológica-
mente se
requiere un
medidor VG
(viscosímetro)
de seis
velocidades
para verificar
las
propiedades
reológicas.**

SISTEMAS VERSA MEJORADOS REOLÓGICAMENTE

Los sistemas VERSA mejorados reológicamente utilizan altas viscosidades a muy baja velocidad de corte (LSRV) para mejorar la limpieza del pozo en los pozos de alto ángulo. El tratamiento con un modificador reológico de LSRV aumentará la LSRV en cualquier sistema VERSA. Estos sistemas pueden ser un sistema convencional o un sistema de filtrado relajado. Se puede usar VERSAMOD o HRP para modificar la LSRV de los sistemas VERSA convencionales. Sin embargo, se recomienda usar solamente HRP para modificar la LSRV de los sistemas Versa de filtrado relajado. *OBSERVACIÓN: VERSAMOD no es usado en los sistemas relajados porque requiere un alto contenido de cal para ser eficaz, y estos sistemas normalmente no usan un alto contenido de cal.*

VERSAMOD es un agente gelificante orgánico que aumenta la LSRV y los esfuerzos de gel, teniendo muy poco efecto sobre las viscosidades a alta velocidad de corte. El mayor contenido de agua (A/A más baja) mejora el rendimiento de VERSAMOD, y la concentración necesaria para lograr el efecto deseado es más baja. También se requiere la adición de una libra de cal por cada libra de VERSAMOD usado para lograr el efecto deseado. Se debe someter VERSAMOD a condiciones de alto esfuerzo de corte o altas temperaturas para que pueda producir su efecto máximo. Como la mayoría de las plantas de lodo líquido no tienen la capacidad de someter VERSAMOD a condiciones que permitan activarlo totalmente, será necesario tomar precauciones para evitar el sobretratamiento al mezclar VERSAMOD u otros aditivos de ácido graso en una planta de lodo. Una vez en el equipo de perforación, estos aditivos aumentarán fácilmente la viscosidad

al ser sometidos al esfuerzo de corte a través de la barrena y al ser expuestos a las temperaturas, produciendo propiedades reológicas excesivas en caso de sobretratamiento.

HRP es el viscosificador preferido para aumentar la reología con el fin de suspender el material densificante antes de enviar el lodo hacia el equipo de perforación. Este producto aumenta la viscosidad mejor en la planta de lodo y producirá una viscosidad más estable a medida que el sistema circula en el pozo. HRP es un agente gelificante de poliamida que aumenta el punto cedente y los esfuerzos de gel, produciendo efectos mínimos sobre la viscosidad plástica. A diferencia de VERSAMOD, el cual actúa con la fase de agua emulsionada, HRP requiere y actúa sobre los sólidos activos (arcilla organofílica o sólidos perforados) para viscosificar un fluido.

Al diseñar un sistema VERSA mejorado reológicamente, se requiere un medidor VG (viscosímetro) de seis velocidades para verificar las propiedades reológicas. Las Tablas 6 y 7 son tablas de formulación para los sistemas VERSA mejorados reológicamente convencionales. Cuando se mezcla un sistema VERSA mejorado reológicamente, se recomienda usar el siguiente orden de adición:

1. Aceite.
2. Arcilla organofílica (VG-69).
3. Cal.
4. VERSAMOD o HRP.
5. VERSAMUL.
6. VERCACOAT (dejar mezclar por 20 minutos).
7. Salmuera CaCl_2 (añadir lentamente).
8. Material densificante.
9. VERSATROL (dejar mezclar durante 30 a 60 minutos).

**TABLAS DE FORMULACIÓN DEL SISTEMA VERSA MEJORADO REOLÓGICAMENTE
(25% EN PESO DE SALMUERA CaCl_2 : PUREZA DE SAL DE 96%)**

Relación Aceite:Agua →	60:40	70:30	80:20
VERSAMUL (lb/bbl)	6 - 8	5 - 7	4 - 6
VERSACOAT (lb/bbl)	0	0 - 1	0 - 1
Cal (lb/bbl)	8 - 10	8 - 10	8 - 10
VG-69 (lb/bbl)	1 - 3	1 - 3	1 - 3
VERSATROL (lb/bbl)	0 - 4	2 - 5	3 - 6
VERSAMOD* (lb/bbl)	1 - 2	2 - 4	3 - 5

Relación Aceite:Agua	Peso del Lodo (lb/gal)	Aceite (bbl)	Agua (bbl)	CaCl_2 (lb/bbl)	M-I BAR (lb/bbl)
60:40	8,5	0,549	0,361	44,6	10,0
	9	0,539	0,354	43,7	37,4
	10	0,517	0,340	41,9	92,2
	11	0,496	0,324	40,2	147,0
70:30	12	0,550	0,233	28,7	217,9
	13	0,525	0,222	27,4	272,0
	14	0,500	0,211	26,0	326,0
80:20	15*	0,535	0,132	16,3	393,9
	16*	0,506	0,125	15,4	447,2

*En general, con pesos de lodo más altos, puede ser ventajoso usar una combinación de HRP y Versamod en la planta de lodo para evitar una viscosidad excesiva una vez que el fluido ha sido desplazado y circulado.

OBSERVACIÓN: 1 lb/bbl es igual a 2,85 kg/cm³.

Tabla 6: Sistema VERSA mejorado reológicamente – formulaciones de barita.

Relación Aceite:Agua	Peso del Lodo (lb/gal)	Aceite (bbl)	Agua (bbl)	CaCl_2 (lb/bbl)	FER-Ox (lb/bbl)
60:40	8,5	0,551	0,362	44,6	9,5
	9,0	0,542	0,356	43,9	35,5
	10	0,525	0,345	42,6	87,5
	11	0,508	0,334	41,2	139,5
70:30	12	0,572	0,242	29,8	207,4
	13	0,552	0,233	28,8	258,9
	14	0,533	0,225	27,7	310,3
80:20	15*	0,580	0,143	17,6	376,0
	16*	0,557	0,137	16,9	426,9

*En general, con pesos de lodo más altos, puede ser ventajoso usar una combinación de HRP y Versamod en la planta de lodo para evitar una viscosidad excesiva una vez que el fluido ha sido desplazado y circulado.

OBSERVACIÓN: 1 lb/bbl es igual a 2,85 kg/cm³.

Tabla 7: Sistema VERSA mejorado reológicamente – formulaciones de Fer-Ox®.

Los sistemas TRUCORE™ son sistemas 100% base aceite o con un contenido de agua mínimo.

Los bajos valores ATAP son muy buenos indicadores de la capacidad que un fluido de extracción de núcleos tiene para minimizar la invasión de fluido.

SISTEMAS TRUCORE™

Los sistemas TRUCORE™ son sistemas 100% base aceite o con un contenido de agua mínimo. Estos sistemas son generalmente usados para las operaciones de extracción de núcleos donde se desea evitar la invasión del fluido de perforación que contiene agua emulsionada o cambios de la humectabilidad causados por altas concentraciones de emulsificantes y agentes humectantes. Los sistemas TRUCORE™ pueden ser formulados a partir de cualquier aceite base, usando varios métodos.

Con estos sistemas 100% aceite, lo difícil es obtener una viscosidad adecuada, al igual que con los primeros lodos base aceite. Una solución consiste en usar una concentración muy alta, 15 a 30 lb/bbl, de aditivos asfálticos como VERSATROL o STABIL HOLE®. Otro método consiste en usar la combinación de HRP con una arcilla organofílica y una cantidad menor de VERSATROL. Un tercer método usa la combinación de asfalto, arcilla organofílica y un polímero viscosificador de aceite. Existe un gran número de polímeros de este tipo, los cuales requieren pruebas piloto específicas para identificar una formulación apropiada. Los viscosificadores poliméricos pueden ser usados para mejorar aún más la viscosidad del sistema TRUCORE™ básico. Cualquiera que sea la formulación usada, los sistemas TRUCORE™ aumentan su viscosidad cuando se usan arcillas organofílicas especiales de alto rendimiento tales como VG-HT o VERSAVERT VIS.

Estos sistemas pueden ser formulados con cantidades mínimas de emulsificante y agente humectante, ya que no contienen agua adicional. Además, la selección de un emulsificante y agente humectante es menos importante. De hecho, la selección de un emulsificante y agente humectante potente (como VERSAMUL y VERSAWET, los cuales son generalmente usados en otros sistemas base aceite)

puede ser perjudicial porque estos productos pueden cambiar la humectabilidad. Los sistemas pueden ser fácilmente formulados con sólo 1 lb/bbl de VERSAMOD y 1 lb/bbl de VERSACOAT, de manera que la humectabilidad del núcleo sea menos afectada. Aunque no se agregue agua al sistema, éste suele captar agua de los tanques durante el desplazamiento y la perforación; por lo tanto, el contenido de agua efectivo está comprendido en el rango de 3 a 5%.

Los valores ATAP bajos son muy buenos indicadores de la capacidad que un fluido de extracción de núcleos tiene para minimizar la invasión de fluido. Los valores ATAP bajos representan una de las ventajas obtenidas al usar una alta concentración de VERSATROL. Los agentes puenteantes son sumamente importantes para minimizar la invasión del núcleo, además de los valores ATAP bajos. La barita y el carbonato de calcio molido (como LO-WATE™ o SAFE-CARB®) son excelentes agentes puenteantes. La cantidad y la granulometría del agente puenteante son importantes. Como regla general, para iniciar el puenteo se necesita 15 a 30 lb/bbl de agente puenteante con un tamaño de partícula mediano comprendido entre la mitad y un tercio del diámetro de garganta del poro más grande. La Tabla 8 proporciona las formulaciones de TRUCORE™ usando LO-WATE (carbonato de calcio) como agente puenteante y M-I BAR para la densidad.

Cuando se mezcla un sistema TRUCORE™, se recomienda usar el siguiente orden de adición:

1. Aceite.
2. Arcilla organofílica de alto rendimiento tal como TRUVIS™.
3. HRP™.
4. Cal.
5. Emulsificante o agente humectante: VERSACOAT®, VERSAMOD™, VERSAWET®, VERSAMUL®, etc. (mezclar durante 20 minutos).
6. VERSATROL® (mezclar durante 30 a 60 minutos).
7. Materiales densificantes.

Tabla de Formulación del Sistema TRUCORE™ LO-WATE y M-I BAR

Peso del Lodo (lb/gal)	Aceite (bbl)	Arcilla organofílica* (lb/bbl)	HRP (lb/bbl)	Emulsificante y Agente Humectante** (lb/bbl)	Cal (lb/bbl)	LO-WATE (lb/bbl)	VERSATROL (lb/bbl)	M-I BAR (lb/bbl)
7,5	0,91	11,4	3,8	2 - 4	1 - 2	16,3	16,3	9
8,0	0,89	11,0	3,7	2 - 4	1 - 2	16,0	16,0	35
9,0	0,86	10,2	3,4	2 - 4	1 - 2	15,5	15,5	88
10,0	0,83	9,4	3,1	2 - 4	1 - 2	15,0	15,0	141
11,0	0,79	8,6	2,9	2 - 4	1 - 2	14,5	14,5	194
12,0	0,76	7,8	2,6	2 - 4	1 - 2	14,0	14,0	247
13,0	0,73	7,0	2,3	2 - 4	1 - 2	13,5	13,5	300
14,0	0,70	6,2	2,1	2 - 4	1 - 2	13,0	13,0	353
15,0	0,66	5,4	1,8	2 - 4	1 - 2	12,5	12,5	406
16,0	0,63	4,6	1,5	2 - 4	1 - 2	12,0	12,0	459
17,0	0,60	3,8	1,3	2 - 4	1 - 2	11,5	11,5	512
18,0	0,57	3,0	1,0	2 - 4	1 - 2	11,0	11,0	565

*TRUVIS™ o arcilla organofílica de alto rendimiento similar.

**Se recomienda 1 lb/bbl VERSACOAT y 1 lb/bbl VERSAMOD.

OBSERVACIÓN: 1 lb/bbl es igual a 2,85 kg/cm³.

Tabla 8: Formulaciones genéricas de TRUCORE™

Productos

ACEITES BASE

Esta sección describe las propiedades típicas de algunos aceites base usados para los sistemas VERSA que están indicados en la Tabla 9.

La composición del **aceite diesel** puede variar de un refinador a otro, pero se puede usar la mayoría del aceite diesel de calidad n° 2 en los lodos base aceite sin requerir cambios en las formulaciones del lodo.

Algunos refinadores agregan rebajadores de punto de fluidez a su aceite diesel en los climas fríos (y cambian las calidades que venden) durante los meses de invierno. Esto puede afectar el rendimiento de los aditivos de lodo. El aceite diesel debería ser sometido a una prueba piloto cuando se anticipa algún problema de este tipo.

Los **aceites minerales** tienen composiciones y propiedades muy variables según el crudo, el proceso de refinación y el “corte”. Las propiedades del aceite mineral de una compañía son generalmente uniformes, pero las propiedades de los aceites minerales de

Una de las normas propuestas es el contenido de Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (o polinucleares) (PAH) reportado como fenantreno. Estos valores aromáticos de fenantreno son aproximadamente 1/10 de los valores normales por reportar, es decir mucho menos que los valores usados normalmente para expresar el contenido aromático. Usando esta medida de PAH, los aceites minerales estándar, como los que se usan en los sistemas VERSACLEAN, contienen ~0,35% PAH como fenantreno.

Los sistemas de toxicidad ultra-baja como el sistema VERSAVERTE usan aceite minerales base que pueden ser clasificados como **Aceites Minerales Mejorados** (EMO). Éstos son materiales muy purificados que tienen un contenido de PAH más bajo. Una norma propuesta para los EMOs es que tengan un contenido de PAH de aproximadamente 0,001% como fenantreno.

ADITIVOS

VERSAMUL es una mezcla de emulsificantes líquidos, agentes humectantes, gelificantes y agentes estabilizadores de fluidos. Se usa como emulsificante primario en los sistemas VERSA convencionales y puede ser usado frecuentemente como el único producto necesario para formar la emulsión básica de aceite en agua. VERSAMUL reacciona con la cal para formar jabón de calcio. Este jabón de calcio actúa como emulsificante en los sistemas convencionales de bajo filtrado emulsionados de manera muy estable. Las formulaciones iniciales del sistema requieren de 4 a 10 lb/bbl (11,4 a 28,5 kg/m³), según las propiedades deseadas y otros componentes en el sistema. Para que VERSAMUL sea eficaz, se debe añadir una libra de cal por cada libra de producto. Un exceso de cal de 3 lb/bbl debe ser mantenido. VERSAMUL forma una emulsión extremadamente

Sistema	VERSADRIL	VERSACLEAN
Aceite base	Aceite diesel n° 2	Aceite mineral
Densidad (SG)	0,83 - 0,86	0,80 - 0,86
Viscosidad (cSt* a 106°F)	3 - 4	2 - 3
Punto de inflamación (°F)	150 (130 min.)	212 (150 min.)
Punto de fluidez (°F)	14	-0,4
Punto de anilina (°F)	149 (135 min.)	169 (150 min.)
Aromáticos (unidades normales por reportar)	18 - 30%	1 - 15
Aromáticos PAH (como fenantreno)	~3%	~0,35%

*cSt = centistokes.

Tabla 9: Propiedades típicas del aceite base.

diferentes compañías son muy variables. Un método usado para comparar los aceites minerales es el contenido aromático. Existen varios métodos para medir y reportar el contenido aromático de los aceites.

***VERSACOAT
también
reduce los
efectos
perjudiciales
de la
contaminación
por agua.***

estable y permanece estable a altas temperaturas.

El agente tensioactivo **VERSACOAT** es un aditivo líquido multifuncional usado como agente humectante en los sistemas **VERSA** convencionales y como emulsificante primario en los sistemas **VERSA** relajados. Las ventajas secundarias ofrecidas por **VERSACOAT** incluyen una mejor estabilidad térmica y un mejor control de filtración **ATAP**. El producto es eficaz sobre una amplia gama de temperaturas y en presencia de contaminantes. **VERSACOAT** también reduce los efectos perjudiciales de la contaminación por agua. Las formulaciones iniciales del sistema requieren de 1 a 8 lb/bbl (2,85 a 22,8 kg/m³), según las propiedades deseadas y los otros componentes en el sistema. Este material a base de poliamida es un aditivo versátil y económico.

El agente tensioactivo **VERSAWET**® es un líquido concentrado y potente agente de humectación por aceite que se usa en los sistemas de filtrado relajado donde el exceso de cal es inferior a 2 lb/bbl. Se trata de un excelente agente humectante que es especialmente eficaz en los sistemas que usan **FER-OX** (hematita) difícil de humectar. Las formulaciones iniciales del sistema requieren 1 a 4 lb/bbl de **VERSAWET**® (2,85 a 11,4 kg/m³). También es eficaz para humectar por aceite la barita y los sólidos perforados, y para reducir los efectos perjudiciales de la contaminación de agua. **VERSAWET**® es un diluyente y agente humectante de lodo base aceite a baja alcalinidad, pero actúa más bien como un emulsificante cuando la alcalinidad es alta. El sobretratamiento con **VERSAWET**® diluirá el lodo cuando la alcalinidad es baja y lo viscosificará cuando la alcalinidad es alta.

La arcilla organofílica **VG-69** es el viscosificante primario y agente gelificante que se usa en la mayoría de los sistemas base aceite. **VG-69** es una bentonita tratada con aminas que produce viscosidad y estructura de gel para aumentar la capacidad de transporte y las propiedades de suspensión, proporcionando la sustentación de los materiales densificantes y mejorando la remoción

de los recortes. **VG-69** también contribuye a la formación del revoque y al control de filtración. Las concentraciones típicas varían de 2 a 10 lb/bbl (5,7 a 28,5 kg/m³). Según el aceite base, mayores concentraciones de **VG-69** pueden ser necesarias para obtener las mismas propiedades reológicas que un lodo base aceite diesel comparable. Además, **VG-69** no aumenta la viscosidad tan rápidamente en algunos aceites base y durante la mezcla de nuevos fluidos en las plantas de lodo. Evitar el sobretratamiento, porque **VG-69** aumentará totalmente la viscosidad al ser expuesto al esfuerzo de corte y a la temperatura en el pozo. El agua actúa como activador polar en estos sistemas y el rendimiento de **VG-69** es mejorado por relaciones de aceite a agua más bajas (contenido de agua más alto).

La arcilla organofílica **VG-PLUS** es un viscosificador y aditivo gelificante mejorado para todos los fluidos no acuosos, incluyendo los sistemas **NOVA** base sintético y los sistemas **VERSA** base aceite. **VG-PLUS** es una bentonita tratada con aminas que mejora la capacidad de transporte, el esfuerzo de gel y la suspensión del material densificante. También ayudará a mejorar la calidad del revoque y el control de filtración. **VG-PLUS** tiene una aplicación particular en las plantas de mezcla y durante la preparación de fluidos nuevos, para aumentar la viscosidad de los fluidos que no han sido expuestos al esfuerzo de corte y a la temperatura. Las concentraciones típicas varían de 2 a 10 lb/bbl (5,7 a 28,5 kg/m³). El agua actúa como activador polar en estos sistemas y el rendimiento de **VG-PLUS** es mejorado por las relaciones de aceite a agua más bajas (contenido de agua más alto).

La arcilla organofílica **VG-HT** es un viscosificante y agente gelificante de primera calidad que se usa en los sistemas **VERSA** base aceite/seudoaceite y los sistemas **NOVA** base sintético expuestos a altas temperaturas. Esta hectorita de alta calidad tratada con aminas se usa para aumentar la capacidad de transporte y las propiedades de suspensión, proporcionando la sustentación de los materiales densificantes y mejorando la

Se debe usar CaCl_2 granular o en polvo en vez de escamas o píldoras...

La cal viva es un producto químico muy reactivo y no debería ser usada en situaciones donde pudiera entrar en contacto con el agua...

remoción de los recortes en los pozos de altas temperaturas. VG-HT también contribuye a la formación del revoque y al control de filtración. Las concentraciones típicas varían de 2 a 10 lb/bbl (5,7 a 28,5 kg/m³). El agua actúa como activador polar en estos sistemas y el rendimiento de VG-HT es mejorado por relaciones de aceite a agua más bajas (contenido de agua más alto).

La sal de **cloruro de calcio** (CaCl_2) es usada en la mayoría de los sistemas de lodo base aceite para reducir la actividad (A_w) del lodo para la inhibición de lutita. Se prefiere el cloruro de calcio granular o en polvo de alta pureza (pureza de 95 a 98%) a los productos de calidad técnica (pureza de 77 a 80%) o escamosos. Se debe identificar la calidad del CaCl_2 que se está usando durante la preparación de los sistemas VERSADRIL y VERSACLEAN. Se debe usar CaCl_2 granular o en polvo en vez de escamas o píldoras, especialmente cuando se agrega a un lodo existente. La salmuera básica de cloruro de calcio de 11,6 lb/bbl usada para rehabilitaciones y terminaciones puede ser diluida y usada en vez de los materiales en sacos. Ver la tabla de sal correspondiente para la correlación de actividad vs. porcentaje en peso de sal, en el capítulo sobre Emulsiones No Acuósas.

Se usa cal (cal hidratada o apagada – $\text{Ca}(\text{OH})_2$) en todos los sistemas base aceite para control de alcalinidad, con el fin de aumentar la POM y mantener un exceso de cal. En los sistemas convencionales, se usa cal en concentraciones más altas como fuente de calcio para formar jabones de calcio con los emulsificantes primarios. En todos los sistemas de lodo base aceite, la cal es usada como fuente de alcalinidad cuando se perforan gases ácidos (CO_2 y H_2S).

La cal viva (CaO) puede ser usada ocasionalmente como fuente de calcio y alcalinidad en los lodos base aceite. En ambientes húmedos o mojados (lluviosos), la cal hidratada debería usarse en vez de la cal viva. En los sistemas convencionales, la cal viva reacciona con los emulsificantes para formar jabones de calcio. La cal viva reacciona con el agua para desprender calor y formar hidróxido de calcio (cal, $\text{Ca}(\text{OH})_2$). El desprendimiento de calor puede ser útil para desarrollar

emulsiones. La cal viva puede ser usada en los sistemas de lodo base aceite como fuente de alcalinidad cuando se perforan gases ácidos (CO_2 y H_2S).

ADVERTENCIA: ¡La cal viva es un producto químico muy reactivo y no debería ser usada en situaciones donde pudiera entrar en contacto con el agua, tal como en los climas muy húmedos y lluviosos! Al humectarse, la cal genera un calor que puede causar incendios o lesiones. La cal viva es un irritante fuerte y deberían tomarse precauciones para evitar la inhalación y la exposición de la piel.

HRP, un líquido de poliamida, aumenta el punto cedente y los esfuerzos de gel de los sistemas convencionales y de filtrado relajado sin afectar mucho la viscosidad plástica. La principal aplicación de HRP es la mezcla de nuevos sistemas VERSA, pero puede ser usado con cualquier tipo de aceite para aumentar la capacidad de transporte y mejorar sus características de disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte. La concentración recomendada de HRP para la preparación inicial de nuevos fluidos es de 1 a 4,5 lb/bbl (2,85 a 12,83 kg/m³) de HRP, con 4 a 12 lb/bbl (11,4 a 34,2 kg/m³) de arcilla organofílica. También se puede usar HRP en las píldoras de barrido y los espaciadores viscosificados. HRP no viscosifica el aceite. Requiere sólidos activos (arcilla organofílica o sólidos perforados) para viscosificar.

OBSERVACION: HRP debería ser sometido a una prueba piloto antes de ser añadido a un sistema de lodo.

SWA, un agente tensioactivo anfótero para todos los lodos base aceite, es un potente agente humectante suplementario que contribuye a la humectación por aceite de los sólidos. Puede invertir la humectación por agua, incluso en los lodos muy contaminados. Es especialmente útil cuando se perforan sales complejas o cuando se encuentran flujos de agua. Pequeños tratamientos (generalmente menos de 1 lb/bbl) son adecuados. El producto es un agente humectante suplementario destinado a ser usado solamente con el agente humectante primario, y se mantiene generalmente en las existencias como producto de

**Se usa
VERSAMOD™
para lograr
altos valores
de LSRV en
los sistemas
VERSA.**

**VERSATHIN
suele ser más
eficaz en los
lodos de alto
contenido de
sólidos...**

emergencia. *Se recomienda realizar pruebas piloto antes del tratamiento.*

VERSAMOD, un agente gelificante orgánico, es un modificador del perfil reológico de líquidos para los sistemas de lodo base aceite. Aumenta la LSRV y los esfuerzos de gel, afectando muy poco sus viscosidades a alta velocidad de corte. Se usa principalmente en los pozos direccionales de gran diámetro donde se necesita mejorar la limpieza del pozo. El agua mejora el rendimiento de VERSAMOD y la concentración necesaria para lograr el efecto deseado es inferior cuando las relaciones aceite:agua son bajas. Las concentraciones normales varían de 1 a 4 lb/bbl (2,85 a 11,4 kg/m³) de VERSAMOD, según el contenido de salmuera. Se usa VERSAMOD™ para lograr altos valores de LSRV en los sistemas VERSA. Requiere la adición de una libra de cal por cada libra de VERSAMOD usado, para lograr el efecto deseado. Debido a la necesidad de usar cal, VERSAMOD no es tan eficaz en los sistemas de filtrado relajado como en los sistemas convencionales.

La gilsonita VERSATROL es un asfalto meteorizado de origen natural, térmicamente estable. Se trata de un aditivo de control de filtración y agente puenteante eficaz que puede ser usado a temperaturas de fondo de hasta 400°F o más. VERSATROL mejora la estabilidad de la emulsión y produce aumentos mínimos de la viscosidad. Los tratamientos varían de 2 a 8 lb/bbl (5,7 a 22,8 kg/m³) de VERSATROL como agente de control de filtrado en la mayoría de

los sistemas. Pruebas piloto deberían ser realizadas para determinar la concentración efectiva necesaria para cada aplicación. En altas concentraciones, VERSATROL puede ser usado para aumentar la viscosidad del sistema. Los fluidos difíciles de viscosificar, como TRUCORE™, pueden requerir entre 15 y 30 lb/bbl (43 a 86 kg/m³) de VERSATROL para obtener una viscosidad adecuada.

El lignito tratado con aminas VERSALIG se usa como agente de control de filtrado. VERSALIG puede ser usado como alternativa a los agentes de filtrado a base de gilsonita/asfalto usados comúnmente, como VERSATROL o STABIL HOLE. Los tratamientos recomendados varían de 2 a 12 lb/bbl (5,7 a 34,2 kg/m³) para la mayoría de las aplicaciones. Pruebas piloto deberían ser realizadas para determinar la concentración necesaria para cada aplicación.

VERSATHIN, un dispersante líquido de lodo base aceite, está diseñado para reducir el punto cedente y los esfuerzos de gel. Las adiciones de VERSATHIN producen un fluido menos viscoso sin que sea necesario realizar la dilución o cambiar la relación aceite:agua. Los niveles de tratamiento recomendados varían de 1 a 2 lb/bbl (2,85 a 5,7 kg/m³) de VERSATHIN. VERSATHIN suele ser más eficaz en los lodos de alto contenido de sólidos, ya que tiende a dispersar los sólidos que se están agregando.

OBSERVACIÓN: *VERSATHIN debe ser sometido a pruebas piloto antes de ser*

Propiedades

añadido al sistema de lodo.

Es difícil especificar rangos exactos para las propiedades del lodo como la viscosidad plástica, el punto cedente y los esfuerzos de gel, debido a la amplia variedad de aplicaciones. Muchas variables afectan el valor de estas propiedades, incluyendo las propiedades del aceite base; la temperatura; el tipo, tamaño y concentración de sólidos; y la estabilidad global del lodo. Determinar si estas propiedades están comprendidas dentro del rango apropiado para un peso de lodo determinado depende considerablemente de las propiedades de fluido necesarias para las condiciones del pozo. Por ejemplo, un alto punto cedente y altos esfuerzos de gel son requeridos para lograr la capacidad de transporte en los pozos de gran diámetro, pero puede que estas propiedades no sean convenientes en los pozos de diámetro pequeño con lodo del mismo peso.

La viscosidad plástica debería ser mantenida a valores mínimos para optimizar la hidráulica de la barrena y las velocidades de penetración. Si la viscosidad plástica tiende a aumentar durante un periodo determinado, sin que aumente el peso del lodo, esto indica generalmente que los sólidos finos se están acumulando en el lodo. Los aumentos del porcentaje en volumen de sólidos, incluyendo los del material densificante, aumentarán la viscosidad plástica. La disminución de la relación aceite:agua (contenido de agua más alto) aumentará la viscosidad plástica.

El punto cedente y los esfuerzos de gel están controlados por dos requisitos. El primero es la necesidad de mantener una tixotropía suficiente (estructura de gel) para suspender el material densificante y los recortes, y proporcionar la capacidad de transporte. El segundo requisito es minimizar las pérdidas de presión anular y las Densidades de Circulación Equivalente (ECDs). El punto cedente y

los esfuerzos de gel pueden ser aumentados mediante adiciones de VG-69, VERSAMOD o HRP. Pueden ser reducidos por adiciones de Versathin o de aceite base.

El contenido admisible de sólidos depende de la relación aceite:agua, la densidad de la fase acuosa y el volumen y la gravedad específica de los sólidos. Los sólidos son abrasivos y pueden aumentar el espesor del revoque, la viscosidad plástica, las pérdidas de presión, la necesidad de tratamientos químicos y la probabilidad de humectación de los sólidos por agua. Los sólidos de baja gravedad específica deberían ser mantenidos al nivel más bajo posible desde el punto de vista económico, mediante los equipos de control de sólidos.

La alcalinidad (P_{OM} o V_{SA}) de un lodo base aceite es una medida del exceso de cal en el lodo. La P_{OM} de un sistema convencional de filtrado controlado debería ser mantenida encima de 2,5 cm³ de ácido sulfúrico 0,1 N. Si la P_{OM} de un sistema convencional cae por debajo de 2,5 por mucho tiempo, la emulsión puede volverse inestable. En los sistemas de filtrado relajado, la P_{OM} se mantiene normalmente a un nivel de aproximadamente 1 a 2 cm³ de ácido sulfúrico 0,1 N, para amortiguar contra los gases ácidos. *OBSERVACIÓN: M-I basa todas las recomendaciones relacionadas con los tratamientos de alcalinidad en el método VSA (P_{OM}) del API. Si el operador lo desea, determinaremos la P_{OM} usando el método del API y el método de "Retrovaloración". Sin embargo, todas las decisiones de tratamiento se basarán exclusivamente en el método P_{OM} del API (valoración directa).*

El filtrado ATAP (300°F y 500 psi) de los sistemas convencionales es generalmente inferior a 10 cm³. Los filtrados bajos reducen la pérdida de fluidos costosos hacia la formación y la probabilidad de pegadura por presión diferencial en las formaciones muy permeables. Normalmente, los sistemas relajados no usan ningún aditivo de control de filtración y pueden contener

La viscosidad plástica debería ser mantenida a valores mínimos para optimizar la hidráulica de la barrena y las velocidades de penetración.

Los filtrados bajos reducen la pérdida de fluidos costosos hacia la formación...

Las emulsiones fuertes requieren altos voltajes para fusionar las gotas de agua y romper la emulsión.

El contenido CaCl_2 del lodo debería ser mantenido a una concentración que compense o sea igual a la A_w de la formación.

un poco de agua en el filtrado ATAP.

ESTABILIDAD DE LA EMULSIÓN

La Estabilidad Eléctrica (ES) constituye una indicación relativa de la estabilidad de la emulsión. Se trata de una medida del voltaje requerido para romper la emulsión y permitir que las gotas de agua emulsionada se conecten (i.e., se fusionen), permitiendo la transmisión de la corriente eléctrica. Las emulsiones fuertes requieren altos voltajes para fusionar las gotas de agua y romper la emulsión. La estabilidad eléctrica se registra en voltios. Varios factores principales afectan la estabilidad eléctrica:

- **Contenido de agua.** Cuando el contenido de agua aumenta, la distancia entre las gotas de agua disminuye, facilitando la terminación del circuito eléctrico mediante la coalescencia de las gotas de agua y la reducción de la estabilidad eléctrica.
- **Sólidos humectados por agua.** Un sólido humectado por agua tiene una película delgada de agua sobre su superficie, la cual funciona para conducir la electricidad como una gota de agua. Los sólidos de una emulsión inversa reducen la estabilidad eléctrica al ser humectados por el agua.
- **Emulsificación.** El grado de emulsificación afecta el tamaño de las gotas de agua. Las gotas de agua son generalmente más grandes en los sistemas de lodo nuevos e inestables, resultando en valores de estabilidad de emulsión bajos. Cuando se aumenta la exposición al esfuerzo de corte y a la temperatura, las gotas formadas serán más pequeñas y la emulsión será mejor. Esto aumenta los valores de estabilidad eléctrica, al igual que el aumento de la concentración de emulsificante y agente humectante.
- **Temperatura.** La temperatura a la cual se mide la estabilidad eléctrica cambiará el valor obtenido. Esta temperatura siempre debería ser registrada con el valor de estabilidad eléctrica. La misma temperatura debería ser usada para analizar las tendencias.
- **Tipo de sólidos.** El tipo de sólidos en el lodo afectará la estabilidad

eléctrica. Por ejemplo, FER-OX (hematita) y otros materiales de óxido de hierro pueden reducir la estabilidad eléctrica de un lodo de emulsión inversa.

La estabilidad eléctrica es un indicador importante de la estabilidad de la emulsión, pero no debería ser usada como valor o indicación absoluta de su condición. Es posible que un lodo que tiene un estabilidad eléctrica alta pero declinante no sea tan estable como un lodo que tiene una estabilidad eléctrica más baja pero estable. Los lodos con una estabilidad de emulsión extremadamente baja tendrán indicaciones en el filtrado y reologías, así como valores bajos y declinantes de estabilidad eléctrica. Una estabilidad eléctrica baja puede ser motivo de preocupación, pero una tendencia comprobada de valores declinantes de estabilidad eléctrica puede ser más grave y requiere una acción inmediata. Los valores de estabilidad eléctrica están relacionados con el sistema a partir del cual fueron registrados. Una tendencia declinante bien definida o una disminución rápida indica que la emulsión está debilitándose.

La estabilidad eléctrica debería ser medida y registrada rutinariamente. Estos valores deberían ser representados gráficamente para facilitar la observación de las tendencias. Las tendencias ascendentes o declinantes indican cambios en el sistema. Un análisis de los controles secuenciales del lodo indicará las posibles causas del cambio.

SALINIDAD Y ACTIVIDAD CONTROLADA

El contenido de cloruro de calcio (CaCl_2) debería ser probado por valoración y comparado con la A_w de los recortes cuando se hace circular un lodo de actividad controlada. El contenido de CaCl_2 del lodo debería ser mantenido a una concentración que compense o sea igual a la A_w de la formación. Las concentraciones de CaCl_2 mayores que 38% no son recomendadas debido a la casi saturación de la salmuera, la cual puede causar la inestabilidad del fluido. La cristalización de la sal causada por el calentamiento y enfriamiento de las soluciones

A_w es una medida del potencial químico para que el agua sea transferida entre el lodo y las lutitas.

supersaturadas puede producir sólidos humectados por agua y emulsiones inestables. También se puede usar cloruro de sodio y mezclas complejas de salmueras de cloruro de magnesio, de potasio, de calcio y de sodio en la fase interna. Además de las sales de cloruros inorgánicos como el cloruro de sodio y el cloruro de calcio, se puede usar una multitud de otros materiales orgánicos sin cloruro para reducir la actividad de la fase acuosa.

La actividad del agua (A_w) es una medida del potencial químico para que el agua sea transferida entre el lodo y las lutitas. La actividad se mide usando la presión de vapor (humedad relativa) de la lutita o el lodo, o puede ser estimada en base a la composición química de la salmuera (salinidad). El agua pura tiene una A_w de 1,0. Las salmueras de cloruro de calcio usadas en la mayoría de los lodos de emulsión no acuosa tienen una A_w comprendida entre 0,8 (22% en peso) y 0,55 (34% en peso). Los valores más bajos de actividad son más inhibidores.

Las formaciones que contienen arcillas se hinchan y se debilitan mediante la adsorción de agua. Cabe la posibilidad de que el agua de un lodo de emulsión modifique las lutitas si la A_w de la lutita es inferior a la actividad del lodo. En lo que se refiere a la inhibición, el factor clave es “equilibrar” la actividad del lodo con la actividad de la lutita, de manera que la adsorción del agua en las lutitas pueda ser reducida teóricamente a cero.

La transferencia del agua entre una salmuera emulsionada y una lutita suele ser comparada a la ósmosis. En la ósmosis, un solvente (agua) se propaga a través de una membrana semipermeable, desde una baja concentración de soluto o sal a una alta concentración de soluto o sal, para equilibrar las concentraciones. La teoría de actividad controlada define al fluido base aceite o sintético y a los emulsificantes que envuelven las gotas de agua como una membrana semipermeable. El control de lutita usando esta actividad controlada (o equilibrada) se limita principalmente a los lodos de emulsión base aceite o sintético. Los lodos base agua que contienen aditivos (como glicoles y

silicatos) sólo ofrecen débiles características de membrana semipermeable.

El cloruro de calcio (CaCl_2) es usado normalmente para obtener actividades de 1,0 a 0,40. El cloruro de sodio (NaCl) puede ser usado para obtener actividades de 1,0 a 0,75 (NaCl saturado). Se puede usar una gran variedad de diferentes productos químicos de fase interna para reducir la actividad. Sin embargo, muchos materiales alternativos no proporcionan una actividad lo suficientemente baja para lograr una inhibición adecuada. La mayoría de las lutitas se formaron en ambientes marinos que contenían sales complejas, las más comunes siendo las sales de cloruro de calcio, cloruro de magnesio y cloruro de sodio. Estas sales complejas suelen tener una afinidad más grande con el agua que la salmuera de cloruro de sodio, incluso cuando está saturada. Las salmueras de cloruro de calcio son usadas como fase interna en la mayoría de los lodos base aceite, ya que pueden equilibrar la salinidad de la mayoría de las formaciones.

Cuando se agrega cloruro de calcio (CaCl_2) a una salmuera saturada de NaCl , se reduce la actividad pero el efecto no es acumulativo. La actividad depende de la solubilidad mutua. Como CaCl_2 tiene una solubilidad más alta que NaCl , el cloruro de sodio se precipitará en la forma de sólidos finos cuando las condiciones exceden el nivel de saturación.

La actividad de las muestras de lodo y lutita se mide con un higrómetro. Se coloca la muestra a probar dentro de un matraz, cerrándolo herméticamente con un tapón que contiene la sonda del higrómetro. Se deja un tiempo para que la muestra compense el contenido de humedad del espacio vacío en el matraz. El porcentaje de humedad relativa, corregido para tener en cuenta la temperatura, se registra como la “Actividad” (valor decimal) de la muestra.

Los sistemas VERSA pueden ser formulados con salmueras de CaCl_2 o de NaCl . No se recomienda usar estas sales en forma combinada, ya que la solubilidad de NaCl está limitada por la presencia de CaCl_2 .

El fluido desplazador debe ser ligeramente más pesado que el fluido que se está desplazando.

Desplazamientos

La siguiente sección se refiere al desplazamiento de un lodo existente con un lodo base aceite. Muchos de los principios usados aquí también son aplicables al desplazamiento de un lodo base aceite con cemento o un lodo base agua. Sin embargo, los espaciadores usados serían diferentes.

RESUMEN

1. Celebrar una reunión previa al desplazamiento con el jefe de perforadores, el representante de la compañía y el ingeniero de lodo para hablar del procedimiento de desplazamiento y coordinar el orden de las operaciones.
2. Perforar la zapata y realizar las pruebas de pérdida o de integridad de la formación.
3. Antes del desplazamiento, acondicionar el fluido existente en el pozo para reducir la viscosidad y los esfuerzos de gel al nivel más bajo aceptable.
4. Mantener todo el lodo base aceite en el sitio antes de realizar el desplazamiento.
5. Poner la barrena en el fondo o cerca del fondo cuando el lodo base aceite sale por la barrena.
6. Usar mallas de gran tamaño en la zaranda durante el desplazamiento y 1 a 2 circulaciones subsiguientes.
7. Los espaciadores deberían generalmente tener una longitud de 200 a 500 pies.
 - a) Agua (base agua en el pozo).
 - b) Aceite viscosificado o lodo de aceite viscoso.
8. Usar las velocidades de bombeo para obtener un flujo turbulento.
9. No parar o reducir la velocidad de las bombas por cualquier motivo.
10. Hacer girar y reciprocarse la tubería de perforación durante el desplazamiento.

TÉCNICAS DE DESPLAZAMIENTO

El tipo más eficaz de desplazamiento ocurre cuando el volumen total de lodo base aceite puede ser desplazado en una operación rápida y continua, sin parar o reducir la velocidad de las

bombas. Cualquiera que sea la técnica de desplazamiento usada, todos los desplazamientos tienen varios factores en común que afectan a un buen desplazamiento e impiden la contaminación cruzada.

- **Densidad.** El fluido desplazador debe ser ligeramente más pesado que el fluido que se está desplazando. Como el fluido desplazador se encuentra debajo del fluido desplazado en el espacio anular, la densidad más alta mantiene la separación de los dos fluidos (el fluido más ligero tiende a flotar mientras que el fluido más pesado tiende a hundirse). La circulación inversa puede ser ventajosa cuando se debe usar un lodo base aceite de densidad más baja para desplazar un fluido de densidad más alta.

- **Espaciadores.** El espaciador ideal diluye el fluido, mantiene la turbulencia del fluido desplazado y viscosifica el fluido desplazador. La diferencia de viscosidad en la superficie de contacto reduce la tendencia que los fluidos tienen a entremezclarse. El acondicionamiento del fluido existente para reducir la viscosidad y el punto cedente es tan importante como el fluido espaciador. La reducción de la viscosidad, el uso de un espaciador diluyente y el flujo turbulento en el fluido desplazado reducen la canalización y la entremezcla de los fluidos. El volumen del espaciador se selecciona generalmente en base a la longitud anular; típicamente la columna dentro del espacio anular es de 200 a 500 pies (61 a 152 m). Estas longitudes deberían ser seleccionadas tomando en cuenta el control del pozo y otros factores de ingeniería. Los espaciadores típicos son:

1. Lodo base agua desplazado con lodo base aceite:
 - Agua o,
 - Agua, seguido por aceite viscosificado o lodo base aceite viscoso.
2. Lodo base aceite desplazado con lodo base agua:
 - Aceite o,
 - Aceite, seguido por agua viscosificada o lodo base agua

En general la tubería de perforación no está dispuesta concéntricamente, incluso en un pozo vertical...

El perfil de velocidad en el flujo turbulento es plano y cubre todo el espacio anular, dejando solamente una pequeña capa límite.

viscoso.

- **Posición y movimiento de la tubería.** En general la tubería de perforación no está dispuesta concéntricamente, incluso en un pozo vertical, y estará cerca de la pared del pozo. Este espacio anular excéntrico causa la canalización de los fluidos por el lado más grande del pozo (al igual que la situación de limpieza del pozo en un pozo horizontal). Esto hace que una porción de la sección transversal del espacio anular no tenga ninguna circulación, de manera que el lodo antiguo quede detrás de la tubería de perforación, en el lado estrecho del pozo. Por este motivo, siempre se debe girar y reciprocarse la tubería de perforación durante todos los desplazamientos. La rotación de la tubería empuja el lodo de detrás de la tubería hacia la corriente y mueve la tubería alrededor del espacio anular. Esto cambia la trayectoria del flujo y permite la circulación de toda la sección transversal, lo cual produce un desplazamiento más uniforme.
- **Velocidad de bombeo.** Los desplazamientos siempre deben ser realizados a una velocidad de bombeo suficientemente alta para asegurar un flujo turbulento, si es posible. El perfil de velocidad en el flujo turbulento es plano y cubre todo el espacio anular, dejando solamente una pequeña capa límite. Esto cumple varias funciones. Minimiza la entremezcla de los dos fluidos, favorece un desplazamiento más completo del lodo en el pozo, “restregando” el pozo con la turbulencia, y puede limpiar mejor el revoque si una sección de pozo abierto está expuesta.
- **Contaminación.** Parte del fluido desplazador puede ser contaminado por el fluido desplazado. Cualquier fluido que esté contaminado de manera apreciable por el lodo base agua o el revoque debería ser desechado. El resto de la contaminación debería ser tratada con emulsificante y/o agente humectante para asegurar que el agua se emulsione y que los sólidos estén en una condición humectada por agua. No se recomienda realizar un tratamiento preliminar para la contaminación. Los tratamientos más

eficaces pueden ser realizados después del desplazamiento

- **Acondicionamiento y estabilización.** Una vez que un sistema de lodo base aceite ha sido desplazado, se requiere un periodo de circulación y un tiempo de acondicionamiento antes de que el sistema esté completamente estabilizado. Esto queda especialmente de manifiesto en los sistemas recién preparados. La contaminación del sistema de lodo base agua durante el desplazamiento puede desestabilizar el sistema, lo cual aumenta la importancia de un buen desplazamiento. Después del desplazamiento, será generalmente necesario usar tratamientos más altos de lo normal durante unos cuantos días, hasta que el sistema se estabilice. Estos tratamientos más altos pueden incluir emulsificantes, agentes humectantes y viscosificadores.
- **Indicadores de desplazamiento completo.** En algunos casos, es difícil identificar el momento en que el fluido desplazador regresa a la zaranda, especialmente cuando la entremezcla de los fluidos es tan pequeña que no se puede observar ninguna superficie de contacto viscosa. Ocasionalmente, algunos sacos de Material de Pérdida de Circulación (LCM) serán bombeados al frente del fluido desplazador para servir de indicador. Aunque el volumen del tanque y las carreras de la bomba constituyan las mejores medidas, otros indicadores descritos a continuación pueden ayudar a determinar el momento en que el desplazamiento está completo o cuándo se debe empezar a regresar el lodo a los tanques activos:
 1. Medidas del peso del lodo, si el peso difiere entre los dos fluidos.
 2. Medidas de la estabilidad eléctrica o del pH.
 3. Cambio en la viscosidad.
 4. Cambio de color o del aspecto superficial, de un aspecto granuloso a un aspecto lustroso o brillante.
 5. Presencia y eliminación subsiguiente de los sólidos humectados por agua en las mallas de zaranda.

Pérdida de Circulación

El aumento demasiado rápido de las velocidades de bombeo después de realizar las conexiones y los viajes puede causar la pérdida de circulación con los fluidos base aceite.

La pérdida de circulación con los lodos base aceite puede hacerse rápidamente intolerable debido a los costos generados. En algunos casos, la probabilidad de pérdida de retornos es más alta con los fluidos de perforación base aceite debido al efecto viscosificante de la presión sobre el aceite, en comparación con el agua. Por lo tanto, será necesario mantener controles estrictos para minimizar la viscosidad y/o velocidad de circulación. Esto reducirá las pérdidas de presión anular y el riesgo de pérdida de circulación.

Otro factor que aumenta el riesgo de pérdida de retornos con los lodos base aceite son los bajos valores de fuga de estos lodos. Las propiedades del aceite hacen que sea un excelente fluido de fracturación, lo cual aumenta la probabilidad de fracturación de la formación. Su carácter de humectación por aceite dificulta el proceso de "cicatrización" de la formación. Por este motivo, los lodos base aceite no son recomendados para realizar la prueba de las zapatas de cementación de la tubería de revestimiento y de las presiones de fractura.

El aumento demasiado rápido de las velocidades de bombeo después de realizar las conexiones y los viajes puede causar la pérdida de circulación con los fluidos base aceite. Los lodos base aceite se diluyen cuando las temperaturas generadas durante la circulación aumentan y se espesan cuando las temperaturas disminuyen durante los periodos de inactividad. Si

no se aumenta lentamente la velocidad de las bombas, las presiones de circulación impuestas sobre la formación pueden ser mucho más altas. No es raro que las presiones de circulación en el tubo vertical disminuyan en más de 100 psi mientras que el lodo se calienta hasta lograr la temperatura de circulación.

Los procedimientos usados en caso de pérdida de circulación son similares a los que se usan con los sistemas de lodo base agua. El uso de píldoras de LCM puede ser útil bajo ciertas condiciones. Se debería colocar 30 a 50 lb/bbl (86 a 143 kg/m³) de material de pérdida de circulación en la zona de escape. Se recomienda usar calidades medianas y/o finas de mica y/o NUT PLUG® en estas píldoras. Una mezcla de partículas de carbonato de calcio de granulometría determinada ha sido usada con éxito en algunas áreas. Los materiales fibrosos cortados en tiras como las fibras de madera, los periódicos cortados en tiras, etc. deberían ser usados con cuidado debido a los efectos perjudiciales que pueden tener sobre la emulsión. En los casos de pérdida de circulación grave, la inyección de una lechada de tierra diatomácea de alto filtrado especialmente formulada (tipo DIASEAL® M), la inyección de bentonita o la inyección de cemento puede constituir el método más práctico.

En los casos más graves de pérdida de circulación donde los procedimientos normales no han podido establecer retornos totales, el sistema base aceite debería ser desplazado con un sistema

Lodos de Empaque

convencional de lodo base agua. Los fluidos del sistema VERSA son excelentes fluidos de empaque que pueden ser dejados en el espacio anular, encima del empaque de la tubería de producción, después de terminar el pozo. Las ventajas ofrecidas por un empaque base aceite incluyen una excelente estabilidad térmica durante largos periodos, excelentes

características de suspensión del material densificante y una protección duradera de los materiales metálicos contra los efectos de la corrosión. Pocos sistemas de lodo base agua, si los hay, pueden ofrecer estas ventajas simultáneamente. Para un análisis más completo de esta aplicación, ver la sección sobre los fluidos de empaque en el capítulo sobre Emulsiones No

Introducción

A principios de la década de los ochenta, se hicieron esfuerzos para reducir el impacto sobre el medio ambiente de los lodos base aceite, mediante la sustitución del aceite diesel por productos petroleros más refinados, llamados *aceites minerales*, como fluido base en los lodos base aceite de emulsión inversa. Los lodos preparados con estos aceites más refinados eran menos tóxicos que los lodos preparados con aceite diesel, pero muchos aún contenían suficientes compuestos aromáticos para ser inaceptables desde el punto de vista ambiental y no se degradaban rápidamente.

En marzo de 1990, en el sector noruego del Mar del Norte, se usó un lodo preparado con un fluido base sintético (un éster), el cual constituía el primer producto de sustitución de estos fluidos de perforación a base de aceite mineral que era aceptable desde el punto de vista ambiental. Otros lodos base sintético aparecieron poco tiempo después. Un lodo base sintético a base de éter fue usado costa afuera de Noruega, más tarde en 1990. La primera Polialfaolefina (PAO) fue usada en mayo de 1991. Otros fluidos base sintético fueron introducidos en la industria en el siguiente orden:

Alquilbenceno Lineal (LAB), acetal, Alfaolefinas Lineales (LAO), Olefinas Internas (IO) y Parafinas Lineales (LP). Estos compuestos pueden ser encontrados en fuentes petroleras y otras fuentes, pero no deberían ser llamados fluidos base sintético a menos que sean sintetizados o fabricados. El uso de materias primas puras para proceso y el control estricto del proceso de fabricación aseguran que los fluidos base sintético no contendrán trazas de contaminantes principales, ya que éstos suelen estar presentes hasta en los líquidos más puros sometidos a un alto grado de refinación y procesamiento.

La perforación con Lodos Base Sintético (SBM) es bastante común hoy en día en las regiones del Golfo de

México y del Mar del Norte, así como en otras regiones tales como el Extremo Oriente, Australia, México y Sudamérica. Debido a la evolución constante del mercado, se considera que la industria ya ha pasado a usar como mínimo la segunda generación de fluidos base sintético. El límite que separa los SBM de primera generación de los SBM de segunda generación está generalmente definido por el costo y la viscosidad cinemática del líquido base sintético.

Típicamente, los lodos base sintético de segunda generación son menos costosos y menos viscosos. Por lo tanto, se puede considerar que los SBM de primera generación están basados en éster, éter y polialfaolefinas, mientras que los de segunda generación están basados en alfaolefinas lineales, olefinas internas y parafinas lineales. A continuación se proporciona una lista de los líquidos base sintético de primera y segunda generación:

Primera Generación	Segunda Generación
Éster	LAB
PAO	LAO
Éter	IO
Acetal	LP

Se considera que el lodo a base de acetal es un lodo de primera generación debido principalmente a su alto costo, mientras que el alquilbenceno lineal caduco es el primer líquido clasificado como lodo base sintético de segunda generación debido a su precio y a su viscosidad cinemática.

La definición general de un material sintético es algo que fue producido por síntesis química. Los fluidos base sintético deben satisfacer dos criterios para ser usados en los fluidos de perforación. Primero, deben cumplir con las normas y los reglamentos ambientales locales para la descarga de recortes al mar. Si los recortes deben ser recogidos y transportados a tierra,

La definición general de un material sintético es algo que fue producido por síntesis química.

Los fluidos sintéticos son usados como fluido base o fase continua de los lodos de emulsión inversa.

entonces el uso de un lodo base sintético en vez de un lodo base aceite no ofrece ninguna ventaja adicional, excepto desde el punto de vista de la salud y de la seguridad. Segundo, el material sintético debe ser el fluido base para un sistema de lodo estable con las propiedades inhibidoras de un lodo base aceite de emulsión inversa.

Descripciones Generales de los Sistemas

Los fluidos sintéticos son usados como fluido base o fase continua de los lodos de emulsión inversa. Estos lodos se comportan como lodos base aceite. Los productos usados para preparar y mantener los SBM son similares, y en algunos casos son idénticos a los que se usan para preparar y mantener los lodos base aceite. Estos productos son emulsificantes, agentes humectantes, modificadores de Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV), aditivos de control de filtración, viscosificadores y diluyentes.

Los productos usados en los lodos base sintético de emulsión inversa pueden ser usados en los lodos base aceite de emulsión inversa, pero en general, los productos usados en los lodos base aceite no deberían ser usados en los lodos base sintético. Muchos de los productos usados en los lodos base aceite contienen aceites refinados que contaminarían a un SBM. Diferentes fluidos base aceite y sintético tienen propiedades químicas y físicas claramente distintas, y requerirán diferentes concentraciones de productos para lograr la misma propiedad del lodo. Los cálculos aproximados de los productos

Debido a la complejidad de las cuestiones relacionadas con los SBM, además de proporcionar una perspectiva general de los sistemas sintéticos de M-I, este capítulo también proporcionará una perspectiva general de las composiciones químicas, las cuestiones ambientales y las precauciones especiales que pueden ser requeridas cuando se usa un SBM.

químicos requeridos para preparar un lodo no deberían basarse en las formulaciones preparadas con diferentes fluidos base. Se recomienda realizar pruebas piloto si hay alguna duda.

M-I tiene siete sistemas base sintético diferentes, de los cuales no todos están actualmente activos. Cada uno contenía un fluido base diferente para la fase continua. Estos sistemas son los siguientes:

Nombre del Sistema	Líquido Base
AQUAMUL I*	Éter
AQUAMUL II*	Acetal
ECOGREEN	Éster
NOVADRIL®*	Polialfaolefina
NOVAPLUS®	Olefina interna
NOVATEC™	Alfaolefina lineal
PARADRIL™	Parafina

* Este sistema ya no se comercializa activamente

El sistema preferido depende de las condiciones locales en particular (ambientales, reglamentarias, logísticas y comerciales) así como de las necesidades técnicas de la aplicación en particular. La gerencia local de operaciones tomará en cuenta las preocupaciones del mercado, mientras que los límites técnicos de un fluido en particular son determinados por la composición química de su fluido base (ver la sección

Nombre del Sistema	General	Alta Temperatura	Alta Densidad	Agua Profunda	Alto Contenido de Agua
AQUAMUL™ I*	x	x			
AQUAMUL™ II*	x	x	x	x	x
ECOGREEN™	x				
NOVADRIL® *	x	x			
NOVAPLUS®	x	x	x	x	x
NOVATEC®	x	x	x	x	x
PARADRIL™	x	x	x	x	x

* Este sistema ya no se comercializa activamente

Los dos factores básicos para determinar la aplicación técnica de un fluido base sintético son la viscosidad cinemática y la estabilidad térmica o química.

El sistema NOVAPLUS... usa olefinas internas o isomerizadas como fase continua.

sobre “Química de los Sintéticos”). La tabla siguiente puede ser usada como guía general para la aplicación técnica de los sistemas base sintético de M-I.

Los dos factores básicos para determinar la aplicación técnica de un fluido base sintético son la viscosidad cinemática y la estabilidad térmica o química. Los fluidos base menos viscosos, como los que son

Sistemas y Formulaciones

Esta sección describirá los tres Lodos Base Sintético (SBM) principales que son comercializados por M-I. Éstos son NOVAPLUS, el SBM con una olefina interna como fase continua; NOVATEC, el SBM con una alfaolefina lineal como fase continua; y ECOGREEN, el LBM con un éster como fase continua. Como podremos ver, muchos aspectos, incluyendo algunos productos, son los mismos que para los sistemas convencionales de emulsión inversa o no acuosos de M-I. Sin embargo, hay algunas diferencias importantes que serán puestas de relieve durante el resto de este capítulo.

Los productos usados tanto en los sistemas base sintético de M-I como en los sistemas VERSADRIL® y VERSACLEAN® están indicados a continuación y descritos en el Capítulo 12, Sistemas Base Aceite.

PRODUCTO VERSA	Función
VG-69®, VG-PLUS™	Reología
VERSAGEL®	Reología
SWA®	Humectación suplementaria
HRP®	Modificación de la reología
VERSALIG®	Control de filtrado ATAP
Cloruro de calcio (CaCl ₂)	Actividad de la fase acuosa
Cal (Ca(OH) ₂)	Alcalinidad
Óxido de calcio (CaO)	Alcalinidad

OBSERVACIÓN: La composición de los productos usados en los sistemas base sintético de M-I es crítica para la conformidad con los requisitos ambientales. Por ese motivo, es importante usar solamente los productos que son recomendados para el sistema de lodo considerado. Los productos que contienen aceite diesel, aceite mineral o

usados en los sistemas NOVAPLUS, NOVATEC o PARADRIL, son mejores para las aplicaciones de agua profunda y alta densidad. Las aplicaciones a alta temperatura debe evitar el uso de ésteres (ECOGREEN) debido a los problemas causados por la degradación térmica o la hidrólisis del éster base.

compuestos que contienen aromáticos no deben ser añadidos a ninguno de los sistemas base sintético de M-I. Los productos como VERSAMUL®, VERSACOAT®, VERSAMOD™, VERSATROL® y la gilsonita (entre otros) no deberían ser usados en los sistemas base sintético de M-I. Si usted no está seguro si un producto puede ser añadido o no a uno de los sistemas base sintético de M-I, póngase en contacto con su oficina local de M-I o el departamento ambiental de M-I.

EL SISTEMA NOVAPLUS

El sistema NOVAPLUS es el sistema base sintético de M-I que usa olefinas internas o isomerizadas como fase continua. Los sistemas NOVAPLUS están emulsionados de manera muy estable y pueden ser diseñados para tener un filtrado bajo o para ser estables hasta temperaturas mayores que 350°F (176°C). Las propiedades y los límites de perforación son los mismos que para los sistemas convencionales de emulsión inversa (aceite diesel o aceite mineral). Se recomienda usar salmuera CaCl₂ como fase interna. La concentración más común de salmuera CaCl₂ es 25% en peso, la cual tiene una densidad de 10,3 lb/gal (1,23 SG). Concentraciones más altas de salmuera CaCl₂ pueden ser usadas, pero la concentración de CaCl₂ no debería exceder el punto de saturación, o sea 40% en peso. Para mayor seguridad, la concentración de CaCl₂ debería permanecer debajo de 35% en peso. A concentraciones más altas, la fase interna puede desestabilizarse y el sistema puede sufrir problemas graves.

Aditivo	Función	Concentración (Ver la Tabla 2)
NOVAPLUS B (IO1618)	Fase continua	60 - 95% vol., fase líquida
Agua dulce	Fase acuosa	5 - 40% vol., fase líquida
CaCl ₂	Salinidad, fase acuosa	15 - 30% peso, fase acuosa
VG-69	Viscosificador	3 - 10 lb/bbl (9 - 30 kg/m ³)
NOVAMUL®	Emulsificante primario	6 - 8 lb/bbl (17 - 23 kg/m ³)
NOVAWET™	Agente humectante	2 - 4 lb/bbl (6 - 11 kg/m ³)
NOVAMOD™	Modificador de reología	1 - 3 lb/bbl (3 - 9 kg/m ³)
Cal	Control de alcalinidad	4 - 8 lb/bbl (11 - 23 kg/m ³)

TABLA 1: ADITIVOS DEL SISTEMA NOVAPLUS.

Los productos para el sistema NOVAPLUS están indicados en la Tabla 1 con su función y concentración típica. A continuación se proporciona una descripción breve de cada producto..

- NOVAPLUS B es el líquido a base de olefina interna para el sistema de lodo base sintético NOVAPLUS, y puede ser llamado NOVAPLUS B o IO1618 (olefina interna C16 a C18).
- NOVAMUL es un emulsificante primario líquido para los sistemas de lodo base sintético NOVADRIL, NOVAPLUS y NOVATEC. NOVAMUL proporciona excelentes propiedades de estabilidad de la emulsión, humectación de forma preferencial de los sólidos por la fase continua, control de filtración y estabilidad térmica.
- El agente tensioactivo NOVAWET es un agente humectante líquido usado en los sistemas base sintético NOVADRIL, NOVAPLUS y NOVATEC. Aumentará la humectación de forma preferencial de los sólidos en la fase continua. Puede contribuir a la estabilidad de la emulsión y al control de filtrado de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP). Además, puede ser usado para reducir la cantidad global de lodo base sintético retenida en los recortes.

- NOVAMOD es un agente gelificante orgánico líquido para los sistemas de lodo base sintético NOVADRIL, NOVAPLUS y NOVATEC. NOVAMOD aumenta la LSRV y los esfuerzos de gel, afectando muy poco la viscosidad a alta velocidad de corte. Se usa principalmente en los pozos direccionales, alto ángulo y horizontales de gran diámetro donde se necesita mejorar la limpieza del pozo o la capacidad de transporte de recortes. Cuanto más alto sea el contenido de agua del SBM, más baja será la concentración de NOVAMOD necesaria para lograr el efecto deseado. Para ser eficaz, NOVAMOD requiere la adición de cal en proporciones iguales de libra por barril.
- El desfloculante líquido NOVATHIN es usado como diluyente y acondicionador para los sistemas de lodo base sintético NOVADRIL, NOVAPLUS y NOVATEC. Reduce la viscosidad y los esfuerzos de gel en el lodo sin que sea necesario diluir o cambiar la relación de sintético a agua.

TABLA DE FORMULACIÓN DE NOVAPLUS BARITA (25% EN PESO DE SALMUERA CaCl_2 : PUREZA DE SAL DE 96%)

La Tabla 2 enumera formulaciones generalizadas en base a las demandas típicas de perforación, las cuales estipulan que las densidades de lodo más bajas pueden tener contenidos de agua más altos, o que las densidades más altas requieren contenidos de sintético más altos. La cantidad de emulsificante, agente humectante, aditivo de control de filtrado y

viscosificante será variable, según la densidad del lodo, la Relación de Sintético a Agua (S/A), las propiedades del fluido requeridas o la estabilidad térmica. Por ejemplo, un sistema NOVAPLUS de 9 lb/gal (1,08 SG) con una relación sintético/agua de 90:10 necesitaría más viscosificante y menos agente humectante que los valores indicados en la Tabla 2. Como siempre, se recomienda realizar pruebas piloto antes de tomar cualquier acción en el equipo de perforación.

Relación S/A → (Peso del Lodo)	60:40 (8,5 - 10 lb/gal)	70:30 (11 - 13 lb/gal)	80:20 (14 - 16 lb/gal)	90:10 (17 - 18 lb/gal)
NOVAMUL®	6 - 10 lb/bbl	5 - 9 lb/bbl	4 - 8 lb/bbl	3 - 7 lb/bbl
NOVAWET™	1 - 2 lb/bbl	1 - 2 lb/bbl	2 - 3 lb/bbl	3 - 4 lb/bbl
NOVAMOD™	0.5 - 1 lb/bbl	1 - 1.5 lb/bbl	0.5 - 1.0 lb/bbl	0 lb/bbl
Cal	4 - 8 lb/bbl	4 - 8 lb/bbl	3 - 7 lb/bbl	2 - 6 lb/bbl
VG-69®	2 - 4 lb/bbl	3 - 6 lb/bbl	3 - 6 lb/bbl	2 - 5 lb/bbl
HRP™	Según las necesidades	Según las necesidades	Según las necesidades	Según las necesidades

Relación Sintético:Agua	Peso del Lodo (lb/gal)	IO1618 (bbl)	Agua (bbl)	CaCl_2 (lb/bbl)	M-I BAR (lb/bbl)
60:40	8,5	0,542	0,375	46,2	9,4
	9	0,531	0,368	45,3	36,8
	10	0,510	0,354	43,6	91,3
70:30	11	0,566	0,253	31,2	162,1
	12	0,542	0,242	29,9	216,0
	13	0,517	0,232	28,6	269,8
80:20	14	0,566	0,147	18,1	339,7
	15	0,538	0,140	17,2	392,9
	16	0,509	0,133	16,4	446,0
90:10	17	0,547	0,063	7,7	514,0
	18	0,516	0,059	7,3	566,4

OBSERVACIÓN: 1 lb/bbl = 2,85 kg/m³.

Tabla 2: Formulaciones del sistema NOVAPLUS®.

El sistema NOVATEC...usa Alfaolefinas Lineales (LAO) como fase continua.

SISTEMA NOVATEC

El sistema NOVATEC es el sistema base sintético de M-I que usa Alfaolefinas Lineales (LAO) como fase continua. Los sistemas NOVATEC están emulsionados de manera muy estable y pueden ser diseñados para tener un filtrado bajo o ser estables hasta temperaturas mayores que 350°F (176°C). Las propiedades y los límites de perforación son los mismos que para los sistemas convencionales de emulsión inversa (aceite diesel o aceite mineral). Se recomienda usar salmuera CaCl₂ como fase interna. La concentración más común de salmuera CaCl₂ es 25% en peso, la cual tiene una densidad de 10,3 lb/gal (1,23 SG). Concentraciones más altas de salmuera CaCl₂ pueden ser usadas, pero la concentración de CaCl₂ no debería exceder el punto de saturación, o sea 40% en peso. Para mayor seguridad, la concentración de CaCl₂ debería permanecer debajo de 35% en peso. A concentraciones más altas, la fase interna puede desestabilizarse y el sistema puede sufrir problemas graves.

Los productos para el sistema NOVATEC están enumerados en la Tabla 3, la cual incluye una descripción breve de cada producto.

- NOVATEC B es el líquido a base de LAO para el sistema de lodo base sintético NOVATEC, y puede ser llamado NOVATEC B, LAO1416 (Alfaolefina Lineal C14 a C16) o LAO1618 (Alfaolefina Lineal C16 a C18).
- NOVATEC P es el emulsificante primario para el sistema de lodo base sintético NOVATEC. NOVATEC P puede ser usado solo para formar

emulsiones estables de agua en olefina, pero es especialmente eficaz cuando es usado junto con NOVATEC S. Proporciona alta emulsificación y alta humectación, y contribuye al control de filtrado ATAP del sistema NOVATEC. NOVATEC P es un líquido y no contiene solventes de hidrocarburos.

- NOVATEC S es el emulsificante secundario en el sistema de lodo base sintético NOVATEC. El producto está diseñado para ser usado en el sistema NOVATEC para proporcionar una estabilidad alta de la emulsión y una humectación orgánica alta. NOVATEC S puede ser usado solo para formar emulsiones estables de agua en olefina, pero es especialmente eficaz cuando se usa como complemento de NOVATEC P. Cuando se usan juntos, NOVATEC S y NOVATEC P reaccionan para formar emulsiones muy estables y proporcionar potentes propiedades de humectación. NOVATEC S contribuye al control de filtrado ATAP del sistema NOVATEC. Se trata de un líquido y no contiene solventes de hidrocarburos.
- NOVATEC F es un reductor líquido de filtrado para el sistema de lodo base sintético NOVATEC. NOVATEC F es usado para aumentar el control de filtrado en el sistema NOVATEC, normalmente a relaciones sintético/agua altas y a temperaturas mayores que 300°F (149°C). NOVATEC F causa una reducción rápida de la filtración ATAP cuando se usa a niveles de concentración relativamente bajos. NOVATEC F es estable a altas temperaturas (>390°F (200°C)).

Aditivo	Función	Concentración
NOVATEC® B	Fase continua	60 - 95% vol, fase líquida
Agua dulce	Fase acuosa	5 - 40% vol, fase líquida
CaCl ₂	Salinidad, fase acuosa	15 - 30% peso, fase acuosa
VG-69®	Viscosificador	3 - 10 lb/bbl (9 - 30 kg/m³)
NOVATEC® P	Primary emulsifier	3 - 10 lb/bbl (8 - 30 kg/m³)
NOVATEC® S	Emulsificante secundario / agente humectante	2 - 8 lb/bbl (6 - 22 kg/m³)
NOVATEC® F	Control de filtrado	3 - 7 lb/bbl (8 - 20 kg/m³)
NOVAMOD™	Modificador de reología	1 - 3 lb/bbl (3 - 9 kg/m³)
Cal	Control de alcalinidad	4 - 8 lb/bbl (11 - 23 kg/m³)

Tabla 3: Aditivos del sistema NOVATEC.

TABLA DE FORMULACIÓN DE NOVATEC BARITA (25% EN PESO DE SALMUERA CaCl_2 : PUREZA DE SAL DE 96%)

La Tabla 4 enumera formulaciones generalizadas en base a las demandas típicas de perforación, las cuales estipulan que las densidades de lodo más bajas pueden tener contenidos de agua más altos, o que las densidades más altas requieren contenidos de sintético más altos. La cantidad de emulsificante, agente humectante, aditivo de control de filtrado y

viscosificante será variable según la densidad del lodo, la relación S/A, las propiedades del fluido requeridas o la estabilidad térmica. Por ejemplo, un sistema NOVATEC de 9 lb/gal (1,08 SG) con una relación sintético/agua de 90:10 necesitaría más viscosificante y menos agente humectante que los valores indicados en la siguiente tabla. Como siempre, se recomienda realizar pruebas piloto antes de tomar cualquier acción en el equipo de perforación.

Relación S/A → (Peso del Lodo)	60:40 (8,5 - 10 lb/gal)	70:30 (11 - 13 lb/gal)	80:20 (14 - 16 lb/gal)	90:10 (17 - 18 lb/gal)
NOVATEC® P	6 - 8 lb/bbl	7 - 9 lb/bbl	8 - 10 lb/bbl	9 - 11 lb/bbl
NOVATEC® S	2 - 4 lb/bbl	3 - 5 lb/bbl	4 - 6 lb/bbl	5 - 7 lb/bbl
NOVATEC® F	3 - 5 lb/bbl	3 - 5 lb/bbl	4 - 6 lb/bbl	4 - 6 lb/bbl
NOVAMOD™	0.5 - 1 lb/bbl	1 - 1.5 lb/bbl	0.5 - 1.0 lb/bbl	0 lb/bbl
Cal	4 - 8 lb/bbl	4 - 8 lb/bbl	3 - 7 lb/bbl	2 - 6 lb/bbl
VG-69®	2 - 4 lb/bbl	3 - 6 lb/bbl	3 - 6 lb/bbl	2 - 4 lb/bbl
HRP™	Según sea necesario	Según sea necesario	Según sea necesario	Según sea necesario

Relación Sintético: Agua	Peso del Lodo (lb/gal)	NOVATEC B (bbl)	Agua (bbl)	CaCl_2 (lb/bbl)	M-I BAR (lb/bbl)
60:40	8,5	0,527	0,373	46,0	12,2
	9	0,517	0,366	45,1	39,4
	10	0,495	0,352	43,4	93,8
70:30	11	0,548	0,252	31,0	165,4
	12	0,523	0,242	29,7	219,0
	13	0,498	0,231	28,5	272,6
80:20	14	0,538	0,146	18,0	341,3
	15	0,510	0,139	17,1	394,2
	16	0,482	0,132	16,3	447,1
90:10	17	0,516	0,062	7,7	515,4
	18	0,485	0,059	7,3	567,6

OBSERVACIÓN: 1 lb/bbl = 2,85 kg/m³.

Tabla 4: Formulaciones del sistema NOVATEC.

El sistema ECOGREEN...usa un éster como líquido base.

SISTEMA ECOGREEN

El sistema ECOGREEN es el sistema base sintético de M-I que usa un éster como líquido base. Los sistemas ECOGREEN están emulsionados de manera muy estable y pueden ser diseñados para tener un filtrado bajo. La estabilidad térmica de estos sistemas es más baja que la de los sistemas NOVAPLUS o NOVATEC. Las aplicaciones del sistema ECOGREEN no deberían exceder 300°F (149°C). Las propiedades de perforación son similares a las de los sistemas convencionales de emulsión inversa (aceite diesel o aceite mineral), excepto en lo que se refiere a la Viscosidad Plástica (VP), la cual es típicamente más alta en los sistemas ECOGREEN que en los sistemas convencionales de emulsión inversa que tienen densidades y relaciones aceite/agua comparables.

Se recomienda usar salmuera CaCl_2 como fase interna. La concentración más común de salmuera CaCl_2 es 25% en peso, la cual tiene una densidad de 10,3 lb/gal (1,23 SG). Concentraciones más altas de salmuera CaCl_2 pueden ser usadas, pero la concentración de CaCl_2 no debería exceder el punto de saturación, o sea 40% en peso. Para mayor seguridad, la concentración de CaCl_2 debería permanecer debajo de 35% en peso. A concentraciones más altas, la fase interna puede desestabilizarse y el sistema puede sufrir problemas graves.

Los productos para el sistema ECOGREEN están enumerados en la Tabla 5, la cual incluye una descripción breve de cada producto.

- ECOGREEN B es el líquido a base de éster para el sistema ECOGREEN. El nombre y la información técnica pueden variar según su origen (éster derivado de aceites vegetales, como el aceite de palmera o de coco, o de aceites de pescado). Las variaciones de las propiedades físicas entre los diferentes tipos de ésteres afectarán las propiedades finales del sistema ECOGREEN.
- ECOGREEN P es el emulsificante primario para el sistema ECOGREEN. ECOGREEN P puede ser usado solo para formar emulsiones estables de agua en éster, pero es especialmente eficaz cuando se usa junto con ECOGREEN S. Proporciona emulsificación, humectación y contribuye al control de filtrado ATAP del sistema ECOGREEN. ECOGREEN P es un líquido y no contiene solventes de hidrocarburos.
- ECOGREEN S es una mezcla de agentes tensioactivos y se usa como emulsificante secundario y agente humectante primario para el sistema ECOGREEN. ECOGREEN S es parte integrante del sistema ECOGREEN y debería ser usado junto con ECOGREEN P para la preparación del fluido de perforación nuevo. Las propiedades de ECOGREEN S contribuyen a la dispersión y suspensión de los sólidos para mejorar el control reológico. Contribuye al control de filtrado ATAP en el sistema ECOGREEN. Se trata de un líquido y no contiene solventes de hidrocarburos.

Aditivo	Función	Concentración
ECOGREEN B	Fase continua	70 - 95% vol, fase líquida
Agua dulce	Fase acuosa	5 - 30% vol, fase líquida
CaCl_2	Salinidad, fase acuosa	15 - 30% peso, fase acuosa
ECOGREEN VIS	Viscosificador	3 - 10 lb/bbl (9 - 30 kg/m ³)
ECOGREEN P	Emulsificante primario	3 - 12 lb/bbl (9 - 36 kg/m ³)
ECOGREEN S	Emulsificante secundario / agente humectante	1 - 4 lb/bbl (3 - 12 kg/m ³)
ECOGREEN FP	Control de filtrado	1 - 4 lb/bbl (3 - 12 kg/m ³)
Cal	Control de alcalinidad	4 - 6 lb/bbl (11 - 23 kg/m ³)

Tabla 5: Aditivos del sistema ECOGREEN.

- ECOGREEN FP es usado como aditivo de control de filtrado para el sistema ECOGREEN. Está especialmente diseñado para actuar como complemento de los emulsificantes del sistema ECOGREEN para proporcionar un control riguroso del filtrado ATAP a concentraciones bajas del producto. Cuando se usa conjuntamente con otros

emulsificantes ECOGREEN y con ECOGREEN VIS, ECOGREEN FP ayudará a aumentar la reología.

- ECOGREEN VIS es una arcilla organofílica especialmente diseñada para aumentar la viscosidad en el sistema ECOGREEN. ECOGREEN VIS proporcionará la viscosidad y la suspensión del material densificante.

TABLA DE FORMULACIÓN DE ECOGREEN BARITA (25% EN PESO DE SALMUERA CaCl_2 : PUREZA DE SAL DE 96%)

La Tabla 6 enumera formulaciones generalizadas en base a las demandas típicas de perforación, las cuales estipulan que las densidades de lodo más bajas pueden tener contenidos de agua más altos, o que las densidades más altas requieren contenidos de sintético más altos. La cantidad de emulsificante, agente humectante, aditivo de control de filtrado y

viscosificante será variable según la densidad del lodo, la relación S/A, las propiedades del fluido requeridas o la estabilidad térmica. Por ejemplo, un sistema ECOGREEN de 9 lb/gal (1,08 SG) con una relación sintético/agua de 90:10 necesitaría más viscosificante y menos agente humectante que los valores indicados en la siguiente tabla. Como siempre, se recomienda realizar pruebas piloto antes de tomar cualquier acción en el equipo de perforación.

Relación S/A → (Peso del Lodo)	70:30 (9 - 11 lb/gal)	80:20 (12 - 14 lb/gal)	90:10 (15 - 17 lb/gal)
ECOGREEN P	8 - 10 lb/bbl	10 - 12 lb/bbl	10 - 12 lb/bbl
ECOGREEN S	2 - 4 lb/bbl	3 - 5 lb/bbl	4 - 6 lb/bbl
ECOGREEN FP	1 - 2 lb/bbl	2 - 3 lb/bbl	2 - 3 lb/bbl
Cal	3 - 4 lb/bbl	3 - 4 lb/bbl	3 - 4 lb/bbl
ECOGREEN VIS	2 - 6 lb/bbl	2 - 6 lb/bbl	2 - 6 lb/bbl

Relación Sintético: Agua	Peso del Lodo (lb/gal)	ECOGREEN B (bbl)	Agua (bbl)	CaCl_2 (lb/bbl)	M-I BAR (lb/bbl)
70:30	9	0,618	0,276	34,0	41,8
	10	0,593	0,266	32,8	96,3
	11	0,568	0,255	31,4	150,7
80:20	12	0,612	0,162	20,0	220,0
	13	0,583	0,155	19,1	273,4
	14	0,555	0,148	18,2	327,1
90:10	15	0,592	0,70	8,6	393,8
	16	0,560	0,66	8,2	446,9
	17	0,528	0,63	7,8	500,0

OBSERVACIÓN: 1 lb/bbl = 2,85 kg/m³.

Tabla 6: Formulaciones del sistema ECOGREEN.

Es esencial evitar la contaminación con aceite diesel o aceite mineral.

Procedimiento de Mezcla

Es esencial evitar la contaminación con aceite diesel o aceite mineral. Cualquier contaminación de aceite puede impedir que el lodo base sintético cumpla con los reglamentos ambientales locales, lo cual resultará en la prohibición de la descarga de recortes asociados con el uso de este fluido. Por lo tanto, será necesario aislar todas las tuberías de aceite diesel y otros aceites de petróleo, y limpiar los tanques y las tuberías de mezcla. Además, ciertas precauciones deben ser tomadas para asegurar que no se producirá ninguna pérdida. En lo que se refiere al manejo del lodo base sintético, será necesario poner en práctica procedimientos preventivos para minimizar las pérdidas.

El procedimiento de mezcla es el siguiente:

1. Antes de mezclar el lodo base sintético, mezclar la salmuera CaCl_2 en un tanque separado.
2. Llenar el tanque de mezcla con el volumen requerido de fluido base sintético.
3. Añadir el viscosificador, aplicando el esfuerzo de corte más alto posible.

4. Añadir la cal, si se requiere, y someter el sistema al esfuerzo de corte durante 15 a 20 minutos.
5. Añadir el emulsificante primario y el emulsificante secundario y mezclar durante 15 a 20 minutos.
6. Añadir el agente humectante.
7. Añadir lentamente la salmuera CaCl_2 durante un periodo de 20 a 30 minutos, y seguir mezclando hasta que deje de ser práctico.
8. Añadir el aditivo de filtrado.
9. Añadir la barita para densificar el fluido de perforación hasta la densidad deseada.
10. Añadir el modificador de reología, si es necesario.
11. Seguir mezclando durante por lo menos una hora más, y luego realizar un control completo del lodo.

OBSERVACIÓN: Como para los lodos base aceite, la reología final y las propiedades de filtrado ATAP no serán obtenidas hasta que el lodo esté expuesto a la temperatura y al esfuerzo de corte, al ser circulado a través del pozo. Por lo tanto, los ajustes finales de estas propiedades no deberían ser realizados hasta que el sistema se estabilice después de varias circulaciones.

Mantenimiento

El mantenimiento y tratamiento general de cualquiera de los sistemas base sintético de M-I es similar al de los lodos convencionales base aceite, incluyendo el tratamiento de los productos y el ajuste de las propiedades del fluido. Consultar el capítulo sobre Emulsiones No Acuosas para más detalles sobre las propiedades, el mantenimiento y los tratamientos.

OBSERVACIONES SOBRE ECOGREEN

1. El sistema ECOGREEN no tolerará el H_2S o el gas ácido debido a la naturaleza del éster base. Los ácidos

hidrolizan o descomponen los ésteres para formar alcoholes y ácidos grasos (ver la sección siguiente sobre Química de los Sintéticos). ECOGREEN no debería ser usado si se anticipa la contaminación de H_2S .

2. Tener cuidado al desplazar el sistema ECOGREEN con cemento. La contaminación cruzada debería ser evitada para impedir los problemas con el fluido ECOGREEN o el cemento propiamente dicho. Un volumen de espaciador suficiente es indispensable.

Pruebas

Los procedimientos de prueba de campo para los lodos base sintético son los mismos que para los sistemas convencionales de emulsión inversa (ver el Capítulo 3, Pruebas). Las propiedades aceptables del lodo dependen en cierta medida del fluido base y pueden variar de un fluido a otro.

Sin embargo, hay una prueba adicional que puede ser solicitada cuando se descarga un sistema base sintético. Se trata del análisis de retorta para determinar la retención de lodo base sintético sobre los recortes. Se usa esta prueba para monitorear la cantidad de lodo base sintético descargada en los recortes. Puede ser requerida a efectos de conformidad

ambiental, gestión del lodo o Ingeniería Integrada de Fluidos (IFE). Recordamos que el costo de los sistemas base sintético es alto y que cualquier desecho innecesario puede ser costoso. Diferentes regiones imponen sus propios límites o protocolos en lo que se refiere a la cantidad de fluidos base sintético en los recortes y al método para determinar dicha cantidad. Usted debe asegurarse que está familiarizado con el protocolo local, cuando sea necesario. Al final de esta sección se proporciona el método del procedimiento de prueba API RP-13B-2, “Contenido de Aceite y Agua de los Recortes para un Porcentaje Mayor que 10%”.

Cálculos

Los cálculos para los sistemas de lodo base sintético de M-I son los mismos que para los lodos convencionales base aceite diesel o aceite mineral. La información relacionada con la Gravedad Específica (SG) del fluido base sintético en particular (i.e. IOC1618, NOVATEC B o ECOGREEN B) puede hallarse en las Hojas de Seguridad de los Materiales (MSDS). En la sección sobre Química de este capítulo, se proporciona una lista de los rangos generales de SG para olefinas internas, alfaolefinas

lineales, ésteres y otros fluidos base. Los cálculos que están cubiertos por el Capítulo 11 sobre Emulsiones No Acuosa incluyen:

- Análisis de sólidos.
- Alcalinidad y contenido de cal.
- Salinidad o actividad.
- Ajuste de la relación aceite/agua.
- Ajuste de la concentración de sal.

El cálculo relacionado con la cantidad de lodo base sintético retenida en los recortes se proporciona al final de este capítulo.

Química de los Sintéticos

La química básica...define las propiedades físicas, las limitaciones técnicas, así como el destino y el efecto sobre el medio ambiente de cada fluido base.

Los ésteres, éteres y acetales contienen oxígeno en sus estructuras.

Una revisión rápida de la química de los materiales base sintético es importante para lograr un entendimiento de algunas de sus aplicaciones y limitaciones. La química básica de estos materiales define las propiedades físicas, las limitaciones técnicas, así como el destino y el efecto sobre el medio ambiente de cada fluido base.

LÍQUIDOS BASE DE PRIMERA GENERACIÓN – PAO, ÉSTERES, ÉTERES Y ACETALES

Las estructuras generalizadas de estos productos de primera generación se ilustran en la Figura 1, y sus propiedades físicas pertinentes están enumeradas en la Tabla 7.

Los ésteres, éteres y acetales contienen oxígeno en sus estructuras. Esta característica común no corresponde a trayectorias comunes de reacción, ya sea químicamente o biológicamente. En la molécula de éster, los dos oxígenos crean un sitio de carbono activo que es vulnerable al ataque por reactivos ácidos o básicos. El resultado sería la degradación del éster para producir el alcohol y ácido carboxílico correspondiente. Este proceso de descomposición es lo que le provee al SBM tipo éster una velocidad de biodegradación tan rápida, tanto en las pruebas de laboratorio como en las condiciones del lecho marino.

En una situación de perforación, las preocupaciones relacionadas con el uso de ésteres estarían centradas en torno a las aplicaciones de alta temperatura, la contaminación de cemento y el influjo de gas ácido. Los ésteres pueden ser diseñados químicamente mediante el ajuste de las cadenas laterales de alquilo R_1 y R_2 (i.e., se optimiza n , m y p , como en la

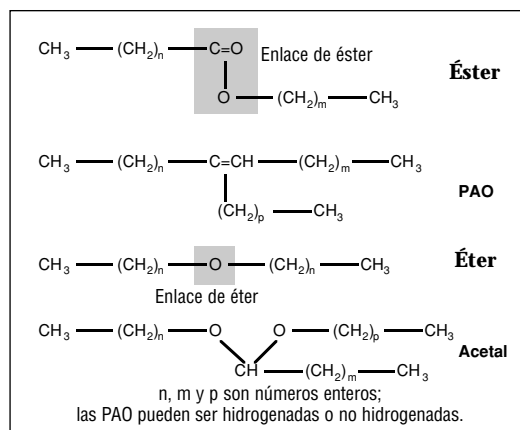


Figura 1: Estructura de los sintéticos de primera generación.

Figura 1), para que logren una estabilidad térmica más alta y sean más resistentes a la hidrólisis ácida o básica. Lo ideal sería equilibrar estos aspectos de un compuesto de éster con las propiedades físicas que son adecuadas para que el fluido sea usado como lodo de perforación. Aunque la molécula de éster no esté asociada con ninguna estructura de tipo aromático, los ésteres tienen un bajo punto de anilina y han sido implicados en la falla de los elastómeros.

El oxígeno en el éter no activa suficientemente los carbonos que lo rodean para hacer que sean vulnerables al ataque de los ácidos o de las bases. Este factor, junto con su peso molecular y el grado de ramificación en su esqueleto carbonado, contribuye a la baja velocidad de degradación del SBM tipo éter. Sin embargo, el SBM de éter tiene una alta estabilidad hidrolítica y no sufre algunas de las limitaciones técnicas que están asociadas con los ésteres.

Aunque el material a base de acetal sea un diéter, su reactividad es un

Propiedades Típicas	PAO	Éster	Éter	Acetal
Densidad (SG)	0,80	0,85	0,83	0,84
Viscosidad a 40°C (cSt)*	5,0 - 6,0	5,0 - 6,0	6,0	3,5
Punto de inflamación (°C)	>150	>150	>160	>135
Punto de fluidez (°C)	<-55	<-15	<-40	<-60
Punto de anilina (°C)	108	25	40	—

*cSt = centi-Stokes = cP ÷ SG.

Tabla 7: Propiedades típicas de los líquidos base sintético de primera generación.

Las PAO son hidrocarburos sintéticos formados a partir de LAO...

El etileno es el monómero... en este proceso para oligomerizar o formar las LAO.

tanto diferente de la del éter. Como el éter, este material demuestra la estabilidad hidrolítica a altas temperaturas bajo condiciones básicas que es típica de los fluidos de perforación de emulsión inversa. Sin embargo, las condiciones ácidas hidrolizan el acetal en sus componentes básicos, o sea el alcohol (2 moles) y el aldehído (1 mol). Las cadenas laterales de hidrocarburo R_1 y R_2 deben ser optimizadas para obtener un balance apropiado entre las propiedades físicas como fluido de perforación y la reactividad química, para los requisitos técnicos y ambientales.

Las PAO son hidrocarburos sintéticos formados a partir de LAO (ver la próxima sección). Las PAO son alquenos ramificados (no hidrogenados) o alcanos ramificados (hidrogenados). El término PAO es un término genérico que se refiere a los materiales tanto hidrogenados como no hidrogenados. Las PAO tienen bajos puntos de fluidez debido a su naturaleza muy ramificada. Sin embargo, esta ramificación hace que su velocidad de degradación sea mucho más lenta que los hidrocarburos más lineales como las LAO, IO o LP. A diferencia de los ésteres, éteres y acetales, las PAO no contienen oxígeno, y por lo tanto son más estables en presencia de altas temperaturas, altas alcalinidades, gases ácidos y otros contaminantes químicos.

Aunque los ésteres, éteres y acetales también sean producidos mediante un proceso sintético, sus materias primas son más costosas que el etileno. Este mayor costo de las materias primas, unido al diferente proceso de fabricación, resulta en un fluido base más costoso para estos materiales.

LÍQUIDOS BASE DE SEGUNDA GENERACIÓN – IO, LAO Y LP

Propiedades Típicas	LP	LAO	IO
Densidad (SG)	0,77	0,77 - 0,79	0,77 - 0,79
Viscosidad a 40°C (cSt)	1,75 - 2,5	2,1 - 3,1	3,1
Punto de inflamación (°C)	>90°	113° - 146°	137°
Punto de fluidez (°C)	-10°	-12° - +3°	-24°
Punto de anilina (°C)	>93°	-94°	-94°

Tabla 8: Propiedades típicas de los líquidos base sintético de segunda generación.

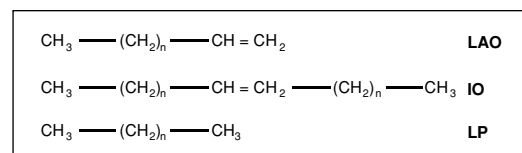


Figura 2: Estructura de los sintéticos de segunda generación.

La estructura general de una olefina interna, una alfaolefina lineal y una parafina lineal está ilustrada en la Figura 2. Estas moléculas, como las PAO, sólo contienen carbono e hidrógeno. Muchas veces estos materiales son llamados *hidrocarburos sintéticos*, cuando son derivados estrictamente de un proceso sintético, en contraposición a los que resultan de la refinación de un destilado de petróleo. Las propiedades físicas típicas para las IO, LAO y LP están indicadas en la Tabla 8.

Las polialfaolefinas, las olefinas internas o isomerizadas, y las alfaolefinas lineales pertenecen básicamente a la misma familia química – *las olefinas*. Todas son fabricadas a partir del etileno puro (ver la Figura 3). El etileno es el monómero (componente básico) en este proceso para oligomerizar o formar las LAO. La oligomerización es la polimerización hacia un producto de peso molecular más bajo. Si se cuenta con el calor y los catalizadores apropiados, este proceso puede ir aún más lejos, enlazando los oligómeros en moléculas ramificadas (PAO). Cuando dos oligómeros idénticos reaccionan para formar una molécula, el proceso se llama *dimerización*. Asimismo, si tres oligómeros idénticos se enlazan, el proceso se llama

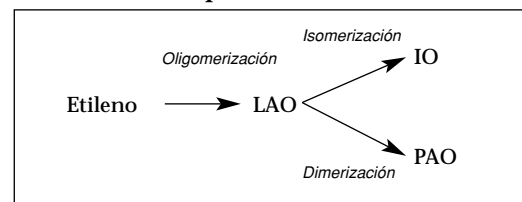


Figura 3: Relaciones de LAO, IO y PAO.

...el punto de fluidez de la IO es más bajo que el punto de fluidez de la LAO.

...para ajustar la composición del fluido base a fin de obtener propiedades de flujo adecuadas de un SBM, será necesario mezclar LPs de peso molecular más bajo.

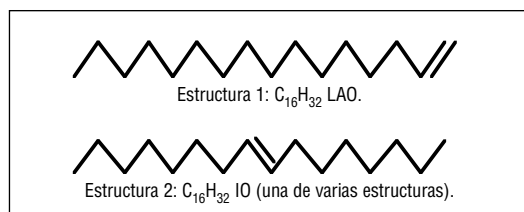


Figura 4: Diferencia estructural entre IO y LAO.

trimerización. Los IO son sintetizados mediante la isomerización de las LAO (la isomerización cambia la estructura de una molécula pero no su composición atómica). Asimismo, las PAO son obtenidas mediante la dimerización o trimerización de las LAO.

Una vez formados, los materiales de LAO, IO o PAO son destilados para aislar los rangos de peso molecular individuales, en base al número de carbono total. Por ejemplo, el peso molecular de las LAO varía aproximadamente de 112 (C_8H_{16}) a 280 ($C_{20}H_{40}$). Se destila esta mezcla de LAO para obtener cortes bien diferenciados de una LAO individual o mezclas de LAO. Por lo tanto, el término LAO $C_{14}C_{16}$ es una mezcla de LAO $C_{14}H_{28}$ y $C_{16}H_{32}$. Asimismo, la LAO $C_{16}C_{18}$ es una mezcla de LAO $C_{16}H_{32}$ y $C_{18}H_{36}$.

El material IO se forma calentando la LAO con un catalizador. La isomerización de un compuesto significa que lo único que cambia es la estructura del material, pero no su peso molecular. Por lo tanto, la PAO $C_{16}C_{18}$ es convertida en IO $C_{16}C_{18}$ con la misma proporción de materiales $C_{16}H_{32}$ y $C_{18}H_{36}$. Las LAO y las olefinas isomerizadas o internas tienen composiciones químicas y estructuras muy similares. La diferencia estructural entre los productos de IO y LAO es que, en la LAO, el enlace doble está ubicado en la posición terminal o alfa (Estructura 1), mientras que en la IO (Estructura 2), el enlace doble está ubicado entre dos átomos internos de carbono.

Esta variación estructural causa diferencias entre las propiedades físicas de los materiales de LAO e IO que

tienen pesos moleculares idénticos. La mayor diferencia puede observarse en lo que se refiere al punto de fluidez (ver la Tabla 9). El enlace doble interno de la IO da origen a otros isómeros estructurales (cis y trans) que no permiten la compactación uniforme de las moléculas de IO al enfriarse. Por lo tanto, el punto de fluidez de la IO es más bajo que el punto de fluidez de la LAO.

Las olefinas son térmicamente estables y toleran bien la contaminación. No son afectadas por la alta alcalinidad que resulta de la perforación del cemento, y las adiciones de cal para el tratamiento de los gases ácidos no las afectarán. Tampoco son afectadas por la sal y la anhídrita. Las olefinas no hidratarán ni causarán el hinchamiento de las arcillas.

Los materiales de parafina lineal tienen composiciones químicas similares a los productos de LAO e IO, excepto que no contienen ningún enlace doble y su cadena principal de carbono, como la LAO, es esencialmente lineal. Las LPs están clasificadas como alcanos (sin los enlaces dobles), en contraposición con las LAOs y las IOs, las cuales son alquenos (con enlaces dobles). La ausencia del enlace doble y la linealidad de la molécula en una LP aumentarán el punto de fluidez y la viscosidad cinemática, en comparación con una LAO o IO que contiene el mismo número de átomos de carbono. Por lo tanto, para ajustar la composición del fluido base a fin de obtener propiedades de flujo adecuadas de un SBM, será necesario mezclar LPs de peso molecular más bajo. Estas LPs de peso molecular más bajo afectan otras propiedades como el punto de inflamación y los vapores, así como las características ambientales de toxicidad y biodegradación.

Las parafinas lineales pueden ser fabricadas mediante un proceso puramente sintético o mediante un proceso de refinación de múltiples etapas que incluye el hidrocrackeo y el uso de la separación con tamiz molecular.

Material	Viscosidad a 40°C (cSt)	Punto de Inflamación (°C)	Punto de Fluidez (°C)
LAO $C_{16}C_{18}$	3,1	146	+3
IO $C_{16}C_{18}$	3,1	137	-24
LAO $C_{14}C_{16}$	2,1	114	-12

Tabla 9: Propiedades físicas de los líquidos a base de LAO e IO.

Cuestiones Relacionadas con la Salud, la Seguridad y el Medio Ambiente

Las restricciones legales relacionadas con la descarga al mar de recortes recubiertos por un lodo base sintético en particular han determinado los tipos de SBM que son comercializados y vendidos en una región específica. Estas restricciones están típicamente relacionadas con las pruebas de evaluación ambiental, las cuales pueden ponerse en grupos relacionados con la toxicidad, la biodegradación, la bioacumulación y el impacto sobre el lecho marino. Los principios generales de la ciencia ambiental están descritos más detalladamente en el capítulo sobre Salud, Seguridad y Medio Ambiente. Esta sección describirá resumidamente la manera en que estos principios mueven el mercado de sintéticos.

La toxicidad se determina mediante pruebas realizadas sobre organismos vivos. Las diferentes agencias con potestad normativa y diferentes gobiernos usan diferentes organismos y protocolos de prueba para determinar la toxicidad. La reacción a una sustancia varía de un organismo a otro, por lo tanto la toxicidad y la aceptabilidad de cada material puede variar de un país a otro. En general se reporta la toxicidad como la concentración de una sustancia que producirá un índice de mortalidad especificado en el organismo de la prueba, después de un tiempo determinado. Este número constituye la LC₅₀, o la Concentración Letal (LC) que causa una mortalidad de 50% de la población de un organismo específico.

Algunos países requieren que más de un organismo sea sometido a pruebas para determinar la aceptabilidad de un sistema de lodo determinado. Por ejemplo, los países del Mar del Norte (Noruega, Holanda, Dinamarca y el RU) requieren que la prueba sea realizada sobre tres especies – un alga, un herbívoro y un regenerador de sedimentos. La química del fluido base sintético, tal como el peso molecular o la estructura, afecta directamente la toxicidad del SBM. También se debe sopesar las cuestiones de toxicidad con otros factores como la biodegradación y la bioacumulación, para evaluar la aceptabilidad ambiental global.

Las pruebas de biodegradación son generalmente realizadas bajo condiciones aerobias (con oxígeno) y

anaerobias (sin oxígeno) para determinar la velocidad de degradación de una sustancia. Las grandes acumulaciones de recortes que no se degradan constituyen un problema ambiental grave en algunos ambientes de descarga. Las pruebas de biodegradación son usadas para estimar el tiempo durante el cual una sustancia permanecerá o durará en el medio ambiente antes de descomponerse. En general se desea obtener una degradación rápida de las sustancias. Sin embargo, las sustancias que sufren una degradación aerobia rápida pueden agotar el oxígeno del área alrededor de la descarga y causar un efecto tóxico.

La química del fluido base sintético, tal como el peso molecular o la estructura, afecta directamente la biodegradación (aerobia y anaerobia) del SBM. Hay numerosos protocolos de prueba para las pruebas de biodegradación aerobia y anaerobia, y se debe proceder con cuidado al comparar los resultados entre los diferentes métodos de prueba. Algunos países requieren pruebas de biodegradación para la aprobación de los SBM. Consulte a su representante local de M-I o póngase en contacto con el departamento ambiental de M-I para obtener información detallada sobre la conformidad con los reglamentos locales.

Las pruebas de bioacumulación determinan si una sustancia se acumula en los tejidos de los organismos que son expuestos a dicha sustancia, o en los tejidos de las especies predatoras que se alimentan de las especies expuestas a la sustancia. Los niveles de una sustancia que no son tóxicos en el medio ambiente pueden alcanzar niveles tóxicos en los tejidos, si la sustancia se acumula en éstos. La bioacumulación de una sustancia es un motivo de preocupación para el personal que está expuesto a dicha sustancia, y también debido a la amenaza potencial que puede constituir si la sustancia se acumula en el tejido de organismos usados como alimentos. La química del fluido base sintético, tal como el peso molecular y la estructura, afecta directamente la bioacumulación del SBM.

La química del fluido base sintético, tal como el peso molecular o la estructura, afecta directamente la toxicidad del SBM.

Los factores como la corriente, la profundidad del agua y las condiciones del lecho marino desempeñan un papel importante en lo que sucede con las descargas de SBM en un área en particular.

Los estudios del lecho marino tienen por objeto determinar el impacto de las descargas de SBM sobre el lecho marino. Estos estudios pueden incluir la presencia o los residuos de cualquier SBM y la evaluación de los organismos que viven en el lecho marino propiamente dicho. Las propiedades físicas, tal como la granulometría, el contenido de oxígeno y la salinidad del agua, también pueden ser medidas. Estos estudios miden el efecto combinado de la toxicidad, biodegradación y bioacumulación en un ambiente de descarga en particular. Los factores como la corriente, la profundidad del agua y las condiciones del lecho marino desempeñan un papel importante en lo que sucede con las descargas de SBM en un área en particular.

Otras pruebas son usadas para tratar las preocupaciones ambientales a nivel regional. Por ejemplo, la *prueba de formación de película estática* tiene por objeto evitar la contaminación de aceite en los fluidos de perforación. Técnicas analíticas más complicadas, tales como las técnicas de Cromatografía de Gas/Espectrometría en Masa (GC/MS) o Rayos Ultravioletas (UV), pueden ser usadas para desempeñar la misma función.

El aspecto más importante de las cuestiones ambientales y las preocupaciones para la salud y la seguridad, en lo que se refiere a los SBM, es que son fundamentales para la capacidad de usar un tipo particular de sistema base sintético en un área determinada. Las cuestiones ambientales seguirán desempeñando un papel muy importante en el desarrollo de lodos base sintético. Las cuestiones de comercialización a corto plazo serán impulsadas por el cumplimiento de los reglamentos, mientras que el uso a largo plazo será impulsado por el impacto sobre el medio ambiente.

SALUD Y SEGURIDAD PARA LOS LODOS BASE SINTÉTICO

Los peligros relacionados con el uso de SBM

Como todos los productos químicos, los SBM pueden ser peligrosos para la salud si no son manejados correctamente. Los líquidos sintéticos usados para preparar

SBM son menos tóxicos y menos irritantes que los aceites usados en los lodos base aceite. Sin embargo, los SBM son difíciles de eliminar de la piel y contienen algunos productos químicos irritantes como el cloruro de calcio y la cal. Esto significa que los SBM pueden ser bastante irritantes para la piel y los ojos si no se toman ciertas precauciones. Asimismo, la neblina y el vapor de los SBM, especialmente en el área alrededor de las zarandas, pueden ser irritantes para el sistema respiratorio.

Protección personal al usar SBM

PRECAUCIONES GENERALES

- Siempre mantener las Hojas de Seguridad de los Materiales (MSDS) disponibles en el sitio, para todos los materiales se están manejando. Leer y seguir todas las instrucciones contenidas en las MSDS.
- Evitar cualquier contacto innecesario con el lodo.
- Limpiar el lodo de la piel lo antes posible, y lavar con jabón.
- Si el lodo se absorbe a través de la ropa, cambiar de ropa y lavarse lo antes posible.
- Usar una buena higiene personal, lavándose minuciosamente después de cada turno.
- El SBM es muy resbaladizo. Mantener despejadas las cubiertas y las escaleras.

Recomendaciones de Equipos de Protección Personal (EPP)

Para las operaciones que requieren mucho contacto con el lodo, usar los siguientes procedimientos y EPP. Seguir siempre las instrucciones del fabricante al usar los EPP.

- **Piel.** El problema de salud que se señala más comúnmente en relación con el manejo de los SBM es la dermatitis o la irritación de la piel. El siguiente proceso de cuatro etapas tiene por objeto evitar la dermatitis cuando se manejan SBM y aliviar las irritaciones menores. Si no es tratada, una irritación menor de la piel puede empeorar y resultar en un picor fuerte y ampollas que pueden infectarse. Los casos de dermatitis grave, especialmente si se sospecha que hay una infección, deberían ser remitidos inmediatamente a un médico.
- **Protección.** Además de la ropa y de los equipos protectores mencionados a continuación, antes de cualquier

Los equipos de perforación que usan lodos base sintético deberían estar provistos de los mismos equipos que los equipos de perforación que usan lodos base aceite.

contacto potencial con la piel expuesta, aplicar una crema “barrera” en las partes de la piel que no estén protegidas por cualquier otra forma de EPP. Usar una crema a base de silicona o una crema que esté especialmente diseñada para proteger contra los productos a base de aceite.

- **Limpieza.** Usar un jabón destinado a eliminar el aceite y la grasa de la piel, tal como las preparaciones de jabón sin agua usadas por los mecánicos. No se debe lavar la piel con aceite diesel o producto de lavado del equipo de perforación.
- **Regeneración.** Para evitar de tener una piel irritada y agrietada, aplicar una crema regeneradora de la piel para restablecer la humedad y los aceites naturales eliminados por frecuentes lavados.
- **Alivio.** Si es necesario, usar una crema de hidrocortisona que se vende sin receta para aliviar las irritaciones menores. Seguir las instrucciones y precauciones proporcionadas por el fabricante.
- **Ojos.** Usar anteojos quimiorresistentes.
- **Cuerpo.** Usar ropa impermeable, tal como los trajes de trabajo desechables TYVEK® para climas calurosos, o los trajes encerados para climas fríos.
- **Manos.** Usar guantes impermeables de nitrilo, neopreno o un material equivalente.
- **Pies.** Llevar botas impermeables de nitrilo, uretano/vinilo o un material equivalente.

- **Sistema respiratorio.** Usar una semi-máscara desechable o reutilizable para partículas P95 aprobada por NIOSH para la neblina/aerosol, o un respirador de vapores orgánicos aprobado por NIOSH/MSHA, para los vapores.

Recomendaciones para lavar la ropa

Asegúrese que su ropa esté limpia antes de ponérsela. Para la ropa que está muy contaminada con SBM, se requieren procedimientos especiales para lavarla. Estos procedimientos deben ser adaptados según los equipos disponibles y las condiciones existentes; sin embargo, las siguientes sugerencias han dado buenos resultados:

- Designar una máquina de lavar para lavar solamente la ropa enlodada. La ropa que no está contaminada con SBM debería ser lavada en otra máquina.
- Dejar la ropa enlodada en remojo durante 1 a 2 horas, en una solución de detergente, antes de lavarla. Esto puede hacerse en un contenedor como un bidón limpio de 55 galones o un gran cubo de basura de plástico.
- No sobrecargar las máquinas de lavar.
- Lavar la ropa enlodada por lo menos dos ciclos de lavado, usando agua caliente y un detergente normal. Otros ciclos pueden ser necesarios para la ropa que está muy enlodada. Agregar detergente cada vez que se repite el ciclo de lavado.

Aplicaciones Especiales para los Lodos Base Sintético

Debido al alto costo de los Lodos Base Sintético (SBM) y a las consecuencias graves que pueden producirse cuando un SBM está contaminado, hay una serie de precauciones y aspectos especiales con los cuales el ingeniero de lodo debe estar familiarizado al usar un SBM. Estos aspectos están relacionados con el equipo de perforación, el equipo de control de sólidos, las prácticas de perforación y los problemas encontrados durante la perforación.

MODIFICACIONES DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

Aunque los fluidos base sintético sean

más aceptables que los lodos base aceite desde el punto de vista ambiental, el precio de estos fluidos exige que sus descargas sean reducidas al mínimo. Los equipos de perforación que usan lodos base sintético deberían estar provistos de los mismos equipos que los equipos de perforación que usan lodos base aceite. El equipo de perforación debería ser modificado de la siguiente manera:

- Las bombas centrífugas deberían tener una empacadura mecánica para impedir la contaminación del sistema con el fluido de la empacadura.
- Controlar los sellos del equipo mecánico y reemplazar cualquier sello

que pueda causar una fuga de aceite dentro del sistema.

- Obturar las tuberías de aceite diesel y agua hacia los tanques de lodo.
- Controlar los elastómeros de los preventores de reventones (BOP) para determinar si son compatibles con el fluido base.
- Realizar pruebas de presión de las mangueras que serán usadas para descargar el lodo de los buques.
- Controlar los tanques, las fosas y las compuertas para detectar cualquier fuga.
- Tuberías de descarga de lutita:
 - Instalar tuberías de agua salada en cada extremo del canal de recortes.
 - La rampa de lutita debería tener un DI mínimo de 6 pulgadas.
 - Sin obstrucciones, con un mínimo de curvas.
 - La línea de lateral debería extenderse 40 pies por debajo de la superficie del agua.
- Los liners y los émbolos de la bomba de lodo deberían estar continuamente inundados con agua salada.
- Los tanques de retención de fluido base sintético deberían limpiarse y secarse antes de ser usados.

EQUIPO DE CONTROL DE SÓLIDOS

Diseñar el equipo de control de sólidos con una capacidad suficiente para manejar los caudales y las velocidades de perforación más altas.

- Zarandas:
 - Las mallas deberían ser lavadas con fluido base sintético en vez de agua o aceite.
 - Zaranda primaria/separación preliminar: movimiento elíptico.
 - Procesan el flujo de la línea de flujo.
 - Descarga más seca que las zarandas de movimiento lineal.
 - El ángulo de la cubierta facilita el manejo de cargas pesadas de recortes.
 - Reducen la carga para las zarandas secundarias de mallas finas.
 - Zaranda secundaria: movimiento lineal.
 - Procesa el flujo que sale por abajo de las zarandas primarias para eliminar los sólidos finos.
 - Usa las mallas más finas posibles.
 - El fluido de perforación representa generalmente 50 a 60% de la

descarga de las zarandas.

- Costoso con los fluidos base sintético.
- Descarga excesiva al medio ambiente.
- Zaranda secadora.
 - Usada para procesar y secar los recortes de las zarandas secundarias.
 - El fluido recuperado tiene una alta concentración de sólidos finos.
 - La centrifuga recupera el fluido antes de devolverlo al sistema activo.
- Las zarandas del equipo de perforación deberían tener una capacidad suficiente para evitar que las velocidades de perforación o los caudales estén limitados por la capacidad insuficiente de las zarandas.
- Se requiere por lo menos 3 zarandas primarias sobre 3 zarandas secundarias para realizar la perforación rápida en los pozos de 12 1/4 pulgadas o más grandes.
- Centrifugas.
 - En general se usa una unidad de dos centrifugas (en serie) de recuperación de barita y de alta velocidad.
 - La unidad de alta velocidad procesa el flujo que sale por arriba de la unidad de recuperación de barita.
 - Eliminación de todos los sólidos, incluyendo la barita.

PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN

- Conjuntos de perforación:
 - Minimizar los conjuntos de perforación rígidos de diámetro uniforme.
 - Limitar los conjuntos de perforación direccional a los portamechas y los equipos de Medición al Perforar (MWD) necesarios para controlar la dirección.
 - Usar portamechas en espiral y tubería de perforación extrapesada cuando sea posible para minimizar el contacto con el pozo.
- Perforar hasta la profundidad de la zapata de la tubería de revestimiento con lodo base agua.
- Si es posible, desplazar la tubería de revestimiento y perforar la zapata con agua salada.
- Limpiar las tuberías, los tanques, las

fosas y las cajas de recibo de las zarandas antes de introducir lodo base sintético en el sistema.

- Desplazar el agua salada con lodo base sintético y realizar una prueba del revestimiento de superficie con lodo base sintético.
 - Usar SBM no densificado como volumen para continuar la perforación al perforar formaciones blandas; usar los chorros más grandes disponibles.
 - Limpieza del pozo:
 - Minimizar el diámetro hidráulico del espacio anular:
 - Usar la tubería de perforación más grande posible.
- Esta tubería aumenta los caudales anulares.

Minimizar las pérdidas de presión en la tubería de perforación.

- Mantener una velocidad anular >100 pies/min, si es posible.
- Maximizar el caudal.
- Monitorear la carga de recortes en el espacio anular
- Hacer girar y reciprocarse la tubería de perforación durante la circulación en los pozos direccionales.
- Limpiar el pozo mediante bombeo antes de los viajes.
- Eliminar los viajes cortos.
- Repasar saliendo de cada sección nueva del pozo.
- Circular hasta que las zarandas estén limpias antes de los viajes.

Problemas y Aplicaciones del Lodo Base Sintético

PROBLEMAS

- Calibrar el pozo.
 - Reducir los conjuntos de fondo (BHA) al mínimo requerido para controlar la desviación.
 - Limitar el número y el tamaño de los centradores.
- Limitar las presiones de surgencia y pistoneo.
 - Usar VIRTUAL HYDRAULICS®.
- Pérdida de circulación.
 - Usar un margen más alto entre las pruebas de la zapata de cementación y los pesos del lodo.
 - Cuando se pierden retornos, añadir LCM continuamente durante la perforación.
 - Usar M-I-X™ II, carbonato de calcio, mica.
 - No usar papel, fibra de caña, fibra de madera o celofán.
- Surgencias imprevistas de presión.
 - La solubilidad del gas hace que la detección de la surgencia imprevista de presión sea más difícil y más crítica que en un lodo base agua.
 - La contaminación de aceite en un sistema base sintético hace que el lodo sea inaceptable como lodo base sintético.
 - Agua salada.
 - Las cantidades de líquido base sintético agregadas para ajustar la relación sintético/agua son costosas.

- Prácticas de cementación.
 - Selección crítica del espaciador, viscosidad, química.
- Usar lodo base agua o lodo de desperdicio para recuperar el lodo detrás de la tubería de revestimiento.

APLICACIONES

• Buenas aplicaciones para sintéticos.

- Pozos de desarrollo.
- Perforación en agua profunda de alto costo.
- Pozos desviados.
 - Alcance extendido.
 - Horizontales.
 - Cambios extremos de acimut.
- Aplicaciones en los equipos de perforación con torque limitado, reentrada usando equipos de rehabilitación.
- Pozos costafuera que usan típicamente lodo base aceite.
- Pozos exploratorios con buena información de pozos vecinos.
- **Malas aplicaciones para sintéticos.**
 - Alto riesgo de pérdida de circulación.
 - Pozos donde se requiere “cero descarga”.
 - Pozos exploratorios rutinarios sin buena información de pozos vecinos.

Procedimiento de Prueba para Determinar el Contenido de Aceite (o Sintético) y Agua de los Recortes para Porcentajes Mayores Que 10% (Según la Práctica Recomendada por API 13B-2(RP 13B-2) Apéndice B)

DESCRIPCIÓN

Este procedimiento mide la cantidad de aceite de los recortes generada durante una operación de perforación. Se trata de una prueba de retorta que mide la cantidad total de aceite y agua liberada por una muestra de recortes al ser calentada en un instrumento de *Retorta* calibrado y funcionando correctamente.

En esta prueba de retorta, se calienta un *peso* conocido de recortes en una cámara de retorta para vaporizar los líquidos asociados con la muestra. Luego, los vapores de aceite y agua son condensados, captados y medidos en un receptor graduado de precisión.

OBSERVACIÓN: Para obtener una muestra representativa, será necesario prestar particular atención a los detalles del manejo de la muestra (ubicación, método, frecuencia). El procedimiento de muestreo en un área determinada puede ser especificado por los reglamentos locales o gubernamentales.

EQUIPO

El instrumento de retorta recomendado es un recipiente de 50 cm³ de volumen con una envuelta exterior calefactora. El receptor de líquido debería ser un cilindro graduado de 50 cm³ con graduaciones de 1 cm³ y una precisión de ± 0.5 cm³.

OBSERVACIÓN: El volumen del receptor debería ser comprobado gravimétricamente.

PROCEDIMIENTO

- A. Limpiar y secar el conjunto de retorta y el condensador.
- B. Llenar el cuerpo de la retorta con lana de acero sin aceite.
- C. Aplicar lubricante/compuesto obturador a las roscas del vaso y del vástago de la retorta.
- D. Pesar y registrar la masa total del vaso, tapa y cuerpo de la retorta con lana de acero. Este valor representa la masa (A), en gramos.

- E. Captar una muestra representativa de recortes.

- F. Llenar parcialmente el vaso de la retorta con recortes y colocar la tapa sobre el vaso.

- G. Roscar el vaso de la retorta (con la tapa) en el cuerpo de la retorta, pesar y registrar la masa total. Este valor representa la masa (B), en gramos.

- H. Instalar el condensador. Colocar el conjunto de retorta dentro de la envuelta calefactora..

- I. Pesar y registrar la masa del receptor de líquido limpio y seco. Este valor representa la masa (C), en gramos. Colocar el receptor debajo del tubo de descarga del condensador.

- J. Poner la retorta en marcha. Dejar que funcione como mínimo durante 1 hora, a una temperatura de aproximadamente 1.000°F (500°C).

OBSERVACIÓN: Si los sólidos se desbordan dentro del receptor, la prueba debe ser repetida.

- K. Retirar el receptor de líquido. Dejar que se enfríe. Registrar el volumen de agua recuperado. Este valor representa el volumen (V), en cm³.

OBSERVACIÓN: Si se observa una emulsión en la superficie de contacto entre las fases de aceite y agua, al calentar la superficie de contacto se puede romper la emulsión.

- L. Pesar y registrar la masa del receptor y sus contenidos líquidos (aceite y agua). Este valor representa la masa (D), en gramos.

- M. Apagar la retorta. Retirar el conjunto de retorta y el condensador de la envuelta calefactora y dejar que se enfrien. Retirar el condensador.

- N. Pesar y registrar la masa del conjunto de retorta enfriado, sin el condensador. Este valor representa la masas (E), en gramos.

- O. Limpiar el conjunto de retorta y el condensador.

CÁLCULOS

A. Calcular la masa de aceite de los recortes de la manera indicada a continuación:

1. La masa de la muestra de recortes húmedos (M_w) es igual a la masa de los recortes húmedos y del conjunto de retorta (B) menos la masa del conjunto de retorta vacío (A).

$$M_w = B - A$$

2. La masa de los recortes destilados secos (M_d) es igual a la masa del conjunto de retorta enfriado (E) menos la masa del conjunto de retorta vacío (A).

$$M_d = E - A$$

3. La masa del aceite (M_o) es igual a la masa del receptor de líquido con sus contenidos (D) menos la suma de la masa del receptor vacío (C) y de la masa del agua (V).

$$M_o = D - (C + V)$$

OBSERVACIÓN: Suponiendo que la densidad del agua es de 1 g/cm^3 , el volumen de agua es equivalente a la masa del agua.

B. Requisitos para el balance de masas:

La suma de M_d , M_o y V debería estar comprendida dentro de 5% de la masa de la muestra húmeda.

$$\frac{M_d + M_o + V}{M_w} = 0,95 \text{ to } 1,05$$

El procedimiento debería ser repetido si no se cumple con este requisito.

C. Registro del aceite de los recortes:

1. Masa de aceite (g) por kg de muestra de recortes *húmedos*

$$= \frac{M_o}{M_w} \times 1.000$$

2. Masa de aceite (g) por kg de recortes destilados *secos*

$$= \frac{M_o}{M_d} \times 1.000$$

OBSERVACIÓN: Cuando se registra el aceite de los recortes, en términos de recortes secos (destilados), el contenido de aceite puede ser más alto que el contenido calculado a partir de la muestra de recortes húmedos, debido al agua intersticial extraída durante el proceso de retorta (destilación). Además, un recorte que contiene un porcentaje de agua más alto que otro recorte que contiene menos agua, presentará un peso de retención de aceite más alto, por las mismas razones.

Introducción

La pérdida de lodo hacia las formaciones se llama pérdida de circulación...

La pérdida de lodo hacia las formaciones se llama pérdida de circulación o pérdida de retornos. Desde el punto de vista histórico, la pérdida de circulación ha sido uno de los factores que más contribuye a los altos costos del lodo. Otros problemas del pozo, como la inestabilidad del pozo, la tubería pegada, e incluso los reventones, son consecuencias de la pérdida de circulación. Además de las ventajas claras que se obtienen al mantener la circulación, la necesidad de impedir o remediar las pérdidas de lodo es importante para otros objetivos de la perforación, como la obtención de una evaluación de la formación de buena calidad y el logro de una adherencia eficaz del cemento primario sobre la tubería de revestimiento.

La pérdida de circulación puede producirse de una de dos maneras básicas:

1. **Invasión** o pérdida de lodo hacia las formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas.
2. **Fracturación** es decir la pérdida de lodo causada por la fracturación hidráulica producida por presiones inducidas excesivas (Figura 1).

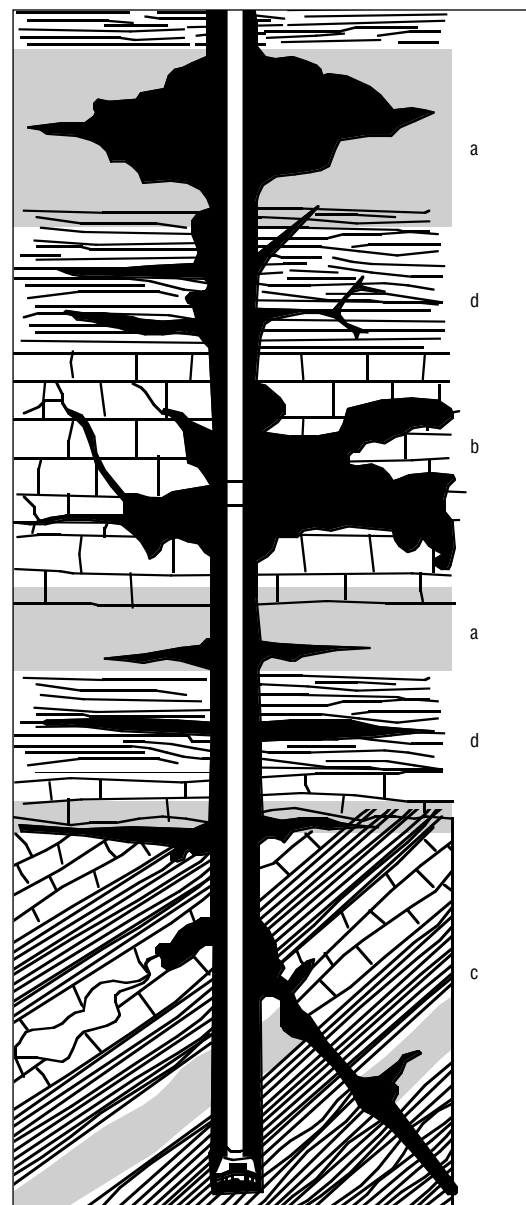


Figura 1: Secciones de pérdida de circulación:

a: Arenas no consolidadas y grava de alta permeabilidad.

b: Zonas cavernosas o fisuradas en carbonatos (caliza o dolomita).

c: Fracturas naturales, fallas y zonas de transición en carbonatos o lutitas duras.

d: Fracturas inducidas por el exceso de presión.

Causas de la Pérdida de Circulación

1. **Invasión.** En muchos casos, la pérdida de circulación no se puede evitar en las formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas. Las formaciones agotadas de baja presión (generalmente arenas) son similares en lo que se refiere al potencial de pérdida de circulación.
 - a. Las formaciones de grano grueso no consolidadas pueden tener una permeabilidad suficientemente alta para que el lodo invada la matriz de la formación, resultando en la pérdida de circulación. Esta alta permeabilidad está frecuentemente presente en las arenas y los lechos de grava poco profundos. Las formaciones que eran arrecifes y bancos de ostras también tienen tendencias similares. También es importante impedir la pérdida de lodo en los intervalos poco profundos, ya que esto puede producir el socavamiento de estas formaciones no consolidadas, formando una gran cavidad menos estable que podría derrumbarse fácilmente bajo la acción de la sobrecarga y del peso del equipo de perforación.
 - b. Las formaciones agotadas (generalmente arenas) constituyen otra zona de pérdida potencial. La producción de formaciones que están ubicadas en el mismo campo, o que están muy próximas las unas de las otras, puede causar una presión de la formación por debajo de lo normal (agotada), debido a la extracción de los fluidos de la formación. En tal caso, los pesos de lodo requeridos para controlar las presiones de las otras formaciones expuestas pueden ser demasiado altos para la formación agotada, forzando el lodo a invadir la formación agotada de baja presión (ver la Figura 2). Si se produjera esta situación, planes deberían ser formulados para impedir la pérdida de circulación y evitar la pegadura de la tubería en la formación agotada. Agentes puenteantes y materiales de relleno especiales deberían ser usados para formar un buen sello y un buen revoque en la zona agotada.
 - c. Las zonas cavernosas o fisuradas están generalmente relacionadas

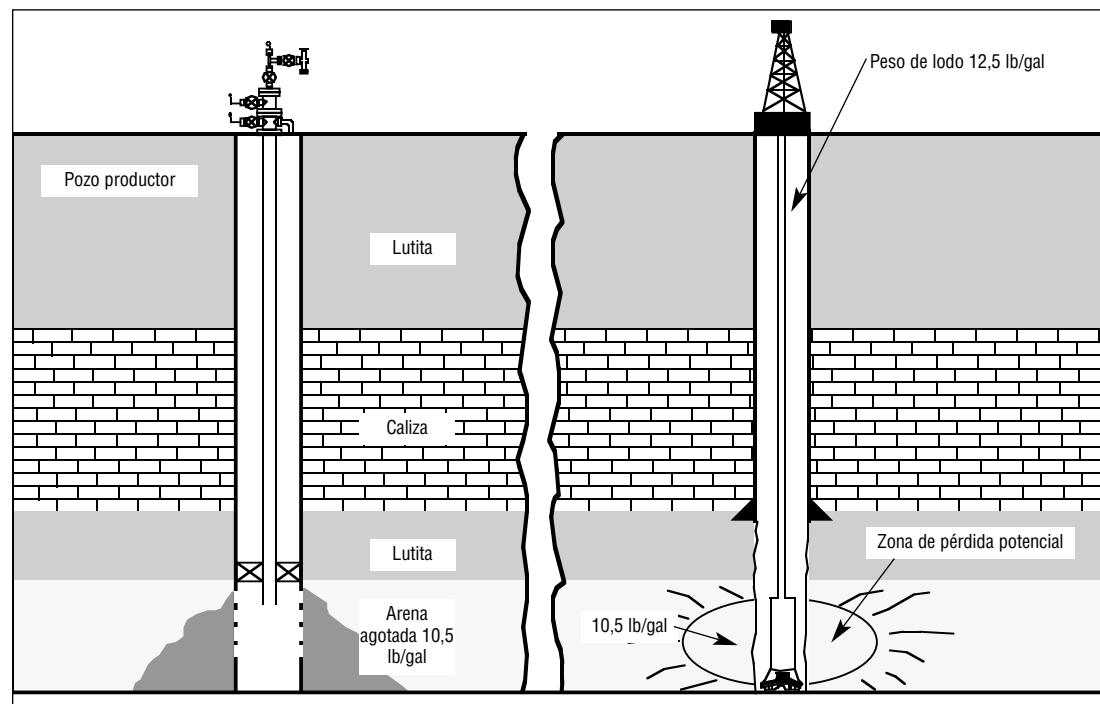


Figura 2: Arena agotada.

Las zonas cavernosas o fisuradas están generalmente relacionadas con las formaciones de carbonatos de baja presión.

Las formaciones cavernosas y fisuradas son frecuentemente fáciles de localizar...y predecir...

con las formaciones volcánicas o de carbonatos (caliza y dolomita) de baja presión. En la caliza, las fisuras son creadas por el flujo continuo anterior de agua que disolvió parte de la matriz de la roca (lixiviación), creando un espacio vacío que suele llenarse ulteriormente de aceite. Cuando estas formaciones fisuradas son perforadas, la columna de perforación puede caer libremente a través de la zona vacía y se suele sufrir una pérdida rápida de lodo. El volumen y la persistencia de este tipo de pérdida depende del grado de interconexión entre las fisuras. Fisuras y cavernas similares pueden aparecer durante el enfriamiento de la magma o ceniza volcánica. Las formaciones cavernosas y fisuradas son frecuentemente fáciles de localizar a partir de los pozos de referencia y predecir a partir de los registros de lodo y de la litología.

- d. La pérdida de lodo también puede ocurrir hacia las fisuras o fracturas de los pozos donde no hay ninguna formación de grano grueso permeable o cavernosa. Estas fisuras o fracturas pueden ocurrir naturalmente o ser generadas o ampliadas por presiones hidráulicas. En muchos casos hay fracturas naturales que pueden ser impermeables bajo las condiciones de presión balanceada. Las pérdidas también pueden producirse en los límites no sellados de las fallas.
2. **Fracturación.** La fracturación hidráulica comienza y la pérdida de circulación ocurre cuando se alcanza o se excede una determinada presión crítica de fractura. Una vez que una fractura ha sido creada o abierta por una presión, puede que sea difícil repararla ("cerrarla") y es posible que no se pueda restablecer la integridad original de la formación, como se demostrará a continuación en la Figura 5. La pérdida de circulación puede persistir, aunque la presión sea reducida más tarde. Ésta es una de las razones por las

cuales es mejor pretratar e impedir la pérdida de circulación que permitir que ocurra. La pérdida de circulación que resulta de la presión inducida suele ser causada por una de dos situaciones:

- a. Colocación incorrecta de la tubería de revestimiento intermedia. Si se coloca la tubería de revestimiento encima de la zona de transición, pasando de presiones normales a presiones anormales, las presiones ejercidas por el lodo más pesado (requerido para balancear las presiones crecientes) inducirá frecuentemente la fracturación en el asiento débil de la zapata. Las pérdidas causadas por la fracturación ocurren generalmente cerca del asiento de la zapata anterior, y no a la profundidad de la barrena, aunque la tubería de revestimiento haya sido colocada correctamente.
- b. Las presiones de fondo excesivas resultan de muchas condiciones, incluyendo:
 - i. Fuerzas mecánicas.
 - a) Hidráulica inapropiada. Caudales y velocidades de bombeo excesivos, causando altas presiones de Densidad Equivalente de Circulación (ECD).
 - b) Prácticas de perforación.
 - 1) Aumento demasiado rápido de las velocidades de bombeo después de realizar las conexiones y los viajes. Esto puede ser extremadamente importante para tratar los fluidos base aceite. Si no se aumenta lentamente la velocidad de las bombas, las presiones de circulación impuestas sobre la formación pueden ser mucho más altas, ya que los lodos base aceite tienen tendencia a diluirse a las temperaturas más altas generadas durante la circulación, y a espesarse a las temperaturas más bajas producidas durante los viajes. No es raro que las presiones de circulación disminuyan en más de 100

- psi mientras que el lodo se calienta hasta lograr la temperatura de circulación.
- 2) Subir o bajar la tubería demasiado rápido (suabeo/pistoneo).
- c) Atravesar sin perforar puentes.
- d) La Velocidad de Penetración (ROP) excesiva para un caudal determinado resultará en una alta concentración de recortes en el fluido anular, causando una alta ECD.
- e) Golpeteo de la tubería.
- ii. Condiciones del pozo.
 - a) Desprendimiento de la lutita o aumento de la carga de sólidos en el espacio anular y alta densidad equivalente de circulación.
 - b) Acumulación de recortes en una porción derrumbada del pozo o en el lodo.
- c) Camas de recortes o asentamiento de barita en la parte inferior de un pozo direccional, o posible caída.
- d) Puentes.
- e) Amagos (surgencias imprevistas de presión) y procedimientos de control de pozo.
- iii. Propiedades del lodo.
 - a) Viscosidades y esfuerzos de gel excesivos.
 - b) Acumulación de sólidos perforados
 - c) Revoques gruesos que reducen el diámetro hidráulico del pozo.
 - d) Densidad excesiva del lodo o aumento demasiado rápido de la densidad del lodo.
 - e) Columnas de lodo desbalanceadas.
 - f) Asentamiento de barita.

Una buena planificación y prácticas de perforación apropiadas son los factores claves para impedir la pérdida de circulación...

Medidas Preventivas

Una buena planificación y prácticas de perforación apropiadas son los factores claves para impedir la pérdida de circulación, minimizando las presiones excesivas sobre la formación.

Varias medidas pueden ser tomadas para impedir o minimizar la pérdida de circulación:

1. Colocar la tubería de revestimiento en la zona apropiada, de manera que el gradiente de fractura de la formación en

la zapata de cementación de la tubería de revestimiento sea suficiente para soportar el cabezal hidrostático de los lodos más pesados que son requeridos para balancear las presiones en las formaciones subyacentes.

2. Minimizar las presiones de fondo.
 - a. El movimiento de la tubería no debería exceder las velocidades críticas durante los viajes. Cuando se mete la columna de perforación

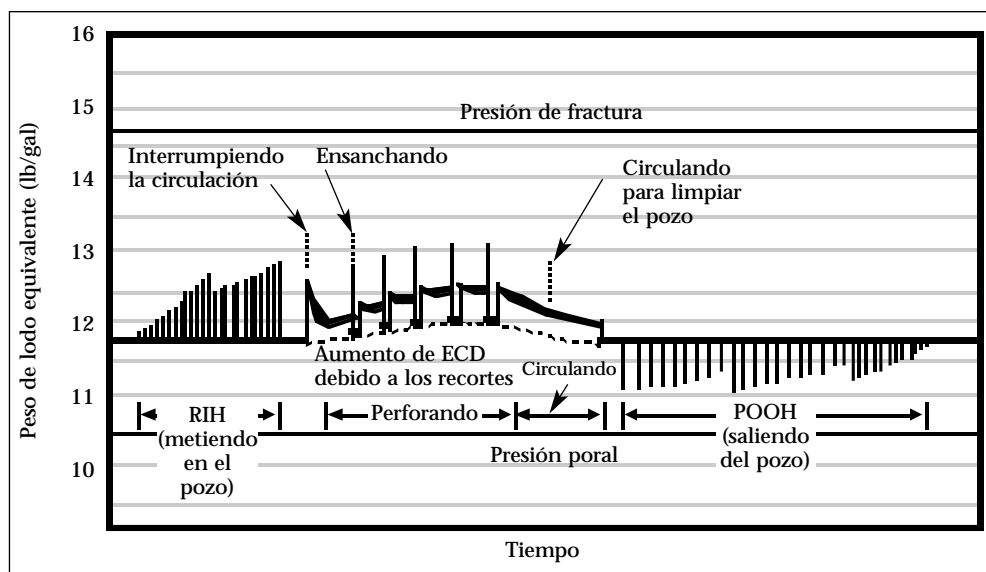


Figura 3: Presión de fondo para el ciclo normal de perforación (según Clark).

Cuanto más larga sea la tubería, más grande será el aumento de presión.

Al arrancar las bombas demasiado rápido, se crea una presión que puede causar la pérdida de circulación...

dentro del pozo, la presión aumenta bruscamente debido al efecto de pistoneo de la barrena y de los portamechas, lo cual aumenta la presión ejercida sobre el fondo del pozo. Las buenas prácticas de perforación mantendrán estos aumentos bruscos de la presión al nivel de las presiones de fractura y de formación, de la manera ilustrada en la Figura 3.

Muchos pozos sufren la pérdida de circulación mientras se mete la tubería de perforación o la tubería de revestimiento en el pozo. La longitud de la tubería en el pozo afecta la magnitud del aumento brusco de presión. Las pruebas indican que el flujo de lodo a lo largo de la tubería crea la mayor parte del aumento brusco de presión. Cuanto más larga sea la tubería, más grande será el aumento brusco de presión. Por lo tanto, cuanto más profundo sea el pozo, más lenta debe ser la velocidad de introducción de la tubería en el pozo, a medida que la profundidad de la barrena aumenta. Los espacios libres anulares más pequeños también aumentan las presiones de surgencia, más o menos de la misma manera que las pérdidas de presión anular aumentan cuando se reducen los espacios libres anulares (ver la Figura 4).

b. El movimiento rápido de la tubería durante la circulación también causa

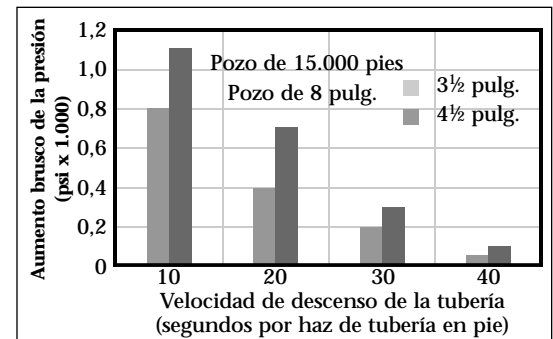


Figura 4: Efecto de la velocidad de descenso de la tubería y de la luz del espacio libre anular sobre los aumentos bruscos de presión.

aumentos bruscos de presión aún más grandes. La introducción rápida de la tubería o el ensanchamiento rápido durante la circulación puede crear grandes presiones de surgencia.

- c. Una ROP muy alta aumenta la carga de recortes en el espacio anular, produciendo un aumento de la ECD; por lo tanto, será más probable que cualquier otro aumento brusco de la presión en las conexiones cause la fracturación, de la manera indicada en la Figura 5. Es importante controlar la ROP y circular antes de realizar las conexiones, cuando la ECD se aproxima a la presión de fractura. Mantener la concentración de recortes en el espacio anular por debajo de 4% para minimizar el efecto de los recortes sobre la ECD.
- d. El arranque o la parada rápida de las bombas de lodo puede causar aumentos bruscos de la presión. Al

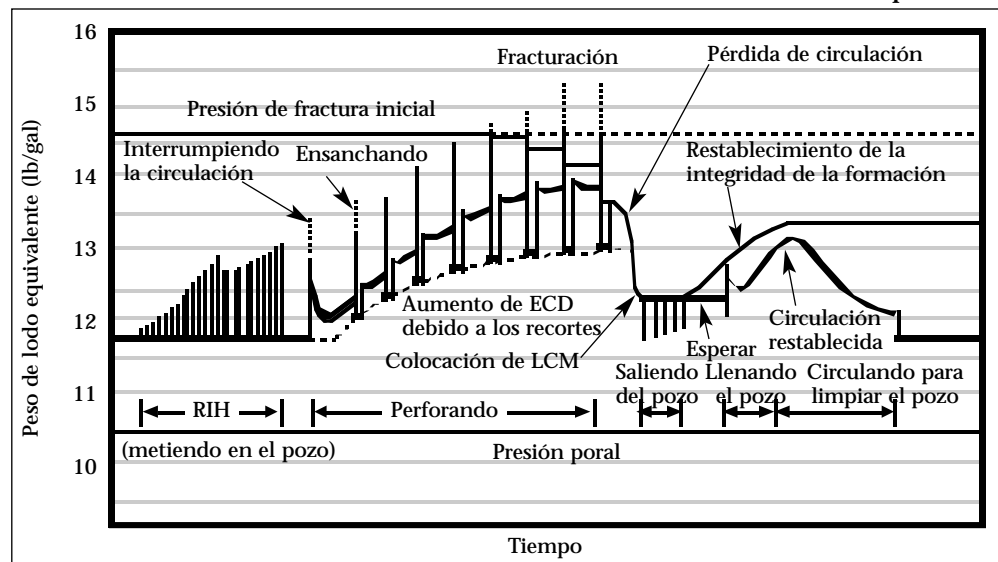


Figura 5: Ciclo de perforación causando la fracturación y el restablecimiento subsiguiente de parte de la integridad de la formación (según Clark).

arrancar las bombas demasiado rápido, se crea una presión que puede causar la pérdida de circulación, especialmente cuando se interrumpe la circulación en el fondo después de realizar un viaje. Parte del aumento brusco de presión será creado por la presión requerida para romper la estructura de gel del lodo. La rotación de la tubería al iniciar la circulación ayudará a romper los esfuerzos de gel y reducirá considerablemente la presión de surgencia. El resto del aumento brusco de presión es causado por la presión requerida para acelerar la columna de lodo para alcanzar la velocidad normal de circulación. Manteniendo una baja estructura de gel y aumentando gradualmente la velocidad de bombeo, será posible reducir este tipo de presión de surgencia. Estas presiones también pueden ser minimizadas mediante la interrupción de la circulación en varios intervalos durante los viajes dentro del pozo.

- e. Usar suficientes portamechas para mantener el punto neutro en el Conjunto de Fondo (BHA) para minimizar el golpeteo de la columna de perforación.
- f. Durante la fase de planificación del pozo, sería necesario diseñar las tuberías de revestimiento y la columna de perforación de manera que permitan una operación apropiada y segura, y también para optimizar la hidráulica de manera que se obtenga una buena limpieza del pozo y una ECD mínima, especialmente en las áreas sensibles.
- g. Lavar y ensanchar con cuidado a través de los puentes
- h. Evitar los amagos, si es posible. La presión estática del pozo cerrado en la superficie es transmitida dentro del pozo, muchas veces fracturando la formación en su punto más débil. Esto resulta no solamente en la pérdida de circulación, sino también en la pérdida de control del pozo. La posibilidad y severidad de un amago puede ser minimizada mediante la investigación, la planificación del pozo y la ejecución apropiada de las operaciones. Las personas responsables de la operación en el pozo siempre deben estar conscientes

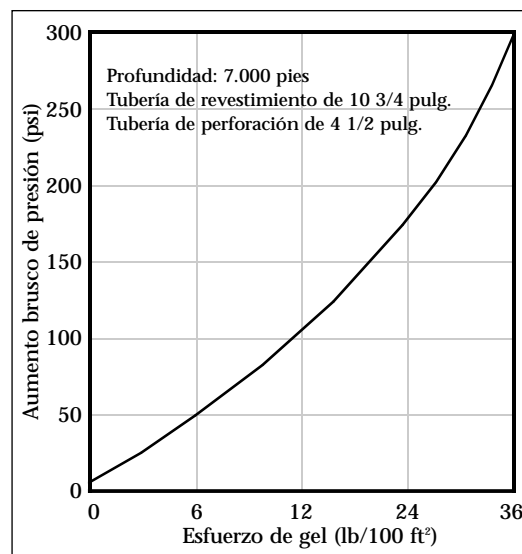


Figura 6: Efecto del esfuerzo de gel sobre el aumento brusco de la presión.

de la presión y del volumen máximos de cierre de la tubería de revestimiento. El volumen del fluido intrusivo está relacionado directamente con las presiones estáticas del pozo cerrado y debería ser minimizado. Si se debe cerrar un pozo, será necesario usar los procedimientos apropiados para matar el pozo, de manera que se pueda mantener la presión de fondo constante correcta, requerida para matar el pozo.

- i. Controlar las propiedades del lodo dentro de los rangos apropiados.
 - i. La viscosidad alta y los esfuerzos de gel altos aumentan las presiones de surgencia cada vez que se interrumpe y se restablece la circulación (ver la Figura 6). También aumentan la ECD durante la perforación. Estos valores deberían ser optimizados para asegurar una buena limpieza del pozo y una buena suspensión de los sólidos, y para minimizar la ECD y las presiones de surgencia y pistoneo.

Muchas veces, las propiedades del lodo no se pueden mantener a un nivel que permita obtener una limpieza adecuada del pozo, debido a otras consideraciones de operación. La mejor manera de mejorar la limpieza del pozo es aumentando los caudales y ejecutando una rotación agresiva de la tubería de perforación. Se

recomienda realizar barridos de alta viscosidad cuando la buena limpieza del pozo está en duda. Estos barridos son generalmente realizados con el lodo del sistema activo que ha sido viscosificado mediante adiciones de bentonita, polímeros o Material de Pérdida de Circulación (LCM). En muchos casos se prefiere usar LCM en estos barridos, ya que este material es filtrado en la superficie y no tiene ningún efecto permanente sobre la viscosidad del lodo. Puede que sea necesario controlar la ROP si no se puede lograr una limpieza eficaz del pozo. Aunque esto pueda prolongar el tiempo de rotación, en general su costo será inferior al costo generado por la pérdida de retornos.

- ii. Controlar los sólidos perforados al nivel más bajo posible y añadir el tratamiento apropiado para minimizar la acumulación del revoque. Todo lo que puede reducir la luz del espacio libre anular causa un aumento de la presión. El embolamiento de la barrena, los portamechas, los estabilizadores o las juntas de tubería de perforación reduce la luz del espacio libre anular. En caso de embolamiento extremo de la barrena y/o estabilizador, la formación será sometida a una presión considerable. El aumento del arrastre o pistoneo en las conexiones puede indicar el embolamiento. A veces la bola puede ser bombeada a través de

una barrena, pero si esto no da resultados, será necesario evitar la práctica normal de iniciar la perforación con la barrena. La combinación de la luz del espacio libre anular reducida y del suabeo de la tubería puede causar una presión que excede la presión de fractura.

- iii. Los lodos de alto filtrado depositan un revoque grueso que puede reducir la luz del espacio libre anular. La luz del espacio libre anular reducida aumenta la ECD. Por lo tanto, el filtrado y el espesor del revoque siempre deben ser controlados dentro del rango apropiado. El lodo que desarrolla un revoque delgado y resistente es más eficaz para impedir la pérdida de circulación hacia pequeñas fracturas o poros.
- iv. Perforar con una densidad de lodo mínima. Esto no sólo mejora la ROP, pero también reduce otros efectos relacionados con el lodo.
- v. La selección correcta del tamaño de los materiales puenteantes ayuda a reducir y eliminar las pérdidas de lodo hacia las formaciones porosas. La selección de estos agentes puenteantes depende de las características de la formación. En general, las partículas cuyo tamaño está comprendido entre un tercio y la mitad de la raíz cuadrada de la permeabilidad en milidarcys (md) deberían ser capaces de obturar estas formaciones.

La ubicación probable de la zona de pérdida puede ser determinada a partir de la información disponible en el equipo de perforación.

Cuando la Pérdida de Circulación Ocurre

ANÁLISIS DEL PROBLEMA

Cuando se observa inicialmente la pérdida de circulación, las condiciones que existían en el momento en que la pérdida ocurrió deben ser registradas con precisión y estudiadas. Se debería tomar en cuenta el momento del incidente (durante la perforación, circulación o los viajes), el tipo de pérdida (infiltración, parcial o completa) y la severidad de la pérdida respecto a las formaciones expuestas. Esta información ayudará a determinar la causa de la pérdida, la posición en el pozo donde ocurrió la pérdida y el

mejor remedio para la situación. La posición probable de la zona de pérdida puede ser determinada a partir de la información disponible en el equipo de perforación. Por ejemplo:

1. Información sobre la formación.
 - a. Las formaciones de carbonato contienen zonas cavernosas y fisuradas. Este tipo de pérdida sería indicado por una pérdida rápida, grande y acompañada por una caída de la columna de perforación.
 - b. Las formaciones de lutita tienden a fracturarse de una manera que

puede constituir un tipo de pérdida más lenta. Esta pérdida debe ser controlada rápidamente, ya que si no lo es, causará la ampliación de la fractura y perjudicará la integridad de la formación.

- c. Un cambio de la velocidad de perforación puede indicar un cambio de formación, posiblemente acompañado de un cambio de la integridad de la formación.
2. Información sobre las operaciones.
 - a. Algún tipo de pérdida de circulación inducida por la presión hidráulica sería indicado por el aumento del peso del lodo en el momento de la pérdida. Este tipo de pérdida puede sellarse por sí misma (infiltración) o requerir un tratamiento (fractura inducida), según la severidad de la pérdida.
 - b. El movimiento rápido de la columna de perforación causará aumentos bruscos de la presión que pueden causar fracturas o abrir de nuevo las zonas de pérdidas previamente selladas. A menos que una zona de pérdida previamente sellada haya sido sometida a una prueba de presión, siempre se debe suponer que esta área sigue siendo una fuente potencial de pérdida. La velocidad a la cual la tubería se mueve durante los viajes y durante el ensanchamiento debería ser ajustada para compensar esta debilidad.

Al contar con la información descrita anteriormente, se puede tomar una decisión mejor fundada, en lo que se refiere a las medidas apropiadas para eliminar las pérdidas.

LOCALIZACIÓN DE LA ZONA

Es muy importante restablecer la circulación lo antes posible, ya que la pérdida de circulación aumenta el costo del lodo y puede causar otros problemas del pozo que resultan en costos adicionales de operación.

1. Localizar el punto exacto de la pérdida de circulación.
Contrariamente a la opinión común, la mayoría de las pérdidas no ocurren en el fondo del pozo. Se ha determinado que más de la mitad de las pérdidas ocurren justo debajo de

la zapata de la última tubería de revestimiento. Varios métodos están disponibles para localizar el punto de la pérdida de circulación. Éstos incluyen:

- a. Estudio de la ubicación de la zona de pérdida.
El estudio de la ubicación de la zona de pérdida se lleva a cabo introduciendo un pequeño girador en el pozo con un cable monofilar, de tal manera que el rotor de aletas girará o rodará si hay algún movimiento horizontal del lodo. La velocidad (RPM) del rotor se registra en una película mediante una serie de rayas o espacios. La velocidad será muy lenta hasta que se alcance el punto de pérdida. La velocidad del rotor aumentará claramente al punto de pérdida.
Este método tiene dos inconvenientes:
 - i. Requiere la pérdida deliberada de grandes volúmenes de lodo.
 - ii. No es eficaz cuando el lodo ya contiene material puenteante.
- b. Estudio de temperaturas.
El estudio de temperaturas depende de un termómetro subsuperficial para medir la diferencia entre la temperatura del lodo y la temperatura de la formación. Este estudio se lleva a cabo introduciendo en el pozo un elemento sensible que cambia su resistencia a medida que la temperatura cambia. Se realizan dos estudios. El primero tiene por objeto establecer el gradiente de temperatura del pozo una vez que el lodo está en equilibrio con la formación. El segundo estudio se realiza inmediatamente después de añadir nuevo lodo frío al pozo. Esto producirá una marcada discrepancia entre las temperaturas al punto de pérdida.
- c. Estudio con trazador radioactivo.
Los estudios radiactivos para localizar el punto de pérdida consisten en realizar dos estudios de rayos gamma. Se efectúa un registro de base antes de introducir el material radioactivo. Luego se bombea una píldora de lodo que contiene material radioactivo dentro del pozo y se realiza otro

Es muy importante restablecer la circulación lo antes posible...

registro. Las altas concentraciones de material radioactivo estarán ubicadas en el punto de pérdida. Este método proporciona información precisa para localizar el punto de pérdida, pero requiere equipos costosos y la pérdida deliberada de lodo para obtener la información deseada.

d. Estudio de temperatura con cable.

La herramienta estudio de temperatura con cable se compone esencialmente de una resistencia de alambre calibrada que es sensible a los cambios de temperatura. Se introduce la herramienta hasta el punto deseado en el pozo y se registra la resistencia. Luego se bombea lodo dentro del pozo. Si la herramienta está ubicada encima del punto de pérdida, el lodo circulará a través de ésta, produciendo un cambio de la resistencia. Si la resistencia no cambia, la herramienta está ubicada debajo del punto de pérdida. La herramienta puede ser usada en cualquier tipo de lodo, pero se requiere una gran cantidad de lodo para realizar este estudio.

e. Estudio con transductor para medir presiones.

Este tipo de estudio incluye el uso de un cilindro corto, abierto en su parte superior y con diámetro reducido en su parte inferior para restringir el flujo de lodo a través del tubo. Se instala una ventana provista de un diafragma de neopreno en un lado del tubo. Un electrodo realiza un movimiento de vaivén entre los dos electrodos fijos en el diafragma. La diferencia de presiones a través del diafragma produce una variación del potencial (voltaje) en el circuito eléctrico, indicando la velocidad de flujo del lodo y el punto en que el lodo se vuelve estático.

Este método parece ofrecer ciertas ventajas:

- Se trata de un método de construcción y operación simples.
- No queda fácilmente obturado por material de pérdida de circulación

- Puede ser usado en prácticamente cualquier tipo de lodo.
- Puede ser usado para localizar un agujero dentro de la tubería de revestimiento.

Dos de los inconvenientes aparentes son:

- Se requiere un flujo de lodo importante.
- Puede que no sea fácil conseguir el equipo necesario.

Aunque sea generalmente aconsejable localizar la zona de escape, varios factores hacen que los estudios no sean realizados con más frecuencia:

- i. Se pierde mucho tiempo para hacer llegar los equipos necesarios al equipo de perforación, y estos estudios requieren una pérdida deliberada de lodo.
 - ii. A veces los resultados de estos estudios son difíciles de interpretar.
 - iii. Las condiciones no son siempre propicias para la introducción de las herramientas, debido a presiones subsuperficiales anormales.
2. Determinar la severidad de la pérdida. Los mejores indicadores de la severidad de la pérdida son la cantidad de pérdida y la altura de la columna de lodo estático. Si la altura de la columna de lodo estática no es visible, puede ser determinada mediante la introducción de un pedazo de madera (4 pulg. x 4 pulg. x 4 pies) con un cable de alambre. Otra opción consiste en usar un dispositivo de medición por eco sónico.
- a. Las zonas de pérdida pueden ser clasificadas como:
 - i. Zonas de pérdida por infiltración (1 a 10 bbl/hora).
 - ii. Zonas de pérdida parcial (10 a 500 bbl/hora).
 - iii. Zonas de pérdida total (pozo lleno hasta el nivel de lodo de 200 a 500 pies).
 - iv. Zonas de pérdida parcial o total hacia fracturas inducidas profundas.
 - v. Zonas de pérdida total grave (pozo lleno hasta el nivel de lodo de 500 a 1.000+ pies).
3. Determinar el tipo de pérdida. Éste será determinado mejor por la

litología. La pérdida de circulación, en lo que se refiere a la litología, se describió anteriormente en la sección sobre “Causas de la Pérdida de Circulación”. Estas clasificaciones pueden ser relacionadas con los cuatro tipos de formación donde se producen las pérdidas de lodo (ver la Figura 1).

a. Formaciones poco profundas no consolidadas donde la permeabilidad de la roca puede exceder 14 darcys (ver “a” en la Figura 1).

Características de identificación.

- i. Registros de pozos vecinos que identifican la zona y sus características.
- ii. Reducción gradual del nivel del lodo en los tanques.
- iii. La pérdida puede ser total si se sigue perforando.

b. Formaciones que tienen fracturas naturales como la caliza y algunas formaciones de lutita dura (ver “c” en la Figura 1).

Características de identificación.

- i. Registros de pozos vecinos e indicadores geológicos.
- ii. Pueden ocurrir en cualquier tipo de roca dura, quebradiza.
- iii. Pérdida marcada por la disminución gradual del nivel de lodo en los tanques.
- iv. La pérdida puede ser total si se sigue perforando y se exponen otras fracturas.

c. Fracturas inducidas a través de los esfuerzos mecánicos o hidráulicos ejercidos sobre la formación (ver “d” en la Figura 1).

Características de identificación.

- i. Registros de pozos vecinos que incluyen una hidráulica anular excesiva.
- ii. Podrían ocurrir en cualquier tipo de roca, pero serían anticipadas en las formaciones que tienen planos típicamente débiles, como las lutitas blandas.
- iii. La pérdida suele ser repentina y total.
- iv. La pérdida puede seguir cualquier aumento del peso del lodo o aumento brusco de la presión.
- v. Pueden ocurrir en formaciones competentes o incompetentes.

d. Zonas cavernosas normalmente limitadas a caliza (ver “b” en la Figura 1).

Características de identificación.

- i. Normalmente limitadas a caliza y dolomita.
 - ii. La pérdida de retornos suele ser repentina y total.
 - iii. La barrena puede caer de unas cuantas pulgadas a unos cuantos pies justo antes de la pérdida.
 - iv. Se puede sufrir un torque excesivo antes de la pérdida.
4. Clasificación de la pérdida mediante la determinación de la presión dentro de la zona.
- a. Colocar la parte inferior de la tubería de perforación en la parte superior de la zona de pérdida anticipada.
 - b. Atar un pedazo de madera de longitud apropiada de aproximadamente 4 pies al cable de registro del equipo de perforación e introducirlo a través de la tubería de perforación hasta que se encuentre el nivel de fluido estático. También se puede usar un dispositivo de medición por eco sónico para localizar el nivel de fluido.
 - c. Luego se calcula la presión dentro de la zona de pérdida de la siguiente manera
- $$P_z = (D_z - D_f)(MW_p)(0,052)$$

Donde:

- P_z = Presión de la zona de pérdida (psi)
- D_z = Profundidad Vertical Verdadera (TVD) de la zona de pérdida (pies)
- D_f = Descenso del nivel de fluido dentro de la tubería de perforación (pies)
- MW_p = Densidad del fluido dentro de la tubería de perforación (lb/gal)

d. La densidad de lodo estático que la zona puede soportar se calcula de la siguiente manera:

$$MW_z = \frac{P_z}{(0,052 \times D_z)}$$

Donde:

- MW_z = Peso de lodo que la zona puede soportar (lb/gal)

...evaluando la severidad de una zona de pérdida y estableciendo una correlación entre ésta y la técnica y el material de remediación, en lo que se refiere...

Medidas Correctivas

CORRELACIÓN ENTRE TÉCNICA Y SEVERIDAD

La mejor manera de enfocar el control de pérdida de circulación es evaluando la severidad de una zona de pérdida y estableciendo una correlación entre ésta y la técnica y el material de remediación, en lo que se refiere al tamaño del material y a su función.

1. Las pérdidas por infiltración pueden producirse en cualquier tipo de formación cuando los agentes puenteantes no son lo suficientemente grandes para formar un sello (ver la Figura 8a), o cuando no hay partículas finas para completar el sello.
 - a. La técnica de sacar la tubería y esperar debería ser la primera técnica usada para tratar de restablecer retornos completos (ver la técnica de sacar la tubería y esperar).
 - b. Si el pozo no permanece lleno durante el tiempo de espera, se debería considerar la técnica de mezclar una lechada de LCM que contiene agentes puenteantes finos a medianos o el uso de una inyección de presión de lechada de alta pérdida de filtrado.
 - c. Reducir el peso del lodo, si es posible.
2. Pérdidas parciales ocurren en grava, pequeñas fracturas naturales y fracturas inducidas apenas abiertas (ver la Figura 1). Las mismas técnicas usadas en las pérdidas por infiltración deberían ser usadas en las pérdidas parciales.
 - a. La técnica de sacar la tubería y esperar debería ser la primera técnica usada para tratar de restablecer retornos completos (ver la técnica de sacar la tubería y esperar).
 - b. Si el pozo no permanece lleno durante el tiempo de espera, se debería considerar la técnica de mezclar una lechada de LCM que contiene una mezcla de agentes puenteantes medianos a grandes o el uso de una inyección de presión de lechada de alta pérdida de filtrado.
 - c. Reducir el peso del lodo, si es posible.
3. Las pérdidas totales ocurren en secciones de grava largas y abiertas, intervalos largos de pequeñas fracturas naturales, grandes fracturas naturales o fracturas inducidas abiertas (ver la Figura 1).
 - a. La técnica de sacar la tubería y esperar debería ser la primera técnica usada para tratar de restablecer retornos completos (ver la técnica de sacar la tubería y esperar).
 - b. Usar la técnica de inyección de presión de lechada de alta pérdida de filtrado (ver la técnica de inyección de presión de alta pérdida de filtrado).
 - c. Si esta técnica no restablece los retornos, se recomienda usar un tapón duro como un tapón de cemento, cemento-bentonita, cemento-gilsonita o aceite diesel-bentonita-cemento (ver las técnicas para lechadas de cemento).
 - d. Reducir el peso del lodo, si es posible.
4. Pérdida parcial o total a fracturas inducidas profundas
 - a. La técnica de sacar la tubería y esperar (4 a 8 horas) debería ser la primera técnica usada para tratar de restablecer retornos completos (ver la técnica de sacar la tubería y esperar).
 - b. Aplicar una inyección de presión de tapón blando (ver las técnicas sobre los tapones blandos).
 - c. Si el pozo no permanece lleno durante el tiempo de espera, se debería considerar la técnica de mezclar una lechada de LCM que contiene una mezcla de agentes puenteantes grandes o el uso de una inyección de presión de lechada de alta pérdida de filtrado.
 - d. Reducir el peso del lodo, si es posible.
5. Las pérdidas totales graves ocurren en grandes fracturas naturales abiertas, cavernas y fracturas inducidas abiertas.
 - a. Inyectar una lechada de alta pérdida de filtrado o grandes cantidades de lechadas de aceite diesel-bentonita-cemento (ver las

técnicas para cada tipo de inyección de presión).

- b. Si las pérdidas totales graves siguen ocurriendo al penetrar en otras cavernas o fracturas naturales abiertas, la técnica de perforación ciega o con lodo aireado y colocación de la tubería de revestimiento debería ser considerada.
- c. Reducir el peso del lodo, si es posible.

CAUSAS QUE IMPIDEN EL RESTABLECIMIENTO DE LA CIRCULACIÓN

Algunas de las causas más comunes que impiden, directa o indirectamente, el control de la pérdida de circulación son:

1. Muchas veces la ubicación de la zona de pérdida no ha sido determinada; como resultado, los materiales son colocados en la posición incorrecta. En general, las zonas de pérdida no están en el fondo, sino cerca del último asiento de la zapata o punto de pérdida de circulación.
2. Los materiales de pérdida de circulación no se ajustan sistemáticamente al tipo y a la severidad de la zona de pérdida. Debe haber una mezcla de tamaños de partículas para iniciar y propagar un sello eficaz.
3. A veces hay cierta renuencia a usar la técnica requerida para tratar la severidad de la zona de pérdida (i.e. perforación ciega y colocación de la tubería).
4. No se mantienen registros precisos que describan las pérdidas, así como los materiales y las técnicas usados contra éstas. Los registros precisos de las experiencias adquiridas en un área determinada son valiosos.
5. Durante la cementación, las columnas no están balanceadas y el lodo de perforación pasa a través del tapón antes de que éste se fragüe. Además, cuando se retira la tubería del pozo después de colocar la lechada, el nivel de lodo en el espacio anular desciende y el lodo de la formación puede pasar a través de la lechada recién colocada. Las técnicas de columnas balanceadas y de bajar tapón deberían ser usadas.
6. La integridad de la formación es

demasiado débil para soportar la presión hidrostática de la columna de fluido necesaria para controlar la presión en otras zonas expuestas.

Para ser eficaces, las técnicas y los materiales de pérdida de circulación deben estar relacionados funcionalmente con las pérdidas que deben remediar. Por ejemplo, cuando una cantidad razonable (15 a 20 lb/bbl) de LCM no ha producido resultados en una lechada de alta pérdida de filtrado, será generalmente inútil usar concentraciones más altas de los mismos materiales o de materiales similares. El siguiente paso debería ser aumentar el tamaño de los materiales puenteantes.

OBSERVACIÓN: *No se puede poner demasiado énfasis en la necesidad de adaptar la técnica de pérdida de circulación a la severidad de la zona de pérdida.*

TÉCNICA DE SACAR LA TUBERÍA Y ESPERAR

Esta técnica debería ser usada contra las pérdidas por infiltración y las pérdidas parciales, así como las pérdidas a fracturas inducidas.

Excepto en el caso de pérdidas totales y repentinas en las formaciones de caliza que contienen grandes fracturas, fisuras o cavernas, la perforación y la circulación deberían ser interrumpidas en cuanto se observe la primera indicación de pérdida de circulación.

La barrena debería ser retirada hasta un punto seguro y el pozo debería permanecer estático durante un periodo de 4 a 8 horas. Monitorear cuidadosamente el pozo para detectar cualquier señal de intrusión de fluidos y cualquier riesgo de amago. Después del periodo de espera, buenas técnicas de perforación deben ser aplicadas para regresar al fondo del pozo minimizando las presiones ejercidas sobre las formaciones.

Cuando se supone que los retornos no serán obtenidos esperando, se puede mezclar una lechada de 100 bbl de LCM o un volumen similar de lechada de alta pérdida de filtrado durante el periodo de espera. Si se anticipa que la píldora de LCM permanecerá almacenada por mucho tiempo, se debería añadir un biocida

...las técnicas y los materiales de pérdida de circulación deben estar relacionados funcionalmente con las pérdidas que deben remediar.

Las lutitas fracturadas expuestas a los lodos base agua se regenerarán generalmente y la circulación será restablecida...

para impedir la degradación por actividad bacteriana de los componentes orgánicos.

La mitad de las pérdidas en la región de la Costa del Golfo fueron corregidas mediante el uso de esta técnica. Las lutitas fracturadas expuestas a los lodos base agua se regenerarán generalmente y la circulación será restablecida, especialmente si las presiones pueden ser reducidas mejorando la hidráulica y las prácticas de perforación. Los fluidos base aceite no demuestran el mismo nivel de autoregeneración.

Esta técnica aplica especialmente a las fracturas inducidas profundas.

OBSERVACIÓN: Las otras técnicas requieren el uso de materiales de pérdida de circulación.

MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN (LCM)

Fibrosos

- M-I-X™ II.
- M-I CEDAR FIBER™ (fibra de madera).
- Serrín (fibra de madera).
- Papel utilizado en la perforación (papel).
- Magma Fiber® (fibra mineral).

Granulares

- NUT PLUG® (cáscaras de nueces – finas, medianas y gruesas).
- G-SEAL® (grafito grueso).
- Carbonato de calcio (fino, mediano y grueso).

Mezclas

- KWIKSEAL® (mezcla de materiales fibrosos, granulares y en escamas).
- M-I SEAL™ (mezcla de materiales en escamas, granulares y fibrosos).

Escamas

- Escamas (celofán).
- Mica (fina y gruesa).
- Phono Seal®.

TAPONES DE REFUERZO

Inyecciones base agua

- Inyección de presión de alta pérdida de filtrado (Gel salado – tierra diatomácea).
- Aceite diesel/Bentonita (DOB) (tapón blando).
- Bentonita - Bengum® (tapón blando).
- Polímero entrecruzado (tapón blando).

- Aceite diesel/bentonita/cemento (tapón duro).
- Lechada de cemento (tapón duro).

Inyecciones base aceite

- Tierra diatomácea.

Carbonato de calcio – M-I-X™ II.

Inyección de presión de arcilla organofílica para lodos base aceite (VG-69® en agua).

USO DE AGENTES OBTURANTES O PUENTEANTES

Esta técnica debería usarse contra las pérdidas por infiltración y parciales, y las pérdidas totales menos graves. Se mezcla un tapón de agentes puenteantes en el lodo, aplicándolo de la siguiente manera:

1. Establecer el punto aproximado de la pérdida, el tipo de formación que está tomando el lodo, la altura del lodo dentro del pozo y la velocidad de pérdida. Lo más probable es que el punto de pérdida esté ubicado justo por debajo de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento, cuando se anticipa una fractura de la formación causada por un aumento brusco de la presión.
2. Usar la tubería de perforación abierta para colocar el tapón, si es práctico. Si no, usar barrenas de conducto abierto o barrenas con chorro, después de haber quitado las toberas. Si los materiales deben ser colocados a través de una barrena con chorro o herramientas de MWD/LWD, usar agentes puenteantes de tamaño mediano a fino para evitar de taponar la barrena. *OBSERVACIÓN: Usar materiales solubles en ácido para las pérdidas al yacimiento.*
3. Mezclar una lechada de 100 a 250 bbl de LCM. Las mezclas de agentes puenteantes granulares, fibrosos y en escamas de tamaño grueso, mediano y fino están comercialmente disponibles y podrían sustituir las mezclas que son agregadas separadamente. Usar lodo del sistema de circulación o mezclar LCM en una lechada de bentonita viscosa recién preparada. Añadir 15 lb/bbl de Nut-Plug grueso. Añadir 5 lb/bbl de fibras gruesas a medianas.

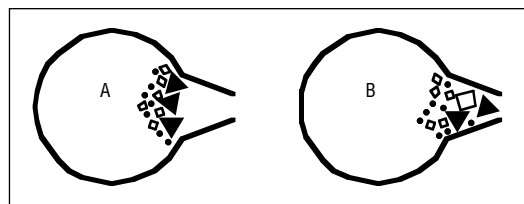


Figura 7a: Sello de la fractura en la cara del pozo.

Figura 7b: Sello de la fractura dentro de la formación.

Añadir 5 lb/bbl de fibras medianas a finas.

Añadir 5 lb/bbl de escamas de celofán de 1/2 pulgada.

OBSERVACIÓN: El tamaño del material puenteante debe ser adaptado a la severidad de la pérdida, ya que no se conoce casi nunca el tamaño de las aberturas a través de las cuales se está perdiendo el lodo. Esta lógica se basa en el conocimiento de que las bajas velocidades de pérdida ocurren a través de pequeñas aberturas y las grandes velocidades de pérdida ocurren a través de aberturas más grandes. La Figura 7 ilustra la manera en que los materiales que son demasiado grandes formarán un puente en la cara de la abertura, mientras que los materiales de tamaño adecuado forman un puente dentro de la abertura, donde es menos probable que se erosionen una vez que se reanuda la circulación. La Figura 8 ilustra la manera en que los materiales que son demasiado pequeños pasan a través de la abertura y no forman un puente. Al seleccionar el tamaño de los materiales que deben ser usados, el tamaño de las toberas de la barrena y cualquier otra restricción posible (por ej.: herramientas MWD, motores de fondo) siempre deberían ser considerados.

4. Bombear la lechada de LCM a través de la tubería de perforación abierta frente a la zona de pérdida.

Bombear a una velocidad lenta hasta que los materiales logren poner fin a la pérdida. Repetir otra

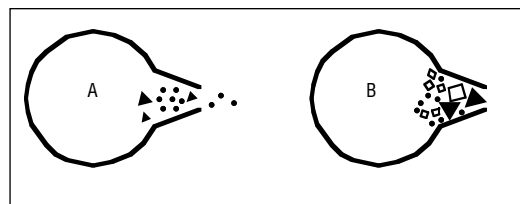


Figura 8a: Pequeños materiales de pérdida de circulación que no forman un puente. Figura 8b: Puente inicial formado por las partículas grandes y sello final formado por las partículas más pequeñas.

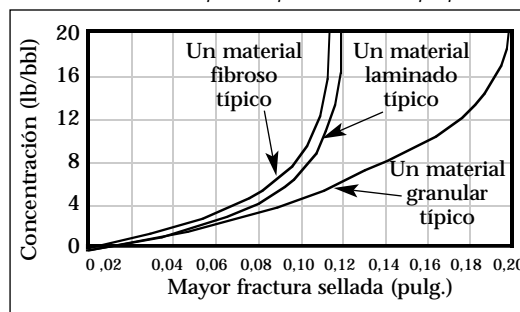


Figura 9: Efecto de la concentración y tipo de material de pérdida de circulación sobre el sello de las fracturas (según Howard y Scott).

vez si el pozo no se llena, y luego usar una técnica de inyección de presión de lechada de alta pérdida de filtrado si aún no se ha obtenido ninguna señal de éxito. Si el pozo se llena, cerrar los preventores de reventones (arietes) e inyectar en el espacio anular con una presión de 50 psi, durante 30 minutos. Medir la presión en el espacio anular con un manómetro de 0 a 300 psi. Las lechadas de LCM que contienen una mezcla de materiales son más eficaces. Los agentes puenteantes deben contener por lo menos agentes granulares y fibrosos para ser eficaces. Una mezcla eficaz de LCM consta de 3 a 6 partes de material granular, 2 partes de material fibroso y 1 parte de material en escamas.

El tamaño de los agentes

Concentración (lb/bbl)	Ranura Estática		Capa de Mármol		Capa de Perdigones	
	Ranura Más Grande Sellada (pulg.)	Volumen Pasante a 1,000 psi (ml)	Volumen Pasante a 1,000 psi (ml)	Sello	Volumen Pasante a 1.000 psi (ml)	Sello
10	0,10	500	Todo	No	1.700	Sí
20	0,13	250	1.900	Sí	2.050	Sí
30	0,16	400	1.700	Sí	800	Sí
40	0,20	300	1.700	Sí	1.800	Yes

Tabla 1: Rendimiento de varias concentraciones de materiales puenteantes mezclados (según Lummus).

El tamaño del material puenteante debe ser adaptado a la severidad de la pérdida...

	Prueba	30 lb/bbl de Material de Molienda Gruesa	30 lb/bbl de Material de Molienda Mediana
1	Prueba de bombeo a través de toberas de barrena con chorro estándar de 9/32 pulg.	Taponamiento inmediato	Paso del flujo a 200 psi
2	Ranura estática: Ranura más grande sellada (pulg.) Vol. pasante total (ml)	0,16	0,08
		400	100
3	Ranura dinámica: Ranura más grande sellada (pulg.) Vol. pasante total (ml)	0,13	0,06
		600	0,50
4	Capa de mármol estática: Vol. pasante a 100 psi (ml) Vol. pasante a 1.000 psi (ml)	500	400
		1.700	1.200
5	Capa de Perdigones: Vol. pasante a 100 psi (ml) Vol. pasante a 1.000 psi (ml)	400	300
		800	800

Tabla 2: Comparación de moliendas gruesas y medianas de material puenteante mezclado en el lodo (según Lummus).

Para que un agente puenteante funcione correctamente, parte del agente debe ser de tamaño suficiente para obturar la abertura que se debe taponar.

puenteantes granulares y en escamas debería adaptarse a la severidad de la pérdida. No se logra ninguna ventaja cuando la concentración de materiales de pérdida de circulación en el sistema de lodo total o la lechada de alta pérdida de filtrado excede 15 a 20 lb/bbl (ver la Figura 9). Las concentraciones elevadas pueden causar problemas de la bomba y propiedades inferiores del lodo.

Sin embargo, si agentes puenteantes deben ser aplicados en una píldora de lodo, entonces las concentraciones de hasta 30 lb/bbl serán más eficaces (ver las Tablas 1 y 2). Es importante aumentar el tamaño y la cantidad de agente granular si los materiales de tamaño convencional no son eficaces. La Figura 9 ilustra la eficacia de los agentes puenteantes granulares, fibrosos y en escamas para sellar una fractura simulada.

Las pérdidas de lodo cuya severidad varía de pérdidas por infiltración a pérdidas totales dentro de fracturas naturales e inducidas de 1/8 a 1/4 pulgada, pueden ser controladas mediante el uso de agentes puenteantes. Para que un agente puenteante funcione correctamente, parte del agente debe ser de tamaño suficiente para obturar la abertura que se debe taponar (ver la Figura 10). Por lo tanto, materiales granulares finos, fibras finas y escamas de celofán deberían ser usados contra las pérdidas por infiltración.

Hay considerable evidencia de que una cantidad suficiente de material

granular de tamaño apropiado puede impedir la propagación de fracturas inducidas en formaciones permeables. Esto ocurre cuando el material granular puede rellenar la punta de la fractura e impedir la transmisión del fluido y de la presión. En la industria de estimulación, esto se llama “rellenado” de la punta de la fractura. Los fluidos tratados con 15 a 30 lb/bbl de material que tiene un tamaño de partículas similar al NUT PLUG mediano a grueso, G-SEAL y carbonato de calcio extra grueso, tienen potencial para limitar la fracturación hidráulica en las areniscas débiles.

Para las pérdidas totales, se debería usar un material granular grueso, fibras gruesas, fibras medianas, fibras finas y escamas gruesas.

OBSERVACIÓN: A medida que la severidad de la zona de pérdida aumenta, sólo se debe aumentar el tamaño del agente puenteante – no la concentración. Las concentraciones mayores que 20 a 30 lb/bbl no mejoran la eficiencia (ver la Figura 9).

INYECCIÓN DE PRESIÓN DE LECHADA DE ALTA PÉRDIDA DE FILTRADO

Casi todos los lodos pueden ser usados como fluidos de transporte para la colocación de materiales de pérdida de circulación, pero los fluidos que tienen tasas de filtración extremadamente altas son mejores. La filtración es el proceso que deja los materiales de pérdida de circulación y los sólidos del lodo como tapón firme en la abertura a través de la cual el lodo está pasando. El principio de esta

Material	Tipo	Descripción	Concentración (lb/bbl)	Mayor Fractura Sellada (pulg.)					
				0	0,04	0,08	0,12	0,16	0,20
Cáscara de nuez	Granular	50% - $\frac{3}{16}$ + malla 10 50% - 10+ malla 100	20						
Plástico	Granular	50% - $\frac{3}{16}$ + malla 10 50% - 10+ malla 100	20						
Caliza	Granular	50% - $\frac{3}{16}$ + malla 10 50% - 10+ malla 100	40						
Azufre	Granular	50% - $\frac{3}{16}$ + malla 10 50% - 10+ malla 100	120						
Cáscara de nuez	Granular	50% - 10+ malla 16 50% - 30+ malla 100	20						
Perlita expandida	Granular	50% - $\frac{3}{16}$ + malla 10 50% - 10+ malla 100	60						
Celofán	Laminado	Escamas de $\frac{3}{4}$ pulg.	8						
Aserrín	Fibroso	Partículas de $\frac{1}{4}$ pulg.	10						
Heno	Fibroso	Fibras de $\frac{1}{2}$ pulg.	10						
Corteza	Fibroso	$\frac{3}{8}$ pulg.	10						
Cáscaras de semillas de algodón	Granular	Finas	10						
Heno	Fibroso	Partículas de $\frac{3}{8}$ pulg.	12						
Celofán	Laminado	Escamas de $\frac{1}{2}$ pulg.	8						
Madera en tiras	Fibroso	Fibras de $\frac{1}{4}$ pulg.	8						
Aserrín	Fibroso	Partículas de $\frac{1}{16}$ pulg.	20						

Figura 10: Resumen de las pruebas de material de pérdida de circulación (según Howard y Scott).

técnica está ilustrado en la Figura 11. Una vez que el puente inicial se ha formado, la filtración permite que el filtrado se separe de la lechada, depositando un revoque firme dentro de la fractura propiamente dicha. Esto es muy similar a la introducción de una cuña dentro de la fractura, la cual además de ser difícil de mover, pone fin a la fracturación del pozo.

Esta técnica debería usarse contra las pérdidas por infiltración y las pérdidas parciales, así como las pérdidas totales menos graves. La preparación de las lechadas de alta pérdida de filtrado, y su aplicación a las zonas de pérdida cuya severidad varía de pérdida por infiltración a pérdida parcial y a pérdida total, se describen más adelante.

Las aplicaciones a estas zonas están caracterizadas por pequeñas diferencias, la más importante siendo el aumento del tamaño del agente puenteante a medida que la zona de pérdida se hace más grave.

En primer lugar, la severidad de la pérdida debería ser determinada a partir del nivel de fluido y de la velocidad de pérdida. Luego se debe determinar el punto aproximado de la pérdida y definir el tipo de formación que está tomando el lodo. Si se

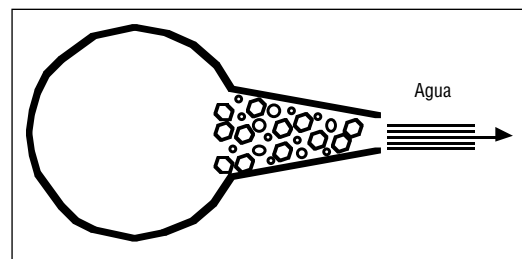


Figura 11: Técnica de inyección de presión de alta pérdida de filtrado para la pérdida de circulación, indicando la pérdida de agua mediante la filtración que está depositando sólidos dentro de la fractura

sospecha que la formación está sometida a la fracturación hidráulica, el punto de pérdida más probable estará ubicado justo por debajo de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento.

PARA LA PÉRDIDA POR INFILTRACIÓN

- Mezclar 100 bbl de lechada:
 - Añadir 10 a 20 lb/bbl de arcilla de atapulguita o sepiolita a 80 bbl de agua (las arcillas de atapulguita y sepiolita actúan de la misma manera en el agua salada). Si estas arcillas no están disponibles, usar 5 a 20 lb/bbl de bentonita y pretratar el agua con 1/4 lb/bbl de soda cáustica para eliminar los iones calcio y magnesio. Dejar que la arcilla aumente la

La filtración es el proceso que deja los materiales de pérdida de circulación y los sólidos del lodo como tapón firme en la abertura a través de la cual el lodo está pasando.

Si se sospecha que la formación está sometida a la fracturación hidráulica, el punto de pérdida más probable estará ubicado justo por debajo de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento.

Para evitar la fracturación de otras zonas, presiones de inyección seguras más altas que la presión hidrostática del lodo deberían ser usadas.

viscosidad. Si se usa bentonita, añadir 1/2 lb/bbl de cal para flocular la bentonita y aumentar el filtrado.

o:

- b. Añadir 50 lb/bbl de materiales de tierra diatomácea (Diacel® D, Diaseal® M o un sustituto apropiado como LO-WATE™). Diaseal M es una mezcla de tierra diatomácea, cal y papel. Si se usa esta mezcla, no se requiere la atapulguita.

Añadir diferentes tamaños y formas de LCM para obtener una concentración total de LCM de 10 a 20 lb/bbl.

2. Colocar la barrena en la parte superior o frente a la zona de pérdida. Desplazar la lechada de LCM hasta el final de la tubería de perforación.
3. Cerrar los arietes. Inyectar el material lentamente (presión máxima de 50 psi) dentro de la zona de pérdida, a una velocidad de 1 bbl/min. Mantener la presión de inyección durante 4 a 8 horas, o hasta que se disipe. Medir la presión de inyección sobre el espacio anular, usando un manómetro de 0 a 300 psi.

Para evitar la fracturación de otras zonas, presiones de inyección seguras más altas que la presión hidrostática del lodo deberían ser usadas.

Por ejemplo:

Profundidad (pies)	Presión de Inyección (psi)
0 - 1.000	0 - 200
1.000 - 5.000	100 - 500
5.000 y más profundo	500

OBSERVACIÓN: La presión superficial más la presión de la columna de lodo nunca debería exceder la presión de sobrecarga (1 psi/pie).

PARA LA PÉRDIDA PARCIAL

1. Mezclar 100 bbl de lechada:

Añadir 10 a 20 lb/bbl de arcilla de atapulguita o sepiolita a 80 bbl de agua. Si estas arcillas no están disponibles y se usa bentonita como viscosificador, añadir 1/2 lb/bbl de cal para flocular las arcillas y aumentar el filtrado.

o:

Añadir 50 lb/bbl de materiales de tierra diatomácea (como antes). Usar solamente barita si el peso del lodo es de 12 lb/gal o más, o si se trata del único material en polvo inerte disponible.

Añadir una combinación de diferentes tamaños y formas de LCM para obtener una concentración total de LCM de 15 lb/bbl.

2. Colocar la tubería de perforación con el extremo abierto en la parte superior o frente a la zona de pérdida.
3. Desplazar 25 bbl de lechada dentro de la zona, a una velocidad de 2 a 4 bbl/min.
4. Interrumpir las operaciones durante 20 a 30 minutos
5. Desplazar otros 25 bbl de lechada a la misma velocidad
6. Seguir este procedimiento, alternando periodos de espera y desplazamientos hasta que el pozo se llene. A veces dos cargas de 100 bbl serán necesarias. Durante estas operaciones, la tubería de perforación debería ser recíprocada para impedir que se pegue.
7. Cuando el pozo se llena, cerrar los arietes e inyectar dentro del espacio anular con una presión de 50 a 100 psi, desplazando la lechada muy lentamente (1 bbl/min) dentro de la tubería de perforación. Conectar un manómetro de 0 a 300 psi en el espacio anular para facilitar la lectura de los valores de presión baja. Mantener la inyección de presión durante 30 a 60 minutos.
8. Salir del pozo, levantar la barrena y seguir perforando.

PARA LA PÉRDIDA TOTAL

El procedimiento para la pérdida total es el mismo que para la "pérdida parcial", excepto en lo que se refiere a la composición de los agentes puenteantes. La composición de estos materiales debería ser la siguiente:

1. Añadir 10 a 15 lb/bbl de arcilla de atapulguita o sepiolita a 80 bbl de agua. Si estas arcillas no están disponibles, tratar el agua de la manera descrita anteriormente. Añadir 1/2 lb/bbl de cal.

o:

Añadir 50 lb/bbl de materiales de tierra diatomácea (como antes). Usar

**Varios
tapones
duros de
cemento
suelen ser
eficaces
contra las
pérdidas
totales.**

solamente barita si el peso del lodo es de 12 lb/gal o más, o si se trata del único material en polvo inerte disponible.

Añadir una combinación de diferentes tamaños y formas de LCM para obtener una concentración total de LCM de 20 a 30 lb/bbl.

Para el desplazamiento, referirse a los Pasos 2 a 8 en la sección titulada "Para la pérdida parcial".

2. Cuando ocurren pérdidas totales graves de retornos en formaciones con grandes fracturas, fisuras, canales o cavernas de origen natural, se debería colocar por lo menos una de las píldoras convencionales de pérdida de circulación descritas anteriormente. Si este procedimiento no mejora el problema de pérdida de circulación, se debería considerar el uso de tratamientos para cavernas con materiales de relleno a granel como trapos, sacos de lodo, heno, papel, madera, etc., antes de bombear los tapones de cemento.

TAPONES DUROS

Varios tapones duros de cemento suelen ser eficaces contra las pérdidas totales.

La composición y la técnica de aplicación de la lechada de cemento usada para combatir la pérdida de circulación deberían ser funcionalmente adecuadas para que la cementación sea exitosa.

1. **Composición de la lechada de cemento.** El cemento, o el cemento más bentonita, constituye un remedio importante para la pérdida de circulación, ya que estas lechadas suelen sellar las zonas de pérdida fisuradas.

Se recomiendan tres lechadas de cemento Portland: puro, bentonita y gilsonita. Estos cementos han sido seleccionados en base a la gran variedad de propiedades que pueden ser obtenidas y debido a que están generalmente disponibles.

Cemento Portland puro. Mezclar hasta obtener una concentración de 15,6 lb/gal, usando 46% de agua y cemento. Esta lechada forma un fluido denso y desarrolla una alta resistencia a la compresión al fraguar.

Cemento de bentonita o gel. El cemento de bentonita, formado mediante la adición de cemento al agua que contiene bentonita prehidratada, ofrece propiedades óptimas. La lechada formada tiene una densidad más baja y un esfuerzo de gel más alto. También tiene una resistencia de fraguado más alta que una lechada formada mediante la adición de agua a una mezcla seca de bentonita y cemento.

Al mezclar la lechada, tratar el agua dulce por usar con 1/4 lb/bbl de carbonato de sodio y 1/4 lb/bbl de soda cáustica para eliminar los iones calcio y magnesio. Añadir 10 lb/bbl de bentonita y dejar que aumente la viscosidad. Usar esta lechada de bentonita para mezclar una lechada de cemento-bentonita de 14,5 a 15,0 lb/gal. Usar 100 sacos o más de cemento para los pozos más grandes.

Cemento Portland de gilsonita. La gilsonita puede ser añadida a las lechadas de cemento que son usadas para tratar de restablecer los retornos. La gilsonita reduce la densidad de la lechada y actúa como agente puenteante, funciones que ayudan a mantener la lechada en las inmediaciones del pozo. Debería ser aplicada exactamente como las lechadas de cemento-bentonita, y debería ser inyectada si el pozo se llena durante su aplicación. Se recomienda entre 25 y 100 lb de gilsonita por saco.

Estos tres cementos son recomendados porque proporcionan lechadas con propiedades que varían de lechadas pesadas, poco viscosas, de fraguado duro, a lechadas ligeras, densas, que tienen propiedades puenteantes. Además, estos cementos están disponibles en todas partes. Sin embargo, no están destinados a ser usados con exclusión de todas las demás formulaciones de cemento.

1. **Técnicas para aplicar el cemento.** Las lechadas de cemento deberían ser usadas para combatir las pérdidas a fracturas naturales que tienen un diámetro de 1/3 pulgada a 1 pie, y a calizas y cantos rodados quebrados.

OBSERVACIÓN: Muchas veces la cementación de las zonas de pérdida no es eficaz porque el lodo atraviesa la lechada no fraguada. Las “columnas balanceadas” suelen impedir esto, especialmente si los pesos de las columnas son calculados minuciosamente.

MÉTODO DE COLUMNA BALANCEADA

1. Si es posible, perforar sin retornos a través de toda la zona de pérdida de circulación.
2. Salir del pozo. Medir el nivel de lodo estático usando un pedazo de madera (4 pulg. x 4 pulg. x 4 pies) suspendido de un cable de alambre o un medidor de nivel de fluido por eco sónico.
3. Seleccionar una lechada de cemento. Según la severidad de la zona de pérdida, mezclar y aplicar 100 a 300 sacos.
4. Localizar la zona de pérdida, usando una de las técnicas apropiadas descritas anteriormente.
5. Meter la tubería de perforación y la unión substituta de cementación más allá de la zona de pérdida, para asegurar que esté expuesta. Si es necesario, limpiar el pozo más allá de la zona. Subir la unión substituta de cementación hasta un punto ubicado 50 pies por encima de la parte superior de la zona de pérdida.
6. Calcular el volumen de lechada de cemento que se debe colocar. Mezclar y bombear el cemento hasta que se haya bombeado el volumen deseado. Desplazar la tubería de perforación a ± 10 bbl/min. Dejar suficiente cemento dentro de la columna de perforación para balancear el tapón en el espacio anular. Esto eliminará el efecto de tubo en U y minimizará la contaminación del cemento.
7. Salir lentamente del pozo. A medida que se retira la tubería, el nivel de lodo en el espacio anular caerá y causará un desbalance de presión entre la formación y el pozo. Esto puede causar la penetración del lodo o de los fluidos de la formación a través de la lechada de cemento. Para evitar este problema, añadir lodo con mucho cuidado al espacio anular, a través de la línea (tubería) de relleno.

La adición de una cantidad de lodo excesiva al espacio anular causará la expulsión del lodo desde el espacio anular hacia la formación, pasando a través de la lechada de cemento antes de que ésta pueda fraguar. La cantidad de lodo bombeada debe corresponder al desplazamiento de volumen (no la capacidad) de la tubería. Esta operación puede hacer más daño que bien si se realiza sin la debida atención. Bombear la cantidad de lodo requerida cada 10 haces de tubería en pie. Esperar el fraguado del cemento durante por lo menos 8 horas.

8. Medir el nivel de fluido. Si es más bajo o más alto que el nivel estático original, no tratar de ajustarlo. Si es más alto y se introduce otro tapón, ajustarlo añadiendo proporcionalmente menos lodo a medida que se retira la tubería.

INYECCIÓN DE PRESIÓN DE LECHADA DE ACEITE DIESEL/BENTONITA/CEMENTO

Usar esta técnica contra las pérdidas totales y las pérdidas totales graves. Usar los siguientes pasos para aplicar esta técnica:

1. Si es posible, perforar sin retornos a través de toda la zona de pérdida de circulación.
2. Salir del pozo. Medir el nivel de lodo estático de la manera descrita anteriormente.
3. Localizar la zona de pérdida de la manera indicada en el Paso 4 del método de columna balanceada.
4. Después de haber localizado el intervalo de pérdida, colocar la parte inferior de la unión substituta mezcladora a 50 pies encima de dicho intervalo. Aplicar una presión de inyección máxima.
5. Bombear un volumen amortiguador de 10 bbl de aceite diesel sin agua delante de la lechada.
6. Mezclar 100 sacos de cemento normal y 100 sacos de bentonita con 50 bbl de aceite diesel. Para volúmenes que no son de 50 bbl, mezclar dos sacos de cemento de 96 lb y dos sacos de bentonita de 100 lb con cada barril de aceite diesel. Para fracturas grandes o secciones largas de fisuras

reticuladas, usar 300 sacos de cada material.

Para cargas grandes, usar un cementador y mezclar continuamente los materiales secos con el aceite diesel. Para cargas pequeñas, usar un tanque adecuado. Esta mezcla producirá 1,39 bbl de lechada por cada barril de aceite diesel. Esta lechada tendrá un peso de 11,5 lb/gal.

7. Desplazar la lechada dentro de la tubería de perforación y seguir con 5 bbl de aceite diesel.
8. Comenzar a bombear lodo de perforación dentro del espacio anular cuando el volumen amortiguador de 10 bbl de aceite diesel llega a la unión substituta mezcladora. Cerrar los arietes. Controlar las velocidades de bombeo de manera que la relación de volumen de lechada a volumen de lodo sea 2:1. En general, las velocidades de bombeo de 4 bbl/min en la tubería de perforación y 2 bbl/min en el espacio anular serán satisfactorias con una tubería de perforación de 4 1/2 pulg. en pozos de 7 7/8 pulg. y pozos más grandes.
9. Desplazar la mitad de la lechada dentro de la formación a esta rápida velocidad de bombeo. Ocasionalmente se puede reciprocarse lentamente la tubería de perforación para determinar si la lechada está subiendo por el espacio anular. Si el indicador de peso indica cualquier aumento del arrastre, desconectar y levantar la tubería hasta que quede libre. Realizar las conexiones y seguir desplazando. No hay ninguna necesidad de preocuparse por los cortos periodos de parada, ya que no se impone ningún límite sobre el tiempo de bombeo de la lechada dentro de la tubería.
10. Desplazar la siguiente cuarta parte del volumen de lechada y lodo a la mitad de la velocidad usada en el Paso 9.
11. Desplazar la cuarta parte restante del volumen de lechada a la mitad de las velocidades usadas en el Paso 10. Si el pozo se llena, lo cual será indicado por la presión en el espacio anular, tratar (mediante

una inyección de presión intermitente) de aumentar la presión usando velocidades de 1 bbl/min dentro de la tubería de perforación, y 0,5 bbl/min dentro del espacio anular.

***OBSERVACIÓN:** Un barril de lechada debería quedar dentro de la tubería de perforación al terminar la inyección de presión, si se desarrolla alguna presión. Balancear las columnas si no se desarrolla ninguna presión. No realizar la circulación inversa porque el lodo hará contacto con la lechada y se gelificará dentro de la tubería de perforación.*

12. Después de la inyección de presión de cemento, salir del pozo y esperar como mínimo 8 horas para que el cemento fragüe antes de perforar la zapata. Si el primer intento es infructuoso, repetir el procedimiento después de esperar el fraguado del cemento durante 8 horas.

PRECAUCIONES

Evitar la contaminación de la lechada con lodo o agua en las líneas de succión y las bombas. Los siguientes pasos minimizarán la posibilidad de contaminación.

1. Realizar pruebas de campo para determinar la apropiabilidad del aceite diesel.
 - a. Llenar un tubo de contenido de arena hasta la línea de 20% con aceite diesel.
 - b. Añadir agua hasta la línea marcada "lodo hasta aquí".
 - c. Agitar enérgicamente durante 10 segundos y dejar reposar por 10 minutos.
 - d. Si el aceite y el agua se separan en dos capas distintas, el aceite diesel es apropiado para ser usado. Sin embargo, si el fluido se separa en tres capas con el aceite encima, el agua abajo y una emulsión blanca en el medio, el aceite diesel no es apropiado y no debe ser usado.
2. Drenar todo el agua y lodo de todas las bombas, líneas y tanques antes de realizar la mezcla.
3. Usar aceite diesel para limpiar completamente las bombas, líneas e instalaciones de mezcla antes de realizar la mezcla.

Evitar la contaminación de la lechada con lodo o agua en las líneas de succión y las bombas.

Para que los tapones blandos mezclados en el fondo sean eficaces, será necesario que las cantidades correctas de componentes se reúnan y se mezclen cerca de la zona de pérdida.

TAPONES BLANDOS

Tapones blandos mezclados en el fondo (aceite diesel/bentonita, Bengum). Usar esta técnica contra fracturas inducidas y para mantener las lechadas de cemento en o cerca del pozo hasta que fragüen.

Para que los tapones blandos mezclados en el fondo sean eficaces, será necesario que las cantidades correctas de componentes se reúnan y se mezclen cerca de la zona de pérdida. Esto debe recibir una atención especial.

Por ejemplo, cuando se usa aceite diesel/bentonita, el lodo puede ser bombeado dentro del espacio anular para establecer un caudal constante óptimo de lodo antes que la lechada de aceite diesel/bentonita salga de la tubería de perforación.

Cómo mezclar y aplicar la lechada de aceite diesel/bentonita:

1. Si es posible, perforar sin retornos a través de toda la zona de pérdida de circulación.
2. Salir del pozo. Medir el nivel de lodo estático de la manera descrita anteriormente.
3. Localizar la zona de pérdida de la manera descrita anteriormente.
4. Después de haber localizado el intervalo de pérdida, introducir la unión substituta de colocación más allá de la zona de pérdida para asegurar que esté expuesta. Colocar la parte inferior de la unión substituta mezcladora a 50 pies encima de dicho intervalo. Aplicar una presión de inyección máxima.
5. Bombear un volumen amortiguador de 10 bbl de aceite diesel sin agua delante de la lechada.
6. Mezclar 200 sacos de bentonita de 100 lb con 50 bbl de aceite diesel. Para volúmenes distintos, mezclar 4 sacos de bentonita con cada barril de aceite diesel. La mezcla puede ser realizada continuamente mediante el uso de un camión cementador. Esta mezcla producirá 1,39 bbl de lechada por cada barril de aceite diesel. Para las zonas de pérdida grave, usar 600 sacos de bentonita en 150 bbl de aceite diesel, mezclando continuamente.
7. Desplazar la lechada dentro de la

tubería de perforación y seguir con 5 bbl de aceite diesel. Cuando el frente del volumen amortiguador de 10 bbl llega al final de la tubería de perforación, comenzar a bombear lodo de perforación dentro del espacio anular a una velocidad de 4 bbl/min con otra bomba. Cerrar los arietes.

8. Controlar las velocidades de bombeo de manera que la relación de volumen de lechada a volumen de lodo sea 1:1. En general, las velocidades de bombeo de 4 bbl/min en la tubería de perforación y 4 bbl/min en el espacio anular serán satisfactorias con una tubería de perforación de 4 1/2 pulg. en pozos de 7 7/8 pulg. y pozos más grandes.
9. Desplazar la mitad de la lechada dentro de la formación a esta rápida velocidad de bombeo o hasta que la presión comience a aumentar en el espacio anular. Cuando se obtiene la presión, reducir la velocidad de bombeo en la tubería de perforación y el espacio anular, para que la lechada entre en la zona de pérdida sin exceder la presión máxima establecida (100 a 500 psi). Conectar un manómetro de 0 a 300 psi en el espacio anular para facilitar la lectura de los valores de presión baja.
Ocasionalmente se puede recíprocar lentamente la tubería de perforación para determinar si la lechada está subiendo por el espacio anular. Si el indicador de peso indica cualquier aumento del arrastre, desconectar y levantar la tubería hasta que quede libre. Realizar las conexiones y seguir desplazando. No hay ninguna necesidad de preocuparse por los cortos periodos de parada, ya que no se impone ningún límite sobre el tiempo de bombeo de la lechada dentro de la tubería.
10. Desplazar la siguiente cuarta parte del volumen de lechada y lodo a la mitad de la velocidad usada en el Paso 9.
11. Desplazar la totalidad menos 1 bbl de la cuarta parte restante del volumen de lechada a la mitad de la velocidad usada en el Paso 10.

Tratar de aumentar la presión mediante una inyección de presión intermitente.

OBSERVACIÓN: *Un barril de lechada debería quedar dentro de la tubería de perforación al terminar la inyección de presión. No realizar la circulación inversa porque el lodo hará contacto con la lechada y se gelificará dentro de la tubería de perforación.*

12. Cuando el pozo no puede llenarse, un empaque debería ser colocado al fondo de la tubería de revestimiento. El desplazamiento del lodo y de las lechadas dentro de la tubería de perforación debería ser realizado alternando cargas de 20 bbl de lechada con cargas de 5 bbl de lodo, usando un espaciador de 1 ó 2 bbl de aceite entre las lechadas.
13. Después de la inyección de presión de cemento, salir del pozo para la barrena, perforar el tapón y continuar la perforación. Repetir el procedimiento si no se desarrolla ninguna presión de inyección.

PRECAUCIONES: *Observar las mismas precauciones que fueron mencionadas anteriormente para la inyección de presión de lechada de aceite diesel/bentonita/cemento.*

CÓMO MEZCLAR Y APLICAR UNA INYECCIÓN DE PRESIÓN DE BENGUM
Halliburton Bengum No. 1 es una goma guar natural a la cual se ha agregado un preservativo y un agente completador. La mezcla de Bengum consta de 10% en peso de Bengum No. 1 y 90% en peso de bentonita, premezclados juntos.

La lechada de Bengum se prepara añadiendo 100 lb de mezcla Bengum-bentonita a 13 a 15 galones de aceite diesel. Esta lechada tiene un fraguado más duro que la lechada de aceite diesel/bentonita debido a sus componentes orgánicos, especialmente cuando se mezcla en aguas y lodos salinos. Su resistencia de fraguado están comprendida entre la lechada de aceite diesel/bentonita y la lechada de aceite diesel/bentonita/cemento, pero está más cerca de la resistencia de fraguado de la lechada de aceite

diesel/bentonita. Debería usarse:

- Cuando se requiere una resistencia más alta que la resistencia proporcionada por la lechada de aceite diesel/bentonita.
- Cuando las aguas salinas usadas para la mezcla están reduciendo considerablemente la resistencia de la lechada de aceite diesel/bentonita. Para la aplicación, seguir las instrucciones proporcionadas anteriormente para la lechada de aceite diesel/bentonita. La relación recomendada de lodo a Bengum varía de 4:1 a 1:1, según la resistencia requerida.

INYECCIONES DE POLÍMERO ENTRECruzADO O RETICULADO

Varias compañías ofrecen píldoras de inyección de presión de polímero entrecruzado además de las inyecciones de arcilla organofílica y las inyecciones de alto filtrado diseñadas para las aplicaciones de pérdida de circulación. FORM-A-SET™ de M-I es una lechada de polímero entrecruzado y LCM.

Estas píldoras se componen generalmente de una mezcla de polímeros y materiales de pérdida de circulación que se entrecruzan con la temperatura y el tiempo para formar una consistencia maleable gomosa y esponjosa, la cual elimina eficazmente el filtrado al sellar las fracturas y las formaciones fisuradas. Estas píldoras también pueden ser usadas para impedir el flujo de agua y consolidar las gravas sueltas.

Según el fabricante, el producto puede ser suministrado en un saco de aditivo que contiene los polímeros y los materiales de pérdida de circulación o en sacos individuales para cada componente. La mayoría ofrecen un retardador y un acelerador. En la mayoría de los casos, el retardador será necesario para demorar el entrecruzamiento prematuro hasta que la lechada pueda ser colocada frente a la pérdida de zona.

Las píldoras pueden ser densificadas con M-I BAR® o FER-OX®, si es necesario para el control del pozo. Según el fabricante y el producto específico, los materiales pueden generalmente ser mezclados en agua salada hasta el punto de saturación, pero no pueden

Estas píldoras también pueden ser usadas para impedir el flujo de agua y consolidar las gravas sueltas.

ser usados con salmueras a base de calcio. La sal actúa generalmente como retardador para el mecanismo de entrecruzamiento. Pueden usarse con sistemas no acuosos (base aceite), mediante la incorporación de espaciadores mientras que las lechadas son mezcladas en agua. Las recomendaciones de los fabricantes deberían ser estrictamente observadas, debido a las diferencias que existen en los mecanismos de entrecruzamiento y las limitaciones de los productos.

Después de mezclar de conformidad con las recomendaciones de los fabricantes individuales, la píldora será colocada de manera similar a las otras píldoras de pérdida de circulación. Bombear la lechada hasta la tubería de perforación y desplazar la lechada a partir de la barrena, sacar la tubería e inyectar la píldora.

Se recomienda realizar pruebas piloto para determinar la concentración correcta de retardador o acelerador que debe ser usada. Típicamente, las píldoras alcanzarán su consistencia a 115°F (46°C) en

aproximadamente 60 minutos, sin usar ningún retardador o acelerador. El entrecruzamiento es más rápido a temperaturas mayores. Por lo tanto, en la mayoría de las situaciones, será necesario usar un retardador. Reiteramos que las recomendaciones de los fabricantes deben ser consultadas para evitar el endurecimiento prematuro de la píldora.

PERFORACIÓN CIEGA/CON LODO AIREADO

Realizar la perforación ciega o con lodo aireado y colocar la tubería. Usar esta técnica contra pérdidas totales graves. En el caso de zonas de pérdida muy graves, como las grandes cavernas (con o sin movimiento de agua) o las zonas largas de fisuras o fracturas reticuladas (500 a 1.000 pies), la perforación ciega o con lodo aireado a través de todas las zonas de pérdida, seguida por la colocación de la tubería, constituye muchas veces la única técnica eficaz.

Técnicas para Tratar la Pérdida de Circulación en Lodos Base Aceite

Los fluidos base agua tienen típicamente una pérdida “instantánea” de fluidos más alta, causando la formación casi instantánea de un revoque...

Aunque la presión necesaria para iniciar una fracturación hidráulica de la formación no debería diferir entre los lodos base agua y los lodos base aceite, la diferencia es considerable una vez que las fracturas se han formado. Los fluidos base agua tienen típicamente una pérdida “instantánea” de fluidos más alta, causando la formación casi instantánea de un revoque que contribuye a la obturación de la formación en las formaciones permeables.

Los fluidos base aceite no demuestran las mismas características. Una vez que una fractura ha sido iniciada por un fluido base aceite, la presión necesaria para propagar la fractura es mucho más baja en comparación. Esto es acrecentado por la falta de pérdida de presión importante a través del revoque de la mayoría de los fluidos base aceite. Esto facilita la transmisión de los cambios de presión del pozo a la

formación, propagando aún más la fractura. Los estudios han demostrado que la presión requerida para volver a abrir una fractura también es más baja cuando se usa un fluido base aceite. Otra complicación aparece cuando el material de pérdida de circulación usado contribuye a la apertura de la fractura.

Como se mencionó anteriormente, será necesario tomar en cuenta las propiedades que se dan exclusivamente en los lodos base aceite para impedir la pérdida de circulación. Las propiedades más importantes y sus efectos son los siguientes:

- Diferencias de las propiedades de flujo causadas por la temperatura. Después de un viaje de la barrena, puede que sea necesario operar con un caudal reducido hasta que se termine un ciclo completo en el pozo. Esto permite que el lodo se caliente hasta alcanzar la temperatura y la viscosidad normal de circulación, evitando densidades

...estos materiales aumentan la densidad equivalente de circulación.

equivalentes de circulación innecesariamente altas. Diferencias de presión de bombeo mayores que 100 psi suelen ocurrir en los fluidos más pesados a medida que el fluido se calienta.

- Debido a la mayor expansión del fluido en comparación con los fluidos base agua, el peso de lodo medido aumentará frecuentemente cuando el fluido se enfría en la superficie, como suele ocurrir durante un viaje. Nuevamente, estas diferencias son ampliadas cuando el peso del lodo aumenta. Por este motivo, la temperatura a la cual se pesa el lodo siempre debe ser registrada. Se debe resistir la tentación de reducir el peso del lodo en los tanques durante un viaje, a menos que los pesos fueran tomados a la misma temperatura.

INCORPORACIÓN DE MATERIAL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL SISTEMA

No se recomienda incorporar grandes concentraciones de materiales de pérdida de circulación en el sistema entero ya que estos materiales aumentan la densidad equivalente de circulación. Esto suele agravar el problema de pérdida de circulación, en vez de resolverlo. Sin embargo, en algunos casos, las pérdidas por infiltración pueden ser eliminadas temporalmente o minimizadas cuando el sistema contiene pequeñas concentraciones de materiales de pérdida de circulación. Los materiales y

las concentraciones que se recomiendan son los siguientes:

Usar 2 a 6 lb/bbl de M-I-X™ II y/o 2 a 5 lb/bbl de LO-WATE (carbonato de calcio). Pequeñas concentraciones de NUT PLUG (1 a 10 lb/bbl) también pueden ser usadas. Otros materiales de pérdida de circulación tienden a causar la humectación por agua y la pérdida de la estabilidad eléctrica. Si las circunstancias requieren el uso de estos otros materiales, el sistema debería ser monitoreado para determinar los efectos de estos materiales y realizar el tratamiento correspondiente. El pretratamiento con un agente humectante (VERSAWET®) puede minimizar estos efectos en algunos casos.

Inyecciones de lodo base aceite.

Estas inyecciones han resultado ser el método más eficaz para sellar una zona de pérdida. Estas inyecciones deberían constar de un volumen suficiente para llenar como mínimo el pozo a 50 pies por encima y por debajo de la zona de pérdida. Las siguientes inyecciones han sido las más eficaces para sellar las zonas de pérdida cuando se usan lodos base aceite.

INYECCIÓN DE PRESIÓN DE TIERRA DIATOMÁCEA (DIASEAL M)/ACEITE DIESEL

1. La tabla proporcionada a continuación debería ser usada para mezclar una lechada de tierra diatomácea (Diaséal M). Después de mezclar la lechada, añadir 5 lb/bbl

Densidad (lb/gal)	Diaséal M		M-I BAR		Aceite diesel		VERSAWET	
	lb	sacos	lb	sacos	gal	bbl	gal	lb
8	44,0	1,100	20	0,20	38,92	0,926	0,140	1,00
9	41,2	1,030	73	0,73	37,58	0,895	0,210	1,50
10	38,5	0,963	128	1,28	36,18	0,861	0,250	1,75
11	35,7	0,893	181	1,81	34,85	0,829	0,250	1,75
12	32,9	0,823	237	2,37	33,43	0,796	0,250	1,75
13	30,0	0,750	291	2,91	32,06	0,763	0,250	1,75
14	27,2	0,680	346	3,46	30,67	0,730	0,250	1,75
15	24,5	0,613	400	4,00	29,30	0,698	0,285	2,00
16	21,8	0,545	454	4,54	27,93	0,665	0,285	2,00
17	18,9	0,473	509	5,09	26,55	0,632	0,357	2,50
18	17,0	0,425	563	5,63	25,13	0,598	0,428	3,00

Formulaciones para preparar un barril de lechada Diaséal M densificada en aceite diesel.

de mica fina, 5 lb/bbl de Nut Plug mediano, 5 lb/bbl de M-I-X II y 5 lb/bbl de carbonato de calcio (LO-WATE). Estas concentraciones pueden ser modificadas según la geometría de la columna de perforación.

2. Colocar la barrena en la parte superior o frente a la zona de pérdida. Desplazar la lechada hasta el final de la tubería de perforación.
3. Cerrar los arietes. Inyectar lentamente (presión máxima de 50 psi) el material dentro de la zona de pérdida a una velocidad de 1 bbl/min. Mantener la presión de inyección durante 4 a 8 horas, o hasta que se disipe. Medir la presión de inyección sobre el espacio anular, usando un manómetro de 0 a 300 psi.

Para evitar la fracturación de otras zonas, deberían usarse presiones seguras de inyección más altas que la presión hidrostática del lodo. Por ejemplo:

Profundidad (pies)	Presión de Inyección (psi)
0 - 1.000	0 - 200
1.000 - 5.000	100 - 500
5.000 y más profundo	500

OBSERVACIÓN: La presión superficial más la presión de la columna de lodo nunca debería exceder la presión de sobrecarga (1 psi/pie).

INYECCIÓN DE PRESIÓN DE CARBONATO DE CALCIO/M-I-X II

1. El lodo del sistema activo puede ser usado como base para esta lechada. Añadir 5 a 25 lb/bbl de mica fina, 5 a 25 lb/bbl de NUT PLUG mediano, 10 lb/bbl de carbonato de calcio (LO-WATE) y 10 lb/bbl de M-I-X II al lodo base. La cantidad de material mezclado en el tanque dependerá de varias condiciones.
 - a. El peso actual del lodo. Cuando la

densidad del fluido aumenta, la cantidad de material de pérdida de circulación que se puede añadir y que puede mantener un fluido bombeable disminuye.

- b. Restricciones en la columna de perforación. El tamaño de las toberas de la barrena, las restricciones internas de la herramienta de MWD, los motores y otras herramientas afectan las concentraciones admisibles de material de pérdida de circulación.
- c. Averiguar siempre si las bombas o las unidades de bombeo están equipadas con mallas en la succión. Si es así, puede que sea necesario retirar las mallas antes de bombear la píldora.
2. Colocar la barrena en la parte superior o frente a la zona de pérdida. Desplazar la lechada hasta el final de la tubería de perforación.
3. Cerrar los arietes. Inyectar lentamente (presión máxima de 50 psi) el material dentro de la zona de pérdida a una velocidad de 1 bbl/min. Mantener la presión de inyección durante 4 a 8 horas, o hasta que se disipe. Medir la presión de inyección sobre el espacio anular, usando un manómetro de 0 a 300 psi.

Para evitar la fracturación de otras zonas, deberían usarse presiones seguras de inyección más altas que la presión hidrostática del lodo.

Por ejemplo:

Profundidad (pies)	Presión de Inyección (psi)
0 - 1.000	0 - 200
1.000 - 5.000	100 - 500
5.000 y más profundo	500

OBSERVACIÓN: La presión superficial más la presión de la columna de lodo nunca debería exceder la presión de sobrecarga (1 psi/pie).

INYECCIÓN DE PRESIÓN DE ARCILLA ORGANOFÍLICA PARA LOS LODOS BASE ACEITE

1. Si es posible, perforar sin retornos a través de toda la zona de pérdida de circulación.
2. Salir del pozo. Medir el nivel de lodo estático de la manera descrita anteriormente.
3. Localizar la zona de pérdida, usando una de las técnicas apropiadas descritas anteriormente.
4. Después de haber localizado el intervalo de pérdida, colocar la parte inferior de la unión substituta mezcladora a 50 pies encima de dicho intervalo. Aplicar una presión de inyección máxima.
5. Bombear un volumen amortiguador de 10 bbl de agua delante de la lechada.
6. Mezclar 1/2 lb/bbl de polímero XCD® y 250 lb/bbl de VG-69 en agua hasta obtener el volumen deseado de lechada.
7. Desplazar la lechada dentro de la tubería de perforación y seguir con 10 bbl de agua.
8. Comenzar a bombear lodo base aceite dentro del espacio anular cuando el volumen amortiguador de 10 bbl de agua llega a la unión substituta mezcladora. Cerrar los arietes. Controlar las velocidades de bombeo de manera que la relación de volumen de lechada a volumen de lodo base aceite sea 2:1. En general, las velocidades de bombeo de 4 bbl/min en la tubería de perforación y 2 bbl/min en el espacio anular serán satisfactorias con una tubería de perforación de 4 1/2 pulg. en pozos de 7 7/8 pulg. y pozos más grandes.
9. Desplazar la mitad de la lechada dentro de la formación a esta rápida velocidad de bombeo. Ocasionalmente se puede reciprocarse lentamente la tubería de perforación para determinar si la lechada está subiendo por el espacio anular. Si el indicador de peso indica cualquier aumento del arrastre, desconectar y levantar la tubería hasta que quede libre. Realizar las conexiones y seguir desplazando. No hay ninguna necesidad de preocuparse por los cortos periodos de parada, ya que no se impone ningún límite sobre el

tiempo de bombeo de la lechada dentro de la tubería.

10. Desplazar la siguiente cuarta parte del volumen de lechada y lodo a la mitad de la velocidad usada en el Paso 9.
11. Desplazar la cuarta parte restante del volumen de lechada a la mitad de las velocidades usadas en el Paso 10. Si el pozo se llena, lo cual será indicado por la presión en el espacio anular, tratar (mediante una inyección de presión intermitente) de aumentar la presión usando velocidades de 1 bbl/min dentro de la tubería de perforación, y 0,5 bbl/min dentro del espacio anular. *OBSERVACIÓN: Un barril de lechada debería quedar dentro de la tubería de perforación al terminar la inyección de presión. No realizar la circulación inversa porque el lodo hará contacto con la lechada y se gelificará dentro de la tubería de perforación.*
12. Cuando el pozo no puede llenarse, un empaque debería ser colocado al fondo de la tubería de revestimiento. El desplazamiento del lodo base aceite y de las lechadas dentro de la tubería de perforación debería ser realizado alternando cargas de 20 bbl de lechada con cargas de 5 bbl de lodo base aceite, usando un espaciador de 1 o 2 bbl de aceite entre las lechadas.
13. Después de la inyección de presión de cemento, salir del pozo y esperar como mínimo 8 horas para que el cemento fragüe antes de perforar la zapata. Si el primer intento es infructuoso, repetir el procedimiento después de esperar el fraguado del cemento durante 8 horas.

PRECAUCIONES

Evitar la contaminación de la lechada con lodo base aceite o agua en las líneas de succión y las bombas. Los siguientes pasos minimizarán la posibilidad de contaminación.

1. Purgar todo el lodo base aceite de todas las bombas, líneas y tanques antes de realizar la mezcla.
2. Usar agua para limpiar completamente las bombas, líneas e instalaciones de mezcla antes de realizar la mezcla.

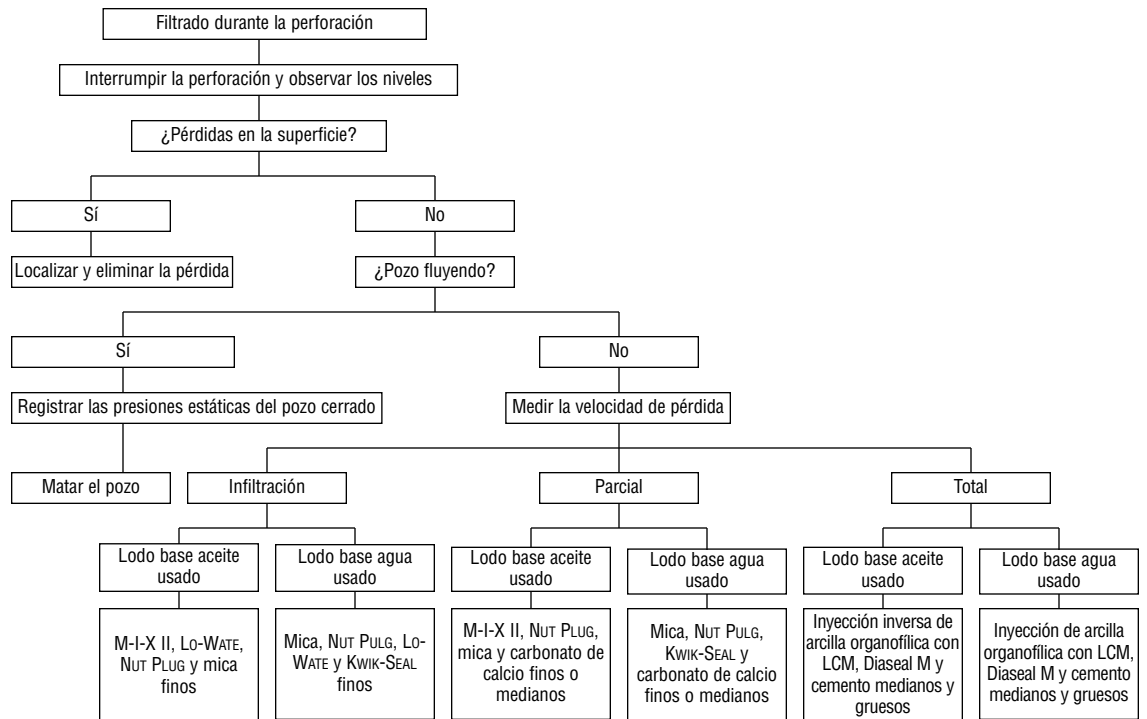


Diagrama de Flujo 1: Filtrado durante la perforación.

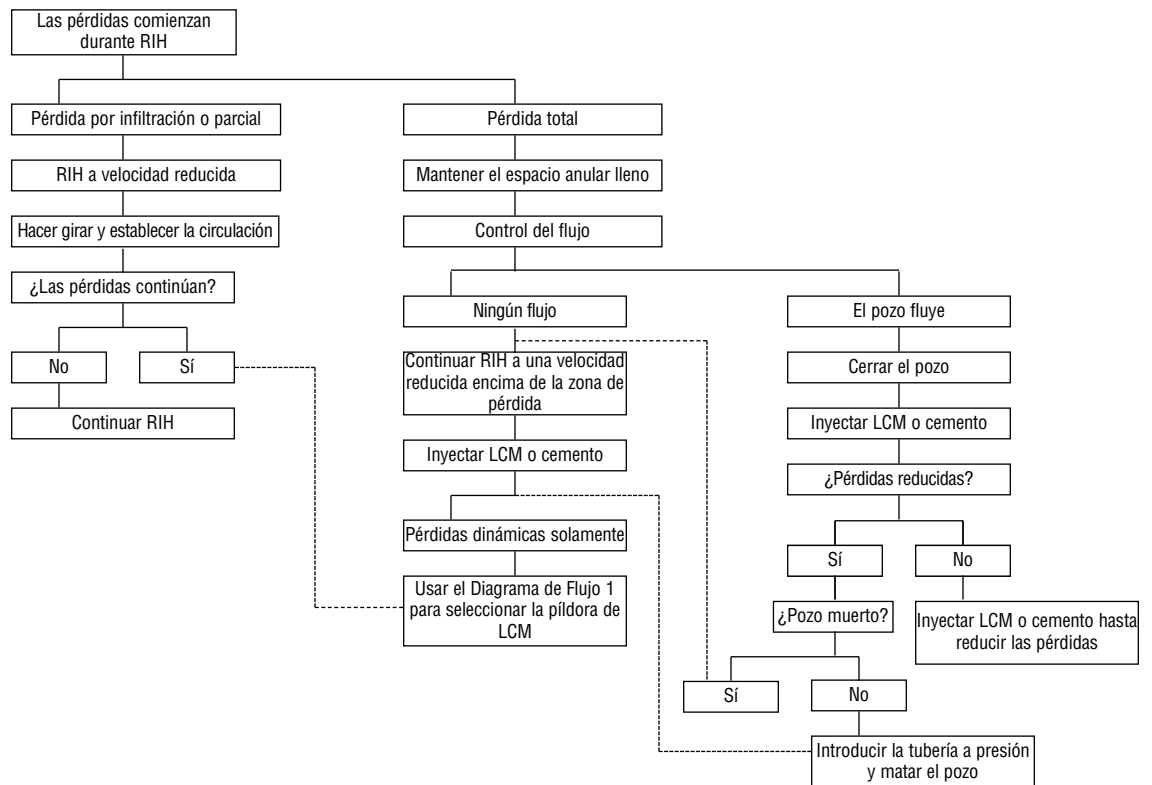


Diagrama de Flujo 2: Las pérdidas comienzan durante RIH.

La pega de tubería representa uno de los problemas de perforación más comunes y más graves.

La probabilidad de que la tubería pegada sea liberada con éxito disminuye rápidamente con el tiempo.

Introducción

La pega de tubería representa uno de los problemas de perforación más comunes y más graves. La gravedad del problema puede variar de una inconveniencia menor que puede causar un ligero aumento de los costos, a complicaciones graves que pueden tener resultados considerablemente negativos, tal como la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo. Un gran porcentaje de casos de pega de tubería terminan exigiendo que se desvíe el pozo alrededor de la pega de tubería, llamada *pescado*, y que se perfore de nuevo el intervalo. La prevención y la corrección de los problemas de pega de tubería dependen de la causa del problema. Por lo tanto, para evitar y corregir eficazmente los problemas de pega de tubería, es importante entender las diferentes causas y síntomas, de manera que las medidas preventivas y los tratamientos apropiados puedan ser aplicados.

Si la tubería se pega, será necesario hacer todo lo posible para liberarla rápidamente. La probabilidad de que la pega de tubería sea liberada con éxito disminuye rápidamente con el tiempo. Es crítico que la causa más probable de un problema de pegadura sea identificado rápidamente, ya que cada causa debe ser corregida con diferentes medidas. Un problema de pegadura podría ser agravado fácilmente por una reacción inapropiada. Una evaluación de los sucesos que resultaron en la pegadura de la tubería indica frecuentemente la causa más probable y puede llevar a medidas correctivas apropiadas.

En general, la tubería se pega *mecánicamente o por presión diferencial*. La pegadura mecánica es causada por una obstrucción o restricción física. La pegadura por presión diferencial es

causada por las fuerzas de presión diferencial de una columna de lodo sobrelanceada que actúan sobre la columna de perforación contra un revoque depositado en una formación permeable. La pegadura mecánica ocurre generalmente durante el movimiento de la columna de perforación. También es indicada por la circulación bloqueada. Sin embargo, ocasionalmente se puede observar una cantidad limitada de movimiento ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, incluso cuando la tubería está pegada mecánicamente. La pegadura por presión diferencial ocurre generalmente cuando la tubería está estacionaria, tal como cuando se hacen las conexiones o cuando se realiza un registro. Está indicada por la circulación completa y la ausencia de movimiento ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, con la excepción del estiramiento y torque de la tubería.

La pega mecánica de la tubería puede ser clasificada en dos categorías principales:

1. Empaquetamiento del pozo y puentes.
2. Perturbaciones de la geometría del pozo

Los empaquetamientos y los puentes son causados por:

- Recortes depositados
- Inestabilidad de la lutita
- Formaciones no consolidadas
- Cemento o basura en el pozo

Las perturbaciones de la geometría del pozo son causadas por:

- Ojos de llave
- Pozo por debajo del calibre
- Conjunto de perforación rígido
- Formaciones móviles
- Bordes y patas de perro
- Roturas de la tubería de revestimiento

La pega de tubería por presión diferencial suele ser causada por una de las siguientes causas/condiciones de alto riesgo:

- Altas presiones de sobrelance
- Revoques gruesos
- Lodos con alto contenido de sólidos
- Lodos de alta densidad

Referirse a la "Hoja de Trabajo: Liberación de la Tubería Pegada" y a las tablas de causas, indicaciones y medidas preventivas de pega de tubería – incluidas al final de este capítulo. Refiérase a éstas al revisar el material.

Si los recortes no son retirados del pozo, se acumulan en éste...

Pega Mecánica

EMPAQUETAMIENTO DEL POZO Y PUENTES

Recortes depositados. Si los recortes no son retirados del pozo, se acumulan en éste, causando el empaquetamiento del pozo, generalmente alrededor del Conjunto de Fondo (BHA), y la pegadura de la columna de perforación (ver la Figura 1). Este problema ocurre frecuentemente en las secciones agrandadas, donde las velocidades anulares son más bajas. En los pozos desviados, los recortes se acumulan en la parte baja del pozo y pueden caer dentro del pozo, causando el empaquetamiento.

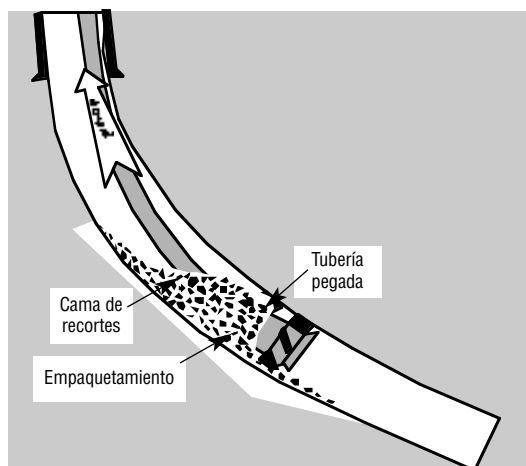
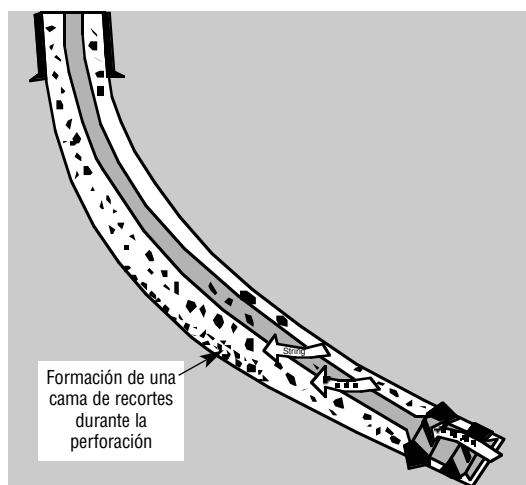


Figura 1: Recortes depositados (según Amoco TRUE®).

Las causas de la remoción inadecuada de los recortes del pozo son:

- Perforación a Velocidades de Penetración (ROP) excesivas para una velocidad de circulación determinada. Esto genera más recortes de los que pueden ser circulados mecánicamente a partir del espacio anular.
- Hidráulica anular inadecuada.
- Falta de suspensión y transporte de los recortes hacia la superficie con una reología de lodo adecuada.
- Trayectorias de pozo muy desviadas. Los pozos de alto ángulo son más difíciles de limpiar, ya que los sólidos perforados tienden a caer en la parte baja del pozo. Esto resulta en la formación de camas de recortes que son difíciles de eliminar.
- Desprendimiento y obturación de la formación alrededor de la columna de perforación.
- Circulación insuficiente para limpiar el pozo antes de sacar la tubería o de realizar conexiones. Cuando se interrumpe la circulación, los recortes pueden depositarse alrededor del BHA y obturar el pozo, causando la pegadura de la tubería.
- Perforación ciega (sin retornos de lodo) y barrido periódico inadecuado del pozo con un lodo viscoso.
- Perforación involuntaria sin circulación

Las principales advertencias e indicaciones de la sedimentación de los recortes son:

- Relleno en el fondo después de realizar las conexiones y los viajes
- La cantidad de retornos que regresa a las zarandas es pequeña en relación con la velocidad de perforación y el tamaño del pozo.
- Aumento del torque, arrastre y presión de bombeo.
- Sobre-tensión en las conexiones y durante el retiro de la tubería.
- Aumento de la cantidad de Sólidos de Baja Gravedad Específica (LGS) y posible aumento del peso y/o viscosidad del lodo.

La perforación a través de lutita reactiva es indicada principalmente por aumentos de la viscosidad de embudo, del punto cedente, de los esfuerzos de gel...

Las medidas preventivas para minimizar la posibilidad de sedimentación de recortes son:

- Mantener la reología apropiada del lodo de conformidad con el tamaño del pozo, la ROP y la inclinación del pozo.
- En los pozos casi verticales, barrer el pozo con lodo de alta viscosidad. En los pozos muy desviados, barrer con píldoras de baja viscosidad/alta viscosidad. Circular siempre hasta que las píldoras de barrido regresen a la superficie y que las zarandas estén limpias.
- Usar una hidráulica optimizada que sea compatible con el tamaño respectivo del pozo, la inclinación y la ROP. Velocidades de circulación más altas siempre proporcionan una mejor limpieza del pozo.
- Controlar la perforación en situaciones de alta ROP o de limpieza insuficiente del pozo.
- Usar una rotación agresiva de la columna de perforación para mejorar la limpieza del pozo.
- Realizar un viaje del limpiador después de todas las corridas largas del motor de fondo.
- Usar el movimiento de la columna de perforación (rotación y movimiento alternativo) durante la circulación a la velocidad máxima, para perturbar las camas de recortes e incorporarlas de nuevo dentro del flujo.

Inestabilidad de la lutita. Las lutitas inestables pueden causar la obturación y pegadura cuando caen dentro del pozo. Pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

- **Lutitas reactivas.** Éstas son lutitas sensibles al agua, perforadas con

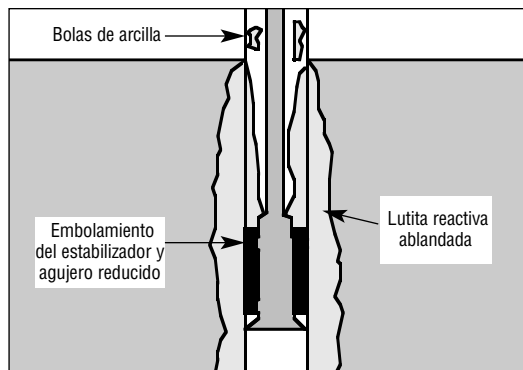


Figura 2: Formación reactiva (según Shell UK).

insuficiente inhibición. Las lutitas absorben agua, se someten a esfuerzo y se desconchan dentro del pozo (ver la Figura 2).

La perforación a través de lutita reactiva es indicada principalmente por aumentos de la viscosidad de embudo, del punto cedente, de los esfuerzos de gel, de la Prueba de Azul de Metileno (MBT) y posiblemente del peso del lodo. Esto se reflejará en los aumentos de torque, arrastre y presión de bombeo.

- **Lutitas presurizadas.** Estas lutitas están presurizadas y sometidas a esfuerzos mecánicos por diferentes factores, incluyendo el peso de la sobrecarga, los esfuerzos *in-situ*, el ángulo de los planos de estratificación y los esfuerzos tectónicos. Cuando son perforadas con un peso de lodo insuficiente, estas lutitas se desprenden dentro del pozo (ver la Figura 3).

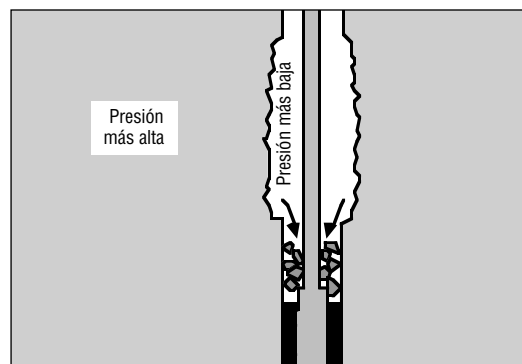


Figura 3: Formaciones presurizadas.

- **Formaciones fracturadas y falladas.** Éstas son formaciones frágiles que son mecánicamente incompetentes. Son especialmente inestables cuando los planos de estratificación se inclinan hacia abajo con altos ángulos (ver la Figura 4).

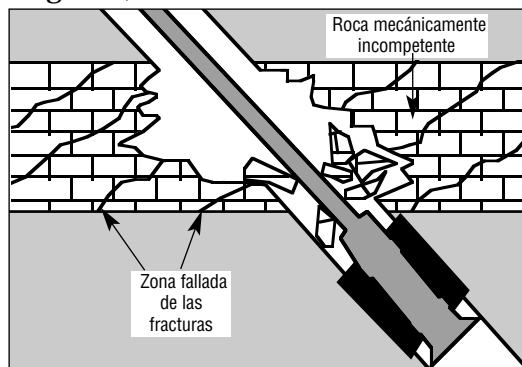


Figura 4: Formaciones fracturadas y falladas (según Shell UK).

El control de la inestabilidad de la formación debería comenzar durante la fase de planificación...

...será necesario mantener las propiedades adecuadas del lodo para asegurar la buena limpieza del pozo.

Se encontrarán grandes cantidades de lutita astillosa o blocosa cuando las lutitas presurizadas son perforadas con un desbalance de presiones o cuando las formaciones fracturadas se desprenden. La presión de bombeo, el torque y el arrastre aumentarán cuando el pozo está sobrecargado de lutita derrumbada.

El control de la inestabilidad de la formación debería comenzar durante la fase de planificación del pozo. Un sistema de lodo inhibido, adaptado a la formación con el peso de lodo apropiado, minimizará la inestabilidad de la lutita. Para balancear los esfuerzos mecánicos, los pozos muy desviados requieren pesos de lodo más altos que los pozos verticales. Aunque la prioridad absoluta del diseño de la tubería de revestimiento sea asegurar que el pozo pueda ser perforado de manera segura, las profundidades de las zapatas de la tubería de revestimiento deben ser ajustadas para que las formaciones problemáticas puedan ser revestidas.

Está de más decir que será necesario mantener las propiedades adecuadas del lodo para asegurar la buena limpieza del pozo. Si se detecta el derrumbe de la formación, responder *inmediatamente*:

1. Interrumpir la perforación.
2. Barrer el pozo con lodo viscoso.
3. Aumentar la viscosidad para mejorar la capacidad de transporte.
4. Aumentar el peso del lodo, cuando sea aplicable.
5. Implementar prácticas de perforación para mejorar el transporte de los recortes y reducir la posibilidad de pegadura de la tubería.

Formaciones no consolidadas. Este problema afecta las formaciones que no pueden ser soportadas por el sobrebalance hidrostático solo. Por ejemplo, la arena y la gravilla no consolidadas caen frecuentemente dentro del pozo y obturan alrededor de la columna de perforación. Problemas también ocurren si el revoque depositado sobre la arena floja no es suficiente para impedir que ésta “fluya” dentro del pozo y obture la columna de perforación (ver la Figura 5).

En general, estos tipos de

formaciones se encuentran en niveles poco profundos o durante la perforación de las zonas de producción. El torque, el arrastre y el relleno sobre las conexiones son

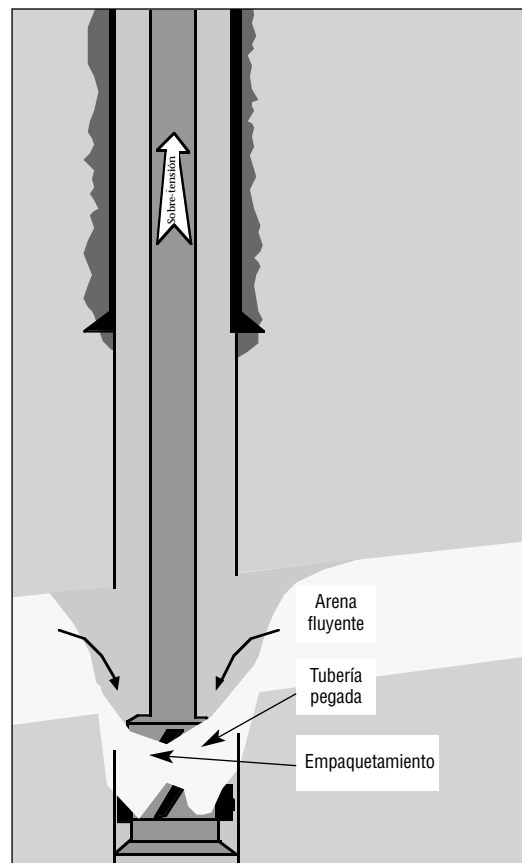


Figura 5: Formación no consolidada (según Amoco TRUE).

indicios comunes de estos problemas. Los equipos de control de sólidos estarán sobrecargados de cantidades de sólidos que no corresponden a la ROP.

Para perforar estas formaciones, el lodo debería proporcionar un revoque de buena calidad para ayudar a consolidar la formación, de manera que la presión hidrostática pueda “empujar contra”, y estabilizar la formación. Los tratamientos con material de pérdida por infiltración, tal como la fibra M-I-X™ II, ayudarán a sellar estas formaciones y proporcionarán una base para el revoque. Para minimizar la erosión, evitar caudales excesivos y cualquier ensanchamiento innecesario o la circulación con el BHA frente a las formaciones no consolidadas. El pozo debe ser barrido con píldoras de gel viscoso para asegurar la buena limpieza del pozo y la formación del revoque.

Cuando bloques de cemento o basura caen dentro del pozo, éstos pueden actuar como una cuña y bloquear la columna de perforación.

Cemento o basura en el pozo.

Cuando bloques de cemento o basura caen dentro del pozo, éstos pueden actuar como una cuña y bloquear la columna de perforación. Esto puede ocurrir cuando el cemento pierde su estabilidad alrededor de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento o ser causado por tapones de pozo abierto y tapones de desvío (ver la Figura 6).

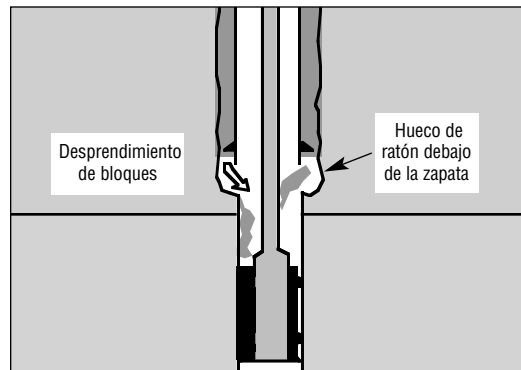


Figura 6: Bloques de cemento (según Shell UK).

Otro tipo de obturación con el cemento puede ocurrir cuando se intenta establecer la circulación con el BHA sumergido en cemento blando. La presión de bombeo puede causar el fraguado “instantáneo” del cemento y pegar la columna de perforación (ver la Figura 7).

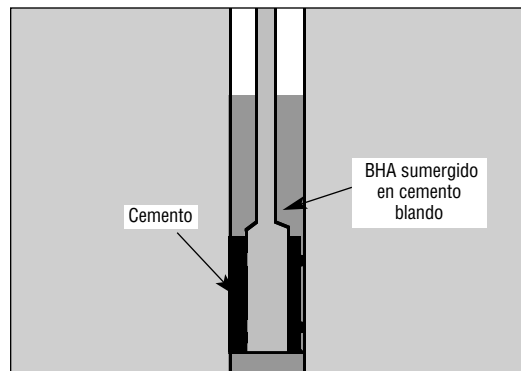


Figura 7: Cemento blando (según Shell UK).

Basura metálica puede caer del piso del equipo de perforación o de la rotura del equipo de fondo o de trozos de materiales tubulares y equipos desbastados (ver la Figura 8).

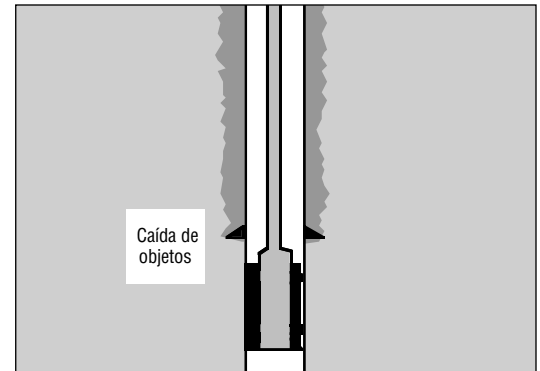


Figura 8: Basura (según Shell UK).

Algunas de las medidas preventivas para minimizar la basura en el pozo son:

- Limitar el hueco de ratón de la tubería de revestimiento para minimizar la fuente de bloques de cemento.
- Dejar suficiente tiempo para el fraguado del cemento antes de salir perforando.
- Mantener una distancia suficiente entre los pozos de referencia.
- Comenzar lavando por lo menos dos haces de tubería en pie antes del tope teórico de cementación.
- Sacar dos haces de tubería en pie antes de tratar de establecer la circulación, si se observa algún peso de asentamiento al meter la tubería dentro del pozo después de una operación de cementación.
- Controlar la perforación al limpiar saliendo del cemento blando.
- Mantener el pozo cubierto cuando la columna de perforación está fuera del pozo.
- Mantener el equipo del piso de perforación en buenas condiciones de operación.

...cuanto más grande sea el cambio de ángulo o de dirección del pozo, más alto será el riesgo de pega mecánica de la tubería.

GEOMETRÍA DEL POZO

Otra categoría de pegadura mecánica de la tubería está relacionada con la geometría del pozo. El diámetro y/o ángulo del pozo en relación con la geometría y rigidez del BHA no permitirá el paso de la columna de perforación. En general, cuanto más grande sea el cambio de ángulo o de dirección del pozo, más alto será el riesgo de pegadura mecánica de la tubería. Los pozos en forma de "S" son aún peores y aumentan el riesgo de pegadura de la tubería debido a los aumentos de fricción y arrastre.

Los principales tipos de perturbación de la geometría del pozo son:

Asentamientos ojo de llave. Los ojos de llave se forman cuando la columna de perforación roza contra la formación en la parte interior de una pata de perro. La tensión mantiene la columna de perforación contra el pozo mientras que la rotación y el movimiento de la tubería forman una ranura en el lado del pozo. Cuanto más largo sea el intervalo por debajo de la pata de perro y más marcada la pata de perro, más grande será la carga lateral y más rápido el desarrollo de un asentamiento ojo de llave (ver la Figura 9).

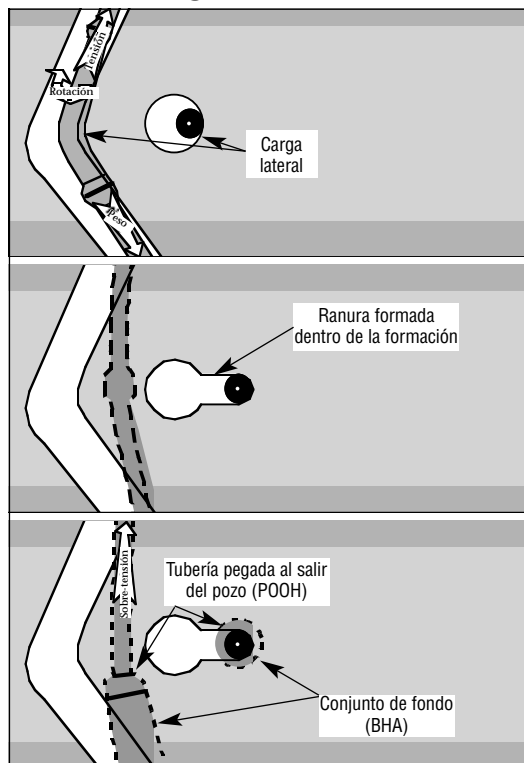


Figura 9: Asentamiento ojo de llave (según Amoco TRUE).

La pegadura en el ojo de llave ocurre cuando la tubería se atasca dentro de la estrecha ranura del ojo de llave al ser levantada. La pegadura en el ojo de llave ocurre solamente cuando se está moviendo la tubería. La tubería también puede ser pegada por presión diferencial después de pegarse en el ojo de llave. En general se puede liberar la tubería pegada en un ojo de llave golpeando hacia abajo, especialmente si la pegadura ocurrió durante el levantamiento de la tubería.

Pozo por debajo del calibre. Las secciones abrasivas del pozo no sólo desafilan las barrenas, sino que también reducen el calibre del pozo y los estabilizadores. Una corrida de la barrena demasiado profunda dentro de las formaciones abrasivas resulta en un pozo por debajo del calibre. La introducción de un conjunto de diámetro completo dentro de un pozo por debajo del calibre puede atascar y pegar la columna de perforación (ver la Figura 10).

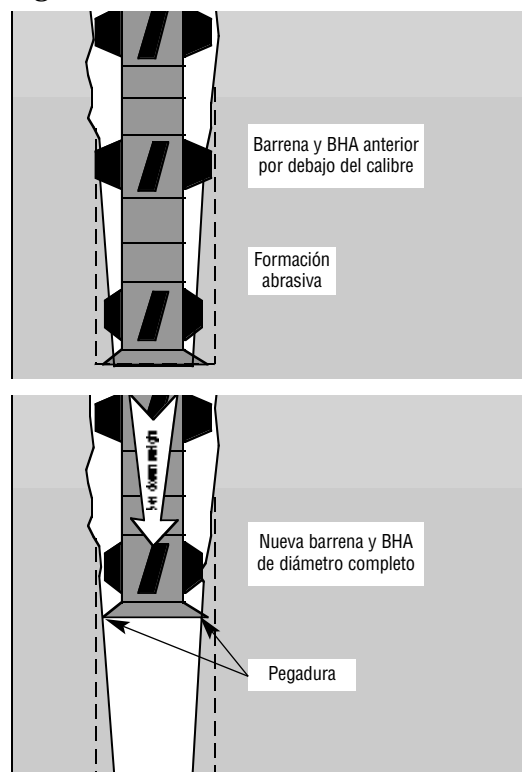


Figura 10: Pozo por debajo del calibre (según Amoco TRUE).

Conjunto rígido. Los pozos perforados con un BHA flexible parecen estar rectos cuando se saca la tubería, pero si se mete un BHA más rígido, el pozo recién perforado actuará como si fuera

Los BHA rígidos no pueden adaptarse a los grandes cambios de ángulo/dirección del pozo...

por debajo del calibre. Los conjuntos flexibles pueden “serpentear” alrededor de patas de perro que constituyen obstrucciones para los conjuntos rígidos. Los BHA rígidos no pueden adaptarse a los grandes cambios de ángulo/dirección del pozo y pueden atascarse (ver la Figura 11).

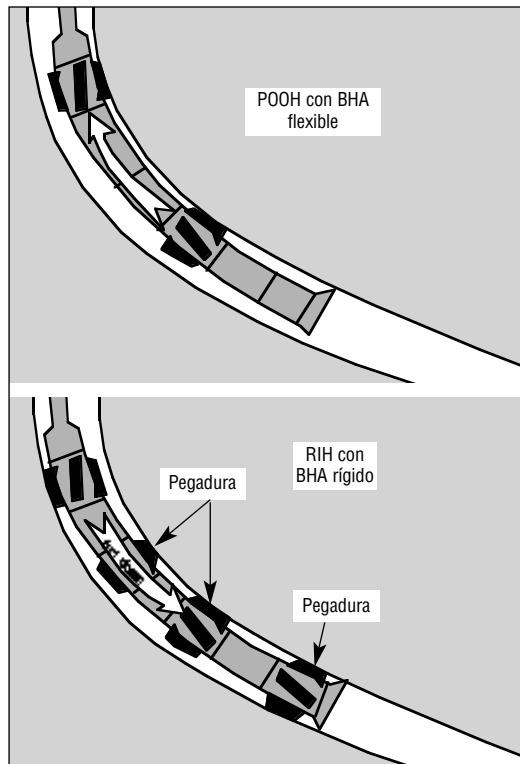


Figura 11: Conjunto rígido (según Amoco TRUE).

Las roturas relacionadas con la tubería de revestimiento pueden causar la pegadura de la columna de perforación.

Formación móvil. El peso de la sobrecarga o los esfuerzos tectónicos pueden apretar la sal plástica o la lutita blanda dentro del pozo, causando la pegadura o el atascamiento del BHA en el pozo por debajo del calibre. La magnitud de los esfuerzos – y por lo tanto la velocidad de movimiento – varía de una región a otra, pero es

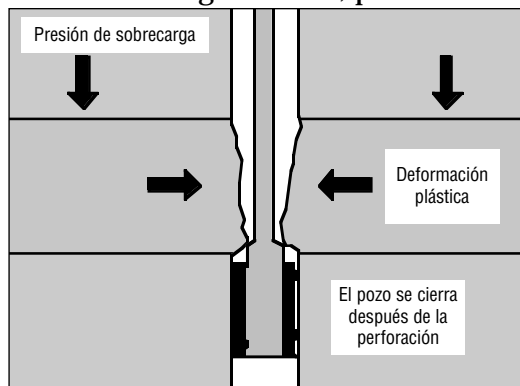


Figura 12: Formación móvil (según Shell UK).

generalmente más grande para las formaciones ubicadas por debajo de 6.500 pies (2.000 m) y para las formaciones de sal con temperaturas mayores que 250°F (121°C) (ver la Figura 12).

Bordes y micropatas de perro. Éstos son formados cuando se encuentran sucesivas formaciones duras/blandas interestratificadas. Las formaciones blandas se derrumban por varios motivos (por ej.: hidráulica excesiva, falta de inhibición), mientras que las rocas duras mantienen su calibre. Esta situación es agravada por formaciones buzantes y cambios frecuentes del ángulo y de la dirección. Las aletas del estabilizador pueden atascarse por debajo de los bordes durante el retiro o levantamiento de las conexiones (ver la Figura 13).

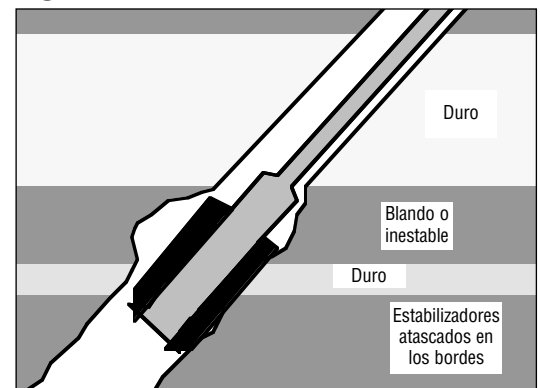


Figura 13: Bordes (según Shell UK).

Roturas de la tubería de revestimiento. Las roturas relacionadas con la tubería de revestimiento pueden causar la pegadura de la columna de perforación. La tubería de revestimiento puede colapsar cuando las presiones externas exceden la resistencia de la tubería de revestimiento. Esta situación suele ocurrir frente a las formaciones plásticas. Las formaciones de sal se vuelven cada vez más plásticas a medida que la presión y la temperatura aumentan, y están generalmente relacionadas con el colapso de la tubería de revestimiento.

Si la tubería de revestimiento no está cementada correctamente, la junta o las juntas inferiores pueden ser desenroscadas por la rotación de la columna de perforación. Si esto ocurre, la tubería de revestimiento ubicada por debajo de la conexión desenroscada puede colapsar y volcarse a un ángulo

en el pozo, enganchando la tubería de perforación (ver la Figura 8). Las buenas prácticas de introducción de la tubería de revestimiento (soldadura a puntos o adhesión química de los primeros portamechas) y una buena cementación minimizarán la probabilidad de que ocurra este problema.

Se recomiendan las siguientes prácticas para minimizar la pegadura causada por la geometría del pozo:

- Si se anticipa algún asentamiento ojo de llave, usar un escariador.
- Si se perforan formaciones abrasivas, usar estabilizadores y barrenas con superficies resistentes al desgaste con una capa protectora más gruesa.
- Calibrar tanto las antiguas como las nuevas barrenas y estabilizadores después de cada viaje.
- Ensanchar el último haz de tubería en pie o las tres últimas juntas hasta el fondo al realizar cada viaje.
- Optimizar el diseño y la rigidez del BHA.
- Prever una viaje de ensanchamiento si se introduce un BHA rígido y/o si se sospecha que hay algún problema relacionado con la geometría del pozo.
- Si se encuentra sal móvil, usar un sistema de lodo subsaturado para lavar la zona o usar un peso del lodo más

alto para estabilizarla.

- Perforar las secciones de sal con barrenas bicéntricas Compactas de Diamante Policristalino. Prever viajes regulares del limpiador para ensanchar las secciones de pozo abierto.
- Usar una tubería de revestimiento más resistente frente a las formaciones plásticas.
- Introducir un revestidor corto dentro de la tubería de revestimiento a través de todo el intervalo de sal para proporcionar una mayor resistencia.
- Perforar la sal con lodos base aceite o base sintético para mantener un pozo de calibre uniforme a través de la sal y proporcionar una mejor cementación con una distribución más uniforme de los esfuerzos impuestos sobre la tubería de revestimiento a través de la sal.
- Reducir la velocidad de descenso de la tubería antes de que el BHA alcance un desvío o una pata de perro.
- Minimizar la magnitud de la pata de perro y/o los cambios marcados y frecuentes de dirección del pozo.
- Evitar la circulación prolongada frente a las formaciones blandas para evitar el socavamiento del pozo y la formación de bordes.

Pega de Tubería por Presión Diferencial

Muchos casos de pega de tubería pueden ser atribuidos a la pegadura por presión diferencial...

La pegadura por presión diferencial se define como la pegadura de la tubería causada por las fuerzas de presión diferencial de una columna de lodo sobrealimentada que actúan sobre la columna de perforación contra un revoque depositado en una formación permeable. Muchos casos de pega de tubería pueden ser atribuidos a la pegadura por presión diferencial, la cual también puede ser llamada "pegadura de la pared". Esta pegadura ocurre generalmente cuando la tubería está estacionaria durante una conexión o la realización de un registro, y está indicada por la circulación completa y la ausencia de movimiento ascendente/descendente o libertad de movimiento rotatorio, con la excepción del estiramiento y torque de la tubería.

Dos condiciones deben existir para que la pegadura por presión diferencial ocurra:

- 1) La presión hidrostática del lodo debe exceder la presión de la formación adyacente.
- 2) Una formación permeable porosa debe existir.

La Figura 14 ilustra el mecanismo de pegadura por presión diferencial. En este ejemplo, la presión hidrostática del lodo es 500 psi más alta que la presión de la formación. En "A", los portamechas están centrados en el pozo y no están pegados. La presión hidrostática actúa igualmente en todas las direcciones. En "B" y "C", los portamechas hacen contacto con el revoque frente a una zona permeable y se pegan. Como se muestra en "C", la presión hidrostática ahora actúa a través de la zona de contacto entre el revoque y los portamechas. Esta presión mantiene firmemente a los portamechas contra la pared del pozo. El segmento sobre el cual actúa esta

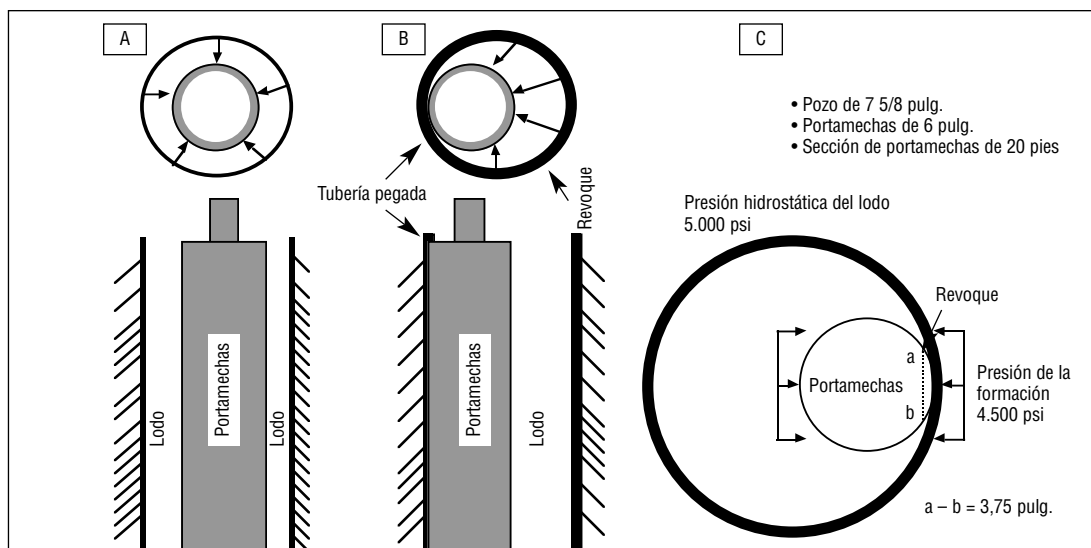


Figura 14: Mecanismo de la pegadura por presión diferencial.

fuerza está indicado por la línea de puntos trazada frente al portamechas, de "a" a "b". La distancia de "a" a "b" depende de la profundidad enclavada del portamechas/tubería dentro del revoque, así como del tamaño del pozo y del DE (diámetro exterior) de la tubería. La profundidad enclavada depende del espesor del revoque, el cual determina el área de contacto entre la tubería y el revoque. El espesor del revoque es determinado por la concentración de sólidos en el lodo y el filtrado. En este ejemplo, para cada pulgada cuadrada de área de contacto, hay una fuerza de confinamiento de 500 lb. Para una sección de 20 pies de portamechas de 6 pulgadas, dentro de un pozo de 7 5/8 pulgadas, que se ha empotrado 1/8 pulgada dentro del revoque ($a - b = 3,75 \text{ pulg.}$), la fuerza diferencial calculada es:

$$(500 \text{ psi}) (3,75 \text{ pulg.}) (20 \text{ pies}) (12 \text{ pulg./pies}) = 450.000 \text{ lb}$$

Para calcular la fuerza vertical necesaria para liberar la tubería, se multiplica esta fuerza por el coeficiente de fricción. El coeficiente de fricción está generalmente comprendido entre 0,2 y 0,35 en los lodos base agua, y 0,1 y 0,2 en los lodos base aceite o sintético. En este caso, la fuerza vertical necesaria para liberar la tubería es 45.000 lb con un coeficiente de fricción de 0,1, y 135.000 lb con un coeficiente de fricción de 0,3.

CAUSAS

Cuando la tubería se pega por presión

diferencial, las siguientes condiciones existen:

- La presión hidrostática del lodo excede la presión de la formación adyacente
- La formación es permeable (generalmente arenisca) en el punto donde la tubería está pegada. Esta combinación de presión diferencial y formación permeable resulta en la pérdida de filtrado hacia la formación y en la deposición de un revoque.

Cuando la tubería se pega por presión diferencial, casi siempre hay una circulación libre alrededor de la zona pegada (es decir que no hay ninguna obturación).

Cuando un revoque se forma sobre la formación, este revoque aumenta el área de contacto entre el pozo y la tubería de perforación. El exceso de sólidos perforados y el alto filtrado aumentan el espesor del revoque y el coeficiente de fricción, haciendo que sea más difícil golpear o tirar de la tubería de perforación para liberarla.

MEDIDAS PREVENTIVAS

Todas las condiciones relacionadas con la pega de tubería por presión diferencial no pueden ser eliminadas; sin embargo, la posibilidad de pegadura por presión diferencial puede ser reducida mediante la aplicación de buenas prácticas de perforación. Éstas incluyen las siguientes:

- Reducir la presión de sobrebalance

El exceso de sólidos perforados y el alto filtrado aumentan el espesor del revoque...

El espesor del revoque puede ser reducido disminuyendo la tasa de filtración y el contenido de sólidos perforados.

...es crítico que se determine... por qué la tubería está pegada.

manteniendo el peso del lodo al nivel más bajo permitido por las buenas prácticas de perforación. Los pesos de lodo excesivos aumentan la presión diferencial a través del revoque y aumentan el riesgo de pegadura de la tubería por presión diferencial.

- Reducir el área de contacto entre el pozo y la tubería usando la longitud más corta de portamechas necesarios para el peso requerido sobre la barrena. Reducir el área de contacto usando pequeños portamechas en espiral o cuadrados; usando estabilizadores; y usando tubería de perforación extrapesada para complementar el peso de los portamechas.
- Reducir el espesor del revoque. Los revoques gruesos aumentan el área de contacto entre la tubería y el costado del pozo, causando una reducción del diámetro del pozo. El área de contacto entre el pozo y la tubería puede ser disminuida reduciendo el espesor del revoque. El espesor del revoque puede ser reducido disminuyendo la tasa de filtración y el contenido de sólidos perforados.
- Mantener una baja tasa de filtración. Las tasas de filtración deberían ser monitoreadas con regularidad a las temperaturas y presiones diferenciales del fondo. El tratamiento del lodo debería estar basado en los resultados de estas pruebas, en lo que se refiere a las propiedades deseadas.
- Controlar la ROP excesiva para limitar la concentración de sólidos

perforados y el aumento del peso del lodo en el espacio anular. Esto afecta la presión diferencial y la composición del revoque.

- Minimizar el coeficiente de fricción del lodo manteniendo un revoque de buena calidad con bajo contenido de sólidos perforados y usando los lubricantes apropiados en cantidades suficientes.
- Mantener la tubería en movimiento cuando sea posible, y aplicar buenas prácticas de perforación para minimizar la pegadura por presión diferencial.
- Utilizar los martillos de perforación, cuando sea posible.
- Estar atento a las zonas depresionadas, donde la pegadura por presión diferencial ocurre frecuentemente. El peso de lodo usado para perforar estas zonas debe ser suficiente para balancear el gradiente de presión normal del pozo abierto. La diferencia de presión entre las zonas de presión normal o anormal expuestas en el pozo y la presión de la zona depresionada puede ser de varios miles de libras por pulgada cuadrada. Los materiales de pérdida por infiltración como el asfalto, la gilsonita, la fibra M-I-X™ II y los agentes puenteantes como el carbonato de calcio de granulometría determinada han sido usados con éxito para perforar zonas depresionadas con altas presiones diferenciales. Las zonas depresionadas deberían ser aisladas con la tubería de revestimiento cada vez que sea posible.

Situaciones Comunes de Pega de Tubería

En general, la tubería pegada puede ser liberada. Sin embargo, es crítico que se determine antes por qué la tubería está pegada.

Algunas de las situaciones más comunes de pega de tubería, además de los métodos más comunes para liberarla, están descritas a continuación:

1. La tubería se pega al ser introducida en el pozo, **antes** de que la barrena llegue a la zapata de cementación de la tubería de revestimiento.
 - Si es posible circular, es probable que la tubería de revestimiento se haya caído.

- Si no es posible circular y el lodo está contaminado con cemento o contiene una alta concentración de cal, es probable que la tubería esté pegada en el cemento o lodo contaminado.
2. La tubería se pega al ser introducida en el pozo (movimiento de la tubería) con la barrena y el BHA por debajo de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento. Es imposible hacer girar la tubería.
 - Si la tubería está pegada antes del fondo, y el BHA se ha alargado o atiesado, es probable que la

columna de perforación esté acuada en una pata de perro. La circulación debería ser posible, pero limitada.

- Si la tubería está pegada cerca del fondo, puede que esté atascada dentro de un pozo por debajo del calibre o una pata de perro. La circulación debería ser posible, pero limitada.
 - Si no es posible circular, la tubería está pegada en relleno, o si el lodo está contaminado con cemento, es probable que el lodo o cemento se haya endurecido.
3. Si la tubería se pega mientras se hace una conexión o se realiza un registro.
- Si se puede hacer girar la tubería con una circulación limitada, esto indica la presencia de rocas, bloques de cemento o basura en el pozo.
 - Si no se puede hacer girar la tubería

con una circulación total, es probable que la tubería esté pegada por presión diferencial.

4. La tubería se pega al circular el lodo para matar el pozo durante una operación de control de pozo, mientras que la tubería no se movía ni giraba. Es probable que la tubería esté pegada por presión diferencial.
5. La tubería se pega mientras está siendo levantada o introducida en el pozo, y aún es posible circular, hacer girar o mover la tubería de manera limitada. Es probable que haya basura en el pozo.
6. La tubería se pega de repente al ser levantada del pozo durante un viaje y no puede ser desplazada hacia arriba o hacia abajo, con la circulación total, y puede generalmente ser girada. Es probable que esté asentada en un ojo de llave.

Métodos y Procedimientos para Liberar la Tubería Pegada

LIBERACIÓN DE LA PEGA DE TUBERÍA POR MEDIOS MECÁNICOS

Cuando se ha determinado que la tubería está pegada por presión diferencial o asentada en un ojo de llave, el mejor método para liberar la tubería consiste en golpear hacia abajo con martillos de perforación, mientras que se aplica torsión a la tubería. Este proceso debería ser comenzado inmediatamente después de que se pegue la tubería. Esto suele liberar la tubería sin necesitar fluidos de emplazamiento. El tiempo es crítico, ya que la probabilidad de que se pueda liberar la tubería disminuye con el tiempo. Cualquier demora en el comienzo de los golpes aumentará la cantidad de tubería pegada.

OBSERVACIÓN: Si la tubería se pega al ser introducida en el pozo, debido a la presencia de un pozo por debajo del calibre o a cambios del BHA, no se debe golpear hacia abajo.

LIBERACIÓN DE LA TUBERÍA PEGADA CON FLUIDOS DE EMPLAZAMIENTO

Una vez que se ha determinado que la columna de perforación está pegada por presión diferencial, el espacio anular debería ser desplazado con un fluido de emplazamiento, desde la barrena hasta el punto libre. Los estudios pueden determinar la ubicación precisa del punto libre, pero la realización de estos

estudios suele requerir mucho tiempo. El método de estiramiento de la tubería descrito en la página (15.23) constituye una manera rápida para estimar la profundidad de la zona pegada. Para aumentar las probabilidades de éxito, el fluido de emplazamiento debería ser aplicado lo antes posible.

Se recomienda hacer planes para mezclar y colocar una solución de imbibición lo antes posible después de que ocurra la pegadura por presión diferencial. Se debería seguir golpeando durante este proceso.

La solución de imbibición a usar depende de varios factores. Cuando se perfora con lodos base agua, se prefiere el uso de fluidos de emplazamiento base aceite. Si los fluidos base aceite plantean un problema de contaminación o eliminación, será necesario usar otros fluidos de emplazamiento que sean aceptables desde el punto de vista ambiental. En general, aceites, lodo base aceite, agua salada saturada, ácidos o agentes tensioactivos pueden ser usados para ubicar y liberar la tubería pegada, según la situación. La línea de productos PIPE-LAX® de M-I está formulada especialmente para este propósito.

Se puede mezclar PIPE-LAX con aceite diesel, crudo o kerosene para preparar fluidos de emplazamiento no densificados. Para lodos densificados, se puede mezclar PIPE-LAX con lodos

Cualquier demora en el comienzo de los golpes aumentará la cantidad de tubería pegada.

El método de colocación consiste en colocar la solución de imbibición al lado de la zona pegada.

VERSADRIL® o VERSACLEAN® que corresponden al peso del lodo en el pozo. Esto impide que la columna de fluido de emplazamiento más ligero se desplace a través del fluido de perforación más pesado, y mantiene la presión hidrostática.

En áreas sensibles desde el punto de vista ambiental donde se prohíbe el uso de materiales a base de aceite, se puede usar PIPE-LAX ENV, un fluido de emplazamiento de baja toxicidad dispersible en agua. PIPE-LAX ENV es un fluido de emplazamiento suministrado en un solo envase que ha demostrado ser muy eficaz en aplicaciones costafuera alrededor del mundo. Este fluido no contiene aceites de petróleo, es compatible con la mayoría de los sistemas de lodo y puede ser usado en forma densificada o no densificada. Si se requiere una densidad mayor que 9 lb/gal (1,08 SG), el PIPE-LAX ENV debería ser densificado con M-I BAR® o FER-OX®. No se debe añadir agua a la lechada de PIPE-LAX ENV por ningún motivo, ya que esto causará un aumento no deseado de la viscosidad.

El método de colocación consiste en colocar la solución de imbibición al lado de la zona pegada. Hasta la fecha, las soluciones de imbibición más exitosas han sido las soluciones de Pipe-Lax® con aceite diesel y las soluciones de Pipe-Lax® W EXPORT. El aceite solo ha sido usado por muchos años con cierto éxito, pero el Pipe-Lax® mezclado con aceite diesel, Versadril® o Versaclean® ha demostrado un grado de éxito mucho más alto. Se añade un galón de Pipe-Lax® a cada barril de aceite o lodo base aceite por colocar.

Se piensa que la técnica de colocación de aceite PIPE-LAX® es eficaz porque modifica el área de contacto entre el revoque y la tubería. Esto se logra mediante el agrietamiento del revoque (ver la Figura 15). Aunque el aceite solo haya dado resultados parcialmente exitosos, no es tan eficaz como la colocación de aceite PIPE-LAX. Esto puede ser atribuido al mayor agrietamiento del revoque cuando se usa PIPE-LAX. Los revoques mostrados en la Figura 15 fueron formados por el mismo lodo, usando una celda de filtración estándar de API que contiene un tapón de purga removible ubicado en la parte superior de la celda. Los filtrados fueron circulados a través de las celdas durante

30 minutos, después de lo cual se retiraron los tapones, y el lodo fue retirado sin perturbar el revoque. Una celda fue llenada de nuevo con aceite y la otra con una solución de imbibición de aceite PIPE-LAX. Luego, ambas celdas fueron colocadas sobre filtros prensa y sometidas a una presión de 100 psi. La mezcla de aceite PIPE-LAX causó el agrietamiento rápido del revoque y la mezcla lubricante pasó a través del revoque a una velocidad alta. El aceite solo causó muy poco agrietamiento y el caudal a través del revoque era mucho más lento. Comparando esto con las lechadas colocadas en un pozo, una solución de aceite PIPE-LAX debería producir una mayor frecuencia de éxito que el aceite solo. Además, cuando se usa la solución de imbibición de aceite PIPE-LAX, la liberación de la tubería debería ocurrir dentro de un periodo mucho más corto.

La Tabla 1 contiene los datos de



Figura 15: Efecto de agrietamiento del revoque usando aceite solo (a la izquierda) y PIPE-LAX con aceite (a la derecha).

campo obtenidos de 178 casos de pega de tubería. Los datos están organizados según el número de casos de pegadura en orden descendente y según el porcentaje del total representado por cada uno, ilustrando las situaciones donde es más probable que se produzca la pegadura.

Los antecedentes estadísticos relacionados con un total de 247 casos de pega de tubería indican que en 203 casos la tubería fue liberada por la colocación de una solución de imbibición de PIPE-LAX/aceite. Esto representa un índice de liberación exitosa de la tubería de 82%. El tiempo medio requerido para liberar la tubería era de 2 1/3 horas, y un gran porcentaje de tuberías fueron liberadas en 2 horas o menos. El peso medio del lodo era de 13,2 lb/gal, el más pesado siendo de 18,2 lb/gal. En este último caso extremo, la tubería fue liberada en 45 minutos.

Operación	Frecuencia	% Total	% Liberadas Después de la Colocación
Parada	42	23,6	90,4
Saliendo del pozo	33	18,5	90,9
Entrando en el pozo	20	11,2	75,0
Realizando una conexión	18	10,1	100,0
Tubo de lavado pegado	16	8,9	81,2
Rotura por torsión	12	6,7	91,6
Descenso de la tubería de revestimiento	11	6,2	72,7
Perforando o ensanchando	11	6,2	81,8
Pérdida de circulación	7	3,9	57,1
Gas o agua salada	6	3,3	33,3
Otra	2	0,56	100,0
Total	178	100	

Tabla 1: Causas comunes de pega de tubería.

TÉCNICAS DE COLOCACIÓN

Fluidos de emplazamiento PIPE-LAX.

Debido a su mayor área de contacto, los portamechas se pegan por presión diferencial con mayor frecuencia que el resto de la columna de perforación. A menos que haya alguna indicación – de un estudio del punto libre o de los cálculos de estiramiento de la tubería – que la tubería está pegada encima de los portamechas, los fluidos de emplazamiento se colocarán generalmente alrededor de los portamechas. La preparación y colocación de una solución de PIPE-LAX/aceite alrededor del espacio anular del portamechas es relativamente simple (la colocación de la solución de imbibición cuando la tubería de perforación está pegada antes del fondo está descrita más adelante).

Dondequiera que esté pegada la columna de perforación, el volumen de solución de imbibición usado debería ser suficiente para cubrir toda la sección de pega de tubería más un volumen de reserva para bombear periódicamente un volumen adicional de solución de emplazamiento. La mayoría de las fallas ocurren porque toda la sección de pega de tubería no está completamente cubierta.

Se recomienda el siguiente procedimiento para liberar los portamechas pegados:

1. Determinar el volumen de solución de imbibición requerido para llenar el espacio anular alrededor de los portamechas. El volumen anular frente a los portamechas puede ser calculado multiplicando el volumen anular (bbl/pie) por la longitud de los portamechas (pies).

Ejemplo:

500 pies de portamechas de 6 pulg. en un pozo de 9 7/8 pulg.

(0,06 bbl/pie) (500 pies) = 30 bbl

2. Este volumen debería ser aumentado lo suficientemente para compensar el ensanchamiento del pozo y dejar suficiente solución dentro de la tubería para que se pueda bombear periódicamente un volumen adicional para compensar la migración del fluido colocado. El volumen adicional está generalmente comprendido entre 50 y 200% del volumen de desplazamiento anular, según las condiciones del pozo.
3. La solución de PIPE-LAX/aceite se mezcla añadiendo 1 gal de PIPE-LAX por cada barril de aceite en el fluido de emplazamiento. La solución debería ser mezclada completamente antes de ser colocada.
4. Determinar las carreras de bomba y los barriles de fluido de emplazamiento y lodo a bombear para desplazar todo el espacio anular del portamechas con la solución de imbibición, dejando el volumen de reserva dentro de la tubería. Colocar la lechada, luego apagar la bomba.
5. Después de colocar la solución de PIPE-LAX/aceite, la tubería debería ser sometida a un esfuerzo de compresión para tratar de moverla. Liberar 10.000 lb por debajo del peso de la tubería y aplicar 1/2 vuelta de torque por cada 1.000 pies con tenazas o la mesa rotatoria. Dejar de aplicar el torque y levantar las 10.000 lb de peso. Repetir este ciclo una vez cada cinco minutos. En general la tubería se libera durante el ciclo de compresión. Cabe notar que cuando

La mayoría de las fallas ocurren porque toda la sección de tubería pegada no está completamente cubierta.

se aplica una tensión o tracción sobre la tubería de 10.000 a 50.000 lb por encima del peso especificado para la columna de perforación, la tubería puede pegarse más arriba en el pozo, en un ojo de llave o una pata de perro. Estas condiciones del pozo son frecuentes a pequeñas profundidades.

6. Bombear periódicamente 1 a 2 bbl de solución de imbibición para mantener los portamechas cubiertos. Seguir moviendo la tubería de la manera indicada anteriormente.

Quando lodos base aceite o de emulsión inversa de aceite premezclados están disponibles y el peso del lodo es extremadamente alto, PIPE-LAX puede ser añadido a estos lodos portadores y colocado. La colocación de esta solución debe ser realizada en base a los volúmenes, ya que el peso de la solución de PIPE-LAX sería el mismo que el peso del fluido de perforación. La ventaja de este tipo de solución es que no se desplazará durante la imbibición.

FLUIDOS DE EMPLAZAMIENTO PIPE-LAX® W EXPORT.

PIPE-LAX® W EXPORT puede ser mezclado como fluido de emplazamiento densificado. La formulación para los sistemas de aceite

mineral/M-I Bar está indicada en la Tabla 2. La formulación para los sistemas de aceite mineral/FER-OX está indicada en la Tabla 3. La secuencia de mezclado para PIPE-LAX® W EXPORT es (1) aceite, (2) PIPE-LAX® W EXPORT, (3) agua (agitar esta mezcla durante 30 minutos), y luego añadir (4) M-I BAR.

Formulación:

Las tablas de formulación están estructuradas de manera que se obtenga la viscosidad mínima requerida para soportar el material densificante. Si se requieren mayores viscosidades, aumentar la concentración de PIPE-LAX® W EXPORT de 4,36 a 4,8 gal/bbl.

Ejemplo:

Para mezclar 120 bbl de fluido de emplazamiento PIPE-LAX® W EXPORT de 12 lb/gal usando aceite mineral y M-I BAR:

A partir de la Tabla 2, calcular:

- 1) Aceite mineral0,521 x 120 = 62,52 ó 63 bbl
- 2) PIPE-LAX® W EXPORT4,36 x 120 = 523,2 gal o 10 bidones de 55 gal.
- 3) Agua0,203 x 120 = 24,36 ó 25 bbl

Mezclar durante 30 minutos.

- 4) M-I BAR:2,53 x 120 = 304 sacos

Peso de Lodo (lb/gal)	Aceite Mineral* (bbl)	Pipe-Lax® W Export** (gal)	Agua (bbl)	M-I Bar (sacos)
8	0,528	4,36	0,345	0,34
9	0,527	4,36	0,309	0,88
10	0,526	4,36	0,272	1,44
11	0,525	4,36	0,236	1,99
12	0,521	4,36	0,203	2,53
13	0,515	4,36	0,172	3,08
14	0,507	4,36	0,142	3,62
15	0,496	4,36	0,117	4,17
16	0,484	4,36	0,092	4,71
17	0,469	4,36	0,071	5,24
18	0,453	4,36	0,050	5,78

* En aceite diesel, se recomienda que la concentración de PIPE-LAX® W EXPORT indicada en la Tabla 2 sea reducida de 4,36 gal/bbl a 3,5-4,0 gal/bbl. El aceite diesel proporciona por sí mismo viscosidades más altas. Si es necesario reducir la viscosidad de una solución de Pipe-Lax® W Export, diluir con aceite o añadir 0,25 a 0,5 lb/bbl de VERSAWET®.

** Si se requiere una viscosidad más alta, usar 4,8 gal/bbl de PIPE-LAX® W EXPORT.

Tabla 2: Formulación de Pipe-Lax® W Export: aceite mineral y M-I Bar (barita) (1 barril final).

Peso de Lodo (lb/gal)	Aceite Mineral* (bbl)	Pipe-Lax® W Export** (gal)	Agua (bbl)	Fer-Ox (sacos)
8	0,527	4,36	0,351	0,31
9	0,525	4,36	0,323	0,84
10	0,524	4,36	0,295	1,36
11	0,520	4,36	0,269	1,88
12	0,516	4,36	0,243	2,40
13	0,511	4,36	0,218	2,92
14	0,504	4,36	0,196	3,45
15	0,497	4,36	0,174	3,97
16	0,488	4,36	0,153	4,48
17	0,477	4,36	0,134	5,00
18	0,465	4,36	0,117	5,51

* En aceite diesel, se recomienda que la concentración de PIPE-LAX® W EXPORT indicada en la Tabla 3 sea reducida de 4,36 gal/bbl a 3,5-4,0 gal/bbl. El aceite diesel proporciona por sí mismo viscosidades más altas. Si es necesario reducir la viscosidad de una solución de Pipe-Lax® W Export, diluir con aceite o añadir 0,25 a 0,5 lb/bbl de VERSAWET.

** Si se requiere una viscosidad más alta, usar 4,8 gal/bbl de PIPE-LAX® W EXPORT.

Tabla 3: Formulación de Pipe-Lax® W Export: aceite mineral y Fer-Ox (1 barril final).

Fluidos de emplazamiento PIPE-LAX ENV

El fluido de emplazamiento PIPE-LAX ENV es una solución de base no petrolífera de baja toxicidad que se usa cuando no se permite el uso de aceite o fluidos base aceite. Se trata de una solución premezclada que sólo debe ser densificada para obtener la densidad deseada. Evitar de contaminar la solución de PIPE-LAX ENV con agua o lodo, ya que esto resultará en una viscosidad demasiado alta. Las densidades mayores que 15 lb/gal (1,8 SG) requieren adiciones de LUBE-167™ para reducir la viscosidad final (ver * Tabla 4). A continuación se describe el procedimiento para usar PIPE-LAX ENV:

OBSERVACIÓN: La contaminación de agua causa un fuerte aumento de la viscosidad de PIPE-LAX ENV. Después de limpiar, será necesario purgar todas las líneas de lodo y de las bombas mezcladoras, luego llenándolas con PIPE-LAX ENV antes de la densificación.

1. Calcular el volumen de fluido de emplazamiento requerido y añadir por lo menos 10% para compensar cualquier socavamiento, y un volumen de por lo menos 25 bbl (3,98 m³) que debe permanecer dentro de la columna de perforación después del desplazamiento inicial.
2. En un tanque LIMPIO y SECO, añadir la cantidad requerida de PIPE-LAX ENV indicada en la Tabla 4. Aunque cierta separación de los materiales pueda producirse en los contenedores, los componentes se mezclarán cuando el producto es transferido dentro de un tanque y el

rendimiento del producto no será afectado.

3. Si la lechada debe ser densificada, añadir M-I BAR o FER-OX y mezclar completamente. Para densidades mayores que 15 lb/gal (1,8 SG), añadir la cantidad requerida de Lube-167 y densificar de la manera necesaria.
4. Desplazar el espacio anular desde la barrena hasta la parte superior de la zona donde se sospecha que la pegadura por presión diferencial está ocurriendo. Dejar por lo menos 25 bbl (3,98 m³) dentro de la tubería para desplazar dentro del pozo abierto.
5. Tratar de mover la tubería mientras que el fluido de emplazamiento esté embebiendo. Bombear periódicamente 1 a 2 bbl para asegurar que una solución de imbibición fresca está siendo desplazada dentro del pozo abierto.
6. Dejar por lo menos 24 horas para que el PIPE-LAX ENV libere la tubería pegada. En general, los fluidos de emplazamiento no densificados son eficaces en menos tiempo.

Procedimiento para colocar un fluido ligero alrededor de la tubería de perforación. Ocasionalmente, la tubería de perforación (en vez de los portamechas) puede pegarse. Es más difícil colocar la solución de imbibición alrededor de la tubería de perforación que alrededor de los portamechas, debido al ensanchamiento del pozo. Como el ensanchamiento del pozo en general no es uniforme, es difícil calcular el volumen de solución de

Es más difícil colocar la solución de imbibición alrededor de la tubería de perforación... debido al ensanchamiento del pozo.

Densidad lb/gal	Formulación de Mezcla (por barril final)			
	Pipe-Lax Env bbl	M-I Bar lb	Pipe-Lax ENV bbl	Fer-Ox lb
8,5	1,000	—	1,000	—
9,0	0,982	28	0,985	26
10,0	0,943	83	0,955	79
11,0	0,905	139	0,925	132
12,0	0,868	194	0,895	184
13,0	0,829	250	0,864	238
14,0	0,793	304	0,835	290
15,0*	0,754	361	0,804	343
16,0*	0,717	415	0,774	395
17,0*	0,680	471	0,744	448
18,0*	0,642	526	0,714	500

* Las formulaciones de PIPE-LAX Env de mayor densidad pueden volverse muy viscosas y ser difíciles de bombear. Esta situación puede ser agravada incluso por pequeñas cantidades de contaminación de agua. Para las densidades mayores que 15 lb/gal (1,80 SG), LUBE-167 debería ser añadido a las formulaciones de PIPE-LAX ENV para reducir la viscosidad final, luego densificando para obtener la densidad deseada.

Las concentraciones de dilución sugeridas son las siguientes:

Densidad	LUBE-167 (% en volumen)
15 - 16	5
16 - 17	10
17 - 18	15
>18	20

Tabla 4: Formulaciones de PIPE-LAX ENV/material densificante.

imbibición requerido para desplazar el espacio anular hasta el punto correcto.

El siguiente procedimiento puede ser usado para colocar una solución de imbibición más ligera dentro de un pozo socavado. Este procedimiento consiste en alternar el bombeo de un volumen determinado y la medición de una presión diferencial anular para calcular la profundidad del frente del fluido (ver la Figura 16). Cualquier tipo de fluido que tenga un peso diferente del peso del fluido que se está usando puede ser colocado dentro del espacio anular siguiendo los pasos enumerados a continuación:

1. Verificar el peso del fluido a colocar y determinar su gradiente (psi/pie). Una vez que se conoce el peso del lodo dentro del pozo, se puede establecer la diferencia entre los gradientes de los dos líquidos (a los efectos de esta descripción, se supone que el aceite diesel será usado como fluido de emplazamiento). Determinar un volumen de fluido apropiado para cubrir la zona pegada.
2. Bombear el aceite diesel dentro de la tubería de perforación. Parar la bomba y leer la presión sobre la tubería de perforación. Se supone que el volumen total de aceite diesel no excederá la capacidad de la tubería de perforación. La longitud de la columna de aceite

diesel puede ser determinada de la siguiente manera:

Longitud de la columna =
(presión de la tubería de perforación/diferencia de gradiente)

El propósito de este paso es determinar con mayor precisión el volumen de aceite diesel dentro de la tubería de perforación, en vez de usar el valor medido dentro del tanque en la superficie. No es raro que haya una diferencia de 5 a 10 bbl porque las bombas no pueden extraer todo el líquido contenido en el tanque o debido a que no se ha tomado en cuenta todo el volumen de relleno de la línea. Si el volumen de aceite diesel es mayor que la capacidad de la tubería de perforación, ignorar el Paso 2 y confiar solamente en las mediciones del tanque.

3. Verificar y marcar el nivel de todos los tanques de lodo antes de comenzar el desplazamiento con lodo y el procedimiento de medición de la presión anular.
4. Usando el mejor cálculo aproximado del volumen de aceite diesel dentro de la tubería de perforación, calcular el volumen de lodo a bombear para que el frente posterior del aceite diesel pase apenas más allá de la barrena. Parar la bomba y cerrar los preventores

anulares para medir la presión diferencial anular. Verificar también el nivel del tanque de lodo. Registrar estos valores en forma de tabla.

La altura anular del aceite diesel puede ser calculada de la siguiente manera

Longitud de la columna =
(presión anular/diferencia de
gradiente)

El frente del fluido está ahora a una profundidad igual a la Profundidad Total (TD) menos la longitud de la columna calculada anteriormente. Registrar estos valores.

5. Bombear un volumen de lodo igual al volumen de fluido de emplazamiento original menos cualquier pérdida de lodo observada en los tanques. (Esto supone que todas las pérdidas de los tanques son aceite diesel perdido en el pozo abierto.)

6. Parar la bomba y cerrar los preventores anulares para medir la presión diferencial anular y verificar el nivel del tanque de lodo. Calcular de nuevo la longitud de la columna. Registrar estos valores.

La profundidad del frente del fluido se calcula restando cada longitud calculada de la columna de fluido de emplazamiento de la profundidad anterior del frente del fluido. Mantener un registro preciso de todas las mediciones (volúmenes bombeados, presiones, cambios de volumen de los tanques) y cálculos.

Se puede desplazar el aceite diesel hacia arriba dentro del espacio anular, hasta llegar a cualquier junta de tubería pegada posible, repitiendo los Pasos 5 y 6 tantas veces como sea necesario.

Las siguientes precauciones deben ser observadas cuando se usa este método:

- Realizar las correcciones requeridas para la altura vertical de la columna cuando se trabaja en un pozo direccional.
- Los volúmenes de desplazamiento deben ser medidos con precisión, usando un cuentaemboladas y/o tanques de medición.
- El peso del lodo debe ser uniforme a través de todo el sistema.

Ejemplo:

Se perfora un pozo de 8 1/2 pulg. con una tubería de perforación de 4 1/2 pulg. y la tubería se pega con la barrena a 10.000 pies. La tubería está libre a 7.300 pies. Se debe colocar una píldora de aceite diesel de 100 bbl, con la parte superior de la píldora cerca del punto pegado (ver las ilustraciones y los pasos descritos en la Figura 16).

Usando el procedimiento descrito anteriormente:

- (1) Peso del aceite diesel = 6,8 lb/gal;
gradiente = 0,3536 psi/pie
Peso del lodo = 10 lb/gal;
gradiente = 0,5200 psi/pie
Diferencia de gradientes =
 $0,5200 - 0,3536 = 0,1664$ psi/pie
- (2) Se bombea aproximadamente 100 bbl de aceite diesel dentro de la tubería de perforación de 4 1/2 pulg., se para la bomba, y la presión de la tubería de perforación es de 1.170 psi. (ver la Figura 16A)

Longitud de la columna = $(1.170 \text{ psi} / 0,1664 \text{ psi/pie}) = 7.031$ pies

La longitud calculada de una columna de 100 bbl dentro de una tubería de perforación de 4 1/2 pulg. es de 7.032 pies; por lo tanto, se puede concluir que 100 bbl es el volumen real colocado.

- (3) Los niveles de los tanques están marcados.
- (4) Se desplaza el aceite diesel de la tubería de perforación bombeando el volumen correspondiente a la capacidad de la columna de perforación (ver la Figura 16B) y la presión anular es de 185 psi.
Longitud de la columna = $(185 \text{ psi} / 0,1664 \text{ psi/pie}) = 1.112$ pies
El fondo de la columna está a 10.000 pies
La parte superior está a $10.000 - 1.112$ pies = 8.888 pies
- (5) No se observa ninguna pérdida en los tanques de lodo, por lo tanto el aceite diesel es desplazado por el volumen original de 100 bbl.
- (6) Ahora la presión anular es de 100 psi (ver la Figura 16C).
Longitud de la columna = $(100 \text{ psi} / 0,1664 \text{ psi/pie}) = 601$ pies
El fondo de la columna está a 8.888 pies
La parte superior está a $8.888 - 601 = 8.287$ pies

Se observa una pérdida de 10 bbl de lodo de los tanques; por lo tanto, el aceite diesel sólo es desplazado por 90 bbl en vez de 100 bbl, como antes. Ahora la presión anular es de 165 psi (ver la Figura 16D) y se vuelve a calcular la longitud de la columna.

Longitud de la columna = (165

psi/0,1664 psi/pie) = 992 pies

El fondo de la columna está a 8.287 pies

La parte superior está a 8.287 – 992 = 7.295 pies

Como el punto pegado está a 7.300 pies, el aceite diesel ha sido colocado en el área deseada.

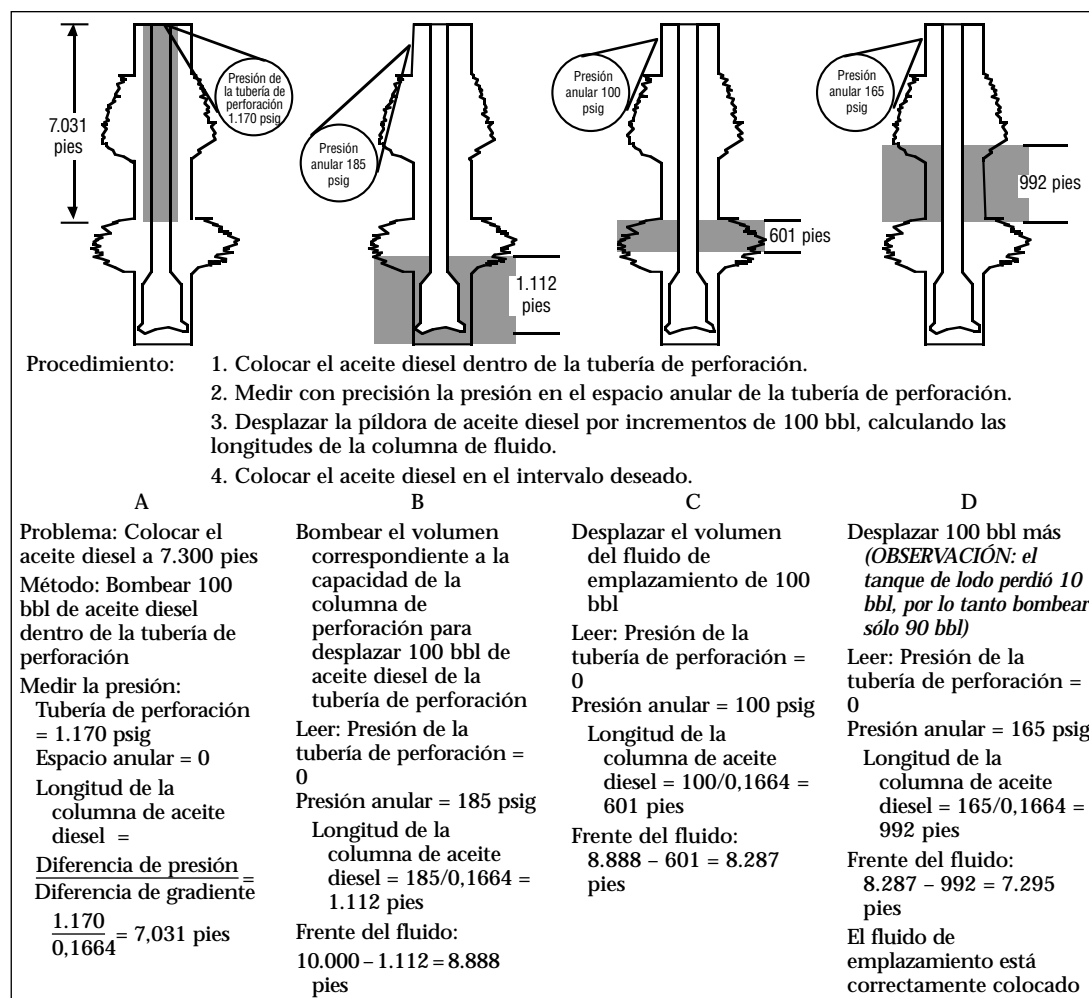


Figura 16: Método para colocar con precisión la solución liberadora de la tubería dentro de un pozo irregular.

Una técnica usada para liberar la tubería pegada en formaciones de carbonato consiste en colocar HCl...

Colocación de ácido clorhídrico para liberar la tubería pegada en formaciones de carbonato. Una técnica usada para liberar la tubería pegada en formaciones de carbonato consiste en colocar ácido clorhídrico (HCl) frente a la zona pegada. El HCl reaccionará con la formación y causará su degradación/descomposición. El área de contacto entre la tubería y la formación disminuye y se puede golpear la tubería para liberarla.

OBSERVACIÓN: La tubería muy resistente está sujeta a la ruptura por absorción de hidrógeno y a una rotura catastrófica en los ambientes ácidos. Si se usa este

procedimiento, los inhibidores de ácido apropiados deben ser usados.

1. Bombear un fluido espaciador predeterminado de aproximadamente 10 a 30 bbl (generalmente agua o aceite diesel).
2. Colocar 20 a 50 bbl de HCl 15% alrededor de la posible zona pegada. Dejar por lo menos 2 horas para que el ácido reaccione antes de golpear la tubería. Es crítico que no se mueva la tubería durante este periodo de imbibición. Si se mueve la tubería, ésta podría empotrarse en el pozo debido a la erosión de la pared.
3. Un volumen adecuado de HCl debería

Ciertas precauciones deben ser tomadas al colocar ácido para liberar la tubería pegada...

quedar dentro de la columna de perforación para que se pueda realizar otra imbibición.

4. Después la píldora de HCl, bombear el mismo espaciador que fue usado en el Paso 1.
5. Después de ser desplazada del pozo, la píldora puede ser incorporada al sistema de lodo. El HCl estará probablemente agotado y el pH resultante puede ser ajustado con carbonato de sodio, soda cáustica o cal.

Ciertas precauciones deben ser tomadas al colocar ácido para liberar la tubería pegada:

1. Por razones de seguridad, el HCl concentrado siempre debe ser diluido mediante la adición del ácido al agua. **Nunca añadir agua al ácido.**
2. La píldora debería ser circulada fuera del pozo a través del estrangulador usando una baja velocidad de bombeo, ya que gas carbónico (CO₂) será generado cuando el ácido reacciona con la formación de carbonato y puede actuar como un influjo de gas.
3. Usar el equipo de seguridad apropiado al manejar el HCl.
4. Mantener cantidades suficientes de soda cáustica, carbonato de sodio o cal en la ubicación para neutralizar la píldora cuando es circulada fuera del pozo.

LIBERACIÓN DE LA TUBERÍA PEGADA MEDIANTE LA REDUCCIÓN DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL

La reducción de la presión diferencial también libera la tubería pegada por presión diferencial. Esto puede ser realizado de varias maneras. Un método consiste en colocar un fluido más ligero que el fluido de perforación dentro del pozo, encima del punto pegado. El agua y el aceite son los fluidos más usados para este procedimiento.

Fluidos de densidad reducida

- I. Si se coloca aceite diesel, el siguiente procedimiento puede ser usado:
 1. Suponer una reducción de la presión diferencial de 500 psi, un peso de lodo de 15,0 lb/gal y un volumen anular de 0,05 bbl/pie.
 2. Convertir el peso de lodo a un gradiente de presión mediante:
 $15,0 \times 0,052 = 0,7800 \text{ psi/pie}$
 3. Convertir el peso del aceite diesel a un gradiente de presión mediante:
 $6,8 \times 0,052 = 0,3536 \text{ psi/pie}$
 4. Gradiente de presión diferencial =

$$0,7800 - 0,3536 = 0,4264 \text{ psi/pie}$$

5. Longitud anular de aceite diesel requerida =

$$\frac{500 \text{ psi}}{0,4264 \text{ psi/pies}} = 1.173 \text{ pies}$$

6. Volumen de aceite diesel requerido =
 $1.173 \text{ pies} \times 0,05 \text{ bbl/pie} = 58,7 \text{ bbl}$
7. Colocar el aceite diesel en el espacio anular, encima de la zona pegada.

- II. Para reducir la presión diferencial reduciendo el peso del lodo encima del punto pegado:

1. Suponer una reducción de la presión diferencial de 500 psi, un peso de lodo de 15,0 lb/gal, un volumen anular de 0,05 bbl/pie y el punto pegado a 7.000 pies.

2. Convertir el peso del lodo (lb/gal) a psi/pie mediante:

$$15 \times 0,052 = 0,7800 \text{ psi/pie}$$

3. Resolver para el gradiente de presión (X) del peso de lodo reducido mediante:

$$(0,7800 - X) 7.000 = 500$$

$$5.460 - 7.000X = 500$$

$$-7.000X = 500 - 5.460 = -4.960$$

$$X = 0,7086 \text{ psi/pie}$$

4. Peso de lodo reducido =

$$\frac{0,7086}{0,052} = 13,63 \text{ lb/gal}$$

5. Volumen del fluido de emplazamiento con peso de lodo reducido: $7.000 \text{ pies} \times 0,05 \text{ bbl/pie} = 350 \text{ bbl}$

6. Colocar el fluido más ligero en el espacio anular, encima de la zona pegada.

Siempre proceder con cuidado al reducir la presión diferencial. Si se reduce demasiado la presión diferencial, el pozo puede sufrir un amago. Planes de emergencia deberían ser establecidos antes de tratar de ejecutar estos procedimientos.

HERRAMIENTA DE PRUEBA DE LA PRODUCTIVIDAD POTENCIAL DE LA FORMACIÓN

Otro método usado para liberar la tubería pegada por presión diferencial mediante la reducción de la presión diferencial consiste en usar una herramienta de Prueba de la Productividad Potencial de la Formación (DST). Aunque no se use tanto como las técnicas descritas anteriormente, se considera que la herramienta de DST es de funcionamiento seguro ya que se mantiene el pozo bajo un control estricto

***Siempre
proceder con
cuidado al
reducir la
presión
diferencial.***

mientras que se reduce la presión diferencial a través de la zona pegada. Los inconvenientes de esta técnica son el tiempo requerido para movilizar el equipo especial de DST y el personal, así como la necesidad de desenroscar la tubería, realizar un registro de cable (i.e. seleccionar el asiento del empaque) y realizar un viaje de acondicionamiento antes que la operación pueda ser ejecutada.

Este procedimiento sólo debería ser ejecutado por un técnico experimentado que entienda todo el procedimiento, las herramientas apropiadas y los procedimientos de seguridad. Después de desenroscar la tubería encima de la zona pegada, se realiza un registro de cable para seleccionar una zona de calibre casi uniforme para colocar el empaque. Se introduce un conjunto de pesca apropiado por debajo del empaque y se llena el conjunto de DST con un fluido de densidad inferior, según la reducción de presión diferencial que se desea obtener. Se conecta el conjunto de pesca al pescado y se coloca el empaque para reducir la presión hidrostática. El pescado puede liberarse inmediatamente, dislocando el empaque y produciendo un aumento brusco de la carga del gancho. Si el empaque está dislocado, se vuelve a aplicar la presión hidrostática, causando otra situación de presión sobrebalanceada. Si el pescado queda libre, se debe soltar el empaque y desplazar inmediatamente la tubería hacia arriba y hacia abajo.

TÉCNICA DE TUBO EN U

Otro método para liberar la tubería pegada por presión diferencial mediante la reducción de la presión diferencial consiste en reducir la altura de la columna de lodo en el espacio anular hasta por debajo del niple de campana. Este procedimiento se llama "Técnica de Tubo en U". De acuerdo con este procedimiento, se desplaza el lodo del espacio anular mediante el bombeo de un fluido ligero (como aceite diesel, agua o nitrógeno) dentro de la columna de perforación. Después de bombear el volumen requerido de fluido de baja densidad, se purga la presión (y algún líquido) del tubo vertical. Luego se deja que el lodo más pesado dentro del espacio anular regrese a la columna de perforación pasando por el "Tubo en U", produciendo una reducción de la altura de lodo dentro del espacio anular.

Siempre proceder con cuidado al reducir la presión diferencial. En este caso, cálculos precisos deben ser realizados para determinar el volumen de fluido ligero a bombear antes de permitir que el lodo dentro del espacio anular regrese a la columna de perforación después de pasar por el Tubo en U. No se debe usar este procedimiento cuando la barrena en el pozo tiene toberas de pequeño tamaño, debido a la posibilidad de taponamiento de la barrena. La técnica puede ser aplicada de manera segura en la mayoría de las situaciones, a condición de que haya sido analizada y planeada minuciosamente.

Será necesario tomar en cuenta las presiones de la formación y las posibles zonas productivas (gas/petróleo) encima del punto pegado, así como las presiones de la formación estimadas o conocidas en el punto pegado. Si no se conoce el gradiente de presión de la formación, se puede determinar una presión aproximada multiplicando un gradiente de formación normal (0,47 psi/pie) por la profundidad pegada. Esta presión, restada de la presión hidrostática del lodo, proporcionará un valor aproximado de la reducción máxima de presión necesaria para liberar la tubería pegada. El objetivo de esta técnica es liberar la tubería pegada de una manera prudente y segura, sin perder el control del pozo.

Se recomienda el siguiente procedimiento para liberar la tubería pegada por presión diferencial si se ha determinado que la técnica de Tubo en U puede ser aplicada de manera segura y que no hay ninguna obstrucción dentro o fuera de la columna de perforación que pueda impedir el movimiento del fluido en cualquier sentido (ver la Figura 17):

1. Circular y acondicionar el lodo en el pozo.
2. Determinar una reducción máxima segura de la presión hidrostática.
3. Calcular los siguientes valores:
 - a) Barriles totales de fluido ligero que será desplazado inicialmente dentro de la columna de perforación y que terminará reduciendo la presión hidrostática en el espacio anular y la columna de perforación mediante la compensación del flujo de retorno.
 - b) Contrapresión máxima esperada en el manómetro de la tubería de perforación después de desplazar este volumen, debido a la presión diferencial entre el espacio anular y la tubería de perforación.

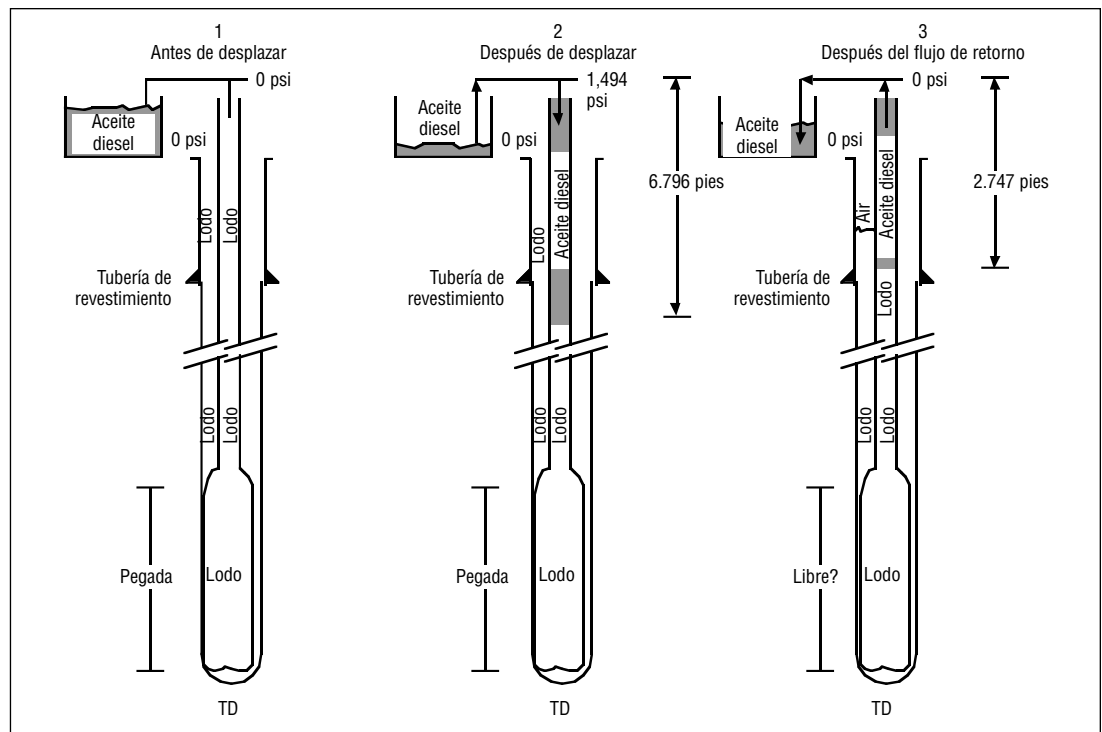


Figura 17: Secuencia de desplazamiento en el Tubo en U para liberar la tubería pegada por presión diferencial.

- c) Barriles de fluido ligero que deben regresar a los tanques durante la compensación.
- d) Barriles de fluido ligero que deben quedar dentro de la columna de perforación después de la compensación.
- e) Caída del nivel de fluido (pies) en el espacio anular después de compensar los volúmenes de fluido ligero y lodo en la columna de perforación y el volumen de lodo en el espacio anular.
4. Instalar líneas entre la tubería de perforación y el múltiple del piso del equipo de perforación para que el fluido ligero pueda ser desplazado con la unidad de cementación. Además, hacer los preparativos o instalar los equipos necesarios para controlar el flujo de retorno de fluido ligero a través de un estrangulador o una válvula durante la compensación.
5. Desplazar lentamente el fluido ligero dentro de la tubería de perforación hasta que se haya desplazado todo el volumen calculado. Tomar nota de la contrapresión en el calibre de la tubería de perforación a este punto.
6. Instalar los equipos para el flujo de retorno del fluido ligero
7. Sacar la tubería hasta alcanzar la tensión máxima segura para la tubería de perforación y realizar el flujo de retorno del fluido a partir de la tubería de perforación, a una velocidad controlada a través del estrangulador o de la válvula. Parar periódicamente el flujo de retorno para observar la contrapresión sobre la tubería de perforación y examinar el espacio anular para detectar cualquier señal de movimiento ascendente del fluido. Si el pozo está estático (i.e. ningún flujo de fluido de la formación), la presión de la tubería de perforación debería disminuir con el flujo de retorno. Si el pozo intenta hacer un amago, la presión de la tubería de perforación se estabilizará o aumentará con el flujo de retorno. En la situación deseada, el nivel de fluido anular seguirá cayendo, simulando un vacío durante los periodos de flujo de retorno. Es muy importante observar continuamente el espacio anular en caso de que sea necesario suspender las operaciones de flujo de retorno y poner en práctica los procedimientos de control de pozo.
8. Intentar de mover la tubería y golpear la tubería pegada, si es posible
9. Si la columna de perforación no queda libre, entonces:
 - a) Llenar el espacio anular con lodo hasta la superficie, invertir lentamente la circulación de fluido

ligero a partir de la tubería de perforación, y hacer circular un volumen total del pozo. Observar los retornos para determinar si algún fluido de la formación (gas/petróleo) ha entrado en el pozo.

- b) Considerar la posibilidad de reducir aún más la presión hidrostática si es posible hacerlo de manera segura, y repetir los Pasos 1 a 8.

10. Si la columna de perforación queda libre, tratar de mover la tubería y acondicionar el pozo antes de realizar los viajes y/o continuar la perforación.

Ejemplo (ver la Figura 17) presentado:

- Profundidad Vertical Verdadera (TVD) = 13.636 pies
- Peso del lodo = 11,0 lb/gal, $11,0 \times 0,052 = 0,5720$ psi/pie
- Peso de aceite diesel = 6,8 lb/gal, $6,8 \times 0,052 = 0,3536$ psi/pie
- Gradiente de presión diferencial = $0,5720 - 0,3536 = 0,2184$ psi/pie
- Tubería de revestimiento de 9 5/8 pulg. a 2.000 pies, Volumen anular = 0,0548 bbl/pie
- Capacidad de la tubería de perforación de 4 1/2 pulg. = 0,01422 bbl/pie
- Presión hidrostática = $0,572 \times 13.636 = 7.800$ psi

Propósito

Reducir 600 psi de presión hidrostática a la TD para liberar la tubería pegada

Procedimiento

- Presión hidrostática reducida: $7.800 - 600 = 7.200$ psi
- Longitud del lodo para 7.200 psi: $7.200/0,572 = 12.587$ pies
- Reducción de la columna de lodo para 7.200 psi: $13.636 - 12.587 = 1.049$ pies
- Volumen de 1.049 pies en el espacio anular: $1.049 \times 0,0548 = 57,5$ bbl de aceite diesel (a purgar después del flujo de retorno)
- Longitud de aceite diesel a dejar en la tubería de perforación para compensar el espacio anular a 7.200 psi: $600/0,2184 = 2.747$ pies
- Volumen de aceite diesel en la tubería de perforación para una reducción de 600 psi: $2.747 \times 0,0142 = 39$ bbl
- Volumen total de aceite diesel requerido: $57,5 + 39 = 96,5$ bbl
- Longitud total de aceite diesel en la

tubería de perforación: $96,5/0,0142 = 6.796$ pies

- Longitud de lodo de 11,0 lb/gal en la tubería de perforación: $13.636 - 6.796 = 6.840$ pies
- Presión hidrostática del aceite diesel: $6.840 \times 0,3536 = 2.419$ psi
- Presión hidrostática del lodo: $6.796 \times 0,5720 = 3.887$ psi
- Presión hidrostática en la tubería de perforación: $2.419 + 3.887 = 6.306$ psi
- Contrapresión sobre el tubo vertical con todo el aceite diesel dentro de la tubería: $7.800 - 6.306 = 1.494$ psi
- Presión de fondo después de la purga:
 - Espacio anular: $12.587 \times 0,572$ psi/pie = 7.200 psi
 - Tubería de perforación: $2.747 \times 0,3536 = 971$ psi
 - $10.889 \times 0,5720 = 6.229$ psi
 - $971 + 6.229 = 7.200$ psi

LAVADO DE LA TUBERÍA Y DESVIACIÓN DEL POZO

Si la tubería no queda libre después de tratar de mover y golpear la tubería por un plazo razonable (generalmente de 24 a 48 horas) con una solución de imbibición en el pozo, el operador debe decidir si se debe desenroscar la tubería encima del punto pegado y lavar la tubería pegada, o retrotaponar y desviar el pozo. En general esta decisión está basada en los aspectos económicos. El costo estimado de una operación de lavado exitosa debe ser comparado con el costo de reemplazo de la tubería pegada, más el costo estimado para perforar de nuevo hasta la misma profundidad.

El tubo de lavado se compone de tubería de revestimiento y molino con un Diámetro Exterior (DE) inferior al del pozo perforado, y un Diámetro Interior (DI) superior al DE más grande del pescado. El tubo de lavado es introducido dentro del pozo a través de la tubería de perforación. La cantidad de tubo de lavado introducida en un momento determinado depende de la longitud del pescado que se debe lavar.

Una vez que se ha establecido la circulación, se hace girar lentamente el tubo de lavado encima del pescado. Se debe aplicar un peso mínimo y observar la cantidad de acción ligante para evitar pegar el tubo de lavado.

Estimación de la Zona Pegada Mediante el Estiramiento de la Tubería

ADVERTENCIA: El siguiente procedimiento sólo debe ser usado después de evaluar minuciosamente la tensión máxima segura para el elemento más débil de la columna de perforación y los límites de trabajo del equipo de perforación.

El siguiente procedimiento para determinar la profundidad de la zona pegada es lo suficientemente preciso para ser usado en pozos verticales. Este procedimiento se basa en la aplicación de una tensión sobre la tubería pegada y la medición del estiramiento de la tubería causado por el cambio:

1. Fijar un punto base para la medición que no cambie cuando se aumenta la carga sobre la torre de perforación.
2. Colocar un listón o una tira de papel sobre la tubería de perforación, de manera que las mediciones precisas del estiramiento puedan ser marcadas a partir del punto base.
3. Aplicar una tensión suficiente para compensar el peso de la tubería en el pozo. Registrar la indicación del indicador de peso y marcar este punto en la tira de medición como Punto A.
4. Aplicar una tensión adicional sobre la tubería, y luego reducir la tensión hasta que el indicador de peso indique el mismo valor que fue registrado cuando se marcó el Punto A. Marcar este punto en la tira de medición como Punto B. La diferencia entre las dos marcas resulta de la fricción en las poleas y de la tubería en el pozo. Trazar una línea en el punto ubicado a medio camino entre estos puntos, marcado Punto C, y usarlo como punto superior de medición.
5. Aplicar una tensión segura predeterminada superior al peso de la tubería, marcar el estiramiento de la tubería y registrar el valor indicado por el indicador de peso.
6. Repetir el Paso 5 varias veces y

registrar el estiramiento de la tubería medido en cada caso

7. Calcular el promedio de estos valores como valor "S" para la siguiente ecuación:

$$\text{Profundidad} = \frac{735.300 \times W_{tDP} \times S}{\Delta P}$$

Donde:

- Profundidad = Profundidad de la tubería libre (pies)
 W_{tDP} = Peso por pie, tubería de perforación (lb/pie)
 S = Estiramiento medio de la tubería (pulg.)
 ΔP = Tracción diferencial (lb)

Este método es para los pozos verticales y no debe ser aplicado a los pozos muy desviados o los pozos con patas de perro muy pronunciadas.

Ejemplo:

Tubería de perforación: 4 1/2 pulg., 16,60 lb/pie, Grado "G"

Peso de la columna: 154.000 lb (flotada)

1. Levantar 160.000 lb para compensar el peso flotado de la columna de perforación y marcar la tubería.
2. Levantar 40.000 lb más para que se pueda medir el estiramiento de la tubería
3. Reducir la tracción y repetir varias veces, calcular el promedio de los valores y el punto libre.

Estiramiento medio de la tubería = 39,7 pulg.

$$\text{Profundidad} = \frac{735.300 \times 16,60 \times 39,7}{40.000} = 12.115 \text{ pies}$$

OBSERVACIÓN: La tensión máxima admisible para una tubería de perforación de 4 1/2 pulg., 16,60 lb/pie, Grado "G", es de 463.000 lb (sin factor de seguridad). La tensión de 200.000 lb (160.000 + 40.000) usada en este ejemplo está bien por debajo de los límites mecánicos de la tubería.

Hoja de Trabajo: Liberación de la Tubería Pegada

Mecanismo de Pegadura de la Tubería (según Amoco TRUE)			
¿Movimiento de la Tubería Antes de la Pegadura?	Empaquetamiento/ Punto	Presión Diferencial	Geometría del Pozo
Movimiento hacia arriba	2	0	2
Rotación hacia arriba	0	0	2
Movimiento hacia abajo	1	0	2
Rotación hacia abajo	0	0	2
Estático	2	2	0
¿Movimiento de la Tubería Después de la Pegadura?			
Libre hacia abajo	0	0	2
Limitado hacia abajo	1	0	2
Imposible hacia abajo	0	0	0
¿Rotación de la Tubería Después de la Pegadura?			
Rotación libre	0	0	2
Rotación limitada	2	0	2
Rotación imposible	0	0	0
¿Presión de Circ. Después de la Pegadura?			
Circulación libre	0	2	2
Circulación limitada	2	0	0
Circulación imposible	2	0	0
Totales			
Instrucciones: Contestar a las preguntas sombreadas trazando un círculo alrededor de todos los números en la hilera que contiene la respuesta correcta. Sumar las columnas. La columna con el número mayor indica el mecanismo de pegadura más probable. Ver las tablas sobre las acciones de liberación en la página siguiente.			

Liberación de la Pegadura Causada por la Geometría del Pozo	<p>Acción inicial:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si la pegadura ocurrió al subir, aplicar torque y golpear HACIA ABAJO con la carga máxima de viaje. • Si la pegadura ocurrió al bajar, no aplicar torque y golpear HACIA ARRIBA con la carga máxima de viaje. <p>Parar o reducir la circulación al armar el martillo y al golpear hacia abajo.</p> <p>OBSERVACIÓN: La presión de bombeo AUMENTARÁ el impacto hacia arriba y REDUCIRÁ el impacto hacia abajo del martillo hidráulico.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Seguir golpeando hasta que la columna quede libre o que se tome otra decisión. Puede que sea necesario golpear durante 10+ horas. 	<p>Acción secundaria:</p> <p>Colocar ácido si la tubería está pegada en caliza o tiza. Colocar agua dulce con sal móvil.</p> <p>Cuando la columna queda libre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aumentar la circulación hasta la velocidad máxima, hacer girar y mover la columna. • Ensachar/repasar saliendo completamente la sección del pozo. • Circular el pozo hasta que quede limpio.
Liberación de la Pegadura Causada por el Empaquetamiento/Puente	<p>Pegadura al subir o con la columna estática</p> <p>Acción para establecer la circulación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aplicar una presión de bombeo baja (200 a 400 psi). Mantener la presión si se puede obtener una circulación limitada. • ¡NO GOLPEAR HACIA ARRIBA! ¡APLICAR TORQUE! Liberar hasta el peso de asentamiento MÁXIMO. Dejar suficiente tiempo para un viaje del martillo hidráulico (4 a 6 minutos para un ciclo largo, ver el manual del martillo). • Si la columna no queda libre, ¡NO GOLPEAR HACIA ARRIBA! Golpear HACIA ABAJO hasta que la columna quede libre o se tome otra decisión. Puede que sea necesario golpear durante 10+ horas. 	<p>Cuando se logra establecer la circulación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aumentar lentamente la velocidad de bombeo hasta alcanzar la velocidad máxima. Cuando sea posible, mover la columna y circular el pozo para limpiarlo a partir de la profundidad de la barrena. • Ensachar la sección hasta que el pozo quede limpio. • Si se sale del pozo (POOH) para registrar y/o meter revestidor, regresar al fondo y circular el pozo hasta que quede limpio.
Liberación de la Pegadura Causada por la Presión Diferencial	<p>Acción inicial:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Circular a la velocidad normal. • Transmitir el torque límite MÁXIMO hasta la profundidad pegada y mantener el torque en la columna. • Parar o reducir al mínimo la velocidad de bombeo. • ¡Liberar hasta el límite MÁXIMO de asentamiento! • Dejar suficiente tiempo para un viaje del martillo hidráulico (4 a 8 minutos para un ciclo largo, ver el manual del martillo). • Si la columna no queda libre, mantener el torque en la columna y seguir golpeando hacia abajo con la carga máxima de viaje. • Si la columna no queda libre después de 5 a 10 impactos del martillo, seguir golpeando mientras que se prepara una pildora de liberación de la tubería. 	<p>Acción secundaria:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mezclar y colocar una solución de imbibición de PIPE-LAX lo antes posible <p>Cuando la columna queda libre:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hacer girar y mover la columna. • Circular para limpiar el pozo. • Acondicionar el lodo para obtener las propiedades necesarias.

(Según Amoco TRUE.)

Pega de Tubería – Empaquetamiento del Pozo

Problema	Recortes Asentados	Inestabilidad de la Lutita	Formación Fracturada, No Consolidada	Cemento (Bloques o Blando)	Basura en el Pozo
Causas	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación demasiado rápida - Velocidad anular o reología inadecuada - Acumulación de recortes (socavamientos) - Tiempo de circulación insuficiente - Perforación ciega sin píldoras de barrido - Perforación sin circulación 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de lutita reactiva con lodo no inhibidor - Perforación de lutita presurizada con peso de lodo insuficiente 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de la formación no cementada - Revoque limitado o ausente - Perforación de una formación fracturada naturalmente 	<ul style="list-style-type: none"> - Bloques de cemento caen de alrededor de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento, los tapones de inyección o los pozos de desviación del pozo - Tentativa de circulación mientras que la columna de perforación está sumergida en cemento blando (fraguado instantáneo) 	<ul style="list-style-type: none"> - Caída accidental de basura en el pozo - Falla del equipo de fondo
Señales de alerta e indicios	<ul style="list-style-type: none"> - ROP más alta con retorno insuficiente de recortes - Aumento de torque, arrastre y presión de bombeo - Sobre-tensión sobre las conexiones y durante los viajes - Relleno en el fondo después de las conexiones y los viajes - Circulación limitada - Aumento de LGS y peso del lodo 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de la viscosidad embudo (VE), VP, PC, esfuerzos de gel y CEC - Aumento de torque, arrastre y presión de bombeo - Sobre-tensión sobre las conexiones y durante los viajes - Embolamiento de la barrena y del BHA - Aumento de la presión poral - Relleno durante las conexiones y después de los viajes - Grandes materiales de derrumbes en las zarandas - Circulación limitada 	<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de control de sólidos cargado con arena y recortes - Pérdidas por infiltración - Relleno durante las conexiones y después de los viajes - Aumento brusco del torque y arrastre - Circulación limitada - Material de derrumbe de gran tamaño en las zarandas 	<ul style="list-style-type: none"> - Hueco de ratón excesivo en la tubería de revestimiento - Aumento del torque y arrastre - Circulación limitada - Movimiento limitado de la tubería 	<ul style="list-style-type: none"> - Puede ocurrir en cualquier momento - Partes metálicas en las zarandas - Un movimiento parcial es posible
Prevención	<ul style="list-style-type: none"> - Reología apropiada del lodo - Usar GPM máximo para el tamaño del pozo - Controlar la ROP si es necesario - Bombear píldoras de barrido para limpiar el pozo - Viaje del limpiador después las corridas del motor de fondo - Aumentar la rotación de la columna de perforación - Circular por más tiempo 	<ul style="list-style-type: none"> - Usar lodo inhibidor - Aumentar el peso del lodo - Minimizar el tiempo de exposición del pozo abierto - Usar píldoras de barrido para limpiar el pozo - Aumentar la reología del lodo 	<ul style="list-style-type: none"> - Proporcionar un revoque de buena calidad - Usar materiales puenteantes apropiados - Evitar un tiempo de circulación excesivo - Usar píldoras de barrido para mantener el pozo limpio - Aumentar la reología del pozo 	<ul style="list-style-type: none"> - Limitar el hueco de ratón en la tubería de revestimiento - Dejar suficiente tiempo para el fraguado del cemento - Reducir la velocidad de viaje frente a la sección de cemento - Calcular el tope del cemento y comenzar a circular a dos haces de tubería en pie encima del tope del cemento - Controlar la perforación en cemento blando 	<ul style="list-style-type: none"> - Usar buenas prácticas - Mantener el pozo cubierto - Verificar con regularidad las herramientas de fondo

(Según Amoco TRUE.)

Pega de Tubería - Geometría del Pozo/Presión Diferencial

Problema	Asentamiento Ojo de Llave	Pozo por Debajo del calibre	Conjunto Rígido	Formación Móvil	Patatas de Perro y Bordas	Colapso de la Tubería de Revestimiento
Causas	<ul style="list-style-type: none"> - La tubería de perforación forma un ojo de llave dentro de la formación - Generalmente relacionado con patas de perro - Los portamechas se atascan en la ranura estrecha del ojo de llave 	<ul style="list-style-type: none"> - RIH con una barrenas y un BHA de diámetro completo en un pozo por debajo del calibre 	<ul style="list-style-type: none"> - El cambio de BHA flexible a rígido no puede tolerar los cambios de ángulo y dirección 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de una formación de lutita o sal plástica 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de una formación con capas duras/blandas interstratificadas - Cambio frecuente de ángulo/dirección del pozo - Perforación de una formación fracturada /fallada - Altos ángulos de inclinación 	<ul style="list-style-type: none"> - La presión externa de la formación (generalmente plásticas) excede la resistencia de la tubería de revestimiento - Cementación fallida
Señales de alerta e indicios	<ul style="list-style-type: none"> - Sección de pata de perro marcada - La tubería gira en el mismo punto por mucho tiempo 	<ul style="list-style-type: none"> - Barrena por debajo del calibre retirada del pozo - Pozo reducido - Pérdida repentina de peso de la columna 	<ul style="list-style-type: none"> - Se introduce otro BHA en el pozo - Presencia de patas de perro - Pérdida repentina de peso de la columna - Pozo reducido 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento del torque y arrastre - Sobre-tensión al salir del pozo 	<ul style="list-style-type: none"> - Sobre-tensión sobre la conexiones y los viajes - Aumento del torque y arrastre 	<ul style="list-style-type: none"> - Perforación de la formación plástica - Bloques de cemento - Pérdida de circulación - Pozo reducido dentro de la tubería de revestimiento
Prevención	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar la magnitud de la pata de perro - Viaje de limpiador/ ensanchar las secciones de pata de perro - Usar el limpiador o escariador 	<ul style="list-style-type: none"> - Calibrar las barrenas antiguas y nuevas - Ensanchar por lo menos las tres últimas juntas hasta el fondo - Nunca forzar la barrena a través de puntos apretados, ensanchar 	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar los cambios de BHA - Limitar la magnitud de las patas de perro - Prever un viaje de ensanchamiento si se usa un BHA rígido 	<ul style="list-style-type: none"> - Mantener un peso de lodo suficiente - Seleccionar el sistema de lodo apropiado - Ensamblamiento/viajes frecuentes - Usar una barrena excéntrica - Minimizar el tiempo de exposición del pozo abierto 	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar los cambios pronunciados y frecuentes de la trayectoria del pozo - Evitar la circulación prolongada frente a la formación blanda - Minimizar los cambios de BHA 	<ul style="list-style-type: none"> - Usar la resistencia apropiada de la tubería de revestimiento frente a la formación plástica

Pegadura por Presión Diferencial	
Problema	
Causas	<ul style="list-style-type: none"> - La presión hidrostática excede la presión de la formación
Señales de alerta e indicios	<ul style="list-style-type: none"> - La circulación no está limitada cuando la tubería se pega - Aumento del torque y arrastre
Prevención	<ul style="list-style-type: none"> - Minimizar el sobrebalance - Controlar la filtración en el fondo - Minimizar el tiempo durante el cual la tubería está estacionaria
	<ul style="list-style-type: none"> - Formación permeable porosa - Alto filtrado
	<ul style="list-style-type: none"> - Revoque grueso de mala calidad - Tubería estacionaria por demasiado tiempo
	<ul style="list-style-type: none"> - Sobre-tensión frente a la formación porosa - Pozo pegajoso sobre la conexión
	<ul style="list-style-type: none"> - Mejorar la calidad del revoque - Minimizar el coeficiente de fricción, usar un lubricante - Usar agentes puenteantes apropiados - Minimizar el contenido de sólidos perforados

Mantener un pozo estable es uno de los principales retos al perforar un pozo.

La inestabilidad del pozo suele ser indicada por lutita derrumbable...

Introducción

Mantener un pozo estable es uno de los principales retos al perforar un pozo. Los estudios indican que los sucesos imprevistos relacionados con la inestabilidad del pozo representan más del 10% de los costos del pozo, con un costo anual para la industria estimado en más de mil millones de dólares. Prevenir la inestabilidad de las zonas con lutitas es muy importante para cada fase de la industria de fluidos de perforación, desde los esfuerzos de investigación y desarrollo hasta la implementación en el campo por el ingeniero de lodos. Nuevas tecnologías están siendo desarrolladas y aplicadas continuamente, mientras que las tecnologías anteriores son perfeccionadas.

La inestabilidad del pozo es causada por un cambio radical del esfuerzo mecánico y de los ambientes químicos y físicos durante la perforación, exponiendo la formación al lodo de perforación. Tal inestabilidad del pozo suele ser indicada por lutitas derrumbables, resultando en ensanchamiento del pozo, puentes y relleno. Las consecuencias más comunes son la pegadura de la tubería, desviaciones del pozo, dificultades relacionadas con los registros y su interpretación, dificultades en la recuperación de núcleos laterales, dificultades al meter la tubería de revestimiento, cementaciones de mala calidad, y la pérdida de circulación. Todas éstas resultan en mayores costos, la posibilidad de perder parte del pozo o el pozo entero, o una producción reducida.

La inestabilidad del pozo es causada por:

- **Esfuerzo mecánico.**
 - Rotura causada por la tensión – fracturación y pérdida de circulación
 - Rotura causada por la compresión – fisuración y colapso o flujo plástico.
 - Abrasión e impacto.
- **Interacciones químicas con el fluido de perforación.**
 - Hidratación, hinchamiento y dispersión de la lutita.

- Disolución de formaciones solubles.
- **Interacciones físicas con el fluido de perforación.**
 - Erosión
 - Humectación a lo largo de fracturas preexistentes (lutita frágil).
 - Invasión de fluido – transmisión de presión.

Es sumamente importante que el ingeniero de fluidos de perforación entienda la inestabilidad de la lutita y del pozo para poder evaluar una situación con habilidad y que ponga en práctica un plan de medidas remediadoras. Se requiere un enfoque sistemático que integre varias disciplinas para evaluar y remediar la inestabilidad del pozo. Es decir que la pericia de un ingeniero de lodos no se limita a los fluidos de perforación. Se requiere un buen conocimiento práctico de todos los aspectos de la operación, así como antecedentes básicos en mecánica y geofísica, y química de agua y arcillas. Varias causas posibles deben ser evaluadas para resolver la inestabilidad del pozo. Al evaluar estas condiciones interrelacionadas, será posible determinar el modo de falla más probable y aplicar una respuesta apropiada para resolver o tolerar la inestabilidad.

Se incluyen las siguientes condiciones mecánicas:

- Problemas de limpieza del pozo.
- Erosión del pozo.
- Daños causados por impactos físicos.
- Pesos del lodo y presiones porales.
- Presiones de surgencia y pistoneo.
- Esfuerzos del pozo.

Las condiciones químicas también deben ser evaluadas, tal como:

- Reactividad de la formación quebradiza.
- Compatibilidad química del sistema de lodo.
- Posible disolución del material del pozo.

Con frecuencia, no hay ninguna solución simple y económica. En estos casos, se debe usar una combinación

de buenas prácticas de perforación, el sistema de lodo “aceptable” más inhibidor y remedios sintomáticos para completar el pozo. Aunque los sistemas base aceite y sintético proporcionen frecuentemente un pozo más estable y resuelvan generalmente los problemas relacionados con la lutita, es posible que su uso esté sometido a restricciones o que causen otros problemas.

Varias restricciones pueden ser impuestas sobre los tipos de sistemas de lodo y productos que pueden ser usados. Estas restricciones incluyen:

- La necesidad de obtener una evaluación de la formación específica (núcleos alterados en

grado mínimo o un registro en particular).

- Reglamentos locales sobre la salud, la seguridad y el medio ambiente
- Costo, logística y disponibilidad de los materiales.
- Otros problemas que son más importantes que las preocupaciones relacionadas con la inestabilidad del pozo (por ej., pérdida de circulación).

Antes de describir las causas individuales de la inestabilidad del pozo, es importante revisar: (1) la deposición de la lutita y rocas sedimentarias, (2) la química de arcillas, y (3) los esfuerzos in situ.

Deposición de la Lutita y Rocas Sedimentarias

Las rocas sedimentarias son materiales que se han depositado durante un periodo geológico en una cuenca de deposición. Las rocas sedimentarias pueden ser divididas en dos grupos principales: rocas clásticas y rocas no clásticas. Las rocas sedimentarias no clásticas incluyen precipitados orgánicos como el carbón y precipitados químicos con la sal. Por definición, las rocas sedimentarias clásticas se componen principalmente de partículas que se erosionaron de un sitio sobre la superficie de la tierra, fueron transportadas hacia otro sitio y se depositaron como sedimentos. El agente de transporte para las rocas sedimentarias clásticas puede ser el agua, el hielo, el viento o la gravedad.

Las rocas sedimentarias clásticas también se clasifican según el tamaño de las partículas que componen la roca. Las clases de tamaño importantes de las partículas sedimentarias y los tipos de roca correspondientes son: grava/conglomerado, arena/arenisca, limo/limolita y arcilla/lutita (ver la Tabla 1 en el capítulo sobre Control de Sólidos).

La formación de una roca sedimentaria clástica puede ser dividida en dos fases importantes: sedimentación y diagénesis.

La sedimentación es el proceso que ocurre en la superficie de la tierra y permite que las partículas o los granos se acumulen en forma de sedimento (ver la Figura 2 en el capítulo sobre Predicción

de la Presión). Por ejemplo, dentro de un grupo de partículas que están siendo transportadas por una corriente de agua, cualquier disminución de la velocidad de la corriente permite que las partículas más grandes de la población de partículas transportadas se sedimenten. A la larga, el flujo de una corriente o río dentro de una gran masa de agua como un lago, una bahía o el océano, permitirá que todas las partículas transportadas se sedimenten, con una acumulación de la fracción más gruesa cerca de la desembocadura de la corriente, y la sedimentación de la fracción más fina lejos de la desembocadura.

Típicamente, los ríos y las corrientes acarrear arena, limo y arcilla dentro de cuencas sedimentarias. Los procesos sedimentarios tienden a clasificar estas partículas de manera que la arena, el limo y la arcilla se depositen en tres lugares distintos. Cuando la cuenca se llena, el nivel de agua en la cuenca sedimentaria cambia o la ubicación de la desembocadura del río cambia, el sitio de deposición de la arena, limo y arcilla puede cambiar. Estos cambios del sitio de acumulación de los sedimentos de arena, limo y arcilla se producen con el tiempo, y la sección vertical en cualquier sitio en particular refleja la historia de deposición anterior en ese sitio, y puede componerse de capas de arena, limo y arcilla. Como regla general, los procesos de sedimentación determinan la granulometría del

Los procesos sedimentarios tienden a clasificar estas partículas de manera que la arena, el limo y la arcilla se depositen en tres lugares distintos.

La diagénesis abarca todos los procesos que modifican un sedimento después de su deposición.

En agua que está fluyendo con una velocidad o turbulencia... las partículas de tamaño de arcilla permanecen suspendidas.

sedimento y ciertas características que pueden estar presentes en el sedimento, tal como los planos de estratificación.

La diagénesis abarca todos los procesos que modifican un sedimento *después* de su deposición. Estos procesos incluyen la consolidación, disolución de ciertos minerales, precipitación de otros minerales y cambios en la composición de ciertos minerales. La diagénesis modifica los sedimentos de arena, limo y arcilla en arenisca, limolita y lutita. La diagénesis comienza inmediatamente después de la deposición del sedimento, ya que el peso de los sedimentos depositados más recientemente comienza a consolidar y exprimir el agua fuera del sedimento ubicado por debajo de la superficie de sedimentación. La diagénesis continúa mientras que el sedimento queda cada vez más enterrado y la temperatura causa cambios en ciertos minerales. El agua exprimida de los sedimentos enterrados a mayor profundidad pasa a través de ciertos minerales, causando la disolución de algunos y la precipitación de otros. Muchas veces, los minerales precipitados en arena, limo y lutita causan la aglomeración de los granos sedimentarios y actúan como un agente de cementación, proporcionándole un carácter más rígido a la roca sedimentaria. A medida que la diagénesis continúa con el tiempo, la temperatura y la presión, los cambios del sedimento se hacen cada vez más importantes, y pasan gradualmente a procesos metamórficos.

Es importante recordar que todas las rocas sedimentarias perforadas resultan de procesos sedimentarios y de diagénesis.

La lutita es la roca sedimentaria clástica que se compone principalmente de partículas que están incluidas en la clase de tamaño de arcilla (tamaño medio inferior a 4 micrones). Para entender la naturaleza de los sedimentos de arcilla y la lutita, es importante comprender que el término “arcilla” tiene dos definiciones. Una definición de la arcilla es una *clase de tamaño* de partículas sedimentarias. La otra

definición se refiere a una *clase de minerales* conocidos como minerales arcillosos. Como regla general, los minerales arcillosos son partículas que caen dentro de la clase de tamaño de arcilla, pero otros minerales no arcillosos – tal como el cuarzo y el feldespato – también pueden estar presentes en partículas lo suficientemente pequeñas para ser clasificados como arcilla, desde el punto de vista de la granulometría. La arcilla es un sedimento, y la lutita es una roca compuesta de partículas de tamaño de arcilla.

En la perforación de petróleo y gas, la mayoría, pero no todas las formaciones de arcilla o lutita perforadas se sedimentaron en una cuenca marina. Las partículas que componen la lutita o arcilla se erosionaron inicialmente a partir de una masa terrestre y fueron transportadas hacia la cuenca marina por ríos. La naturaleza y la composición de las partículas que entran en la cuenca sedimentaria dependen en cierta medida de la composición de la roca y de los suelos erosionados en la masa terrestre que sirven de fuente para el sedimento. La variabilidad del terreno en esas fuentes es una de las razones por las cuales las lutitas pueden diferir entre las distintas cuencas sedimentarias. Por ejemplo, los suelos en climas templados suelen contener más minerales arcillosos de esmectita que minerales arcillosos de kaolinita, y las partículas sedimentarias que se erosionaron a partir de esos suelos de clima templado contienen menos kaolinita que esmectita. En los suelos tropicales, más sílice se ha lixiviado del suelo y los suelos suelen contener más kaolinita que esmectita.

La razón por la cual la arcilla se acumula en forma de sedimento y no en forma de arena o limo está casi siempre relacionada con la velocidad de flujo del agua que la suspende. En agua que está fluyendo con una velocidad o turbulencia considerable, las partículas de tamaño de arcilla permanecen suspendidas. En aguas tranquilas que no tienen prácticamente ninguna velocidad de flujo o turbulencia, las partículas de tamaño de arcilla pueden

Los sedimentos de arcilla son alterados dramáticamente por la diagénesis.

La bioturbación es la perturbación del sedimento por organismos que viven en el sedimento.

sedimentarse y acumularse. Estos ambientes de aguas tranquilas suelen ocurrir costafuera, por debajo de la base de las olas (la base de las olas en la superficie del agua) y en bahías o lagunas. Otros sitios no marinos de deposición de arcillas pueden incluir lagos y lechos de creciente de los ríos.

Dos características de la sedimentación marina de las arcillas pueden ser importantes: la *floculación* y la *bioturbación*. La floculación de las partículas de tamaño de arcilla puede ocurrir cuando las arcillas dispersas que son transportadas por un río de agua dulce entran en el ambiente marino salino. Factores como la naturaleza y la cantidad de arcilla presente en el agua determinarán si la floculación ocurre. Cuando la floculación ocurre, las partículas de tamaño de arcilla se agregan formando una partícula más grande que puede sedimentarse más fácilmente que la arcilla dispersa. El material arcilloso floculado suele sedimentarse con grandes cantidades de partículas de tamaño de limo de cuarzo y feldespato. Esto resulta en un sedimento de arcilla limosa que suele tener una estructura permeable como “castillo de naipes”. Una consecuencia práctica de la floculación es que la mayoría de los sedimentos marinos de arcilla y las formaciones de lutita depositadas en ambientes marinos contienen grandes cantidades de granos de cuarzo de tamaño de limo.

La bioturbación es la perturbación del sedimento por organismos que viven en el sedimento. Los organismos, incluyendo los moluscos y gusanos, obtienen nutrientes al digerir el sedimento. Esta bioturbación destruye o modifica la textura original del sedimento, y en algunos casos, puede nodulizar el sedimento. El sedimento nodulizado puede tener una permeabilidad más alta que la arcilla que no ha sido nodulizada. Aunque la mayoría de las formaciones de arcilla marina no estén nodulizadas, los procesos de bioturbación han ocultado o destruido la estructura de estratificación laminada o fina de la mayoría de los sedimentos de arcilla marina.

Un tipo de lutita que *no* ha sido bioturbado es la lutita carbonácea – lutita con un alto contenido orgánico. La lutita carbonácea se sedimentó sobre una superficie empobrecida en oxígeno

(como suele ocurrir en algunas lagunas) que impidió la oxidación del material orgánico. Las lutitas carbonáceas están generalmente caracterizadas por laminaciones y la lutita puede partirse fácilmente a lo largo de estas laminaciones.

Los sedimentos de arcilla son alterados dramáticamente por la diagénesis. En el fondo oceánico, los sedimentos de arcilla son frecuentemente llamados lodo debido a la falta total de cohesión. Durante las primeras etapas de consolidación, los sedimentos de arcilla se vuelven un tanto más sólidos, pero siguen dispersándose fácilmente en agua o lodo base agua. A medida de la consolidación básica continúa, las arcillas pueden volverse menos permeables y pueden adquirir la capacidad de retener la presión. La consolidación de los sedimentos de arcilla es uno de los mecanismos para generar geopresiones. Cuando la profundidad de entierro y la temperatura aumentan, los cambios mineralógicos comienzan a producirse en las formaciones de arcilla. El sedimento de arcilla puede guardar un carácter plástico o de “gumbo” (pegajoso), o puede ser transformado en lutita más rígida y frágil, y más cementada. Dos tipos de cambios mineralógicos diagenéticos pueden alterar la naturaleza de los sedimentos de arcilla y de la lutita: (1) la transformación de los minerales arcillosos de esmectita en capas mixtas de ilita-esmectita y (2) la precipitación de los cementos minerales.

La transformación de la esmectita en arcilla ilita-esmectita hace que los minerales arcillosos contenidos en el sedimento de arcilla o la lutita sean menos activos químicamente. Sobre un periodo geológico (de un millón de años o más), a temperaturas alrededor de 200°F, por lo menos parte de la arcilla esmectita en los sedimentos de arcilla se vuelve químicamente inestable. Ésta se transforma en un mineral compuesto por capas mixtas de ilita-esmectita. Cuando las temperaturas exceden 200°F y la edad geológica aumenta, estos minerales de capas mixtas adquieren un carácter más ílitico. Las formaciones de lutita geológicamente antiguas (Paleozoicas – más de 250 millones de años de edad) casi nunca contienen cantidades considerables de arcilla esmectita. Como regla general, la lutita

más profunda, más caliente y más antigua es menos reactiva químicamente que los sedimentos de arcilla más recientes, menos profundos y más fríos.

Otro factor es la precipitación de los cementos minerales que le dan su carácter rígido y frágil a la lutita. Algunas formaciones de lutita están cementadas por cementos de carbonato como el carbonato de calcio o la dolomita, y este cemento de carbonato les confiere tanto la resistencia como la dureza mecánica. Sin embargo, la cementación con carbonato es mucho más rara en la lutita que la cementación con sílice. El sílice, o SiO_2 , es un producto de la reacción de transformación de esmectita a ilita descrita anteriormente. La cementación con sílice vuelve la lutita frágil. La cantidad de cementación con sílice en la lutita puede variar. La cementación parcial de la lutita vuelve la lutita frágil pero débil, y posiblemente dispersable, mientras que mayores cantidades de cementación con sílice pueden volver la lutita frágil pero con tendencia al derrumbe. La capacidad que los fluidos o filtrados tienen para penetrar dentro de formaciones de lutita cementadas parece constituir un factor importante en lo que se refiere a la estabilidad de estas formaciones cuando están expuestas a los fluidos de perforación. Las formaciones que permiten la penetración de agua dentro de la lutita hacen que los materiales arcillosos contenidos en la lutita desarrollen presiones de hinchamiento que pueden romper la cementación que mantiene unida a la lutita.

Hay varios tipos de formaciones “lutíticas” que caen fuera de las categorías de lutitas marinas y no marinas descritas anteriormente. Una es la toba volcánica. Aunque la toba volcánica no sea una roca sedimentaria, capas de toba volcánica pueden aparecer dentro de una secuencia de materiales de rocas sedimentarias. La toba es la acumulación de una erupción de ceniza volcánica. La ceniza volcánica, al caer en la superficie de la cuenca marina o sedimentaria, se compone principalmente de vidrio de silicato. Con el tiempo geológico, este vidrio volcánico es químicamente inestable y se cristaliza para formar minerales arcillosos. La capa de ceniza volcánica alterada a veces es llamada *capa de*

bentonita. La bentonita de Wyoming se extrae a partir de un depósito de ceniza volcánica alterada. Los depósitos de ceniza volcánica considerados importantes desde el punto de vista geológico incluyen la Toba de Balder (“Balder Tuff”) en el Mar del Norte, y varias formaciones de toba en Indonesia.

Debido a la gran variabilidad de las formaciones de lutita en diferentes regiones del mundo, las técnicas y soluciones para perforar la lutita y resolver los problemas de estabilidad que son eficaces en una región no serán necesariamente eficaces en otras regiones.

Las formaciones de lutita son fáciles de identificar con las herramientas de registro por rayos gamma que son usadas comúnmente. Estas herramientas miden los rayos gamma naturales emitidos por las formaciones penetradas por el pozo. Los rayos gamma son generados por la desintegración de un isótopo de potasio con un peso atómico de 40 y por la desintegración de átomos comprendidos en la serie de elementos de uranio y torio. Cantidades minúsculas de torio están presentes en los minerales arcillosos, y el potasio es un componente común de la lutita. Por convención, el registro de rayos gamma aparece en la columna del extremo izquierdo de un registro eléctrico. La desviación hacia la derecha de la línea de rayos gamma indica una formación de lutita. La desviación hacia la izquierda indica una formación de arena o caliza.

Los registros de lodo representan una fuente inestimable de información para el ingeniero de lodo en el sitio, cuando éste procura reconstruir la secuencia litológica de la formación que se está perforando. Los reportes diarios de registro proporcionan un desglose (hasta porcentajes matriciales) de cada muestra tomada a una profundidad determinada. Estos registros de lodo pueden ayudar a anticipar una formación problemática conocida y evaluar la reactividad y estabilidad relativa de una formación en particular. La Tabla 1 enumera los códigos geológicos y las descripciones estándar que se usan en los reportes de registro de lodo, así como la granulometría de los tipos de rocas sedimentarias en particular.

La toba es la acumulación de una erupción de ceniza volcánica.
















Tipo de Roca	Abreviatura	Símbolo	Granulometría	Descripción
Lutita y arcillita	Sh CLst		<4 micrones	Rocas formadas por la acumulación de minerales arcillosos y partículas de tamaño de limo. Resistencia a la compresión: Sh: 4.000 - 10.000 psi
Marga	Mrl		<4 micrones	Rocas formadas por la acumulación de minerales arcillosos y calcita (carbonato de calcio).
Limolita	SLst		4 a 60 micrones	Rocas formadas por la acumulación de limo y cuarzo de tamaño de arena.
Arenisca	Sst		60 a 2.000 micrones	Resistencia a la compresión: Sst: 5.000 - 15.000 psi
Conglomerado	Cgl		>2.000 micrones	Rocas formadas por la acumulación de partículas de tamaño de grava, guijarros y cantos rodados.
Caliza	Ls		Rocas precipitadas	Rocas depositadas mediante la precipitación de calcita (carbonato de calcio) y dolomita (carbonato de calcio-magnesio).
Dolomita y tiza (pizarra)	Dol Chk			Resistencia a la compresión: Ls: 6.000-15.000 psi, Dol: ~24.000 psi Chk: ~6.000 psi
Horsteno	Cht			
Yeso y anhidrita	Gyp Anhy		Rocas evaporadas	Rocas depositadas mediante la precipitación durante la evaporación del agua.
Sal	Sa			
Basamento	Bm		Rocas ígneas	Rocas volcánicas formadas por el enfriamiento de magma fundida.
Volcánicas	Volc			
Falla	Flt		n/a	Fractura geológica ancha y desplazamiento de rocas a lo largo de un plano de falla.
Petróleo	O		Fluidos de la formación	Petróleo (5 - 7 lb/gal)
Gas	G			Gas natural (~2,3 lb/gal)
Agua	Wtr			Agua o salmuera (8,3 - 11,7 lb/gal)

Tabla 1: Tipos de rocas, códigos de registro de lodo y descripción (según el manual Amoco TRUE®).

La lutita, la arenisca y la caliza constituyen la...mayoría de las rocas sedimentarias...

La lutita, la arenisca y la caliza constituyen la inmensa mayoría de las rocas sedimentarias, ya que un porcentaje muy pequeño se compone de otros tipos de rocas. En la mayoría de las cuencas de petróleo y gas, la lutita constituye 50 a 75% de las rocas perforadas. La Tabla 2 indica el porcentaje aproximado de lutita, arenisca y caliza en varias regiones.

Diferentes tipos de rocas tienen características definidas y problemas relacionados con la perforación. La

Cuenca	Lutita (%)	Arenisca (%)	Caliza (%)
Golfo de México	60	30	10
Cuenca Pérmica	10	30	60
Trinidad	50	50	—

Tabla 2: Distribución relativa de los tipos de rocas para varias áreas (según el manual Amoco TRUE).

Tabla 3 enumera algunas de las diferentes características de los tipos de rocas.

Tipo de Roca	Subdivisión	Característica
Lutita	Blanda (dúctil)	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente presente a niveles poco profundos (~10.000 pies). • Blanda y dúctil debido a una porosidad alta (15 –60%) y un alto contenido de agua (25 – 70%). • Presión de fractura aproximadamente igual a la presión de inyección. • Textura dúctil permite que las fracturas de la formación se cierren recobrando su resistencia original. • Prueba de Azul de Metileno (MBT) 20 – 40 (meq/100 g). • Arcillas esmectita + ilita. • Relacionada con pistoneo, pérdida de circulación, socavamiento y empaquetamiento del pozo.
	Dura (frágil)	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente presente a mayores profundidades (>10,000 pies). • Dura y frágil debido a una porosidad baja (4 – 15%) y a un bajo contenido de agua (3 – 10%). • Presión de fractura superior a la presión de inyección • MBT 3 – 10 (meq/100 g). • Arcillas ilita, kaolinita y clorita. • Textura frágil impide que las fracturas de la formación se cierren. • Relacionada con empaquetamiento/puenteo del pozo.
Arenisca	No consolidada	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente presente en la sección superficial del pozo (superficie a ~5.000 pies). • Alta porosidad (>25%). • Alta permeabilidad (>2 darcys) • Relacionada con la pérdida de circulación, socavamiento y empaquetamiento del pozo.
	Consolidada	<ul style="list-style-type: none"> • Presente principalmente en las secciones media a profunda del pozo (>4.000 pies). • Gama de porosidades (1 – 25%). • Gama de permeabilidades (10 milidarcys – 2 darcys) • Relacionada con la pegadura por presión diferencial y el pozo por debajo del calibre cuando es abrasiva.
Caliza dolomita	Blanda (tiza)	<ul style="list-style-type: none"> • Baja resistencia a la compresión. • Alta porosidad (~40%). • Gama de permeabilidades (10 milidarcys – 2 darcys). • La tiza (carbonato de calcio) se dispersa en lodo de agua dulce. • Relacionada con el socavamiento del pozo y la contaminación del lodo por el calcio.
	Dura	<ul style="list-style-type: none"> • Alta resistencia a la compresión. • Generalmente fracturada por los esfuerzos naturales. • Alta porosidad (20 – 40%). • Gama de permeabilidades (500 milidarcys – 4 darcys). • Relacionada con el empaquetamiento/puenteo del pozo, pegadura por presión diferencial y pérdida de circulación.

Tabla 3: Características relativas de las rocas sedimentarias (según el manual Amoco TRUE).

Química de Arcillas

Desde el punto de vista de la sedimentación, la arcilla se definía como un término para describir el tamaño de las partículas, pero desde el punto de vista químico y mineralógico, el término “arcilla” se refiere a minerales arcillosos específicos. Estos minerales arcillosos son minerales cristalinos que tienen una estructura estratificada de sílice y alúmina. Los minerales arcillosos comunes encontrados en la lutita son la esmectita, la illita, la clorita y la kaolinita. Estos minerales existen como partículas cristalinas muy pequeñas que corresponden al rango de tamaños de arcilla. El análisis de los tipos de minerales arcillosos presentes en una lutita puede ser realizado mediante las técnicas de Difracción de Rayos X (XRD).

Los minerales arcillosos tienen la capacidad de adsorber agua y cationes en su superficie. Como se mencionó anteriormente, los minerales arcillosos tienen un pequeño tamaño de partículas y una estructura estratificada o laminar. Por este motivo, los minerales arcillosos tienen una gran superficie específica (superficie específica = superficie por gramo de material). La illita, clorita y kaolinita son cristales muy pequeños que adsorben agua y cationes en sus superficies externas. Además de adsorber agua y cationes en las superficies externas, la esmectita también adsorbe agua y cationes en las superficies ubicadas entre las capas de su estructura cristalina. La capacidad de adsorción de agua de la esmectita es mucho más grande que la de otros minerales arcillosos. La capacidad de adsorber agua, la capacidad de la arcilla de intercambiar cationes y la superficie específica de la arcilla son atributos muy relacionados entre sí que a veces son llamados *propiedades coligativas* de la arcilla. Estas propiedades coligativas son básicamente medidas de la reactividad de la arcilla. Como la Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC) es fácil de medir, se trata de un método práctico para evaluar la reactividad de la arcilla o lutita. La CEC

de la arcilla seca se puede medir mediante una valoración de azul de metileno. La unidad estándar para reportar la capacidad de intercambio catiónico de la arcilla seca es miliequivalentes (meq) por 100 g de arcilla seca. Para medir la capacidad de intercambio catiónico, se usa una solución de azul de metileno 0,01 N, de manera que el número de milímetros de solución de azul de metileno requeridos para llegar al punto final sea igual a meq/100 g. El rango de CEC para materiales minerales arcillosos puros está indicado en la siguiente tabla:

Arcilla	CEC (meq/100 g)
Esmectita	80 - 150
Illita	10 - 40
Clorita	10 - 40
Kaolinita	3 - 10

La esmectita es claramente mucho más reactiva que otros materiales minerales arcillosos. Las lutitas que contienen esmectita son las más sensibles al agua y las más hidratables. Las lutitas que contienen otros minerales arcillosos tienen una menor capacidad de hidratación, aunque puedan ser sensibles al agua. La mayoría de las lutitas contienen varios tipos de arcillas en cantidades variables. La reactividad de una lutita depende de los tipos y de las cantidades de minerales arcillosos presentes en la lutita. Muchas veces, la CEC constituye una mejor medida de la reactividad de la arcilla que el análisis mineralógico deducido del análisis de difracción de rayos X (XRD).

Las estructuras cristalinas de la illita y la esmectita son similares, con una unidad repetida de tres capas compuesta de una capa de alúmina intercalada entre dos capas de sílice. En la esmectita, hay una capa de iones adsorbidos y agua entre las unidades de tres capas formando el cristal. En la illita, hay una capa de iones potasio, pero no hay agua entre las unidades de tres capas. Además, la illita tiene una sustitución considerable de átomos de sílice por átomos de aluminio en las capas de sílice, mientras que la esmectita no la tiene. Los átomos de potasio en la

Los minerales arcillosos tienen la capacidad de adsorber agua y cationes en su superficie.

La unidad estándar para reportar la capacidad de intercambio catiónico de la arcilla seca es meq por 100 g de arcilla seca.

...algunas capas contienen iones intercambiables y agua mientras que otras capas están “aplastadas”, con átomos de potasio entre las capas.

estructura de ilita no son iones intercambiables pero constituyen una parte fija de la estructura del cristal; sólo los iones en las superficies externas de la ilita son intercambiables. En la esmectita, los iones entre las capas son intercambiables y pueden componerse de sodio, calcio, magnesio o potasio (nótese que la esmectita que intercambié iones potasio es diferente de la ilita).

Como se mencionó en la discusión sobre la diagénesis, las arcillas esmectita e ilita existen frecuentemente en forma de mineral de capas mixtas. En un mineral de capas mixtas, algunas capas contienen iones intercambiables y agua mientras que otras capas están “aplastadas”, con átomos de potasio entre las capas. La mayoría de la esmectita e ilita presente en los sedimentos marinos y las rocas sedimentarias son arcillas de capas mixtas. Muchos “ancianos” y otras personas que se dedican a la perforación usan los términos *montmorillonita* o *bentonita* en vez del término *esmectita* para describir la arcilla que contiene agua en su estructura estratificada. Esta situación surge porque los especialistas que estudian la arcilla han perfeccionado la nomenclatura que se ha aplicado a los materiales arcillosos durante muchos años, y siguen perfeccionando o redefiniendo los términos a medida que se descubren nuevos detalles sobre la naturaleza de los materiales arcillosos. Para facilitar el entendimiento de la nomenclatura, se ofrecen las siguientes definiciones:

- Esmectita – un grupo de minerales arcillosos que tienen la estructura en sandwich descrita anteriormente y contienen agua entre las capas de aluminosilicato. Este grupo de minerales incluye la *montmorillonita*, la *hectorita*, la *saponita*, la *nontronita* y otros minerales específicos.
- Iilita – un mineral arcilloso específico con una estructura principal de aluminosilicato similar a la esmectita, pero sin agua entre las capas. Los especialistas todavía no han dividido la ilita en un grupo de minerales, pero algunos de ellos

están probablemente empeñados en hacerlo.

- *Montmorillonita* – un mineral común que corresponde al grupo de minerales de esmectita. En realidad, la mayoría de la arcilla esmectita en los sedimentos de la Costa del Golfo de los Estados Unidos se compone de *montmorillonita*. Puede que esto no sea cierto en otras cuencas sedimentarias.
- *Bentonita* – Geológicamente, la bentonita es una capa de ceniza volcánica alterada. En el comercio, el término bentonita se refiere a la *montmorillonita* de sodio explotada comercialmente que se utiliza como aditivo para el lodo de perforación. La arcilla bentonítica explotada en Wyoming proviene precisamente de una capa de bentonita geológica, pero la arcilla bentonítica explotada en otras partes del mundo puede provenir de otros tipos de depósitos geológicos.

Los minerales arcillosos de clorita son similares a la arcilla ilita en lo que se refiere a la reactividad. La clorita es un grupo de minerales arcillosos específicos. En general, los minerales de clorita contienen una capa de alúmina intercalada entre dos capas de sílice y una capa de magnesio u óxido de hierro. La clorita no contiene agua entre las capas. Algunas rocas de lutita más antiguas que han sido sometidas a un alto grado de diagénesis sólo contienen clorita e ilita como componentes arcillosos. La mayoría de estas lutitas son relativamente no reactivas, pero algunas pueden hidratarse y derrumbarse.

La arcilla kaolinita es menos reactiva que otros minerales arcillosos. Su estructura básica se compone de capas intercaladas de sílice y alúmina. El tamaño cristalino de la kaolinita es típicamente más grande que el tamaño cristalino de la esmectita o ilita, y tiene una superficie específica más pequeña, una capacidad de intercambio catiónico más baja y una menor capacidad de adsorber el agua. La arcilla kaolinita puede dispersarse en los fluidos de perforación base agua.

Los tipos de arcilla presentes en una

formación rocosa son analizados mediante un análisis de difracción por rayos X. La XRD mide el espaciamento entre los planos de los átomos en una substancia cristalina. Para los tipos

Arcilla	Espesor de Capa (Å)
Na-esmectita	12
K-esmectita	12
Ca-esmectita	14
Esmectita tratada con etilenglicol	17
Clorita	14
Ilita	10
Kaolonita	7

comunes de arcilla, la siguiente tabla indica el espesor de las capas unitarias en Angstroms (Å o 10-8 cm):

Cabe notar que el espesor de capa de las arcillas esmectita depende del tipo de ion. Uno de los métodos clásicos usados para identificar la esmectita cuando hay dudas sobre su existencia consiste en tratar la arcilla con etilenglicol y determinar si el espaciamento aumenta hasta 17 Å.

Referirse al capítulo sobre Química de Arcillas para más información sobre los mecanismos relacionados con el intercambio de bases y el hinchamiento o la dispersión de la arcilla.

Los Esfuerzos de la Tierra

Es importante entender la relación entre los esfuerzos de la tierra para evaluar la inestabilidad del pozo. La presión de sobrecarga, la presión poral y los esfuerzos tectónicos, los cuales están descritos a continuación, contribuyen a la inestabilidad que ocurre cuando se perfora un pozo en el ambiente subsuperficial.

PRESIÓN DE SOBRECARGA

La sobrecarga es el volumen y peso de todas las formaciones y todos los fluidos ubicados encima de una formación determinada. El esfuerzo total impuesto por la sobrecarga a la cual una formación subsuperficial está sujeta se llama presión geostática, presión litostática o presión total de sobrecarga (P_O). Esta presión puede ser calculada de la siguiente manera:

$$P_O = \rho_B \times \text{TVD}$$

Donde:

ρ_B = Densidad aparente de los sedimentos

TVD = Profundidad Vertical Total

La presión de sobrecarga (P_O) es igual a la presión total del peso de los sedimentos (P_S), más la presión del peso de los fluidos (P_F) que existen encima de una formación determinada y que deben ser soportados mecánicamente por la formación, o sea $P_O = P_S + P_F$. Para las unidades inglesas, la presión de sobrecarga puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$P_O \text{ (psi)} = 0,052 \times \rho_B \text{ (lb/gal)} \times \text{TVD (pies)}$$

Donde el factor de conversión de las unidades 0,052 es 12 pulg./pie ÷ 231 pulg.³/gal.

Las relaciones entre la presión y la profundidad son comúnmente consideradas en términos de "gradiente", el cual representa la presión dividida por la profundidad. El gradiente de presión de sobrecarga (P_{OG}) puede ser calculado de la siguiente manera:

$$P_{OG} \text{ (psi/pies)} = 0,052 \times \rho_B \text{ (lb/gal)}$$

Como las densidades aparentes de los sedimentos varían según la ubicación y la profundidad debido a la compactación, se usa generalmente una densidad aparente de 144 lb/pie³ (19,25 lb/gal o SG 2,3) de manera que el gradiente geostático o de sobrecarga sea de 1 psi/pie (0,23 kg/cm²/m).

Las densidades aparentes de los sedimentos pueden ser obtenidas con mayor precisión a partir de los registros de densidad aparente. Los registros no están siempre disponibles para esta información, pero los gradientes pueden ser calculados. El gradiente geostático medio trazado en relación con la profundidad para el Golfo de México es más próximo a 0,83 psi/pie (~16 lb/gal) cerca de la superficie, y 1,0 psi/pie (~20 lb/gal) cerca de 20.000 pies. Si no se conoce el gradiente de sobrecarga, suponer que es de 1,0 psi/pie o usar el valor conocido del pozo de referencia más cercano.

La sobrecarga es el volumen y peso de todas las formaciones y todos los fluidos ubicados encima de una formación determinada.

PRESIÓN PORAL Y PRESIÓN INTERGRANULAR

La roca soporta la presión de sobrecarga total de dos maneras. La primera es mediante la presión intergranular (P_I), un esfuerzo matricial debido a la fuerza transmitida mediante el contacto mecánico de grano a grano. En segundo lugar, cuando los sedimentos no están suficientemente compactados para formar el contacto de grano a grano, la sobrecarga es soportada parcialmente por la presión poral (P_P), causando una presión anormal. La presión poral es la presión de los fluidos de la formación (agua, petróleo y gas) que debe ser balanceada con el peso del lodo. Por lo tanto, la presión de sobrecarga total es igual a la suma de la presión intergranular y la presión poral, o sea $P_O = P_I + P_P$ (ver la Figura 1). De la misma manera que los gradientes de densidad varían debido a la compactación, los gradientes de presión poral normal varían debido a la salinidad de las aguas de la formación. De acuerdo con la Tabla 4, para una salinidad y densidad determinada, la presión poral normal puede ser calculada de la siguiente manera:

$$P_P \text{ (psi)} = 0,052 \times \text{densidad del fluido poral (lb/gal)} \times \text{TVD (pies)}$$

En general se considera que un gradiente de presión poral normal es de 0,465 psi/pie. Cuando la presión poral es mayor que la presión hidrostática teórica para una TVD determinada, la formación es anormal o geopresurizada. Las condiciones de presión anormal resultan de algún tipo de sello geológico que causa el entrapamiento de los fluidos y gases

de la formación, impidiendo que éstos se filtren hacia zonas menos profundas a medida que la masa de la sobrecarga aumenta. Los sellos pueden componerse de lutitas densas, caliza, dolomita, sal u otras formaciones impermeables.

Los tres tipos de presión – presión de sobrecarga, intergranular y poral – presentan analogías con una torre de agua. La sobrecarga sería el peso total que actúa sobre la base de la torre de agua, el peso del agua más el peso de la torre propiamente dicha. La presión intergranular sería el peso de la estructura que actúa a través de la armadura de la estructura. La presión poral sería la presión hidrostática del agua.

...la presión de sobrecarga total es igual a la suma de la presión intergranular y la presión poral...

Las condiciones de presión anormal resultan de algún tipo de sello geológico...

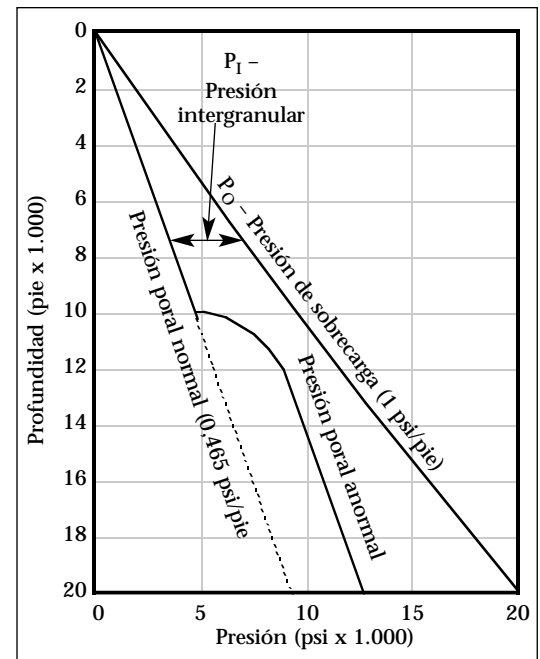


Figura 1: Perfil típico de presión de sobrecarga, Golfo de México.

Región	Densidad Media del Fluido Poral (lb/gal)	Gradiente de Presión poral (psi/ft)
Texas Occidental	8,33	0,433
Golfo de México	8,95	0,465
Mar del Norte	8,70	0,452
Malasia	8,50	0,442
Delta de Mackenzie	8,50	0,442
África Occidental	8,50	0,442
Cuenca de Anacardo	8,33	0,433
Montañas Rocosas	8,39	0,436
California	8,45	0,439

Tabla 4: Gradientes de presión poral para varias regiones.

El gradiente de fractura es básicamente igual al esfuerzo mínimo principal.

ORIENTACIÓN DE LOS ESFUERZOS

La sobrecarga ejerce un esfuerzo vertical contra la formación, resultando en un esfuerzo horizontal hacia afuera, según las propiedades mecánicas de la roca. Los esfuerzos subsuperficiales se descomponen en la orientación (dirección) de los planos tridimensionales de los tres esfuerzos principales, siendo cada uno perpendicular a los otros (ver la Figura 2). Estos son (1) el esfuerzo principal máximo (σ_{MAX}), (2) el esfuerzo principal intermedio (σ_{INT}) y (3) el esfuerzo principal mínimo (σ_{MIN}).

El gradiente de fractura es básicamente igual al esfuerzo principal mínimo. En un ambiente no sometido a esfuerzos tectónicos, el esfuerzo máximo está orientado en la dirección vertical (σ_z), debido a la sobrecarga, y los esfuerzos principales intermedio y mínimo (σ_x y σ_y) están orientados en el plano horizontal y son iguales.

Cuando se desvía un pozo de la vertical, estos esfuerzos tienden a hacer que el pozo sea menos estable y se requiere generalmente un mayor peso del lodo. Para evaluar el esfuerzo en un pozo desviado, resulta útil descomponer los esfuerzos principales en otra orientación, de manera que estén orientados radial (σ_R), tangencial (σ_T) y axialmente (σ_A) a la trayectoria del pozo, de la manera ilustrada en la Figura 3.

Utilizando esta orientación, la estabilidad mecánica de la formación puede ser calculada para un conjunto determinado de condiciones, usando el programa de computadora de M-I para los esfuerzos. De la manera ilustrada en la Figura 4, se puede trazar el efecto de la presión hidrostática sobre el esfuerzo diferencial total (tangencial menos radial) de la roca. Se muestran varios ángulos radiales alrededor del pozo, de un lado (a 0°) hasta el fondo (a 90°) y luego hasta el otro lado (a 180°). Si el esfuerzo diferencial es inferior a la resistencia a la tensión de la roca (indicada por un número negativo), se

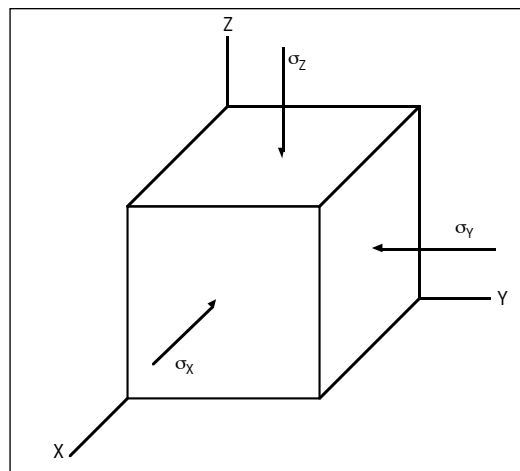


Figura 2: Orientación de los esfuerzos principales

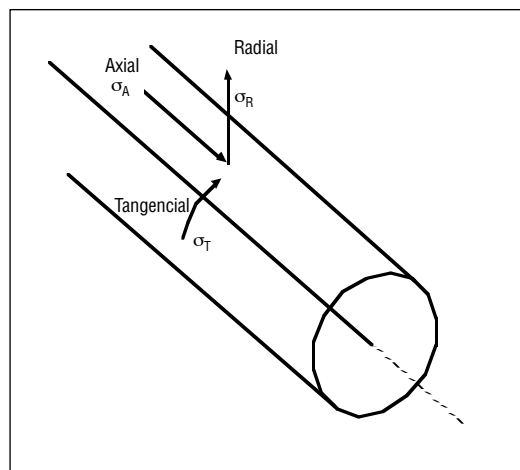


Figura 3: Orientación de los esfuerzos, pozo desviado.

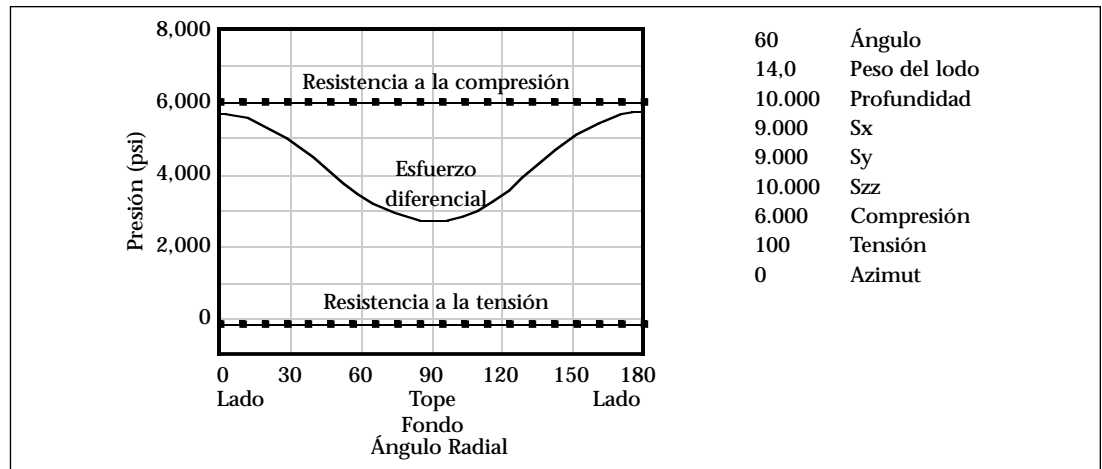


Figura 4: Esfuerzo diferencial, pozo desviado.

producirá una rotura o fractura causada por la tensión. Si el peso del lodo es inferior al gradiente de fractura, la fractura o rotura cesará cerca del pozo. Si el peso del lodo excede el gradiente de fractura, se producirá una pérdida de circulación. Si el esfuerzo diferencial es mayor que la resistencia a la compresión de la roca, se producirá una fisuración y colapso del pozo o una intrusión plástica (sal).

Una vez terminado este análisis, se puede calcular un rango de pesos de lodo seguros para la operación con diferentes ángulos de pozo y presiones porales, a medida que se perfora el pozo. La ventana de operación estable resultante para los pesos de lodo será considerablemente más pequeña que cuando el pozo es vertical, como lo ilustra la Figura 5.

FUERZAS TECTÓNICAS

Los esfuerzos tectónicos son esfuerzos que deforman los materiales rocosos en la naturaleza. El contacto regional y los movimientos de las placas de la corteza de la tierra y otras fuerzas geológicas causan estos esfuerzos. Las fuerzas tectónicas hacen que los dos esfuerzos horizontales tengan diferentes valores. Los plegamientos y las fallas resultan de los esfuerzos tectónicos. El esfuerzo tectónico de compresión causará problemas debido a la compresión que causa la fisuración de las rocas frágiles dentro del pozo o formaciones plásticas como la sal, comprimiendo el pozo hasta que se cierre. El esfuerzo tectónico

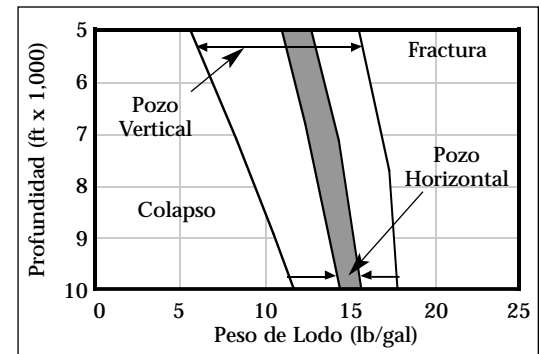


Figura 5: Rango estable de peso de lodo.

de tensión causará problemas cuando las formaciones se fracturan debido a la tensión, resultando en la pérdida de circulación.

Las regiones montañosas de un cinturón de plegamiento son formadas por el esfuerzo tectónico de compresión regional. Un cinturón de plegamiento se compone de anticlinales y sinclinales formados por la compresión tectónica (esfuerzo máximo) en la dirección perpendicular a los ejes del plegamiento (o placas de la corteza en colisión). El esfuerzo máximo y el esfuerzo mínimo están generalmente en el plano horizontal, mientras que el esfuerzo intermedia es principalmente vertical.

Los esfuerzos tectónicos de tensión son responsables del fallamiento en las regiones montañosas con cuenca y cordillera. El esfuerzo horizontal mínimo es perpendicular a las trazas de falla (o placas de la corteza en retroceso), mientras que el esfuerzo principal intermedio es paralelo a las

Los esfuerzos tectónicos son esfuerzos que deforman los materiales rocosos en la naturaleza.

trazas de falla, con el esfuerzo principal máximo en la dirección vertical.

Los esfuerzos cerca de las estructuras de sal, como los domos y los mantos de sal, son modificados por la intrusión y migración hacia arriba de la sal a través de la roca. Es difícil evaluar la manera en que las estructuras de sal modifican el campo de esfuerzos in-situ. Altos

pesos de lodo son generalmente requeridos para proporcionar un pozo estable. Los problemas de pérdida de circulación y control de pozo ocurren frecuentemente en estos ambientes complejos, porque las estructuras cercanas tienen una resistencia muy baja a la fractura.

Rotura por Esfuerzo Mecánico

La falla del pozo que se debe al esfuerzo mecánico suele ser causada por una de dos situaciones. Primero, el peso del lodo es demasiado alto, provocando una fractura (roca bajo tensión) que causa la pérdida de circulación. Segundo, el peso del lodo es demasiado bajo, causando el derrumbe (fisuración) o colapso (roca bajo compresión) de la roca, de la manera ilustrada en la Figura 6. La abrasión mecánica y el impacto de la columna de perforación también pueden causar el ensanchamiento del pozo y producir la inestabilidad de las

rocas frágiles.

ROTURA-FRACTURACIÓN CAUSADA POR LA TENSIÓN

Las rocas tienen bajas resistencias a la tensión. En realidad, las formaciones de arena no consolidada o fracturadas tienen una resistencia a la tensión igual a cero. Las areniscas suelen tener una resistencia a la tensión más baja que la lutita. Las rocas duras pueden tener resistencias a la tensión de 300 a 600 psi. Normalmente se aumenta el peso del lodo para controlar el flujo de gas y líquidos dentro del pozo,

...las formaciones de arena no consolidada o fracturadas tienen una resistencia a la tensión igual a cero.

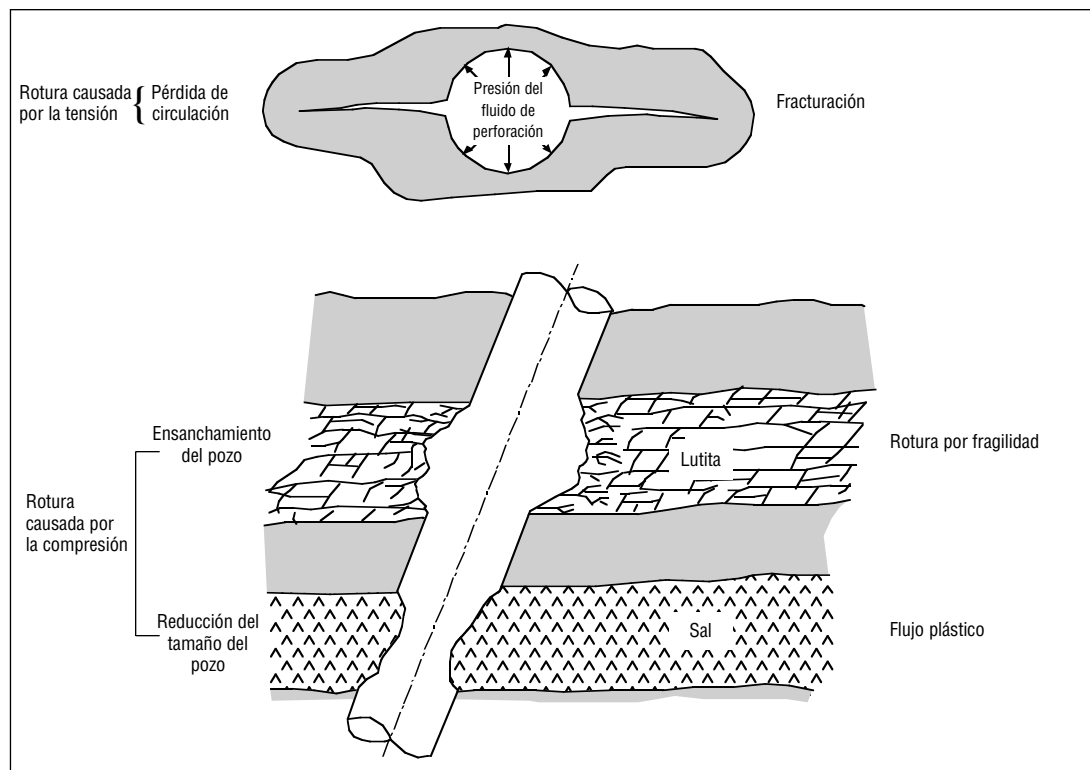


Figura 6: Inestabilidades mecánicas del pozo (según Bradley).

Si la presión del lodo excede el gradiente de presión de la roca, una fractura comienza a formarse...

manteniendo una presión hidrostática ligeramente más alta que la presión poral. Si la presión del lodo excede el gradiente de presión de la roca, una fractura comienza a formarse, causando la pérdida de circulación. La fractura estará orientada en un plano paralelo a la dirección del esfuerzo principal máximo y perpendicular al esfuerzo mínimo, resultando generalmente en la abertura de una fractura vertical hacia el esfuerzo principal más pequeño. La fracturación y la pérdida de circulación tienen un efecto perjudicial sobre la integridad y estabilidad del pozo, especialmente en las formaciones medianamente duras a duras.

Hay una corriente de opinión que considera que algunas lutitas “blandas” y “gumbos” de alto contenido de agua pueden deformarse plásticamente, causando un aumento en el tamaño y volumen del pozo (hinchamiento). Según la teoría de hinchamiento, si el peso del lodo es excesivo, el pozo puede ensancharse (hincharse) y aprisionar la presión de la misma manera que un recipiente a presión. A su vez, esta situación puede producir indicaciones de un amago y permitir que el lodo regrese a la superficie sin que los fluidos de la formación fluyan dentro del pozo. Este concepto es algo controvertido y mal entendido. No queda claro si los síntomas de hinchamiento son causados por la abertura y el cierre de las fracturas o por la deformación plástica del pozo. En cualquier caso, las situaciones de control de pozo deben ser tratadas de la manera más segura posible.

ROTURA/COLAPSO CAUSADO POR LA COMPRESIÓN O FLUJO PLÁSTICO

Las rocas tienen resistencias a la compresión que varían generalmente de 4.000 a 15.000 psi. Si el peso del lodo no es suficiente para balancear este esfuerzo máximo admisible de la roca, uno de dos mecanismos de rotura puede entrar en juego:

1. Ensanchamiento del pozo debido a la fisuración o al colapso en las rocas frágiles.
2. Deformación del pozo y pozo reducido debido al flujo plástico en las formaciones plásticas como la sal, causando la compresión del pozo hasta que se cierre.

Las lutitas sometidas a esfuerzos y las lutitas presurizadas son dos problemas especiales de estabilidad del pozo que ocurren porque el peso del lodo no es suficiente para satisfacer las resistencias a la compresión. Como no se pueden identificar fácilmente con un aumento de gas, la necesidad de usar pesos de lodo más alto es más difícil de identificar. Cuando surgen estos tipos de problemas relacionados con la lutita, se observa una mayor cantidad de fragmentos de derrumbes en la zaranda. Un cambio del tamaño y de la forma de los fragmentos de derrumbes (más grandes y más astillosos o angulares) suele acompañar el aumento del volumen. Muchos términos son usados para describir la rotura de la lutita causada por la compresión, incluyendo desmoronamiento, derrumbe, desprendimiento y fisuración. Estos fragmentos de lutita son generalmente más grandes que los recortes, tienen una forma angular o astillosa y pueden tener un aspecto cóncavo.

Los pesos del lodo son generalmente aumentados para controlar el flujo de gas y líquidos dentro del pozo.

LUTITAS SOMETIDAS A ESFUERZOS

Los pesos del lodo son generalmente aumentados para controlar el flujo de gas y líquidos dentro del pozo. Si la formación está sometida a esfuerzos debido a las fuerzas tectónicas, el peso del lodo puede ser necesario para evitar la inestabilidad del pozo.

La lutita de este tipo se puede definir como una lutita que no se hidrata mucho pero que se derrumba en el pozo al ser penetrada. Estas lutitas son encontradas en regiones donde se han producido movimientos diastróficos o tectónicos (el proceso mediante el cual la corteza terrestre se deforma, produciendo continentes, océanos, montañas, etc.). Las lutitas pueden estar muy inclinadas en relación con el plano horizontal, en planos de estratificación de fuerte buzamiento. Las formaciones pueden estar sometidas a unas fuerzas que, una vez reducidas, pueden causar la caída de la lutita dentro del pozo. El problema puede ser agravado si los planos de estratificación son humectados por agua o aceite, de la manera descrita más adelante. Las lutitas de Atoka y Springer del continente medio constituyen ejemplos de este tipo de lutita.

Los esfuerzos de la formación causados por el movimiento diastrófico o el esfuerzo tectónico hacen que estas lutitas sean vulnerables al derrumbe. Además, el material natural que cementa estas lutitas puede ser relativamente débil.

Algunas lutitas sometidas a esfuerzos nunca pueden ser totalmente controladas por el peso del lodo, porque problemas de pérdida de circulación (y otros) pueden producirse. Para estas situaciones, parte de la lutita siempre tendrá tendencia a derrumbarse dentro del pozo. Ocasionalmente, el mejor método consiste en tratar el problema desde el punto de vista sintomático, mejorando la limpieza del pozo y tratando de tolerar el problema sin permitir que se produzca cualquier problema grave de perforación.

Para mejorar la limpieza del pozo, se debe usar un sistema de lodo que

disminuye considerablemente su viscosidad con el esfuerzo de corte con un valor "n" bajo y altos esfuerzos frágiles de gel, además de mantener buenas características del revoque y un filtrado bajo. El valor "n" bajo ayudará a impedir el derrumbe causado por los esfuerzos al mantener un perfil de flujo hidrodinámico, y ayudará a limpiar el pozo. Los altos esfuerzos de gel suspenderán la lutita que se derrumba cuando la columna de perforación está fuera del pozo. Esto impedirá que la lutita caiga dentro del pozo y cree un puente. En esta situación, será generalmente mejor no lavar y escariar la sección problemática a menos que sea absolutamente necesario. Cuando se deja el intervalo sin perturbar, el lodo gelificado y los derrumbes suspendidos permanecerán estáticos en los intervalos ensanchados. Una vez perturbadas, estas zonas plantean un mayor problema que puede persistir por mucho tiempo.

Problemas inusitados de inestabilidad del pozo pueden aparecer durante la perforación en regiones tectónicamente activas. Las respuestas operacionales habituales pueden ser totalmente inapropiadas si no se logra un buen entendimiento del mecanismo físico de la deterioración del pozo. Durante la perforación en zonas que demuestran condiciones tectónicas insólitas, el enfoque típico que consiste en determinar los pesos del lodo y los gradientes de presión debe ser modificado para tomar en cuenta más criterios mecánicos, y no debería basarse en indicaciones de presión poral, tal como el lodo cortado por gas. Además, puede que sea necesario desarrollar una manera de tolerar cierta inestabilidad, en vez de tratar de resolver totalmente la condición.

Las experiencias acumuladas en dichas zonas han producido las siguientes observaciones:

- La inestabilidad tectónica es estrictamente mecánica y no está relacionada con las incompatibilidades químicas, ni puede ser resuelta por éstas.
- La inestabilidad mecánica está

**La
transmisión
de presión
y la invasión
de lodo fuera
del pozo
tienden a
desestabilizar
el pozo.**

relacionada con la rotura de las formaciones débiles que suelen estar fracturadas o falladas, causada por los esfuerzos.

- La fracturación causa la pérdida de circulación y la inestabilidad del pozo cuando las presiones del lodo se acercan a la magnitud del esfuerzo mínimo.
- La rotura y el colapso del pozo ocurrirán cuando las presiones de lodo son demasiado bajas para mantener la roca por debajo de su resistencia a la compresión.
- La orientación de la trayectoria del pozo en relación con las fuerzas tectónicas puede ayudar a reducir los problemas.
- La transmisión de presión y la invasión de lodo fuera del pozo tienden a desestabilizar el pozo.
- Malas prácticas de perforación pueden contribuir a la desestabilización del pozo, mientras que buenas prácticas de perforación pueden ayudar a tolerar cierta inestabilidad.
- Buenas comunicaciones y el trabajo en equipo son elementos críticos para obtener soluciones rentables y oportunas.

Algunas recomendaciones incluyen:

- Monitorear las condiciones del pozo y la zaranda para señales de inestabilidad y la necesidad de mejorar la limpieza del pozo para reducir los síntomas de la inestabilidad (relleno y puentes).
- Usar técnicas de perforación rápidas pero suaves para reducir el tiempo de exposición y minimizar las perturbaciones mecánicas.
- Seleccionar profundidades de la tubería de revestimiento que permitan aislar los intervalos problemáticos.
- Minimizar el ensanchamiento para reducir las perturbaciones mecánicas, a menos que sea absolutamente necesario.

Las diferencias térmicas entre el flujo de lodo frío y la formación caliente también pueden causar esfuerzos sobre el pozo y la inestabilidad del pozo. Este problema

no es común, pero debería ser considerado al evaluar la rotura del pozo en pozos de alta temperatura.

LUTITAS PRESURIZADAS

Los pesos del lodo son generalmente aumentados para controlar el flujo de gas y líquidos dentro del pozo. Si la formación es impermeable, sin que haya ninguna formación permeable adyacente, tal como un cuerpo masivo de lutita o sal, puede que sea difícil identificar algún aumento de la presión debido a la ausencia de gas de fondo/conexión o al influjo de fluidos porales.

Las lutitas problemáticas relacionadas con las geopresiones suelen limitarse geográficamente a zonas de geología más reciente, generalmente post-cretáceas. Las lutitas de este tipo son normalmente masivas, pero no homogéneas. En general, éstas son lutitas marinas y constituyen probablemente las capas fuente para el petróleo y el gas. La existencia de presión en los cuerpos de lutita puede ser explicada desde un punto de vista lógico. Durante el tiempo geológico, los cambios de nivel del mar, tales como los que se produjeron durante los periodos glacial e interglacial, pueden explicar la deposición localizada de sedimentos externos en grandes cuencas sedimentarias. Dichos cambios de clima serían suficientes para permitir el desarrollo de barras arenosas cerca del litoral, las cuales, más tarde en el tiempo geológico, podrían convertirse en lentes de arena aisladas y permeables, en una lutita que por lo demás sería masiva.

Durante la evolución del tiempo geológico, los limos y las lutitas se comprimen y se compactan debido a la masa cada vez más grande de la sobrecarga. Durante el proceso de compactación, los fluidos contenidos dentro de la lutita son exprimidos fuera de ésta y dentro de lentes de arena más porosas y permeables, y no se comprimen ni se compactan de ningún modo. Por lo tanto, todos los fluidos que entran en dichas lentes quedan atrapados y están completamente aislados por la lutita circundante, de la manera ilustrada en la Figura 7.

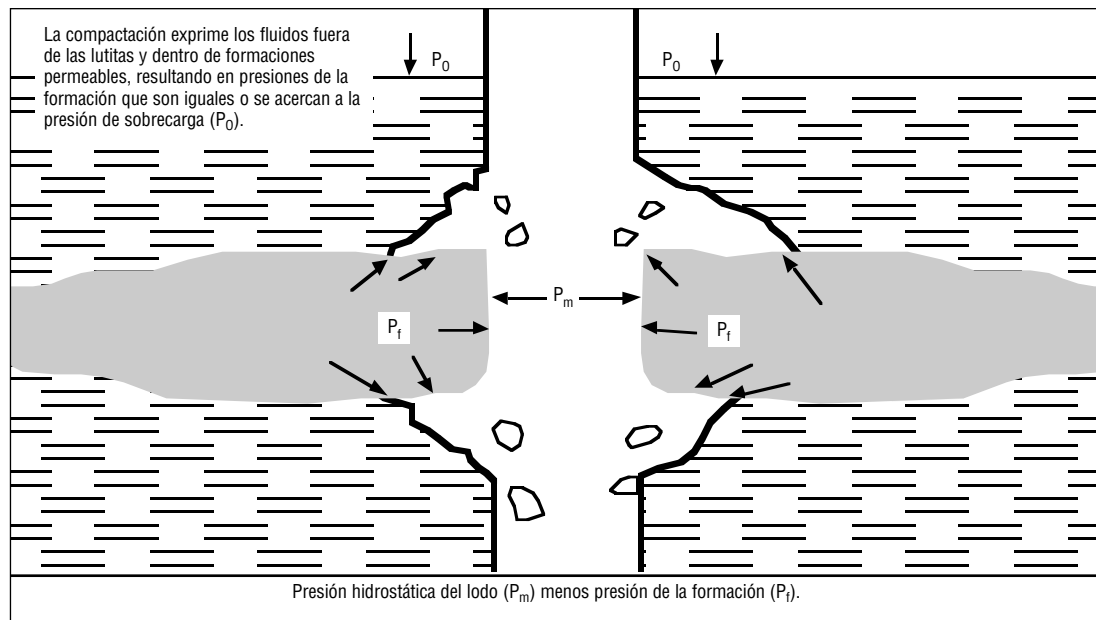


Figura 7: Lutita presurizada.

Durante el paso del tiempo geológico, el espacio poral debería llenarse completamente, y el fluido atrapado podría alcanzar una presión igual a la presión de sobrecarga.

Puede que no se observe ninguna indicación de alta presión o flujo de gas o líquidos dentro del pozo si no hay ninguna formación permeable. En general no se aumenta el peso del lodo a menos que haya alguna indicación de un aumento de la presión, resultando en que la presión hidrostática de la columna de lodo sea mucho más baja que la presión de la lutita presurizada. Esta diferencia de presiones tratará de reducirse por sí misma según la trayectoria que ofrezca la menor resistencia. Se piensa que esto ocurrirá a lo largo de los planos de estratificación que separan la arena de la lutita, causando la descomposición de la lutita en escamas y su subsiguiente caída dentro del pozo. Las lutitas debilitadas de esta manera seguirán derrumbándose hasta que se aumente el peso del lodo hasta que el cabezal hidrostático compense la presión de las lutitas.

En realidad, otras lutitas presurizadas pueden contener gas. Éstas son generalmente llamadas lutitas gasíferas o formaciones de gas de alta presión/bajo volumen. Puede que la

estabilidad del pozo no esté perjudicada, según la resistencia de la roca, y la causa del problema será determinada claramente por el lodo cortado por gas. Puede que no sea necesario aumentar el peso del lodo hasta que todo el gas de la lutita quede confinado, ya que esto ha producido la pérdida de circulación, sino solamente hasta que la formación no esté fallando.

La resolución de este problema de lutita causado por la presión es relativamente simple, i.e. aumentar el peso del lodo para crear una presión hidrostática suficiente para confinar la presión de la formación. Además de aumentar la densidad, otras prácticas pueden ayudar a controlar el problema, minimizando cualquier reducción adicional de la presión hidrostática: (1) Mantener el pozo lleno de lodo al sacar la tubería. Esto mantiene la presión hidrostática al nivel más alto posible en todo momento. (2) La baja viscosidad y los bajos esfuerzos de gel del lodo contribuirán a la prevención del pistoneo. Los revoques más finos obtenidos con una filtración más baja también permitirán evitar el pistoneo del pozo. (3) Sacar lentamente la tubería a través de la sección que está ocasionando el problema.

**En realidad,
otras lutitas
presurizadas
pueden
contener gas.**

La deformación del pozo y condiciones de pozo reducido pueden ocurrir en rocas plásticas como la sal.

FLUJO PLÁSTICO

La deformación del pozo y condiciones de pozo reducido pueden ocurrir en rocas plásticas como la sal. La sal es un material que fluye (repta) bajo presión y entra en el pozo, causando condiciones de pozo reducido o posiblemente cerrando el pozo o causando la pegadura de la tubería de perforación. La sal es dúctil y transmite la mayoría de la sobrecarga en las direcciones horizontales, de manera que los tres esfuerzos sean iguales. La sal es más plástica a temperaturas elevadas, superiores a 225°F (107°C). La reptación de la sal causa mayores problemas en formaciones de sal profundas ubicadas por debajo de 10.000 pies. La Figura 8 indica el peso de lodo requerido para controlar el flujo plástico de sal para una profundidad y temperatura determinada.

En muchas partes del mundo, las formaciones de sal son perforadas con pesos de lodo más bajos que los requeridos para impedir la reptación de la sal, pero con lodos subsaturados de sal que permiten la disolución para impedir condiciones de pozo reducido. Esto tiene mayor aplicación en formaciones de sal poco profundas a intermedias con temperaturas inferiores a 225°F (107°C).

Las lutitas “blandas” y los gumbos de alto contenido de agua también

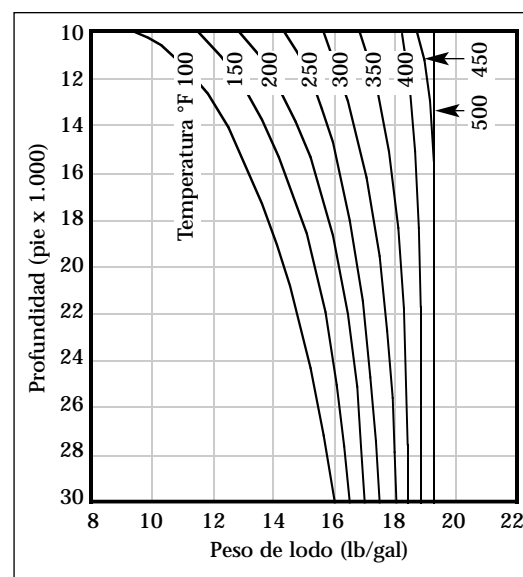


Figura 8: Peso de lodo requerido para controlar la reptación de la sal (<0,1% por hora).

pueden deformarse plásticamente debido al peso de lodo insuficiente, causando condiciones de pozo reducido y el pistoneo durante los viajes. Aunque las condiciones de pozo reducido sean generalmente afectadas por una combinación de factores tales como el hinchamiento y el espesor del revoque, el aumento del peso del lodo suele reducir las condiciones de pozo reducido y los síntomas de pistoneo en las formaciones de lutitas blandas y de gumbo.

Interacciones Químicas

LUTITA SENSIBLE AL AGUA

La inestabilidad y el ensanchamiento del pozo también son afectados por la química del fluido de perforación base agua y su efecto sobre la lutita.

Numerosos sistemas de clasificación han sido creados para tratar de clasificar las lutitas de acuerdo con su reactividad. Estos sistemas suelen atribuir una letra o un número a cada categoría de lutita de acuerdo con su reactividad. La mayoría de las veces, las lutitas sensibles al agua o hidratables contienen altas concentraciones de arcilla montmorillonita. Por lo tanto, los sistemas de clasificación suelen usar el contenido de montmorillonita como medida principal de la reactividad con los lodos base agua. Otras medidas

útiles son la CEC, el contenido total de arcilla, el contenido de agua, la superficie y la dureza. Incluso las lutitas que contienen arcillas que se hidratan menos – como las lutitas de tipo ilita, clorita o kaolinita – son afectadas en cierta medida por la interacción con la química del lodo base agua. M-I no usa un solo sistema de clasificación de lutitas, porque ningún sistema en particular ha demostrado ser aplicable universalmente en todas las regiones del mundo.

La hidratación por el agua es una de las causas más importantes de la inestabilidad del pozo. La hidratación puede ocurrir de dos maneras en las lutitas sensibles al agua: adsorción superficial y osmótica. La hidratación

La hidratación por el agua es una de las causas más importantes de la inestabilidad del pozo.

La lutita se vuelve inestable cuando es alterada de cualquier manera...

superficial ocurre cuando un pequeño volumen de agua se adsorbe fuertemente en las superficies planas de las arcillas, lo cual causa poco ablandamiento o hinchamiento, pero puede producir esfuerzos excesivos si el hinchamiento está confinado. El hinchamiento osmótico ocurre cuando un gran volumen de agua débilmente retenida es atraído por las superficies de arcilla por las fuerzas electrostáticas. El hinchamiento osmótico causa el ablandamiento y un hinchamiento considerable, a medida que las capas de arcilla adyacentes hidratan el agua y se expanden. El hinchamiento osmótico no genera esfuerzos excesivos, incluso cuando está confinado, y puede ser reducido considerablemente si se usa un lodo salado de baja actividad.

Las lutitas que contienen montmorillonita pueden adsorber agua del fluido de perforación e hidratarse o dispersarse. La rotura se produce generalmente mediante la constricción del pozo a partir de una zona hinchada ablandada o mediante la fisuración de fragmentos relativamente firmes. La adsorción e hidratación osmótica ablandará e hincharán el pozo expuesto en las lutitas blandas y dispersibles, causando un pozo reducido y aumentando el potencial de dispersión. La rotura por fragilidad de fragmentos relativamente firmes ocurre con fluidos saturados de sal en lutitas blandas y dispersibles, y otras lutitas “frágiles”, más rígidas y más antiguas, en lodos base agua no saturados. En las lutitas más antiguas y más rígidas, la hidratación superficial produce un aumento del esfuerzo cerca del pozo (debido al esfuerzo interno del hinchamiento confinado), causando derrumbes y desprendimientos firmes, frágiles y angulares. Parece ser que el agua penetra en estas lutitas a través de líneas de fractura preexistentes parcialmente cementadas. Esto resulta en un gran esfuerzo interno producido por el hinchamiento superficial, causando la rotura de la roca a lo largo de las líneas de fractura.

Las pruebas de permeabilidad indican que las lutitas son relativamente impermeables. Los iones entran en las lutitas para causar la deshidratación o la hidratación mediante acción capilar, ósmosis o invasión de los planos de

estratificación. Por lo tanto, la alteración es producida por una transferencia de agua del lodo dentro de la lutita o del agua de la lutita dentro del lodo. La lutita se vuelve inestable cuando es alterada de cualquier manera, ya sea por hidratación o deshidratación. Es importante impedir la transferencia de agua entre el fluido de perforación y la lutita que puede causar la alteración de la lutita. Esto se puede lograr balanceando la actividad (concentración iónica) del lodo con la actividad de la lutita.

Los lodos base aceite y sintético son muy eficaces para estabilizar los pozos perforados en lutitas sensibles al agua. Primero, estos lodos humectan las formaciones expuestas con aceite o sintético, impidiendo la interacción con cualquier cantidad de agua. En segundo lugar, estos lodos suelen incorporar salmuera de cloruro de calcio emulsionada de baja actividad para lograr una actividad balanceada. Por razones ambientales, se han usado otros materiales sin cloruros en lugar del cloruro de calcio para balancear la actividad. Estos sistemas no acuosos no penetran tan fácilmente en la red de garganta de poro de la lutita como los fluidos base agua, debido a la tensión superficial de la lutita humectada por agua.

Un fluido de perforación ideal sería uno que no altere de ninguna manera la lutita. Muchos tipos diferentes de fluidos han sido probados, tal como el lodo cálcico, lodo yeso, lodo de cloruro de calcio, lodo de silicato, lodo de potasio, lodo de nitrato de calcio, lodo salado, lodo de agente tensioactivo, lodo de lignosulfonato, lodo de polímero de Poliácridamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA), lodo de polímero catiónico, y lodo base aceite. Ninguno de estos fluidos ha sido totalmente satisfactorio por sí mismo en todos los casos. Un lodo puede ser ligeramente más eficaz que otro a través de una sección de lutita determinada, pero lo contrario puede aplicar en otra zona. Desde el punto de vista del éxito global, los sistemas de polímeros a base de potasio y los sistemas base aceite o sintético han sido los más eficaces para las lutitas problemáticas de este tipo.

Todos los tipos de ambientes químicos fueron probados para

***...los
polímeros
actúan para
recubrir las
lutitas y los
recortes
expuestos...***

***Otro factor
que afecta la
estabilización
de la lutita es
el pH.***

controlar las lutitas problemáticas. La teoría fundamental consiste en impedir que las lutitas se hidraten. En este respecto, los lodos que tienen un alto contenido de electrolitos son generalmente usados porque pueden reducir considerablemente la hidratación. Otra teoría supone la conversión de la lutita y arcilla en minerales menos reactivos con un intercambio de base de un ion (tal como el calcio o potasio) para los cationes existentes entre las capas en la arcilla, generalmente el sodio, para eliminar la hidratación.

Los sistemas (como POLY-PLUS®) de polímeros de potasio (o sal) son tan eficaces porque atacan el mecanismo de hidratación de la lutita de varias maneras. Con los sistemas de potasio, el intercambio de bases entre el potasio y los cationes de arcilla entre capas convierte la lutita y la arcilla a un estado menos reactivo. En los sistemas de sal, la baja actividad reduce el hinchamiento osmótico y limita el ablandamiento. En concentraciones suficientes, los polímeros actúan para recubrir las lutitas y los recortes expuestos, “encapsulándolos” con una capa ligada de polímero. Esto limita la capacidad del agua para interactuar con la lutita e impide que los recortes se dispersen. Los polímeros también aumentan la viscosidad de filtrado del fluido, de tal manera que la transferencia de agua será más lenta.

Es importante entender que las lutitas tienen alguna permeabilidad, aunque sea muy baja. La permeabilidad es del orden de un microdarcy o menos con respecto al agua, y aún menos con respecto a los fluidos base aceite y sintético, debido a la tensión superficial de las lutitas humectadas por agua. El hecho de limitar cualquier forma de interacción del agua con las lutitas sensibles al agua tiene una ventaja apreciable. La composición del lodo puede ser modificada para mejorar la inhibición, además del intercambio de cationes con el calcio o el potasio, para cambiar la naturaleza de la lutita y de los recortes expuestos. Los polímeros tienen tendencia a ayudar al recubrir las lutitas y los recortes expuestos, reduciendo la velocidad de la interacción con el agua. Los polímeros

también proporcionan filtrados viscosos que reducen aún más la capacidad del filtrado para penetrar en los microporos de la lutita. Además, los materiales insolubles en agua y los agentes de taponamiento pueden mejorar considerablemente la estabilidad del pozo. También reducen la invasión de agua en las lutitas al obturar los microporos. Estos materiales son especialmente eficaces en lutitas firmes que tienden a microfracturarse.

Estos aditivos incluyen:

- Aceite y líquidos sintéticos no acuosos
- Poliglicoles al “punto de turbiedad” (GLYDRIL™).
- Poliglicoles y lubricantes insolubles (LUBE-100® y LUBE-167™).
- Asfalto (STABIL HOLE®).
- Gilsonita.
- Mezclas de asfalto sulfonado (ASPHASOL™).

La experiencia también indica que menos problemas ocurren cuando se controla el filtrado a valores más bajos. Esto ha ayudado a mantener la estabilidad del pozo en muchos casos. La reducción del filtrado con aditivos de polímeros tales como el almidón, la Celulosa Polianiónica (PAC) y el poliacrilato de sodio, aumenta la viscosidad del filtrado y reduce el influjo de filtrado de lodo en la lutita. Sin embargo, es más difícil parar y controlar un problema creado por el hecho que se ha permitido una exposición a una alta pérdida de filtrado.

Otro factor que afecta la estabilización de la lutita es el pH. Casi todos los lodos están controlados dentro de un rango alcalino, i.e. con un pH 7,0 o mayor. Al controlar el pH del fluido dentro del rango de 8,5 a 9,5, se obtiene una mejor estabilidad del pozo con un control adecuado de las propiedades del lodo. Un pH anormalmente alto, como el que se obtiene con el lodo cálcico, no atenúa, sin que favorece los problemas en algunas lutitas. Las presiones dentro de las lutitas y el buzamiento de las formaciones complican aún más el problema. Tres remedios fundamentales existen para resolver un problema de este tipo en la lutita: (1) densidad suficiente, (2) rango correcto de pH y (3) control del filtrado.

PRUEBA DE LA LUTITA

Varias pruebas de laboratorio están disponibles para tratar de cuantificar esta interacción química entre varios lodos base agua y una lutita en particular. Estas pruebas incluyen:

- Clasificación de lutitas (CEC y contenido de arcilla).
- Prueba de inmersión visual.
- Pruebas de hidratación (rendimiento).
- Pruebas de dureza de los recortes.
- Pruebas de succión capilar.
- Pruebas de hinchamiento lineal.
- Pruebas de dispersión.
- Prueba de presión confinada.
- Prueba triaxial.
- Prueba de dureza de la lutita.

En lo que se refiere a la prueba de compatibilidad de la lutita, se advierte que estas pruebas son considerablemente afectadas por las propiedades del lodo, especialmente el filtrado, la viscosidad del filtrado y la viscosidad del lodo. No se debería hacer ninguna comparación entre dos sistemas de lodo que tienen filtrados y viscosidades muy diferentes. Las dos pruebas principales usadas por M-I son la prueba de hinchamiento lineal llamada “medidor de hinchamiento” (“swellmeter”) y las pruebas de dispersión rolando en caliente.

El medidor de hinchamiento usa granos de lutita reconstituidos, sumergidos en un fluido de perforación, y mide la velocidad y cantidad de expansión lineal no confinada. El fluido de perforación más deseable produciría la menor cantidad de hinchamiento lineal, el cual disminuiría rápidamente hasta una tasa de hinchamiento casi nula. Este dispositivo de prueba puede comparar simultáneamente varias formulaciones diferentes de fluidos. Los resultados se reportan como el porcentaje de hinchamiento a partir del espesor original y la tasa final de hinchamiento al final de la prueba. Los resultados típicos del medidor de hinchamiento varían de 20 a 150%. La mayoría de las veces, el medidor de

hinchamiento es usado para evaluar los diferentes niveles de inhibición de las sales u otros inhibidores iónicos (como el calcio y el potasio). Este dispositivo no es adecuado para tratar de evaluar el efecto de los agentes puenteantes como el asfalto, la gilsonita y el asfalto sulfonado, o los polímeros encapsuladores como la PHPA y la PAC.

Las pruebas de dispersión usan fragmentos de lutita (o recortes) de granulometría determinada para medir la cantidad de dispersión que ocurre cuando estos fragmentos son sumergidos en un fluido de perforación y rolando en caliente por un periodo determinado. El tamaño de los fragmentos originales de lutita es más grande que un tamaño de malla pero más pequeño que otro. Al final de la prueba, el volumen de recortes que sigue siendo retenido por el tamaño de malla más pequeño será medido y reportado como el porcentaje recuperado. La prueba de dispersión es excelente para evaluar la eficacia de los polímeros encapsuladores. Se trata de una de las mejores pruebas para obtener una indicación del sistema de lodo que será más compatible con una lutita en particular y del rendimiento real que este sistema tendrá en el campo.

MINIMIZAR LAS INTERACCIONES DEL LODO BASE AGUA CON LA LUTITA

1. Usar el mejor sistema iónico inhibido basándose en la mineralogía y la prueba de la lutita.
2. Usar los valores de filtrado más bajos posibles.
3. Usar un polímero encapsulador.
4. Usar polímeros para aumentar la viscosidad del filtrado a fin de reducir el filtrado.
5. Usar el pH más bajo posible para un sistema en particular.
6. Usar un aditivo líquido insoluble en agua para facilitar la obturación de los microporos de la lutita.
7. Usar un agente de taponamiento deformable como el asfalto o la gilsonita.

La mayoría de las veces, el medidor de hinchamiento es usado para evaluar los diferentes niveles de inhibición de las sales u otros inhibidores iónicos...

La solubilidad es un fenómeno complejo que es afectado por la temperatura, la presión, la salinidad y el pH.

DISOLUCIÓN DE LAS FORMACIONES SOLUBLES

Varias formaciones son un tanto solubles en el lodo base agua. Éstas incluyen las formaciones de sal y los sulfatos de calcio, el yeso y la anhidrita. La estabilidad del pozo puede quedar comprometida si se permite que la formación soluble se derrumbe. Otros problemas pueden surgir, tal como la limpieza del pozo y la obtención de una cementación satisfactoria. La solubilidad es un fenómeno complejo que es afectado por la temperatura, la presión, la salinidad y el pH. La sal es muy

soluble en un lodo base agua subsaturado. Es importante limitar el ensanchamiento del pozo en las formaciones de sal móvil para lograr una buena cementación que maximice la integridad y la resistencia a las cargas concentradas para evitar el colapso de la tubería de revestimiento. El yeso y la anhidrita se vuelven más solubles a medida que la salinidad aumenta. Si no se puede lograr la estabilidad del pozo y obtener un pozo de calibre uniforme en una zona de yeso o anhidrita, será necesario usar un sistema de yeso o calcio a base de cal.

Interacciones Físicas

Las interacciones físicas...incluyen la erosión,...la humectación a lo largo de fracturas preexistentes y la invasión de fluido...

Las interacciones físicas también pueden causar la inestabilidad del pozo. Éstas incluyen la erosión, la cual causa el ensanchamiento del pozo, la humectación a lo largo de fracturas preexistentes y la invasión de fluido que causa la transmisión de la presión. Un pozo es más estable cuando hay suficiente presión hidrostática para que el sobrebalance siga actuando exactamente sobre el frente del pozo y cuando el esfuerzo máximo sobre el pozo es inferior a la resistencia de la formación. Por este motivo, es importante mantener un pozo de calibre uniforme para minimizar las pérdidas de filtrado dentro de las formaciones permeables. También es importante usar agentes de obturación o de taponamiento para impedir que la invasión de fluido y la transmisión de presión ocurran radialmente hacia afuera del pozo.

EROSIÓN

La erosión es causada por la turbulencia del fluido en las formaciones blandas. Las formaciones blandas que se erosionan fácilmente son las areniscas no consolidadas, las tizas blandas, y las arcillas y lutitas más blandas. El flujo turbulento puede causar la erosión en las formaciones más blandas. Sin embargo, la información reciente indica que la alta velocidad de corte de la tobera constituye la causa principal de

la erosión causada por el fluido. Las altas velocidades de corte de la tobera son usadas para maximizar la velocidad de penetración, y esta característica puede ser más importante que la erosión resultante del pozo. La cantidad de erosión que se producirá depende de la resistencia de la roca; algunas formaciones no serán afectadas. Se ha demostrado que la erosión en las lutitas y las areniscas es más importante si la velocidad de corte de la tobera es $> 100.000 \text{ seg}^{-1}$. Al perforar arenas no consolidadas, puede que sea necesario usar otras técnicas para limitar la erosión. En estas arenas, los lodos viscosos con características de disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte y altos contenidos de bentonita (para formar un buen revoque) han producido los mejores resultados.

HUMECTACIÓN, INVASIÓN DE FLUIDO Y TRANSMISIÓN DE PRESIÓN

La humectación a lo largo de las microfracturas preexistentes de la lutita, la invasión de fluido y la compensación de la presión de sobrebalance son factores que comprometen la estabilidad del pozo

Como se mencionó anteriormente, una de las causas principales de la inestabilidad de la lutita es la humectación por agua a lo largo de las microfracturas de la lutita. Aunque estas

Un revoque ideal ayuda a obtener un pozo estable.

lutitas no se ablandan ni se descompongan cuando están en contacto con el agua, la invasión de filtrado o lodo creará debilidades en los planos de estratificación y causará partiduras y derrumbes. Para describir esta condición, se suele hablar de fracturas tipo “páginas de libro” o “bordes deshilachados”. Aunque la inhibición química y el aumento del peso del lodo puedan ayudar a minimizar el problema, estas acciones no son tan eficaces como el sellado de la formación con agentes de obturación o de taponamiento. Para controlar estas lutitas con mayor eficacia, se requiere sellar la formación para protegerla contra la invasión de fluido. Esto se puede lograr controlando la filtración de alta presión, alta temperatura y la calidad del revoque con polímeros, una concentración adecuada de bentonita, y usando materiales insolubles en agua y agentes obturantes de poros.

La invasión de fluido compensa la presión de sobrebalance hacia afuera del pozo y tiene tendencia a desestabilizar la integridad del pozo. Esto ocurre tanto en una formación permeable como la arenisca como en una lutita relativamente impermeable.

Un revoque ideal ayuda a obtener un pozo estable. Para los lodos base agua, el uso de un aditivo insoluble para limitar la filtración a través del revoque en las areniscas y dentro de los microporos de las lutitas humectadas por agua ofrece una ventaja. El uso del filtrado bajo obtenido con un revoque de buena calidad y polímeros combinados con un aditivo de obturación de poros, reducirá la invasión de fluido y limitará la transmisión de presión.

Los aditivos más usados y más eficaces para este propósito son el asfalto, el asfalto sulfonado y la gilsonita. Los aditivos de obturación y taponamiento de poros incluyen:

- Aceite y líquidos sintéticos no acuosos.
- Poliglicoles al “punto de turbiedad” (GLYDRIL).
- Poliglicoles y lubricantes insolubles (LUBE-100 y LUBE-167).
- Asfalto (STABIL-HOLE).
- Gilsonita.
- Mezclas de asfalto sulfonado (ASPHASOL).

Estos aditivos reducen aún más la invasión de agua en las lutitas al obturar los microporos.

Análisis en el Pozo

Las condiciones de perforación extremadamente difíciles han producido enfoques más sistemáticos para analizar las inestabilidades del pozo. Uno de estos enfoques (de Zausa y Civolani) que el ingeniero de lodos puede usar como pauta, supone tres pasos básicos:

1. Monitorear y analizar el mecanismo básico de rotura.
2. Determinar y entender los factores que rigen este mecanismo de rotura.
3. Modelar el problema teniendo en cuenta el impacto de los cambios propuestos.

1. MONITOREAR Y ANALIZAR EL MECANISMO DE ROTURA

El monitoreo de los datos y sucesos en el equipo de perforación constituye el primer paso del proceso e incluye:

- **Adquisición, organización y procesamiento de los datos de perforación.** Los datos de perforación como la Velocidad de Penetración (ROP), las Revoluciones por Minuto (RPM), el Peso sobre la Barrena (WOB), el Conjunto de Fondo (BHA), el torque, la sobre-tensión al Meter en el Pozo (TIH) y Salir del Pozo (POOH), el pistoneo y suabeo, el caudal, el peso del lodo, la reología del lodo, etc., deberían ser adquiridos, organizados y analizados continuamente y comparados con los síntomas de estabilidad del pozo que se están observando. Esto ayudará a evaluar el rendimiento y establecer las tendencias o cualquier desviación, y a medir la eficacia de los tratamientos y cambios.
- **Caracterización de la formación.** El procedimiento estándar en las

operaciones de perforación consiste en aplicar los conocimientos adquiridos en pozos anteriores, a los pozos subsiguientes perforados en regiones geológicas similares. La investigación de la inestabilidad del pozo requiere la evaluación de las lutitas durante el proceso de perforación. Como las pruebas de la lutita en el sitio del equipo de perforación están limitadas por los equipos y el tiempo disponibles, la mayoría de las evaluaciones son realizadas en un laboratorio provisto del equipo apropiado. Las pruebas de laboratorio son realizadas para evaluar el hinchamiento de la lutita, la dispersibilidad, la capacidad de intercambio catiónico, la capacidad de hidratación, el contenido coloidal, el tiempo de succión capilar, las pruebas de dureza de la lutita y las propiedades de compatibilidad del lodo. Numerosos métodos han sido usados para realizar las pruebas en el equipo de perforación. Estos incluyen pruebas tan simples como la medición de la lutita mediante la prueba de azul de metileno (CEC); mediciones de la dureza de la lutita; la prueba de dispersión rolado en caliente con varias formulaciones de lodo y diferentes aditivos; y mediciones analíticas complicadas de varias propiedades de la arcilla. Es especialmente importante tratar de definir el mecanismo de rotura: hinchamiento y ablandamiento o fisuración por fragilidad.

La información obtenida de estas pruebas, las observaciones actuales realizadas en la zaranda y los datos del registrador de lodo son usados para evaluar el rendimiento del fluido de perforación, ajustar los parámetros mecánicos de la perforación y tomar decisiones relacionadas con el diseño de la tubería de revestimiento. Las principales opciones para contrarrestar los problemas relacionados con la lutita en el sitio del equipo de perforación son las siguientes:

- Cambiar la densidad del fluido de perforación.
- Cambiar a un sistema base aceite o base sintético.

- Cambiar a un lodo base agua más inhibidor.
- Reducir el filtrado a niveles muy bajos y aumentar la viscosidad del filtrado.
- Utilizar aditivos de obturación de poros, materiales insolubles emulsionados o agentes de taponamiento.
- Ajustar los parámetros mecánicos de la perforación.
- **Evaluación y análisis de los síntomas de inestabilidad.** Las señales de aviso de inestabilidad, tal como la presencia de derrumbes excesivos en las zarandas para una ROP determinada, el relleno en las conexiones, las dificultades sufridas al realizar los viajes, el torque, la tubería pegada, etc., indican que hay algún problema en el pozo. Se debe estimar y registrar la magnitud o el volumen de roca que ha fallado con los demás parámetros de perforación. Se debe registrar el número y la ubicación de los incidentes específicos tales como la pegadura de la tubería, el relleno o el empaquetamiento, el ensanchamiento y la nueva perforación. Luego, toda esta información puede ser organizada y correlacionada con el tiempo y la profundidad para detectar la ubicación y cuantificar la severidad de las secciones críticas en el pozo.

2. DETERMINAR Y ENTENDER EL MECANISMO DE ROTURA

Todos los parámetros monitoreados y trazados son evaluados para identificar el mecanismo más probable que está causando la inestabilidad. Los síntomas más útiles que son usados para indicar el mecanismo responsable de la inestabilidad del pozo son los siguientes:

- Análisis de derrumbes.
- Dificultades al realizar los viajes.
- Condiciones de perforación.
- Análisis del sistema de lodo.
- Condiciones in-situ.

Estos síntomas deberían ser evaluados en base a un conocimiento interdisciplinario de las causas de la inestabilidad del pozo, para

determinar el mecanismo de rotura más probable.

3. MODELAR Y CONSIDERAR LOS CAMBIOS PROPUESTOS

Una vez que los parámetros han sido producidos por los pasos de monitoreo y determinación, organizar y analizar estos datos para obtener soluciones cualitativas y evaluar los cambios propuestos. A este fin, un método eficaz consiste en usar un árbol de decisión o un organigrama para evaluar el posible mecanismo de rotura e identificar los remedios más prometedores. Después de llegar a una solución propuesta, una medida correctiva debería ser aplicada y los resultados usados como retroinformación en el método de árbol de decisión.

Un árbol de decisión u organigrama, como el que está ilustrado en la Figura 9 para la evaluación de la causa de derrumbes excesivos, proporciona una trayectoria lógica para la identificación del mecanismo y una solución cualitativa.

El mantenimiento de la estabilidad del pozo durante la perforación de secciones de lutita puede ser especialmente problemático. Soluciones simples no siempre están disponibles, pero las buenas prácticas de perforación, unidas a buenas prácticas de lodo, producen generalmente resultados exitosos. El análisis de las relaciones entre los esfuerzos mecánicos y las reacciones a estos esfuerzos ha contribuido al desarrollo de requisitos apropiados de densidad para la estabilidad del pozo.

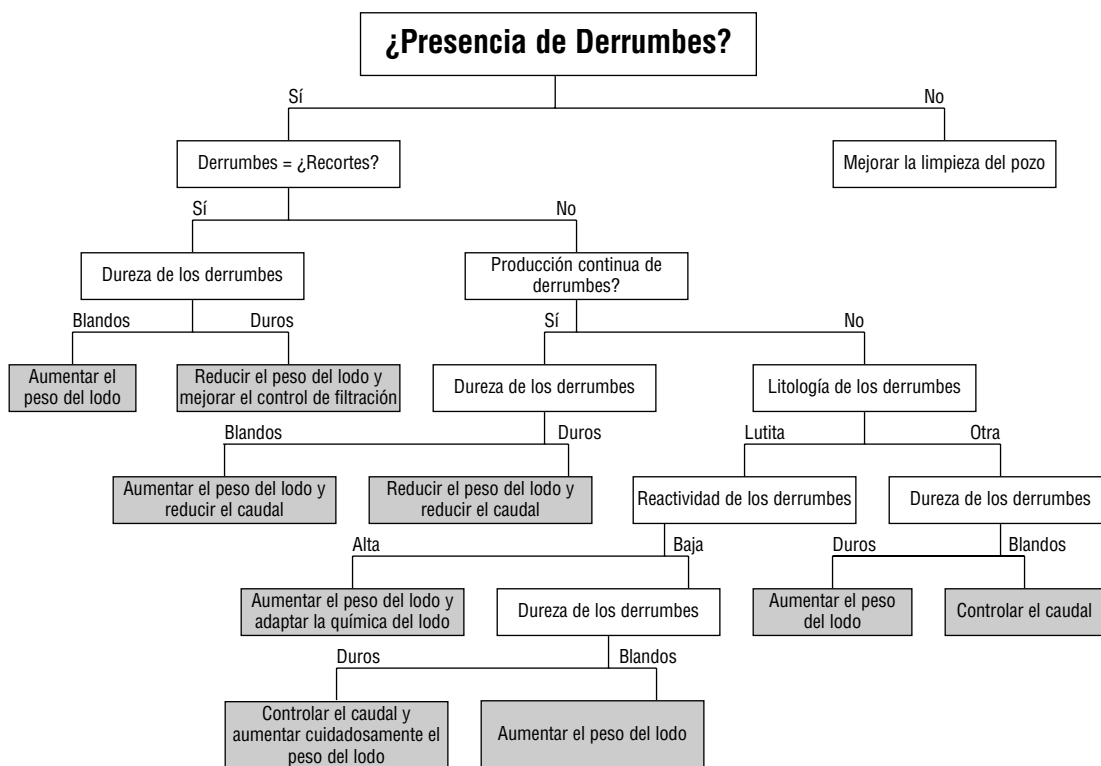


Figura 9: Árbol de decisión para derrumbes excesivos (de Zausa).

El hecho de que no se controlen estas presiones altas puede causar un flujo incontrolado de los fluidos de la formación...

La sobrecarga es el volumen y el peso de todas las formaciones y todos los fluidos ubicados encima de una formación determinada.

Introducción

Las formaciones muy presurizadas han causado problemas graves de perforación y completación en prácticamente cada región del mundo. El hecho de que no se controlen estas presiones altas puede causar un flujo incontrolado de los fluidos de la formación (reventón), que podría resultar en pérdidas financieras enormes para el operador, la posible contaminación del medio ambiente, la pérdida de reservas petroleras y

condiciones potencialmente peligrosas para los trabajadores.

Por lo tanto, es importante predecir estas presiones altas de la formación antes de perforar, de manera que se pueda diseñar una tubería de revestimiento y un programa de cementación sin peligros. Durante la perforación, es imprescindible detectar y controlar las presiones de manera segura, tal como se describe en el capítulo sobre Control de Presión.

Presiones Subsuperficiales

Las presiones subsuperficiales resultan de las fuerzas gravitatorias que actúan sobre las formaciones y los fluidos suprayacentes. Esto es similar a lo que ocurre en la atmósfera, donde el peso acumulado de la atmósfera hace que la presión de aire al nivel del mar sea de aproximadamente 14,7 psi. Lógicamente, las masas de agua y las formaciones subsuperficiales tienen un gradiente de presión más alto, debido a la mayor densidad del material que las compone.

PRESIÓN DE SOBRECARGA

La sobrecarga es el volumen y el peso de todas las formaciones y todos los fluidos ubicados encima de una formación determinada. El esfuerzo total impuesto por la sobrecarga sobre una formación subsuperficial se llama presión geostática, presión litostática o presión total de sobrecarga (P_O). Esta presión puede ser calculada de la siguiente manera:

$$P_O = \rho_B \times \text{TVD}$$

Donde:

ρ_B = Densidad aparente combinada de los sedimentos y los fluidos

TVD = Profundidad Vertical Total

La presión de sobrecarga (P_O) es igual a la presión total del peso de los sedimentos (P_S), más la presión del peso de los fluidos (P_F) que existen

encima de una formación determinada y que deben ser soportados mecánicamente por la formación, o sea $P_O = P_S + P_F$. Para las unidades inglesas, la presión de sobrecarga (P_O) puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$P_O \text{ (psi)} = 0,052 \times \rho_B \text{ (lb/gal)} \times \text{TVD (pies)}$$

Donde el factor de conversión de las unidades 0,052 es $12 \text{ pulg./pie} \div 231 \text{ pulg.}^3/\text{gal}$.

La relación entre la presión y la profundidad es comúnmente considerada en términos de "gradiente", el cual representa la presión dividida por la profundidad. El gradiente de presión de sobrecarga (P_{OG}) puede ser calculado de la siguiente manera:

$$P_{OG} \text{ (psi/pie)} = 0,052 \times \rho_B \text{ (lb/gal)}$$

Como las densidades aparentes de los sedimentos varían según la ubicación y la profundidad debido a la compactación, se usa generalmente una densidad aparente de 144 lb/pie³ (19,25 lb/gal o Gravedad Específica (SG) de 2,3); por lo tanto, el gradiente geostático o de sobrecarga es de 1 psi/pie (0,23 kg/cm²/m). Por ejemplo, los depósitos normales del Terciario en el Golfo de México ejercen un gradiente de presión de sobrecarga de aproximadamente 1,0 psi/pie. Esto se basa aproximadamente en una sobrecarga que es 20% espacio poral

La presión poral es la presión de los fluidos de la formación... que debe ser balanceada con el peso del lodo.

lleno de agua con una SG de 1,07 y 80% formación (arena y lutita) con una densidad media de 2,6 SG.

El gradiente de sobrecarga varía según la densidad de la formación, el porcentaje de espacio poral y la densidad del fluido poral. Estas variables dependen de las condiciones geológicas históricas, tal como la composición química y la distancia de transporte de los sedimentos.

La roca soporta la presión de sobrecarga total de dos maneras. La primera es mediante la presión intergranular (P_I), un esfuerzo matricial debido a la fuerza transmitida mediante el contacto mecánico de grano a grano. Cuando las formaciones son compactadas por la sobrecarga a medida que la profundidad de entierro aumenta, el agua poral se escapa, haciendo que la presión poral sea igual a la presión hidrostática de la densidad del agua poral. La presión poral (P_P) es la presión de los fluidos de la formación (agua, petróleo y gas) que debe ser balanceada con el peso del lodo. Por lo tanto, la presión de sobrecarga total es igual a la suma de la presión intergranular y la presión poral (ver la Figura 1):

$$P_O = P_I + P_P$$

PRESIÓN PORAL

La presión hidrostática (P_{HID}) es la presión causada por la altura vertical de una columna de fluido. La presión

hidrostática es independiente del tamaño superficial y de la forma de la masa de fluido; la presión a cualquier profundidad es igual en todas las direcciones. P_{HID} puede ser calculada matemáticamente con la siguiente ecuación:

$$P_{HID} \text{ (psi)} = 0,052 \times \rho \text{ (lb/gal)} \times \text{TVD (pies)}$$

Donde:

ρ = densidad del fluido poral

El gradiente de presión hidrostática (P_{HYDG}) puede ser calculado de la siguiente manera:

$$P_{HYDG} \text{ (psi/pie)} = 0,052 \times \rho \text{ (lb/gal)}$$

El gradiente de presión poral es afectado por la concentración de sal en la densidad de fluido de la columna. Los gradientes típicos son los siguientes:

Fluido	Densidad (lb/gal)	Gradiente de Presión (psi/pie)
Agua dulce	8,335	0,433
Agua de mar	8,55	0,444
Agua salada (100.000 ppm)	8,95	0,465
Agua salada saturada (10 lb/gal)	10,0	0,520
Lodo de 16 lb/gal	16,0	0,832

Por lo tanto, según la salinidad del agua en el ambiente deposicional de la región geológica en particular, la presión poral normal tendrá diferentes valores.

Presión Normal

Una formación presurizada “normalmente” tiene una presión poral igual a la presión hidrostática del agua poral.

Una formación presurizada “normalmente” tiene una presión poral igual a la presión hidrostática del agua poral. Como se perforan muchos más pozos en sedimentos caracterizados por agua salada de 8,95 lb/gal, a los efectos de esta discusión, se considera que un gradiente de presión “normal” es de 0,465 psi/pie.

Cualquier desviación del ambiente de presión hidrostática normal será considerada anormal. Las presiones altas se llaman geopresiones, sobrepresiones o surpresiones. Las presiones bajas se llaman subpresiones.

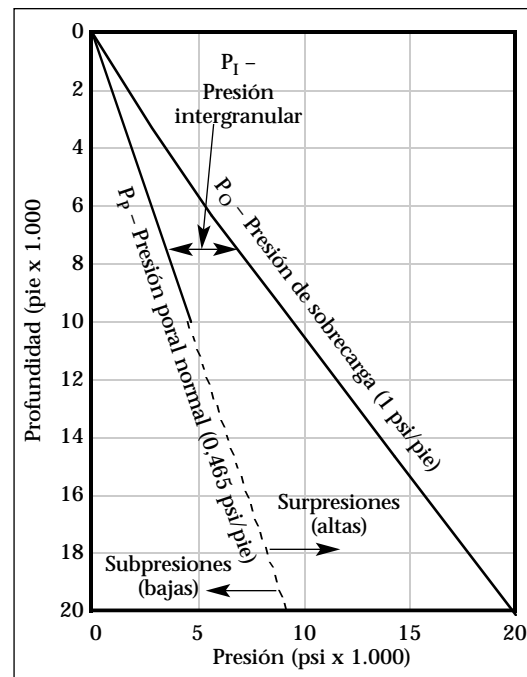


Figura 1: Perfil de presión normal.

Presión Anormal

La presión anormal es causada por los procesos geológicos que ocurrieron en una región geológica determinada e involucra acciones tanto físicas como químicas dentro de la tierra. Las presiones que son más bajas de lo que se considera normal pueden ser perjudiciales y problemáticas para el proceso de perforación. En cambio, las presiones anormalmente altas son comunes y pueden causar problemas graves en la perforación. Las sobrepresiones anormales siempre son causadas por una zona en particular que se “sella” o aísla.

Los sellos son capas impermeables y zonas limítrofes que no permiten la liberación de la presión generada por la filtración de fluidos y gases hacia zonas más altas, y posteriormente hacia la superficie. Estos sellos pueden constar de muchos tipos de rocas: lutitas densas, lutitas calcáreas, caliza cementada, arenisca cementada

calcáreamente, ceniza volcánica (toba) solidificada, anhidrita y/o otras.

Es importante lograr un entendimiento básico de los procesos sedimentarios que resultan en la formación de yacimientos de petróleo y sellos. El transporte de escombros (cantos rodados, gravas, arenas y limos) desde las masas terrestres elevadas hacia los océanos ha formado las cuencas sedimentarias del mundo. Los vientos y el agua son los agentes en este proceso de transporte. Un proceso llamado “transferencia” llena las cuencas sedimentarias mediante: (1) la erosión de los materiales rocosos en una zona productiva, (2) el transporte hacia una cuenca, principalmente por el agua, y (3) la sedimentación en la cuenca sedimentaria.

La velocidad de la corriente de agua en el sitio de sedimentación es el principal factor determinante de la

Las sobrepresiones anormales siempre son causadas por una zona en particular que se “sella” o aísla.

granulometría dentro de los sedimentos depositados. La arena se acumula en los cauces de las corrientes y a lo largo de las playas, donde la velocidad de la corriente de agua es suficiente para separar la arcilla y el limo de la arena. Los limos y las arcillas se acumulan en sitios donde el agua es más estática, como puede ocurrir en las bahías o costafuera. La mayoría de los sedimentos que se acumulan en

cuencas sedimentarias se componen de limo y arcillas. Durante largos periodos, las playas y los cauces de las corrientes migran y suelen formar capas de arena que cubren zonas muy extendidas. La cuenca sedimentaria se llena de arena, la cual es típicamente permeable, y de lutita, la cual es relativamente impermeable. Muchas cuencas están llenas de capas intercaladas de arena y lutita (ver la Figura 2).

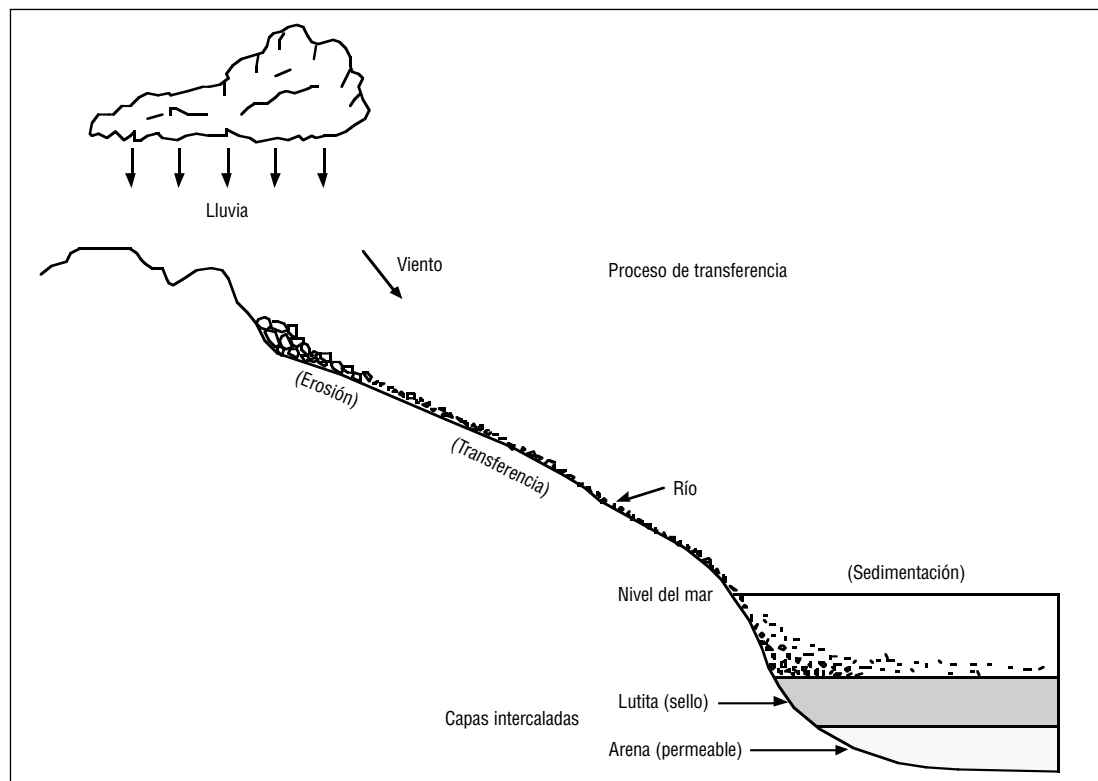


Figura 2: Proceso de transferencia y capas intercaladas de arena y lutita.

Las presiones subnormales son encontradas en zonas donde las presiones porales son más bajas que la...normal.

PRESIONES SUBNORMALES

Las presiones subnormales (bajas) son encontradas en zonas donde las presiones porales son más bajas que la presión hidrostática normal. Problemas graves de pérdida de circulación pueden ocurrir en estas zonas cuando se usan lodos en la perforación. Las condiciones de presión subnormal suelen ocurrir cuando la elevación de la superficie de un pozo es mucho más alta que la napa freática subsuperficial o el nivel del mar. El ejemplo más común ocurre cuando se perfora en zonas accidentadas o montañosas. Otro ejemplo incluye las regiones áridas, como el Oeste de Texas, donde la napa freática puede estar ubicada a más de 1.000 pies de

profundidad. En este caso, la presión hidrostática del fluido de perforación excede la presión poral de las formaciones menos profundas, permitiendo que el fluido de perforación invada las formaciones permeables. Esto resulta en la pérdida de circulación (ver la Figura 3).

Otra causa común de las presiones anormalmente bajas es la presencia de arenas agotadas. Estas son arenas cuya presión original ha sido agotada o purgada. Las arenas agotadas suelen ser encontradas con mayor frecuencia en los yacimientos a partir de los cuales se ha producido petróleo y gas, un fenómeno común en muchas áreas de petróleo y gas llamadas “maduras”.

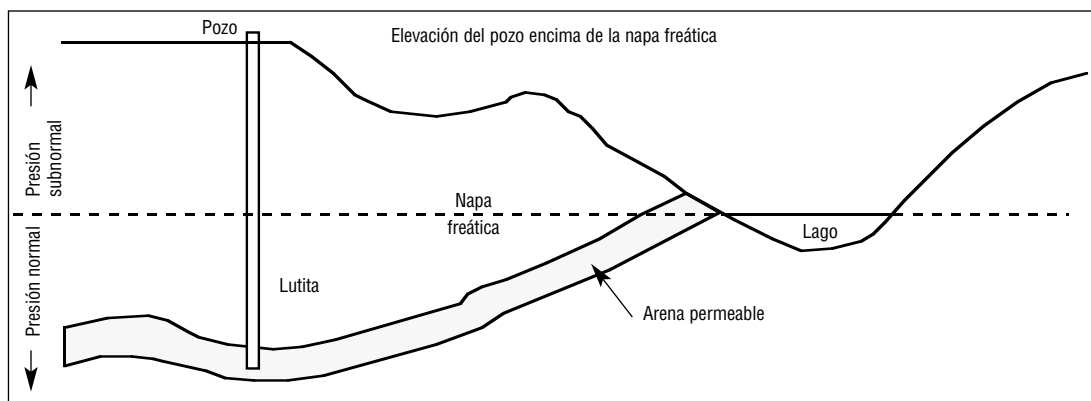


Figura 3: Ilustración de la presión subnormal.

Las presiones anormales caracterizan las zonas que tienen presiones porales mayores que la...normal...

PRESIONES ANORMALES

Las presiones anormales (altas) caracterizan las zonas que tienen presiones porales mayores que la presión hidrostática normal de los fluidos porales. La cantidad de sobrepresión anormal que se desarrolla depende de la estructura y del ambiente deposicional geológico. En general, se considera que el límite máximo de las geopresiones es el gradiente de fractura o el esfuerzo horizontal mínimo que puede acercarse a la sobrecarga.

Los procesos estructurales, físicos y/o químicos pueden causar la sobrepresión anormal. Las reacciones químicas complejas que suelen producirse a las

temperaturas y presiones elevadas que son encontradas a grandes profundidades pueden causar la surpresión anormal. Los principales factores que afectan la magnitud de la surpresión son el espesor relativo y la calidad del sello. Las formaciones masivas con sellos fuertes y continuamente impermeables desarrollan las presiones más altas. Sin embargo, ningún sello es totalmente impermeable. Se puede anticipar que durante un largo periodo de tiempo geológico, la zona anormal original será normalizada por la fracturación, el fallamiento y la migración de los fluidos.

Las geopresiones son causadas por numerosas condiciones

Subcompactación. En la situación más común, se forma un sello que retiene el agua poral, de manera que la compactación (causada por el aumento de la sobrecarga con la profundidad) no ocurre como en un ambiente presurizado normalmente. Cuando los sedimentos no están lo suficientemente compactados para formar el contacto de grano a grano, la sobrecarga es soportada parcialmente por la presión poral, causando una presión poral anormalmente alta (ver la Figura 4).

Levantamiento. Una de las causas de la geopresión es el desplazamiento de la formación mediante un levantamiento geológico, el cual desplaza una formación más presurizada desde una gran profundidad hasta un nivel menos profundo. Cuando las acciones tectónicas desplazan una zona de presión previamente normal desde una gran profundidad hasta un nivel menos profundo y los sellos permanecen intactos, el gradiente de presión resultante será anormalmente alto.

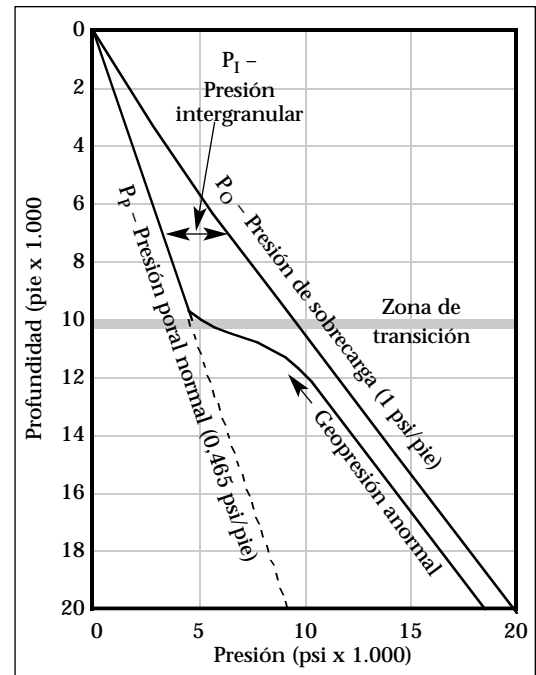


Figura 4: Perfil típico de geopresión.

Consideremos una arena porosa llena de agua a una profundidad original de 10.000 pies, con una capa suprayacente de lutita impermeable que puede formar un sello. La presión normal para esta zona sería de aproximadamente 4.650 psi (0,465 psi/pie). Si un levantamiento rápido – tal como la intrusión de sal masiva (o fallamiento),

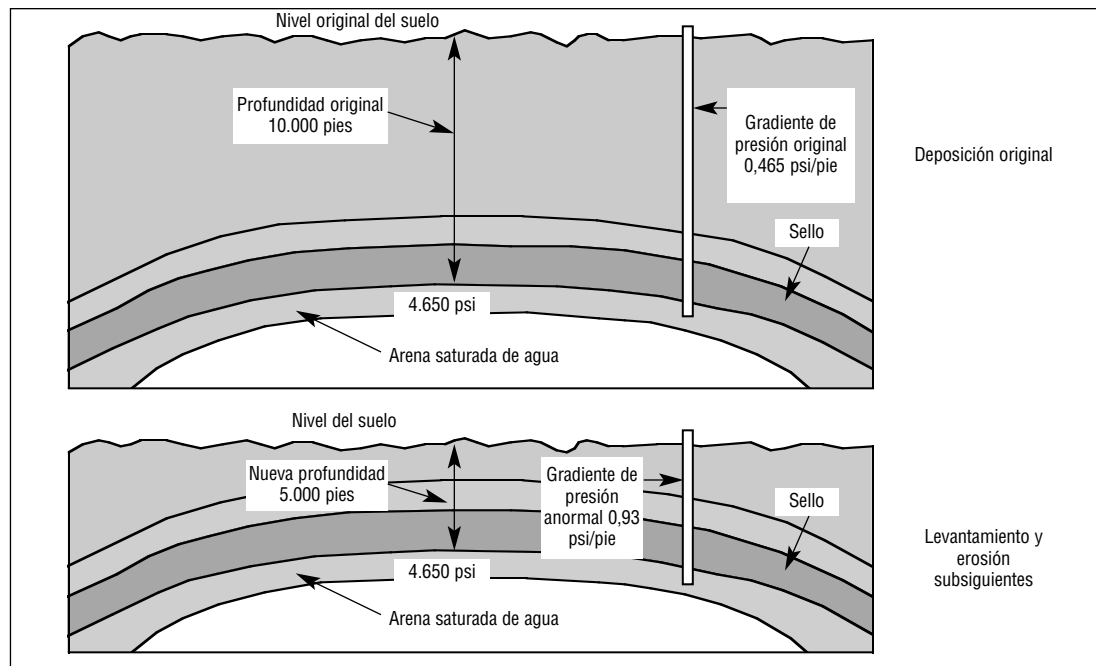


Figura 5: Ilustración del desplazamiento vertical resultando en una surpresión (según Treckman).

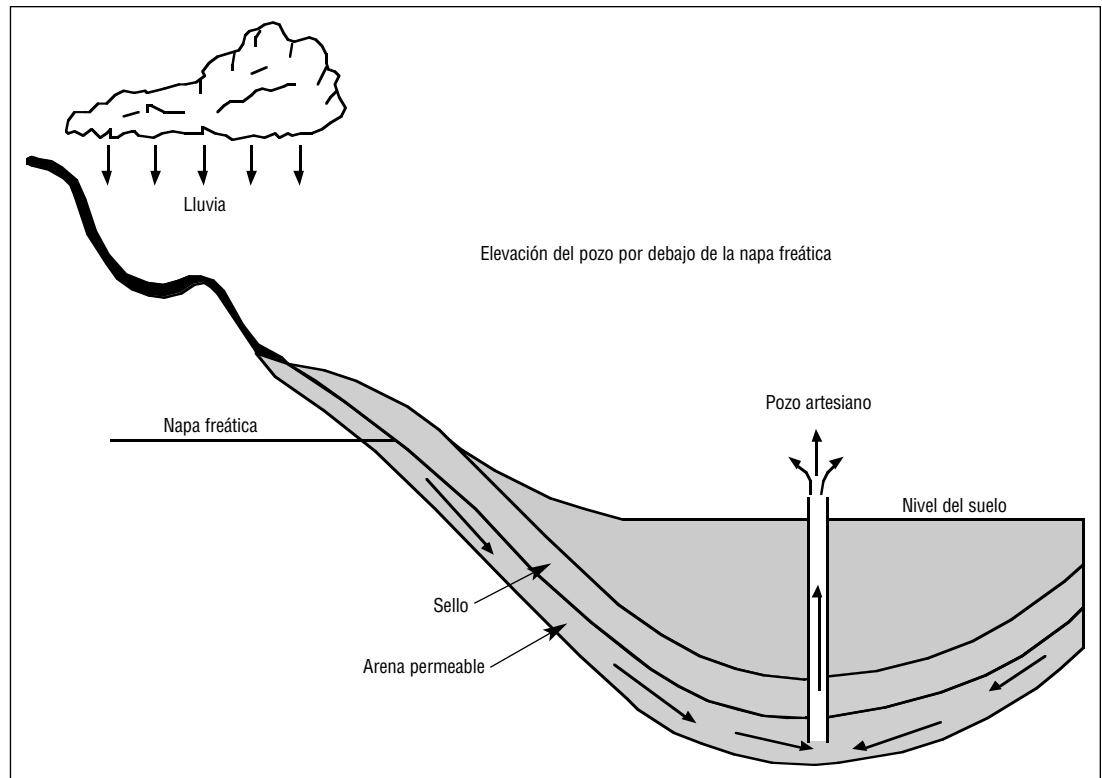


Figura 6: Sistema artesiano resultando en presiones elevadas.

Los sistemas artesianos son ejemplos... de la supresión producida físicamente.

seguida por la erosión – causa el desplazamiento de esta arena y del sello suprayacente a una profundidad de solamente 5.000 pies, el gradiente de presión hidrostática a 5.000 pies sería anormalmente alto ($4.650 \text{ psi} \div 5.000 \text{ pies} = 0,93 \text{ psi/pie}$), como lo demuestra la Figura 5.

Cuando se perfora en esta zona, es obvio que la densidad del lodo de perforación debe ser aumentada a 17,9 lb/gal ($0,93 \text{ psi/ft} \div 0,052$) para impedir im reventón.

Acuífero. Los sistemas artesianos son ejemplos clásicos y únicos de la supresión producida físicamente. En esta situación, la elevación de la superficie del pozo está ubicada por debajo del nivel del mar o de la napa freática (ver la Figura 6). El ejemplo más común puede ser observado cuando se perfora en un valle o una cuenca rodeada de colinas o montañas – ubicaciones donde una napa freática conectada es cargada por agua de la ubicación más alta. Aunque sean problemáticos, en general estos flujos de agua son fáciles de balancear con un mayor peso de lodo y pueden

Las presiones anormales causadas por efectos estructurales son comunes en ubicaciones adyacentes a domos salinos...

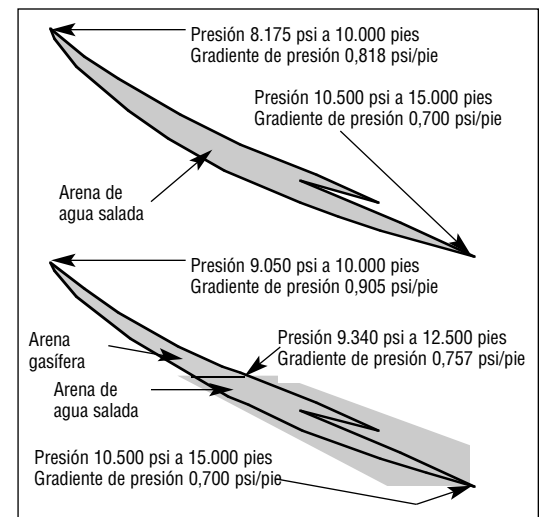


Figura 7: Surpresiones anormales causadas por el efecto de la estructura sobre los gradientes de presión (según Dickinson).

ser entubados fácilmente.

El mismo principio también aplica en situaciones estructurales donde las formaciones permeables (o planos de falla) – las cuales tienen un fuerte buzamiento – permiten la transmisión de la presión de una zona profunda más presurizada hacia un nivel menos

Las sobrepresiones pueden ocurrir en arenas poco profundas si están siendo cargadas por fluidos más presurizados...

Las secciones de lutita masiva... tienden a desarrollar sus propios sellos y zonas de presión causadas químicamente.

profundo. Esto está ilustrado en la Figura 7 para las arenas aisladas. Las presiones anormales causadas por efectos estructurales son comunes en ubicaciones adyacentes a domos salinos, donde la sal que está migrando hacia arriba ha levantado las formaciones circundantes, haciendo que éstas tengan un fuerte buzamiento y sellando las formaciones permeables.

Arenas cargadas. Las sobrepresiones pueden ocurrir en arenas poco profundas si están siendo cargadas por fluidos más presurizados de las formaciones más profundas. Esta migración de los fluidos presurizados puede ocurrir a lo largo de una falla o a través de un sello en una red de microfracturas. Además, las acciones artificiales (causadas por el hombre) pueden cargar las arenas superiores. Las tuberías de revestimiento mal cementadas, la pérdida de circulación o la fracturación hidráulica, y los reventones subterráneos pueden causar sobrepresiones en las arenas poco profundas cargadas.

Bioquímica. Las zonas sobrepresurizadas pueden ser causadas químicamente por diferentes factores. El más simple es la formación de gas de pantano. Este fenómeno se observa con frecuencia alrededor del mundo en los sedimentos del Terciario reciente. Es causado por una deposición masiva de materia orgánica (como plantas de capas de bosques y materia animal) sellada o atrapada por una zona impermeable subsiguiente (generalmente lutitas). Con el tiempo y la exposición a temperaturas elevadas, la materia orgánica sufre una reacción química, produciendo metano y otros hidrocarburos que tienen una presión elevada (ver la Figura 8).

Agua sulfatada. La conversión del yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) en anhidrita (CaSO_4) a medida que la profundidad aumenta (presión y temperatura) expulsa el agua y puede permitir la presencia de sobrepresiones. En cambio, la anhidrita expuesta al agua puede formar yeso mediante un enlace químico-físico, lo cual puede

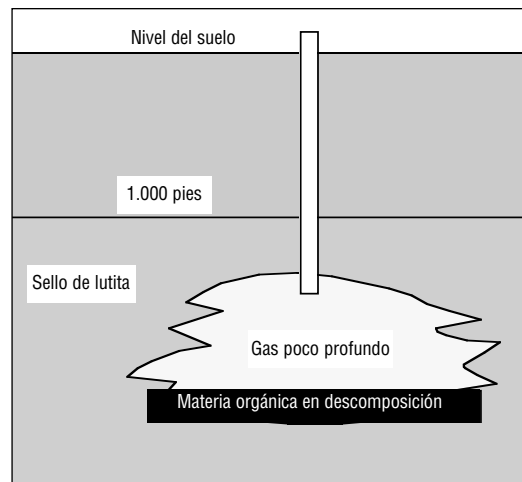


Figura 8: La materia orgánica atrapada forma "gas de pantano" poco profundo de alta presión

resultar en un aumento de 40% del volumen. Cuando la anhidrita está sellada y entra en contacto con una zona permeable llena de agua, puede quedar muy presurizada al absorber el agua y tratar de expandirse para formar yeso.

Lutitas masivas. Las secciones de lutita masiva (varios miles de pies de espesor) tienden a desarrollar sus propios sellos y zonas de presión causadas químicamente. El gran número de sellos relativamente pequeños y reacciones químicas a través de toda la sección no permiten lograr una delineación precisa de las zonas individuales. La baja permeabilidad impide la medición exacta de la presión poral. Esto no resultará en un reventón, pero puede causar graves problemas de perforación en forma de lutitas derrumbables y tubería de perforación pegada. Este ambiente de lutita masiva sometida a esfuerzos sólo puede ser estabilizado aumentando el peso del lodo. Además, los lentes de sal en la sección rica en lutita pueden presurizarse, de la manera descrita en el capítulo sobre Estabilidad de la Lutita y del Pozo.

Aunque se supone generalmente que el límite máximo de alta presión es más o menos igual a la presión de la sobrecarga, o aproximadamente 1,0 psi/pie, en algunos casos, la sobrepresión puede ser más alta que 1,0 psi/pie y sólo está limitada por la calidad (permeabilidad y resistencia) del sello de presión.

...los amagos y los pesos de lodo para matar son considerados como buenas medidas y registros de la presión de la formación.

Detección y Evaluación de las Presiones Anormales

Varios métodos están disponibles para predecir y detectar la presencia y magnitud de las presiones de la formación. Para los pozos planeados, algunos métodos usan registros de perforación y de lodo, registros eléctricos y datos de prueba de productividad potencial de la formación de pozos vecinos perforados anteriormente para predecir las presiones de la formación. Durante la perforación, se usan otros métodos para detectar la presencia y magnitud de las presiones de la formación (ver la Tabla 1).

ANTES DE PERFORAR

Historias de lodo y reportes de perforación. El método tradicional usado para reconocer la presencia de las geopresiones consiste en revisar y comparar los resúmenes de lodo y los reportes de perforación de pozos vecinos en el área. Los pesos de lodo dan una buena indicación de la ubicación y magnitud de las presiones. Cualesquier problemas, tales como los amagos, la pérdida de circulación, la pegadura por presión diferencial, etc., estarán indicados en el resumen de lodo. Los reportes de perforación proporcionarán información más detallada sobre los problemas encontrados durante la perforación.

También enumeran las profundidades de la zapata de la tubería de revestimiento, los registros de barrena y los resultados de las pruebas de presión.

A veces, el uso de los pesos de lodo para realizar un cálculo aproximado de la presión de la formación puede inducir a error. Por ejemplo, muchos pozos son perforados en una condición sobrebalanceada, con pesos de lodo que exceden la presión de la formación en 1 lb/gal o más. Además, en áreas que contienen lutitas problemáticas (fracturadas, frágiles o bentoníticas), los pesos de lodo excesivos suelen ser usados para minimizar los problemas. Sin embargo, los amagos y los pesos de lodo para matar son considerados como buenas medidas y registros de la presión de la formación.

Además, como este enfoque no toma en cuenta la estratigrafía de la zona, el conocimiento de la geología resulta muy útil. La información desarrollada a partir de las historias de lodo y los reportes de perforación debería ser ajustada para tomar en cuenta las diferencias proyectadas respecto a la elevación, fallas, domos salinos, etc.

Correlación geológica. En áreas donde se conoce la geología pero la

<p>I. Antes de perforar:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. Resúmenes de lodo y reportes de perforación de los pozos vecinos. B. Correlación geológica con áreas similares. C. Evaluación de los registros eléctricos con cable de pozos vecinos. <ul style="list-style-type: none"> 1. Inducción (conductividad). 2. Eléctrico (resistividad). 3. Sónico (Tiempo de Tránsito en el Intervalo). 4. Gamma-gamma (densidad). 5. Neutrón-gamma (porosidad). D. Aspectos geofísicos. <ul style="list-style-type: none"> 1. Datos sísmicos (ITT). 2. Datos de gravedad (densidad aparente). <p>II. Durante la perforación:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. Amagos. B. Presencia de fluidos de formación contaminantes. C. Aumento de la cantidad de gas de fondo y conexión. D. Aumento de la velocidad de penetración en la lutita. 	<ul style="list-style-type: none"> E. Cambio del tamaño y de la forma de los recortes de lutita. F. Comportamiento anormal de relleno durante el viaje. G. Aumento del relleno en el fondo. H. Aumento de torque y arrastre. I. Disminución de la tendencia del exponente d. J. Disminución de la tendencia de densidad aparente de la lutita. K. Aumento de la temperatura de la línea de flujo. L. Correlación entre la velocidad de penetración y el registro SP. M. Evaluación de LWD o registros eléctricos realizados. N. Paleontología. <p>III. Después de perforar:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. Pruebas de la formación. B. Pruebas de la presión estática del pozo cerrado. C. Bombas de presión de fondo. D. Evaluación de los registros con cable.
---	---

Tabla 1: Detección y evaluación de las presiones anormales.

...la mayoría de las interpretaciones de registros están relacionadas con la porosidad, ya sea directa o indirectamente.

La evaluación de los registros con cable de pozos vecinos es uno de los métodos más confiables usados antes de perforar el pozo.

cantidad de pozos perforados es baja o nula, se puede anticipar la presencia de zonas geopresurizadas cuando se sabe que la perforación penetrará en una formación presurizada. Por ejemplo, las formaciones Frio, Vicksburg y Wilcox inferior del Sur de Texas casi siempre están altamente presurizadas. Deben tomarse precauciones especiales en cualquier pozo diseñado para penetrar estas formaciones.

Registros con cable. Las técnicas descritas anteriormente proporcionan información de carácter general, pero la necesidad de desarrollar métodos más precisos para localizar estas zonas y determinar sus presiones queda de manifiesto. La evaluación de los registros con cable de pozos vecinos es uno de los métodos más confiables usados antes de perforar el pozo.

Numerosos registros están disponibles actualmente para lograr esto. Algunos registros son más precisos que otros porque son menos afectados por las condiciones del pozo. Sin embargo, en muchas regiones, los operadores confían

en los registros utilizados en el área en particular para realizar la evaluación de la presión. Por ejemplo, la mejor manera de evaluar las secuencias de arena-lutita a lo largo de la Costa del Golfo es mediante Registros Eléctricos de Inducción (IEL). Los registros sínicos se usan mucho en los carbonatos del Oeste y Este de Texas a los efectos de determinación y correlación de la porosidad (el IEL casi nunca se usa en el Oeste de Texas debido a las características singulares de la formación).

En cualquier caso, la mayoría de las interpretaciones de registros están relacionadas con la porosidad, ya sea directa o indirectamente. Las lutitas se compactan cuando la profundidad aumenta, de una manera muy uniforme y homogénea. Cuando éstas se compactan, la porosidad disminuye a una velocidad uniforme a medida que la profundidad y la presión de sobrecarga aumentan. La presión de un yacimiento poroso puede ser calculada a partir de las presiones de las lutitas adyacentes. La mejor manera de evaluar los intervalos o las secuencias de lutitas "limpias" es basándose en los cambios de porosidad. Sin embargo, debido a su carácter imprevisible, las porosidades de las arenas no son apropiadas para este tipo de evaluación. Las formaciones de carbonatos también son difíciles de interpretar en base a la porosidad.

En un ambiente presurizado normalmente, los sedimentos se compactan a medida que el peso creciente de la sobrecarga exprime el agua irreductible. Por lo tanto, la porosidad (espacio vacío) disminuye con la profundidad. Bajo condiciones normales, el agua no puede escaparse y el proceso de compactación es alterado. La porosidad deja de disminuir, y en la mayoría de los casos, aumentará debajo del tope de la zona geopresurizada. Esto suele ser llamado "tope de la geopresión" o "zona de transición" (ver la Figura 9). La experiencia ha demostrado que la mejor manera de ilustrar la tendencia de compactación normal es mediante una función

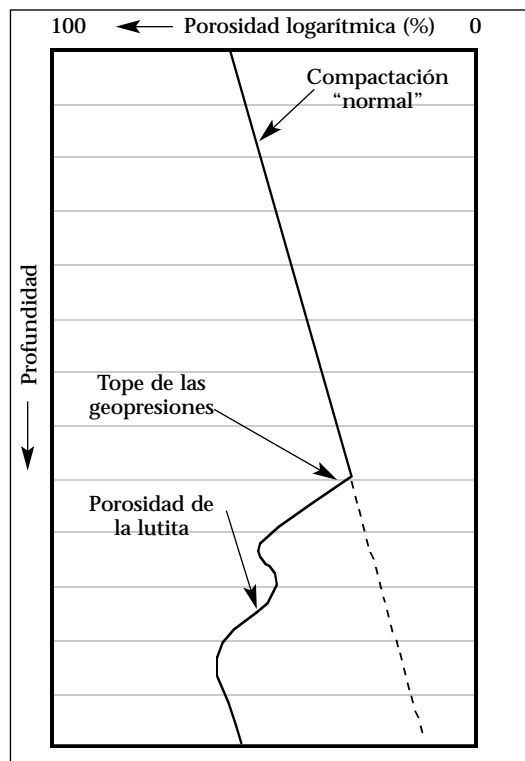


Figura 9: Gráfico de porosidad de la lutita, indicando la compactación "normal" y la inversión de la tendencia.

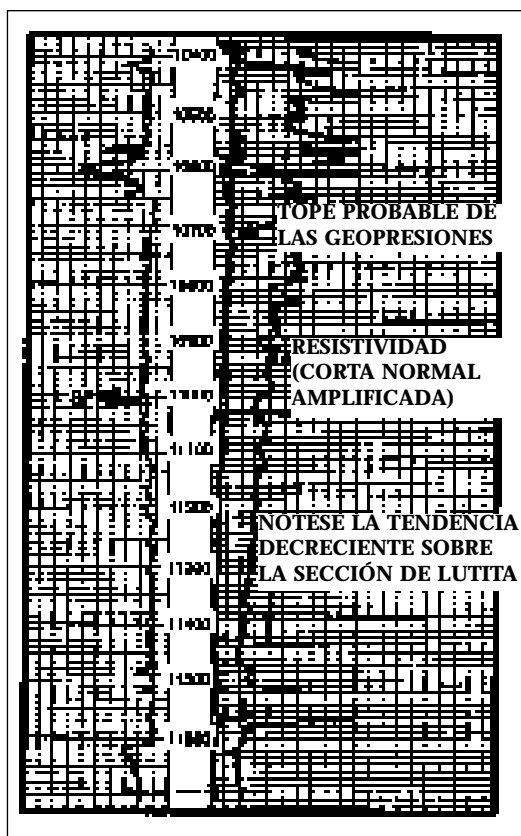


Figura 10: Registro eléctrico indicando la tendencia decreciente de la resistividad de la lutita en el tope de una zona geopresurizada.

logarítmica, representándola por una línea recta sobre papel semilogarítmico.

Hottman y Johnson fueron los primeros en reconocer que el grado de compactación podía ser calculado aproximadamente a partir de las resistividad de la lutita deducida de registros. Las lutitas sobrepresurizadas son más conductivas eléctricamente (tienen una resistividad más baja) porque contienen mayores volúmenes de agua salada que una lutita presurizada normalmente a la misma profundidad. La resistividad es la función inversa ($1/1.000$) de la conductividad. Una disminución de la resistividad puede ser identificada por la respuesta del registro correspondiente en el IEL (ver la Figura 10).

Los valores de resistividad o conductividad de la lutita pueden ser trazados en relación con la profundidad sobre papel semilogarítmico para determinar la

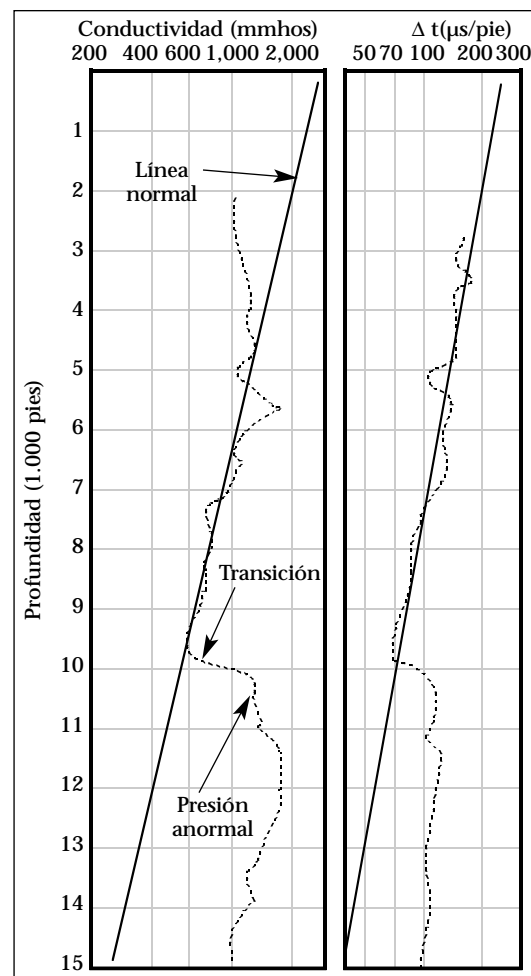


Figura 11: Gráficos de conductividad de la lutita y tiempo de tránsito en el intervalo para un pozo geopresurizado del Sur de Texas.

presencia de zonas presurizadas. Por ejemplo, en la Figura 11, se ha trazado un gráfico de conductividad con una línea de tendencia de lutita para un pozo del Sur de Texas. La presión poral de la formación puede ser calculada a partir de la desviación de los valores medidos de la tendencia normal, como se ilustra por debajo de aproximadamente 10.000 pies. También se incluye un gráfico similar para un registro de tránsito en el intervalo o registro sónico de porosidad.

El método para predecir la presión poral en base a la resistividad/conductividad de la lutita a partir de los registros es el más popular para el Golfo de México, debido al gran volumen de datos

El registro de velocidad sónica es una herramienta de porosidad que sólo es afectada ligeramente por las condiciones del pozo.

**Las
herramientas
sónicas miden
en
microsegundos
el tiempo
requerido para
que el sonido
viaje...**

disponibles de pozos vecinos. Desafortunadamente, numerosas variables que afectan la resistividad de la lutita (además de la compactación) pueden reducir la exactitud del gráfico: (1) salinidad, (2) material o mineralogía de la matriz, (3) temperatura y (4) condiciones del pozo (tipo de lodo, filtrado, etc.). Varias modificaciones han sido realizadas para tratar de compensar estas variables y las inexactitudes que pueden causar. El enfoque más lógico para resolver este problema fue desarrollado por J. Gill, y consiste en trazar suficientes puntos para reconocer estas variables a partir del cambio resultante en los datos, luego ajustando las líneas de tendencia de la manera correspondiente. Este procedimiento también puede ser usado para trazar registros sónicos.

El registro de velocidad sónica es una herramienta de porosidad que sólo es afectada ligeramente por las condiciones del pozo. Este registro utiliza una técnica de dos receptores para compensar las desviaciones y se conoce comúnmente como registro de velocidad sónica "compensado".

Las herramientas sónicas miden en microsegundos el tiempo requerido para que el sonido viaje una distancia determinada. El sonido se transmite a través de sustancias puras, a velocidades conocidas. Si la sustancia no es pura, los componentes afectan el tiempo de tránsito en el intervalo. Por ejemplo, una lutita pura (porosidad de 0%) transmite el sonido a una velocidad aproximada de 16.000 pies/seg. o 62,5 microsegundos/pie. Si la porosidad aumenta de 0 a 30% y los espacios vacíos se llenan de agua salada, la velocidad disminuye a 12.700 pies/seg., y el tiempo de tránsito en el intervalo aumenta a aproximadamente 103 microsegundos/pie.

En la sección presurizada normalmente, el tiempo de tránsito

en el intervalo de lutita seguirá una tendencia decreciente cuando la porosidad disminuye. Cuando se encuentra el tope de la zona geopresurizada, la tendencia se invertirá (ver la Figura 11). Aunque el registro sónico proporcione datos brutos más exactos, estos registros no se pueden conseguir fácilmente en muchas zonas ubicadas a lo largo de la costa de Texas/Luisiana, por lo tanto el método de conversión no es tan confiable como el registro de inducción.

Un registro menos común, el registro de densidad (o gamma-gamma), mide la densidad aparente de las formaciones presentes. Aunque esté diseñado para calcular la porosidad y litología a los efectos de evaluación de la formación, el registro de densidad proporciona una excelente correlación con la compactación normal/anormal de las lutitas.

En un registro de densidad, la fuente irradia la formación con rayos gamma. Estos rayos reaccionan con los electrones que rodean el pozo y son retrodispersados. Un detector dentro de la herramienta registra la intensidad de los rayos retrodispersados, la cual varía según la densidad aparente de las rocas que rodean el pozo. Las indicaciones deberían ser compensadas para reflejar las irregularidades del tamaño del pozo y el espesor del revoque mayor que 1/4 pulg.

Como la densidad aparente de la lutita presurizada anormalmente es mucho más baja que la densidad de la lutita presurizada normalmente, se suele usar un estudio gravimétrico para detectar dichas zonas. Otros métodos geofísicos como la refracción sísmica pueden permitir la diferenciación, aunque estén limitados por su incapacidad para distinguir entre la lutita y las masas de sal.

Representación Gráfica de la Presión Poral

La representación gráfica de la presión poral consiste en seleccionar los valores de resistividad, conductividad o tiempo de tránsito en el intervalo para la lutita a partir de un registro eléctrico y evaluar los datos en relación con una línea de tendencia de pendiente normal. Esta técnica permite calcular el peso del lodo a partir de la desviación de la resistividad de la línea de tendencia normal (ver la Figura 12).

Los métodos actuales de representación gráfica de la presión poral usan técnicas asistidas por computadora que difieren de los procedimientos normales en varias maneras. Primero, más puntos son trazados, y en segundo lugar, múltiples líneas de tendencia son permitidas si hay suficiente evidencia para justificar un cambio estructural en la geología. Cabe recordar que el método de múltiples líneas de tendencia es difícil de usar correctamente porque resulta difícil distinguir entre el aumento de presión y un cambio estructural efectivo en la geología – el cual causa un desplazamiento de la línea de tendencia. El programa de computadora de M-I para la representación gráfica de la presión poral se llama LOGPLOT™.

Los métodos anteriores de representación gráfica de la presión poral se hacían a mano. Los valores de los registros eléctricos eran seleccionados y trazados sobre papel semilogarítmico; luego, se colocaba un “superpuesto” transparente encima de la línea de tendencia para calcular la magnitud del aumento de presión anormal a partir de la línea de tendencia de presión normal. Con las técnicas actuales asistidas por computadora, para un pozo típico de 10.000 pies, 200 a 250 puntos de datos pueden ser trazados fácilmente, comparado con los 10 a 30 puntos de datos que se podían trazar tradicionalmente a la mano. El método de múltiples líneas de tendencia de compactación permite evaluar cada edad geológica y secuencia de falla con su pendiente particular, en vez de usar una sola línea de tendencia para todo el intervalo. Esto es especialmente importante para la representación gráfica de los registros de pozos donde

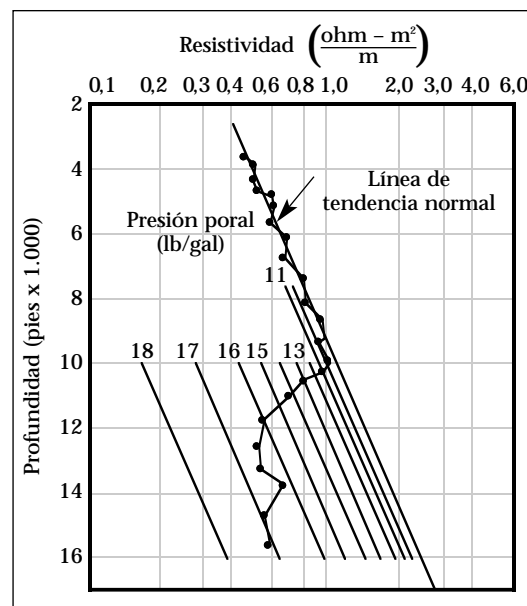


Figura 12: Gráfico de presión poral

formaciones que tienen más de una edad geológica son penetradas. Los mejores ejemplos son los pozos perforados en ambientes costafuera de aguas profundas, donde las presiones anormales suelen ser encontradas en formaciones del Pleistoceno y del Plioceno, así como las del Mioceno.

Las líneas de tendencia o los “superpuestos” fueron desarrollados para reflejar los cambios en la pendiente media de la tendencia de compactación normal causados por la edad geológica de la formación. Estos superpuestos también reflejan la calibración de la presión poral por el espaciamiento de las líneas de gradiente de peso de lodo para una edad en particular. Si una formación (como las rocas más antiguas, más duras o más calcáreas) se deposita durante un periodo relativamente largo, el aumento de la compactación de la formación con la profundidad es moderado. Esto resulta en una pendiente moderada o casi vertical de la línea de tendencia de compactación normal. Las arenas y lutitas marinas mal consolidadas que se depositaron más rápidamente, se compactan a una velocidad que aumenta con la profundidad de entierro. Esto resulta en una pendiente más fuerte de la línea de tendencia de compactación normal respecto a la

Las líneas de tendencia o los “superpuestos” fueron desarrollados para reflejar los cambios en la pendiente media...

Con las técnicas actuales asistidas por computadora, para un pozo típico de 10.000 pies, 200 a 250 puntos de datos pueden ser trazados...

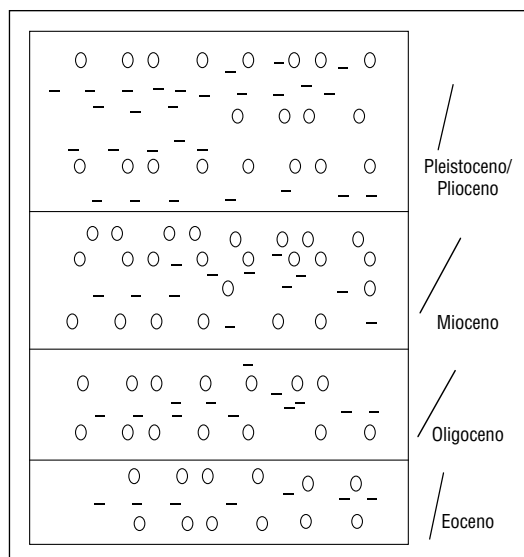


Figura 13: Líneas de tendencia para diferentes edades geológicas.

vertical (ver la Figura 13).

Estos cambios de pendiente de tendencia de compactación para cada edad geológica pueden ser observados en la obra publicada por Matthews y Kelly, la cual está basada en numerosos pozos a lo largo de la Costa del Golfo en Luisiana y Texas, y sigue siendo considerada como el método más confiable para calcular las presiones porales a partir de los registros de pozo. Algunos que han representado gráficamente los registros de muchas partes del mundo piensan que las pendientes para las líneas de tendencia de compactación normal que Matthews y Kelly establecieron para cada edad geológica, se repiten sistemáticamente a través del mundo en sus edades geológicas respectivas.

CONSEJOS PARA REPRESENTAR GRÁFICAMENTE LA PRESIÓN PORAL

1. Trazar los puntos de resistividad, conductividad o tiempo de tránsito en el intervalo de la lutita cada 25 a 100 pies, o cada vez que ocurra algún cambio importante de estos valores. Seleccionar principalmente los valores de lutita "limpia" – no trazar las arenas o lutitas "sucias".
2. Trazar valores altos y bajos de los registros – no calcular el promedio.
3. Trazar puntos de lutita que parecen ser anormalmente altos o bajos.
4. Trazar puntos de lutita adyacentes a las arenas.
5. Además, trazar incluso los puntos de lutita delgada que están ubicados en

el medio de grandes cuerpos de arena, pero señalarlos como si estuvieran dentro de la arena.

6. Trazar puntos de estratos de cobertura calcáreos.

Asegurarse de usar la línea de tendencia o superpuesto de la edad geológica apropiada. Varios métodos pueden ser usados para identificar las diferentes edades geológicas y determinar el (los) superpuesto(s) apropiado(s) por usar. Algunos de éstos son:

1. Conocer el área donde se está perforando el pozo, incluyendo la Secuencia de Tendencia de Compactación.
2. Anotar los marcadores geológicos como los topes de las formaciones, etc., en el registro (si están marcados).
3. Obtener del geólogo los topes de las formaciones.
4. Verificar que la pendiente de los datos del registro representados gráficamente sea paralela a la línea de tendencia de compactación normal de uno de los superpuestos.
5. Relacionar los paleomarcadores en el registro (si están marcados) con la columna Paleoestratigráfica para la zona. **ADVERTENCIA:** En los ambientes de aguas profundas en el Golfo de México, donde el Mioceno superior se compone principalmente de arenas enterradas rápidamente, es posible que no haya fósiles, ya que éstos se forman en lutitas. Por lo tanto, si se selecciona el tope del Mioceno exclusivamente a partir de los datos del Paleoceno, esto puede hacer que el tope del Mioceno sea seleccionado a un nivel mucho más bajo que su nivel real. Por este motivo, la comparación de la pendiente de compactación de la línea normal del Mioceno sobre el superpuesto de la pendiente de compactación de los puntos de dato del gráfico es generalmente útil para seleccionar el tope del Mioceno.
6. Identificar los tipos generales de lutita:
 - Plioceno – Secuencias intercaladas de arena/lutita, pero principalmente arena. La resistividad es generalmente mayor que 1,0 ohm metro.
 - Mioceno – Secuencias intercaladas de arena/lutita con una resistividad inferior a 1,0 ohm metro.

- Frio – Lutitas calcáreas de alta resistividad.
 - Vicksburg – Lutitas arcillosas de baja resistividad compactadas con una fuerte pendiente.
 - Wilcox o roca dura – Resistividad muy alta (generalmente mayor que 5,0 ohm metro), lutitas arenosas con un bajo grado de compactación.
7. Usar un método de tanteos con el peso de lodo usado (i.e., un superpuesto del Mioceno colocado sobre puntos de datos del Plioceno difundidos indicaría altas presiones porales, mientras que el intervalo puede haber sido perforado con un peso de lodo de 9,0 a 9,5 lb/gal. En cambio, un superpuesto del Plioceno colocado sobre puntos de datos del Mioceno menos espaciados indicaría presiones porales muy bajas, mientras que un lodo de 12,0 lb/gal puede haber sido necesario para perforar el intervalo).
 8. Hacer corresponder los puntos de presión conocidos, tales como las Pruebas de Formación Repetida (RFTs), las Pruebas de la Formación (DSTs), los amagos, los datos de producción y del yacimiento, etc. El uso de datos de producción y del yacimiento constituye el método más confiable para determinar las presiones porales de la formación. Las presiones de la formación calculadas a partir de las indicaciones de presión de cierre de la tubería de perforación causadas por un amago también deben ser consideradas como confiables.
 9. Marcar los estratos de cobertura calcáreos o los grandes cuerpos de arena para facilitar la selección de las posiciones de las líneas de tendencia de compactación y separar las desviaciones entre las diferentes edades geológicas o lutitas.

Los superpuestos transparentes de conductividad/resistividad están diseñados para interpretar los gráficos de conductividad con el lado impreso hacia arriba. Como la resistividad es la función inversa de la conductividad (1/1.000), el superpuesto de conductividad debería ser volteado hacia abajo para interpretar los gráficos de resistividad. Los superpuestos de

tiempo de tránsito en el intervalo deberían ser usados con el lado impreso hacia arriba.

1. El superpuesto correctamente seleccionado debería ser usado en una posición vertical precisa respecto al gráfico. Esto puede ser logrado alineando el margen vertical del superpuesto con una línea vertical en el papel cuadriculado. Esto mantiene la pendiente de la línea normal sobre el superpuesto en el ángulo apropiado, lo cual permite obtener un gráfico más exacto y también ayuda a diferenciar entre varias edades geológicas. Las excepciones incluyen los pozos desviados, en los cuales el margen vertical está inclinado de la manera señalada en el superpuesto para corresponder a la desviación del pozo de la vertical.
2. Al seleccionar la posición para la línea de tendencia de compactación normal, deslizar el superpuesto sobre el gráfico hacia la izquierda o la derecha, manteniendo su orientación vertical hasta que la línea de tendencia de compactación normal pase por la tendencia de compactación más probable para un intervalo determinado.

Buscar pequeños puntos de inflexión en zigzag que están casi en equilibrio, siguiendo una línea de tendencia recta de la pendiente de compactación apropiada. Al colocar la línea de tendencia, evitar grandes excursiones en el gráfico. Cuanto mayor sea el número de puntos de datos cortos, ligeramente diferentes, más precisa será la posición de la línea de tendencia.

Buscar puntos de datos de lutita inmediatamente adyacentes a los cuerpos de arena permeables, o que forman capas discontinuas dentro de éstos. Estos puntos suelen aproximarse a la línea de tendencia normal. Evitar los valores extremadamente altos o bajos causados por el agua salada o los hidrocarburos dentro de las arenas adyacentes.

3. Como la representación gráfica de las presiones porales a partir de los registros de pozo no constituye una medición directa de las presiones porales, la interpretación siempre debe ser comprobada.

Comparar el gráfico a los pesos de lodo usados para perforar el pozo, ya

que dichos pesos de lodo no siempre corresponden a la presión real de la formación. Una discrepancia importante debería ir acompañada de una explicación de la diferencia, cuando los datos están disponibles. La experiencia indica que la mayoría de los operadores perforan en condiciones casi balanceadas hasta llegar cerca de la zona de transición, encima de las geopresiones, pero en condiciones sobrebalanceadas más abajo de este punto. El sobrebalance resulta generalmente de la reacción exagerada a la expansión del gas de perforación en la superficie. Este gas puede provenir de un intervalo arenoso que tiene una presión poral no superior a – y en algunos casos inferior a – las secciones de lutita perforadas anteriormente. En estos casos, no es necesario aumentar el peso del lodo.

El gráfico puede poner de manifiesto

las razones de los problemas de perforación y del pozo, cuando estos problemas fueron causados por cambios de la presión poral que no fueron balanceados inmediatamente por los cambios del peso de lodo. Estos problemas pueden incluir incrementos en la velocidad de penetración, amagos, gas de conexión, lutita derrumbable, ensanchamiento del pozo, pozo reducido, puentes, relleno, pérdida de circulación, tubería pegada por presión diferencial, etc.

La representación gráfica de las presiones porales a partir de los registros de lodo no constituye una medición directa de las presiones porales, sino una interpretación de las presiones porales basada en la comparación entre la compactación normal de la lutita y la subcompactación. Como mucho, se trata de una tecnología que da lugar a una libre interpretación.

Los datos sísmicos pueden ser convertidos a tiempo de tránsito en el intervalo...

Avances en Predicción de la Presión a partir de Datos Sísmicos

Los datos sísmicos pueden ser convertidos a tiempo de tránsito en el intervalo mediante cualquiera de las numerosas técnicas complejas de computadora. Los datos resultantes son muy similares a los de un registro sísmico. Una vez que los análisis de velocidad han sido desarrollados e interpretados de manera satisfactoria, las velocidades del intervalo pueden ser calibradas en gradientes de presión poral o pesos de lodo equivalentes (ver la Figura 14).

Básicamente, las técnicas de análisis e interpretación de registros para evaluar las presiones de la formación han cambiado poco con los años, mientras que el procedimiento para manipular los datos sísmicos y sísmicos ha sido mejorado considerablemente. Estos avances se deben principalmente al progreso realizado en las esferas de tratamiento por computadora y programas complejos de diagnóstico. Por lo tanto, el personal responsable de la planificación del pozo ya no depende totalmente de los registros sobre papel para determinar los valores de conductividad, resistividad o tiempo de

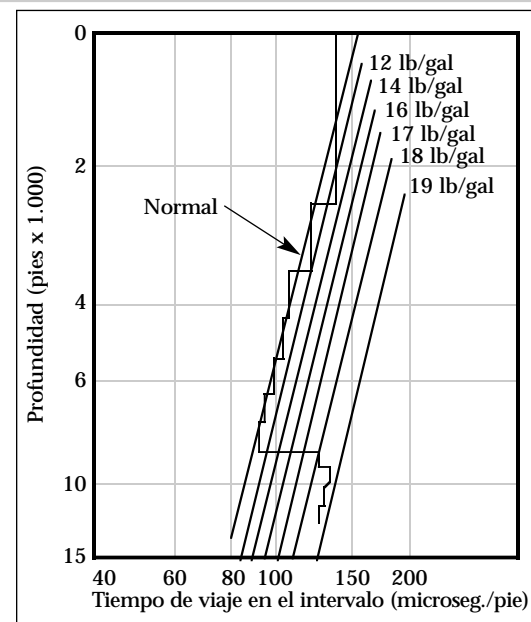


Figura 14: Evaluación de la presión anormal a partir de los datos sísmicos (según Pennebaker).

tránsito en el intervalo de la lutita – elementos claves para la evaluación de la presión poral. Hoy en día, los programas de computadora patentados y disponibles comercialmente producen registros en formatos de ficheros numéricos electrónicos, haciendo que

La evaluación de la presión poral es un componente esencial de cada aspecto de la planificación del pozo...

El personal geológico y geofísico que basa sus evaluaciones en datos sínicos usa valores considerados en términos de velocidades medias, mientras que los perforadores piensan en pesos de lodo y presiones.

sea más rápido y más fácil determinar las presiones y los gradientes de fractura para un intervalo entero o intervalos seleccionados.

La evaluación de la presión poral es un componente esencial de cada aspecto de la planificación del pozo, desde la determinación de la estabilidad del pozo hasta la confirmación de la existencia de mecanismos de entrapamiento. El advenimiento de programas electrónicos complejos y disponibles universalmente le permite a los operadores filtrar los datos de los registros para examinar un intervalo específico del pozo o comprimir la información para obtener un panorama exhaustivo de todo el pozo. Al hacer esto, es posible calcular los gradientes de presión y de fractura. Por lo tanto, resulta mucho más fácil seleccionar los pesos de lodo que serán suficientes para controlar la presión poral, sin exceder el gradiente de fractura.

Esta dramática evolución de la tecnología de información electrónica es especialmente beneficiosa para la exploración en aguas profundas, donde las formaciones son mucho más recientes y no están tan comprimidas como las formaciones ubicadas en aguas menos profundas. En los proyectos de aguas profundas, las fuerzas ejercidas sobre las formaciones son muy diferentes a las fuerzas que existen en aguas menos profundas, lo cual invalida los métodos de determinación de presión de probada eficacia. Por ejemplo, como el valor del gradiente de presión siempre es inferior al de la sobrecarga, en general se admitía que el gradiente de sobrecarga en el Golfo de México de aguas poco profundas era de 1 psi/pie de profundidad de agua. Sin embargo, debido a la dinámica especial de los pozos de aguas profundas, esta regla general queda sin validez.

Con los avances realizados en el procesamiento electrónico, los operadores pueden integrar los registros de densidad e identificar con facilidad la relación entre la profundidad y la densidad. Por ejemplo, los datos obtenidos de un pozo en 6.000 pies de agua indican que el gradiente de

sobrecarga calculado es mucho más alto que 1 psi/pie.

Las mejoras rápidas y constantes realizadas en el procesamiento por computadora van acompañadas del uso más generalizado de datos sínicos para determinar los valores de presión. Se reconoce desde hace mucho tiempo que los datos sínicos contienen gran parte de la misma información que aparece en un registro sínico. Sin embargo, el problema era extrapolar esos datos para evaluar las presiones. Con los medios actuales de procesamiento electrónico, los datos sínicos pueden ser manipulados para producir un registro sínico sintético.

Actualmente se sigue trabajando para refinar y definir con mayor claridad las similitudes entre el procesamiento símico y los registros sínicos. Aunque la industria lleve muchos años realizando interpretaciones sínicas, los sistemas de procesamiento electrónico no permitían su procesamiento para obtener una aproximación de los datos sínicos dentro de un plazo razonable. Hasta hace poco, el proceso podía tardar varias semanas y casi siempre resultaba en datos discutibles. Además, los resultados casi nunca se compilaban en un formato fácil de entender para el personal de perforación. El personal geológico y geofísico que basa sus evaluaciones en datos sínicos usa valores considerados en términos de velocidades medias, mientras que los perforadores piensan en pesos de lodo y presiones.

Actualmente se suele usar la información de pozos vecinos y la comparación de registros sínicos con datos sínicos para un proyecto en particular, a fin de determinar las presiones. Naturalmente, a diferencia de la adquisición de datos sínicos, los registros sínicos sólo son realizados dentro de un intervalo que ya está perforado. Sin embargo, al hacer corresponder la respuesta de los datos sínicos con los datos sínicos en el intervalo perforado, los operadores pueden fácilmente extender la profundidad del pozo proyectado más allá de la profundidad penetrada en los mejores pozos vecinos disponibles.

Introducción

Un reventón es un flujo incontrolado de fluidos de la formación que ocurre cuando no se logra controlar las presiones subsuperficiales.

A pesar de los esfuerzos para entender y controlar las presiones de la formación, los reventones siguen ocurriendo. Un reventón es un flujo incontrolado de fluidos de la formación que ocurre cuando no se logra controlar las presiones subsuperficiales. Los reventones pueden ocurrir en la superficie o dentro de una formación subterránea.

Casi todos los pozos perforados pueden sufrir un reventón. La experiencia ha demostrado que los reventones son consecuencias de errores humanos y/o fallas mecánicas. Sin embargo, un programa de control de presión cuidadosamente planeado y continuamente supervisado reducirá considerablemente la posibilidad de

que se produzca algún reventón.

El factor clave para el control de presión es la preparación y vigilancia por parte de las personas que son responsables de controlar las presiones de la formación. El respeto a las presiones de la formación y la confianza derivada del entrenamiento y de la práctica en lo que se refiere al control de las presiones son los elementos que minimizan la frecuencia y severidad de las erupciones.

Es importante identificar las altas presiones de la formación antes de perforar, para detectar los cambios de presión durante la perforación y controlarlos de manera segura durante las operaciones de perforación y completación.

Tres Niveles de Control de Presión

El control de presión puede ser dividido en tres categorías:

1. **Control primario.** El uso apropiado de la presión hidrostática para sobrealimentar la formación e impedir que los fluidos de la formación indeseados entren en el pozo. Las ventajas del control a este nivel son evidentes.
2. **Control secundario.** El uso de equipos para controlar el pozo en caso de que se pierda el control primario. Los fluidos de la formación que han entrado en el espacio anular pueden causar rápidamente un reventón si no son controlados de manera apropiada.
3. **Control terciario.** El uso de equipos y de la presión hidrostática para restablecer el control una vez que se ha producido un reventón. Esto puede incluir la perforación de un pozo de alivio. Aunque el control terciario sea generalmente realizado por expertos, muchas acciones pueden ser tomadas durante la planificación y

perforación de un pozo de alivio para simplificar el procedimiento final para matar y restablecer el control del pozo.

FALLA DE LOS CONTROLES PRIMARIO Y SECUNDARIO

Falla del control primario. Cualquier suceso o serie de sucesos que cree una presión diferencial negativa entre la presión hidrostática del fluido de perforación y la presión de la formación puede causar un “amago”. Un amago es un influjo del fluido de la formación dentro del pozo. Las causas más comunes de un amago son las siguientes:

1. No mantener el pozo lleno de lodo durante los viajes.
2. Peso insuficiente del lodo.
3. Pérdida de circulación causando la reducción de la presión hidrostática.
4. Pistoneo al salir del pozo.
5. Diseño inadecuado de la tubería de revestimiento y predicción incorrecta de la presión poral.

Un amago es un influjo del fluido de la formación dentro del pozo.

La causa más común de los reventones es el no mantener el pozo lleno durante los viajes.

...pérdida de control secundario fue causado por fallas de equipos...

Un estudio de 55 erupciones durante un periodo de 10 años enumera las siguientes causas principales de las erupciones:

Causa	Porcentaje del Total
No se mantiene el pozo lleno	42
Peso insuficiente del lodo	15
Pérdida de circulación	22
Pistoneo	16
Otras	5

Aunque los pozos geopresurizados tengan el mayor potencial de erupción, los informes indican que más de la mitad de los reventones ocurren en pozos presurizados normalmente. La causa más común de los reventones es el no mantener el pozo lleno durante los viajes. El procedimiento estándar para todos los pozos debería consistir en monitorear las carreras de las bombas al llenar el pozo durante un viaje o usar un tanque de viaje para medir el lodo requerido para reemplazar el volumen de tubería retirada del pozo.

Falla del control secundario. Se ha estimado que el 95% de los pozos en los cuales se pierde el control secundario llegan a esa condición como resultado de un mantenimiento deficiente y programas de prueba inadecuados, resultando en fugas que causan la erosión del equipo de control de presión, o del entrenamiento inadecuado del personal, resultando en el uso incorrecto o ningún uso del equipo de control de presión.

En el estudio de 55 pozos mencionado anteriormente, la evidencia demostró que después del amago de los pozos, 62% de estos pozos no fueron controlados por las siguientes razones:

Causa	Porcentaje del Total
Equipo de control de reventones insuficiente	29
Equipo de control de reventones mal diseñado	5
Instalación incorrecta	11
Conexiones superficiales inapropiadas	6
Programa inadecuado de revestimiento y cementación del pozo	11

Estos registros indican que el 62% de los casos de pérdida de control secundario fue causado por fallas de equipos y refleja una falta de entendimiento de parte de las personas responsables de la protección, instalación, mantenimiento y operación de los equipos de control de reventones.

El resto de este capítulo tratará de los diferentes componentes del control de pozo. Esto incluirá las diferentes presiones, técnicas de predicción de presión, métodos de detección de amagos, métodos de control de pozo, y algunos problemas en particular, así como técnicas especiales usadas para controlar el pozo.

Presiones Subsuperficiales

La perforación y el control de los pozos de petróleo y gas están afectados por muchas presiones diferentes. Es importante entender estas presiones y la manera en que son usadas para detectar y controlar las presiones de la formación. A continuación se proporciona una descripción de las diferentes presiones.

La presión se define como fuerza por área unitaria:

$$\text{Presión (psi)} = \frac{\text{fuerza (lb)}}{\text{área (pulg.}^2\text{)}}$$

Ejemplo 1

¿Cuánta presión sería indicada en el manómetro de la Figura 1?

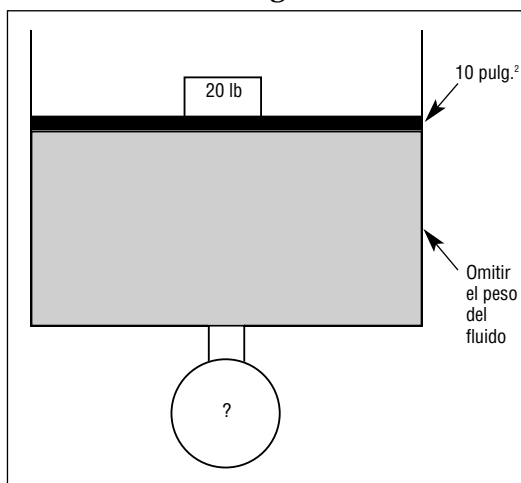


Figura 1: Ejemplo 1 – presión.

Respuesta:

$$\text{Presión en el manómetro} = \frac{20 \text{ lb}}{10 \text{ pulg.}^2} = 2 \text{ psi}$$

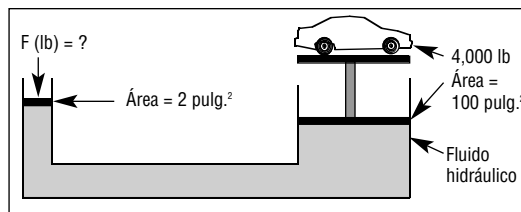


Figura 2: Ejemplo 2 – presión.

Ejemplo 2

En la Figura 2, ¿cuánta fuerza debe ser aplicada sobre el pequeño cilindro para balancear la presión creada por el peso del automóvil sobre el gran cilindro?

Para balancear las presiones:

$$P_1 = P_2 \text{ o}$$

$$\frac{F_1}{A_1} = \frac{F_2}{A_2}$$

$$\text{Por lo tanto, } F_1 = \frac{F_2}{A_2} \times A_1$$

Fuerza sobre el pequeño cilindro:

$$F_1 \text{ (lb)} = \frac{4,000 \text{ lb}}{100 \text{ pulg.}^2} \times 2 \text{ pulg.}^2 = 80 \text{ lb}$$

PRESIÓN HIDROSTÁTICA

La presión hidrostática (P_{HID}) es la presión causada por la densidad o el Peso del Lodo (MW) y la Profundidad Vertical Verdadera (TVD) de una columna de fluido. El tamaño del pozo y la forma de la columna de fluido no tienen ningún efecto sobre la presión hidrostática, ya que, a una presión determinada, la presión es igual en todas las direcciones.

P_{HID} se calcula de la siguiente manera:

$$P_{\text{HID}} \text{ (psi)} = 0,052 \times \text{MW (lb/gal)} \times \text{TVD (pies)}$$

Donde:

0,052 = El factor de conversión de las unidades igual a:

$$\frac{12 \text{ pulg./pie}}{231 \text{ pulg.}^3/\text{gal}} \text{ o } 0,052 \text{ gal}/(\text{pulg.}^2 \times \text{pie})$$

La presión de la formación es la presión del fluido ejercida dentro de los espacios porales...

El gradiente de presión hidrostática es el aumento de presión por unidad de profundidad vertical.

Ejemplo 3

¿Cuál es la presión hidrostática de una columna de fluido para las siguientes condiciones?

MW = 12,8 lb/gal
MD (Profundidad Medida) = 14.300 pies
TVD = 13.200 pies

La presión hidrostática **siempre** se calcula usando la TVD.

$$P_{\text{HID}} = 0,052 \times 12,8 \times 13.200 = 8.786 \text{ psi a la TVD}$$

Si la Profundidad Medida (MD) fuera usada para calcular la presión hidrostática, esto resultaría en un error grave.

$$P_{\text{HID}} = 0,052 \times 12,8 \times 14.300 = 9.518 \text{ psi (usando la MD)}$$

El uso incorrecto de la MD para calcular la presión hidrostática resulta en un error de 732 psi (9.518 – 8.786 = 732).

GRADIENTE DE PRESIÓN

El gradiente de presión hidrostática es el aumento de presión por unidad de profundidad vertical.

$$P_{\text{GHID}} (\text{psi/ft}) = 0,052 \times \text{MW} (\text{lb/gal})$$

Ejemplo 4

¿Cuál es el gradiente de presión de un lodo de 12,0 lb/gal?

$$P_{\text{GHID}} (\text{psi}) = 0,052 \times 12,0 = 0,624 \text{ psi/pie}$$

Los gradientes de presión típicos son los siguientes:

Fluido	Gradiente de Presión
Agua dulce	0,433 psi/pie
Agua salada	0,444 psi/pie
Agua de formación marina (100.000 mg/l sal)	0,465 psi/pie
Agua salada saturada (10 lb/gal)	0,520 psi/pie
Lodo de 16 lb/gal	0,832 psi/pie
Lodo de 19,2 lb/gal	1,0 psi/pie

Tipo de Cuenca	Fluido de la Formación (lb/gal)	Gradiente de Presión (psi/pie)
Agua salada	8,94	0,465 (Costa del Golfo E.U.A.)
Agua dulce o salobre	8,33	0,433 (Medio Continente E.U.A.)

PRESIÓN DE LA FORMACIÓN

La presión de la formación (P_{form}) es la presión del fluido ejercida dentro de los espacios porales de cualquier formación de petróleo, agua o gas, y suele llamarse *presión poral*.

PRESIÓN NORMAL

La presión normal es la presión hidrostática ejercida por una columna de fluido igual a la densidad del fluido nativo que existía en el ambiente geológico cuando los sólidos se depositaron.

Como se perforan más pozos en sedimentos caracterizados por agua de formación marina con aproximadamente 100.000 mg/l de sal, se usará un gradiente de 0,465 psi/pie como gradiente normal a los efectos de esta discusión. Las desviaciones de las presiones hidrostáticas normales son consideradas como presiones anormales – surpresiones (altas) y subpresiones (bajas).

Ejemplo 5

Perforando en el Sur de Luisiana, en una lutita presurizada normalmente, a una profundidad de 7.000 pies, ¿cuál sería la presión esperada de la formación (P_{form})? ¿Qué peso de lodo en lb/gal sería necesario para balancear esta presión de la formación?

$$P_{\text{form}} = 7.000 \times 0,465 = 3.255 \text{ psi}$$

$$\text{MW} = \frac{3.255}{0,052 \times 7.000} = 8,9 \text{ lb/gal}$$

El término “zonas de transición” describe un cambio rápido en la presión poral.

El término “zonas de transición” describe un cambio rápido en la presión poral. Las zonas de transición son importantes para mantener el control de la presión en ambientes de perforación geopresurizados. Los tres tipos de zonas de transición (también ilustrados en la Figura 3) son:

1. El intervalo desde el tope de las geopresiones hasta el tope de la primera arena permeable en la sección geopresurizada.
2. Cualquier aumento rápido de la presión en una sección impermeable (generalmente lutita).
3. El intervalo comprendido entre el tope de las geopresiones y la profundidad a la cual se encuentra la presión poral máxima.

Se suele seleccionar la zona de transición inicial como punto para colocar la tubería de revestimiento intermedia o protectora. Esto es motivado por dos factores. Primero, la presión poral en la primera arena permeable (Arena A) en la sección geopresurizada, es generalmente más alta que el gradiente de fractura en la última zapata de cementación de la tubería de revestimiento. La perforación dentro de esta arena resultará probablemente en la fracturación de una formación suprayacente, causando la pérdida de circulación antes de que se pueda controlar el pozo. Segundo, el gradiente de fractura aumenta con la profundidad y la presión poral. La colocación de la tubería de revestimiento a la mayor profundidad posible resulta en el gradiente de fractura más alto posible. Esto reduce el riesgo de fracturación de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento y de pérdida de circulación durante la perforación del siguiente intervalo.

El más crítico de los tres tipos de zonas de transición es el intervalo que comienza en el tope de la zona presurizada. Esto se debe a formaciones suprayacentes débiles, un largo intervalo de pozo abierto, problemas de pegadura por presión diferencial, etc. En las siguientes discusiones

El más crítico de los tres tipos de zonas de transición es el intervalo que comienza en el tope de la zona presurizada.

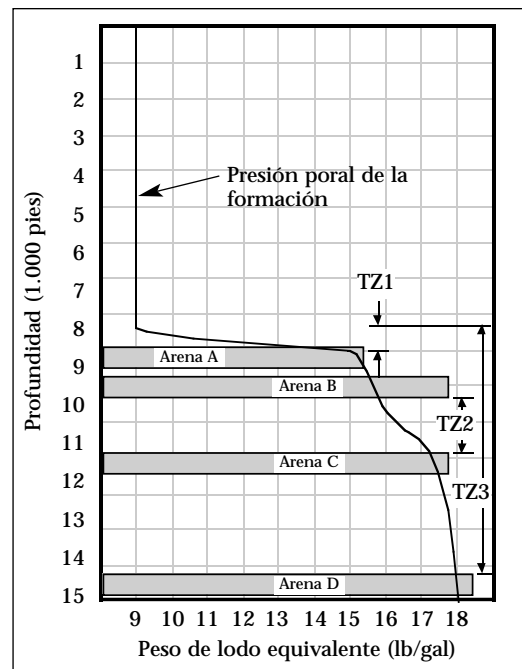


Figura 3: Tres zonas de transición diferentes.

relacionadas con la detección de presiones anormales durante la perforación, se enfatizará la zona de transición inicial, poniendo menos énfasis en las otras dos. Cabe notar que todos los métodos están relacionados directa o indirectamente con la presión diferencial.

INDICADORES DE PRESIÓN

Históricamente, la presencia de presiones anormales ha causado muchos problemas de perforación. Los problemas varían según la ubicación geográfica, el peso y tipo de lodo, el tipo de equipo de perforación y el tipo de pozo (recto o desviado). Sin embargo, hay numerosos indicadores de respuesta a la perforación que advierten de algún cambio en la presión de la formación. Es posible que todos los indicadores no estén presentes en el mismo momento, ya que éstos pueden ser ocultos o eliminados por: (1) malas prácticas de perforación, (2) peso inadecuado del lodo, (3) selección incorrecta de la barrena para la formación perforada y (4) mala hidráulica. Sin embargo, uno – y generalmente más – de los indicadores

...la porosidad de la lutita en una zona de transición permanece igual o sólo aumenta ligeramente con la profundidad.

La ROP aumenta a medida que la presión diferencial disminuye.

estará presente. Usando los equipos de monitoreo y los procedimientos de perforación adecuados, y contando con un personal entrenado, los indicadores pueden ser interpretados para anticipar e identificar el aumento de la presión y el peso insuficiente del lodo.

La compactación anormal, el principio en el que la mayoría de los indicadores de presión están basados, es el cambio de porosidad de la lutita con la profundidad, tal como se mencionó en el capítulo sobre Predicción de la Presión. En una secuencia de rocas compactadas normalmente (presurizadas normalmente), la porosidad de la lutita disminuye con la profundidad, a medida que la densidad de la lutita aumenta. Si se forma un sello, la porosidad de la lutita no puede continuar la tendencia de disminución de la porosidad con la profundidad. Es decir que la porosidad de la lutita en una zona de transición permanece igual o sólo aumenta ligeramente con la profundidad.

Los indicadores de presión están divididos en dos grupos:

- I. Técnicos.
- II. Geológicos

MEDICIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO

El advenimiento de las mediciones en tiempo real de los parámetros de perforación y geológicos en el fondo del pozo ha mejorado considerablemente la capacidad de identificar el aumento de presión. Estas herramientas incluyen las herramientas de Medición al Perforar (MWD), Registro al Perforar (LWD) y Presión al Perforar (PWD).

Naturalmente, las herramientas de LWD y PWD pueden ser usadas para verificar las zonas de transición sobrepresurizadas. Estas herramientas pueden medir los indicadores de aumento de presión que corresponden tanto a la categoría de indicadores técnicos como a la categoría de indicadores geológicos.

INDICADORES TÉCNICOS

Indicador técnico 1: Cambios de la Velocidad de Penetración (ROP)

La ROP aumenta durante la perforación de la zona de transición. Durante la perforación de secciones de lutita

presurizada normalmente, la ROP disminuye con la profundidad, si los parámetros de perforación como el peso sobre la barrena, la velocidad rotacional (RPM), los tipos de barrena, la hidráulica y el peso del lodo permanecen más o menos constantes. Esto se debe al aumento de la densidad, o compactación, de la lutita. Esta tendencia será interrumpida al encontrar una zona de presión anormal. La ROP sufrirá una marcada reducción al penetrar el sello de

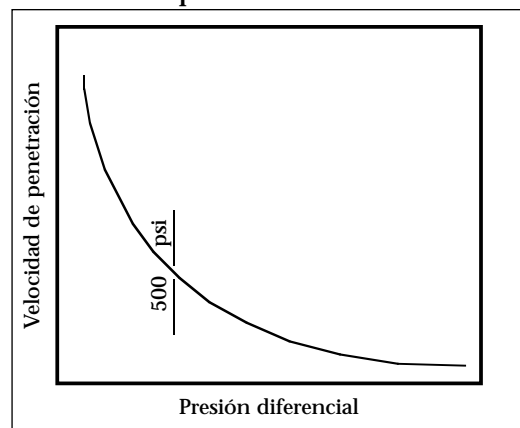


Figura 4: Perforación de lutita típica.

presión. Después de penetrar el sello en las formaciones de presión anormal, la ROP aumentará. Esto se debe a la mayor porosidad de la zona de presión anormal. Las rocas de mayor porosidad tienden a ser perforadas más rápidamente. Además, la disminución de la presión diferencial aumenta la ROP y las características de fractura de las rocas cerca de la barrena.

La presión diferencial es un factor importante para la ROP. La presión diferencial es la diferencia entre la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación y la presión de la formación. La ROP aumenta a medida que la presión diferencial disminuye. El aumento sigue una curva hiperbólica y suele tener un punto crítico a aproximadamente 500 psi de sobrepresión contra la formación, como lo indica la Figura 4. Una reducción de la presión diferencial ocurre al entrar en la zona sobrepresurizada de mayor porosidad. El aumento de la porosidad y la reducción de la presión diferencial causan un aumento de la ROP.

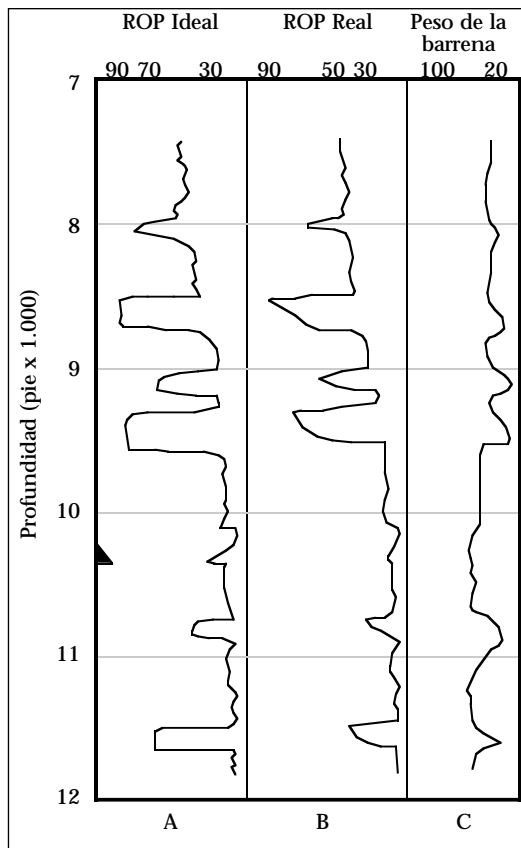


Figura 5: ROP ideal, ROP real y peso de la barrena.

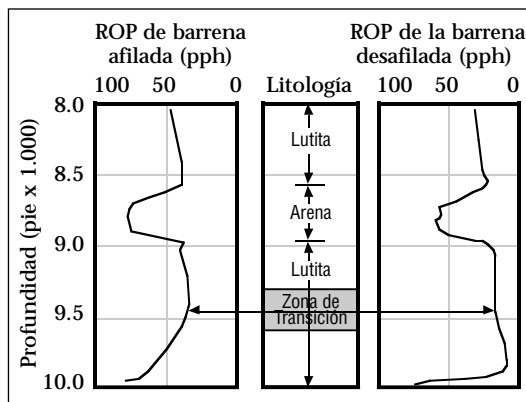


Figura 6: Comparación entre la ROP de una barrena afilada y la ROP de una barrena desafilada en el tope de la zona de transición (OBSERVACIÓN: Zona de transición oculta por la barrena desafilada).

La presión diferencial afecta la ROP más que la porosidad. La curva de ROP ideal debería parecerse a la Figura 5A cuando el peso de la barrena, la velocidad rotacional, la hidráulica y las propiedades del lodo se mantienen constantes. Por razones económicas, no es posible mantener estos parámetros constantes sobre largos intervalos; por

lo tanto, las curvas reales de perforación se parecerán a la Figura 5B. Si fuera posible registrar el peso de la barrena en el mismo gráfico que la ROP, resultaría mucho más fácil interpretar la curva de ROP, como lo indica la Figura 5C. La pérdida de filo de la barrena también puede ocultar la zona de transición, como se muestra más adelante en la Figura 6. Puede que no se observe el aumento de la ROP debido al rendimiento reducido de la barrena causado por la pérdida de filo de la barrena.

Indicador técnico 2: Disminución de la tendencia del exponente d_{cs}

Los cálculos para el “exponente d ” y el “exponente d_{cs} ” pueden ser realizados para normalizar los datos de ROP y predecir la magnitud del aumento de la presión de la formación.

Muchos métodos han sido desarrollados para resolver el problema de normalización de la ROP. Todos son eficaces en cierta medida, pero cada uno tiene sus límites. Todos los métodos se vuelven imprecisos cuando se usan malas prácticas de perforación. La mayoría de los métodos suponen el uso de ecuaciones matemáticas complicadas; sin embargo, un método usa una ecuación de perforación simplificada que es más fácil de usar en el pozo.

Este método se llama “exponente d ” y la ecuación correspondiente es la siguiente:

$$d = \frac{\left(\frac{R}{60N}\right)}{\left(\log \frac{12W}{D10^6}\right)}$$

Donde:

- d = Exponente en la ecuación de perforación generalizada
- D = Diámetro de la barrena (pulg.)
- N = Velocidad rotacional (RPM)
- R = Velocidad de penetración (pies/hora)
- W = Carga de la barrena (lb)

Esto no constituye una solución rigurosa de la ecuación original y no se puede defender matemáticamente. Sin embargo, los resultados son tan precisos como cualquiera de las otras ecuaciones

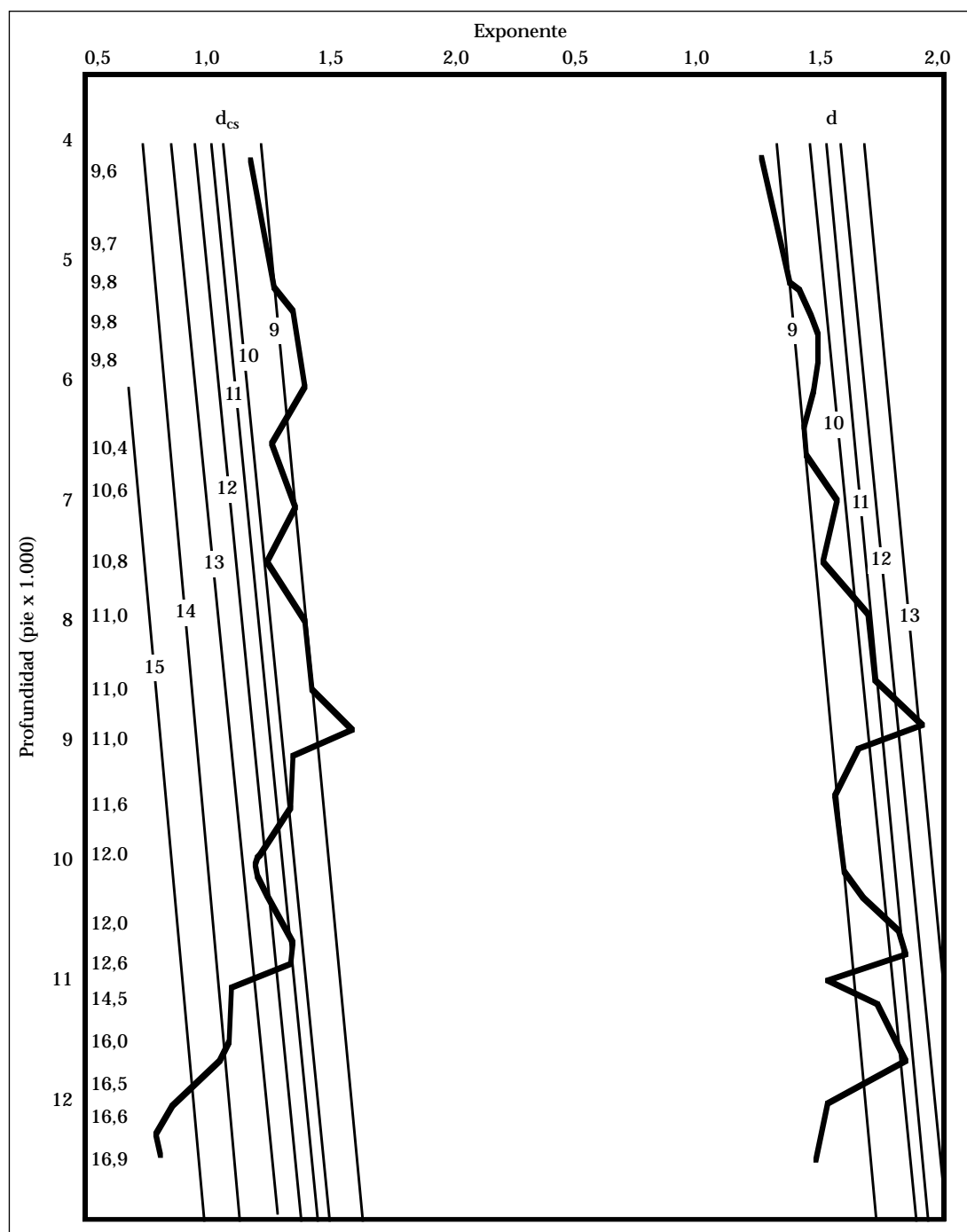


Figura 7: Gráfico de exponentes d y d_{cs} según la profundidad, indicando los cambios de presión de la formación en la barrena.

más complicadas, si se incluye una corrección para la densidad del lodo. El exponente d calculado a partir de la fórmula proporcionada debe ser corregido de la siguiente manera para tener en cuenta la densidad del lodo:

$$d_{cs} = \frac{\text{gradiente de presión normal (lb/gal)} \times d}{\text{ECD (lb/gal)}}$$

Donde:

ECD = Densidad Equivalente de Circulación (lb/gal)

OBSERVACIÓN: El gradiente de presión normal debería ser seleccionado de acuerdo con la zona donde se perfora el pozo. Normalmente, este gradiente es 9,0 lb/gal en las zonas costaneras y 8,33 lb/gal en las zonas de rocas duras.

Usando los gráficos de d y d_{cs} ilustrados en la Figura 7, se puede predecir la presión de la formación en la barrena con una precisión de $\pm 0,5$ lb/gal.

Otro motivo por el cual algunos métodos no dan resultados es que el peso de la barrena no excede la resistencia crítica de la roca y por lo tanto no causa su rotura. Esto ocurre frecuentemente con barrenas de diamante y en pozos desviados donde se usan barrenas de peso muy bajo para controlar la desviación del pozo. Las barrenas Compactas de Diamante Policristalino (PDC) requieren nuevas técnicas para analizar los datos de perforación para predecir las formaciones con precisión. Las barrenas de PDC perforan cortando, y no fracturando, la formación. En este caso, el factor principal relacionado con la ROP es el torque, y no el peso sobre la barrena. Varios métodos han sido desarrollados para establecer una correlación entre el rendimiento de la barrena de PDC y la predicción de la presión poral. Estas correlaciones dependen de las formaciones y de los tipos de barrena.

Indicador técnico 3: Cambios del torque rotatorio

El torque rotatorio puede aumentar rápidamente en la zona de transición. El torque aumenta gradualmente con la profundidad, porque la fricción de contacto entre la columna de

perforación y el pozo aumenta con la profundidad.

Los cambios bruscos de torque también pueden indicar una rotura por torsión de la columna de perforación, un rodillo bloqueado en una barrena, un socavamiento en la columna de perforación o un cambio en la presión poral de la formación.

El personal experimentado puede generalmente identificar el problema. El torque aumenta en la zona de transición porque un mayor volumen de recortes de lutita entra en el pozo. La lutita tiene tendencia a cerrar el pozo, causando un mayor contacto con la columna de perforación e impidiendo la rotación de la barrena. Es difícil distinguir el aumento del torque en los pozos desviados, debido al contacto de la columna de perforación con la cara de la formación. Cuando estos casos ocurren, otros indicadores pueden ser más fáciles de interpretar.

Indicador técnico 4: Cambios en el arrastre

El arrastre puede aumentar al realizar conexiones en la zona de transición. Después de bajar el kelly, la práctica recomendada consiste en levantar de 5 a 10 pies (para permitir el movimiento de la tubería de perforación si ésta se pega), apagar las bombas y sacar el kelly del pozo.

Como se explicó anteriormente, una cantidad adicional de recortes puede entrar en el pozo cuando se penetra en la zona de transición. Además, el pozo puede tener tendencia a cerrarse alrededor de los portamechas y de la barrena. Algunas lutitas de la zona de transición tienden a fluir bajo la presión diferencial. En algunos casos ha sido necesario repasar saliendo y circular para salir del pozo. De nuevo, es posible que este indicador esté ocultado cuando se perforan pozos desviados.

Indicador técnico 5: Amagos

Un amago propiamente dicho constituye la más clara indicación de un aumento de la presión.

Cualquier aumento del volumen del tanque, si no ha sido tomado en cuenta, indica un influjo del fluido de la formación (amago). Cuando esto ocurre, la cantidad de fluido que regresa

Un amago propiamente dicho constituye la más clara indicación de un aumento de la presión.

El torque rotatorio puede aumentar rápidamente en la zona de transición.

Antes se usaba la técnica de “recibir un amago” como método para localizar la zona de transición.

aumenta, y el detector de flujo registra este aumento. El detector de flujo y el Totalizador de Volumen del Tanque (PVT) son los dos primeros indicadores de un amago y deberían ser monitoreados continuamente durante la perforación. Será necesario proceder con mucho cuidado al acercarse a una zona de transición. Si se detecta algún aumento del volumen del tanque o algún flujo, la perforación debe ser interrumpida y el pozo controlado para detectar cualquier flujo. Si el pozo sigue fluyendo, será necesario cerrarlo.

Antes se usaba la técnica de “recibir un amago” como método para localizar la zona de transición. Después de recibir un amago, se calculaba la presión de la formación, se aumentaba el peso del lodo, se controlaba el pozo y se colocaba la tubería de revestimiento protectora. Esta técnica tiene limitaciones, pero se sigue usando inadvertidamente cuando otros indicadores están ocultos. No se recomienda usarla.

El petróleo, gas o agua salada puede penetrar en el fluido de perforación sin que esta intrusión sea identificada como un amago. Una formación que tiene una permeabilidad baja puede alimentar fluidos de formación lentamente dentro del pozo, sin que los detectores superficiales detecten el flujo. El monitoreo del fluido de perforación para detectar el lodo cortado por gas, el petróleo de la formación en el lodo y un aumento de la concentración de cloruros alertará al personal de perforación sobre la posibilidad de una condición de desbalance en el fondo.

La detección y la minimización del volumen de un amago reducen la posibilidad de problemas al controlar el pozo. Esto aplica a cualquiera de los fluidos de la formación. Una arremetida de gas importante causa presiones más altas de la tubería de revestimiento durante el control de la presión de fondo. Esto puede fracturar la formación en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento o exceder los límites de presión de los equipos superficiales. Una arremetida de agua salada puede contaminar gravemente los fluidos base agua y base aceite, resultando en altos costos de

tratamiento para restituir el fluido a su estado original. La contaminación también afectará la pérdida de filtrados y la calidad del revoque. Esto puede causar la pegadura por presión diferencial de la columna de perforación. Una arremetida importante de petróleo en un fluido base agua puede causar problemas ambientales, así como la contaminación del fluido. Cualquiera que sea el tipo de invasión de fluido sufrida, cuanto antes se detecte un amago y se cierre el pozo, más fácil será restablecer el control primario del pozo y permitir la realización de las actividades normales del equipo de perforación.

Indicador técnico 6:

Relleno del pozo durante los viajes

Cuando se saca la columna de perforación del pozo, se reduce la cantidad de tubería en el pozo y el nivel de lodo disminuye. El volumen puede ser calculado a partir del tamaño y peso de la tubería y de la longitud de tubería sacada, de manera que se pueda bombear una cantidad apropiada de lodo dentro del pozo para llenarlo.

Si no se reemplaza el volumen de la columna de perforación y la columna de lodo disminuye, la presión hidrostática se reduce y puede producir un amago. Si la presión hidrostática baja hasta un nivel inferior a la presión de la formación, los fluidos de la formación fluirán dentro del pozo. Para mantener el pozo lleno de lodo se requiere más que el simple bombeo de lodo dentro del pozo. El volumen de lodo bombeado dentro del pozo debería ser medido y comparado con el desplazamiento calculado de la tubería retirada del pozo. La medición del volumen de lodo para este relleno suele ser tomada a partir de un tanque de viaje graduado o del monitoreo de las carreras de las bombas del equipo de perforación. Si se usa el método de bomba de lodo, contar el número de carreras para lograr el volumen de lodo. Una práctica de perforación recomendable consiste en dejar de sacar la tubería cada 5 a 10 grupos de tubos de perforación (más frecuente que cuando se retira la tubería de perforación extrapesada y los

Si el pozo acepta menos lodo que el volumen de desplazamiento calculado para el número de grupos de tubos retirados, fluido está entrando en el pozo.

Un aumento rápido del tamaño y un cambio de la forma (angular) de los recortes pueden indicar un aumento de presión de la formación.

portamechas) y llenar el pozo con lodo. Esto tiene por objeto limitar la reducción de la presión hidrostática y conocer la cantidad (volumen) de lodo requerida para llenar el pozo.

Si el pozo acepta menos lodo que el volumen de desplazamiento calculado para el número de grupos de tubos retirados, fluido está entrando en el pozo. Esto señala un amago inminente. Estas desviaciones deberían ser investigadas inmediatamente, y si persisten las condiciones, el personal debe tomar medidas remediadoras. Bajo estas circunstancias, la mejor acción, si es posible, sería volver inmediatamente al fondo del pozo y circular desde el fondo hacia arriba. Las posibilidades de matar el pozo con éxito son mayores cuando la barrena está el fondo del pozo. Si la situación parece estar fuera de control, se debe cerrar el pozo y poner en práctica el procedimiento apropiado de control de pozo.

INDICADORES GEOLÓGICOS

Indicador geológico 1: Tamaño y forma de los recortes

Un aumento rápido del tamaño y un cambio de la forma (angular) de los recortes pueden indicar un aumento de presión de la formación. Los recortes de las lutitas presurizadas normalmente por lo general son planos, con bordes redondeados. Los recortes de una zona de transición son más grandes y tienen bordes angulares afilados. No se debe confundir estos recortes con recortes aún más grandes, en forma de bloques, que son rectangulares. Estos recortes en forma de bloques no provienen del fondo del pozo. Son formados por la mecánica inapropiada de la columna de perforación y del conjunto de fondo, o por la fracturación existente.

Indicador geológico 2: Lutita desprendible y relleno anormal del pozo

La lutita desprendible y el relleno anormal del pozo son indicaciones del aumento de la presión de la formación. Al penetrar en la zona de transición, la presión poral dentro de la lutita aumenta. Las lutitas tienen una permeabilidad relativamente baja, pero en una zona de transición, la porosidad

de la lutita aumenta. Esto se manifiesta mediante una reducción de la densidad de la lutita, y es confirmado por el registro sónico, en el cual el tiempo de propagación en las lutitas presurizadas llenas de agua aumenta. Si esta sobrepresión en la lutita no es compensada mediante el aumento de la presión hidrostática del lodo, la lutita se derrumbará o se desprenderá dentro del espacio anular. Esto puede causar el ensanchamiento del pozo a través de las zonas de transición y relleno en el fondo durante las conexiones y los viajes.

Indicador geológico 3: Densidad aparente

Durante la compactación normal de la lutita, el agua es exprimida de la lutita a medida que la presión de sobrecarga aumenta. La porosidad de la lutita disminuye y la densidad aumenta con la profundidad.

Si la compactación normal es interrumpida por la formación de un sello, el agua de la formación no puede ser exprimida de la lutita. Cuando esto ocurre, el fluido soporta una parte de la sobrecarga y tendrá una presión superior a la normal. Como los fluidos permanecen en la lutita, las lutitas tendrán una porosidad superior a la normal y una densidad inferior a la normal.

Si las densidades de la lutita son comprobadas y representadas gráficamente a intervalos regulares durante la perforación, se puede establecer una tendencia de compactación normal para la formación predominante que se está perforando. Cuando se penetra un sello, la densidad de la formación aumenta rápidamente, seguido por una disminución de la densidad a medida que se perfora el sello de presión sobrecompactado y la zona de transición.

La densidad verdadera de los recortes es alterada por la exposición al lodo. El grado de alteración depende del tipo de lodo y del tiempo de exposición. Los recortes que están en contacto con lodos base agua presentan cierto grado de hinchamiento y son menos densos. La disminución resultante de la

El gas indica un desbalance de presión de la formación.

densidad se debe a la absorción de agua. Esto puede ser confundido con un aumento de la presión de la formación. Cualesquier recortes expuestos al fluido de perforación por mucho tiempo no deberían ser usados para medir la densidad aparente. Este cambio de la densidad de los recortes sólo suele ocurrir con el lodo base agua. Cuando se usan lodos base aceite, la alteración de la densidad de los recortes es muy leve. Los recortes absorben muy poco aceite; por lo tanto, la densidad seguirá siendo más o menos la misma. Cuando el lodo base agua es desplazado con un lodo base aceite, el gráfico de tendencia de compactación normal sufrirá un cambio debido a esta alteración. La pendiente será la misma, pero la tendencia cambiará hacia la derecha para reflejar la absorción de agua a través del intervalo de lodo base agua.

Indicador geológico 4: Gas

El gas indica un desbalance de presión de la formación. Cuando se ha comenzado la perforación, la mayoría de las compañías de registro de pozos miden y registran los gases entrampados en el fluido que está circulando. Es práctico clasificar este gas en una de tres categorías diferentes. Éstas son: (1) gas total perforado llamado *gas de fondo*, (2) gas debido al efecto de pistoneo al realizar las conexiones, llamado *gas de conexión*, y (3) gas debido al pistoneo y a las condiciones casi balanceadas al realizar un viaje, llamado *gas de viaje*.

1. **Gas de fondo.** Se trata del gas total entrampado en el lodo. El gas de fondo que proviene de los recortes durante la perforación del pozo no constituye una indicación del aumento de la presión y no debería ser compensado mediante un aumento del peso del lodo. El gas de fondo de los recortes siempre debería ser circulado desde el fondo hacia arriba. Si la cantidad de gas de fondo sigue aumentando, esto indica una mayor porosidad de la formación y/o una mayor saturación de hidrocarburos en el espacio poral disponible. Si se considera debidamente la litología y la ROP, un aumento del gas de fondo indicaría la

perforación dentro de una zona de transición.

2. **Gas de conexión.** El gas de conexión es la cantidad de gas por encima del gas de fondo. Esto representa el aumento de las indicaciones de gas causado por la acción de pistoneo del movimiento de la columna de perforación durante la conexión de las tuberías. El levantamiento de la columna de perforación hace que la presión eficaz de fondo sea inferior a la presión hidrostática de la columna de lodo. Esta reducción de la presión hidrostática puede causar la intrusión de los fluidos de la formación dentro del pozo. Una cantidad pequeña pero constante de gas de conexión indica que la presión de la formación es ligeramente más baja que la presión hidrostática, mientras que un aumento continuo de la cantidad de gas en cada conexión indica un aumento de la presión de la formación. Esto constituye una excelente herramienta para detectar presiones anormales, cuando se usa conjuntamente con el gas de fondo.

3. **Gas de viaje.** Esto representa el aumento de gas que ocurre cuando se saca la columna de perforación del pozo. El gas de viaje se registra durante la circulación de los retornos después de realizar un viaje. El plazo durante el cual se registra el gas de viaje permite hacerse una idea de la cantidad y de la migración de los gases dentro del espacio anular. Este parámetro se usa de la misma manera que el gas de conexión, pero no es tan útil debido al largo intervalo entre los viajes. En muchos casos, se realizará un viaje corto (10 a 20 grupos de tubos) para determinar los cambios de la presión poral y los cambios de las condiciones de fondo.

Dos tipos básicos de registradores de gas son usados para medir e identificar el gas:

A. **Registrador de gases combustibles totales (registrador de “alambre caliente”).** Este instrumento resistente es muy usado por las compañías de registro de pozos y está basado en el principio de puente de Wheatstone. El registrador determina

El lodo cortado por gas muestra la reducción del peso del lodo causada por el arrastre del gas.

El aumento de la temperatura de la línea de flujo es un excelente indicador de una zona de transición.

las “unidades” totales de gas combustible. Este dispositivo no está calibrado, y por lo tanto no existe ninguna definición de una “unidad” de gas. Sin embargo, este dispositivo lleva décadas en uso y sigue proporcionando una medida relativa de los gases combustibles totales descargados en la superficie por el lodo que está circulando.

- B. **Cromatógrafo.** Este instrumento complejo tiene el potencial de identificar el tipo y el volumen relativo de gases que están presentes. Como se trata de un instrumento calibrado, el cromatógrafo es más confiable y constituye una mejor herramienta de evaluación que el registrador de “alambre caliente”. Varias versiones de este instrumento están disponibles, y algunas compañías de registro de lodo están usando dispositivos más recientes y más sensibles.

Indicador geológico 5: Lodo cortado por gas

El lodo cortado por gas muestra la reducción del peso del lodo causada por el arrastre del gas. El lodo cortado por gas es controlado en la línea de flujo, donde el fluido contiene la máxima cantidad de gas. El uso de equipos de eliminación de gas, así como el tiempo de retención superficial, eliminará la mayoría o todo el gas del lodo. Esto constituye una simple medida que puede ser tomada por las cuadrillas del equipo de perforación cuando no se utiliza ninguna compañía de registro de lodo en el pozo. La medida puede ser tomada para indicar los efectos del gas de la perforación, las conexiones y los viajes. Si el peso del lodo sigue disminuyendo debido al gas, esto indica un aumento del contenido de gas en las formaciones y la posibilidad de aumento de las presiones porales. *(OBSERVACIÓN: La sección sobre Problemas Especiales de este capítulo contiene una explicación más detallada del lodo cortado por gas).*

Indicador geológico 6: Ion cloruro

Los sólidos disueltos en el agua de la formación están frecuentemente correlacionados con la concentración total de cloruros – comúnmente

conocida como la salinidad. Sabemos que la salinidad del agua encontrada en la lutita aumenta con la profundidad en una cuenca sedimentaria compactada normalmente, pero disminuye en una zona de transición. En las formaciones compactadas normalmente, sabemos que la salinidad del agua encontrada en la arenisca sigue la misma tendencia, pero a concentraciones mucho más altas que las que son encontradas en la lutita. En una zona de transición, la salinidad del agua en la arena se aproxima a la salinidad del agua en las lutitas. El cambio de salinidad del filtrado de lodo no es usado para detectar las presiones anormales porque lo afectan numerosas variables y podría dar una indicación errónea de una zona de transición.

La mayoría de las compañías de registro indican que la medición de la resistividad del lodo para reflejar los cambios de salinidad del agua de la formación no ha producido resultados. El aceite, los sólidos y los productos químicos presentes en el lodo afectan de manera diferente la resistividad del lodo. Las compañías de registro reportan que las mediciones de los cambios de resistividad en la línea de succión y en la línea de flujo no son eficaces para detectar las zonas de sobrepresión.

Indicador geológico 7: Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC)

Durante la compactación, el agua de la lutita es exprimida, haciendo que la densidad de la lutita aumente con la sobrecarga. Las lutitas se componen principalmente de minerales arcillosos. Cuando son compactados, los minerales arcillosos sufren cambios mineralógicos causados por las variaciones de temperatura y presión. Debido a la diagénesis de la montmorilonita en illita, se anticipa una reducción continua del contenido de montmorilonita con la profundidad. Debido a las temperaturas más altas en una zona de transición, el contenido de montmorilonita disminuye a una velocidad mucho más rápida. Por lo tanto, el mineral arcilloso predominante en estas zonas de sobrepresión debería ser la illita.

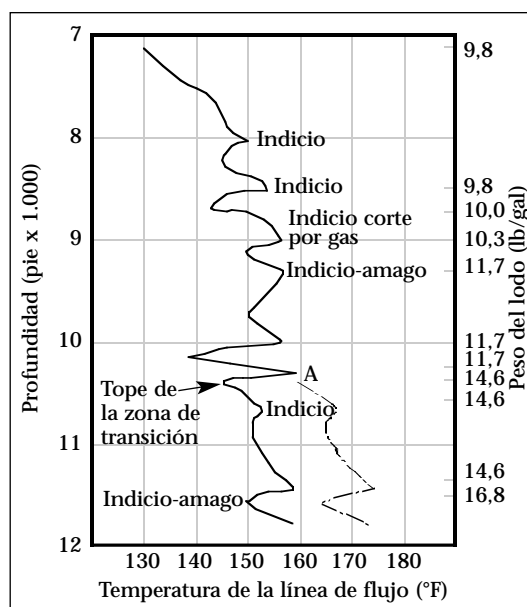


Figura 8: Temperatura de la línea de flujo como indicación de la zona de transición y de las geopresiones.

La CEC de la lutita recuperada de la zaranda puede ser medida directamente mediante la valoración estándar de azul de metileno. Un gráfico de los resultados de la prueba de CEC de la lutita en función de la profundidad debería indicar una disminución en función de la profundidad en una zona presurizada normalmente, pero indicará una reducción drástica en una zona de transición. Sin embargo, este método sólo es cualitativo y tiene algunos inconvenientes graves.

Indicador geológico 8: Temperatura de la línea de flujo

El aumento de la temperatura de la línea de flujo es un excelente indicador de una zona de transición. Como otras variables afectan la temperatura de la línea de flujo, es necesario usar un gráfico de extremo a extremo. Algunas de las variables que afectan la temperatura de la línea de flujo son: (1) peso de lodo, (2) contenido de sólidos, (3) propiedades de flujo, (4) velocidades de circulación y (5) geometría del pozo. El gráfico de extremo a extremo se construye identificando los cambios de temperatura de la línea de flujo causados por un cambio en las variables, en vez de un cambio en la presión de la formación. La causa y la magnitud de los cambios son anotadas en el gráfico y estos valores se suman o restan de los valores reales para producir un gráfico continuo. De esta manera se puede establecer una tendencia normal y las desviaciones de la

tendencia normal serán fáciles de reconocer. Un gráfico de extremo a extremo producirá una curva como la que se puede ver en la Figura 8. La diferencia entre los puntos altos y bajos es de 5 a 6°. Los puntos altos resultan de la perforación de rocas porosas que contienen fluidos, y los puntos bajos resultan de la perforación de rocas más densas.

A unos 150 a 300 pies encima del sello, se observará una reducción marcada de la temperatura de la línea de flujo (Punto A en la Figura 8). En general, esta reducción es de 18 a 20°. Después de perforar el sello, la temperatura aumentará muy rápidamente – quizás hasta 30 - 35°, desde el momento en que se perfora el sello hasta momento en que se encuentra una zona porosa.

La zona de transición porosa ubicada debajo del sello de presión contiene más fluido que la formación presurizada normalmente que está ubicada encima de éstos. El fluido actúa como un aislador, limitando el paso del calor. Las rocas ubicadas debajo de una zona de transición tendrán una temperatura más alta debido a la energía transmitida al fluido a medida que la presión aumenta.

Se han realizado numerosas investigaciones en el campo de la temperatura diferencial entre la línea de flujo y el tanque de succión. Estas investigaciones son generalmente consideradas poco útiles debido a las variables que afectan la temperatura del tanque de succión. Estas variables, las cuales son muy difíciles de monitorear, incluyen:

1. La cantidad de agua añadida al lodo.
2. El equipo de control de sólidos (deslimadores, desarenadores, desgasificadores y centrífugas).
3. La temperatura ambiente.
4. El volumen de lodo en los tanques.
5. La cantidad de agitación.

Los cambios de la temperatura de la línea de flujo no pueden ser usados para estimar directamente las presiones de la formación, debido a las variables de la temperatura de la línea de flujo y al hecho de que cada área geográfica tiene diferentes gradientes de temperatura. Sin embargo, los cambios de la temperatura de la línea de flujo constituyen una indicación cualitativa de que algún cambio de presión puede estar ocurriendo.

Análisis de Presión/Zona de Transición Después de la Perforación

Se realiza una prueba de productividad potencial de la formación para obtener información precisa sobre las capacidades...

Las pruebas de presión estática del pozo cerrado son realizadas en los pozos completados...

Varios métodos, tanto directos como indirectos, existen para confirmar las presiones de la formación una vez que el pozo ha sido perforado. Algunas de las técnicas más comunes se describen a continuación.

Pruebas de la formación. Se realiza una prueba de productividad potencial de la formación para obtener información precisa sobre las capacidades productivas potenciales de un yacimiento. Los objetivos principales de la prueba son determinar los tipos de fluidos, la capacidad de producción potencial y las presiones subsuperficiales.

El nombre de la prueba de productividad potencial de la formación (en inglés, “drill-stem test”) se deriva del hecho que se usa la columna de perforación como conducto para llevar los fluidos de la formación hasta la superficie. La zona de interés es aislada mediante un empaque simple si está ubicada al fondo del pozo, o empaques en tándem si está ubicada más arriba del fondo.

La presión subsuperficial será registrada durante la ejecución de esta prueba.

Pruebas de presión estática del pozo cerrado. Las pruebas de presión estática del pozo cerrado son realizadas en los pozos completados, durante toda la vida productiva de estos pozos. Como la producción causa el agotamiento de la presión, los productores prefieren realizar dichas pruebas al principio de la vida del yacimiento. Se usan técnicas matemáticas para convertir los resultados de las pruebas de presión estática del pozo cerrado en valores aproximados de presión de la formación.

Bombas de presión de fondo. Se puede usar una variedad de instrumentos para medir directamente la presión de la formación bajo las condiciones de fondo. Estas “bombas” son generalmente introducidas en el pozo mediante cables.

Evaluación del registro con cable. Los registros realizados en el pozo pueden ser evaluados de la misma

manera que los registros de pozos vecinos, para evaluar la presión de la formación y marcar las zonas geopresurizadas. A su vez, este tipo de información es útil para la planificación de pozos subsiguientes. La información de perforación y los datos del registro con cable deberían ser analizados juntos para mejorar la precisión de las técnicas de predicción de presión que fueron usadas durante la planificación de pozo.

PRESIÓN DE FRACTURA

La presión de fractura es la presión requerida para romper físicamente una formación, permitiendo la entrada de fluidos de perforación en la formación. Esta presión depende de la presión del fluido (presión poral) y de la resistencia matricial de la roca. Varios factores afectan la presión de fractura de la formación:

1. Edad geológica.
2. Profundidad y sobrecarga.
3. Presión poral.

1. Edad geológica

A medida que las rocas envejecen, muchos cambios ocurren. Algunos de estos cambios son:

1. Grado de compactación a medida que la profundidad aumenta.
2. Grado de cementación debido a la compactación y a la precipitación química en los espacios porales.
3. Incidencia de factores tectónicos como el plegamiento, el fallamiento y la intrusión de flujos de sal o magma.

Por regla general, un área tectónicamente relajada como el Golfo de México estaría caracterizada por la fracturación vertical. Esto se debe al hecho de que el esfuerzo más grande es aproximadamente vertical e igual a la sobrecarga.

2. Profundidad y sobrecarga

A medida que las capas de roca quedan enterradas a mayores profundidades, el aumento de la presión de sobrecarga (P_O) causa la compactación. Este proceso reduce la distancia entre los granos de la roca y hace que la cementación sea más eficaz. Esta

combinación de factores aumenta la resistencia de la matriz de la roca.

3. Presión poral

Una vez que un sello se ha formado, el proceso de compactación disminuye y el fluido de la formación soporta parte de la sobrecarga. Este proceso causa el aumento de la presión del fluido (o presión poral). A su vez, esto causa el aumento de la presión de fractura de la formación.

CUANTIFICACIÓN DE LOS GRADIENTES DE FRACTURA

Si es necesario superar la presión intergranular (P_I) más la presión poral (P_P) para que una fractura ocurra, entonces la presión de fractura (P_{FRAC}) debería ser igual a la presión de sobrecarga:

$$P_{FRAC} = P_O \text{ o } P_P + P_I, \\ (\text{ya que } P_O = P_P + P_I)$$

Como las presiones de fractura son generalmente inferiores a este valor, esta ecuación suele escribirse $P_{FRAC} = P_P + (P_O - P_P)$, de manera que un multiplicador de profundidad (X) pueda ser multiplicado por la porción intergranular (o resistencia de la matriz de la roca) de la ecuación dentro de los paréntesis.

$$P_{FRAC} = P_P + (P_O - P_P) X$$

Donde X es inferior a uno, para tener en cuenta las presiones de fractura que son inferiores a la presión de sobrecarga.

La determinación exacta de este multiplicador X (o cualquier corrección equivalente) ha sido realizada con numerosos métodos matemáticos. Hubbard & Willis (1957) usaron una ecuación del tipo de gradiente:

$$\frac{P_{FRAC}}{D} = \alpha (P_{OG} - 2P_{PG})$$

Donde:

D = Profundidad (pies)

P_{OG} = Gradiente de sobrecarga igual a 1,0 (psi/pie)

P_{PG} = Gradiente de presión poral (psi/pie)

Matthews & Kelly (1967) desarrollaron un enfoque algo diferente.

Llegaron a la conclusión de que cada vez que una formación se fractura horizontalmente, la presión requerida es igual al esfuerzo de sobrecarga. Sin embargo, la mayoría de las fracturaciones ocurren en la dirección vertical, es decir que la presión requerida es considerablemente inferior al esfuerzo de sobrecarga. Su ecuación usaba un multiplicador de "coeficiente de esfuerzo de matriz" (K_i) basado en una relación variable del esfuerzo horizontal al esfuerzo vertical. La ecuación de gradiente de Matthews & Kelly es la siguiente:

$$\frac{P_{FRAC}}{D} = P_{PG} + (P_{OG} - P_{PG}) K_i$$

Donde:

K_i = Coeficiente de esfuerzo de la matriz

Eaton (1969) desarrolló otro enfoque basado en el supuesto de que el gradiente de presión de fractura está en función del gradiente de esfuerzo de sobrecarga, el gradiente de presión poral y la relación del esfuerzo horizontal al esfuerzo vertical. Eaton llamó esto *coeficiente de Poisson* (v), expresándolo de la siguiente manera:

$$\frac{P_{FRAC}}{D} = P_{PG} + \frac{v}{1 - v} (P_{OG} - P_{PG})$$

Donde:

v = Coeficiente de Poisson de la roca

El programa de computadora FRAC™ de M-I usa un método desarrollado por Zamora que integra la sobrecarga en base a una curva de densidad aparente según el modelo de ley exponencial, con códigos de sobrecarga (A) para cada edad geológica, y usa un coeficiente de esfuerzo de matriz (K) basado en los códigos regionales de esfuerzo de matriz (M).

$$\frac{P_{FRAC}}{D} = P_{PG} + (P_{OG} - P_{PG}) K$$

Donde:

$K = M [1,0 - C_5 \exp(C_6 D_S)]$

$C_5 = 0,55$ y $C_6 = -0,000134$

Ver "Petroleum Engineer International", septiembre de 1989, páginas 38 a 47, para una descripción más detallada de esta técnica.

Normalmente, la presión de fractura de los pozos costafuera es inferior a la de los pozos perforados en tierra.

El cálculo aproximado de la presión de fractura es usado para ayudar a diseñar un programa de perforación para un pozo...

PRESIONES DE FRACTURA PARA LAS OPERACIONES COSTAFUERA

Normalmente, la presión de fractura de los pozos costafuera es inferior a la de los pozos perforados en tierra. Esto ocurre como resultado de una presión de sobrecarga más baja debido a la profundidad de agua y al intervalo de aire.

En aguas poco profundas, la presión de fractura sólo varía ligeramente de la presión de fractura anticipada en tierra. En aguas más profundas, la reducción de la presión de sobrecarga es importante. La reducción de la presión de sobrecarga producirá una reducción de la presión de fractura. Si no hay datos disponibles para una región de aguas profundas, se puede usar una regla general para hacer un cálculo aproximado del gradiente de fractura. La regla es, que para cada 1.000 pies de agua, el gradiente de fractura disminuye en 0,8 lb/gal en relación con el gradiente de fractura de un pozo similar en tierra.

MEDICIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA

Muchos problemas surgen cuando se intenta hacer un cálculo aproximado de las presiones de fractura. Esto se debe a que los valores exactos de los componentes que contribuyen a la resistencia de la formación no son conocidos. Estos factores son locales. Los datos de una región no se pueden aplicar fácilmente a otras regiones.

El cálculo aproximado de la presión de fractura es usado para ayudar a diseñar un programa de perforación para un pozo en lo que se refiere a las profundidades de la tubería de revestimiento y los tamaños del pozo. Una vez que se ha iniciado la perforación de un pozo, la presión de fractura de la formación debería ser determinada mediante pruebas físicas.

Se utilizan dos pruebas para medir la resistencia de la formación o la presión de fractura. Éstas son: (1) la Prueba de Fuga (LOT o "Leak-Off Test") y (2) la Prueba de Integridad de la Formación (FIT). Estas pruebas son realizadas después de colocar la tubería de revestimiento y de perforar la zapata de cementación de la tubería de revestimiento. Aunque los procedimientos varíen de un operador a otro, la práctica comúnmente utilizada

consiste en perforar hasta la primera arena o 10 pies de formación nueva antes de realizar cualquiera de estas pruebas. En algunos casos, la prueba puede ser repetida después de perforar un intervalo adicional. Esto suele hacerse cuando se usan pesos de lodo que exceden los pesos previstos en el plan del pozo o el programa de lodo.

Las pruebas de fuga ("leak-off test") y las pruebas de integridad de la formación son similares. La diferencia es que la prueba de fuga fractura la formación y mide la resistencia efectiva de la formación, mientras que la prueba de integridad de la formación mide la formación hasta una presión predeterminada, pero no causa ninguna fractura. La formación que se está perforando determina generalmente la prueba que debe ser realizada. La prueba de integridad de la formación se usa más frecuentemente en formaciones de rocas duras que la prueba de fuga.

PROCEDIMIENTOS DE LA PRUEBA DE FUGA ("LEAK-OFF TEST")

1. Perforar la zapata de cementación de la tubería de revestimiento y un intervalo suficiente de formación nueva.
2. Hacer circular el fluido de perforación para asegurar un peso de lodo uniforme.
3. Apagar las bombas del equipo de perforación y cerrar el pozo.
4. Bombear lodo dentro del pozo cerrado a una velocidad muy baja. Se

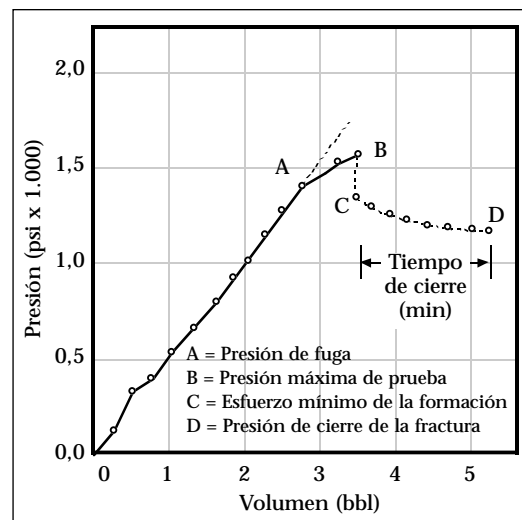


Figura 9: Ejemplo de gráfico de la prueba de fuga ("leak-off test") (según Postler).

... es importante conocer la presión estática de cierre del pozo que puede soportar la formación antes de sufrir un amago.

usa una velocidad típica de bombeo de 0,25 a 0,5 barriles por minuto (bbl/min). Normalmente se usa una unidad de cementación de manera que se pueda obtener una indicación precisa del volumen y de la presión.

5. Registrar la presión y el volumen bombeado. Estos datos deberían ser presentados en forma gráfica para determinar el punto en el que el fluido está siendo bombeado dentro de la formación (fuga). Una prueba de fuga normal indicará un aumento lineal de la presión en relación con el volumen de lodo bombeado. Una vez que se alcanza la presión de fractura, la presión dejará de aumentar con el volumen bombeado, ya que la fractura se está propagando. En realidad, la presión puede disminuir a medida que se bombea fluido dentro de la formación. La Figura 9 ilustra un gráfico obtenido de una prueba de fuga.
6. Una vez que se ha observado la fuga, interrumpir el bombeo y observar el pozo. La presión debería permanecer relativamente constante o disminuir ligeramente una vez que se interrumpe el bombeo.
7. Registrar la presión en el momento en que el fluido comienza a infiltrarse en la formación. Convertir esta presión a un peso de lodo (MW) equivalente usando la siguiente ecuación:

$$\text{Equiv. MW (lb/gal)} = \frac{\text{presión de fuga (leak-off) (psi)}}{0,052 \times \text{TVD de la zapata (pies)}}$$

El peso de lodo de fractura se calcula sumando el peso de lodo equivalente al peso de lodo de la prueba.

PROCEDIMIENTOS DE LA PRUEBA DE INTEGRIDAD DE LA FORMACIÓN

Usar el mismo procedimiento citado anteriormente hasta llegar al Paso 5. El peso de lodo máximo predeterminado para el intervalo está indicado en el plan del pozo. Normalmente se añade 0,5 a 1,0 lb/gal a este valor como factor de seguridad. Se calcula la diferencia entre este peso de lodo y el peso de lodo en el pozo. Luego se convierte la diferencia a una presión en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento. Entonces se puede usar esta presión como presión máxima de

prueba para realizar la prueba de integridad de la formación.

Ejemplo de FIT:

$$\text{MW} = 13,5 \text{ lb/gal}$$

$$\text{TVD tubería de revestimiento} = 7.500 \text{ pies}$$

$$\text{Peso de lodo máximo anticipado} = 16,0 \text{ lb/gal}$$

$$\text{Margen de seguridad deseado} = 0,5 \text{ lb/gal}$$

Determinar la presión de FIT requerida.

1. Peso de lodo máximo admisible =
MW máximo anticipado + margen de seguridad
 $= 16,0 + 0,5 = 16,5 \text{ lb/gal}$
2. Presión de prueba (psi) = MW (lb/gal) - MW de prueba (lb/gal) x
 $0,052 \times \text{TVD de la zapata (pies)} =$
 $(16,5 - 13,5) \times 0,052 \times 7.500 = 1.170 \text{ psi.}$

La prueba de productividad potencial de la formación permite determinar físicamente sus límites de presión (presión de fractura). Si ocurre algún amago y se cierra el pozo, la suma de la presión estática del pozo cerrado y la presión hidrostática del lodo podría exceder la presión de fractura de la formación. Por lo tanto, es importante conocer la presión estática de cierre del pozo que puede soportar la formación antes de sufrir un amago. La Presión Máxima Admisible (de cierre) de la Tubería de Revestimiento (MACP) cambia cuando la densidad del lodo cambia. La ecuación para determinar la MACP es la siguiente:

$$\text{MACP (psi)} = (\text{MW fractura (lb/gal)} - \text{MW (lb/gal)}) \times \text{TVD de la zapata (pies)} \times 0,052$$

Este cálculo debería ser realizado cada vez que se cambia el peso del lodo. Está basado en el gradiente de fractura en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento, ya que se supone que la zapata es el punto más débil del pozo.

La MACP puede ser representada gráficamente de manera que no sea necesario calcular la presión cada vez que se cambia el peso del lodo. Se traza el gráfico sobre coordenadas rectangulares, con la MACP en el eje vertical y el peso del lodo en el eje horizontal. La Figura 10 constituye un ejemplo de un gráfico de MACP. Para trazar el gráfico, marcar un punto en la presión de fuga y el peso de lodo usado

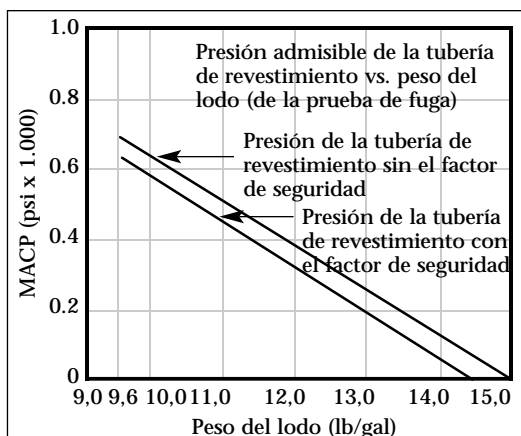


Figura 10: Ejemplo de gráfico de la presión máxima admisible de la tubería de revestimiento.

La CPL...es la suma de las pérdidas de presión en la columna de perforación, la barrena y el espacio anular.

La CLPL es la presión de fricción requerida para desplazar el fluido de perforación desde el conjunto de BOP hasta el estrangulador ajustable.

para realizar la prueba de fuga. Luego, marcar un punto en el gradiente de fractura y a 0 psi. Conectar los dos puntos con una línea recta. Para usar el gráfico, determinar el peso del lodo en el pozo y leer la MACP en el punto de intersección entre la línea y el peso del lodo. Se puede incorporar un margen de seguridad en este gráfico, trazando otra línea paralela a la línea de presión máxima estática del pozo cerrado que ya fue trazada. Esta línea debería reflejar el margen de seguridad deseado, en lb/gal. En el ejemplo proporcionado en la Figura 10, se usa 0,5 lb/gal como margen de seguridad. El uso de un gráfico tiene la ventaja de eliminar la necesidad de calcular la presión hidrostática del lodo cada vez que se cambia el peso del lodo.

La MACP debería ser monitoreada cuando se cierra un pozo debido a un

Pérdida de Presión

A los efectos de este manual, se definirá la pérdida de presión como la presión agotada para hacer que un fluido fluya a través de una tubería u otro dispositivo, tal como un motor de fondo. La pérdida de presión está en función de las propiedades de flujo y del caudal.

PÉRDIDA DE PRESIÓN DE CIRCULACIÓN (CPL)

La CPL es la presión requerida para bombear un fluido con propiedades determinadas a un caudal determinado a través del sistema de circulación. Esta presión es la suma de las pérdidas de presión en la columna

amago y cuando se está circulando el amago fuera del pozo. No se debe permitir que la presión de la tubería de revestimiento exceda la MACP hasta que la burbuja de gas llegue a la zapata de cementación de la tubería de revestimiento, mientras se hace circular el amago hacia afuera del pozo. Una vez que la intrusión llega a la zapata de cementación de la tubería de revestimiento, la presión hidrostática en la zapata puede ser reducida en la cantidad que corresponde a la reducción de la presión hidrostática causada por la intrusión en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento. Por lo tanto, la presión de la tubería de revestimiento puede aumentar en la cantidad de reducción de presión hidrostática. El peso del influjo debe ser determinado para calcular esta reducción de la presión hidrostática encima de la zapata.

La Figura 10 indica que, a medida que el peso del lodo se acerca al peso de la fractura, la presión máxima admisible de cierre de la tubería de revestimiento disminuye. Por lo tanto, los programas de tubería de revestimiento deben prever una presión máxima admisible segura de cierre de la tubería de revestimiento que exceda el peso de lodo anticipado. Muchos problemas pueden ser evitados o minimizados mediante el uso de un programa de prueba de los asientos de la zapata, la evaluación de los resultados y la toma de decisiones apropiadas basadas en estos resultados.

de perforación, la barrena y el espacio anular. Es importante recordar que cuando la velocidad de bombeo, la profundidad del pozo o las propiedades del lodo cambian, la pérdida de presión de circulación también cambia.

PÉRDIDA DE PRESIÓN EN LA LÍNEA DE ESTRANGULAR (CLPL)

La CLPL es la presión de fricción requerida para desplazar el fluido de perforación desde el conjunto de BOP hasta el estrangulador ajustable. Para los pozos con Preventores de Reventones (BOPs) superficiales, esta pérdida de presión es mínima. Sin embargo, en los pozos de aguas

Las presiones de surgencia causadas por el movimiento de la tubería pueden fracturar las formaciones y causar pérdidas de retornos.

La reducción de la presión hidrostática causada por el pistoneo puede... causar un amago del pozo.

profundas con conjuntos de BOP submarinos, esta presión es importante y debe ser considerada.

La presión de fricción de la línea de estrangular debería ser determinada y registrada en cada turno o cada vez que se produce algún cambio importante en la profundidad del pozo o las propiedades del lodo. La presión de fricción de la línea de estrangular se determina durante la circulación a una velocidad de bombeo lenta, comparando la presión de circulación a través del riser con la presión de circulación a través de la línea de estrangular con el BOP cerrado y el estrangulador totalmente abierto. La presión de fricción de la línea de estrangular es igual a la diferencia entre estas presiones. La contrapresión en la formación durante la circulación a través del estrangulador es igual a la indicación del manómetro de la tubería de revestimiento más la presión de fricción de la línea de estrangular. Las escuelas de control de pozos submarinos describen detalladamente las presiones de fricción de la línea de estrangular.

PÉRDIDA DE PRESIÓN ANULAR (APL)

La pérdida de presión a través del espacio anular, entre la barrena y el niple de campana, constituye la pérdida de presión anular. La APL depende del caudal, las propiedades del lodo y diámetro hidráulico. La APL está indicada en psi (libras por pulgada cuadrada) y constituye una presión impuesta sobre el pozo cuando se circula en condiciones normales. La APL se calcula usando las ecuaciones proporcionadas en el capítulo de este manual sobre Reología e Hidráulica o en el boletín de API sobre la reología y la hidráulica, API RP 13D.

DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN

La ECD es la presión ejercida sobre la formación por la presión hidrostática del fluido de perforación más las pérdidas de presión de circulación anular, indicada por el peso de lodo que produciría una presión hidrostática igual a la suma de estas presiones.

ECD (psi) =

$$\text{MW (lb/gal)} + \frac{\text{APL (psi)}}{0,052 \times \text{TVD (pies)}}$$

Ejemplo:

MW: 10,0 lb/gal

TD: 10.000 pies

APL: 15 psi/1.000 pies

¿Cuál es la ECD a 10.000 pies?

APL Total=

$$\frac{15}{1.000} \times 10.000 = 150 \text{ psi}$$

ECD (lb/gal) =

$$10,0 + \frac{150}{0,052 \times 10.000} = 10,3 \text{ lb/gal}$$

PRESIONES DE SURGENCIA/PISTONEO

Cuando se introduce la tubería dentro de un pozo lleno de lodo, el lodo es desplazado hacia arriba en el espacio anular, desde la barrena. La presión hidrostática es aumentada por las fuerzas de fricción del lodo que fluye hacia arriba. La suma de estas fuerzas de fricción de flujo y la presión hidrostática se llama *presión de surgencia*. Las presiones de surgencia causadas por el movimiento de la tubería pueden fracturar las formaciones y causar pérdidas de retornos.

Cuando se saca la tubería de un pozo lleno de lodo, la columna de lodo en el espacio anular cae para desplazar la tubería retirada del pozo. La presión hidrostática es reducida por las fuerzas de fricción del lodo que fluye hacia abajo para desplazar la tubería. La presión hidrostática menos la reducción de presión causada al sacar la tubería del pozo se llama *presión de pistoneo*. La reducción de la presión hidrostática causada por el pistoneo puede "pistonear" los fluidos de la formación dentro del pozo y causar un amago del pozo.

Durante los viajes, la tubería es levantada de las cuñas y acelerada hasta una velocidad máxima, y luego disminuye la velocidad hasta detenerse mientras que se reposicionan la cuñas. Las presiones de pistoneo y surgencia son calculadas para la velocidad máxima que es difícil de determinar. La mayoría de los cálculos de pistoneo y

La presión de cierre de la tubería de perforación es la presión registrada en la tubería de perforación... cuando el pozo está cerrado con un amago.

surgencia suponen que la velocidad máxima de movimiento de la tubería es 50% más grande que la velocidad media de la tubería. En base a estos supuestos, si se tarda un minuto en meter o sacar un grupo de tubos de 90 pies, la velocidad media de la tubería es de 1,5 pies/seg. (90/60) y la velocidad máxima de la tubería sería como mínimo 2,25 pies/seg. (1,5 x 90/60).

Después de determinar la velocidad del lodo a partir del movimiento de la tubería, las presiones de pistoneo y surgencia pueden ser determinadas usando los cálculos estándar de hidráulica de API.

MARGEN DE VIAJE

El margen de viaje es la cantidad en que se aumenta la densidad del lodo para compensar la pérdida de la presión de fondo causada por el pistoneo cuando se saca del pozo la tubería de perforación. El margen de viaje cambiará según las condiciones, pero debería ser mantenido al nivel más bajo posible. Los pesos de lodo excesivos aumentan las presiones de surgencia y reducen la velocidad de penetración durante la perforación.

A continuación se proporciona una simple ecuación para realizar un cálculo aproximado del margen de viaje:

$$\text{Margen de viaje (lb/gal)} = \frac{PC}{11,7(D_h - D_p)}$$

Donde:

PC = Punto cedente (lb/100 pies²)

D_h = Diámetro del pozo (pulg.)

D_p = Diámetro de la tubería (pulg.)

Ejemplo 6

PC = 17 lb/100 pies²

D_h = 8,5 pulg.

D_p = 4,5 pulg.

¿Cuál es el margen de viaje necesario?

$$\text{Margen de viaje (lb/gal)} = \frac{17}{11,7(8,5 - 4,5)} = 0,36 \text{ lb/gal}$$

PRESIÓN DE CIERRE DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN (SIDPP)

La presión de cierre de la tubería de perforación es la presión registrada en la

tubería de perforación (manómetro del tubo vertical) cuando el pozo está cerrado con un amago. La SIDPP es la cantidad de presión requerida para balancear la presión de la formación debido a la presión hidrostática insuficiente en la tubería de perforación.

Siempre se supone que el amago ocurre en el espacio anular, debido a la dirección de movimiento del lodo durante la circulación. Esto deja una columna de fluido de perforación no contaminado dentro de la tubería de perforación. A partir de este supuesto, se puede calcular directamente la presión de la formación (P_{form}):

$$P_{\text{form}} (\text{psi}) = P_{\text{HID}} (\text{psi}) + \text{SIDPP} (\text{psi})$$

Ejemplo 7

TVD = 12.000 pies

MW = 14,0 lb/gal

SIDPP = 500 psi

¿Cuál es la presión de la formación?

$$\begin{aligned} \text{Presión de la formación (psi)} &= \\ (0,052 \times 14,0 \times 12.000) + 500 &= \\ 9.236 \text{ psi} \end{aligned}$$

Cuando se usa un motor de fondo, pueda que no sea posible leer la SIDPP indicada por el manómetro del tubo vertical. La presión de la formación puede ser comunicada de tres maneras a la columna de lodo dentro de la columna de perforación cuando se usa un motor de fondo: (1) a través de las válvulas de descarga; (2) a través del rotor, si está perforado; y (3) a través del motor.

Muchas compañías no usan válvulas de descarga. No obstante, aun cuando son usadas, se considera que estas válvulas no se abrirán el 50% de las veces después de haber sido sometidas a la temperatura y a la presión durante la perforación.

Los rotores con orificio permiten un flujo directo del lodo desde la columna de perforación hacia la barrena. Barrenas de chorro o blancos (tapón) son usados en los rotores. Un blanco impide la comunicación de las presiones de la formación a la columna de perforación a través del rotor.

Si la presión de la formación excede la presión hidrostática en menos de 150 psi, no podrá ser comunicada a la

columna de perforación a través del motor de fondo. La presión requerida para la comunicación a través del motor de fondo puede ser más alta que 150 psi para algunas condiciones y diseños de motor de fondo. El proceso de compensación de la presión más allá del rotor puede tardar bastante.

Cada vez que el pozo recibe un amago o que se sospecha algún amago, la perforación no debería comenzar de nuevo hasta que se haya determinado que el peso del lodo es adecuado para controlar el pozo.

PRESIÓN DE CIERRE DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (SICP)

La presión de cierre de la tubería de revestimiento es la presión registrada en la tubería de revestimiento cuando se cierra el pozo con un amago dentro del mismo. La SICP es similar a la SIDPP en que se trata de la cantidad de presión requerida para balancear la presión de la formación debido a la presión hidrostática insuficiente dentro del espacio anular. Como se mencionó anteriormente, se supone que el volumen de amago está en el espacio anular. Esto resultará en fluidos de densidades y volúmenes diferentes desconocidos en el espacio anular. Como la densidad del fluido de amago es generalmente más baja que la densidad del fluido de perforación, la SICP será mayor que la SIDPP, debido a la presión hidrostática más baja en el espacio anular.

La SIDPP y la SICP pueden ser iguales bajo condiciones donde el fluido que entra tiene la misma densidad que el fluido de perforación, o si el volumen de amago es nulo o insignificante.

Ejemplo 8

TD = 10.000 pies
MW = 10,0 lb/gal
SIDPP = 400 psi
Información sobre el amago = 5,0 lb/gal (1.000 pies en el espacio anular)

¿Cuál es la SICP?

$$\begin{aligned} 1. \text{ Presión de la formación} &= \\ &0,052 \times 10,0 \times 10.000 + 400 \\ &= 5.600 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 2a. P_{HID} (\text{lodo en el espacio anular}) &= \\ &0,052 \times 10,0 \times 9.000 \\ &= 4.680 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 2b. P_{HID} (\text{intrusión en el espacio anular}) &= \\ &0,052 \times 5,0 \times 1.000 \\ &= 260 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 2c. P_{HID} (\text{total en el espacio anular}) &= \\ &4.680 + 260 \\ &= 4.940 \text{ psi} \end{aligned}$$

Por lo tanto:

$$\begin{aligned} SICP &= P_{\text{form}} - P_{HID} (\text{espacio anular}) \\ &= 5.600 - 4.940 \\ &= 660 \text{ psi} \end{aligned}$$

PESO DEL LODO PARA MATAR EL POZO

El peso del lodo para matar el pozo (lodo pesado) es el peso de lodo requerido para balancear la presión de la formación.

MW para matar (lb/gal) =

$$MW (\text{lb/gal}) + \frac{SIDPP (\text{psi})}{0,052 \times \text{profundidad (pies)}}$$

Ejemplo 9

SIDPP = 400 psi
MW = 12,0 lb/gal
TVD = 13.200 pies

¿Cuál es el peso de lodo necesario para balancear la presión de la formación?

MW para matar (lb/gal) =

$$12,0 + \frac{400}{0,052 \times 13.200} = 12,6 \text{ lb/gal}$$

FÓRMULA DE DENSIFICACIÓN

Esta fórmula indica el número de libras necesarias para densificar un barril de lodo:

$$\text{Barita (lb/bbl)} = \frac{1.471 (MW_2 - MW_1)}{35,0 - MW_2}$$

Donde:

MW₂ = Peso de lodo deseado (lb/gal)
MW₁ = Peso de lodo inicial (lb/gal)

FÓRMULA DE AUMENTO DEL VOLUMEN

Esta fórmula puede ser usada para determinar el aumento del volumen cuando se añade barita:

$$\begin{aligned} \text{Aumento del volumen (bbl)} &= \\ &\frac{\text{barita añadida (lb)}}{1.471} \end{aligned}$$

El peso del lodo para matar el pozo es el peso de lodo requerido para balancear la presión de la formación.

Ejemplo 10

Peso de lodo inicial = 14,0 lb/gal

Peso de lodo deseado = 15,2 lb/gal

Volumen de lodo = 350 bbl

¿Cuántas libras de barita deben ser añadidas para densificar este sistema de lodo?

¿Cuál sería el aumento resultante del volumen?

$$\begin{aligned} \text{Barita (lb)} &= \\ 350 \text{ bbl} &\frac{1.471 (15,2 - 14,0)}{35,0 - 15,2} \\ &= 31.203 \text{ lb} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Aumento del volumen (bbl)} &= \\ &\frac{31.203 \text{ lb}}{1.471 \text{ lb/bbl}} \\ &= 21,2 \text{ bbl} \end{aligned}$$

DENSIDAD DEL INFLUJO

Cualquier gas o fluido que entra en el pozo tiene una densidad, pero el pozo puede ser controlado sin que se conozca la densidad de dicho gas o fluido. Los procedimientos para hacer circular el fluido fuera del pozo son los mismos para todos los fluidos de la formación. Siempre se supone que el fluido de la formación es gas, ya que esto constituye el peor de los casos para el control del pozo. Al aproximarse a la superficie, el gas se expande, produciendo altas presiones en la tubería de revestimiento. El gas requiere más ajustes del estrangulador para controlar las presiones de fondo que el aceite o el agua salada. Si se determina la densidad del fluido, éste puede ser aislado en la superficie para impedir la contaminación del sistema de fluido de perforación con agua salada o aceite. En todos los casos, el objetivo principal es restablecer el control del pozo.

Se debe partir de varios supuestos para calcular la densidad del influjo. El primero es que el amago sigue siendo una mezcla homogénea en el espacio anular. El segundo es que el amago está en el fondo. También se requiere un volumen preciso del amago para asegurar la precisión del cálculo. Después de calcular la altura de la columna a partir de los volúmenes anulares alrededor de los portamechas y la tubería de perforación, la

densidad del fluido de la formación puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$FW = MW - \frac{SICP - SIDPP}{0,052 \times L}$$

Donde:

FW = Densidad del fluido de amago (lb/gal)
MW = Peso del lodo (lb/gal)
SICP = Presión de cierre de la tubería de revestimiento (psi)
SIDPP = Presión de cierre de la tubería de perforación (psi)
L = Longitud del amago en el espacio anular (pies)

Ejemplo 11

Volumen de amago = 10 bbl
SIDPP = 400 psi
SICP = 500 psi
Tamaño del pozo = 8,5 in.
Tubería de perforación (DP) = 4,5 in.
MW = 12,0 lb/gal

Determinar la longitud del amago.

$$\begin{aligned} \text{Volumen anular} &= \\ &\frac{8.5^2 - 4.5^2}{1.029} = 0,05 \text{ bbl/pie} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Longitud} &= \\ &\frac{10 \text{ bbl}}{0,05 \text{ bbl/pie}} = 200 \text{ pies} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} FW &= \\ 12 - \frac{500 - 400}{0,052 \times 200} &= 2,38 \text{ lb/gal} \end{aligned}$$

RELACIÓN ENTRE LA PRESIÓN Y EL VOLUMEN

Los gases son comprimibles. El volumen de un gas confinado varía en relación inversamente proporcional a la presión. Si se dobla la presión, el volumen se reduce a la mitad. El volumen de un gas confinado es proporcional a la temperatura absoluta (temperatura absoluta en grados Rankine = °F + 460). Cuando se cierra un pozo con gas en el fondo, el volumen de gas es controlado por la presión hidrostática del lodo, la presión de la tubería de revestimiento y la temperatura. Si el gas circula hasta la superficie sin que pueda expandirse, la presión de confinamiento será la misma que cuando el gas estaba al fondo, pero no habrá ninguna presión hidrostática

El volumen de un gas confinado varía en relación inversamente proporcional a la presión.

El comportamiento del gas es importante cuando se cierra el pozo debido a una arremetida de gas.

para confinar el gas, y la presión estará sobre la tubería de revestimiento. La ley de compresibilidad requiere cierta información sobre el gas en particular que está presurizado para realizar un cálculo exacto de los volúmenes de gas. La ecuación ha sido simplificada para eliminar los datos desconocidos. La ecuación simplificada para la compresibilidad del gas es la siguiente:

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2}$$

Donde:

P_1 = Presión inicial

P_2 = Presión final

V_1 = Volumen inicial

V_2 = Volumen final

T_1 = Temperatura inicial (°R)

T_2 = Temperatura final (°R)

Ejemplo 12

P_1 = 10.000 psi

V_1 = 20 bbl

T_1 = 750°R

P_2 = 500 psi

T_2 = 540°R

¿Cuál sería el volumen de gas V_2 calculado?

$$\begin{aligned} V_2 &= \frac{P_1 T_2 V_1}{P_2 T_1} \\ &= \frac{10.000 \times 540 \times 20}{500 \times 750} = 288 \text{ bbl} \end{aligned}$$

Es difícil predecir las presiones superficiales y los volúmenes finales cuando se hace circular una arremetida de gas fuera del pozo, porque las propiedades físicas del gas y del fluido de inlfujo no son conocidas. El inlfujo puede ser una mezcla de gas, aceite y agua salada, lo cual modificará los resultados del cálculo.

El comportamiento del gas es importante cuando se cierra el pozo debido a una arremetida de gas. Debido a su baja densidad, el gas tiende a migrar, o moverse hacia arriba, dentro del pozo. Si el volumen de gas sigue igual, la presión también seguirá siendo igual en base a la ecuación de compresibilidad de los gases, pero la presión de la tubería de revestimiento aumentará a medida que la presión hidrostática disminuye, debido al movimiento ascendente del gas. Si se permite que el gas se expanda, la presión en la arremetida de gas disminuirá (*OBSERVACIÓN: Una explicación más completa de la migración del gas está incluida más adelante en este capítulo*). En un pozo cerrado, la expansión del gas puede ser controlada mediante el control de la contrapresión con un estrangulador durante la circulación.

Es imprescindible saber cómo calcular cada una de estas presiones y entender cómo se relacionan con el control de presiones.

Análisis de Tubo en U

Se puede relacionar el concepto de control de presión con un tubo en U balanceado. Las relaciones básicas pueden ser fácilmente observadas en los siguientes ejemplos, los cuales demuestran varias condiciones de comportamiento del tubo en U relacionadas con las condiciones del pozo.

Las fuentes de presión bajo las cuales un pozo puede ser controlado pueden ser divididas en tres tipos básicos. Éstos son:

1. Presiones hidrostáticas (P_{HID}).
2. Pérdidas de presión (P_L).
3. Presiones impuestas (P_I).

Las presiones impuestas suelen ser llamadas *contrapresiones*. Utilizando estas tres presiones básicas, se puede escribir una ecuación simple que será siempre válida bajo condiciones constantes tanto estáticas como dinámicas. La ecuación es la siguiente:

$$PT = P_{HID} + P_L + P_I$$

Donde:

PT = Presión total en algún punto de interés en el sistema a un momento determinado.

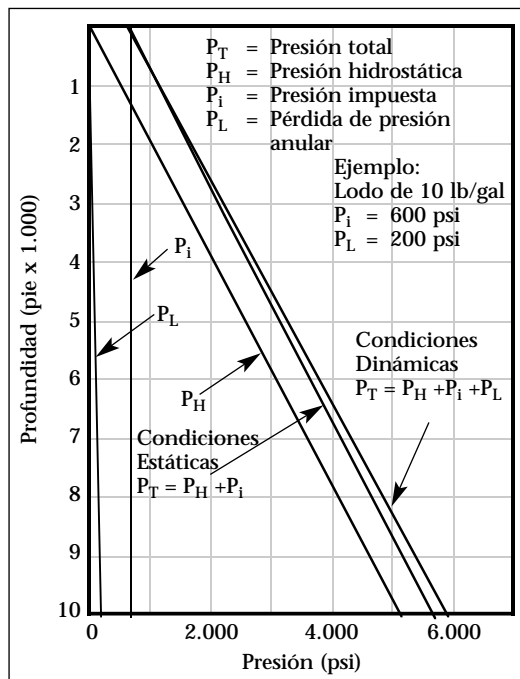


Figura 11: Perfil de presión.

Prácticamente todo el trabajo de control de presión se basa en la aplicación de esta simple ecuación. Es imprescindible saber cómo calcular cada una de estas presiones y entender cómo se relacionan con el control de presiones. La Figura 11 muestra el perfil de presión para un pozo, ilustrando la manera en que la ecuación predice la presión total en relación con la profundidad, para condiciones estáticas y dinámicas.

CONDICIÓN ESTÁTICA BALANCEADA

La Figura 12 ilustra una situación de tubo en U balanceado con fluido de la misma densidad en el lado del espacio anular y en el lado de la tubería de perforación. El lado de la tubería de perforación y el lado del espacio anular del tubo en U están balanceados ya que contienen la misma altura de fluido de la misma densidad. Como ambas columnas están balanceadas, los manómetros de la tubería de perforación o de la tubería de revestimiento no indican ninguna presión impuesta.

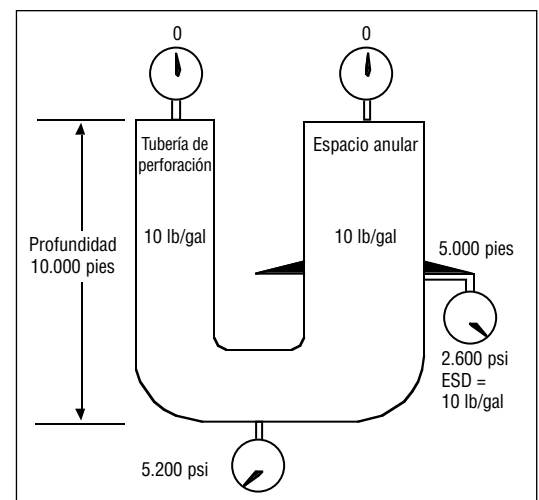


Figura 12: Tubo en U estático balanceado.

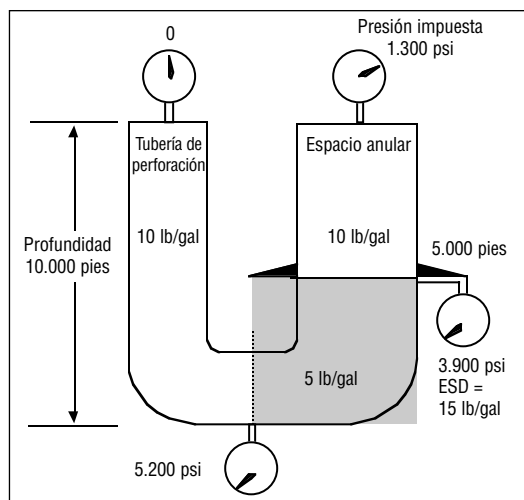


Figura 13: Tubo en U desbalanceado con presión impuesta.

CONDICIÓN ESTÁTICA DESBALANCEADA

La Figura 13 ilustra una situación de tubo en U desbalanceado con dos fluidos que tienen diferentes densidades en el espacio anular. En esta situación, la presión hidrostática del fluido en la tubería de perforación es diferente de la presión hidrostática del fluido en el espacio anular. La presión hidrostática del fluido en el espacio anular es la suma de las presiones hidrostáticas del lodo de 10,0 lb/gal (2.600) y del fluido de 5 lb/gal (1.300 psi), o sea 3.900 psi. La presión hidrostática del fluido de 10 lb/gal en la tubería de perforación es 5.200 psi. Si el pozo está cerrado, una presión de 1.300 psi será impuesta sobre el manómetro de la tubería de revestimiento debido a la diferencia de presión hidrostática entre las dos partes del tubo en U.

OBSERVACIÓN: La presión en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento es de 3.900 psi (la suma de la presión impuesta de la tubería de revestimiento (1.300 psi) y de la presión hidrostática del lodo de 10,0 lb/gal (2.600)).

La Densidad Estática Equivalente (ESD) en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento sería 15 lb/gal.

SITUACIÓN DE CIRCULACIÓN ESTÁNDAR

La Figura 14 ilustra un diagrama de tubo en U estándar para una situación de circulación. Se requiere una presión de circulación de 2.600 psi para

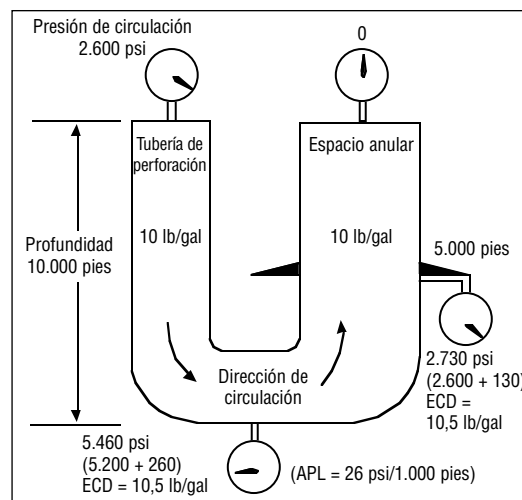


Figura 14: Circulación en el Tubo en U.

desplazar el lodo desde la bomba hasta la línea de flujo. La presión de circulación es la suma de las pérdidas de presión en el equipo superficial, la tubería de perforación, el motor de fondo, las herramientas de MWD, los portamechas, las toberas y el espacio anular. La presión de circulación de fondo (5.460 psi) es la suma de la presión hidrostática anular y de la pérdida de presión anular de 260 psi. Igualmente, la presión de circulación de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento (2.730 psi) es la suma de la presión hidrostática y de la pérdida de presión anular de 130 psi entre la zapata de cementación de la tubería de revestimiento y la presión atmosférica. Estas presiones producen una ECD de 10,5 lb/gal en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento y en el fondo, para este ejemplo.

CIRCULACIÓN (DENSIDAD ANULAR INFERIOR A LA DENSIDAD DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN)

La Figura 15 ilustra un diagrama de tubo en U para un sistema de circulación desbalanceado, combinando los ejemplos de las Figuras 13 y 14. La presión hidrostática está desbalanceada en el tubo en U. Para mantener una presión de fondo de 5.460 psi, se requiere una presión impuesta de la tubería de revestimiento de 1.300 psi (5.460 psi – 3.900 psi (presión hidrostática) – 260

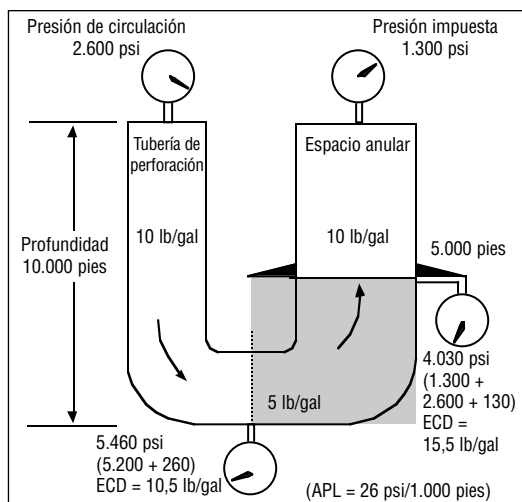


Figura 15: Situación de circulación de Tubo en U desbalanceado con una presión impuesta de la tubería de revestimiento.

psi (pérdida de presión anular)). La presión en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento es de 4.030 psi, con una ECD de 15,5 lb/gal.

CIRCULACIÓN (INFLUJO DE FLUIDO DE LA FORMACIÓN)

La Figura 16 ilustra un diagrama de tubo en U de un pozo en circulación que está recibiendo un amago con los BOPs (preventores de reventones) abiertos. La presión hidrostática de fondo sólo es 5.460 psi (como en la Figura 12). Se encuentra una formación con una presión de fondo de 5.720 psi. Hay un desbalance de presión de 260 psi (5.720 psi (presión de la formación) – 5.460 psi (presión de fondo)). Como resultado, los fluidos de la formación comenzarán a entrar en el espacio anular, causando un amago. Cabe notar que a medida que el fluido de la formación entra en el espacio anular, la presión hidrostática en el espacio anular empezará a disminuir debido a la densidad reducida del influjo. Al reducir el volumen del influjo se reducirán las presiones superficiales requeridas para balancear la presión.

PRESIÓN DE CIERRE DE LA FORMACIÓN

Si el pozo ilustrado en la Figura 16 está cerrado, la presión de cierre de la tubería de revestimiento y la presión de cierre de la tubería de perforación

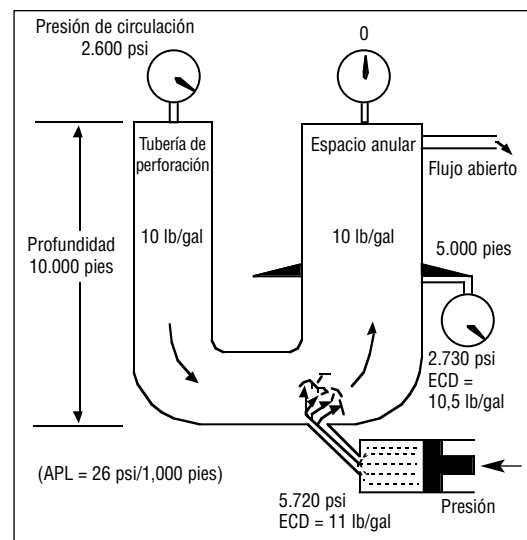


Figura 16: Circulación de Tubo en U con influjo de fluidos de la formación.

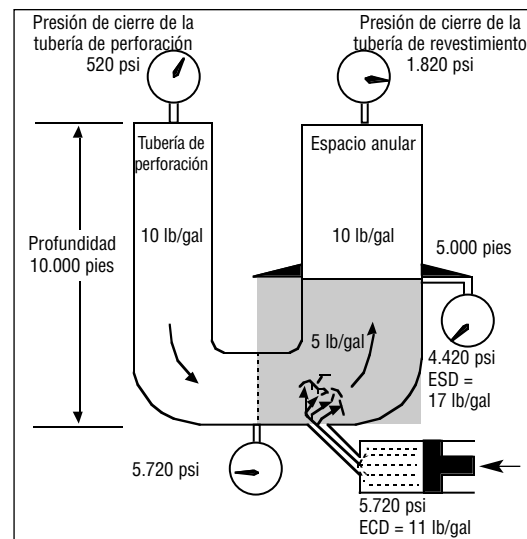


Figura 17: Presiones estáticas de pozo cerrado por amago.

reflejarán las presiones necesarias para balancear la presión de la formación (ver la Figura 17). Al cerrar el pozo, ambos lados del tubo en U pueden balancearse. Como lo ilustra la Figura 17, si se permite la entrada en el pozo de 5.000 pies de fluido de la formación de 5,0 lb/gal, la presión de cierre de la tubería de revestimiento será normalmente 1.820 psi, con una ESD de 17 lb/gal en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento.

Control de Presión

La detección rápida de un amago...puede...simplificar el restablecimiento del control del pozo.

La reducción del tamaño del influjo debería tener prioridad absoluta.

DETECCIÓN DE AMAGOS

La detección rápida de un amago es importante. Puede reducir el tamaño del amago, disminuir la cantidad de presión ejercida sobre la zapata de cementación de la tubería de revestimiento y simplificar el restablecimiento del control del pozo.

Durante la perforación, pueden aparecer señales inequívocas de que un amago está a punto de producirse (algunas de las cuales fueron mencionadas anteriormente en este capítulo). La primera señal es una indicación de aumentos de la presión poral. Si los aumentos de presión poral no son compensados mediante el aumento del peso del lodo, un amago puede producirse. Otras señales son:

1. Aumentos de la velocidad de penetración.
2. Aumentos de torque y arrastre.
3. Aumentos del tamaño, forma y cantidad de recortes.
4. Aumentos de la cantidad de gas de fondo.

Estas señales no constituyen indicadores directos de un amago, sino cambios de las condiciones de fondo que podrían resultar en un amago si no se toman las medidas apropiadas.

Las indicaciones de que un amago ha entrado en el pozo son las siguientes:

1. Aumentos del flujo en la línea de flujo.
2. Aumentos del volumen del tanque.
3. Flujo con la bomba apagada.
4. El pozo recibe un volumen insuficiente de lodo durante el viaje.

Cuando se observa cualquiera de estos indicadores en la superficie, será necesario tomar medidas inmediatas para impedir cualquier influjo adicional de fluido. Cuando no se toman las medidas apropiadas, puede producirse un reventón.

Es importante que cada miembro de la cuadrilla de perforación conozca y reconozca las distintas etapas de la indicación de un amago. Esto es importante en cada pozo, ya que cada pozo tiene un potencial de amago.

Mediante la planificación eficaz del pozo y la aplicación de buenos procedimientos de perforación será posible minimizar las posibilidades de amago.

Un buen plan de pozo requiere el análisis de toda la información disponible sobre una zona – de los pozos vecinos, para determinar el programa de tubería de revestimiento, el programa de peso de lodo y las profundidades donde los problemas potenciales pueden ocurrir.

Las buenas prácticas de perforación incluyen el mantenimiento y la prueba de todos los componentes del equipo de perforación. También incluyen ejercicios no programados para poner en práctica los procedimientos de cierre de un pozo. Los ejercicios son determinados por los reglamentos de la compañía o del gobierno, según la locación donde se esté perforando el pozo. Para aumentar el nivel de vigilancia de la cuadrilla del equipo de perforación, la frecuencia de dichos ejercicios puede ser aumentada a medida que la perforación se aproxima a una zona de presión anormal.

PROCEDIMIENTOS DE CIERRE

Cuando se reconocen indicaciones de un amago potencial, será necesario tomar medidas inmediatas para determinar si el pozo está fluyendo y cerrar el pozo de la manera más rápida y segura posible para evitar cualquier influjo adicional dentro del pozo. La reducción del tamaño del influjo debería tener prioridad absoluta. Un amago puede producirse durante la perforación o al realizar los viajes. Debido a la naturaleza de cada operación, diferentes procedimientos son necesarios para cerrar el pozo de manera segura. Los procedimientos descritos a continuación son recomendados para realizar una operación de cierre.

OBSERVACIÓN: *Se describen diferentes procedimientos para los conjuntos de BOP superficiales y submarinos, debido a las diferencias entre los equipos de control de pozo.*

...es más fácil controlar un pozo cuando la barrena está en o cerca del fondo...

No se debe correr el riesgo de perder el control del pozo para meter la barrena hasta el fondo.

DURANTE LA PERFORACIÓN

Conjuntos de BOP superficiales

1. Levantar la columna de perforación hasta que la válvula inferior del kelly esté encima de la mesa rotatoria y que no haya ninguna junta de tubería de perforación frente a los BOPs.
2. Apagar las bombas y determinar si hay algún flujo. Si el pozo está fluyendo, continuar con el Paso 3.
3. Abrir la válvula hidráulica sobre la línea de estrangular en los BOPs.
4. Cerrar el BOP designado. Éste puede ser el preventor anular o el ariete anular más alto con el tamaño de ariete apropiado para la tubería de perforación dentro del conjunto de BOP.
5. Cerrar el estrangulador ajustable sobre el múltiple de estrangulador.

OBSERVACIÓN: Al cerrar el pozo con el estrangulador ajustable, se elimina la posibilidad de que los equipos de BOP estén sometidos a las presiones de surgencia.

6. Registrar el volumen de influjo y las presiones de cierre en la tubería de revestimiento y la tubería de perforación. Las presiones pueden tardar varios minutos en estabilizarse. Examinar visualmente para detectar cualquier fuga. También se recomienda volver a verificar la posición de todas las válvulas del tubo vertical y del múltiple de estrangulador y matar.

Conjunto de BOP submarino en las unidades flotantes equipadas con un compensador de movimiento.

1. Levantar la columna de perforación hasta que la válvula inferior del kelly esté encima de la mesa rotatoria y que no haya ninguna junta de tubería de perforación frente a los arietes anulares.
2. Apagar las bombas y determinar si hay algún flujo. Si el pozo está fluyendo, continuar con el Paso 3.
3. Abrir la válvula exterior de seguridad en la línea de estrangular en el conjunto de BOP.
(Normalmente, la válvula interior debería estar en la posición abierta.)
4. Cerrar el BOP designado.
5. Asentar la columna de perforación

encima de los arietes anulares superiores y cerrar las cerraduras de los arietes.

6. Cerrar los arietes ubicados en la segunda posición partiendo de arriba.
7. Cerrar el estrangulador ajustable sobre el múltiple de estrangulador. Ajustar el compensador de movimiento al punto medio. Registrar el volumen de influjo y las presiones en la tubería de revestimiento y la tubería de perforación. Examinar visualmente para detectar cualquier fuga. Volver a verificar la posición de todas las válvulas del tubo vertical y del múltiple de estrangulador y matar.

AMAGOS DESDE EL FONDO

El control del pozo es más simple cuando la barrena está en el fondo. Se puede acondicionar la columna máxima de fluido de perforación para controlar la presión de la formación y asegurar que el influjo pueda ser circulado fuera del pozo mediante la primera circulación. Sin embargo, los amagos pueden ocurrir cuando la tubería de perforación está fuera del pozo o mientras está viajando dentro del pozo. Como es más fácil controlar un pozo cuando la barrena está en o cerca del fondo, la tubería de perforación debería ser introducida de nuevo dentro del pozo, si es posible hacerlo de manera segura. Esto se puede hacer si el pozo no está fluyendo o si la velocidad de flujo del fluido es muy baja y el tamaño del influjo es muy pequeño. Se debe proceder con mucha cautela al meter la tubería dentro del pozo bajo estas condiciones. Cuando se introduce la barrena dentro del tope del influjo de fluido de amago, el influjo será rápidamente desplazado hacia arriba. Esto puede causar una reducción suficiente del cabezal hidrostático para que el pozo “descargue” el lodo y sufra un reventón si no se cierra rápidamente. No se debe correr el riesgo de perder el control del pozo para meter la barrena hasta el fondo. Una vez que se ha determinado que es necesario cerrar el pozo, deberían tomarse las siguientes medidas:

1. Instalar la válvula de seguridad de

Una vez que se ha cerrado el pozo, deberían tomarse medidas para hacer circular el influjo fuera del pozo.

- la tubería de perforación en la posición abierta. Puede que sea necesario instalar esta válvula mientras que lodo está fluyendo “a través” de ella.
2. Cerrar la válvula de seguridad.
3. Abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangular o la válvula exterior de la línea de estrangular.
4. Espaciar la columna de perforación de manera que no haya ninguna junta de tubería de perforación frente a los BOPs.
5. Cerrar el BOP anular (superior) o los arietes anulares superiores.
6. Cerrar el estrangulador ajustable.
7. Instalar el kelly o el cabezal de circulación.
8. Abrir la válvula de seguridad de la tubería de perforación.
9. Volver a alinear el múltiple del tubo vertical y los múltiples de estrangulador y matar.
10. Registrar las presiones de cierre de la tubería de revestimiento y de la tubería de perforación. Registrar las indicaciones a intervalos de un minuto hasta que las presiones se estabilicen.
11. Medir el aumento del volumen de los tanques de lodo. En los equipos de perforación flotantes, la columna de perforación debería colgar de los arietes anulares usando los procedimientos normales.

MÉTODOS DE CONTROL DEL POZO

Una vez que se ha cerrado el pozo, deberían tomarse medidas para hacer circular el influjo fuera del pozo. Además, la densidad del fluido de perforación debería ser aumentada para proporcionar una presión hidrostática suficiente para controlar la presión de la formación. Varios métodos han sido desarrollados con los años para hacer circular el amago fuera del pozo y densificar el fluido de perforación. Todos estos métodos utilizan un sistema para controlar la Presión de Fondo (BHP) mediante el uso de la presión hidrostática (P_{HID}) y la contrapresión ejercida por un estrangulador ajustable ($P_{ESTRANG}$). La contrapresión ejercida por el estrangulador ajustable, unida a la

presión hidrostática en el espacio anular, impedirá que cualquier cantidad adicional de fluido de la formación entre en el espacio anular.

BHP =

$$P_{HID} (\text{espacio anular}) + APL + P_{ESTRANG}$$

Un estrangulador ajustable es una válvula que puede ser ajustada para variar el tamaño de la abertura a través de la cual el fluido fluye. A un caudal o una velocidad de bombeo constante, cuando se reduce el tamaño de abertura del estrangulador, las presiones de la tubería de revestimiento y de la tubería de perforación aumentan. Las presiones disminuirán si se aumenta el tamaño de abertura del estrangulador. La pérdida de presión a través de un estrangulador ajustable es similar a la pérdida de presión a través de las toberas de una barrena. La pérdida de presión a través del estrangulador depende de la densidad y velocidad del lodo y del tamaño de la abertura. Es difícil mantener una presión de fondo constante debido a estos tres factores, los cuales cambian continuamente durante el proceso de circulación, contribuyendo a la pérdida de presión a través del estrangulador. Se puede simplificar el proceso manteniendo una velocidad de bombeo constante durante el procedimiento de control de pozo. La densidad cambiará a medida que los fluidos de la formación circulan a través del estrangulador. Los efectos del agua salada y del aceite no serán tan dramáticos como los del gas, pero serán evidentes – especialmente con los fluidos de perforación de alta densidad. Para mantener una presión de fondo constante, la abertura del estrangulador debe cambiar a medida que la presión hidrostática dentro del espacio anular cambia debido a la expansión del gas.

Todos los métodos reconocidos de control de pozo usan una velocidad de bombeo constante pero lenta para hacer circular un amago fuera del pozo y reemplazar el lodo ligero con lodo pesado. También se debe impedir la entrada de otros fluidos de la formación mientras que se hace circular el amago fuera del pozo y que se hace circular el lodo densificado para matar el pozo. Los fluidos de la formación no entrarán en

La Presión Reducida de Circulación (RCP) debería ser medida a una baja velocidad de bombeo y registrada cada turno...

...las operaciones de control de pozo son ejecutadas a una velocidad de bombeo reducida que está comprendida entre 1/3 a 1/2 de la velocidad de circulación normal.

el pozo si se mantiene una presión suficiente sobre la formación al hacer circular el amago fuera del pozo. Si la presión sobre la tubería de revestimiento más la presión hidrostática del fluido en el espacio anular es igual a, o mayor que la presión de la formación, ninguna cantidad adicional de fluido de la formación entrará en el pozo. Desafortunadamente, la presión hidrostática del lodo en el espacio anular no puede ser calculada con exactitud. El volumen de gas después de la expansión y la densidad de los líquidos de la formación (aceite y agua salada) en el espacio anular no pueden ser determinados con una precisión suficiente para calcular las presiones exactas requeridas para matar el pozo de manera correcta.

Si no se ha permitido que el amago refluya a través de la tubería de perforación y la barrena está en el fondo, la presión de cierre de la tubería de perforación más la presión hidrostática (P_{HID}) del lodo en la tubería de perforación es igual a la presión de la formación. Si se usa el estrangulador ajustable para mantener una presión constante de la tubería de perforación igual a la presión de circulación registrada con una velocidad de bombeo lenta más la SIDPP, se mantendrá una presión de fondo constante para matar el pozo. Aunque las presiones anulares varíen a medida que el gas es desplazado del espacio anular, los otros fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo. De esta manera se hará circular el amago fuera del pozo, pero no se logrará matar el pozo. Cuando se usan las presiones de la tubería de perforación, se puede matar el pozo sin tener que compensar la expansión de gas en los cálculos. Cuando se bombea lodo densificado dentro de la tubería de perforación, el uso de un programa para reducir la presión de la tubería de perforación a medida que la presión hidrostática del espacio anular aumenta, puede reducir la probabilidad de fracturación de la formación. Una vez que el lodo densificado para matar el pozo alcanza la barrena, se mantiene una presión constante sobre la tubería de perforación mientras que se desplaza el espacio anular con lodo densificado para matar

el pozo a la velocidad lenta de bombeo. Dos métodos son usados para determinar esta presión. Estos cálculos estarán descritos en el método de control de pozo correspondiente.

En general, las operaciones de control de pozo son ejecutadas a una velocidad de bombeo reducida que está comprendida entre 1/3 a 1/2 de la velocidad de circulación normal. Esto se debe a varios factores, incluyendo:

1. **Mejor tiempo de reacción.** La presión de fondo se controla abriendo o cerrando un estrangulador ajustable. A caudales altos, los pequeños ajustes de la abertura del estrangulador pueden producir grandes cambios de presión. Esto puede permitir que cantidades adicionales de fluidos de la formación entren en el espacio anular o fracturen la formación. Los caudales más bajos dejan más tiempo para analizar los cambios y reconocer los problemas relacionados con los equipos, tales como las fallas de las bombas, las fallas del estrangulador y el taponamiento de las toberas.
2. **Límites de presión.** La presión de bombeo utilizada para hacer circular un amago fuera del pozo es la presión de circulación a una velocidad de bombeo conocida más la SIDPP. En la mayoría de las operaciones de perforación, las bombas son operadas cerca de sus límites máximos de presión. Bajo estas condiciones, las bombas no serían capaces de operar a las velocidades y presiones requeridas para matar el pozo.
3. **Falla del equipo.** Cuando el equipo funciona a su capacidad máxima o cerca de ésta, los mayores niveles de esfuerzo aumentan la probabilidad de fallas.
4. **Consistencia del peso de lodo.** Para matar un pozo con éxito, el peso del lodo debe ser aumentado a una densidad que permita balancear la presión de la formación. A altos caudales, las limitaciones de los equipos pueden hacer que sea imposible añadir material densificante a una velocidad suficiente para mantener el peso apropiado del lodo pesado. Las velocidades de bombeo más bajas le

proporcionarán más tiempo a la cuadrilla del equipo de perforación para mantener el peso de lodo y las propiedades correctas del fluido durante la operación de control de pozo.

La Presión Reducida de Circulación (RCP) debería ser medida a una baja velocidad de bombeo y registrada cada turno para todas las bombas de lodo, en caso de que una bomba se averíe durante una operación de control de pozo. Las RCPs deberían medirse y registrarse cada vez que ocurra algún cambio del pozo que pueda afectar la presión de circulación. Algunos de estos cambios son los cambios de la densidad del lodo, del conjunto de perforación o de la tobera, las reparaciones de la bomba, y la perforación de una nueva sección grande del pozo.

Varios cálculos son necesarios para cada uno de los métodos de control de pozo. Algunos son comunes a todos los métodos de control de pozo. Éstos son:

$$\text{Peso del lodo pesado (lb/gal)} = \text{MW (lb/gal)} + \frac{\text{SIDPP (psi)}}{0,052 \times \text{TVD (pie)}}$$

$$\text{Carreras de la superficie a la barrena} = \frac{\text{capacidad de la columna de perforación} \times \text{profundidad medida}}{\text{caudal de la bomba}}$$

OBSERVACIÓN: Los cálculos necesarios para un método de control de pozo en particular están descritos en la discusión relacionada con ese método.

Cuando se produce un amago y el pozo está cerrado, la información básica debería ser registrada. Esta información será usada para matar el pozo y puede ser usada en el análisis futuro de la operación. Para ayudar al personal del equipo de perforación, se han desarrollado hojas de trabajo para los diferentes métodos de control de pozo. Las hojas de trabajo incluyen generalmente toda la información relacionada con el pozo, el amago y el equipo de perforación necesaria para matar el pozo usando un procedimiento específico de control

de pozo. Se incluyen los cálculos necesarios, con una descripción del método de control de pozo. Las hojas de trabajo son buenas herramientas para guiar las cuadrillas del equipo de perforación durante los procedimientos necesarios de control de pozo.

OBSERVACIÓN: Este capítulo incluye una hoja de trabajo para cada uno de los procedimientos aprobados de control de pozo, acompañando una descripción del procedimiento.

La información que debería ser registrada después de recibir un amago es la siguiente:

1. Profundidad medida.
2. Profundidad vertical total.
3. Peso del lodo.
4. Presión de Cierre de la Tubería de Perforación (SIDPP).
5. Presión de Cierre de la Tubería de Revestimiento (SICP).
6. Volumen del amago.
7. Gradiente de fractura.
8. TVD de la tubería de revestimiento.
9. Presión Reducida de Circulación (RCP).
10. Velocidad Reducida de Circulación (RCR).
11. Caudal Reducido de la Bomba (RPO).

Si no se toca el fondo:

12. Profundidad medida de la barrena.
13. TVD de la barrena.

Los valores 1 a 6 pueden ser registrados en el momento en que se recibe el amago y se cierra el pozo. Los valores 7 a 11 deberían ser conocidos o medidos antes de recibir un amago. Deben ser usados para realizar los cálculos necesarios para hacer circular el amago fuera del pozo y matar el pozo. Los valores 12 y 13 aplican si el amago ocurre durante los viajes.

EL MÉTODO DEL PERFORADOR

El más simple de los métodos de control de pozo aprobados es el Método del Perforador. Este método fue desarrollado para hacer circular el amago fuera del pozo y el lodo para matar dentro del pozo (en dos circulaciones), minimizando el número

No se recomienda el Método del Perforador para la mayoría de los pozos costafuera.

de cálculos. El propósito original del método era controlar los pozos con mínimos recursos de supervisión, bajas capacidades de mezcla o insuficientes cantidades de material densificante en el sitio.

OBSERVACIÓN: No se recomienda el Método del Perforador para la mayoría de los pozos costafuera.

El procedimiento para hacer circular un amago fuera del pozo usando el Método del Perforador es el siguiente:

1. Cerrar el pozo y registrar la información pertinente sobre el amago.
2. Calcular la Presión de Circulación Inicial (ICP):

$$ICP = RCP + SIDPP$$
3. Abrir el estrangulador ajustable y comenzar a bombear a la velocidad lenta de bombeo preseleccionada. Ajustar el estrangulador para obtener una presión de bombeo igual a la ICP.
4. Hacer circular el amago fuera del pozo manteniendo la ICP con el estrangulador ajustable. Mantener una velocidad de bombeo constante durante todo el proceso de circulación.
5. Una vez que el amago ha sido circulado fuera del pozo, se puede cerrar el pozo. La SIDPP y la SICP deberían ser iguales, ya que el influjo ha sido circulado fuera del pozo.
6. Calcular el peso del lodo pesado y densificar el fluido en el sistema de superficie.
7. Abrir el estrangulador ajustable y comenzar a bombear a la velocidad lenta de bombeo preseleccionada. Ajustar el estrangulador para mantener la

presión de la tubería de revestimiento a la SICP.

8. Mantener el peso del lodo en el sistema de superficie al peso del lodo pesado.
9. Una vez que el lodo para matar llega a la barrena, registrar la presión de bombeo. Mantener esta presión de bombeo ajustando el estrangulador hasta que se observe el lodo para matar en la superficie.
10. Dejar de bombear y cerrar el pozo para verificar las presiones. Si hay alguna presión estática del pozo cerrado, será necesario aumentar el peso del lodo y realizar otra circulación. Si no hay ninguna presión estática del pozo cerrado, el pozo está controlado. Entonces se puede realizar una o dos circulaciones para acondicionar el lodo y aumentar el peso del lodo para obtener un margen de viaje.

La información proporcionada a continuación fue usada para llenar la hoja de trabajo de control del pozo según el Método del Perforador, de la manera ilustrada en las Figuras 18 y 19.

Datos:

Profundidad (TVD)	= 14.000 pies
Peso del lodo	= 15,0 lb/gal
SIDPP	= 900 psi
SICP	= 950 psi
Aumento del volumen del tanque	= 15 bbl
Velocidad de bombeo para matar el pozo (300 carreras/min)	= 4,75 bbl/min
RCP a 30 carreras/min	= 800 psi
Tubería de perforación	= 4 1/2 pulg. X 16,6 lb/pie (capacidad 0,01422 bbl/pie)



NOMBRE DEL POZO _____

FECHA _____

HOJA DE TRABAJO DE CONTROL DEL POZO MÉTODO DEL PERFORADOR

PROCEDIMIENTO

I. INFORMACIÓN PREVIAMENTE REGISTRADA

Tubería de Revestimiento: Tamaño 9 5/8 pulg. Peso 43.5 lbs/pie Grado N-80 Esfuerzo de Cedencia Interno 6330 psi Profundidad, TVD 10.000 pies.

Presión Máxima Admisible de la Tubería de Revestimiento:

Control Total del Pozo (80% del Esfuerzo de Cedencia de la Tubería de Revestimiento) 5064 psi

Cierre Inicial Solamente (Límite de Presión de Fractura (1)) 1040 psi*

*Debe ser cambiado a medida que el peso del lodo cambia. Sólo se puede usar si está aprobado.

Aprobado por _____

Velocidad y Presión Normal de Circulación 2400 psi a 70 carreras/min y 11.1 bpm a 15.0 ppg y 14.000 pies

Velocidad y Presión para Matar el Pozo:

Bomba N° 1 800 psi a 30 carreras/min y 4.75 bpm a 15.0 ppg y 14.000 pies (2)

Bomba N° 2 _____ psi a _____ carreras/min y _____ bpm a _____ ppg y _____ pies (2)

Capacidad de la Tubería de Perforación: 0.01422 bbl/pie

II. ACCIÓN INMEDIATA

Cuando se produce un amago, parar la mesa rotatoria, levantar el kelly, apagar la bomba, abrir la línea de estrangulador y el estrangulador (si está cerrado), cerrar el preventor anular, cerrar el estrangulador observando la presión de la tubería de revestimiento. No se debe permitir que la presión de la tubería de revestimiento exceda el valor máximo admisible (3).

Registrar: Presión de Cierre de la Tubería de perforación 900 psi

Presión de la Tubería de Revestimiento 950 psi Peso del Lodo 15.0 ppg

Profundidad, TVD 14.000 pies Tamaño del Amago 15 bbl

III. ESTABLECER LA CIRCULACIÓN

Abrir el estrangulador mientras que la bomba alcanza la Velocidad para Matar el Pozo seleccionada. Aumentar lentamente la velocidad de bombeo y mantener la presión de la tubería de revestimiento constante al valor de cierre, abriendo lentamente el estrangulador. Después de alcanzar la Velocidad para Matar el Pozo, registrar y mantener constante la Presión de la Tubería de Perforación, manteniendo constante la Velocidad para Matar el Pozo y ajustando el estrangulador. La Presión de la Tubería de Perforación debería ser la suma de la Presión a la Velocidad para Matar el Pozo más la Presión de Cierre de la Tubería de Perforación (4). Si no lo es, corregir ajustando el estrangulador.

Registrar la Nueva Presión de la Tubería de Perforación 1700 psi a 30 carreras/min y 4.75 bpm.

IV. HACER CIRCULAR EL AMAGO FUERA DEL POZO

Manteniendo constante la Velocidad para Matar el Pozo, mantener constante la Nueva Presión de la Tubería de Perforación ajustando el estrangulador. Si la Presión de la Tubería de Perforación aumenta, abrir el estrangulador. Si la Presión de la Tubería de Perforación disminuye, cerrar el estrangulador. Se debe permitir que la Presión de la Tubería de Revestimiento varíe para mantener constante la presión de fondo. Cuando el pozo no contiene gas, agua salada y aceite, apagar la bomba y cerrar el estrangulador. Registrar la Nueva Presión de Cierre de la Tubería de Revestimiento 900 psi.

V. AUMENTAR EL PESO DEL LODO

Calcular el peso de lodo (5) necesario y aumentar el peso en el tanque de succión (6).

VI. HACER CIRCULAR EL LODO PESADO

Establecer la circulación de acuerdo con III, usando la Nueva Presión de Cierre de la Tubería de Revestimiento más 100 psi*.

Mantener constante la Velocidad para Matar el Pozo y la Nueva Presión de la Tubería de Revestimiento ajustando el estrangulador.

Mantener la densidad de lodo requerida en los tanques durante la circulación.

Hacer circular el lodo pesado hacia la barrena usando las carreras o el tiempo (7).

Cuando el lodo pesado llega a la barrena, leer y registrar la Presión Final de Circulación en la Tubería de Perforación 869 psi.

Mantener constante la Presión Final de la Tubería de perforación ajustando el estrangulador mientras que se mantiene constante la Velocidad para Matar el Pozo.

Cuando el lodo pesado no cortado llega a la superficie, apagar la bomba y determinar si hay algún flujo.

Figura 18: Hoja de trabajo de control del pozo según el Método del Perforador - procedimiento.

CÁLCULOS Y OBSERVACIONES

$$(1) \text{ Peso del Lodo de Fracturación} = \frac{\text{Presión de Fuga (Leak-Off)}}{0,052 \times \text{Profundidad de la Tubería de Revestimiento}} + \text{Peso de Lodo de Prueba de Fuga (Leak-Off)} =$$

$$\frac{1560 \text{ psi}}{0,052 \times 10.000 \text{ pies}} + 14,0 \text{ ppg} = 17,0 \text{ ppg}$$

Límite de Presión de Fractura = 0,052 x Profundidad de la Tubería de Revestimiento x (Peso del Lodo de Fracturación – Peso del Lodo Presente)

$$= 0,052 \times 10.000 \text{ pies} + (17,0 \text{ ppg} - 15,0 \text{ ppg}) = 1040 \text{ psi}$$

(2) Medir al comienzo de cada turno, después de perforar 500 pies, y después de cada cambio de más de 0,1 ppg del peso del lodo.

(3) Si la presión de la tubería de revestimiento alcanza el límite máximo admisible, dejar de cerrar el estrangulador, reanudar la circulación manteniendo una presión no superior a la presión máxima admisible de la tubería de revestimiento y comenzar a aumentar el peso del lodo. El peso de lodo requerido puede ser calculado a partir de la presión máxima de la tubería de perforación observada antes de circular. Ver el Procedimiento de Baja Presión del Estrangulador.

(4) Presión de Circulación de la Tubería de Perforación = Presión de Cierre de la Tubería de Revestimiento Más Presión de Circulación a la Velocidad para Matar el Pozo

$$= 900 \text{ psi} + 800 \text{ psi} = 1700 \text{ psi}$$

(5) Peso de Lodo Requerido = Peso del Lodo Presente más $\frac{19,25 \times \text{Presión de Cierre de la Tubería de Perforación}}{\text{Profundidad de la Barrena, TVD}}$ más Margen de Viaje*

$$= 15,0 \text{ ppg} + \frac{19,25 \times 900 \text{ psi}}{14.000 \text{ pies}} \times \text{xxxxxxx} = 16,3 \text{ ppg}$$

(6) Si dos secciones o tanques están densificados y se establece la circulación entre éstos, el peso del lodo será controlado de manera más uniforme al circular en el pozo.

(7) Tiempo de Circulación Hasta la Barrena = $\frac{\text{Capacidad de la Tubería de Perforación} \times \text{Longitud de la Columna de Perforación}}{\text{Velocidad para Matar el Pozo}}$

$$= \frac{0,01422 \text{ bbl/pies} \times 14.00 \text{ pies}}{4,75 \text{ bpm}} = 41,85 \text{ min}$$

(8) Carreras = Velocidad para Matar el Pozo x Tiempo = 30 carreras/min x 41,85 min = 1256 carreras

(9) Presión Final de Circulación = Presión a la Velocidad para Matar el Pozo x

$$\frac{\text{Peso de Lodo Requerido}}{\text{Peso de Lodo Original}} = 800 \text{ psi} \times \frac{16,3 \text{ ppg}}{15 \text{ ppg}} = 869 \text{ psi}$$

* Observación: El Margen de Viaje y el Factor de Seguridad pueden ser omitidos, pero el riesgo de pérdida de circulación relacionado con éstos es muy bajo cuando el pozo y el asiento de la zapata son sometidos a presiones más altas durante la circulación fuera del pozo. Si se usa el margen de viaje, cuando el lodo pesado se aproxima a la superficie, el estrangulador estará totalmente abierto y la Presión Final de Circulación de la Tubería de Perforación no podrá ser controlada. La Presión de la Tubería de Perforación aumentará lentamente para compensar el Margen de Viaje.

** Usar 0,5 ppg para el Margen de Viaje si el pozo tiene un diámetro inferior a 7 pulgadas.

Figura 19: Hoja de trabajo de control del pozo según el Método del Perforador – cálculos.

Cálculos:

- Calcular la presión inicial de circulación (Paso 4).

$$\begin{aligned} \text{ICP} &= \text{RCP} + \text{SIDPP} \\ &= 800 + 900 = 1.700 \text{ psi} \end{aligned}$$

- Calcular el peso del lodo pesado (Paso 5).

$$\begin{aligned} \text{MW-Matar} &= \\ \text{MW (lb/gal)} &+ \frac{\text{SIDPP (psi)} \times 19,25}{\text{TVD (pie)}} \\ &= 15,0 + \frac{900 \times 19,25}{14.000} \\ &= 15,0 + 1,24 = 16,3 \text{ lb/gal} \end{aligned}$$

- Calcular el tiempo de circulación hasta la barrena (Paso 7).

$$\begin{aligned} \text{Tiempo de circulación hasta la barrena} &= \\ \frac{\text{Capacidad de la Tubería Perforación (bbl/pie)} \times \text{MD (pie)}}{\text{velocidad de bombeo para matar el pozo (bbl/min)}} \\ &= \frac{0,0142 \times 14.000}{4,75} \\ &= 41,85 \text{ min} \end{aligned}$$

- Calcular las carreras hasta la barrena (Paso 8).

$$\begin{aligned} \text{Carreras hasta la barrena} &= \\ \text{velocidad de bombeo para matar el pozo (carreras/min)} \times \text{tiempo (min)} \\ &= 30 \text{ carreras/min} \times 41,85 \text{ min} \\ &= 1.256 \text{ carreras} \end{aligned}$$

- Calcular la presión final de circulación (FCP) (Paso 9).

$$\begin{aligned} \text{FCP} &= \text{RCP} \times \frac{\text{peso del lodo para matar}}{\text{peso del lodo original}} \\ &= 800 \times \frac{16,3}{15,0} \\ &= 869 \text{ psi} \end{aligned}$$

Procedimiento:

- Abrir el estrangulador ajustable y comenzar a bombear a 30 carreras/min.
- Ajustar el estrangulador para obtener una presión de bombeo de 1.700 psi. Mantener esta presión hasta que el amago haya sido circulado fuera del pozo.
- Cerrar el pozo y registrar las

presiones estáticas del pozo cerrado. La SIDPP y la SICP deberían ser iguales a 900 psi si el amago ha sido totalmente circulado fuera del espacio anular.

- Aumentar el peso del lodo en los tanques de lodo hasta 16,3 lb/gal (peso del lodo para matar).
- Abrir el estrangulador y comenzar a circular el lodo para matar a 30 carreras/min. Ajustar el estrangulador para mantener la presión de la tubería de revestimiento a 900 psi.
- Una vez que el lodo para matar llega a la barrena (1.256 carreras), registrar la presión de bombeo. Ajustar el estrangulador para mantener esta presión de bombeo hasta que se observe el lodo para matar en la superficie.
- Cerrar el pozo y determinar si está muerto.

El Método del Perforador requiere dos circulaciones para controlar el pozo con éxito. Se requiere una circulación para hacer circular el amago fuera del pozo y otra para aumentar la densidad del fluido en el pozo hasta el peso del lodo para matar.

EL MÉTODO DE ESPERA Y PESAR

El Método de Espera y Pesar para controlar el pozo está explicado por su nombre. Una vez que el pozo está cerrado, la cuadrilla del equipo de perforación “espera” mientras que el fluido de perforación en los tanques se “densifica” hasta lograr el peso de lodo pesado. Para usar este método con éxito, suficiente material densificante debe estar disponible en la locación y la capacidad de mezcla debe ser suficiente para mantener el peso de lodo pesado durante la circulación a la velocidad lenta de bombeo.

Este procedimiento es más complicado que el Método del Perforador. En el Método del Perforador, el lodo densificado no es bombeado dentro del pozo hasta que el amago haya sido circulado fuera del pozo. La expansión del gas es compensada manteniendo una presión constante de la tubería de perforación mientras que se hace circular el amago

Una vez que el pozo está cerrado...el fluido de perforación en los tanques se “densifica” hasta lograr el peso de lodo pesado.

Una vez que el lodo densificado llega a la barrena, la presión de bombeo debe ser mantenida constante a la FCP hasta que el lodo pesado llegue a la superficie.

fuera del pozo. Cuando se bombea lodo densificado dentro del pozo, se mantiene constante la presión de la tubería de revestimiento hasta que el lodo densificado llegue a la barrena. Esto compensa las variaciones de la presión hidrostática dentro de la tubería de perforación.

En el Método de Espera y Pesar, el gas se expande en el espacio anular mientras que la presión hidrostática aumenta en la tubería de perforación. Esto requiere que la presión de bombeo necesaria para mantener una presión de fondo constante cambie a medida que se hace circular el fluido. Un gráfico de la presión programada de bombeo o de la tubería de perforación simplifica el procedimiento para matar el pozo y reduce las probabilidades de errores. El programa o gráfico de presiones determina la presión de bombeo mientras que se bombea el lodo pesado dentro de la tubería de perforación. A medida que la presión hidrostática en la tubería de perforación aumenta, la presión de bombeo necesaria para mantener la presión de fondo correcta disminuye.

Las hojas de trabajo de control del pozo para el Método de Espera y Pesar contienen un gráfico de programación de las presiones. El programa está trazado según coordenadas cartesianas estándar. El eje vertical es para la presión de bombeo y el eje horizontal para las carreras de la bomba. A cero (0) carreras de la bomba, trazar la ICP en la escala de presión. Trazar las carreras desde la superficie hasta la barrena y trazar la FCP en el gráfico. Trazar una línea recta entre los dos puntos. No resulta práctico tratar de mantener un control demasiado preciso de la presión de la tubería de perforación mientras que se está matando al pozo. En lugar de eso, trazar un gráfico que muestre la presión de bombeo derivada del programa a un intervalo seleccionado de carreras de la bomba (i.e. 100, 150, 200, etc.). La presión de bombeo se mantiene de acuerdo con esta presión hasta que se bombee el número seleccionado de carreras de la bomba.

Luego se reduce la presión de bombeo hasta la siguiente presión, hasta que se haya bombeado el intervalo de carreras. Este proceso escalonado continúa hasta que el lodo pesado llegue a la barrena. En ese momento, se mantendrá constante la presión de bombeo hasta que se observe el lodo pesado en la superficie. **OBSERVACIÓN:** *La presión de bombeo disminuirá sola a medida que se bombea el lodo densificado dentro de la tubería de perforación. Esto se debe al aumento de la presión hidrostática en la tubería de perforación. Como resultado, no se requiere ningún o casi ningún ajuste del estrangulador mientras que se bombea el lodo pesado dentro de la tubería de perforación. Algunos ajustes serán necesarios para tomar en cuenta los cambios de presión hidrostática en el espacio anular, causados por el influjo que sube por el espacio anular.*

Una vez que el lodo densificado llega a la barrena, la presión de bombeo debe ser mantenida constante a la Presión Final de Circulación (FCP) hasta que el lodo pesado llegue a la superficie. Esta FCP puede ser calculada con la siguiente ecuación.

$$FCP = RCP \times \frac{\text{peso del lodo densificado}}{\text{peso del lodo original}}$$

Esta ecuación calcula la presión reducida de circulación usando el peso del lodo densificado como fluido de circulación. Los cálculos para las presiones a través de estas dos secciones del sistema de circulación están basados en pérdidas de presión turbulenta y cambios de energía. Como el único cambio significativo de las propiedades del fluido de perforación usado para calcular estas pérdidas de presión es la densidad del lodo, la presión de circulación es aumentada por la relación entre el peso del lodo densificado y el peso del lodo original.

La Presión Inicial de Circulación (ICP) se calcula de la misma manera que en el Método del Perforador:

$$ICP = RCP + SIDPP$$

El programa de presiones se traza usando la ICP, la FCP y las carreras desde la superficie hasta la barrena.

El procedimiento para hacer circular un amago fuera del pozo usando el Método de Espera y Pesar es el siguiente:

1. Cerrar el pozo y registrar la información pertinente sobre el amago.
2. Calcular el peso del lodo pesado.
3. Comenzar a aumentar el peso del lodo en los tanques superficiales hasta obtener el peso del lodo pesado.
4. Calcular la ICP.
5. Calcular la FCP.
6. Calcular las carreras desde la superficie hasta la barrena.
7. Crear un programa de presiones.
8. Abrir el estrangulador ajustable y comenzar a bombear a la velocidad lenta de bombeo preseleccionada. Ajustar el estrangulador para obtener una presión de bombeo igual a la ICP.
9. Hacer circular el amago fuera del pozo siguiendo el programa de presiones usando el estrangulador ajustable. Mantener una velocidad de bombeo constante durante todo el proceso de circulación.
10. Mantener el peso del lodo en el sistema superficial al peso del lodo pesado.
11. Una vez que el lodo para matar llega a la barrena, mantener la FCP hasta que se observe el lodo pesado en la superficie.
12. Dejar de bombear y cerrar el pozo para verificar las presiones. Si hay alguna presión estática del pozo cerrado, será necesario aumentar el peso del lodo y realizar otra circulación. Si no hay ninguna presión estática del pozo cerrado, el pozo está controlado. Entonces se puede realizar una o dos circulaciones para acondicionar el lodo y aumentar el peso del lodo para obtener un margen de viaje.

La información proporcionada a continuación fue usada para llenar la hoja de trabajo del Método de Espera y Pesar, de la manera ilustrada en las Figuras 20 y 21.

Profundidad total: 9.000 pies (TVD)
 Tamaño del pozo : 8 1/2 pulg.
 Tubería de revestimiento : 9 5/8 pulg. (43,5 lb/pie)
 colocada a 5.000 pies
 (capacidad = 0,0744 bbl/pie)

Peso del lodo: 13,2 lb/gal
 SIDPP: 500 psi
 SICP: 500 psi
 Aumento del volumen del tanque: 15 bbl
 Tubería de perforación: 4 1/2 pulg. (16,6 lb/pie) (capacidad = 0,0142 bbl/pie)

RCP (a carreras/min): 600 psi
 Velocidad de bombeo para matar el pozo: 4,17 bbl/min

Cálculos

- Calcular la ICP (Paso 7)

$$\begin{aligned} \text{ICP} &= \text{RCP} + \text{SIDPP} \\ &= 600 + 400 \\ &= 1.000 \text{ psi} \end{aligned}$$

- Calcular el peso del lodo pesado (Paso 4).

$$\begin{aligned} \text{MW-Matar (lb/gal)} + \frac{\text{SIDPP (psi)} \times 19,25}{\text{TVD (pie)}} \\ &= 13,3 + \frac{400 \times 19,5}{9.000} \\ &= 14,1 \end{aligned}$$

- Calcular la FCP (Paso 8).

$$\begin{aligned} \text{FCP} &= \text{RCP} \times \frac{\text{peso del lodo densificado}}{\text{peso del lodo original}} \\ &= 600 \times \frac{14,1}{13,2} \\ &= 641 \text{ psi} \end{aligned}$$

- Calcular el tiempo de circulación hasta la barrena (Paso 9).

$$\begin{aligned} \text{Tiempo de circulación hasta la barrena} &= \frac{\text{capacidad de la tubería perforación (bbl/pie)} \times \text{MD (pies)}}{\text{velocidad de bombeo para matar el pozo (bbl/min)}} \end{aligned}$$

- Calcular el tiempo hasta la barrena (Paso 10).

$$\begin{aligned} &= \frac{0,01422 \text{ (bbl/pie)} \times 9.000 \text{ (pies)}}{4,17 \text{ (bbl/min)}} \\ &= 30,7 \text{ min} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Carreras hasta la barrena} &= \frac{\text{velocidad de bombeo para matar el pozo}}{\text{(carreras/min)} \times \text{tiempo (min)}} \\ &= 30 \times 30,7 = 920 \text{ carreras} \end{aligned}$$

Preparar el programa de presiones de la tubería de perforación.



NOMBRE DEL POZO _____

FECHA _____

HOJA DE TRABAJO DE CONTROL DEL POZO METODO DE ESPERA Y PESAR

PROCEDIMIENTO

I. INFORMACIÓN PREVIAMENTE REGISTRADA

Tubería de Revestimiento: Tamaño 9 5/8 pulg. Peso 43.5 lbs/pie Grado N-80 Esfuerzo de Cedencia Interno 6330 psi Profundidad, TVD 5.000 pies.

Presión Máxima Admisible de la Tubería de Revestimiento:

Control Total del Pozo (80% del Esfuerzo de Cedencia de la Tubería de Revestimiento) 5064 psi

Cierre Inicial Solamente (Límite de Presión de Fractura (1)) 520 psi*

*Debe ser cambiado a medida que el peso del lodo cambia. Sólo se puede usar si está aprobado.

Aprobado por _____

Velocidad y Presión Normal de Circulación 2000 psi a 60 carreras/min y 8.34 bpm a 13.2 ppg y 9.000 pies

Velocidad y Presión para Matar el Pozo:

Bomba N° 1 600 psi a 30 carreras/min y 4.17 bpm a 13.2 ppg y 9.000 pies (2)

Bomba N° 2 _____ psi a _____ carreras/min y _____ bpm a _____ ppg y _____ pies (2)

Capacidad de la Tubería de Perforación: 0.01422 bbl/pie

II. ACCIÓN INMEDIATA

Cuando se produce un amago, parar la mesa rotatoria, levantar el kelly, apagar la bomba, abrir la línea de estrangular y el estrangulador (si está cerrado), cerrar el preventor anular, cerrar el estrangulador observando la presión de la tubería de revestimiento. No se debe permitir que la presión de la tubería de revestimiento exceda el valor máximo admisible (3).

Registrar: Presión de Cierre de la Tubería de perforación 400 psi

Presión de la Tubería de Revestimiento 500 psi

Peso del Lodo 13.2 ppg

Profundidad, TVD 9.000 pies

Tamaño del Amago 15 bbl

III. AUMENTAR EL PESO DEL LODO

Calcular el Peso de Lodo Requerido (4) y aumentar el peso en el tanque de succión (5) (6).

IV. PREPARAR EL PROGRAMA DE PRESIONES DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Determinar la Presión Inicial de Circulación y trazar a partir del tiempo cero de referencia (7).

Determinar la Presión Final de Circulación (8) y trazar a partir del Tiempo de Circulación hasta la Barrena (9).

Trazar una línea entre los puntos.

Leer la Presión de la Tubería de Perforación a intervalos de 5 minutos y registrar en los espacios vacíos.

Calcular las carreras y llenar los espacios vacíos (10).

V. ESTABLECER LA CIRCULACIÓN

Abrir el estrangulador mientras que la bomba alcanza la Velocidad para Matar el Pozo. Aumentar lentamente la velocidad de bombeo, si es posible.

Ajustar el estrangulador para mantener la Presión de la Tubería de Revestimiento constante al valor de Cierre, mientras que la bomba alcanza la Velocidad para Matar el Pozo. Mantener la Velocidad para Matar el Pozo. La Presión de la Tubería de Perforación debería ser la suma de la Presión a la Velocidad para Matar el Pozo más la Presión de Cierre de la Tubería de Perforación. Si no es correcta, ajustar.

VI. HACER CIRCULAR EL LODO PESADO

Mantener la densidad del lodo en el tanque de succión durante la circulación a la Velocidad para Matar el Pozo.

Usar el estrangulador para ajustar la Presión de la Tubería de Perforación a los valores mostrados para los tiempos o las carreras indicadas.

Si la Presión de la Tubería de Perforación aumenta, abrir el estrangulador; si la Presión de la Tubería de Perforación disminuye, cerrar el estrangulador.

Cuando el lodo pesado llega a la barrena (9) (10), mantener constante la Presión de la Tubería de Perforación hasta que el lodo pesado llegue a la superficie.

Cuando el lodo no cortado de peso requerido llega a la superficie, interrumpir la circulación y determinar si hay algún flujo.

Figura 20: Hoja de trabajo de control del pozo según el Método de Espera y Pesar - procedimiento.

CÁLCULOS Y OBSERVACIONES

- (1) $\text{Peso del Lodo de Fracturación} = \frac{\text{Presión de Fuga (Leak-Off)}}{0,052 \times \text{Profundidad de la Tubería de Revestimiento}} + \text{Peso de Lodo de Prueba de Fuga (Leak-Off)} =$
 $= \frac{702 \text{ psi}}{0,052 \times 5.000 \text{ pies}} = 12,5 \text{ ppg}$
 $= 15,2 \text{ ppg}$
- Límite de Presión de Fractura = $0,052 \times \text{Profundidad de la Tubería de Revestimiento} \times (\text{Peso del Lodo de Fracturación} - \text{Peso del Lodo Presente})$
 $= 0,052 \times 5.000 \text{ pies} \times (15,2 \text{ ppg} - 13,2 \text{ ppg}) = 520 \text{ psi}$
- (2) Medir al comienzo de cada turno, después de perforar 500 pies, y después de cada cambio de más de 0,1 ppg del peso del lodo.
- (3) Si la presión de la tubería de revestimiento alcanza el límite máximo admisible, dejar de cerrar el estrangulador, reanudar la circulación a la velocidad máxima, mantener la presión máxima admisible de la tubería de revestimiento y comenzar a aumentar el peso del lodo. El peso de lodo requerido puede ser calculado a partir de la presión máxima de la tubería de perforación observada antes de circular. Ver el Procedimiento de Baja Presión del Estrangulador.
- (4) $\text{Peso de Lodo Requerido} = \frac{\text{Peso del Lodo Presente} \times \text{Presión de Cierre de la Tubería de Perforación}}{\text{más } 19,25} + \text{más Margen de Viaje}^*$
 $= 13,2 \text{ ppg} + \frac{19,25 \times 400 \text{ psi}}{9.000 \text{ pies}} + \text{xxxxx} = 14,1 \text{ ppg}$
- (5) Si dos secciones o tanques están densificados y se establece la circulación entre éstos, el peso del lodo será controlado de manera más uniforme al circular en el pozo.
- (6) Si la presión de la tubería de perforación aumenta durante la densificación, reducir la presión al valor inicial estabilizado purgando la presión de la tubería de revestimiento a través del estrangulador.
- (7) $\text{Presión Inicial de Circulación} = \text{Presión a la Velocidad para Matar el Pozo} + \text{Presión de Cierre de la Tubería de Perforación}$
 $= 600 \text{ psi} + 400 \text{ psi} = 1000 \text{ psi}$
- (8) $\text{Presión Final de Circulación} = \text{Presión a la Velocidad para Matar el Pozo} \times \frac{\text{Peso de Lodo Requerido}}{\text{Peso de Lodo Original}}$
 $= 600 \text{ psi} \times \frac{14,1 \text{ ppg}}{13,2 \text{ ppg}} = 641 \text{ psi}$
- (9) $\text{Tiempo de Circulación Hasta la Barrena} = \frac{\text{Capacidad de la Tubería de Perforación} \times \text{Longitud de la Columna de Perforación}}{\text{Velocidad para Matar el Pozo}}$
 $= \frac{0,01422 \text{ bbl/pie} \times 9.000 \text{ pies}}{4,17 \text{ bpm}} = 30,7 \text{ min}$
- (10) $\text{Carreras} = \text{Velocidad para Matar el Pozo} \times \text{Tiempo} = 30 \text{ carreras/min} \times 30,7 \text{ min} = 920 \text{ carreras}$

* Omitir si se ha colocado solamente el revestimiento de superficie o si el lodo se aproxima al gradiente de fractura.
 Usar 0,5 ppg para el Margen de Viaje si el pozo tiene un diámetro inferior a 7 pulgadas.

PROGRAMA DE PRESIONES DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

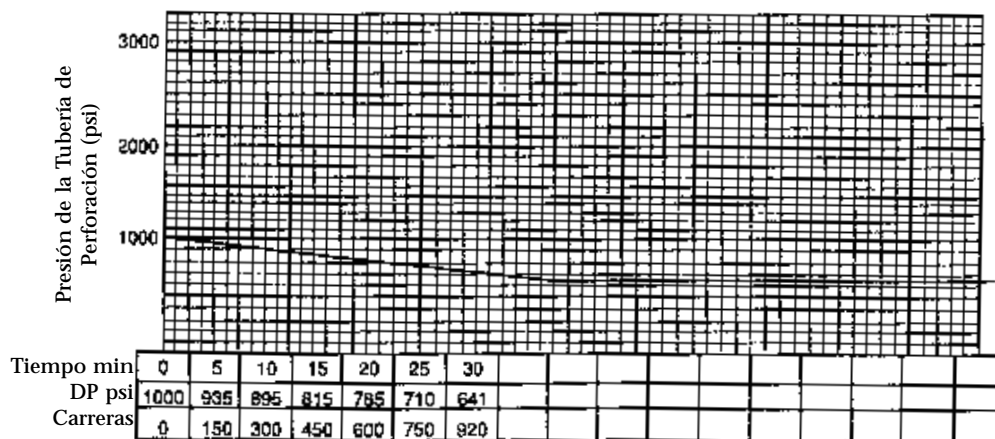


Figura 21: Hoja de trabajo de control del pozo según el Método de Espera y Pesar – cálculos

**Tres cálculos
serán
requeridos
para
completar el
programa:
Peso del lodo
pesado, ICP
y FCP.**

Procedimiento:

- Abrir el estrangulador ajustable y comenzar a bombear a 30 carreras/min.
- Ajustar el estrangulador para obtener una presión de bombeo de 1.000 psi.
- Seguir el programa de presiones preparado en la Figura 21 a medida que se bombea el lodo pesado dentro de la tubería de perforación.
- Una vez que el lodo pesado llega a la barrena (920 carreras), mantener la presión de bombeo a 641 psi (FCP) hasta que se observe el lodo pesado en la superficie.
- Cerrar el pozo y determinar si el pozo está muerto.
- Si el pozo está muerto, se puede hacer circular el lodo a través de un estrangulador abierto o con los BOPs abiertos. En este momento, se puede acondicionar el lodo y/o añadir un margen de viaje.

PREPARACIÓN DEL PROGRAMA DE PRESIONES DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

- Trazar la presión inicial de circulación = 1.000 psi en el eje vertical a la izquierda.
- Trazar la presión final de circulación = 641 psi en el eje vertical a la derecha.
- Marcar el tiempo a través del eje horizontal.
- Marcar las carreras debajo de cada intervalo de tiempo.
- Trazar la presión final de circulación al valor del tiempo hasta la barrena y conectar las presiones inicial y final a este punto.

Al bombear el lodo pesado dentro de la tubería de perforación, debemos reducir la presión de la tubería de perforación de acuerdo con el gráfico. Por ejemplo, después de bombear durante 8 minutos, o 270 carreras, la presión debería ser ajustada a aproximadamente 900 psi en el manómetro de la tubería de perforación. Será necesario hacer correcciones después de unos cuantos minutos. La presión final de circulación de 641 psi debería mantenerse constante hasta que 14,1 lb/gal llegue a la superficie. Una vez que el pozo está muerto, podemos

seguir perforando, pero debemos añadir otro margen de viaje al peso del lodo antes de meter la tubería.

EL MÉTODO DE CIRCULAR Y PESAR (CONCURRENTE)

El Método de Circular y Pesar (Concurrenate) se usa para hacer circular el amago fuera del pozo aumentando gradualmente la densidad del fluido de perforación hasta el peso del lodo pesado. El pozo será cerrado solamente por el tiempo necesario para obtener la información pertinente sobre la situación del amago. Los cálculos y las técnicas usados en el Método de Espera y Pesar son usados en el Método de Circular y Pesar (Concurrenate). Cuando se usa el último método para matar un amago, iniciar la circulación con la presión inicial de circulación y comenzar a añadir barita al sistema hasta lograr el peso del lodo pesado. Este método usa un aumento gradual del peso del lodo a medida que se hace circular el amago fuera del pozo.

El Método de Circular y Pesar (Concurrenate) es más complicado que el Método del Perforador o el Método de Espera y Pesar, debido a las diferentes densidades del fluido de perforación en la tubería de perforación. El número de diferentes densidades y los volúmenes de cada una dependen de la capacidad de mezcla y velocidad de circulación del equipo de perforación usado. Se requiere un programa complicado de presiones, así como un conocimiento preciso del momento en que una densidad de lodo determinada es obtenida y bombeada dentro de la tubería de perforación. Se requieren excelentes comunicaciones entre el operador del estrangulador y los tanques de lodo.

Un programa de presiones similar al del Método de Espera y Pesar debe ser desarrollado. La diferencia entre los programas es que se trazará la presión de circulación en relación con el peso del lodo. Usar el eje vertical para la presión y el eje horizontal para el peso del lodo. Tres cálculos serán requeridos para completar el programa: Peso del lodo pesado, ICP y FCP. Las ecuaciones para determinar estos valores son las mismas que para el Método de Espera y Pesar.

Para establecer el programa, trazar la ICP al peso del lodo original. Luego, trazar la FCP al peso del lodo pesado. Usar una regla de trazar para conectar los dos puntos. Comenzar a circular a la velocidad reducida de circulación. Ajustar el estrangulador para lograr la ICP. Durante la circulación, comenzar a aumentar la densidad del lodo en los tanques. Cuando se logra un aumento de 0,1 lb/gal en los tanques, determinar el tiempo requerido para llegar a la barrena. Cuando esta densidad llega a la barrena, reducir la presión de circulación al valor relacionado con la densidad en el programa de presiones. Mantener esta presión hasta que otra densidad llegue a la barrena. En este momento, reducir la presión de acuerdo con el programa de presiones. Continuar este proceso hasta que el peso del lodo en la barrena aumente hasta el peso del lodo pesado. Mantener la FCP hasta que se observe el lodo pesado en la superficie.

La información proporcionada a continuación fue usada para llenar la hoja de trabajo de control del pozo según el Método de Circular y Pesar (Concurrente), de la manera ilustrada en las Figuras 22 y 23.

Datos:

Profundidad total: 8.000 pies
 Tamaño del pozo : 8 1/2 pulg.
 Tubería de revestimiento : 9 5/8 pulg. (43,5 lb/pie) colocada a 3.500 pies
 Peso del lodo: 12,6 lb/gal
 SIDPP: 300 psi
 SICP: 400 psi
 Aumento del volumen del tanque: 20 bbl
 Tubería de perforación: 4 1/2 pulg. (16,6 lb/pie) (capacidad = 0,0142 bbl/pie)
 RCP (a 30 carreras/min): 600 psi
 Caudal de la bomba triplex n° 1: 6 pulg. x 8 pulg., eficiencia de 100% a 120 carreras/min
 RCP de la bomba n° 2 a 60 carreras/min: 500 psi
 Caudal de la bomba triplex n° 2: 5 1/2 pulg. x 8 pulg., eficiencia de 100% a 120 carreras/min

Cálculos:

- Calcular la ICP (Paso 4): 900 psi.
- Calcular el peso del lodo pesado (Paso 6): 13,4 lb/gal.

- Calcular la FCP (Paso 7): 638 psi.
- Calcular el tiempo de circulación hasta la barrena (Paso 8): 27,28 min.
- Calcular las carreras desde la superficie hasta la barrena (Paso 9): 818 carreras.
- Preparar el programa de presiones de la tubería de perforación (ver la Figura 23).

Procedimiento:

- Abrir el estrangulador ajustable y comenzar a bombear a 30 carreras/min.
- Ajustar el estrangulador para obtener una ICP de 900 psi.
- Comenzar a añadir material densificante al sistema de superficie. Cuando se logra un aumento del peso de 0,1 lb/gal, anotar las carreras de la bomba. Cuando este peso del lodo llega a la barrena, reducir la presión de circulación de acuerdo con la presión indicada en el programa de presiones.
- Seguir con este procedimiento hasta que el peso del lodo aumente hasta el peso del lodo pesado (13,4 lb/gal). Cuando el lodo pesado llega a la barrena, la presión de bombeo debería ser mantenida a la FCP (638 psi) hasta que se observe el lodo pesado en la superficie.
- Cerrar el pozo y determinar si el pozo está muerto.
- Si el pozo está muerto, se puede hacer circular el lodo a través de un estrangulador abierto o con los BOPs abiertos. En este momento, se puede acondicionar el lodo o añadir un margen de viaje.

CONCLUSIONES

Los tres métodos descritos en este capítulo tienen ventajas y desventajas. Al conocer los aspectos específicos del pozo, será posible determinar el método que es apropiado para hacer circular el influjo fuera del pozo y hacer circular el lodo pesado (para matar el pozo) dentro del pozo. A continuación se proporciona un resumen de las ventajas y desventajas de cada método.

Método del Perforador

Ventajas

Al conocer los aspectos específicos del pozo, será posible determinar el método que es apropiado...



NOMBRE DEL POZO _____

FECHA _____

HOJA DE TRABAJO DE CONTROL DEL POZO METODO CONCURRENTES

PROCEDIMIENTO

I. INFORMACIÓN PREVIAMENTE REGISTRADA

Tubería de Revestimiento: Tamaño 9 5/8 pulg. Peso 40.0 lbs/pie Grado K-55 Esfuerzo de Cedencia Interno 3950 psi Profundidad, TVD 3500 pies.

Presión Máxima Admisible de la Tubería de Revestimiento:

Control Total del Pozo (80% del Esfuerzo de Cedencia de la Tubería de Revestimiento) 3160 psi

Cierre Inicial Solamente (Límite de Presión de Fractura (1)) 582 psi*

*Debe ser cambiado a medida que el peso del lodo cambia. Sólo se puede usar si está aprobado.

Aprobado por _____

Velocidad y Presión Normal de Circulación 1800 psi a 60 carreras/min y 8.34 bpm a 12.6 ppg y 8.000 pies

Velocidad y Presión para Matar el Pozo:

Bomba N° 1 600 psi a 30 carreras/min y 4.17 bpm a 12.6 ppg y 8.000 pies (2)

Bomba N° 2 _____ psi a _____ carreras/min y _____ bpm a _____ ppg y _____ pies (2)

Capacidad de la Tubería de Perforación: 0.01422 bbl/pie

II. ACCIÓN INMEDIATA

Cuando se produce un amago, parar la mesa rotatoria, levantar el kelly, apagar la bomba, abrir el estrangulador (si está cerrado), cerrar el preventor anular, cerrar el estrangulador observando la presión de la tubería de revestimiento. No se debe permitir que la presión de la tubería de revestimiento exceda el valor máximo admisible (3).

Registrar: Presión de Cierre de la Tubería de Perforación 300 psi

Presión de la Tubería de Revestimiento 400 psi

Peso del Lodo 12.6 ppg

Profundidad, TVD 8.000 pies

Tamaño del Amago 20 bbl

III. ESTABLECER LA CIRCULACIÓN

Abrir el estrangulador mientras que la bomba alcanza la Velocidad para Matar el Pozo. Aumentar lentamente la velocidad de bombeo, si es posible.

Ajustar el estrangulador para mantener la Presión de Cierre de la Tubería de Revestimiento mientras que la bomba alcanza la Velocidad para Matar el Pozo. Mantener la Velocidad para Matar el Pozo. La Presión de la Tubería de Perforación a la Velocidad para Matar el Pozo debería ser la suma de la Presión a la Velocidad para Matar el Pozo más la Presión de Cierre de la Tubería de Perforación (4). Si no lo es, ajustar. Registrar la hora a la que comenzó la circulación: _____ horas _____ min.

IV. COMENZAR A AUMENTAR EL PESO DEL LODO

Registrar el tiempo o las carreras que corresponden a cada aumento de 0,1 ó 0,2 ppg del tanque de succión en el gráfico (5). Calcular el Peso de Lodo Requerido (6).

V. PREPARAR EL PROGRAMA DE PRESIONES DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Llenar la parte inferior del gráfico con incrementos iguales del peso del lodo entre el Peso de Lodo Inicial y el Peso de Lodo Requerido.

Trazar la Presión Inicial de Circulación (4) a partir del Peso de Lodo Inicial.

Determinar la Presión Final de Circulación (7) y trazar a partir del Peso de Lodo Requerido (6).

Trazar una línea entre los puntos.

Leer la Presión de la Tubería de Perforación a cada incremento del peso del lodo y registrar en los espacios vacíos.

Registrar el Tiempo (o las carreras) que corresponde a cada incremento del peso del lodo en el tanque de succión.

Calcular el Tiempo (8) (o las carreras) (9) de Circulación hasta la Barrena.

Llenar los espacios vacíos con 1/2 Tiempo (o carreras) de Circulación hasta la Barrena.

Sumar 1/2 Tiempo (o carreras) de Circulación hasta la Barrena al Tiempo (o carreras) para cada incremento del peso del lodo.

VI. MATAR EL POZO

Mantener las Presiones de la Tubería de Perforación indicadas para cada incremento del peso del lodo en los tiempos (o carreras) indicados, ajustando el estrangulador y mientras que se mantiene constante la Velocidad para Matar el Pozo.

Cuando el peso de lodo requerido llega a la barrena, mantener constante la Presión Final de Circulación hasta que el pozo esté muerto.

Cuando el lodo no cortado de peso requerido llega a la superficie, interrumpir la circulación y determinar si hay algún flujo.

Figura 22: Hoja de trabajo de control del pozo según el Método Concurrente - procedimiento.

CÁLCULOS Y OBSERVACIONES

- (1) $\text{Peso del Lodo de Fracturación} = \text{Presión de Fuga (Leak-Off)} + \text{Peso de Lodo de Prueba de Fuga (Leak-Off)}$

$$= \frac{0,052 \times \text{Prof. de la Tub. de Rev.}}{0,052 \times 3500 \text{ pies}} + 11,8 \text{ ppg} = 15,8 \text{ ppg}$$
- $\text{Límite de Presión de Fractura} = 0,052 \times \text{Profundidad de la Tubería de Revestimiento} \times (\text{Peso del Lodo de Fracturación} - \text{Peso del Lodo Presente})$

$$= 0,052 \times 3500 \text{ pies} \times (15,8 \text{ ppg} - 12,6 \text{ ppg}) = 582,4 \text{ psi}$$
- (2) Medir al comienzo de cada turno, después de perforar 500 pies, y después de cada cambio de más de 0,1 ppg del peso del lodo.
- (3) Si la presión de la tubería de revestimiento alcanza el límite máximo admisible, dejar de cerrar el estrangulador, reanudar la circulación a la velocidad máxima, mantener la presión máxima admisible de la tubería de revestimiento y comenzar a aumentar el peso del lodo. El peso de lodo requerido puede ser calculado a partir de la presión máxima de la tubería de perforación observada antes de circular. Ver el Método de Baja Presión del Estrangulador.
- (4) $\text{Presión Inicial de Circulación} = \text{Presión a la Velocidad para Matar el Pozo} + \text{Presión de Cierre de la Tubería de Perforación}$

$$= 600 \text{ psi} + 300 \text{ psi} = 900 \text{ psi}$$
- (5) Si dos secciones o tanques están densificados y se establece la circulación entre éstos, el peso del lodo será controlado de manera más uniforme al circular en el pozo.
- (6) $\text{Peso de Lodo Requerido} = \frac{\text{Peso del Lodo Presente} \times 19,25 \times \text{Presión de Cierre de la Tub. de Perf.}}{\text{Profundidad, TVD} \times \text{Peso de Lodo Original} + \text{márgen de Viaje}^*}$

$$= 12,6 \text{ ppg} + \frac{19,25 \times 300 \text{ psi}}{8.000 \text{ pies}} + 0,3 \text{ ppg}^* = 13,7 \text{ ppg}$$
- (7) $\text{Presión Final de Circulación} = \text{Presión a la Velocidad para Matar el Pozo} \times \frac{\text{Peso de Lodo Requerido}}{\text{Peso de Lodo Original}}$

$$= 600 \text{ psi} \times \frac{13,4 \text{ ppg}}{12,6 \text{ ppg}} = 638 \text{ psi}$$
- (8) $\text{Tiempo de Circulación Hasta la Barrena} = \frac{\text{Capacidad de la Tubería de Perforación} \times \text{Longitud de la Columna de Perforación}}{\text{Velocidad para Matar el Pozo}}$

$$= \frac{0,01422 \text{ bbl/pie} \times 8.000 \text{ pies}}{4,17 \text{ bpm}} = 27,28 \text{ min}$$
- (9) $\text{Carreras} = \text{Velocidad para Matar el Pozo} \times \text{Tiempo} = 30 \text{ carreras/min} \times 27,28 \text{ min} = 818 \text{ carreras}$

* Omitir el Margen de Viaje si se ha colocado solamente el revestimiento de superficie o si el lodo se aproxima al gradiente de fractura.

Usar 0,5 ppg para el Margen de Viaje si el pozo tiene un diámetro inferior a 7 pulgadas.

PROGRAMA DE PRESIONES DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

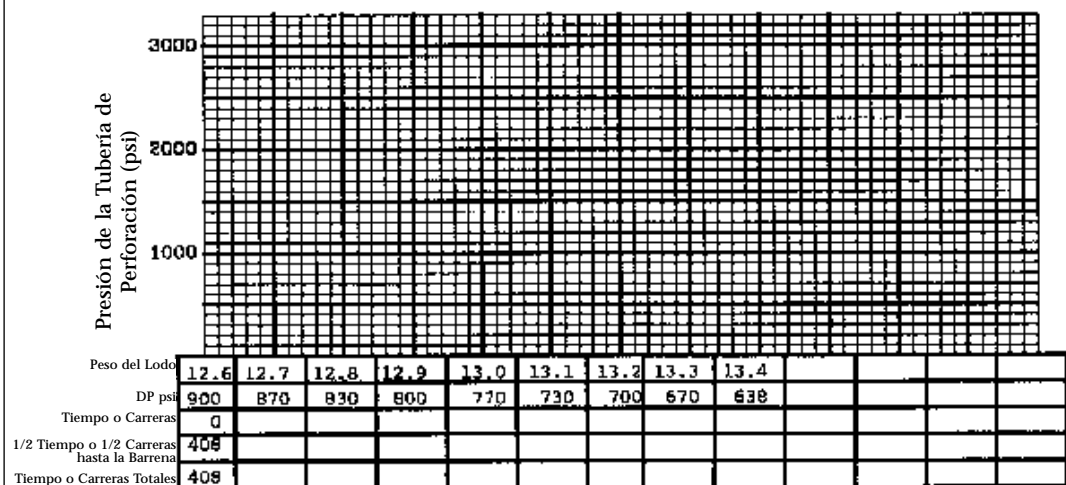


Figura 23: Hoja de trabajo de control del pozo según el Método Concurrente – cálculos

- a. Requiere un número mínimo de cálculos (3).
- b. Procedimiento simple que la mayoría de las cuadrillas del equipo de perforación podrán entender.
- c. Elimina el influjo del pozo dentro de un plazo mínimo.

Desventajas

- a. Requiere dos circulaciones para matar el pozo.
- b. Somete la zapata de cementación a la cantidad máxima de presión debido a que el peso de lodo adicional no aumenta la presión hidrostática.

Método de Espera y Pesar**Ventajas**

- a. Mata el pozo en una circulación.
- b. Somete la zapata de cementación a la cantidad mínima de presión debido a la presión hidrostática adicional producida por el aumento del peso del lodo.

Desventajas

- a. El pozo está cerrado por mucho tiempo sin circulación. Una arremetida de gas migrará hacia arriba en el pozo, aumentando la presión, a menos que las presiones sean monitoreadas continuamente. Los fluidos como el agua salada contaminarán el fluido, causando mayores filtrados. A su vez, esto aumenta la posibilidad de pegadura de la columna de perforación. Una arremetida de gas en un fluido base aceite o base sintético pueden separar la barita del fluido debido a la

solubilidad del gas en el fluido base. El gas cambia de fase y actúa como líquido al solubilizarse en el lodo base aceite. Esto diluye el fluido y puede reducir la viscosidad lo suficiente para permitir que el material densificante se sedimente y obture el espacio anular.

- b. Requiere más cálculos que el Método del Perforador.
- c. Requiere suficientes provisiones de material densificante y un buen sistema de mezcla para mantener la densidad a medida que se hace circular el fluido.

Método Concurrente**Ventajas**

- a. Elimina el influjo dentro de un plazo mínimo.
- b. Somete la zapata de cementación a una presión reducida debido al aumento de la presión hidrostática.
- c. La densificación del lodo puede ser ajustada de conformidad con las provisiones de material densificante.

Desventajas

- a. Requiere un programa de presiones complicado. La ubicación de las densidades del lodo aumentadas por incrementos debe ser conocida en todo momento para determinar el programa de presiones.
- b. Requiere más de una circulación para matar el pozo. Como el método usado para densificar el lodo es muy largo, el tiempo necesario podría requerir dos o más circulaciones.

Esta expansión del gas en o cerca de la superficie da la impresión de que el pozo está recibiendo un amago, cuando en realidad no lo está.

Problemas Especiales**CORTE POR GAS**

Cuando se penetra una formación gasífera, el gas se incorpora en el lodo dentro del espacio anular. A medida que el gas circula hacia la superficie, la presión hidrostática encima de gas disminuye. Esta reducción permite la expansión del gas. El grado de expansión es mayor cuando el gas llega a la superficie, donde la presión hidrostática se reduce a cero. A medida que el gas se expande en el lodo, la densidad del lodo disminuye. Por lo tanto, la densidad del lodo es más baja en la superficie, donde la expansión del gas es más alta. Este fenómeno se llama "corte por gas" y se dice que el lodo está

"cortado por gas".

Esta expansión del gas en o cerca de la superficie da la impresión de que el pozo está recibiendo un amago, cuando en realidad no lo está. Si se hubiera producido un amago, éste habría comenzado al penetrar la formación gasífera. Cuando las formaciones gasíferas son penetradas, esto suele producir un aumento de la velocidad de penetración (ROP). Cuando se produce un tal aumento de la ROP, se debe comprobar que el pozo no tenga ningún flujo para determinar si el pozo está recibiendo un amago. El corte por gas ocurrirá más probablemente bajo las siguientes condiciones:

Los aumentos del gas de conexión o de fondo deberían servir de base para aumentar la densidad del lodo...

1. Circulación desde el fondo hacia arriba después de los viajes, los viajes cortos o las conexiones.
2. Circulación desde el fondo hacia arriba después de penetrar en una formación gasífera.

En muchos casos, cuando el lodo está cortado por gas, la densidad del lodo aumenta innecesariamente. Los aumentos del gas de conexión o de fondo deberían servir de base para aumentar la densidad del lodo, no el corte por gas. En general, el corte por gas afecta muy poco la presión hidrostática de la columna total de lodo en el pozo, ya que la reducción de la densidad del lodo sólo ocurre en la superficie. Se puede usar la ecuación de Strong-White para calcular la reducción de la presión hidrostática de fondo causada por el corte por gas. Los siguientes problemas son ejercicios relacionados con el cálculo de dicha reducción:

$$\Delta P_{HID} = \text{Reducción de } P_{HID} \text{ (psi)}$$

$$P_{HID} = \text{Presión hidrostática con lodo no cortado (psi)}$$

$$N = \text{Relación de gas a lodo} \\ = \frac{\text{peso del lodo original}}{\text{peso del lodo cortado}} - 1$$

OBSERVACIÓN: ΔP_{HID} y P_{HID} están expresados en psi. "Δ" representa el cambio de presión o densidad.

1. Ecuación de Strong-White:

$$\Delta P_{HID} = N \times 2,3 \log \left(\frac{P_{HID}}{14,7} \right) \times 14,7$$

2. Cálculo simplificado:

$$\Delta P_{HID} = 100 \left(\frac{\text{MW no cortado}}{\text{MW cortado por gas}} \right) - 1$$

3. Cuando el gas se expande en el espacio anular, el aumento del volumen se observa como un aumento del volumen en la superficie. Este aumento del volumen del tanque puede ser representado como un volumen que ocupa una altura específica del espacio anular en el pozo. La pérdida de presión hidrostática puede ser determinada a partir de este aumento usando la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{HID} \text{ (psi)} = \frac{\text{aumento del vol. del tanq. (bbl)}}{V_{AN} \text{ (bbl/pie)}} \times \text{MW (lb/gal)} \times 0,052$$

OBSERVACIÓN: Los resultados de esta ecuación suponen que el aumento del volumen del tanque se debe específicamente a los efectos del lodo cortado por gas. Como el sistema de circulación del fluido de perforación está en una condición dinámica, será difícil determinar este valor con exactitud. Esta ecuación también supone que el gas no tiene ninguna densidad. Esto no es cierto; sin embargo, usando esta suposición se obtiene la mayor reducción de la presión hidrostática.

La Figura 24 muestra los efectos del lodo cortado por gas a varias profundidades y cantidades de corte por gas. Indica la reducción de la presión hidrostática a la profundidad que corresponde a diferentes porcentajes de corte por gas. Los porcentajes de gas usados en el gráfico son 10, 33,3 y 50%. Los efectos de este corte por gas están indicados para 10 y 18 lb/gal. La Figura 24 indica que un lodo de 18 lb/gal cortado a 9 lb/gal en la superficie (un corte de 50%) reduce la presión hidrostática de un pozo de 20.000 pies solamente en 100 psi. El gráfico no ilustra todas las distintas posibilidades, pero demuestra que la reducción de la presión hidrostática causada por el lodo cortado por gas es mínima. Los resultados pueden ser extrapolados entre los porcentajes para obtener un cálculo más preciso de la reducción de la presión de fondo.

El siguiente ejemplo calcula la reducción de la presión de fondo causada por el lodo cortado por gas, usando la ecuación de Strong-White y la ecuación simplificada. Usar el gráfico para calcular la reducción de la presión de fondo y comparar los resultados con la ecuación.

Ejemplo:

Profundidad:	10.000 pies
Tamaño del pozo:	9 7/8 pulg.
Tamaño de la tubería:	5 pulg.
Peso del lodo:	14 lb/gal
Lodo cortado a:	10 lb/gal
Aumento de volumen del tanque:	3,6 bbl

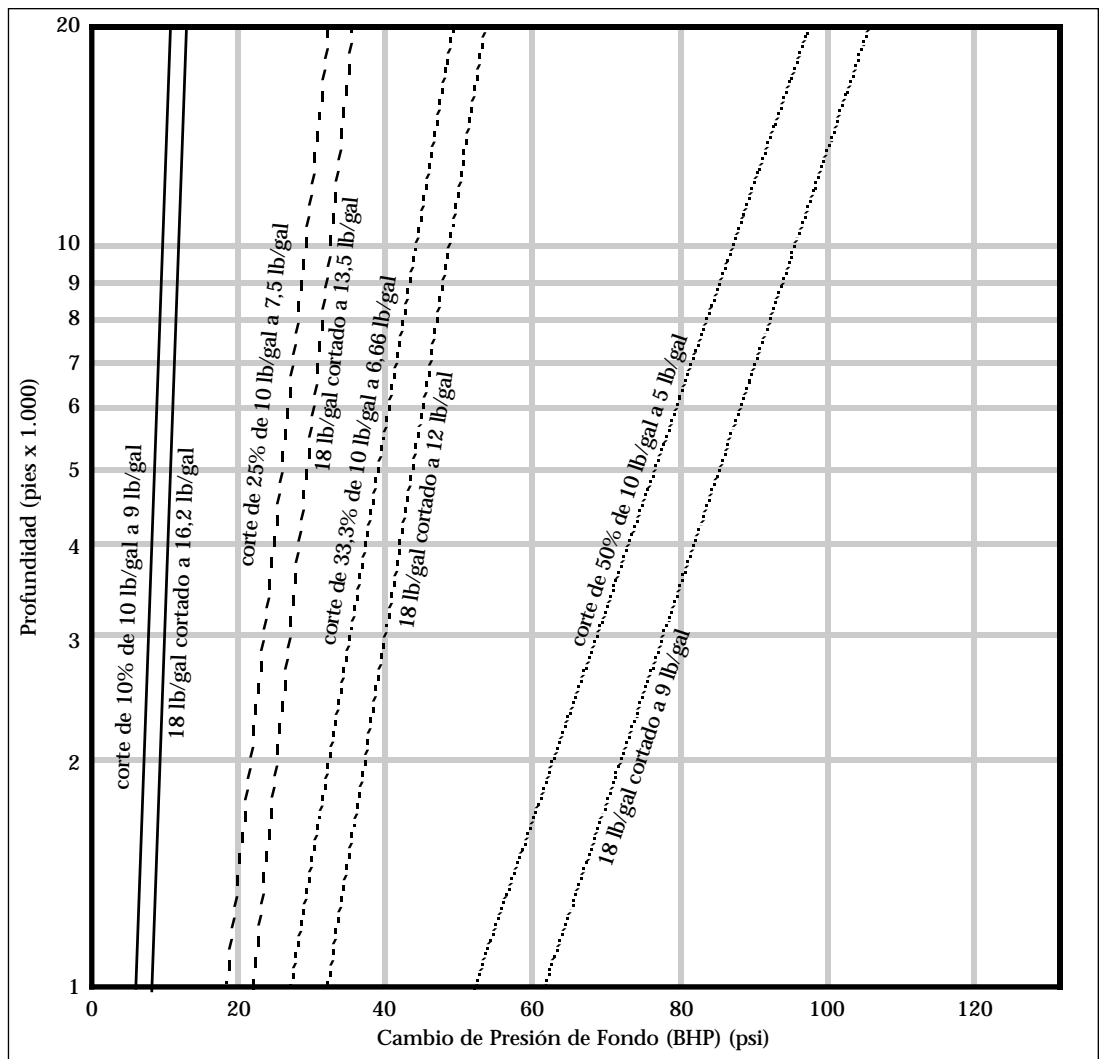


Figura 24: Reducción efectiva de la presión de fondo causada por el lodo cortado por gas.

¿Cuál es la reducción de la presión hidrostática?

1. Usando Strong-White:

$$P_{HID} = 10.000 \times 14 \times 0,052$$

$$= 7.280 \text{ psi}$$

$$N = \frac{\text{peso del lodo original}}{\text{peso del lodo cortado}} - 1$$

$$= \frac{14}{10} - 1$$

$$= 0,40$$

$$\Delta P_{HID} \text{ (psi)} =$$

$$0,40 \times 2,3 \log \left(\frac{7.280}{14,7} \right) \times 14,7$$

$$= 0,40 \times 2,3 \log 495 \times 14,7$$

$$= 0,40 \times 2,3 \times 2,695 \times 14,7$$

$$= 36,44 \text{ psi}$$

$$\Delta MW \text{ (lb/gal)} = \frac{\Delta P_{HID} \text{ (psi)}}{0,052 \times TVD \text{ (pie)}}$$

$$= \frac{36,44}{0,052 \times 10.000}$$

$$= 0,07 \text{ lb/gal}$$

2. Usando la ecuación simplificada:

$$\Delta P_{HID} \text{ (psi)} =$$

$$100 \times \left[\frac{\text{peso del lodo no cortado}}{\text{peso del lodo cortado por gas}} - 1 \right]$$

$$= 100 \left[\left(\frac{14}{10} \right) - 1 \right]$$

$$= 40 \text{ psi}$$

$$\Delta MW = \frac{40}{0,052 \times 10.000} = 0,077 \text{ lb/gal}$$

3. Usando el aumento del volumen del tanque:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{HID}} (\text{psi}) &= \frac{\text{aumento del volumen del tanque (bbl)}}{\left(\frac{D_h^2 (\text{pulg.}) - D_p^2 (\text{pulg.})}{1.029} \right)} \\ &\quad \times \text{MW (lb/gal)} \times 0,052 \\ &= \frac{3,6}{\left(\frac{9,875^2 - 5^2}{1.029} \right)} \times 14 \times 0,052 \\ &= \frac{3,6}{0,07} \times 14 \times 0,052 \\ &= 37,2 \text{ psi} \\ \Delta \text{MW} &= 37,2 \div (0,052 \times 10.000) \\ &= 0,071 \text{ lb/gal}\end{aligned}$$

Comentarios:

1. El corte por gas moderado no tiene ningún efecto importante sobre la presión hidrostática.
2. Cualquier fluido de la formación que entra en el pozo debe desplazar el lodo del pozo hacia los tanques.
3. Una ligera reducción del peso del lodo en la línea de flujo causada por el influjo de agua puede reducir mucho más la presión de fondo que una reducción más grande del peso del lodo causada por el corte por gas.
4. Si existe alguna duda, comprobar si hay algún flujo en el pozo y determinar las presiones de cierre de la tubería de perforación y de la tubería de revestimiento.

Si el volumen del tanque no aumentó antes de que el gas apareciera en la línea de flujo, no se ha producido ningún reventón. El gas se está expandiendo en la superficie pero debería ser manipulado con cuidado.

INTRUSIONES DE AGUA SALADA

Cualquier amago debería ser tratado como una arremetida de gas hasta que se haya determinado que se trata de otro tipo de intrusión. En la mayoría de los casos, una intrusión de agua salada es más fácil de controlar que una intrusión de gas, pero las intrusiones de agua salada pueden causar problemas. El agua salada suele contener sodio, calcio, magnesio y

otros iones. Estos iones reaccionan con el lodo para modificar su química. El resultado más común de esta reacción es el aumento de la viscosidad y del filtrado. La concentración y el tipo de ion determinan la medida en que las propiedades del lodo serán afectadas. Altas viscosidades y altos filtrados pueden causar la pérdida de circulación y/o la pegadura de la tubería.

Cuando se detecta un amago, los cálculos correspondientes deben ser realizados para identificar el influjo. Si los cálculos indican un flujo de agua salada, será necesario establecer un plan para eliminar el agua salada y la mayor cantidad posible de lodo contaminado cuando éstos lleguen a la superficie. Será necesario restituir lo antes posible las propiedades del lodo a los rangos deseados, mediante la dilución y el tratamiento con los productos químicos apropiados. Si hay suficiente tiempo, pruebas piloto deberían ser realizadas antes de tratar el sistema de lodo.

SULFURO DE HIDRÓGENO Y DIÓXIDO DE CARBONO

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) es un gas ácido. Es muy tóxico – más o menos como el cianuro de hidrógeno. La inhalación de concentraciones de sulfuro de hidrógeno de solamente 500 ppm pueden causar la muerte inmediata. La exposición a concentraciones aún más bajas puede causar daños permanentes al cerebro y a los nervios. El sulfuro de hidrógeno tiene un olor de huevos podridos. A concentraciones mayores que 150 ppm, el sulfuro de hidrógeno atenúa el olfato y no puede ser detectado por su olor. Los efectos del sulfuro de hidrógeno son cumulativos. La exposición a concentraciones bajas por un largo periodo pueden tener el mismo efecto que las exposiciones cortas a altas concentraciones. Es muy inflamable y tiene un punto de autoignición de 500°F. Las concentraciones explosivas en el aire varían de 4,3 a 46,0%.

El sulfuro de hidrógeno también tiene un efecto devastador sobre las

Cualquier amago debería ser tratado como una arremetida de gas hasta que se haya determinado que se trata de otro tipo de intrusión.

No está de más insistir en los problemas relacionados con el sulfuro de hidrógeno.

Una de las prácticas usadas comúnmente consiste en inyectar a presión el gas de sulfuro de hidrógeno dentro de la formación.

propiedades del lodo. Las reacciones químicas entre el sulfuro de hidrógeno y el lodo pueden resultar en viscosidades muy altas. Estas altas viscosidades aumentan las pérdidas de presión anular, pudiendo resultar en la pérdida de circulación.

El sulfuro de hidrógeno es muy corrosivo. En los aceros de gran resistencia, puede causar una rotura catastrófica por absorción de hidrógeno sin previo aviso. Cualesquier materiales tubulares del campo petrolífero que tienen una resistencia mayor que la tubería de perforación de Grado E o que los tubos de tipo N-80 son considerados propensos a dicha rotura. Estos grados también pueden ser propensos a la rotura al ser endurecidos por acritud bajo grandes cargas o al ser manipulados bruscamente, como cuando son golpeados por un martillo para detectar una columna húmeda.

No está de más insistir en los problemas relacionados con el sulfuro de hidrógeno. El sulfuro de hidrógeno es soluble en agua y se licua a presiones de solamente 350 a 400 psi. Debido a estas características, los amagos que contienen una cantidad considerable de sulfuro de hidrógeno son difíciles de controlar. El cambio de fase líquida a fase gaseosa acompañada de grandes aumentos del volumen ocurre rápidamente, muy cerca de la superficie. Aun cuando se advierte de la presencia de sulfuro de hidrógeno, es difícil operar el estrangulador con suficiente rapidez para controlar correctamente una arremetida de sulfuro de hidrógeno.

Una vez que el sulfuro de hidrógeno ha llegado a la superficie, es extremadamente peligroso para el personal y los animales. Estos peligros están descritos más detalladamente en los capítulos sobre Corrosión y Salud, Seguridad y Medio Ambiente (HSE) de este manual. En la mayoría de las zonas donde se considera que el sulfuro de hidrógeno constituye un peligro, se han implementado reglamentos estrictos sobre los equipos de seguridad, el entrenamiento y las zonas y los procedimientos de evacuación. Si el sulfuro de hidrógeno causa un reventón, se le debe prender fuego al pozo –

aunque el equipo de perforación sea destruido – para reducir el peligro. Sería raro encontrar alguna región del mundo tan remota que el gobierno, operador o contratista de perforación no tuviera ningún plan para perforar en ambientes de sulfuro de hidrógeno. Si existiera una situación de este tipo, los reglamentos y procedimientos de Luisiana, Mississippi, Texas o Wyoming pueden ser usados como guía.

El manejo del sulfuro de hidrógeno en los fluidos de perforación está mencionado en otros capítulos de este manual. Se debe mantener un exceso de óxido de cinc u otro secuestrador de sulfuro de cinc inorgánico en los fluidos de perforación base aceite o base sintético. La P_{OM} de los lodos base aceite y sintético debe ser mantenida a un nivel apropiado para el fluido, mediante adiciones de cal. En los lodos base agua, el pH debe ser mantenido a $>11,5$ y se debe mantener una cantidad (en exceso) de óxido de cinc u otro secuestrador de cinc adecuado. Cinc quelado puede ser usado en lodos base agua, pero se prefiere usar óxido de cinc en cualquier fluido que pueda suspenderlo, ya que tiene el doble de la actividad del cinc quelado. El cinc quelado es especialmente adecuado para ser usado en salmueras claras y en fluidos newtonianos que no tienen la reología suficiente para suspender el óxido de cinc. El sulfuro de hidrógeno no será neutralizado simplemente aumentando el pH. Esto convertirá el sulfuro de hidrógeno en otros tipos de especies de ion sulfuro soluble. La reducción del pH permitirá la conversión de estos iones solubles en gas de sulfuro de hidrógeno venenoso. Por otro lado, la reacción del sulfuro con el cinc forma un sulfuro de cinc estable que no volverá a convertirse en sulfuro de hidrógeno.

Una de las prácticas usadas comúnmente consiste en inyectar a presión el gas de sulfuro de hidrógeno dentro de la formación. Esto consiste en bombear lodo dentro del espacio anular para hacer retroceder la arremetida dentro de la formación. La cantidad de fluido bombeada es igual a la cantidad de influjo recibida. Una vez que se ha hecho retroceder el influjo dentro de la formación, será necesario iniciar los

procedimientos requeridos para restablecer el control hidrostático del pozo.

El dióxido de carbono (CO_2) es otro gas ácido. Puede ser muy corrosivo y causar la floculación grave de los lodos base agua. No es considerado como un gas letal.

El dióxido de carbono es tratado con adiciones de cal o cal y soda cáustica. Esto precipita los carbonatos como carbonato de calcio. También se requieren adiciones de desfloculantes para controlar las propiedades reológicas del fluido.

OBSERVACIÓN: Una descripción más detallada del tratamiento del CO_2 y de los carbonatos está incluida en el capítulo sobre Contaminación y Tratamiento de este manual.

DENSIDAD DEL INFLUJO

La densidad aproximada del influjo puede ser calculada. Sin embargo, la exactitud del cálculo depende de varios factores. Estos factores son: (1) la exactitud de las presiones de cierre de la tubería de perforación y de la tubería de revestimiento, (2) la exactitud del volumen medido del influjo, (3) el tamaño del pozo (tomando en cuenta el socavamiento), (4) la densidad supuesta del lodo en el espacio anular encima del influjo, y (5) la detección del amago antes de que ocurra la expansión del gas.

En general, la densidad del lodo en el espacio anular es ligeramente más alta que en los tanques de lodo, debido a la concentración de recortes y a la pérdida de filtrado hacia la formación. Normalmente, esta densidad puede ser determinada pesando el lodo en la línea de flujo, a menos que el lodo esté cortado por gas. El peso del lodo cortado por gas en la línea de flujo no es una indicación exacta del peso del lodo en el espacio anular, ya que la expansión del gas sólo ocurre cerca de la superficie. Si el lodo está cortado por gas, el peso debería ser determinado con una balanza presurizada de Halliburton.

El tamaño efectivo del pozo debe ser determinado para calcular la longitud del influjo. Para estimar el tamaño del pozo, resulta valioso conocer el grado de socavamiento en otros pozos vecinos

donde se usó el mismo tipo de fluido (que en el pozo actual).

También es necesario que el volumen del influjo sea determinado con exactitud; por lo tanto, el uso de equipos de medición precisa que calculen los totales de todos los tanques superficiales es importante, especialmente cuando se usan grandes volúmenes de superficie.

Para determinar la densidad del influjo, medir:

- La presión de cierre de la tubería de perforación.
- La presión de cierre de la tubería de revestimiento.
- El aumento del volumen del tanque.

Ejemplo:

Datos:

Profundidad total:	6.000 pies
Peso del lodo:	10,5 lb/gal
Tamaño de la barrena:	7 7/8 pulg.
Tubería de perforación:	4 1/2 pulg., 16,6 lb/pie
Portamechas:	5 pulg. DE – 400 pies
SICP:	500 psi
SIDPP:	275 psi
Aumento del volumen del tanque:	20 bbl

Volumen anular alrededor de los portamechas = 0,0359 bbl/ft

Volumen anular alrededor de la tubería de perforación = 0,0406 bbl/ft

Calcular la longitud del influjo::

Determinar la longitud de los 20 bbl de fluido de amago en el espacio anular

- Portamechas
 $400 \text{ pies} \times 0,0359 \text{ bbl/pies} = 14,4 \text{ bbl}$
 $20 \text{ bbl} - 14,4 \text{ bbl} = 5,6 \text{ bbl}$ de intrusión encima de los portamechas

- Tubería de perforación
 $5,6 \text{ bbl} \div 0,0406 \text{ bbl/pie} = 138 \text{ pies}$
 La longitud total del fluido de amago es:

$$400 \text{ pies} + 138 \text{ pies} = 538 \text{ pies}$$

Calcular la densidad del influjo:

$$FW = MW - \frac{(SICP - SIDPP)}{0,052 \times L}$$

Donde:

FW = Densidad del amago (lb/gal)

La pérdida de circulación es la pérdida de lodo entero hacia la formación.

MW = Densidad del lodo (lb/gal)

L = Longitud del volumen de amago (pies)

$$FW = 10,5 - \frac{(500 - 275)}{0,052 \times 538}$$

= 2,46 lb/gal arremetida de gas probable

PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

La pérdida de circulación es la pérdida de lodo entero hacia la formación. Es más probable que ocurra durante las operaciones de control de pozo que durante las operaciones de perforación. Durante las operaciones de control de pozo, puede ocurrir en cualquier momento – desde el cierre inicial hasta que el pozo esté muerto. Los siguientes factores determinan cuándo es más probable de que ocurra la pérdida de circulación:

1. Tipo de amago (gas o agua salada).
2. Longitud del amago (geometría del pozo y volumen del amago).
3. Expansión de la arremetida de gas.
4. Presión del estrangulador aplicada.
5. Presión anular.
6. Programa de revestimiento.

Es importante que se detecte rápidamente la pérdida de circulación durante las operaciones de control de pozo. En general se puede determinar que hay alguna pérdida de lodo cuando se observa una reducción del volumen en los tanques de lodo o una reducción de la presión de la tubería de perforación a una velocidad de bombeo constante. El volumen del tanque debería aumentar cuando se hace circular una arremetida de gas hacia la superficie. Esto constituye una expansión controlada del gas. Una vez que el gas ha llegado a la superficie, el volumen del tanque disminuye en la misma cantidad que la cantidad de gas retirada del fluido. Para determinar si se está produciendo una pérdida, el aumento y la pérdida mencionados anteriormente deben ser tomados en consideración respecto al volumen original y a la operación en curso.

AMAGOS CUANDO LA BARRENA NO ESTÁ EN EL FONDO

La mayoría de los amagos ocurren mientras que se saca la columna de

perforación fuera del pozo. Una de las causas principales de los amagos durante los viajes es el hecho de que no se haya llenado correctamente el pozo. La acción de sacar la tubería fuera del pozo hace que la columna de lodo caiga para desplazar la longitud de la columna de perforación que ha sido retirada del pozo. Para controlar el pozo correctamente, *se debe llenar el pozo con un volumen de lodo que corresponda exactamente al volumen de lodo que ha desplazado la longitud de la columna de perforación que fue retirada del pozo*. Este volumen es crítico, por lo tanto debe ser medido por contador, y no simplemente medido. Como práctica general, se debe llenar el pozo después de sacar cinco grupos de tubos de perforación. La frecuencia de relleno debería ser aumentada cuando se saca tubería de perforación extrapesada y portamechas, debido a su mayor desplazamiento. La frecuencia de relleno también debe ser aumentada cada vez que se saca una “columna húmeda”. El volumen de lodo requerido para llenar el pozo debería ser comparado con el volumen de acero o el volumen de acero y lodo sacado del pozo. Si el volumen requerido es inferior al desplazamiento de la tubería sacada del pozo, se debe suponer que los fluidos de la formación han entrado en el pozo.

Otra causa de los amagos durante los viajes es la reducción de la presión de fondo causada por el pistoneo. El pistoneo depende de las propiedades del lodo y de la velocidad a la cual se saca la tubería del pozo. El pistoneo puede ser intensificado por el embolamiento de la barrena y del estabilizador. Un conjunto de fondo embolado tiene un diámetro igual o casi igual al diámetro del pozo. La acción de sacar la tubería fuera del pozo es similar al movimiento de un pistón. El fluido es aspirado desde la formación por debajo de la barrena, si el lodo no puede caer en el pozo y desplazar la tubería a la misma velocidad que se está sacando la tubería.

El monitoreo del volumen de lodo requerido para desplazar la tubería sacada del pozo durante los viajes es el medio que se usa para determinar si los fluidos de la formación han entrado en el pozo. Si se detecta un amago al

Una de las causas principales de los amagos durante los viajes es el hecho de que no se haya llenado correctamente el pozo.

Controlar un amago cuando la barrena no está en el fondo es más difícil...

principio del viaje, la tubería puede ser introducida de nuevo hasta el fondo y el fluido de la formación puede ser circulado fuera del pozo sin dificultades. Normalmente, un pequeño influjo no reduce la presión hidrostática lo suficiente para producir una condición desbalanceada. Sin embargo, si no se detecta el influjo, o si se continúa el viaje sin tomar las medidas apropiadas, el volumen del influjo aumentará. Cuando el volumen es suficiente para reducir la presión hidrostática por debajo de la presión de la formación, el pozo comenzará a fluir, resultando en un amago.

Controlar un amago cuando la barrena no toca el fondo es más difícil y más complicado que cuando la barrena toca el fondo. Si el pozo comienza a fluir o si no retiene suficiente lodo durante los rellenos, lo más importante sería volver a colocar la barrena en el fondo. Si el pozo no está fluyendo, la tubería puede ser introducida hasta el fondo sin problemas. Se debe monitorear el pozo periódicamente para determinar si está estático. Si el pozo está fluyendo, puede que sea posible volver a meter la tubería hasta el fondo, según el caudal y la cantidad de tubería fuera del pozo. Cuanto más tiempo lleve fluyendo el pozo, más grande será el volumen del influjo. Un influjo pesado de fluidos de la formación resultará en presiones excesivas en la superficie cuando se cierre el pozo. Estas presiones pueden fracturar la zapata de cementación o causar fallas de los equipos de superficie. Al cerrar el pozo se reduce el tamaño del amago y la cantidad de presión sobre el equipo.

Se debe proceder con cuidado al volver a meter la tubería dentro del pozo después de haber determinado que los fluidos de la formación han entrado en el pozo. Cuando se mete la columna de perforación en los fluidos de la formación, éstos serán desplazados hacia arriba en el pozo. Este desplazamiento moverá rápidamente los fluidos a un nivel menos profundo, donde se expandirán rápidamente. Esto puede hacer que el pozo fluya.

Si se cierra el pozo sin que la barrena toque el fondo, varias opciones están disponibles. Una consiste en introducir

la tubería a presión hasta el fondo. Para hacer esto, se vuelve a meter la tubería dentro del pozo con los BOPs cerrados. Si las presiones no son excesivas, esto puede ser realizado a través del preventor anular sin causar daños considerables al elemento sellador. Se recomienda usar algún tipo de lubricante para facilitar el movimiento de la tubería a través del preventor cerrado y evitar daños al elemento sellador. Una lechada de bentonita colocada encima del preventor lubricará la tubería a medida que ésta pasa a través del elemento. Se pueden usar otros tipos de lubricantes. Antes de usar un lubricante, verificar que sea compatible con los elementos selladores. Algunos elementos selladores están formados de compuestos que pueden ser dañados por los compuestos lubricantes.

Si se introduce la tubería a presión dentro del pozo, será necesario purgar el lodo para hacer espacio para la tubería a medida que ésta entra en el pozo cerrado. Si no, la presión en el pozo aumentará y puede fracturar la formación. El volumen de lodo que se debe purgar es igual al desplazamiento y a la capacidad de la tubería. Un BOP interior debe ser instalado en la tubería de perforación cuando se cierra el pozo (ver Procedimientos de Cierre). Un BOP interior es una válvula de paso único que permite bombear el fluido a través de ella pero que se cierra para impedir el flujo de retorno cuando se interrumpe el bombeo.

Si la tubería puede ser introducida a presión hasta el fondo, el procedimiento para matar el pozo del Método del Perforador debería ser usado para hacer circular el influjo fuera del pozo. Se usa el Método del Perforador porque no es necesario aumentar la densidad del fluido para controlar la presión de la formación. Puede que sea necesario aumentar un poco la densidad para sacar la tubería del pozo sin problemas.

En algunos casos, será imposible o poco práctico volver a introducir la barrena hasta el fondo, por lo tanto el amago debe ser controlado con la tubería que ya está en el pozo. En estos casos, las siguientes opciones deberían ser consideradas:

Un BOP interior es una válvula de paso único que permite bombear el fluido a través de ella pero que se cierra para impedir el flujo de retorno...

1. Aumentar la densidad del lodo encima de la posición actual de la barrena mediante la circulación normal o la circulación a través del estrangulador.
2. Mezclar y colocar un volumen limitado de fluido de alta densidad para matar el pozo.
3. Colocar un tapón de barita o un tapón de cemento.

En estos casos, la suma de las presiones hidrostáticas de las densidades de lodo debe ser igual a la presión de la formación, pero no debe exceder la presión de fractura al punto más débil del pozo. Esto está ilustrado en los siguientes ejemplos:

EJEMPLO N° 1:

Profundidad: 10.000 pies
 Peso del lodo: 10 lb/gal
 Profundidad de la barrena: 6.000 pies
 SIDPP: 150 psi
 Gradiente de fractura: 11,2 lb/gal a 2.000 pies

Calcular el peso de lodo requerido para balancear el amago en base a la TVD de la barrena:

$$\text{Peso para matar el pozo} = 10 + \frac{150 \times 19,25}{6.000} = 10,5 \text{ lb/gal}$$

En este caso se puede usar la opción n° 1, ya que el peso del lodo para matar el pozo no excede el gradiente de fractura.

EJEMPLO N° 2:

Profundidad: 10.000 pies
 Peso del lodo: 10 lb/gal
 Profundidad de la barrena: 4.000 pies
 SIDPP: 300 psi
 Gradiente de fractura: 11,2 lb/gal a 2.000 pies

Calcular el peso de lodo requerido para balancear el amago en base a la TVD de la barrena:

$$\text{Peso para matar el pozo} = 10 + \frac{300 \times 19,25}{4,000} = 11,44 \text{ lb/gal}$$

En este caso, debería usarse la opción n° 2, ya que el peso del lodo

para matar el pozo excedería el gradiente de fractura.

Cuando se plantea esta situación, se puede colocar lodo pesado por debajo de la zapata de cementación para balancear la presión del amago.

Calcular el peso del fluido de alta densidad para matar el pozo:

Primero, calcular la presión de fondo (amago):

$$0,052 \times 10.000 \times 10 + 300 = 5.500 \text{ psi}$$

Luego, calcular la longitud y la presión del lodo de 10 lb/gal encima y debajo del lodo pesado.

$$\begin{aligned} \text{Longitud del lodo de 10 lb/gal} \\ &= 2.000 - 0 + 10.000 - 4.000 \\ &= 8.000 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{\text{HID}} \text{ del lodo de 10 lb/gal} \\ &= 0,052 \times 8.000 \times 10 \\ &= 4.160 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$P_{\text{HID}} \text{ del lodo de alta densidad de 2.000 a 4.000 pies.}$$

$$= 5.500 - 4.160 = 1.340 \text{ psi}$$

$$\frac{1.340}{0,052 \times 2.000} = 12,9 \text{ lb/gal}$$

Otra opción consiste en colocar un tapón de barita o cemento. Esta opción no proporciona ninguna manera de balancear las presiones de la formación y sólo debe usarse como último recurso. Si el tapón es satisfactorio, el gas migrará probablemente hacia arriba hasta el tapón. Esto puede hacer que sea peligroso perforar el tapón.

OBSERVACIÓN: Los tapones de barita y cemento están descritos más detalladamente en la sección de referencias.

Estas opciones sólo constituyen medidas provisionales para balancear las presiones de la formación hasta que se pueda meter la barrena hasta el fondo y aumentar el peso del lodo de manera uniforme en todo el pozo.

MIGRACIÓN DEL GAS

Si se cierra un pozo debido a una arremetida de gas, la presión del gas es igual a la presión hidrostática del fluido ubicado encima de éste, más la Presión de Cierre de la Tubería de Revestimiento (SICP). La gravedad

Se debe permitir que la burbuja de gas se expanda a medida que sube por el pozo.

El Método Volumétrico es un método simple para controlar la presión de fondo de un pozo.

específica del gas es considerablemente más baja que la del fluido de perforación en el espacio anular. Por lo tanto, el gas subirá, o migrará, hacia la superficie. La velocidad de migración depende de varios factores, incluyendo el peso del lodo y la viscosidad del lodo. Se suele aceptar una velocidad de migración para el gas comprendida entre 500 y 1.000 pies/hora. Cuando el pozo está cerrado, los volúmenes de lodo y gas en el espacio anular permanecen constantes, a menos que se pierdan hacia la formación o que se descarguen en la superficie. Al no poder expandirse, la presión limitante del gas permanecerá constante a medida que el gas migra hacia arriba en el pozo. Esto trae consecuencias graves.

Cuando el pozo estaba cerrado con la burbuja en el fondo del pozo, el gas estaba confinado por la presión hidrostática de la columna de lodo ubicada encima de éste, más la SICP. Cuando el gas migra hacia la superficie, su presión limitante es retenida por la tubería de revestimiento. Esta presión limitante se suma a la presión hidrostática de la columna de lodo en el asiento de la zapata y a la profundidad total del pozo.

Si la presión de la tubería de perforación es de 1.000 psi y la presión hidrostática a la TVD es de 10.000 psi cuando el pozo está cerrado, la presión limitante de una burbuja de gas a la TVD es de 11.000 psi. Si se permite que la burbuja migre hacia la superficie sin expandirse, la presión de la tubería de revestimiento será de 11.000 psi y la presión a la TVD será de 21.000 psi. Si ésta fuera una situación real, sería poco probable que la burbuja llegue a la superficie sin fracturar la formación, romper la tubería de revestimiento o causar la falla de los BOPs.

Es natural que se tengan motivos de preocupación cuando el volumen superficial aumenta y los tanques se desbordan a medida que una burbuja de gas se expande y desplaza el lodo del espacio anular. Muchos pozos fueron perdidos por un personal mal

entrenado que no permitió que el gas se expandiera al ser circulado del pozo durante los procedimientos para matar el pozo. Este método de control de pozo suele ser llamado despreciativamente Método de Nivel Constante del Tanque. **¡No debería usarse bajo ninguna circunstancia!** Se debe permitir que la burbuja de gas se expanda a medida que sube por el pozo.

La cantidad de lodo ventilada del pozo representa una pérdida de presión hidrostática. Esta pérdida es determinada por el peso del lodo y la altura (altura anular si la tubería está en el pozo) que ocupa en el pozo. Este procedimiento mantiene una presión de fondo casi constante, permitiendo que el gas se expanda mientras están migrando hacia la superficie. Para monitorear el volumen de fluido ventilado del pozo, los retornos deberían ser descargados dentro de un pequeño tanque calibrado donde se pueda medir el volumen ventilado exacto. Un tanque de viaje constituye la mejor opción, seguido por un tanque de píldora.

Para impedir que más fluido de la formación entre en el espacio anular, seleccionar una presión mínima de sobrebalance. Luego, seleccionar la cantidad de aumento de presión que será tolerada antes de ventilar el fluido de perforación. Monitorear la SIDPP y la SICP mientras el gas está migrando hacia arriba. Las presiones deberían aumentar igualmente, ya que el sistema está cerrado. Una vez que el aumento de presión seleccionado ha ocurrido, abrir lentamente el estrangulador y ventilar suficiente lodo para reducir la presión de la tubería de revestimiento a un nivel aceptable predeterminado. Después de esto, cerrar el estrangulador y dejar que la presión se estabilice. Esta práctica debería ser continuada hasta que se pueda hacer circular el lodo y matar el pozo.

En algunos casos, la circulación no es posible debido a problemas mecánicos tales como:

1. Falla de la bomba.
2. Falla de otros componentes del equipo de perforación.

3. Obturación de la tubería o barrena.
4. Socavamiento.

En estos casos, será necesario que el Método Volumétrico permita la migración de la arremetida de gas fuera del pozo. Sin embargo, este método no matará el pozo. No se podrá matar el pozo hasta que haya suficiente presión hidrostática en el espacio anular para impedir cualquier influjo adicional. Si es necesario, se puede permitir que el gas migre hasta la superficie usando este procedimiento. Una vez que el gas ha llegado a la superficie, el procedimiento cambia. Antes de ventilar el gas a la atmósfera, un volumen de lodo igual a la presión hidrostática preseleccionada debe ser bombeado dentro del pozo (lubricado). El lodo reemplazará el volumen de gas que fue ventilado. La mayor presión hidrostática reducirá la presión de la tubería de revestimiento. Este proceso debería continuar hasta que el gas haya sido ventilado del pozo y reemplazado por lodo. En ese momento, la SICP y la SIDPP deberían ser iguales. La aplicación de este procedimiento permitirá evitar una situación peligrosa del pozo y lograr un control satisfactorio de pozo.

TUBERÍA SEPARADA DEL FONDO O FUERA DEL POZO

Otra situación en que se puede usar este procedimiento es cuando se recibió un amago con la barrena separada del fondo o sin tubería de perforación en el pozo. Se aplicará el mismo procedimiento de la manera indicada anteriormente. Sin embargo, hay una diferencia. Cuando la barrena está separada del fondo, la SIDPP y la SICP serán iguales si el amago está por debajo de la barrena. Si no hay ninguna tubería

de perforación en el pozo, sólo habrá la SICP.

Aplicar el procedimiento para ventilar el lodo mientras el gas está migrando hacia arriba en el pozo. Cuando el gas llega a la superficie, el lodo debería ser lubricado dentro del pozo para reemplazar el gas a medida que éste sale ventilado. Una vez que todo el gas ha sido ventilado, el pozo debería estar muerto si no ha entrado nada más que el gas y si había una presión hidrostática suficiente en el espacio anular antes de salir del pozo. Si no, el amago se habría producido antes de realizar el viaje. Al controlar la SICP, se puede determinar si el pozo está muerto. También se puede examinar el pozo para determinar si hay algún flujo.

Si la tubería de perforación está en el pozo, el gas puede ser circulado fuera del pozo una vez que ha migrado encima de la barrena. Esto puede ser realizado mediante la aplicación del Método Volumétrico y el monitoreo de la SIDPP y la SICP. Cuando el amago está por debajo de la barrena, la SIDPP y la SICP serán iguales. Una vez que el amago llega a la barrena, el gas migra generalmente hacia arriba en el espacio anular, debido al mayor espacio, comparado con las toberas y el DI de los portamechas. Cuando esto ocurre, la presión hidrostática en el espacio anular cambiará mientras que la presión de la tubería de perforación permanece constante. Entonces, la SICP será superior a la SIDPP. Si se puede establecer la circulación, el gas debería ser circulado fuera del pozo.

Ejemplo

El pozo descrito a continuación está cerrado debido a un amago. No hay ninguna tubería de perforación dentro del pozo. Determinar el volumen de lodo que debería ser

SICP		Volumen de Lodo Retirado del Pozo (bbl)	
Antes de Ventilar	Después de Ventilar*	Cumulativo	Incremental
300	—	0	—
500	400	14,3	—
600	500	28,6	14,3
700	600	42,9	14,3
800	700	57,2	14,3
900	800	71,5	14,3

*Incluye un margen de seguridad de 100 psi.

ventilado para reducir en 100 psi la columna hidrostática en el espacio anular y permitir la expansión de la arremetida de gas.

Datos:

SICP: 300 psi

Peso del lodo: 10,0 lb/gal

Tamaño del pozo: 8 3/4 pulg.

$$\text{Volumen del pozo} = \frac{8,75^2}{1,029} = 0,0744 \text{ bbl/pies}$$

Longitud de la columna de lodo para 100 psi =

$$\frac{100 \text{ psi}}{0,052 \times 10,0 \text{ lb/gal}} = 192 \text{ pies}$$

Una columna de 192 pies de lodo de 10,0 lb/gal es igual a una presión hidrostática de 100 psi.

Volumen de lodo para 192 pies de lodo =

$$192 \text{ ft} \times 0,0744 \text{ bbl/pie} = 14,3 \text{ bbl}$$

A continuación se proporciona una tabla que indica el cambio de presión de la tubería de revestimiento a medida que se ventila el lodo y que el gas se expande dentro del pozo:

Una vez que el gas ha llegado a la superficie, el lodo de 10,0 lb/gal será usado para lubricar el gas fuera del pozo. La siguiente tabla indicaría la reducción de SICP y la cantidad de lodo bombeado dentro del pozo:

Es posible que los volúmenes y las presiones reales no correspondan exactamente con los volúmenes y las presiones calculadas. Por lo tanto, este procedimiento debería ser continuado hasta que todo el gas haya sido ventilado fuera del pozo.

Procedimiento

Dejar que la SICP aumente de 300 a 500+ psi antes de ventilar el lodo del

pozo. (La presión adicional de 100 psi mantiene en todo momento un mínimo de 100 psi encima de la presión de la formación.) Abrir el estrangulador y ventilar el lodo hasta que la presión caiga a 400 psi. Medir la cantidad de lodo ventilado del pozo. El volumen debería ser igual a o cerca de los 14,3 bbl de lodo necesarios para lograr una reducción de 100 psi de la presión hidrostática. Si no, repetir este procedimiento hasta que se haya retirado 14,3 bbl de lodo. Luego, dejar que la presión superficial aumente hasta más de 600 psi. Seguir el mismo procedimiento de antes hasta que se haya retirado un volumen adicional de 14,3 bbl de lodo y que la presión superficial sea de 500 psi. Dejar que la presión aumente hasta más de 700 psi y repetir el mismo procedimiento. Continuar estos ciclos hasta que el gas llegue a la superficie.

Cuando el gas ha llegado a la superficie, lubricar 14,3 bbl de lodo dentro del pozo y esperar que el lodo se sedimente a través del gas. Esto debería tardar de 30 a 40 minutos. Luego, purgar la presión de gas de 100 psi. Repetir este ciclo (lubricando 14,3 bbl de lodo dentro del pozo y purgando 100 psi de presión) hasta que todo el gas haya sido lubricado fuera del pozo.

Un balance volumétrico similar al ejemplo proporcionado anteriormente debería ser mantenido durante toda la operación, para asegurarse que:

1. Todo el gas ha sido retirado del pozo.
2. Todo el lodo que fue retirado del pozo ha regresado al pozo.
3. El volumen de gas en el pozo antes de la expansión también ha sido reemplazado por el lodo.
4. Ningún influjo adicional de gas ha entrado en el pozo durante esta operación.

El uso de tapones de material densificante de alta densidad se limita a situaciones de emergencia que requieren sellar el fondo del pozo.

SICP		Volumen de Lodo Lubricado del Pozo (bbl)	
Antes de Ventilar	Después de Ventilar*	Cumulativo	Incremental
900	800	14,3	—
800	700	28,6	14,3
700	600	42,9	14,3
600	500	57,2	14,3
500	400	71,5	14,3

*Incluye un margen de seguridad de 100 psi.

Para que los tapones sean eficaces, más de un tercio del material densificante debe sedimentarse rápidamente.

TAPONES DE MATERIAL DENSIFICANTE USANDO M-I BAR® O FER-OX®

Aplicación

El uso de tapones de material densificante de alta densidad se limita a situaciones de emergencia que requieren sellar el fondo del pozo. Estos tapones pueden ser aplicados bajo las siguientes circunstancias:

1. Amago y pérdida de circulación simultáneos.
2. Procedimientos de abandono para permitir que la columna de perforación sea retirada del pozo y que un tapón de cemento sea colocado de manera segura.
3. Retiro de la columna de perforación para registrar, colocar la tubería de revestimiento o reparar la tubería revestimiento existente.
4. Taponar la columna de perforación en una situación de emergencia.

Función

Los tapones de material densificante de alta densidad están diseñados para formar un sello en el pozo o en la columna de perforación cuando el material densificante se sedimenta, y/o el fluido se deshidrata. Estos tapones también aumentan la presión hidrostática del fluido en el pozo. Los efectos secundarios posibles incluyen el derrumbe de las lutitas sensibles al agua debido a las propiedades de alto filtrado de estas lechadas. Este derrumbe puede causar la formación de un puente encima del tapón. En la mayoría de los casos, esto es conveniente.

Tapones del pozo a base de agua

Para que los tapones sean eficaces, más de un tercio del material densificante debe sedimentarse rápidamente. Varios factores afectan la tasa de sedimentación de estos materiales. Estos factores deben ser considerados durante el diseño y la mezcla de las lechadas. Algunos de los factores que deben considerarse incluyen:

1. **Densidad.** Las tasas de sedimentación serán considerablemente más bajas si la densidad del fluido es demasiado alta. Las pruebas indican que el rango óptimo de densidades es de 14 a 18 lb/gal para M-I BAR y 16 a 20 lb/gal para FER-OX. Las lechadas de

densidad más alta se sedimentan más lentamente debido a la flotabilidad y a la sedimentación retardada. Siempre se debe seleccionar la densidad más baja posible para la preparación del tapón. La densidad de lechada indicada en las tablas de formulación proporcionadas a continuación debería cubrir los rangos óptimos para la sedimentación.

2. **Salinidad.** Los fluidos de alta densidad mezclados con agua dulce tienen mejores tasas de sedimentación. Las pruebas indican que un fluido de 18,0 lb/gal mezclado en agua dulce tiene una tasa de sedimentación de 67% mientras que el mismo fluido mezclado en agua salada tiene una tasa de sedimentación de solamente 6%. Las pruebas indican que la alta dureza también perjudica la tasa de sedimentación.
3. **pH de la lechada.** Los fluidos con un pH de 8,5 a 11 tienen las mayores tasas de sedimentación. Los fluidos con un pH comprendido entre 8 y 11 tienen una tasa de sedimentación de 61 a 85%, mientras que los mismos fluidos que tienen un pH inferior a 8 tienen tasas de sedimentación de solamente 3 a 18%.
4. **Desfloculantes, productos químicos y agentes tensioactivos**
 - a) Las pruebas indican que los desfloculantes son necesarios para que la sedimentación pueda ocurrir. En las pruebas de sedimentación, SPERSENE™ dio los mejores resultados, pero el material densificante también se sedimentó de manera satisfactoria cuando se usó SAPP.
 - b) Soda cáustica debería ser usada para ajustar el pH entre 8,5 y 11.
 - c) Los agentes tensioactivos como D-D® y DEFOAM-X™ mejoraron la sedimentación en las pruebas.
 - d) La formulación de alta temperatura que dio los mejores resultados fue la siguiente:

SPERSENE	2 lb/bbl
Soda cáustica	0,5 lb/bbl
DEFOAM-X	0,5 lb/bbl
D-D	0,5 lb/bbl

TABLAS DE FORMULACIÓN PARA UN BARRIL FINAL DE LECHADA A BASE DE AGUA:

Peso de la Lechada (lb/gal)	M-I BAR (lb/bbl)	Agua (gal/bbl)	Soda cáustica (lb/bbl)	SPERSENE (lb/bbl)	D-D (lb/bbl)
14	312	33,2	0,5	2	0,5
15	368	31,5	0,5	2	0,5
16	423	29,8	0,5	2	0,5
17	478	28,1	0,5	2	0,5
18	533	26,9	0,5	2	0,5

Usando M-I Bar.

Peso de la Lechada (lb/gal)	FER-OX (lb/bbl)	Agua (gal/bbl)	Soda cáustica (lb/bbl)	SPERSENE (lb/bbl)	D-D (lb/bbl)
17	455	31,1	0,5	2	0,5
18	508	29,8	0,5	2	0,5
19	560	28,6	0,5	2	0,5
20	613	27,3	0,5	2	0,5
21	665	26,0	0,5	2	0,5

*Usando Fer-Ox.***ORDEN DE MEZCLA**

Usando un mezclador de cinta, añadir primero la soda cáustica al agua dulce, seguido por SPERSENE, D-D y DEFOAM-X, en ese orden. El material densificante debe ser añadido de último. Inicialmente se debe añadir 1/3 del antiespumante, agregando el resto más tarde, cuando sea necesario para controlar la espuma.

TAPONES DE POZO A BASE DE ACEITE

Los tapones de material densificante también pueden ser formulados con aceite. Como en los lodos base agua, ciertos productos y procedimientos de mezcla producen los mejores resultados. Estos fluidos a base de aceite no usan agua, cal o salmuera. Están formulados solamente con un agente humectante, aceite y material densificante. VERSAWET® es el agente humectante preferido, pero también se puede usar VERSACOAT®.

TABLAS DE FORMULACIÓN PARA UN BARRIL FINAL DE LECHADA A BASE DE ACEITE

Peso de la Lechada (lb/gal)	M-I BAR (lb/bbl)	Aceite Diesel (gal/bbl)	VERSAWET (gal/bbl)
14	380	30,8	0,60
15	432	29,4	0,60
16	484	28,0	0,60
17	536	26,4	0,60
18	587	25,0	0,60

Usando M-I Bar.

Peso de la Lechada (lb/gal)	FER-OX (lb/bbl)	Aceite Diesel (gal/bbl)	VERSAWET (lb/bbl)
17	516	29,3	0,60
18	566	28,1	0,70
19	616	26,9	0,80
20	666	25,8	0,90
21	716	24,6	1,00

Usando Fer-Ox.

Las técnicas inapropiadas de colocación pueden destruir la eficacia del tapón.

ORDEN DE MEZCLA

Se requiere mezclar bien el VERSAWET (agente humectante) con el aceite diesel en un mezclador de cinta antes de mezclar el material densificante. Si el material densificante no está humectado por aceite, la lechada será espesa y la tasa de sedimentación será muy baja.

TAMAÑO DEL TAPÓN

La longitud del tapón está basada en la severidad del problema, pero la experiencia ha demostrado que las lechadas que se sedimentan para formar 200 a 400 pies de tapón son generalmente adecuadas. La longitud de la lechada no debería exceder la distancia entre la zona presurizada y la zona de pérdida de circulación. Los tapones demasiado largos no son convenientes; aumentan las probabilidades de taponamiento o pegadura de la tubería y son difíciles de perforar.

Una vez que se ha establecido la longitud deseada del tapón, el volumen de la lechada puede ser calculado de la siguiente manera:

Volumen del tapón = longitud del tapón (pies) x volumen del pozo (bbl/pie)*

*Este volumen del pozo corresponde a un pozo sin tubería de perforación.

Volumen de la lechada =
volumen del tapón (bbl)
x SG de material densificante x 350

concentración de material densificante (lb/bbl)*

*Seleccionar la densidad de la lechada y consultar la tabla apropiada para determinar la concentración de material densificante en un barril de lechada. La densidad de la lechada debería ser 0,5 a 1,0 lb/gal más alta que el peso del lodo en el pozo. Esto asegura que la lechada permanecerá en su sitio y no migrará hacia arriba después de haber sido colocada. Uno de los factores claves para obtener un tapón satisfactorio es que la lechada debería proporcionar una densidad suficiente para parar el flujo de los fluidos de la formación, sin embargo siendo lo más ligera posible. Si no se para el flujo de fluidos de la formación, la lechada será contaminada, los tiempos de sedimentación aumentarán y la eficiencia del tapón será reducida.

PROCEDIMIENTO DE MEZCLA

La lechada se mezcla de la misma manera que el cemento. El material densificante debería ser mezclado a través de la tolva, dentro del mezclador de cinta o de la cubeta del mezclador de recirculación, y bombeado directamente dentro del pozo. El material densificante debería ser mezclado a partir del tanque neumático de carga a granel del cementador, si es posible, para obtener un peso más uniforme de la lechada. Se prefiere usar un sistema de recirculación por chorro porque los pesos de la lechada pueden ser ajustados antes de bombear la lechada dentro del pozo. Si no se usa un sistema de recirculación por chorro, la lechada debe ser mezclada de manera intermitente, ya que la velocidad de alimentación de agua a través del chorro suele exceder la velocidad de alimentación requerida del material densificante. También se han usado sistemas de mezcla por baches para mezclar tapones de material densificante de alta densidad, pero el riesgo de sedimentación del material densificante en el tanque de mezcla hace que este método sea menos conveniente.

OBJETIVOS DE COLOCACIÓN

Las técnicas inapropiadas de colocación pueden destruir la eficacia del tapón. Dos precauciones importantes deben ser tomadas durante la colocación de la lechada. Éstas son:

1. Colocar la lechada y sacar la columna de perforación lo más rápido posible para evitar la pegadura o el taponamiento de la tubería. La cuadrilla del equipo de perforación debería estar lista para sacar la tubería en cuanto se coloque la lechada. El movimiento rápido de la tubería de perforación podría causar la contaminación de la lechada y aumentar los tiempos de sedimentación. Se prefiere pegar la tubería de perforación y obtener un tapón satisfactorio que contaminar la lechada.
2. Evitar contaminar la lechada con lodo de la columna de perforación.

Para evitar contaminar la lechada con lodo, ésta debería ser “subdesplazada” por dos barriles. Esto significa que los volúmenes de desplazamiento deberían ser ajustados de manera que la altura de la lechada que queda en la tubería sea mayor que la altura de la lechada en el espacio anular. Esto permite sacar la columna de perforación con un sobrepeso natural.

PROCEDIMIENTOS DE COLOCACIÓN

Calcular la altura a la cual la lechada (menos dos barriles) está balanceada en el pozo (con la columna de perforación dentro del pozo):

1. Determinar el volumen de fluido dentro y fuera de los portamechas = (capacidad del pozo – desplazamiento de los portamechas) x longitud de los portamechas
2. Determinar el volumen restante de lechada = volumen de lechada – volumen alrededor de los portamechas (Paso 1) – 2 bbl
3. Altura de la lechada restante =
$$\frac{\text{volumen restante de lechada (del Paso 2)}}{(\text{capacidad del pozo} - \text{desplazamiento de la tubería de perforación})}$$
4. Comprobar que la altura total de la lechada sea inferior a la longitud máxima de la lechada, determinada por las condiciones del pozo. La longitud máxima de la lechada es la longitud entre la zona presurizada y la zona de pérdida de circulación. Si es así, continuar. Si no, ajustar el peso de la lechada para aumentar la densidad y reducir el volumen total de lechada.
5. Determinar la longitud que dos barriles de lechada ocuparán en la tubería de perforación.

IDENTIFICACIÓN DE LOS PROBLEMAS

Problema	Presión de la Tubería de Perforación	Presión de la Tubería de Revestimiento	Velocidad de Bombeo
Estrangulador obturado	Aumenta	Aumenta	Disminuye
Desgaste del estrangulador	Disminuye	Disminuye	Aumenta
Chorros obturados	Aumenta	Sin cambio/disminuye	Disminuye
Pérdida de circulación	Disminuye	Disminuye	Aumenta
Socavamiento en la tubería de perforación	Disminuye	Sin cambio	Aumenta

Longitud de 2 bbl de lechada x
2 bbl

capacidad de la tubería de
perforación (bbl/pie)

6. Determinar la altura de lodo encima de la lechada después de colocar la lechada en el pozo.

Altura encima de la lechada =
profundidad total – longitud del
portamechas – altura de lechada
restante (Paso 3) – longitud de 2
bbl (Paso 6)

7. Determinar el volumen de lodo que ocupa esta longitud o altura de lodo. Este volumen de lodo será bombeado detrás de la lechada para colocar la lechada en el punto correcto.

Volumen (bbl) =
altura encima de la lechada
(pies) x capacidad de la tubería
de perforación (bbl/pie)

COMPLICACIONES RELACIONADAS CON EL CONTROL DEL POZO

Los procedimientos de control de pozo, como todas las operaciones de perforación, pueden sufrir fallas y problemas mecánicos. Estos problemas, cuando tienen lugar, pueden alcanzar rápidamente niveles que constituyen una amenaza para la seguridad del personal y que pueden causar la pérdida del pozo y del equipo de perforación. Por estos motivos, estos problemas deben ser identificados y corregidos lo antes posible.

- **Desgaste del estrangulador.** Cada pozo debería tener por lo menos dos estranguladores conectados por un múltiple, de manera que la operación de control de pozo no dependa de la operación de un solo estrangulador. Cuando empieza a verse que el estrangulador está desgastado, la

Cada pozo debería tener por lo menos dos estranguladores conectados por un múltiple...

Los estranguladores pueden obturarse cuando se usan lodos pesados.

operación de matar el pozo debería ser desviada inmediatamente al segundo estrangulador. El estrangulador desgastado debe ser reemplazado inmediatamente.

- **Estrangulador obturado.** Los estranguladores pueden obturarse cuando se usan lodos pesados. En general se puede eliminar la obturación abriendo el estrangulador por poco tiempo. Si no se logra destapar el estrangulador después de abrirlo, cambiar a un estrangulador de reserva y tomar medidas para destapar inmediatamente el primer estrangulador.
- **Chorros obturados.** Si uno o varios – pero no todos – de los chorros de la barrena se obturan durante la operación de matar el pozo, mantener constante la presión de la tubería de revestimiento mientras que se ajusta la velocidad de bombeo a un valor aceptable que sea inferior a los límites de la camisa interior de la bomba. Esto producirá otra velocidad de bombeo más lenta que la “velocidad de bombeo lenta” registrada. Si el procedimiento para matar el pozo está basado en el tiempo, será necesario calcularlo de nuevo. Sin embargo, esto no será necesario si el procedimiento para matar el pozo está basado en el número de carreras. Si todos los chorros se obturan, la columna de perforación puede ser perforada o la barrena puede ser retirada con una carga hueca.
- **Pérdida de circulación.** Cuando se produce una pérdida de circulación mientras que se está matando un pozo, generalmente se supone que las pérdidas ocurren en el asiento de la zapata, a menos que las condiciones especiales o los estudios indiquen otra cosa. La pérdida de circulación mientras que se está matando un pozo causará un flujo subterráneo comúnmente llamado “reventón subterráneo”. El fluido fluirá desde la zona presurizada hacia la zona de pérdida.

Los materiales de pérdida de circulación que pueden obturar los chorros no deberían ser usados bajo estas circunstancias. Si es necesario, el material de pérdida de circulación puede ser inyectado a presión dentro de la tubería de perforación/espacio anular.

Si el peso del lodo entre la zona de pérdida y la zona presurizada puede ser aumentado lo suficiente, su presión hidrostática, más la del lodo ubicado encima de la zona de pérdida, puede ser suficiente para parar el flujo. Cuando se intenta hacer esto, se suele bombear lodo pesado dentro de la tubería de perforación. Mientras tanto, el lodo ligero, el cual sería soportado normalmente por la zona de pérdida, es bombeado dentro de la tubería de perforación/espacio anular.

Los tapones de barita o hematita suelen ser bombeados como parte del lodo/fluido pesado. Los tapones de barita y hematita aumentan la presión hidrostática del fluido en el espacio anular, pero no se sedimentan mientras que el gas está fluyendo dentro del pozo. También se debe parar el flujo para que los tapones de cemento aguanten.

- **Socavamiento en la columna de perforación.** Cuando se produce un socavamiento durante un procedimiento de control de pozo, en la mayoría de los casos será necesario matar el pozo con el socavamiento dentro del pozo. Con un socavamiento dentro de la columna de perforación, el pozo fluirá a través de la tubería de perforación si se desconecta el kelly o el cabezal de circulación para realizar un viaje. Esto limita las opciones disponibles para matar el pozo.

Si la circulación continúa, el socavamiento puede agrandarse y la columna de perforación puede romperse. Esto complicará aún más un problema que ya está difícil, si el socavamiento ocurre en la parte superior del pozo.

Si la posición de un “flotador” u otra herramienta dentro de la columna de perforación permite determinar que el socavamiento ha ocurrido en la parte inferior de la columna de perforación, se puede matar el pozo bombeando un volumen adicional de lodo para matar el pozo a través del socavamiento. Si se intenta hacer esto, otra velocidad de bombeo “muy” lenta debería ser establecida para reducir la erosión del socavamiento. Puede ser muy peligroso seguir bombeando sin conocer la

Los hidratos de gas son un material sólido parecido al hielo que puede formarse en los lodos base agua.

El mayor peligro relacionado con los hidratos de gas...ocurre cuando éstos se forman y obturan los BOPs y las líneas de estrangular de los pozos de aguas profundas, durante los procedimientos para matar el pozo.

posición exacta del socavamiento.

Se puede cerrar el pozo y permitir que el fluido de amago migre hacia arriba en el espacio anular, donde será descargado usando el procedimiento de “matar el pozo desde arriba”.

Si un empaque puede ser bajado a presión dentro de la columna de perforación en una sarta de trabajo o una tubería flexible, éste debería ser colocado por debajo del socavamiento. Esto aislará el socavamiento y permitirá matar el pozo de una manera convencional

HIDRATOS DE GAS

Los hidratos de gas son un material sólido parecido al hielo que puede formarse en los lodos base agua. Se forman bajo condiciones de temperaturas más bajas y presiones más altas en el agua que está en contacto con un gas. El volumen de gas atrapado en los hidratos puede ser 80 veces más grande que el volumen de los hidratos. Grandes depósitos de hidratos de gas pueden ser encontrados en los lechos oceánicos por todo el mundo. Los hidratos de gas suelen ser encontrados a profundidades mayores que 800 pies, donde la temperatura es inferior a 40°F. También son encontrados en el permafrost (hielo permanente). Los hidratos de gas pueden causar amagos cuando se descomponen y liberan gas. El mayor peligro relacionado con los hidratos de gas para la industria de perforación ocurre cuando éstos se forman y obturan los BOPs y las líneas de estrangular de los pozos de aguas profundas, durante los procedimientos para matar el pozo.

Aunque el metano sea el gas más frecuentemente relacionado con los hidratos, muchos gases diferentes, incluyendo el sulfuro de hidrógeno, pueden formar hidratos con el agua.

Los aumentos de presión (mayores pesos del lodo y aguas más profundas) aumentan la temperatura a la cual los hidratos se forman. Prácticamente cualquier producto químico que reduce el punto de congelación del agua (alcoholes, glicoles, sales, etc.) eliminará o reducirá la temperatura de formación de los hidratos. Entre las sales comunes (cloruro de sodio, cloruro de calcio, cloruro de potasio y bromuro de calcio), el cloruro de sodio proporciona la mejor inhibición de hidratos. Los glicoles de bajo peso

molecular proporcionan una mejor inhibición de hidratos que los glicoles de alto peso molecular. En algunos casos, la sal y el glicol pueden ser usados juntos para proporcionar una mejor inhibición, pero algunos glicoles tienen una solubilidad limitada en presencia de sales. Sería necesario realizar pruebas sobre todo el rango de temperaturas a las cuales la mezcla de sal-glicol estará sometida para determinar si son compatibles para la aplicación.

El programa de ingeniería de M-I puede predecir las temperaturas de formación de hidratos bajo un conjunto determinado de condiciones y puede sugerir las concentraciones de sales y/o glicol que eliminarán la formación de hidratos hasta una temperatura aceptable.

GAS ENTRAMPADO EN LOS PREVENTORES SUBMARINOS

Después de que una arremetida de gas haya sido circulada fuera del pozo, el gas puede quedar atrapado en los preventores submarinos ubicados encima de la línea de estrangular y debajo del elemento preventor. Antes de abrir los preventores, el riser debería ser desplazado con lodo para matar el pozo y el gas atrapado debería ser eliminado. El gas puede descargar el riser si no ha sido eliminado antes de abrir los preventores. Esto puede permitir que otra arremetida entre en el pozo y/o causar el colapso del riser.

ARENAS GASÍFERAS POCO PROFUNDAS

En tierra, las arenas gasíferas poco profundas que son perforadas antes de que se coloque la tubería de revestimiento presentan un problema especial. Costafuera, el problema es mucho más crítico. “Equipos flotantes” han sido perdidos porque el agua cortada por gas no proporcionó una flotabilidad suficiente para mantenerlos a flote después de perforar arenas gasíferas poco profundas.

A las profundidades donde estas arenas problemáticas suelen ser encontradas, las formaciones no serían capaces de aguantar el amago, aunque fuera posible cerrar el pozo. En estos casos, en vez de tratar de matar el pozo, se usa un sistema de desviación para alejar el flujo de gas a una distancia segura del pozo, donde se quema el gas.

Introducción

Cada año, la corrosión le cuesta millones de dólares al campo petrolífero. Una gran porción de estos costos se debe al reemplazo de los materiales de acero. Otros gastos incluyen el tiempo perdido en la perforación debido a reparaciones de los equipos, operaciones de pesca y viajes adicionales causados por fallas relacionadas con la corrosión. Muchos pozos tienen que ser perforados de nuevo debido a fallas de la tubería de perforación y de la tubería de revestimiento causadas por la

corrosión.

No se pueden eliminar todos los problemas de corrosión causados por el fluido de perforación, pero la mayoría pueden ser controlados mediante diagnóstico y tratamientos apropiados. Este capítulo trata de los aspectos fundamentales del proceso de corrosión – agentes corrosivos, factores de corrosión, inhibidores de corrosión, secuestradores de corrosión, y los métodos de detección y medición de las diferentes formas de corrosión.

La corrosión es el deterioro de una sustancia (generalmente un metal) o de sus propiedades...

Aspectos Fundamentales

EL PROCESO DE CORROSIÓN

“La corrosión es el deterioro de una sustancia (generalmente un metal) o de sus propiedades, causada por una reacción con su ambiente.” Ver “*Corrosion Basics – An Introduction*”, (Aspectos Fundamentales de la Corrosión – Introducción) NACE International.

Aunque parezca que la corrosión ocurre sin distinción, en realidad cuatro componentes deben estar presentes para que el proceso de corrosión pueda ocurrir. Los cuatro componentes necesarios para la corrosión son: (1) un ánodo, (2) un cátodo, (3) un electrolito y (4) un medio conductivo.

Para entender mejor estos cuatro componentes, compárelos a una linterna común. La pila seca de la linterna utiliza la corrosión “galvánica” interna (corrosión causada por la conexión de materiales conductivos que tienen diferentes potenciales eléctricos) para generar una energía eléctrica externa. La pila seca tiene una envoltura de cinc (ánodo) que está aislada de un centro de grafito o carbón (cátodo) por un electrolito corrosivo. Cuando la envoltura de cinc está eléctricamente conectada al centro de carbón (grafito) a través de la bombilla mediante un circuito eléctrico externo, la corriente fluye, encendiendo la bombilla.

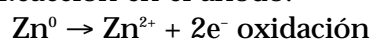
Componentes de la corrosión

Ánodo	Polo negativo
Cátodo	Polo positivo
Electrolito	Medio salino conductivo
Circuito metálico	Circuito externo

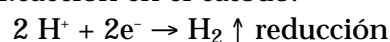
Cuando se cierra el circuito, la corriente fluye del cátodo al ánodo a través del circuito de conexión y la bombilla. Dentro de la pila, la corriente fluye del ánodo al cátodo a través del electrolito. En cualquier celda de corrosión, la corrosión (pérdida de metal) siempre ocurre en el ánodo y la corriente fluye **desde** el ánodo **a través** del electrolito **hacia** el cátodo.

En la pila seca, el cinc constituye el ánodo, el carbón el cátodo y el electrolito se compone de cloruro de amonio y cloruro de cinc. Se mezcla una pequeña cantidad de dióxido de manganeso dentro de este electrolito para despolarizar el cátodo (eliminar el hidrógeno), permitiendo que la corriente siga fluyendo cuando se hace la conexión. El ánodo de cinc se disuelve e ioniza en Zn^{2+} , liberando dos electrones ($2e^-$), lo cual causa el flujo de corriente.

1. Reacción en el ánodo:



2. Reacción en el cátodo:

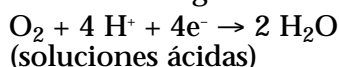


Una reacción de oxidación similar ocurre con el hierro (Fe):

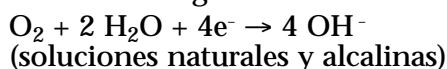
Reacción en el ánodo: $\text{Fe}^0 \rightarrow \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$

Durante la corrosión de los metales, otras reacciones catódicas pueden suceder. Las siguientes deben ser consideradas:

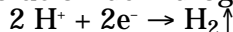
Reducción de oxígeno:



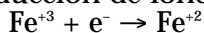
Reducción de oxígeno:



Evolución de hidrógeno



Reducción de iones metálicos



Deposición de metal $\text{Cu}^{2+} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{Cu}^0$
(cobre metálico)

Para parar la corrosión en el ejemplo de la pila, se debe parar el flujo de corriente. Una manera de parar la reacción es desconectando la bombilla, pero también se puede parar la corrosión interrumpiendo la reacción anódica o la reacción catódica y aislando el electrolito o el circuito metálico.

En las situaciones de fluidos de perforación y completación, los procesos de corrosión de tipo “húmedo” constituyen el mayor problema. La corrosión húmeda se caracteriza por dos reacciones que ocurren simultáneamente, una en el ánodo y la otra en el cátodo. Estas reacciones dependen totalmente la una de la otra. El proceso de corrosión puede ser controlado interrumpiendo cualquiera de estas reacciones.

Con la tubería de perforación, tubería de revestimiento, tubería de producción, etc., la corrosión puede ocurrir de una manera similar a la de una pila. Ánodos y cátodos existen en la misma sección de tubería y están conectados a través del metal. Cuando se coloca la tubería dentro de un medio conductor (fluido de perforación), puede producirse corrosión. La corrosión no puede ser totalmente parada en los fluidos base agua de perforación, rehabilitación y empaque, pero puede ser reducida a un nivel aceptable. Para parar completamente la corrosión, el fluido de perforación debería ser totalmente no

conductor o la tubería debería estar totalmente aislada por una película o un revestimiento protector (inhibidor de corrosión). Estas opciones no son prácticas en un ambiente hostil de perforación. La velocidad de corrosión también puede ser reducida cambiando la metalurgia a una aleación más resistente a la corrosión u otra que no sea tan propensa al tipo de corrosión en particular que están ocurriendo.

La reacción de corrosión en los fluidos de perforación se puede entender analizando y visualizando las dos reacciones que ocurren, tal como están ilustradas en la Figura 1. En el ánodo, el hierro (Fe^0) reacciona con el electrolito (se disuelve), se ioniza en Fe^{2+} y libera dos electrones (2e^-):

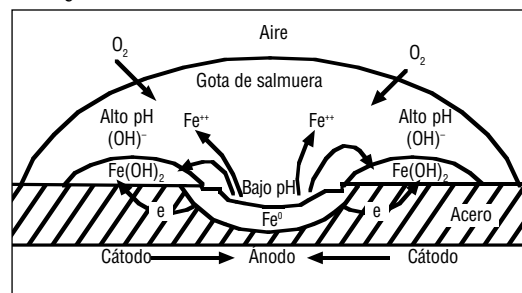
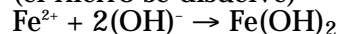


Figura 1: Corrosión en la superficie de la tubería.

Reacción anódica:



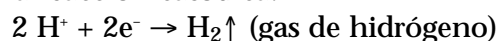
(el hierro se disuelve)



(el hierro disuelto forma hidróxido de hierro)

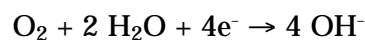
Los electrones fluyen a través del metal hacia el cátodo, donde se producen dos reacciones, la primera de las cuales produce gas de hidrógeno:

1ra reacción catódica:



La segunda reacción catódica involucra el oxígeno disuelto y se produce fácilmente en los fluidos de perforación:

2da reacción catódica:



La evolución del hidrógeno y la reducción del oxígeno son las reacciones catódicas más comunes. Al eliminar o reducir la velocidad (controlar) de cualquiera de estas reacciones, se reducirá la velocidad de corrosión.

La corrosión húmeda se caracteriza por dos reacciones que ocurren...

El potencial eléctrico se refiere a la energía potencial...

La cantidad de energía almacenada en el metal se llama potencial del metal.

Diferentes materiales tienen diferentes potenciales eléctricos. Su unión crea el potencial para el flujo de la corriente. Este potencial eléctrico o voltaje existe entre el ánodo y el cátodo. En un líquido conductivo (electrólito), el circuito metálico completa el circuito eléctrico y permite que la corriente vuelva a fluir hacia el ánodo.

El potencial eléctrico se refiere a la energía potencial almacenada en el metal. Durante la refinación de los minerales metálicos, la energía está almacenada en el metal. Esta energía es liberada durante el proceso de corrosión. La corrosión de los metales refinados es un proceso natural en el que los metales reaccionan para formar estados más estables de nivel energía más bajo, hasta que vuelvan finalmente a su estado natural original (mineral).

Por ejemplo, el hierro (Fe^0) es más estable como mineral de hierro, representado por Fe_2O_3 . Cuando se refina el mineral de hierro, se requieren enormes cantidades de energía en forma de calor. Ahora el hierro refinado tiene almacenada la energía potencial. La corrosión es la liberación de esta energía potencial cuando el metal (hierro/acero) intenta volver a su estado más estable de energía más baja.

La cantidad de energía almacenada en el metal se llama *potencial* del metal. Diferentes metales requieren diferentes cantidades de energía para refinarse, y por lo tanto tienen diferentes tendencias de corrosión. Cuanto mayor sea la cantidad de energía requerida para refinar un metal, mayor será su tendencia a corroerse. Por ejemplo, el hierro tiene mucho más tendencia a corroerse que el oro. El oro se encuentra en la naturaleza como material casi puro y es fácil de refinar, requiriendo muy poca energía.

Las diferencias de potencial estimulan las reacciones de corrosión. En la pila seca, el cinc es el ánodo y el grafito/carbón es el cátodo. El cinc requiere más energía que el carbón para ser refinado a partir de un mineral. Por lo tanto, el cinc tiene el mayor potencial, y por ese motivo constituye el ánodo. Recuerde que “la

Acción Ocurre en el Ánodo”. El cátodo no se corroe.

Mientras que es fácil determinar el ánodo y el cátodo cuando la corrosión involucra a dos metales distintos, la corrosión de la tubería de perforación ocurre aunque se trate de un metal supuestamente homogéneo. Las diferencias de potencial que existen en la tubería de perforación son más sutiles que las diferencias entre dos metales distintos de alta y baja energía.

La tubería de perforación tiene ciertas impurezas y tensiones que sirven como sitios donde los ánodos pueden desarrollarse. Además, cualquier modificación de la superficie de la tubería, tal como las mellas, abolladuras (causadas por los martillos) o muescas (causadas por las tenazas o las cuñas), puede crear áreas sometidas a esfuerzos para las celdas de corrosión que hacen que estas áreas sean más propensas al agrietamiento. Incluso las pequeñas diferencias en el electrólito que está en contacto con la tubería puede fomentar el desarrollo de celdas.

TIPOS DE CORROSIÓN

La lista proporcionada a continuación contiene definiciones breves de los tipos más comunes de corrosión:

Corrosión general. Corrosión que está uniformemente distribuida sobre la superficie del metal. Esto ocurre cuando las áreas localizadas, o celdas, se polarizan, formando ánodos y cátodos. Estas áreas son tan pequeñas como la estructura granular individual del acero. La pérdida de metal ocurre en el ánodo. Cuando los productos secundarios de la corrosión (herrumbre) se depositan en la superficie del metal, el potencial de las celdas se invierte y los cátodos y ánodos cambian de posición hasta que la deposición adicional cause otra inversión del potencial. Este tipo de corrosión se reporta generalmente en unidades de pérdida de peso como “*libras por pie cuadrado por año*” ($\text{lb/ft}^2/\text{yr}$) o “*milésimas de pulgada por año*” (mpy). En el campo se usan las unidades $\text{lb/ft}^2/\text{yr}$, mientras que las evaluaciones realizadas en laboratorio usan mpy . La corrosión uniforme es generalmente la forma menos dañina

**La picadura
ocurre
cuando los
ánodos y los
cátodos no
cambian...**

de corrosión porque está distribuida sobre toda la superficie de la tubería.

Corrosión crateriforme. Corrosión muy localizada que se limita a un área pequeña y adopta la forma de picaduras o cavidades. La corrosión crateriforme ocurre cuando los ánodos y los cátodos no cambian; el área de la picadura es anódica. A medida que el ánodo se corroe, la picadura se hace más profunda, resultando en agujeros o grietas profundas. La corrosión crateriforme suele ser observada en el área de la tubería de perforación dañada por las cuñas. Cuando se produce un ataque de corrosión crateriforme, si la velocidad de corrosión está expresada en lb/ft²/yr o mpy, esto podría inducir a error porque la corrosión está concentrada en unos cuantos puntos que representan solamente una pequeña fracción de la superficie total de la tubería.

Corrosión en hendiduras. Corrosión localizada que resulta de la formación de una celda de concentración en una hendidura que se ha formado entre una superficie metálica y una superficie no metálica o entre dos superficies metálicas.

Fisuración por Corrosión bajo Tensión (SCC). Corrosión que resulta en la fisuración, causada por la acción combinada de los esfuerzos de tensión y un ambiente corrosivo. Actuando individualmente, ni los esfuerzos de tensión ni el ambiente corrosivo causarían la fisuración. La corrosión por tensiones tiene consecuencias graves, ya que la rotura puede ocurrir a niveles de tensión inferiores a las propiedades físicas del metal y a los límites mecánicos de diseño de la tubería.

La fisuración por corrosión bajo tensión no afecta a la mayor parte de la superficie de acero y puede dar la impresión de que la corrosión es mínima. Muchas veces, la SCC comienza en la base de una picadura, reduciendo la resistencia del metal en este punto. La tensión subsiguiente propagará la grieta, exponiendo nuevo metal al ambiente corrosivo. Esto resulta en mayor corrosión, debilitamiento, y finalmente rotura. El proceso se produce tan rápidamente que puede haber muy poca corrosión generalizada.

Un ejemplo común de la SCC es un

socavamiento en la zona del saliente ("upset") de la tubería de perforación donde va disminuyendo de espesor ("fade-out"). (El "upset" es la porción transicional de la tubería de perforación entre el tubo y la junta de la tubería de perforación. Es ahí donde el espesor de la pared aumenta sobre las últimas pulgadas del tubo de la tubería de perforación, para proporcionar un área adicional (resistencia) para soldar la junta al tubo. El "fade-out" es la transición donde el "upset" regresa al espesor normal del tubo). Durante la perforación, la columna de perforación suele encorvarse al ser girada, causando esfuerzos cíclicos de tensión y compresión. Estas fuerzas de flexión que actúan a través de las juntas están concentradas en el "fade-out" del "upset". Los esfuerzos de tensión (estiramiento) causan grietas transversales que exponen más acero reactivo a la corrosión por oxígeno. Los secuestrantes de oxígeno e inhibidores pasivantes tales como CONQOR® 404 pueden ayudar a controlar este problema, pero otros socavamientos de picaduras y grietas preexistentes pueden ser esperados por varios días después de iniciar el tratamiento.

Fisuración por Acción del Sulfuro de Hidrógeno bajo Tensión (SSC). Rotura por fragilidad de los aceros de alta resistencia al fisurarse bajo la acción combinada del esfuerzo de tensión y de la corrosión en presencia de agua y sulfuro de hidrógeno. Esta rotura es catastrófica y puede ocurrir sin advertencia.

Celda de concentración. Corrosión causada por la exposición a diferentes concentraciones iónicas, también llamada *corrosión por tapado o corrosión debajo de un depósito*. Esta corrosión ocurre debajo del lodo seco, de las incrustaciones de la tubería o de los cauchos protectores de la tubería donde se forman "celdas de concentración". La tubería de revestimiento puede sufrir un ataque de una celda de concentración externa cuando está expuesta a diferentes formaciones muy cercanas que tienen salinidades considerablemente diferentes.

Durante la operación de perforación, si las incrustaciones minerales o los sólidos del lodo se adhieren a la superficie de la tubería, el metal que

**...la rotura
puede ocurrir
a niveles de
tensión
inferiores...**

**La erosión
resulta del
movimiento
de un fluido
corrosivo
sobre una
superficie
metálica.**

está directamente debajo de estas incrustaciones puede corroerse. Esto produce una celda de concentración cuando se expone la tubería a un ambiente diferente que el resto de la superficie metálica de la tubería. Cuando hay oxígeno disuelto en el lodo, el área ubicada debajo del depósito “verá” una concentración de oxígeno más baja y comenzará a picarse. Una celda similar puede formarse por debajo de los cauchos protectores de la tubería de perforación. Al desplazar los cauchos, se desplazará el sitio del ataque pero no se parará la reacción. Este tipo de ataque por debajo de los cauchos protectores de la tubería de perforación causa la corrosión crateriforme que tiene la forma de una ranura alrededor de la tubería de perforación. Estos tipos de corrosión no pueden ser controlados mediante tratamientos con inhibidores de corrosión formadores de película a base de amina, pero pueden ser controlados con secuestrantes de oxígeno y/o inhibidores pasivantes tales como CONQOR 404.

Corrosión por erosión. La erosión resulta del movimiento de un fluido corrosivo sobre una superficie metálica. Las velocidades altas o la presencia de sólidos suspendidos puede causar la corrosión por erosión. La eliminación o erosión constante de cualquier película pasiva sobre un metal puede dejar desnuda a la superficie de ese metal y exponerlo a la corrosión.

Corrosión intergranular. Un tipo de ataque superficial localizado que causa la corrosión de una trayectoria estrecha, de forma preferencial a lo largo de los contornos del grano de un metal.

Fatiga por corrosión. Rotura de un metal por fisuración cuando es sometido a altos esfuerzos cíclicos. El límite de resistencia a la fatiga es un nivel de esfuerzo por debajo del cual no debería ocurrir ninguna rotura, incluso con un número infinito de ciclos. La fatiga por corrosión se caracteriza por una vida útil mucho más corta que la que se podría esperar como resultado de los esfuerzos mecánicos o del ambiente químico corrosivo. Típicamente, esta fatiga se

manifiesta mediante socavamientos en los componentes de la columna de perforación que sufren un alto esfuerzo de flexión.

Desaleación. Un tipo localizado de corrosión que supone la eliminación selectiva (i.e. corrosión) de uno de los elementos de la aleación. Esto también se llama *separación*.

Corrosión galvánica. La corrosión de celda galvánica (bimetálica) se refiere a la corrosión que resulta de la unión de dos metales disimilares sumergidos en un medio conductivo. Una diferencia de potencial existe entre los metales disimilares. Cuando entran en contacto, esta diferencia de potencial causa un flujo de electrones de un metal hacia el otro, causando la corrosión. En este par galvánico, cada metal reacciona de manera diferente que cuando se está corroyendo libremente. El metal anódico se corroe más rápidamente y el metal catódico casi no se corroe.

Como un par galvánico protege el metal catódico, es posible proteger un metal contra la corrosión, colocándolo en contacto con un metal disimilar que tiene una energía potencial más alta. El metal de potencial más alto (generalmente Mg, Al o Zn) constituye el ánodo de sacrificio y el metal protegido es el cátodo. Esta práctica se llama *protección catódica*.

La tendencia de cada metal a corroerse debe ser examinada para determinar el metal que se corroerá en un par galvánico. En general, el metal menos resistente a la corrosión se vuelve anódico con respecto al metal más resistente a la corrosión (catódico), el cual queda protegido.

Para ilustrar la relación galvánica entre metales disimilares, consideremos el acero y el cobre. De acuerdo con la serie galvánica, el acero es anódico respecto al cobre. Si grandes placas de cobre son conectadas con remaches de acero y sumergidas en agua salada (electrólito), los remaches de acero se corroen y se rompen rápidamente. Sin embargo, si se invierten los metales, usando remaches de cobre y grandes placas de acero, el tiempo de rotura sería mucho más largo ya que la proporción entre el área del ánodo (acero) y el área del cátodo (cobre) determina la velocidad de corrosión.

Por lo tanto se prefiere usar un ánodo grande y un cátodo pequeño para retardar la corrosión.

Cavitación. Éste es un tipo de corrosión principalmente mecánico que puede ser acelerado por el oxígeno y que ocurre bajo condiciones de alta turbulencia y velocidad. La cavitación se produce cuando pequeñas burbujas se forman en una superficie y colapsan

muy rápidamente. Esta acción puede ser destructiva para las superficies expuestas.

En las operaciones de perforación, este tipo de ataque puede ser encontrado en los extremos exteriores de las “aletas” de los rotores de las bombas centrífugas. La cavitación causa generalmente mayores problemas cuando la succión de la bomba está restringida.

Serie Galvánica, Metales Comerciales y Aleaciones en Agua Salada

	(EXTREMO GALVÁNICO O ACTIVO DE LA ESCALA)
	Magnesio y aleaciones de magnesio
	Cinc
	Aluminio (1100)
	Cadmio
	Aluminio 2014
	Acero o hierro
	Hierro fundido
	Acero cromizado (activo) 13% Cr
	Capa protectora de Ni (hierro fundido con alto contenido de Ni)
	Acero inoxidable 18-8 (activo)
	Acero inoxidable de Mo 18-8 (activo)
	Sueldas de plomo y estaño
	Plomo
	Estaño
	Níquel (activo)
	Inconel (activo) (80 Ni, 13 Cr, 7 Fe)
	Hastelloy B (60 Ni, 30 Mo, 6 Fe, 1 Mn)
	Chlorimet 2 (66 Ni, 32 Mo, 1 Fe)
	Latones (Cu-Zn)
	Cobre
	Bronces (Cu-Sn)
	Cuproniqueles (60-90 Cu, 4-10 Ni)
	Monel (70 Ni, 30 Cu)
	Soldadura de plata
	Níquel (pasivo)
	Inconel (pasivo)
	Acero cromizado (pasivo) (11-30 Cr)
	Acero inoxidable 18-8 (pasivo)
	Hastelloy C (62 Ni, 17 Cr, 15 Mo)
	Chlorimet 3 (62 Ni, 18 Cr, 18 Mo)
	Plata
	Titanio
	Grafito
	Oro
	Platino
	(EXTREMO CATÓDICO O INACTIVO-PASIVO DE LA ESCALA)

Metalurgia

Los metales son cristalinos, compuestos de una microestructura de granos y contornos del grano. Para formar un metal purificado o una aleación, el metal líquido fundido debe ser enfriado hasta hacerse sólido. Este cambio de fase líquida a sólida es similar al proceso de congelación del agua en hielo. Cuando el agua se enfría a menos de 32°F (0°C), se forman cristales de hielo. A medida que la temperatura sigue bajando, los cristales crecen, expandiéndose unos dentro de otros y eliminando todo el líquido. Los metales se solidifican de una manera similar. Los cristales sólidos de metal (granos) se forman y crecen hasta que hagan contacto con los granos adyacentes. Esta área de contacto entre los granos se llama *contorno del grano*. La metalurgia de los granos es diferente de la metalurgia de los contornos del grano y la corrosión afectará a cada una de manera diferente.

La microestructura y las propiedades finales del acero son determinadas por los componentes de la aleación, la temperatura y la velocidad y el procedimiento de enfriamiento. Las variaciones de la microestructura determinan las propiedades del acero. Los metales se diferencian de otros sólidos cristalinos en que son dúctiles, permitiendo la deformación plástica sin fracturación o deformación permanente. El punto en que un metal se deforma de manera

permanente y no vuelve a sus dimensiones originales se llama *límite elástico*. La ductilidad en un metal se logra cuando los granos del metal pueden deslizarse con facilidad sobre los contornos del grano adyacentes (deformación) sin romperse.

Modificando la microestructura, las posibilidades de fabricación que se pueden obtener son ilimitadas. Se puede obtener metales duros o blandos, dúctiles o frágiles, según la mezcla de aleación, el método y la velocidad de enfriamiento, y varios tratamientos posteriores a la solidificación.

Como la configuración más estable de un metal es su estructura reticular del cristal (forma), los contornos del grano representan áreas de alta energía con respecto a los granos, porque no están alineadas según la orientación del cristal. Por lo tanto, los contornos del grano suelen ser anódicos con respecto a los granos y son atacados más fácilmente al ser expuestos a un ambiente corrosivo. La resistencia a la tensión y la dureza son factores en lo que se refiere a la corrosividad de los materiales tubulares del campo petrolífero. La tubería de alta resistencia es más dura, menos dúctil y más propensa a la ruptura por absorción de hidrógeno, fisuración por corrosión bajo tensión y/o fisuración por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión.

Factores de Corrosión

pH. La corrosión es acelerada en los ambientes ácidos ($\text{pH} < 7$) y retardada en condiciones alcalinas ($\text{pH} > 7$) (ver la Figura 2). A medida que el pH ($\text{pH} = -\log[\text{H}^+]$) aumenta, la concentración de H^+ disminuye, lo cual puede reducir la velocidad de corrosión. En cambio, cuando el pH disminuye, la concentración de iones H^+ aumenta, lo cual puede intensificar la reacción catódica y aumentar la velocidad de corrosión (los ácidos tienden a disolver los metales más rápidamente).

Los aceros de alta resistencia son propensos a la ruptura por absorción de hidrógeno y a la rotura catastrófica en los ambientes ácidos. No hace falta que sulfuros estén presentes para que esto ocurra.

Normalmente, un pH de 9,5 a 10,5 es adecuado para reducir la mayoría de los casos de corrosión. En algunos casos, un pH tan alto como 12 puede ser necesario. Altos valores de pH ($> 10,5$) neutralizan los gases ácidos y reducen la solubilidad de los productos de la corrosión.

La corrosión es acelerada en los ambientes ácidos...

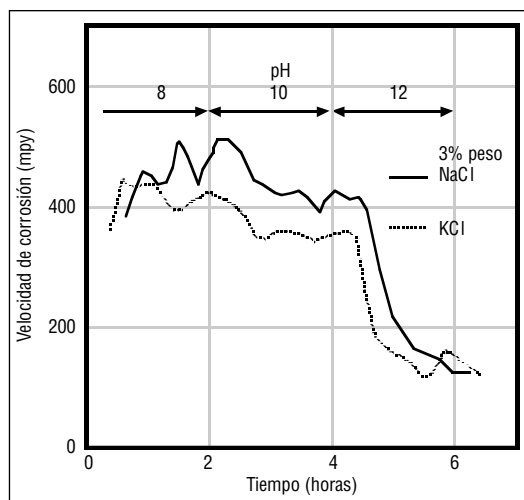


Figura 2: Efecto del pH sobre la corrosión.

Componentes de aluminio. Un pH alto es perjudicial para las aleaciones de aluminio que pueden sufrir una corrosión extrema en los ambientes alcalinos. La tubería de perforación de aluminio nunca debe ser expuesta a un pH más alto que el valor recomendado por el fabricante. Si no se conoce el rango de pH máximo, el pH debe ser mantenido por debajo de 9. Nunca usar sistemas de lodo de alto pH, tal como el lodo de cal o silicato, con tuberías de aluminio. Si la tubería de aluminio comienza a volverse negra, eso se debe probablemente a que el ataque alcalino está exponiendo el silicato en la aleación de aluminio; reducir el pH a 8. El aluminio no debe ser usado en ambientes que contienen H_2S .

Sales disueltas. Las sales disueltas en agua afectan las velocidades de corrosión, aumentando la conductividad del agua y la posibilidad de velocidades de corrosión altas. Esto contribuye a que las salmueras y los fluidos de completación del campo petrolífero sean corrosivos.

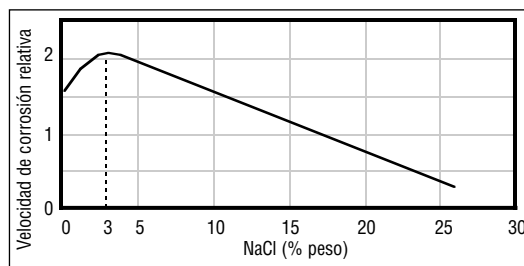


Figura 3: Efecto de la salinidad sobre la velocidad de corrosión.

Aunque no sea ampliamente conocido, los fluidos que contienen 3% en peso de sal de cloruro pueden ser más corrosivos que los fluidos de salinidad más alta (ver la Figura 3). Cuando la concentración de sal aumenta, la cantidad de oxígeno disuelto disminuye (ver la Figura 4). Las velocidades de corrosión son más altas a aproximadamente 3% de NaCl o KCl que al punto de saturación. Los sistemas de agua salada o inhibidos de potasio (KCl) suelen tener concentraciones de sal cerca de este nivel y deben ser protegidos contra la corrosión.

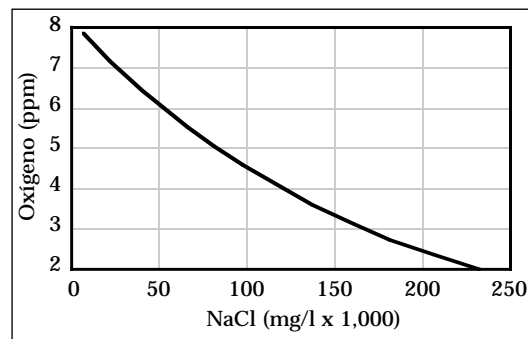


Figura 4: Efecto de la salinidad sobre la solubilidad del oxígeno.

La solubilidad del oxígeno en lodos muy salados es muy baja. Sin embargo, la solubilidad teórica del oxígeno no limita la corrosión en muchos lodos salados. Los lodos que forman espumas o que se airean, i.e. que retienen burbujas de aire, tal como los lodos salados no dispersos, pueden tener un contenido de oxígeno muchas veces más alto que el límite de solubilidad.

Presión. La presión afecta la corrosión aumentando la solubilidad del oxígeno

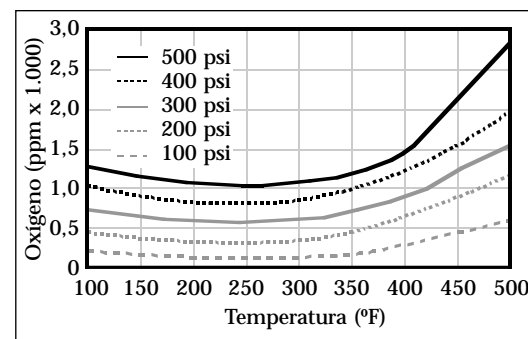


Figura 5: Efecto de la presión (y temperatura) sobre la solubilidad del oxígeno.

**La presión
afecta la
corrosión
aumentando
la
solubilidad...**

La corrosión aumenta generalmente con la temperatura.

y otros gases corrosivos (ver la Figura 5). A 100°F y 100 psi, la solubilidad del oxígeno en agua dulce es de aproximadamente 230 ppm (partes por millón). Sin embargo, a 100°F y 500 psi, la solubilidad del oxígeno aumenta a 1.270 ppm. Se puede suponer sin temor a equivocarse que cualquier oxígeno retenido o entrampado en los sistemas de lodo base agua se disolverá totalmente a las presiones de circulación.

Temperatura. La temperatura tiene un doble efecto sobre la corrosión. La corrosión aumenta generalmente con la temperatura. La velocidad de la mayoría de las reacciones químicas aumenta con la temperatura, y la corrosión es simplemente una reacción química.

La solubilidad del oxígeno disminuye rápidamente cuando la temperatura aumenta, a la presión atmosférica. En agua dulce, el oxígeno tiene una solubilidad de 14,6 ppm a 32°F y a la presión atmosférica. Esta solubilidad disminuye en 44%, hasta aproximadamente 8 ppm, cuando la

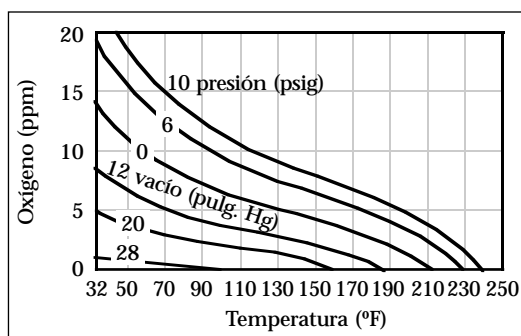


Figura 6: Efecto de la temperatura (y presión) sobre la solubilidad del oxígeno (según Miron).

temperatura aumenta solamente hasta 85°F, y se considera que es nula al punto de ebullición. Como lo muestra la Figura 6, la solubilidad del oxígeno es relativamente baja a temperaturas moderadas.

Aunque las temperaturas altas puedan limitar la solubilidad del oxígeno del aire que hace contacto directo con el sistema superficial, no tienen casi ningún efecto sobre la cantidad de aire retenida o entrampada en el lodo que se hace circular dentro del pozo.

La Figura 7 muestra el efecto del aumento de la temperatura sobre salmueras de KCl y NaCl al 3% muy corrosivas. La Figura 8 indica que bajo condiciones presurizadas dinámicas, el aumento de la temperatura aumenta la corrosión, que el aumento de la salinidad desde 3% hasta el punto de saturación disminuye la corrosión, y que la eliminación del oxígeno disuelto con un secuestrante de oxígeno reduce aún más la corrosión.

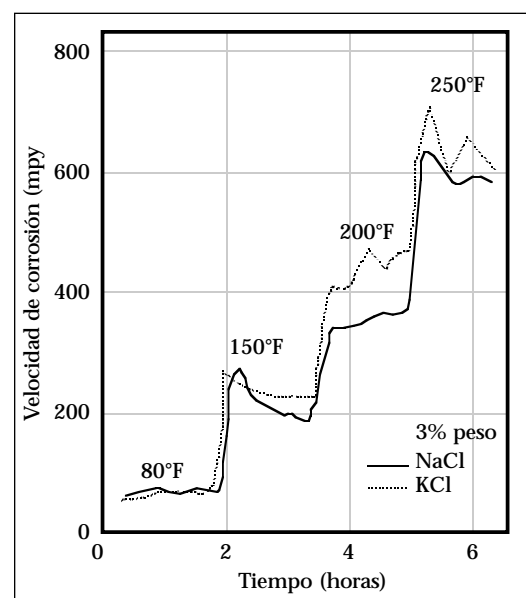


Figura 7: Efecto de la temperatura sobre la velocidad de corrosión para salmueras al 3%.

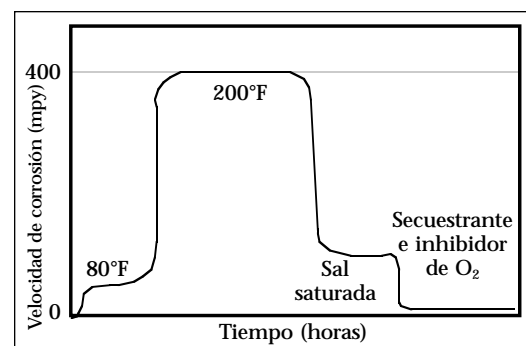


Figura 8: Respuesta de la corrosión dinámica a la temperatura, al aumento de la salinidad y a la eliminación del oxígeno.

Incluso las trazas de oxígeno pueden causar picaduras...

Incrustaciones. Las incrustaciones minerales resultan de la precipitación y deposición de compuestos insolubles, generalmente compuestos de calcio, magnesio o bario (CaCO_3 , CaSO_4 , etc.). Los iones de metales solubles tales como Ca^{2+} y CO_3^{2-} pueden combinarse para precipitarse en los materiales tubulares de fondo, formando incrustaciones de CaCO_3 . Cuando las incrustaciones se forman en la tubería de perforación, el área protegida o aislada por debajo de la incrustación es vulnerable a la corrosión crateriforme o puede sufrir una corrosión del tipo “celda de concentración”.

La incrustación que viene de la fábrica es una capa de óxidos de hierro formada durante el proceso de fabricación en la fábrica. Se trata de un material eléctricamente conductivo y frágil. Cuando se dobla o flexiona la tubería nueva, la incrustación que viene de la fábrica se agrieta. La corrosión por oxígeno estará concentrada y formará picaduras en la base de estas grietas. La tubería de perforación nueva no debería usarse en ambientes corrosivos sin tomar medidas especiales y prever una protección adecuada contra la corrosión. La incrustación que viene de la fábrica se desgastará rápidamente por el manejo y el contacto con el pozo.

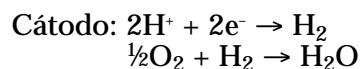
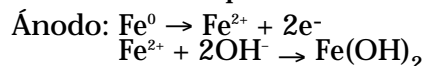
Gases disueltos. El oxígeno, el dióxido de carbono (gas carbónico) y el sulfuro de hidrógeno constituyen generalmente la causa química de la corrosión en los fluidos de perforación. Éstos se pueden calificar de *agentes corrosivos*. La corrosión es rara en los fluidos de perforación, a menos que uno o varios de estos gases esté presente en la solución.

Oxígeno disuelto (O_2). Esto constituye la causa principal de la corrosión en fluidos de perforación base agua. El oxígeno entra continuamente en el sistema de lodo a través de la zaranda, la tolva mezcladora, los agitadores de los tanques, los empaques de las bombas centrífugas que tienen fugas y los hidrociclones; además, siempre está presente en el agua de preparación. Los fluidos base agua

tienden a tener un alto contenido de oxígeno disuelto en las condiciones del sistema de superficie.

Incluso las trazas de oxígeno pueden causar picaduras y altas velocidades de corrosión. Cuanto más fría sea la temperatura del lodo de superficie, más alto será el contenido de oxígeno disuelto. Debido al entrapamiento del aire, el contenido total de oxígeno en un sistema de lodo puede exceder la solubilidad anticipada del oxígeno basada en la temperatura, la presión y la salinidad. El aire entrampado se disolverá rápidamente bajo presión (ver la Figura 5). Durante la circulación de este fluido hacia el fondo del pozo, las velocidades de corrosión pueden aumentar considerablemente, resultando en un ataque de corrosión crateriforme.

Reacciones que pueden producirse con el hierro en presencia de oxígeno:



Una reacción que suele producirse en el cátodo es que los iones hidrógeno adquieran electrones y formen hidrógeno atómico. Si no se elimina, este hidrógeno “cubrirá” o polarizará el cátodo y aminorará o parará el proceso de corrosión. Cuando está disponible, el oxígeno reacciona con el hidrógeno para eliminarlo del cátodo o despolarizar el cátodo. El oxígeno intensifica la reacción catódica, la cual, a su vez, aumenta la reacción anódica (velocidad de corrosión). La corrosión por oxígeno suele causar picaduras, y está caracterizada por éstas. El oxígeno, un despolarizador catódico, también aumenta la severidad de la corrosión causada por otros gases disueltos, como H_2S y CO_2 .

Varios sistemas de lodo contienen niveles considerablemente diferentes de oxígeno disuelto, y algunos aditivos reaccionan con este oxígeno, reduciendo su concentración. Por ejemplo, los ácidos orgánicos como el lignosulfonato, el tanino y el lignito, reaccionan rápidamente con el oxígeno disuelto y entrampado para reducirlo.

El dióxido de carbono se disuelve en agua para formar ácido carbónico...

Estos productos químicos son excelentes secuestrantes de oxígeno, aunque ésta no sea su función principal.

Los sistemas desfloculados (con bajos esfuerzos de gel) permiten que el aire entrampado (oxígeno) se escape más fácilmente que los sistemas de lodo no dispersos.

Los sistemas de polímeros (como los sistemas no dispersos de bajo contenido de sólidos y POLY-PLUS®), los sistemas de agua salada y los sistemas saturados de sal tienden a entrampar más aire, aumentando la cantidad de oxígeno disuelto. Muchos lodos de polímeros también contienen bajas concentraciones de sales (por ej.: KCl) para la estabilidad del pozo. Como se mencionó anteriormente, este bajo nivel de sal acelerará las velocidades de corrosión, pudiendo resultar en un ataque grave. En estos sistemas, se puede usar Conqor 404 para inhibir la corrosión y minimizar el efecto del oxígeno disuelto y de las sales corrosivas.

Dióxido de carbono (CO₂). El dióxido de carbono se disuelve en agua para formar ácido carbónico (H₂CO₃), reduciendo el pH. Por este motivo, se considera generalmente como un “gas ácido”. El dióxido de carbono causará la corrosión (como otros ácidos) por desprendimiento de hidrógeno.

A diferencia del oxígeno, el dióxido de carbono/ácido carbónico ataca el hierro directamente, formando carbonato de hierro en el ánodo de la celda de corrosión. El hidrógeno polarizará el cátodo en este proceso. Si hay oxígeno presente, éste despolarizará el cátodo. Cuando el ácido carbónico está reaccionando con el hierro en el ánodo y el oxígeno está despolarizando el cátodo, el ataque combinado de los dos gases será mayor que la suma de los daños causados por cada gas individualmente.

El tratamiento principal para la corrosión por dióxido de carbono consiste en aumentar el pH a más de 6 y/o precipitar el CO₃²⁻ con una fuente de calcio (como la cal o el yeso). Cuando se aumenta el pH a

más de 6, el ácido carbónico (H₂CO₃) se transformará en bicarbonato (HCO₃⁻) al pH medio y en carbonato (CO₃²⁻) al pH alto.

El ataque de dióxido de carbono (gas ácido) resulta generalmente en la formación de picaduras y ranuras que tienen un aspecto “agusanado”. NACE Corrosion Vol. 22, página 244, 1966, documentó la fisuración causada por CO₂ en un ambiente “sin H₂S”. El acero que fue sometido a prueba tenía una calidad N-80 con una Dureza Rockwell (HRc) de 33 a 34. Cuando sea necesario, pequeños tratamientos de cal deberían ser usados para neutralizar el ácido carbónico, aumentando el pH y precipitando el carbonato de calcio (CaCO₃). Las posibilidades de incrustación aumentan cuando se usa una fuente de calcio para eliminar el CO₂ neutralizado, especialmente a un pH más alto. Se debería usar un inhibidor de incrustación como el SI-1000™ para limitar la deposición de incrustaciones durante el tratamiento de la contaminación de dióxido de carbono con compuestos de calcio.

Se recomienda monitorear la concentración de CO₂ y iones relacionados con el Tren de Gas de Garrett (GGT). Durante el análisis de los cupones de corrosión, éstos entrarán en eferescencia al ser acidificados, si hay incrustaciones de carbonato de calcio.

Sulfuro de hidrógeno (H₂S). Éste es un gas venenoso que tiene una toxicidad más o menos igual al cianuro de hidrógeno. Se trata de un gas extremadamente peligroso de olor fétido característico a huevos podridos que atenúa rápidamente el olfato.

OBSERVACIÓN: El H₂S debe ser manejado inmediatamente, tomando las precauciones más rigurosas en lo que se refiere a la protección personal y a los tratamientos apropiados. Ver la sección titulada Peligros y Características del H₂S en la página 19.25.

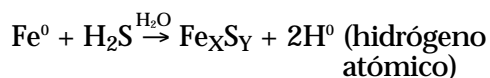
El H₂S es un gas ácido reactivo y corrosivo que puede causar daños graves a los equipos. El gas puede entrar en un sistema de lodo de por lo menos cuatro maneras:

1. Durante la perforación de

- formaciones que contienen H_2S .
2. Cuando está presente en el agua o los líquidos de preparación.
 3. Mediante la reducción bacteriana de los sulfatos en sulfuros en los lodos base agua.
 4. Mediante la degradación térmica de los aditivos del lodo.

El gas se disuelve en la fase acuosa para formar ácido hidrosulfúrico. Este ácido es menos corrosivo que el ácido carbónico pero es muy destructivo y puede causar la fisuración por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión de los aceros vulnerables.

La reacción química simplificada de la corrosión por H_2S se puede escribir de la siguiente manera:



El sulfuro de hierro formado por esta reacción se adhiere fuertemente a las superficies de acero en forma de incrustación negra. Picaduras también pueden formarse por debajo de la incrustación y reducir la vida útil de la tubería de perforación, formando la base para la fisuración inicial y la rotura por fatiga.

Los iones hidrógeno producidos por la reacción anterior pueden causar la rotura por fragilidad del metal resultante de la fisuración bajo tensión o de la ruptura por absorción de hidrógeno. El sulfuro de hidrógeno es un catalizador o acelerador para el ataque del oxígeno sobre el acero. Los iones hidrógeno (protones) liberados del H_2S o HS^- en el proceso de corrosión por sulfuro son tan pequeños que pueden ser fácilmente absorbidos por el acero. Estos iones pueden adquirir un electrón y formar hidrógeno atómico o reaccionar con carburos en el acero para formar acetileno. Cualquiera de estos gases quedará atrapado en los vacíos a lo largo de los contornos del grano. La presión aumenta a medida que el gas se acumula. Cuando esta presión y la carga sobre la tubería exceden la resistencia a la tensión de la tubería, ésta se rompe. Para los aceros de alta resistencia como las tuberías P-100, las concentraciones tan bajas como 1

ppm de H_2S a un pH bajo causarán la fisuración después de cierto tiempo.

La resistencia del acero a la rotura por fragilidad causada por el sulfuro de hidrógeno está relacionada con la dureza o el límite de tracción del acero. Los aceros de alta resistencia son generalmente más frágiles que los aceros de baja resistencia, en condiciones normales. La ruptura por absorción de hidrógeno no suele ocurrir que los aceros que tienen una dureza Rockwell inferior a 22, o un límite de tracción inferior a 90.000 psi. Los aceros de alta resistencia que tienen valores de dureza y cedencia mayores que estos niveles no deberían ser usados para el servicio en sulfuro de hidrógeno. Se recomienda usar el documento MR-01-75 (última edición) de NACE International como guía principal para seleccionar la metalurgia a usar en cualquier servicio en H_2S o en medios agrios.

La tubería de perforación de calidad E suele ser considerada segura para el servicio en sulfuro, pero el endurecimiento por trabajo hará que sea más vulnerable a la fisuración por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión (SSC). La tubería que ha sido sometida a esfuerzos cerca de su límite elástico (causando su alargamiento permanente por estiramiento) no debería ser usada en condiciones donde se sabe que hay sulfuro de hidrógeno.

Cuando las temperaturas son mayores que aproximadamente 135°F (57°C), se ha determinado que la rotura por fragilidad disminuye, y puede ser posible usar calidades ligeramente más altas de tubería de revestimiento a esas temperaturas más altas.

Los datos de solubilidad indican que la solubilidad del H_2S es aproximadamente 0,1 molal o 0,2N (3.400 ppm) a la temperatura y presión ambiente. Cuando se analizan los fluidos de perforación o las aguas de tratamiento, valores ligeramente más altos pueden ser obtenidos, ya que el sulfuro de hidrógeno reacciona con la soda cáustica en los fluidos de perforación para formar sales alcalinas, bisulfuro de sodio, sulfuro

La química del sulfuro de hidrógeno es bastante compleja.

pH	% S ²⁻ COMO H ₂ S
5,0	98,000
6,0	90,000
6,5	70,000
7,0	50,000
7,5	25,000
8,0	10,000
9,0	1,000
10,0	0,100
11,0	0,010
12,0	0,001

(Se usa % S²⁻ dividido por 100 en el cálculo del Tren de Gas de Garrett para los sulfuros solubles.)

Tabla 1: Efecto del pH sobre el sulfuro de hidrógeno.

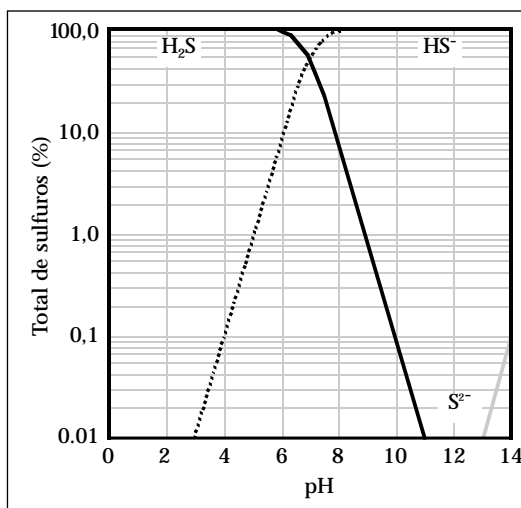
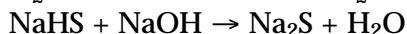
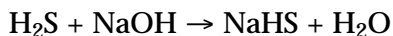


Figura 9: Distribución de sulfuros según el pH.

Es sumamente importante que se mantenga un pH alto...

de sodio y agua, de acuerdo con las siguientes ecuaciones:



El sulfuro de hidrógeno (H₂S) se neutraliza formando bisulfuro (HS⁻) con un pH más alto, y finalmente sulfuro (S²⁻). Cuando el pH aumenta, el porcentaje de sulfuros totales en forma de sulfuro de hidrógeno disminuye hasta un nivel muy bajo, como lo demuestran la Tabla 1 y la Figura 9. Es sumamente importante que se mantenga un pH alto para limitar los efectos de los problemas de H₂S causados en los fluidos de perforación, porque la reacción de neutralización es reversible. Cuando se trata el H₂S con soda cáustica, cal o potasa cáustica para aumentar el pH, una parte del gas ácido solubilizado se convierte en sulfuros solubles. Si no se mantiene el

pH mediante tratamientos continuos, o si se encuentra algún influjo de gas ácido (ya sea más H₂S o algo de CO₂), el pH disminuirá. Cuando el pH disminuye, los sulfuros solubles se convierten de nuevo en H₂S.

La química del sulfuro de hidrógeno es bastante compleja. Los sulfuros reaccionan para formar compuestos que no guardan ninguna relación con las relaciones estequiométricas y las reacciones químicas simples descritas anteriormente. El factor más importante que se debe tomar en cuenta es que el H₂S, al entrar en un lodo alcalino, reacciona para formar un sulfuro alcalino, generalmente sulfuro de sodio. Aunque un pH alto impida que el H₂S cause problemas en ciertas condiciones, no elimina el H₂S del fluido y cualquier disminución del pH puede crear una situación muy peligrosa.

El método preferido para tratar el sulfuro de hidrógeno o los sulfuros solubles es con un producto que contiene cinc, tal como óxido de cinc. Este producto precipita el sulfuro como sulfuro de cinc insoluble (ZnS). En condiciones normales y con un pH alcalino, este precipitado insoluble no se transforma en ácido hidrosulfúrico o sulfuro de hidrógeno. Monitorear el nivel de sulfuro con el GGT y tubos Dräger, de conformidad con API RP-13B-1 y B-2 (última edición).

ADVERTENCIA: El sulfuro de hidrógeno presenta riesgos muy graves para el personal. Ver la sección sobre Peligros y Características del H₂S en la página 19.25. Estos riesgos aumentan aún más debido a la capacidad del H₂S para causar la rotura catastrófica en materiales de acero de alta resistencia como las tuberías de revestimiento y las tuberías de perforación.

El sulfuro de hidrógeno es un líquido bajo una presión relativamente baja y es soluble en lodos base agua, aceite y sintético. Durante un amago, el sulfuro de hidrógeno sigue siendo líquido hasta que llegue muy cerca de la superficie, donde pasa de la fase líquida a la fase gaseosa con un aumento muy rápido y grande de volumen, causando problemas de control del pozo, de seguridad personal y de corrosión. Cuando el sulfuro de hidrógeno representa un alto porcentaje del fluido de la formación, resulta

especialmente difícil controlar el amago. Los posibles amagos de H_2S son “inyectados a presión” dentro de la formación para evitar los riesgos relacionados con la circulación de un amago de H_2S hacia la superficie.

Cualquier persona que tenga previsto trabajar en un área donde es probable que esté expuesta al sulfuro de hidrógeno,

debería asumir personalmente la responsabilidad de familiarizarse con los equipos de seguridad disponibles y los procedimientos, las tareas y los reglamentos de seguridad que aplican a su trabajo. Deberían usarse precauciones y equipos para proporcionar un ambiente de trabajo seguro.

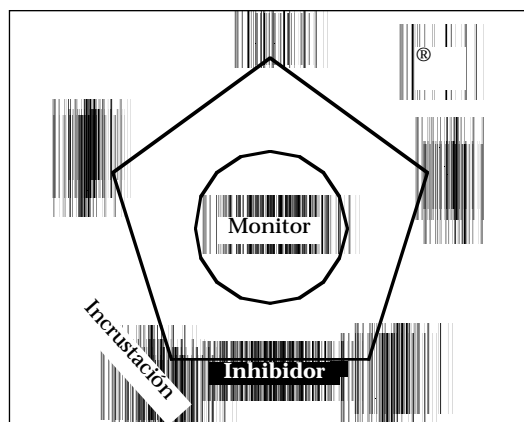
Fluido: Fluidos de perforación base agua	Contaminante: Oxígeno	Fuente: Atmósfera – atrapado por las pistolas de lodo, las zarandas, las tolvas y los equipos de superficie. Absorción.
Remedios: (1) Sumergir las pistolas y operar el equipo de mezcla solamente cuando sea necesario. (2) Usar un desgasificador. (3) Acondicionar el lodo para maximizar la descomposición. (4) Añadir inhibidor CONQOR 404. (5) Añadir secuestrante de oxígeno.		
Fluido: Fluidos de perforación base agua	Contaminante: Dióxido de carbono	Fuente: Influjo de gas y aguas de la formación
Remedios: (1) Operar el desgasificador. (2) Acondicionar las propiedades del lodo para maximizar la descomposición. (3) Aumentar el pH a 10 y ajustar la alcalinidad para impedir el ataque de ácido. (4) Añadir CONQOR 202 B a la tubería. (5) Añadir una fuente de calcio (cal/yeso) para precipitar el carbonato. (6) Añadir inhibidor de incrustación SI-1000 para reducir la formación de incrustaciones.		
Fluido: Fluidos de perforación base agua	Contaminante: Sulfuro de hidrógeno	Fuente: Influjo de gas, degradación térmica de los aditivos del lodo y acción bacteriana.
Remedios: (1) Aumentar el pH a 11,5 o más. (2) Acondicionar las propiedades del lodo para maximizar la descomposición. (3) Operar el desgasificador con antorcha. (4) Añadir el agente secuestrante de sulfuro con óxido de cinc. (5) Usar CONQOR 202 B en las uniones macho y hembra de las tuberías. Si se usa CONQOR 404, aumentar la concentración. (6) Añadir secuestrante de oxígeno. (7) Añadir inhibidor de incrustación SI-1000. (8) Usar aditivos no a base de sulfonatos y lubricantes de roscas de tubería si las temperaturas son elevadas. (9) Inhibir el crecimiento bacteriano con X-Cide 207 o un producto de glutaraldehído. (10) Usar materiales tubulares inspeccionados con un límite de tracción de 90.000 psi o menos con una dureza Rockwell (HRC) de 22 o menos. Usar NACE MR-01-75, última edición. (11) Cambiar a un lodo con un alto contenido de cal o desplazar con fluido de perforación VERSADRIL® o NOVADRIL®.		
Fluido: Fluidos de perforación base agua	Contaminante: Bacteria	Source: Agua de preparación y formación
Remedios: (1) Aumentar el pH a 11,5 o más. (2) Aumentar la concentración de sal hasta el punto de saturación, si se usa un lodo salado. (3) Inhibir el crecimiento con X-Cide 207 o un producto de glutaraldehído. (4) Añadir CONQOR 404 al sistema. (5) Usar el inhibidor de incrustación SI-1000. (6) Monitorear las colonias por ml mediante pruebas de dilución en serie en frascos de caldo.		

Tabla 2: Ambientes corrosivos y remedios.

Fluido: Fluidos e perforación base aceite y sintético, empaques	Contaminante: Sulfuro de hidrógeno	Fuente: Formación
Remedios: (1) Aumentar la alcalinidad P_{OM} a 2 o más, si no está a este nivel. (2) Maximizar la estabilidad de la emulsión. (3) Realizar una prueba piloto de la adición de secuestrante de sulfuro con óxido de cinc.		
Fluido: Aire, neblina y espuma	Contaminante: Oxygen (O_2), dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S)	Fuente: Aire inyectado e influjo de gas dentro de la formación
Remedios: (1) Aumentar el pH del fluido inyectado a 11,5 o más. (2) Añadir inhibidor Conqor 404. (3) Prueba piloto del tratamiento con agua de preparación y agentes espumantes para verificar la compatibilidad..		
Fluido: Perforación geotérmica	Contaminante: Temperatura, gases ácidos, erosión y corrosión	Fuente: Formación y velocidad del aire
Remedio: (1) Añadir Unisteam™ (Unocal) en concentraciones recomendadas.		
Fluido: XP-20® y SPERSENE™ dispersos en agua dulce	Aplicación: Fluidos de empaque	Fuente: Formación y acción bacteriana
Tratamientos: (1) Acondicionar las propiedades del lodo. (2) Aumentar el pH hasta el máximo nivel aceptable. (3) Añadir CONQOR 101 al lodo disperso para el fluido de empaque. (4) Añadir X-Cide 207 o un producto de glutaraldehído para ayudar a esterilizar el sistema. (5) Añadir secuestrante de oxígeno, si se desea, para mayor protección. En los lodos salados, usar CONQOR 303 A para los fluidos de empaque.		
Fluido: Fluidos de salmuera clara, NaCl, $CaCl_2$ y $CaBr_2$	Aplicación: Fluidos de empaque	Fuente: Formación
Tratamientos: (1) Si es monovalente, aumentar el pH a 10 con soda cáustica; sin embargo, si es divalente, no se debe añadir soda cáustica porque el Ca/Mg se precipitará. (2) Añadir inhibidor CONQOR 303 A al fluido claro. (3) Añadir producto de glutaraldehído si las pruebas indican la necesidad de usar un producto químico.		
Materiales Tubulares: Grupos de tubos	Contaminante: Exposición atmosférica	Fuente: Medio ambiente
Remedio: (1) Limpiar la herrumbre y aplicar CONQOR 202 B formador de película o inhibidores de corrosión atmosférica grave.		

Tabla 2: Continuación.

Control de Corrosión



El control del pH es uno de los métodos más usados para minimizar corrosión.

pH. El control del pH es uno de los métodos más usados para minimizar corrosión. Se trata de un método económico, versátil, y se puede reducir la solubilidad y reactividad de varios gases corrosivos aumentando el pH.

Los valores de pH de 8,3 a 9 son generalmente suficientes para convertir el ácido carbónico (del CO_2)

a su estado menos corrosivo. Para el ácido hidrosulfúrico (H_2S), un pH 12 convierte la mayor parte del sulfuro de hidrógeno en iones bisulfuro y sulfuro. Al mantener valores de pH en este rango, también se puede controlar las bacterias reductoras de sulfato. Las relaciones entre el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno con el pH están ilustradas en las Figuras 9 y 10.

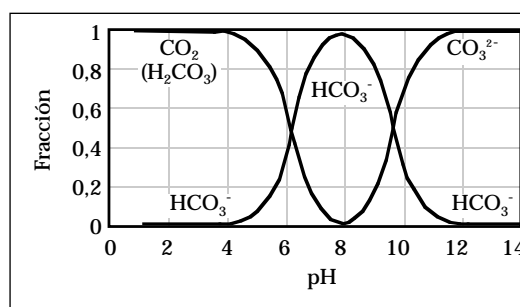


Figura 10: Efecto del pH sobre el dióxido de carbono.

Productos de Control de la Corrosión

Se recomienda el uso de los siguientes productos y métodos de aplicación para combatir la corrosión:

CONQOR® 404. Este producto es un producto químico organofosforoso diseñado para reemplazar los inhibidores de cromato. Se puede clasificar como inhibidor de oxígeno, pero no como secuestrante, y actúa por pasivación. Se trata de un inhibidor de uso general para los fluidos de perforación base agua. Es aplicable en agua fluidos de agua dulce y agua salada, y es eficaz en fluidos que están en circulación. No se recomienda para fluidos de empaque.

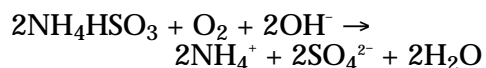
El tratamiento sugerido para los

fluidos de perforación es de 2 a 5 galones de CONQOR 404 por 100 bbl de fluido. Es esencial que se mantenga una concentración mínima del producto, y hay disponible un estuche de prueba de campo para monitorear el nivel de concentración. Para las aplicaciones de lodo aireado, el nivel de tratamiento inicial es de 12 gal/100 bbl, pero mayores concentraciones pueden ser requeridas. En general no es necesario añadir un secuestrante de oxígeno con este inhibidor en particular, pero se ha hecho con éxito. No se requiere ninguna bomba especial para añadir CONQOR 404.

CONQOR 404 se puede clasificar como inhibidor de oxígeno...

La reducción del oxígeno en los fluidos de perforación es un método eficaz...

Secuestrante de oxígeno. La reducción del oxígeno en los fluidos de perforación es un método eficaz para reducir la corrosión. Se usan secuestrantes de oxígeno como el bisulfito de amonio y el sulfito de sodio. El bisulfito de amonio está disponible como producto activo no catalizado de 45 a 55%. El anión sulfito neutralizado reacciona químicamente con el oxígeno disuelto para formar un anión sulfato, reduciendo de ese modo el contenido de oxígeno disuelto. La reacción es la siguiente:



Los lodos de agua dulce contienen generalmente de 1 a 5 o más ppm de oxígeno disuelto, y los lodos saturados de sal suelen contener menos. La cantidad de oxígeno disponible para el proceso de corrosión es determinada por el contenido total de oxígeno (disuelto y aire entrampado) del lodo y la velocidad de circulación. Si el contenido total de oxígeno del lodo es de 3 ppm, la tubería de perforación está expuesta al doble de oxígeno cuando el caudal es de 800 gpm que cuando el caudal es de 400 gpm. El contenido de oxígeno de un lodo puede oscilar considerablemente cuando se enciende y se apaga el equipo de procesamiento. Estas oscilaciones hacen que no sea práctico tratarlo estequiométricamente con un secuestrante. Para lograr una protección adecuada con un secuestrante de oxígeno, suficientes tratamientos deben ser agregados en la succión de la bomba para asegurar que el residuo o exceso de sulfito regrese a la línea de flujo, después de reaccionar con todo el oxígeno bombeado dentro del pozo.

El tratamiento inicial requerido de secuestrante de oxígeno es aproximadamente 2 gal/hora hasta que se pueda medir un exceso de sulfito en el filtrado de la línea de flujo de 50 a 100 mg/l. El exceso de sulfito puede ser determinado por una valoración, p. ej. con el dispositivo de prueba Hach. Cuando se obtiene el exceso de sulfito de 50 mg/l, mantener los niveles de tratamiento requeridos para mantener un exceso de sulfito de 50 a 100 mg/l en el filtrado de la línea de flujo. Los

tratamientos diarios serán variables, según las condiciones, el tipo de lodo, la temperatura, la salinidad y el caudal. Los tratamientos típicos de mantenimiento son de 24 a 50 galones por día.

Los lodos de agua salada y de cloruro de potasio requieren concentraciones de sulfito más altas. Pudiera requerirse una concentración de sulfito tan alta como 200 a 500 mg/l. El calcio libre elimina parte del sulfito, lo cual, por supuesto, reduce la eficiencia del secuestrante.

Se recomienda mantener una concentración de Ca^{2+} por debajo de 200 mg/l. El agua salada de "preparación" debería ser tratada con 1,5 lb/bbl de soda cáustica antes de ser agregada al sistema. Este tratamiento eliminará la mayor parte del magnesio y calcio, reduciéndolos a niveles muy bajos, mediante el aumento del pH.

El método de aplicación más conveniente es la adición directa dentro de la succión de la bomba, a través de una válvula de cierre automático con una bomba de inyección química (dosificadora). Este dispositivo de medición ha sido usado por muchos años y ha demostrado ser el método de aplicación preferido, ya que la exposición del aire a través de una tolva mezcladora reduciría su eficiencia. La bomba química siempre debe estar apagada durante los viajes. Si una bomba dosificadora no está disponible, la solución de secuestrante de oxígeno puede ser añadida directamente desde un bidón, a través de una manguera que se extiende por debajo de la superficie del lodo. Siempre debe añadirse lo más cerca posible de la succión de la bomba, no en la zaranda. Evitar el contacto con el aire porque esto podría reducir su eficiencia.

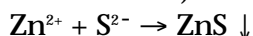
El caudal aproximado de una bomba de inyección química en cuartos de galón por día puede ser determinado desenroscando la *tapa* (varilla curvada) y dejando que el caudal fluya a través del orificio de escape. Captar el caudal de la bomba durante 90 segundos. El caudal de la bomba en cuartos de galón por día es aproximadamente igual al número de centímetros cúbicos bombeados durante 90 segundos. Este procedimiento se usa para establecer y ajustar la velocidad de tratamiento.

Para el uso apropiado del secuestrante de oxígeno, se debe minimizar el arrastre del oxígeno en la superficie:

1. Operando la tolva mezcladora solamente cuando sea necesario.
2. Evitando una descarga espumosa de la tolva, especialmente cuando la descarga está directamente enfrente de la succión de la bomba de lodo.
3. Usando correctamente los antiespumantes cuando sea necesario.
4. Manteniendo un nivel total de lodo en el tanque de succión. Esto permite evitar la formación de remolinos en los mezcladores y minimiza la cantidad de espuma generada por las descargas de la tolva y del equipo de control de sólidos.
5. Reemplazando la empacadura de la bomba centrífuga que tiene fugas.

Secuestrante de H₂S con óxido de cinc. Éste es un compuesto de óxido de cinc especialmente molido, de área superficial grande, que se usa como secuestrante de sulfuro de hidrógeno en los fluidos de perforación. El óxido de cinc debería ser sometido a una prueba piloto antes de ser añadido a los lodos base aceite o base sintético, porque puede exigir mayores cantidades de emulsificantes y agentes de humectación. El gas de sulfuro de hidrógeno que se disuelve en la fase acuosa de un lodo constituye la causa principal de la fisuración por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión (SSC) y de la ruptura por absorción de hidrógeno en los aceros vulnerables.

El óxido de cinc secuestra los sulfuros para formar sulfuro de cinc, un producto insoluble a un pH de aproximadamente 3 o más alto. Esto asegura una eliminación permanente. La única excepción sería el caso muy improbable en que el pH del lodo cayera por debajo de 3 (i.e., durante la acidificación).



Con el gas ácido neutralizado y precipitado, el riesgo de corrosión por sulfuro es más bajo. Los niveles de pretratamiento recomendados son de 1 a 2 lb/bbl. El tratamiento subsiguiente

debería comenzar a 1 lb/bbl por 1.100 mg/l de sulfuros. Los porcentajes efectivos de eliminación pueden ser más bajos, según la química del lodo. El óxido de cinc parece ser estable hasta 400°F y normalmente no es afectado por la salinidad del sistema.

Los compuestos de cinc como el óxido de cinc pueden causar la floculación y el aumento de la viscosidad; el cinc es más soluble a niveles de pH mayores que 11,5, posiblemente causando la floculación. Esto es especialmente problemático en los lodos no dispersos. Pruebas piloto deberían ser realizadas para evitar problemas en todos los casos. Los lodos no dispersos que no toleran satisfactoriamente un pH 10,5 o mayor deberían ser dispersos antes de perforar zonas que contienen sulfuro de hidrógeno.

Debido a su molienda fina, el óxido de cinc puede aumentar la viscosidad de los lodos que tienen altas concentraciones de sólidos de baja gravedad específica. Si se usa una centrífuga sobre un lodo que contiene óxido de cinc, ésta desechará el óxido de cinc. Adiciones de óxido de cinc serán requeridas para compensar este efecto.

El cinc puede ser tóxico en ciertas pruebas de bioensayo ambiental. Esto debería ser evaluado antes de usar secuestrantes que contienen cinc.

Inhibidor de incrustación SI-1000™. Los inhibidores de incrustación son usados para limitar la precipitación y deposición de incrustaciones minerales sobre las superficies metálicas. El SI-1000™ es un inhibidor de incrustación de fosfato orgánico que ha resultado eficaz para reducir los problemas de incrustaciones en las aplicaciones de perforación. El tratamiento inicial en el lodo de perforación es de 1 galón por 200 bbl de lodo. En general, los tratamientos de mantenimiento de 5 galones por turno son adecuados para controlar las incrustaciones.

Bactericidas. La reducción de sulfatos a sulfuros por la bacteria *Desulfovibrio desulfuricans* puede producirse en los fluidos de perforación, y especialmente en los lodos y fluidos de empaque

Los inhibidores de incrustación son usados para limitar la precipitación y deposición de incrustaciones minerales...

***El
glutaralde-
hído controla
las bacterias
en todos los
fluidos base
agua de
perforación...***

almacenados, resultando en una fuente de sulfuro de hidrógeno. Estas bacterias son activas en ambientes de bajo contenido de oxígeno como el agua dulce de preparación mal aireada, el agua salobre o las aguas de mar dentro del rango de pH de 5,5 a 8,5. Como las posibilidades de daños causados por las bacterias reductoras de sulfato son más altas en los fluidos de empaque o lodos almacenados, se recomienda con insistencia el uso de un microbiodica para controlar estas bacterias.

El glutaraldehído (líquido activo al 25%) controla las bacterias en todos los fluidos base agua de perforación, completación y empaque. Es eficaz contra las bacterias aerobias y anaerobias, y se puede usar una concentración más alta cuando sea necesario. Todos los biocidas, tal como X-Cide 102, Green-Cide 25G y otros, deberían ser registrados por el usuario final con la EPA (agencia estadounidense de protección del medio ambiente) (o las agencias reguladoras locales correspondientes) para el uso en el campo petrolífero. Los tratamientos iniciales de un glutaraldehído al 25% varían de 0,4 a 8,0 gal/100 bbl (100 a 2000 ppm).

Si se usa un biocida del tipo isotiazolina (X-Cide 207) para impedir la fermentación del almidón y controlar las bacterias, el tratamiento inicial debería ser de 1/2 a 1 1/2 jarras de 6 lb por 100 bbl. Los tratamientos de mantenimiento son de 1/4 jarra por 100 bbl por día. Con estos productos, el producto químico se absorbe en un portador insoluble inerte. El producto puede ser añadido directamente al tanque de succión a una frecuencia de 5 minutos por jarra. El tratamiento total inicial debería estar distribuido uniformemente sobre una circulación. El agua de preparación también debería ser pretratada. Para las condiciones graves, añadir 3 jarras por 100 bbl de fluido, y usar tratamientos diarios de 1 1/2 jarras por 100 bbl. (Normalmente no se agrega este producto a las salmueras claras sin sólidos porque el portador inerte es insoluble.) Los fluidos de empaque deberían ser tratados con 2 jarras por 100 bbl de fluido (0,12 lb/bbl).

La eficiencia del tratamiento y la población de bacterias pueden ser calculadas usando una técnica de dilución en serie con frascos de caldo. Proceder con cuidado al manejar todos los biocidas. Leer y observar las advertencias contenidas en las etiquetas de los contenedores químicos registrados.

Aminas. Las aminas formadoras de película son inhibidores de corrosión eficaces en los ambientes de fluidos de perforación. Tienen la capacidad de desplazar el agua en los tanques y las fisuraciones por fatiga en las superficies metálicas. Su estructura química les permite absorberse físicamente sobre las superficies metálicas, formando una película protectora humectada por aceite. Son más eficaces cuando son aplicadas directamente a la tubería de perforación, pero también pueden ser eficaces cuando son aplicadas mediante un tratamiento por baches o uniforme. La tubería debe mantenerse sin incrustaciones y estar provista de un revestimiento superficial. La película orgánica tiende a "impermeabilizar" el acero. Habrá situaciones en que se requerirá un "hidrochorro abrasivo" (chorro de agua a gran presión) para eliminar la herrumbre y las incrustaciones antes de aplicar el producto. Las aminas no pueden proteger por debajo de las incrustaciones y los cauchos protectores de las tuberías. Si las celdas de concentración por debajo de las extremidades de los cauchos protectores de las tuberías presentan problemas, el sistema debería ser tratado continuamente con secuestrantes de oxígeno.

CONQOR 101. Este producto es un inhibidor de amina dispersible en agua, soluble en aceite, diseñado principalmente para los fluidos de empaque a base de agua dulce XP-20/SPERSENE. Se recomienda su uso en fluidos dispersos de agua dulce. El tratamiento recomendado es 1/2 gal de CONQOR 101 por barril de fluido de empaque.

CONQOR 202 B. Un inhibidor de corrosión formador de película soluble en aceite para la aplicación

directa y el tratamiento por baches de la tubería de perforación. Los tratamientos por baches (píldoras) se hacen bombeando 5 galones o más de píldora dentro de la tubería de perforación para revestir/formar una película sobre las superficies de acero. Se puede usar baches de hasta 25 galones, según la magnitud del problema de corrosión. Puede ser diluido en una proporción de 1:5 con aceite diesel o aceite de baja toxicidad, si los reglamentos lo permiten. Los tratamientos diluidos no son tan eficaces como los tratamientos sin mezcla, pero pueden ser usados cuando sean necesarios. Los tratamientos por baches de 15 a 25 galones han sido eficaces para

10.000 pies de tubería de perforación. Después del tratamiento inicial, píldoras de 5 galones pueden ser bombeadas en las conexiones para mantener la película protectora.

CONQOR 303 A. Este producto es una amina soluble en agua/salmuera. Está diseñado principalmente para las salmueras de NaCl, KCl, CaCl₂, y CaBr₂ y los fluidos de completación. El tratamiento recomendado es un bidón de CONQOR 303 A por 100 bbl de fluido (aproximadamente 1/2 gal/bbl). Se puede añadir directamente al fluido. Este producto químico no se recomienda ni es eficaz para las salmueras con un alto contenido de cinc.

Aditivo	Aplicación	Tratamiento
CONQOR 101 (adsorción)	Fluido de empaque de agua dulce XP-20 y SPERSENE	1/2 gal/bbl
CONQOR 202 B (adsorción)	Fluidos de perforación de agua dulce o agua salada	<ul style="list-style-type: none"> • Rocíar o aplicar sobre la tubería • Píldora – verter dentro de la tubería en las conexiones
CONQOR 303 A (adsorción)	Salmueras claras; NaCl, KCl, CaCl ₂ y CaBr ₂	1/2 gal/bbl
CONQOR 404 (inhibidor pasivante)	Todos los fluidos de perforación base agua	0,25 a 1 lb/bbl
Bisulfito de amonio al 55% (secuestrante de oxígeno)	Fluidos de perforación base agua dulce o salada	Inyección de aproximadamente 1 1/2 gal/hora para una cantidad residual de 300 a 500 mg/l SO ₃ ²⁻
X-Cide 207 (bactericida)	Fluidos base agua de perforación, completación y rehabilitación	1/2 a 1 1/2 jarras/100 bbl; máximo de 3 jarras por 100 bbl
Glutaraldehído al 25% (bactericida) X-Cide 102 o Greencide 25G	Fluidos base agua de perforación, completación y rehabilitación	100 a 2.000 ppm – – 0,4 a 8,0 gal/100 bbl
Óxido de cinc (secuestrante de sulfuro)	Fluidos base agua, aceite y sintético	Producto de óxido de cinc para tratar los sulfuros. Elimina los sulfuros por tratamiento a 1.100 mg/l de sulfuros por lb/bbl. Concentración de 1 a 2 lb/bbl. Monitorear la cantidad de sulfuros con GGT y tratar de la manera requerida. Para los lodos base aceite y sintético, realizar una prueba piloto para determinar el efecto sobre el sistema.
SI-1000 (inhibidor de incrustación)	Fluidos de perforación o completación a base de agua dulce o cloruro de sodio	Añadir 5 a 10 galones de producto diluido con agua dulce por turno. Se desea 5 a 10 mg/l de fosfato orgánico en el filtrado.

Tabla 3: Aditivos de control de corrosión de M-I.

Se monitorea la corrosión mediante cupones de corrosión...

Todos los cupones de corrosión deberían ser pulidos a máquina para encajar...

Medidas de la Corrosión

Cupones de corrosión. Se monitorea la corrosión mediante cupones de corrosión insertados en la última unión hembra de la tubería de perforación antes de la tubería de perforación extrapesada o de los portamechas, y en el sustituto de junta Kelly. Estos “anillos” de acero previamente pesados deberían permanecer dentro de la tubería de perforación por un periodo de exposición de aproximadamente 100 horas. El procedimiento de prueba para evaluar estos cupones está descrito en el Boletín RP-13 B-1 del API. Esta evaluación indicará no solamente la velocidad a la cual la corrosión está ocurriendo, sino también el tipo de corrosión (i.e., corrosión por oxígeno, carbonato o sulfuro).

Es imprescindible que estos cupones sean retirados y examinados, después del periodo de exposición, para que se pueda aplicar el programa correcto de control de corrosión. Este análisis indicará la corrosividad del fluido de perforación y el tipo de corrosión encontrado. El análisis de los depósitos de incrustaciones y de las picaduras en los cupones también ayuda a determinar la causa de la corrosión, lo cual facilita la selección de las medidas remediadoras requeridas. Por ejemplo, si se observa óxido de hierro, entonces es de suponer que hay oxígeno disuelto. Si se observa sulfuro de hierro, es de suponer que hay sulfuro de hidrógeno, y si hay carbonato de hierro o carbonato de calcio/magnesio, entonces puede haber dióxido de carbono.

Un producto secundario común de la corrosión por oxígeno es la magnetita (Fe_3O_4). Ésta puede ser identificada por su propiedad magnética y su insolubilidad en ácidos. Otros óxidos de hierro, como $\text{Fe}(\text{OH})_2$ y $\text{Fe}(\text{OH})_3$, también son comunes. Los depósitos de corrosión por oxígeno pueden ser identificados por su color herrumbre oscuro a negro y su solubilidad moderada en HCl inhibido al 15%. Los depósitos de óxido no se disuelven inmediatamente en el ácido usado para limpiar los cupones antes de pesarlos, y en general deben ser sumergidos varias veces en el ácido o restregados con lana

de acero o un cepillo de alambre.

El carbonato de hierro (FeCO_3), o la siderita, es el producto secundario común de la corrosión por CO_2 . Puede ser determinado por su característica efervescencia lenta (burbujeo) en HCl al 15% o con la solución de prueba de FeS (solución de prueba de arsenito ácido). En realidad, el gas burbujeante es el gas carbónico (dióxido de carbono) que se escapa de las incrustaciones. Las incrustaciones de carbonato de calcio causarían una efervescencia más rápida (efervescencia).

La incrustación de sulfuro de hierro (FeS) se forma sobre la tubería de perforación cuando se produce la corrosión por sulfuros. Los sulfuros de hierro son negros. La incrustación de sulfuro de hierro puede ser identificada con la solución de prueba de sulfuro de hierro (arsenito ácido) por un precipitado de color amarillo vivo. El precipitado amarillo se forma cuando la solución de arsenito ácido entra en contacto con la incrustación de sulfuro. El precipitado se parece a “huevos revueltos en miniatura” y además del color amarillo, también tiene cierta forma y sustancia. Los sulfuros de hierro se humectan de forma preferencial por aceite. Si el lodo contiene aceite, esta prueba puede ser lenta o ineficaz hasta que se lave o desengrase la tubería con un jabón alcalino.

El cupón de corrosión no puede proporcionar información relacionada con la ruptura por absorción de hidrógeno, la fisuración por corrosión bajo tensión u otras formas de fractura, excepto en lo que se refiere a la relación entre las picaduras y estas roturas.

Todos los cupones de corrosión deberían ser pulidos a máquina para encajar correctamente en la ranura de alivio de la unión hembra de la junta de tubería. Deberían tener el mismo calibre que la tubería de perforación para minimizar la turbulencia. Los cupones de corrosión son generalmente cortados a partir de tubos que no han sido templados y revenidos. La similitud de las composiciones metalúrgicas con la tubería de

**La corrosión
crateriforme
suele
producirse en
soluciones
saladas...**

perforación debería ser adecuada para minimizar los efectos galvánicos y proporcionar datos útiles.

Los cupones de corrosión de la tubería de perforación deberían permanecer dentro de la columna de perforación como mínimo durante 40 horas, aunque el periodo de exposición deseado es de 100 horas. Los cupones pueden quedar dentro de la columna de perforación durante más de una corrida de la barrena.

Se debe averiguar que el receso de la unión hembra esté limpio para evitar daños al cupón. De esta manera, el cupón no obstaculizará la conexión correcta de la junta y no sufrirá daños. Durante la instalación, el cupón sólo debe ser manejado con guantes limpios y secos.

Se debe llenar por completo el formulario del cupón de corrosión de la tubería de perforación. Cada formulario debe prever espacios para indicar el material del cupón, las propiedades del fluido de perforación, el tipo de corrosión, la posición del cupón en la columna de perforación, el peso inicial, el tiempo, la profundidad de entrada, la profundidad de salida, el número del cupón, el color de la incrustación y cualquier otra información que sea importante para realizar la prueba específica. El formulario se puede imprimir en el sobre de envío del cupón o en un formulario separado que será enviado con el cupón.

Al sacar el cupón de corrosión de la columna de perforación, se debe limpiar el cupón con un trapo para eliminar los residuos de fluido de perforación. El cupón debe ser examinado para determinar la magnitud de la corrosión o de los daños mecánicos. Si se observa una corrosión grave, se debe determinar rápidamente la causa de esta corrosión para poder poner en práctica las acciones remediadoras.

Después del examen visual, *limpiar y secar el cupón*, luego colocarlo sobre el papel inhibidor de corrosión para retardar aún más la corrosión. **No se debe cubrir el cupón con grasa para tubos o aceite.** Colocar el cupón dentro del sobre.

La evaluación de los cupones es importante en el campo, así como en el laboratorio. Muchas veces, la inspección visual realizada en el momento de sacar el cupón produce los mejores resultados. Si la corrosión es evidente, normalmente se trata de la corrosión crateriforme (picaduras). Es importante tomar nota de la magnitud de las picaduras. La corrosión crateriforme suele producirse en soluciones saladas, debido a la mayor conductividad del fluido, junto con el oxígeno disuelto. La corrosión crateriforme también es característica de ciertos materiales que forman películas o revestimientos de óxido. La mejor manera de determinar el ataque uniforme o la corrosión general es midiendo la pérdida de peso con los cupones.

El sobre que contiene el cupón de corrosión debería tener estampado el peso inicial del cupón y un factor "K". El factor K se usa para convertir la pérdida de peso según el tiempo en pérdida de peso según el área superficial del cupón y el tiempo. Se trata de una conversión matemática directa de gramos a libras, y para el área superficial del cupón. La velocidad de corrosión del cupón se calcula con K de acuerdo con la siguiente fórmula:

Velocidad de corrosión (lb/ft²/yr) =

$$\frac{K \times [\text{peso inicial (g)} - \text{peso final (g)}]}{\text{tiempo total de exposición (horas)}}$$

Velocidad de corrosión, milésimas de pulgada/año =

velocidad de corrosión, lb/ft²/yr x 24,6

Los cupones de corrosión deberían ser examinados para detectar cualquier daño físico o mecánico. Los daños mecánicos al cupón suelen ser indicados por cortes, gubias o mellas sobre la superficie exterior del cupón. Si los daños mecánicos causan la pérdida de metal, esto invalidará el cálculo de la velocidad de corrosión. Si se observa algún daño, éste debería ser reportado y la velocidad de corrosión no debería ser calculada o reportada. Sin embargo, cualquier descripción de la corrosión, como las picaduras y los depósitos de sulfuro o carbonatos, etc., debería ser reportada.

Tamaño y Tipo de Junta de Tubería (pulg.)	Número de Cupón de Fann	Número de Cupón de OFI	Factor K (lb/ft ² /yr)
2 ⁷ / ₈ IF, 3 ¹ / ₂ SH	63618	18014	394
3 ¹ / ₂ XH, 3 ¹ / ₂ FH	63619	18016	357
3 ¹ / ₂ IF, 3 ¹ / ₂ XH	63620	18018	337
4 FH	63621	18020	256
4 IF, 4 ¹ / ₂ XH	63623	18022	250
4 ¹ / ₂ FH, 4 ¹ / ₂ XH, 4 IF	63624	18024	207
4 ¹ / ₂ IF, 5 XH	63625	18026	253
5 ⁹ / ₁₆ , 5 ¹ / ₂ API Reg. FH, 6 ⁵ / ₈ API Reg.	63626	18028	134
6 ⁵ / ₈ FH	63627	—	202
4 ¹ / ₂ XH	63629	18030	184
5 XH	63631	18032	210/179

Tabla 4: Números y factores K de los cupones de corrosión.

Los cupones de corrosión son pulidos a máquina para encajar en juntas específicas de tuberías de perforación. Asegurarse de especificar el tamaño y tipo de junta de tubería de perforación al hacer un pedido de cupones de corrosión (ver la Tabla 4).

Sondas. Las sondas galvánicas se utilizan desde hace muchos años en sistemas acuosos en la industria del petróleo. Pueden ayudar a indicar la corrosividad de un fluido generando una corriente que se mide con un aparato registrador. Las sondas galvánicas también han demostrado ser útiles para monitorear la entrada de oxígeno en inyecciones de agua. La mayoría de los fluidos de perforación son extremadamente corrosivos en presencia de oxígeno. No se puede esperar que estas sondas constituyan una herramienta cuantitativa en el fluido de perforación, debido al cambio constante de los medios acuosos. La sonda se instala en el sistema de circulación de lodo, generalmente en el tubo vertical. Al ser instaladas en el tubo vertical, estas sondas reflejan los efectos del oxígeno retenido o atrapado en el lodo, así como el oxígeno disuelto debido a la presión dentro del tubo vertical.

Como se puede inferir del nombre, la sonda galvánica es un par bimetálico (generalmente latón y acero) construido de manera que se pueda medir la salida

de corriente en un registrador modificado para obtener un registro continuo de los eventos. Cuando se coloca la sonda en un sistema de agua, la salida de corriente se estabilizará a un valor que refleja las condiciones dentro del sistema. Cualquier cambio en el sistema que afecte la salida de corriente se reflejará en el registrador.

Aunque la sonda sea afectada por muchas cosas, tal como el caudal, la temperatura y las películas formadas por inhibidores, es extremadamente sensible al oxígeno disuelto. En la mayoría de los sistemas sin oxígeno, la sonda se polariza y la salida de corriente se acerca a cero. Incluso pequeñas cantidades de oxígeno despolarizarán la sonda, aumentando la salida de corriente.

La sonda galvánica puede ser muy útil a los efectos del monitoreo de rutina y para la localización de los problemas. La sonda galvánica es un instrumento de construcción resistente que requiere muy poco mantenimiento. Con el registrador adecuado, la sonda proporciona un registro que el perforador puede monitorear desde el piso del equipo de perforación. Indicará las fugas de aire y las fallas del sistema para poder tomar medidas apropiadas antes de que se produzcan daños graves. Esto fomenta una mayor concientización de los problemas de corrosión.

La correlación de las medidas tomadas

La sonda se instala en el sistema de circulación de lodo...

con la sonda galvánica y la velocidad de corrosión del cupón de corrosión de la tubería de perforación no será exacta, por varias razones. Por ejemplo, el elemento anódico de acero puede sufrir una corrosión crateriforme grave, y la deposición de incrustaciones de carbonato de calcio también pueden afectar las indicaciones de la sonda. Si se

observa algún indicio de incrustación, los elementos de la sonda deberían ser limpiados periódicamente. Asimismo, si el sistema de lodo está en un ambiente agrio (H_2S), los elementos de la sonda pueden oxidarse, volviéndose marrones o negros, y causar una indicación errónea.

Fluidos de Empaque

El pH alto ayuda a reducir la velocidad de corrosión...

Los fluidos de empaque base agua deberían ser acondicionados para lograr una estabilidad a largo plazo y minimizar la corrosión. Es importante aumentar el pH a un nivel óptimo, usar un biocida apropiado y posiblemente un inhibidor dispersible formador de película. El pH alto ayuda a reducir la velocidad de corrosión, el biocida debería prevenir la actividad de las bacterias reductoras de sulfato, y el inhibidor formador de película recubrirá las superficies de acero. El inhibidor formador de película debería ser útil, formando una película sobre la tubería para “aislarla” del ambiente acuoso corrosivo.

Los lodos base aceite o sintético usados como fluidos de empaque también deberían ser acondicionados para lograr una estabilidad óptima a largo plazo, y la emulsión debería ser estabilizada para facilitar el control de la corrosión. La alcalinidad del lodo P_{OM} debería ser aumentada para que la fase interna permanezca muy alcalina. Normalmente no se añade ningún inhibidor a estos lodos porque su capacidad de humectación por aceite ayuda a reducir la corrosión de los materiales tubulares de acero, y generalmente tienen velocidades de corrosión más bajas que los fluidos de empaque base agua.

Peligros y Características del H₂S

El gas de sulfuro de hidrógeno a bajas concentraciones tiene un olor fétido a huevos podridos y no se puede oler a altas concentraciones. Este gas ácido incoloro y altamente reactivo es peligroso para los trabajadores y perjudicial para los equipos de perforación, incluso a bajas concentraciones. El H₂S es más pesado que el aire y tiende a acumularse en áreas bajas al ser descargado. Los compartimientos cerrados y tanques de almacenamiento son especialmente peligrosos. El H₂S también puede acumularse en la parte superior de los tanques de lodo, cuando hay poco viento o movimiento de aire. Concentraciones letales pueden acumularse encima de los tanques de lodo o en tanques, incluso cuando la concentración es tan baja que puede ser considerada insignificante. Cada vez que el H₂S está presente o que hay alguna posibilidad de que esté presente, se debería advertir a todo el personal del equipo de perforación para que no se inclinan o bajen la mano dentro de los tanques de lodo. El gas es muy inflamable y forma una mezcla explosiva con el aire.

Incluso cortos periodos de exposición al sulfuro de hidrógeno pueden matar o lesionar gravemente a los seres humanos y causar roturas catastróficas de los materiales tubulares de acero. Las "Prácticas Recomendadas para la Perforación Segura en Pozos que Contienen Sulfuro de Hidrógeno" del Instituto Americano del Petróleo (API RP49) describen detalladamente los peligros y las prácticas seguras para las operaciones de perforación en zonas que contienen H₂S.

El nivel máximo al cual los trabajadores pueden ser expuestos repetidamente sin peligro, i.e. el valor umbral límite, sólo es 10 ppm de H₂S. La norma aceptada por la industria requiere el uso de dispositivos de protección respiratoria para

concentraciones superiores a 10 ppm. El límite peligroso, o la concentración que puede causar la muerte, es 250 ppm/hora. La pérdida de conocimiento ocurre después de una exposición corta a una concentración de 500 ppm, seguida por la interrupción de la respiración y la muerte, si no se administra un tratamiento rápido.

A continuación se describen los efectos físicos de la exposición al sulfuro de hidrógeno:

- 10 ppm – Olor obvio y desagradable; exposición repetida sin efectos perjudiciales.
- 15 ppm – Límite de exposición a corto plazo (15 min).
- 20 ppm – Irritación de los ojos y de las vías respiratorias (1 hora).
- 50 ppm – Pérdida del olfato (15 min); dolor de cabeza, mareo y tambaleo (1 hora).
- 100 ppm – Tos, irritación de los ojos y pérdida del olfato (3 a 15 min); dificultad para respirar, dolor de los ojos y somnolencia (15 a 20 min); irritación de la garganta (1 hora).
- 200 ppm – Atenuación rápida del olfato, irritación de los ojos y la garganta.
- 500 ppm – La pérdida de conocimiento ocurre después de una exposición corta y la víctima deja de respirar, si no recibe un tratamiento rápido; mareo, pérdida de la razón y del equilibrio; las víctimas requieren administración inmediata de reanimación cardiopulmonar por ventilación artificial.
- 700 ppm – La pérdida de conocimiento ocurre rápidamente; la víctima se muere si no es rescatada y tratada a tiempo.
- 1.000 ppm – La pérdida de conocimiento ocurre inmediatamente, seguida por muerte en pocos minutos.

El asentamiento de barita... causa grandes variaciones en la densidad del lodo.

Introducción

El asentamiento de barita es la sedimentación de barita que causa grandes variaciones en la densidad del lodo. Es una de las principales causas de preocupación, especialmente cuando lodos densificados son usados en la perforación de pozos direccionales y de alcance extendido. El asentamiento está generalmente relacionado con ángulos del pozo de 50 a 80°, bajas velocidades anulares y lodos limpios de baja viscosidad. Las posibles consecuencias incluyen pérdida de circulación, pega de la tubería, empaquetamiento del pozo, inestabilidad del pozo y problemas de control del pozo.

El asentamiento es afectado por numerosos factores relacionados con las prácticas de perforación y las propiedades del lodo, las cuales deben ser manejadas correctamente para lograr un control satisfactorio. Aunque antes se pensaba que el asentamiento ocurría con mayor frecuencia en los Lodos Base Aceite o los Lodos Base Sintético (OBMs o SBMs), debido a la disminución de la viscosidad causada por el calor, el asentamiento ha sido observado en todos los tipos de fluidos de perforación densificados.

El asentamiento de barita ocurre cuando las partículas del material densificante inerte (barita, hematita, etc.) se sedimentan y forman una lechada de densidad ultra-alta o una "cama" de barita en el lado bajo del pozo. En general, las camas de barita pueden formarse en pozos desviados 30° o más que son perforados con pesos de lodo mayores que 12 lb/gal. A ángulos de hasta 75°, las camas pueden derrumbarse (deslizarse o fluir hacia el fondo del pozo). Después de un viaje, la circulación subsiguiente del lodo revela una amplia variación en el peso del lodo.

En principio, la limpieza del lodo y el asentamiento de barita están relacionados. Ambos son afectados por factores interdependientes tales como: velocidad anular; ángulo del pozo; longitud del intervalo; régimen de flujo; peso del lodo; y rotación, tiempo y prácticas de perforación. Sin embargo, las diferencias requieren distintos métodos de control y manejo. Por ejemplo, las camas de recortes que se forman debido a la limpieza insuficiente del pozo dejan generalmente de deslizarse (derrumbarse) a ángulos mayores de 60 a 65°, o sea 10 a 12° menos que las camas de barita más fluidas.

En el campo, el asentamiento se mide

pesando el lodo con regularidad en la línea de flujo, después de que haya permanecido sin circular por un tiempo, tal como cuando se circula desde el fondo hacia arriba después de realizar viajes, registros o corridas de revestimiento. La "huella" típica del asentamiento de barita es una forma más o menos sinusoidal (ver la Figura 1). Cuando se circula desde el fondo hacia arriba, el lodo ligero viene seguido del lodo pesado, y luego del lodo de peso original. El lodo más pesado suele aparecer durante la circulación desde el fondo hacia arriba.

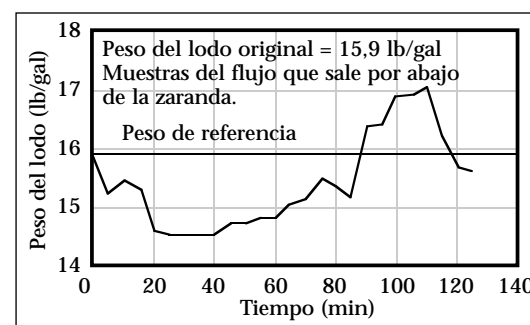


Figura 1: Las variaciones del peso del lodo indican el asentamiento después del viaje.

En la mayoría de los pozos direccionales, es muy probable que haya ocurrido cierto grado de asentamiento. Sin embargo, hasta hace poco, el peso del lodo se medía solamente en la muestra de la circulación desde el fondo hacia arriba. El lodo pesado del fondo se atribuía generalmente a las píldoras, a la deshidratación y/o a la dispersión. En los casos donde se había identificado el asentamiento, simplemente se toleraba, supuestamente porque se pensaba que los problemas relacionados con el asentamiento eran relativamente pocos. El asentamiento ha sido responsable de la pérdida de circulación en pozos con ángulos de solamente 30°.

El asentamiento puede ser minimizado ajustando las propiedades reológicas, la composición y la formulación del lodo. Sin embargo, el asentamiento es un problema que no está relacionado solamente con las propiedades del lodo. Puede ser inducido en prácticamente cualquier pozo direccional por la circulación de un lodo densificado a caudales bajos, tal como cuando se acondiciona el lodo antes de colocar la tubería de revestimiento. Las pautas generales relacionadas con las propiedades del lodo y las prácticas de perforación están descritas más adelante en este capítulo.

Conceptos Básicos del Asentamiento

Si no está bien suspendido, el material densificante se sedimentará a partir de una columna de fluido estática. En los pozos verticales, la sedimentación *retardada* que tiene lugar es sensiblemente más lenta que la velocidad de sedimentación *libre* de una sola partícula. La sedimentación disminuye aún más cuando estructuras de gel se forman y mejoran la suspensión. Sin embargo, si la columna está en un plano inclinado, la velocidad de sedimentación aumentará considerablemente. Se atribuye el descubrimiento de este fenómeno al médico A.E. Boycott, quien reportó en 1920 que los glóbulos sanguíneos se sedimentaban a una velocidad de 3 a 5 veces más rápida en los tubos de ensayo inclinados, que en los tubos verticales.

La mejor manera de visualizar la *sedimentación de Boycott* es usando el Tubo Zag de M-I, un tubo de plástico segmentado que contiene agua viscosificada y brillantes. Sin embargo, se puede realizar una prueba sencilla usando un cilindro graduado (o tubo de ensayo), barita y agua de grifo (ver la Figura 2). Primero, agregar barita seca para llenar aproximadamente un tercio del tubo. Luego, llenar con agua. Agitar enérgicamente y colocar el tubo a un ángulo de aproximadamente 45°. A medida que la barita se sedimenta, se puede observar que la cola de agua en el lado alto del tubo fluye hacia arriba, mientras que los sólidos se deslizan hacia abajo. Este movimiento especial ocurre cuando la sedimentación inmediata en el lado bajo y en el lado alto crea un desbalance de presión a través de la sección transversal. El fluido de baja densidad se ve forzado hacia arriba, mientras que el fluido de alta densidad se ve forzado hacia abajo, a lo largo del lado bajo del pozo.

En los pozos direccionales, la sedimentación de Boycott es complicada por varios factores, el más importante de los cuales es la dinámica de los fluidos. A bajos caudales, la corriente de flujo se mueve a lo largo del lado alto del pozo y aumenta tanto el desbalance de presión como la formación de camas. Esto se

llama sedimentación de Boycott *acelerada o intensificada dinámicamente*. Este tipo de sedimentación puede ser disipado sistemáticamente por velocidades anulares más altas y rotación de la tubería.

Está claro que el proceso de

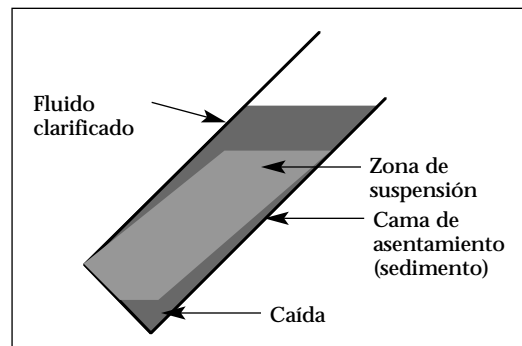


Figura 2: Ilustración de la sedimentación de Boycott

asentamiento conlleva tres mecanismos claves: la *sedimentación dinámica*, la *sedimentación estática* y la *caída*. Los tratamientos del lodo deberían tratar el mecanismo apropiado. Si se intenta resolver problemas dinámicos con soluciones estáticas, esto puede causar la pérdida de circulación o dificultades de este tipo. Por ejemplo, los altos esfuerzos de gel sólo pueden reducir la sedimentación estática. Hubo un momento en que se pensaba que el asentamiento era un problema estático típico, porque los síntomas están relacionados con las condiciones estáticas en el pozo. Sin embargo, como la mayoría de las camas de barita se forman durante la circulación, el asentamiento es un problema que está principalmente relacionado con la sedimentación dinámica. Típicamente, el crecimiento de las camas bajo condiciones estáticas (bombas apagadas) es mínimo, aunque es más probable que la caída se produzca durante periodos estáticos. Por estos motivos, las prácticas de perforación antes y después de los viajes pueden generalmente impedir los problemas relacionados con el asentamiento.

...el
asentamiento
es un problema
que está
principalmente
relacionado
con la
sedimentación
dinámica.

Mediciones del Asentamiento

Se recomienda medir y registrar el peso del lodo en la línea de flujo después de los viajes, para todos los pesos densificados usados en pozos direccionales. Esta información suele ser llamada “reporte de viaje”. El asentamiento es más grave durante la primera circulación desde el fondo hacia arriba después de un viaje. El reporte de viaje debería incluir (a intervalos de 15 min) la siguiente información: tiempo y carreras acumulativas de la bomba, peso del lodo, temperatura del lodo, viscosidad embudo y unidades de gas. Una balanza de lodo presurizada puede ser necesaria para minimizar los efectos del corte por gas. Si es posible, el peso del lodo debería ser corregido para tomar en cuenta la temperatura.

La mejor medida de la severidad del asentamiento es la diferencia entre los pesos de lodo máximos y mínimos observados en la línea de flujo después de un viaje. Por ejemplo, estas medidas han indicado diferencias del peso del lodo tan altas como 4 lb/gal en el Golfo de México y 6 lb/gal en el Mar del Norte.

Para fines de comparación, el Registro de Asentamiento (S_r) de M-I es útil para seguir la severidad del asentamiento de barita. Como lo ilustra la ecuación, el Registro de Asentamiento depende de la relación entre la diferencia de peso del lodo y el peso del lodo en circulación. Se agrega la función exponencial para ampliar los problemas graves de asentamiento.

$$S_r = e^{(10 \times \frac{W_d}{W_c})}$$

Donde:

S_r = Registro de Asentamiento (adimensional)

W_d = Diferencia máxima del peso de lodo (lb/gal)

W_c = Peso del lodo en circulación (lb/gal)

Si no se produce ningún asentamiento, entonces $S_r = 1,0$. Los datos del campo sugieren que problemas mínimos de asentamiento serán encontrados para $1,0 < S_r < 2,5$. Los valores de S_r mayores que 5 indican un asentamiento grave. Para referencia, el Registro de Asentamiento – S_r – es de 2,55 para la circulación desde el fondo hacia arriba mostrada en la Figura 1. El Registro de Asentamiento es una

escala abierta. Valores mayores que 70 han sido calculados para un lodo base aceite (OBM) de alta densidad bombeado a bajos caudales en un pozo del Mar del Norte, lo cual constituye un ejemplo extremo de un problema grave de asentamiento.

El Registro de Asentamiento tiene dos ventajas claras. En primer lugar, puede ayudar a monitorear las tendencias de asentamiento en el pozo. En segundo lugar, S_r proporciona una correlación entre los resultados del campo y los resultados del laboratorio. Los datos tomados en el Circuito de Flujo de Asentamiento de M-I guardan muy buena correlación con los resultados del campo cuando se usa el Registro de Asentamiento. Este circuito de flujo simula el ángulo real del pozo, la excentricidad de la tubería de perforación, la rotación de la tubería y la velocidad anular. La medición y el registro continuos de las adiciones de material densificante y del peso del lodo en circulación pueden proporcionar una medida directa del material densificante que se ha depositado en la cama.

La Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) de M-I es una prueba sencilla que utiliza el esfuerzo de corte generado por un viscosímetro Fann que gira a 100 RPM, para simular la dinámica de los fluidos. Es fácil de usar tanto en el sitio como en un laboratorio. Para medir los cambios de peso del lodo durante un periodo determinado, se toman muestras de lodo en el fondo del vaso térmico con una jeringa de aguja larga. El procedimiento de la VST está incluido al final de esta sección. La VST no puede simular todos los parámetros del pozo que afectan el asentamiento en el campo. Sin embargo, se han desarrollado varias constantes que permiten hacer correcciones para el ángulo, la velocidad anular, el diámetro del pozo y la longitud del intervalo. De hecho, estas constantes modifican los resultados de la VST para simular la diferencia máxima de peso del lodo que se puede esperar en el campo, con un valor calculado llamado “Índice de Asentamiento”. El Índice de Asentamiento es útil para correlacionar los datos.

...el Registro de Asentamiento de M-I es útil para seguir la severidad del asentamiento de barita.

Pautas para el Asentamiento

Debido a su complejidad intrínseca, el mecanismo de asentamiento de barita no tiene ninguna solución analítica. Sin embargo, pautas prácticas han sido desarrolladas en base a la experiencia de campo y a las medidas realizadas en el laboratorio. Estas pautas figuran al final de esta sección y están clasificadas de acuerdo con: (1) la planificación del pozo, (2) las propiedades y las pruebas del lodo, (3) las prácticas operacionales, y (4) el monitoreo del pozo.

El diseño del pozo puede exigir concesiones para minimizar y controlar el asentamiento. La tendencia de asentamiento aumenta generalmente con el ángulo del pozo y es probablemente más crítica en la perforación de alcance extendido bajo Altas Temperaturas y Altas Presiones (ATAP). Las altas temperaturas causan la disminución de la viscosidad del lodo y aumentan la sedimentación. Puede que sea necesario realizar pruebas de ATAP para asegurarse que las propiedades reológicas son adecuadas bajo las condiciones del pozo. Grandes luces del espacio anular o bajas velocidades de circulación favorecen el asentamiento, debido a las bajas velocidades anulares. Los caudales altos reducirán las tendencias de asentamiento, pero los límites de presión y las herramientas de fondo – como los equipos de Medición al Perforar/Registro al Perforar (MWD/LWD) y los motores de fondo – pueden limitar el uso de esta opción.

El control del fluido sólo es un componente de la prevención del asentamiento. Las prácticas de perforación que afectan el asentamiento incluyen: (1) deslizamiento vs. rotación de la tubería de perforación, (2) técnicas de desplazamiento, (3) técnicas de acondicionamiento del lodo antes de la cementación, (4) viajes cortos y viajes del limpiador rotatorio, (5) procedimientos de viaje, (6) técnicas para reanudar la circulación, y (7) procedimientos de monitoreo del pozo.

Las camas de barita pueden ser fácilmente perturbadas por los viajes y las operaciones de registro. Esto se debe principalmente a la atracción débil entre las partículas de material densificante inerte en las camas. Por lo tanto, está claro que las camas de asentamiento son sensibles a la rotación de la tubería y a la velocidad anular. La rotación de la tubería contribuye considerablemente a la eliminación de las camas de asentamiento, especialmente cuando la tubería de perforación es excéntrica, e incluso la rotación ocasional puede ayudar a eliminar las camas. Los viajes del limpiador rotatorio también pueden ser usados para agitar las camas de asentamiento depositadas y desplazar las partículas hacia la corriente de flujo principal.

La deposición de las camas ocurre muy rápidamente bajo condiciones que favorecen el asentamiento. El asentamiento es más alto durante las operaciones de deslizamiento. Se recomienda hacer girar la tubería y circular desde el fondo hacia arriba después de todas las operaciones de deslizamiento. Puede que sea necesario meter la tubería por etapas dentro del pozo después de largos periodos con la tubería fuera del pozo. El hecho de meter la tubería por etapas dentro del pozo, a intervalos de 1.000 a 2.000 pies (circulando desde el fondo hacia arriba en cada etapa), reducirá las variaciones del peso del lodo de tal manera que los problemas de pérdida de circulación,

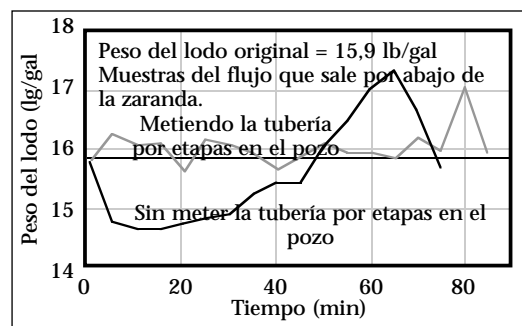


Figura 3: Cuando se mete la tubería por etapas dentro del pozo, se reduce el asentamiento.

El asentamiento es más alto durante las operaciones de deslizamiento

El control del fluido sólo es un componente de la prevención del asentamiento.

taponamiento y otros problemas relacionados con el asentamiento serán minimizados. Esto está demostrado en la Figura 3, una comparación entre dos circulaciones desde el fondo hacia arriba de dos viajes consecutivos en un pozo del Golfo de México. Durante el primer viaje, cuando la tubería no fue introducida por etapas dentro del pozo, se encontraron varios problemas para llegar al fondo, la tubería se pegó momentáneamente y los valores de torque y arrastre eran altos. Durante el segundo viaje, la tubería fue introducida por etapas dentro del pozo sin sufrir ningún problema. El Sr fue reducido de 5,41 para el primer viaje a 1,45 para el segundo.

El acondicionamiento del lodo antes de la cementación suele incluir la dilución y la disminución de la viscosidad del lodo. Esto sólo debe hacerse una vez que la tubería de revestimiento está en el fondo. La

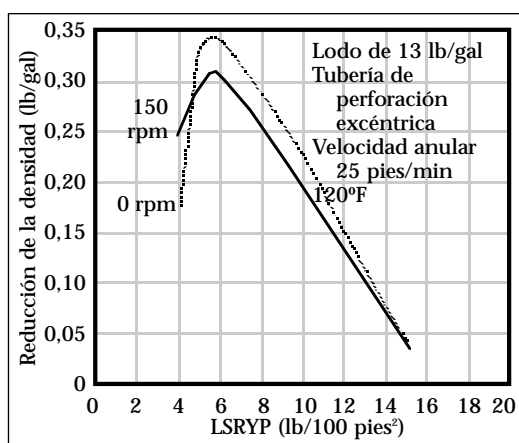


Figura 4: Influencia del LSRYP sobre el asentamiento de barita.

dilución puede reducir la Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV) y los esfuerzos de gel del lodo, creando condiciones que favorecen el asentamiento. Los lodos nuevos con pocos sólidos perforados de baja gravedad específica y los lodos recién diluidos se sedimentan más fácilmente que los lodos usados donde se han acumulado sólidos perforados de tamaño coloidal. Es difícil suspender la barita durante la dilución en los lodos base agua convencionales, pero no tan difícil en los fluidos de

polímeros tales como los sistemas de FLO-PRO® y POLY-PLUS®.

Aunque no se haya llegado a un consenso sobre un solo parámetro reológico que tenga el mayor impacto sobre el asentamiento, se ha determinado que existe una estrecha relación entre la sedimentación dinámica y el Punto Cedente a Baja Velocidad de Corte (LSRYP) (ver la Figura 4). El LSRYP puede ser determinado usando las indicaciones a 3 y 6 RPM de un viscosímetro de velocidad variable. Se calcula usando esta ecuación:

$$\text{LSRYP} = (2 \times U_{3 \text{ rpm}}) - U_{6 \text{ rpm}}$$

Los valores mínimos de LSRYP comprendidos entre 7 y 15 lb/100 pies² han proporcionado una suspensión adecuada de la barita en muchos pozos direccionales. En los pozos de Alta Temperatura y Alta Presión (ATAP), se recomienda realizar pruebas de reología usando un viscosímetro Fann de Modelo 50 para lodos base agua, o un viscosímetro Fann de Modelo 70 para los lodos base aceite y base sintético, para medir el LSRYP en las condiciones reales del pozo.

El LSRYP en los lodos base agua puede ser aumentado agregando un polímero viscosificante como la goma xantana (DUO-VIS® o FLO-VIS®). En los fluidos base aceite o base sintético, la viscosidad a baja velocidad de corte puede ser ajustada usando un modificador de reología (VERSAMOD™ o NOVAMOD™) o aumentando la concentración de arcilla organofílica. Cualquiera que sea el sistema, es importante que se incluyan tanto arcillas de tamaño coloidal como modificadores de reología (los cuales aumentan la LSRV) para minimizar el asentamiento.

El asentamiento de barita y sus consecuencias sólo pueden ser minimizados cuando todos los factores pertinentes son controlados de manera adecuada. Para impedir el asentamiento, la reología y la hidráulica apropiadas del fluido deben ser combinadas con buenas prácticas de perforación que reduzcan el asentamiento.

Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) de M-I

EQUIPOS NECESARIOS

- A. Equipos necesarios para fluidos con un peso de 17 lb/gal (SG 2,04) o menos, y usando una balanza de lodo de bolsillo:
1. Viscosímetro Fann de Modelo 35A de 6 velocidades (o equivalente).
 2. Vaso térmico (i.e., la envuelta exterior calefactora con vaso mostrada en API RP 13B-2: *Práctica Recomendada, Procedimiento Estándar para la Prueba de Campo de los Fluidos de Perforación Base Aceite*).
 3. Jeringa desechable, capacidad de 50 a 60 cm³ (i.e., B-D 60 cm³, n° 9663, con tapa LeurLoc).
 4. Aguja de pipetar biomédica, 6 pulg. (152 mm) (i.e. Perfectum n° 7942, calibre 14 x 6 punta roma).
 5. Balanza de lodo de bolsillo (Equipo de Prueba Fann, Pieza N° 142000001EA).
 6. Cronómetro, intervalo de 30 minutos.
- B. Equipos necesarios para fluidos con un peso mayor que 17 lb/gal (SG 2,04) o cuando la balanza de lodo de bolsillo no está disponible:
1. Viscosímetro Fann de Modelo 35A de 6 velocidades (o equivalente).
 2. Vaso térmico (i.e., la camisa calefactora con vaso mostrada en API RP 13B-2: *Práctica Recomendada, Procedimiento Estándar para la Prueba de Campo de los Fluidos de Perforación Base Aceite*).
 3. Jeringa desechable, capacidad de 50 a 60 cm³ (i.e., B-D 60 cm³, n° 9663, con tapa LeurLoc).
 4. Aguja de pipetar biomédica, 6 pulg. (152 mm) (i.e. Perfectum n° 7942, calibre 14 x 6 punta roma).
 5. Balanza de lodo de bolsillo (Equipo de Prueba Fann, Pieza N° 142000001EA).
 6. Balanza, de brazo mecánico o electrónica, capacidad de 50 a 100 g, precisión de $\pm 0,1$ g (i.e. una balanza similar a las que se incluyen generalmente en los juegos de prueba piloto).
 7. Plato de pesar reutilizable, capacidad de 50 a 60 cm³ (cualquier envase lavable y reutilizable que se adapte a la

balanza).

NOMENCLATURA

- K_a = Factor para la inclinación del pozo
 K_d = Factor para el diámetro del pozo
 K_f = Factor para el régimen de flujo
 K_h = Factor para la longitud de la sección de aumento de ángulo del pozo
 ΔMW = Cambio de peso de lodo (lb/gal)
 MW_F = Peso de lodo final (lb/gal)
 MW_o = Peso de lodo inicial (lb/gal)
 S_i = Índice de asentamiento
 SV = Volumen de la muestra (cm³)
 SW = Peso de la muestra (g)
 VW_o = Taraje del recipiente (g)
 VW_t = Peso total del recipiente (g)

PROCEDIMIENTOS DE PRUEBA

- A. Procedimiento de prueba para lodos con un peso de 17 lb/gal (SG 2,04) o menos, y usando una balanza de lodo de bolsillo:
1. Colocar el vaso térmico sobre el soporte del viscosímetro de 6 velocidades.
 2. Ajustar la posición del vaso verticalmente hasta que la línea marcada en el rotor esté justo por debajo del borde superior del vaso térmico.
 3. Añadir fluido de perforación al vaso térmico hasta la línea marcada.
 4. Conectar el vaso térmico a un enchufe eléctrico operable.
 5. Ajustar el viscosímetro a 600 RPM y agitar la muestra mientras que se está calentando hasta 120°F (48,9°C).
 6. Mientras que la muestra se calienta, limpiar y secar la balanza de lodo de bolsillo.
 7. Enroscar la aguja limpia y seca sobre la jeringa limpia y seca.
 8. Una vez que se ha alcanzado la temperatura de 120°F (48,9°C), observar la indicación del cuadrante a 600 RPM hasta que se estabilice.
 9. Cambiar la velocidad del viscosímetro a 100 RPM.
 10. Usando el conjunto jeringa/aguja,

extraer la muestra deseada (i.e. 25+ cm³) del fondo del vaso térmico, lo más cerca posible de la parte inferior del rotor. Extraer una cantidad de muestra ligeramente más grande que la cantidad necesaria. Esto hará que las burbujas de aire atrapadas en la jeringa, encima del lodo, permanezcan dentro de la jeringa y puedan ser excluidas del volumen de lodo que se debe pesar.

11. Usando lodo fresco, ajustar el volumen de lodo en el vaso térmico hasta que llegue de nuevo a la línea marcada. Seguir agitando a 100 RPM durante 30 minutos. Mantener la temperatura de la muestra a 120°F (48,9°C).
 12. Descargar la muestra dentro de la balanza de lodo y determinar el peso del lodo.
 13. Registrar el peso de lodo inicial (MW_o). Limpiar y secar minuciosamente la balanza de lodo, la jeringa y la aguja.
 14. Al final del periodo de agitación de 30 minutos, repetir los Pasos 7, 10 y 12. Registrar el peso de lodo final (MW_f).
 15. Calcular el cambio de peso de lodo (ΔMW) usando la Ecuación 3. Limpiar y secar minuciosamente todos los equipos.
- B. Procedimiento de prueba para lodos con un peso mayor que 17 lb/gal (SG 2,04) o cuando la balanza de lodo de bolsillo no está disponible:
1. Colocar el vaso térmico sobre el soporte del viscosímetro de 6 velocidades.
 2. Ajustar la posición del vaso verticalmente hasta que la línea marcada en el rotor esté justo por debajo del borde superior del vaso térmico.
 3. Añadir fluido de perforación al vaso térmico hasta la línea marcada.
 4. Conectar el vaso térmico a un enchufe eléctrico operable.
 5. Ajustar el viscosímetro a 600 RPM y agitar la muestra mientras que se está calentando hasta 120°F (48,9°C).

6. Mientras que la muestra se calienta, pesar el plato limpio y seco para obtener el valor de taraje del recipiente (VW_o). Registrar este valor.
7. Enroscar la aguja limpia y seca sobre la jeringa limpia y seca de 3 cc.
8. Una vez que se ha alcanzado la temperatura de 120°F (48,9°C), observar la indicación del cuadrante a 600 RPM hasta que se estabilice.
9. Cambiar la velocidad del viscosímetro a 100 RPM.
10. Usando el conjunto jeringa/aguja, extraer la muestra deseada (i.e. 2+ cm³) del fondo del vaso térmico, lo más cerca posible de la parte inferior del rotor. Extraer una cantidad de muestra ligeramente más grande que la cantidad necesaria. Esto hará que las burbujas de aire atrapadas en la jeringa, encima del lodo, permanezcan dentro de la jeringa y puedan ser excluidas del volumen de lodo que se debe pesar.
11. Usando lodo fresco, ajustar el volumen de lodo en el vaso térmico hasta que llegue de nuevo a la línea marcada. Seguir agitando a 100 RPM durante 30 minutos. Mantener la temperatura de la muestra a 120°F (48,9°C).
12. Descargar 2 cc de la muestra de la jeringa dentro del plato de pesar tarado. Procurar medir el volumen descargado con la mayor precisión que se pueda obtener con las jeringas, ¡ya que esta medida es crítica! Registrar el Volumen de la Muestra (SV).
13. Pesar el plato y la muestra en la balanza. Registrar el valor obtenido como peso total del recipiente (VW_f).
14. Calcular el Peso de la Muestra (SW) y el MW inicial (MW_o) usando las Ecuaciones 1 y 2. Registrar el MW_o. Desechar la muestra pesada. Limpiar y secar minuciosamente el plato de pesar, la jeringa y la aguja.
15. Al final del periodo de agitación de 30 minutos, repetir los Pasos 7, 10, 12 y 13.

16. Calcular el SW final, el MW_f y el cambio de peso de lodo (ΔMW) usando las Ecuaciones 1, 2 y 3.
17. Limpiar y secar minuciosamente todos los equipos.

CÁLCULOS

Ecuación 1: $SW = VW_t - VW_o$
 Ecuación 2: $MW = SW/SV \times 8,33$
 Ecuación 3: $\Delta MW = MW_F - MW_o$

Ecuación del Índice de Asentamiento

El Índice de Asentamiento (S_i) es un método para ajustar los resultados de la VST de M-I para un conjunto determinado de condiciones del pozo, a fin de obtener una mejor evaluación de la posibilidad de algún problema relacionado con el asentamiento.

Ecuación 4: $S_i = \Delta MW \times K_a \times K_d \times K_f \times K_h$

FACTORES DEL ÍNDICE DE ASENTAMIENTO**INCLINACIÓN DEL POZO (DESDE EL PLANO VERTICAL) (K_a)**

Ángulo del Pozo	K_a
0° - 10°	0,1
10° - 30°	0,2
30° - 40°	0,8
40° - 50°	1,0
50° - 60°	0,7
60° - 90°	0,4

DIÁMETRO DEL POZO (K_d)

Diámetro	K_d
< 8,5 in. (216 mm)	0,2
8,5 - 12,25 pulg. (216-311 mm)	0,5
>12,25 - 17,5 pulg. (311-445 mm)	0,8
> 17,5 pulg. (445 mm)	1,0

PERFIL DE FLUJO ANULAR (K_f)

Régimen de Flujo	K_f
Turbulento	0,5
Transicional	0,7
Laminar	1,0

LONGITUD DE LA SECCIÓN DE AUMENTO DE ÁNGULO (K_h)

Longitud	K_h
0 - 1.000 pies (0 - 305 m)	0,5
1.000 - 2.000 pies (305 - 610 m)	0,8
> 2.000 pies (610 m)	1,0

EJEMPLOS DE ÍNDICE DE ASENTAMIENTO

A continuación se proporcionan ejemplos de la manera en que los parámetros del pozo afectan el S_i . Tres situaciones son examinadas.

SITUACIÓN 1

Se usa un lodo base aceite de emulsión relajada de 18,3 lb/gal (SG 2,20) para perforar un pozo de 26° con un diámetro de 9,625 pulg. (245 mm). El ΔMW para este lodo es de 1,9 lb/gal (228 kg/m³). Se ha colocado una tubería de revestimiento sobre una longitud de 965 pies (294 m) en la porción inclinada del pozo. Los cálculos hidráulicos indican que el lodo tiene un flujo turbulento en esta porción del pozo.

En base a los factores del Índice de Asentamiento:

$K_a = 0,2$
 $K_d = 0,5$
 $K_f = 0,5$
 $K_h = 0,5$

Sustituyendo los valores dentro de la Ecuación 4, se obtiene:

$S_i = \Delta MW \times K_a \times K_d \times K_f \times K_h$
 $S_i = 1,9 \times 0,2 \times 0,5 \times 0,5 \times 0,5$
 $S_i = 0,0475$

COMENTARIO

El pequeño ángulo y el flujo turbulento reducen considerablemente la probabilidad y severidad de los problemas relacionados con el asentamiento para este ejemplo, aunque se haya medido un valor alto de ΔMW .

SITUACIÓN 2

Se usa un lodo de polímeros de 15,3 lb/gal (SG 1,84) en un pozo de 58° con un diámetro de 12,25 pulg. (311 mm). El ΔMW para este lodo es de 1,3 lb/gal (156 kg/m³). La longitud del pozo inclinado es de 450 pies (137 m). Se supone que el lodo tiene un flujo laminar. En base a los factores del Índice de Asentamiento indicados anteriormente:

$K_a = 0,7$

$$K_d = 0,5$$

$$K_f = 1,0$$

$$K_h = 0,5$$

Sustituyendo los valores dentro de la Ecuación 4, se obtiene:

$$S_i = \Delta MW \times K_a \times K_d \times K_f \times K_h$$

$$S_i = 1,3 \times 0,7 \times 0,5 \times 1,0 \times 0,5$$

$$S_i = 0,2275$$

SITUACIÓN 3

Se bombea un lodo de lignosulfonato a base de agua salada de 11,2 lb/gal (SG 1,34) a través de un pozo entubado de 1.500 pies (457 m) con un diámetro de 17,5 pulg. (445 mm). El pozo tiene un ángulo de 45° y el ΔMW es de 0,5 lb/gal (60 kg/m³). El lodo tiene un flujo laminar.

En base a los factores del Índice de Asentamiento indicados anteriormente:

$$K_a = 1,0$$

$$K_d = 0,8$$

$$K_f = 1,0$$

$$K_h = 0,8$$

Sustituyendo los valores dentro de la Ecuación 4, se obtiene:

$$S_i = \Delta MW \times K_a \times K_d \times K_f \times K_h$$

$$S_i = 0,5 \times 1,0 \times 0,8 \times 1,0 \times 0,8$$

$$S_i = 0,32$$

COMENTARIO

Los valores de S_i calculados para estos ejemplos indican que las probabilidades de problemas relacionados con el asentamiento son mayores en el sistema de lodo de la Situación 3 que en los fluidos usados en los otros casos, aunque el valor de ΔMW sea más bajo en la Situación 3. Como puede que sea difícil reducir el ΔMW para el último lodo, los elementos claves para reducir los problemas relacionados con el asentamiento son el caudal, la rotación y las prácticas de perforación.

Pautas para el Asentamiento de Barita

PLANIFICACIÓN DEL POZO

- **Tipo de pozo.** Los pozos direccionales con una inclinación >30° que son perforados con densidades de lodo >12 lb/gal (SG>1,44) tienen muchas posibilidades de sufrir problemas de asentamiento. Debido al margen potencialmente estrecho entre la presión poral y el gradiente de fractura, los pozos de alcance extendido y los pozos direccionales de aguas profundas son especialmente críticos. Los caudales disponibles para estos pozos pueden estar limitados debido a las pérdidas de presión y a las herramientas.
- **Ambiente del pozo.** La temperatura y la presión afectan la composición del lodo. Las temperaturas elevadas causan la disminución de la viscosidad del lodo y aumentan las tendencias de asentamiento. En los pozos de ATAP, las medidas reológicas son importantes sobre todo el rango de temperaturas y presiones.

- **Ángulo y perfil del pozo.** Los ángulos más críticos para el asentamiento son los que están comprendidos entre 60 y 75°.
- **Diseño de la tubería de revestimiento.** Evitar diseños de la tubería de revestimiento y situaciones que producen bajas velocidades anulares.
- **Diámetro del pozo.** Se han producido problemas de asentamiento en pozos con tamaños mayores que 6 pulgadas. La luz del espacio anular, la excentricidad y el diámetro de la tubería de perforación son factores claves.

PROPIEDADES Y PRUEBAS DEL LODO

- **Tipo de lodo.** El asentamiento puede ocurrir en todos los tipos de lodo que usan material densificante para aumentar su densidad. El asentamiento puede ser sensiblemente más bajo en los lodos base agua, si se están perforando formaciones reactivas.
- **Peso del lodo.** Las densidades >12

lb/gal ($SG > 1,44$) son propensas al asentamiento en los pozos direccionales.

- **Reología.** Los valores altos de reología y esfuerzos de gel a baja velocidad de corte reducen el asentamiento. Los modificadores de reología a base de arcilla pueden ser más eficaces que los productos de ácidos grasos en los lodos base aceite (OBM) y los lodos base sintético (SBM) recién preparados. Para algunos lodos usados en las aplicaciones de aguas profundas, los ajustes de la reología para contrarrestar los efectos de las bajas temperaturas pueden agravar el asentamiento.
- **Esfuerzo de cedencia.** El LSRYP es un buen indicador para las propiedades reológicas relacionadas con el asentamiento. Para la mayoría de los pozos, el LSRYP debería ser mantenido encima del rango de 7 a 15 lb/100 pies². Los pozos de mayor tamaño suelen requerir valores más altos de LSRYP.
- **Pruebas.** Las pruebas de asentamiento deberían ser realizadas en el laboratorio durante la planificación del pozo, y en el laboratorio/campo durante la perforación. Los pozos de ATAP pueden exigir pruebas de ATAP bajo las condiciones esperadas del pozo.
- **Relación aceite/agua.** Las adiciones de aceite/sintético diluyen los OBMs y SBMs y aumentan el potencial de asentamiento. Los modificadores de reología pueden compensar la pérdida de viscosidad; sin embargo, algunos modificadores de reología exigen que una cantidad suficiente de agua esté disponible.
- **Concentración de agentes tensioactivos.** Los niveles de agentes humectantes en los fluidos no acuosos deben ser suficientes para impedir la aglomeración de barita. Se debe evitar el sobretratamiento para

impedir reducciones indeseables de la viscosidad.

- **Aditivos de filtrado.** Bajo ciertas circunstancias, los problemas de asentamiento pueden ser agravados por las reducciones de la viscosidad causadas por los aditivos de control de filtrado. Esto reafirma la necesidad de evaluar las formulaciones e interacciones específicas del lodo.

PRÁCTICAS DE OPERACIÓN

- **Operaciones según los caudales.** El asentamiento de barita es predominantemente un problema de sedimentación dinámica en el cual las camas se forman durante periodos de bajas velocidades de circulación. Los periodos largos de bajos caudales agravan el asentamiento, aunque las otras variables claves estén dentro de los límites aceptables. Las camas deberían ser eliminadas antes de sacar la tubería, usando altos caudales y altas velocidades de rotación.
- **Variación de la densidad.** Las grandes variaciones de densidad del lodo durante la circulación desde el fondo hacia arriba, después de realizar un viaje, constituyen una señal inequívoca de que el asentamiento ha ocurrido. Para el asentamiento grave – especialmente cuando va acompañado de un bajo gradiente de fractura en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento – puede que sea necesario interrumpir la circulación, sacar la tubería y volver a meter la tubería por etapas. El objetivo de esta operación sería impedir la pérdida de circulación cuando el lodo pesado del fondo está encima de la zapata.
- **Perturbación de las camas.** Como las partículas son inertes, la atracción entre las partículas de las camas de barita suele ser débil. Las camas de barita son fácilmente

perturbadas por operaciones como los registros y los viajes. Estas perturbaciones pueden fluidizar las camas y aumentar la caída, deslizamiento o flujo, incluso a ángulos de hasta 75°.

- **Tiempo entre viajes.** Las camas formadas bajo condiciones dinámicas pueden derrumbarse durante periodos estáticos. Las camas formadas a ángulos medianos se derrumban más rápidamente, pero las camas que se forman a ángulos comprendidos entre 60 y 75° pueden ser considerablemente más gruesas y causan mayores problemas. Puede que sea necesario meter la tubería por etapas dentro del pozo si el tiempo entre viajes es muy grande.
- **Rotación vs. deslizamiento.** Para un conjunto determinado de condiciones, el asentamiento es más bajo cuando la tubería es excéntrica y está girando a una velocidad >75 RPM. El asentamiento es peor cuando la tubería es excéntrica y permanece inmóvil. La rotación de la tubería puede minimizar la formación de camas e incluso eliminar las camas existentes. Los viajes del limpiador rotatorio suelen ser beneficiosos después de largos periodos de deslizamiento.
- **Acondicionamiento del lodo antes de la cementación.** Evitar el sobretratamiento del lodo para reducir la viscosidad antes de meter la tubería de revestimiento y/o realizar la cementación. La dilución excesiva aumenta considerablemente la probabilidad de asentamiento.

MONITOREO EN EL POZO

- **Peso del lodo.** Después de los viajes, se debe medir el peso del lodo dentro y fuera del pozo (por lo

menos cada 15 minutos), durante la circulación desde el fondo hacia arriba. En las aplicaciones de ATAP, el peso del lodo debe ser ajustado para tomar en cuenta la temperatura. El uso de una balanza presurizada permite obtener buenos datos con el lodo cortado por gas.

- **Indicadores de asentamiento.** La diferencia de peso de lodo durante la circulación desde el fondo hacia arriba debería ser usada para calcular y registrar las tendencias de asentamiento (Registro de Asentamiento). Las pruebas de monitoreo del pozo, tal como la Prueba de Asentamiento con Viscosímetro (VST) de M-I, pueden facilitar las correlaciones de los datos del campo para medir el impacto de los tratamientos remediadores.
- **Presión del tubo vertical.** La presión del tubo vertical puede oscilar a medida que píldoras de lodo ligero y pesado pasan a través de las toberas y otros componentes restrictivos del sistema de circulación. Además, las presiones más altas del tubo vertical pueden indicar que el asentamiento está causando el empaquetamiento del espacio anular.
- **Torque y arrastre.** Los valores altos de torque y sobre-tensión pueden indicar que camas de barita se están formando en el lado bajo del pozo.
- **Pérdidas y aumentos del volumen de lodo.** Pérdidas inesperadas pueden producirse cuando el lodo pesado en el espacio anular alcanza las secciones casi verticales del pozo y causa un aumento rápido de la presión hidrostática. El efecto contrario puede ocurrir con lodo ligero, pudiendo causar el flujo del pozo.

La limpieza del pozo es una de las funciones básicas de un fluido de perforación.

Introducción

La limpieza del pozo es una de las funciones básicas de un fluido de perforación. Los recortes generados por la barrena, además de los derrumbes y/o desprendimientos, deben ser transportados por el lodo hasta la superficie. El hecho de que no se logre una limpieza eficaz del pozo puede causar problemas graves, incluyendo la pegadura de la tubería, el exceso de torque y arrastre, el empaquetamiento del espacio anular, la pérdida de circulación, viscosidades y esfuerzos de gel excesivos, altos costos del lodo, revestimientos y cementaciones inadecuados, y bajas velocidades de perforación. Este capítulo presenta los aspectos fundamentales de la limpieza del pozo, los parámetros claves y pautas prácticas para el campo.

El transporte de los recortes es afectado por varios parámetros interrelacionados del lodo, de los recortes y de perforación, de la manera indicada en la Tabla 1. El ángulo del pozo, la velocidad anular y la viscosidad del lodo son generalmente considerados como los más importantes. Los principales métodos usados para mejorar la mayoría de los problemas de limpieza del pozo consisten en aumentar el caudal (velocidad anular), la viscosidad del lodo y la rotación de la tubería, cuando se trata de un flujo laminar. Para muchas situaciones difíciles de limpieza del pozo, especialmente las secciones verticales, se requiere una viscosidad crítica, o “umbral”, para obtener una limpieza satisfactoria del pozo.

Perfil y geometría del pozo	<ul style="list-style-type: none"> • Ángulo del pozo (inclinación) y patas de perro • Diámetros de la tubería de revestimiento/pozo y de la tubería de perforación • Excentricidad de la columna de perforación
Características de los recortes recortes y de las camas de recortes	<ul style="list-style-type: none"> • Gravedad específica • Tamaño y forma de las partículas • Reactividad con el lodo • Propiedades del lodo
Características de flujo	<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad anular • Perfil de velocidad anular • Régimen de flujo
Propiedades del lodo	<ul style="list-style-type: none"> • Peso del lodo • Viscosidad, especialmente a muy bajas velocidades de corte • Esfuerzos de gel • Capacidad de inhibición
Parámetros de perforación	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de barrena • Velocidad de penetración • Presión diferencial • Rotación de la tubería

Tabla 1: Parámetros que afectan la limpieza del pozo.

Los recortes y las partículas que deben ser circulados desde el pozo están sometidos a tres fuerzas que actúan sobre ellos...

Los recortes y las partículas que deben ser circulados desde el pozo están sometidos a tres fuerzas que actúan sobre ellos de la manera ilustrada en la Figura 1a: (1) una fuerza descendente debido a la gravedad, (2) una fuerza ascendente debido a la flotabilidad del fluido y (3) una fuerza paralela a la dirección del flujo de lodo debido al arrastre viscoso causado por el flujo del lodo alrededor de las partículas. Estas fuerzas hacen que los recortes sean transportados en la corriente de lodo siguiendo una trayectoria de flujo que suele ser helicoidal. La Figura 1b representa una ilustración simplificada de los componentes de velocidad que actúan sobre una partícula: (1) una velocidad de caída descendente debido a las fuerzas gravitatorias, (2) una velocidad radial o helicoidal debido a la rotación y al perfil de velocidad, y (3) una velocidad axial paralela al flujo de lodo.

La limpieza del pozo en los pozos verticales es probablemente el proceso más bien entendido y más fácil de optimizar. Los pozos de alto ángulo y de alcance extendido constituyen típicamente los mayores retos para la limpieza del pozo. Sin embargo, otros tipos de pozos más simples pueden suponer el mismo grado de dificultad bajo ciertas circunstancias. Las prácticas de limpieza del pozo que son eficaces en una situación no siempre son aplicables a otras.

Mecanismos de Sedimentación de las Partículas

El proceso de limpieza del pozo debe contrarrestar las fuerzas gravitatorias que actúan sobre los recortes para minimizar la sedimentación durante los períodos dinámicos y estáticos. Tres mecanismos básicos de sedimentación pueden aplicar: (1) sedimentación libre, (2) sedimentación retardada y (3) sedimentación de Boycott. Los dos primeros están relacionados con los pozos verticales, aunque los tres pueden existir en los pozos direccionales.

Los patrones básicos de sedimentación están ilustrados en la Figura 2, usando el Tubo Zag de M-I,

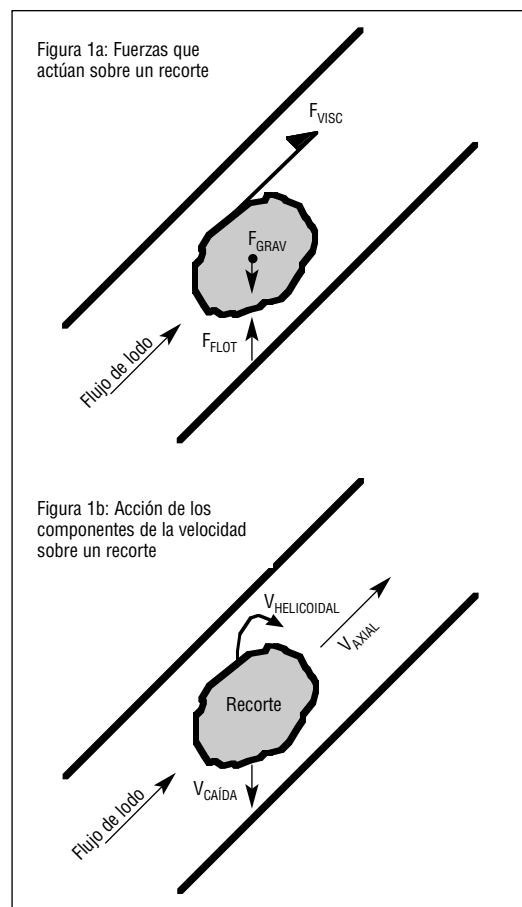


Figura 1: Fuerzas y componentes de la velocidad que actúan sobre un recorte.

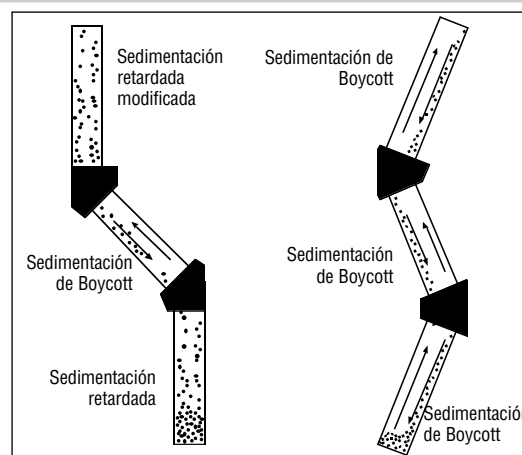


Figura 2: Sedimentación retardada y de Boycott usando un Tubo Zag.

La sedimentación libre ocurre cuando una sola partícula cae a través de un fluido sin ser afectada...

un dispositivo de demostración que se compone de tres tubos transparentes conectados por codos de 135°. El fluido dentro del Tubo Zag es agua dulce ligeramente viscosificada; los recortes simulados son escamas de aluminio (brillantes).

La sedimentación libre ocurre cuando una sola partícula cae a través de un fluido sin ser afectada por las otras partículas o las paredes del contenedor, de modo parecido a lo que puede ocurrir en el centro de un gran tanque de agua. La denominada “velocidad final de sedimentación” depende de la diferencia entre las densidades del fluido y de la partícula, la reología del fluido, el tamaño y la forma de la partícula, y el régimen de flujo alrededor de la partícula. En el flujo turbulento, la velocidad de sedimentación es independiente de la reología. En el flujo laminar alrededor de la partícula, la ley de Stokes es aplicable para la sedimentación libre, y fue desarrollada para partículas esféricas, fluidos newtonianos y un fluido estático. La ley de Stokes es la siguiente:

$$V_s = \frac{g_C D_s^2 (\rho_s - \rho_L)}{46,3\mu}$$

Donde:

V_s = Velocidad de caída o sedimentación (pies/seg)

g_C = Constante de gravedad (pies/seg²)

D_s = Diámetro del sólido (pies)

ρ_s = Densidad del sólido (lb/pies³)

ρ_L = Densidad del líquido (lb/pies³)

μ = Viscosidad del líquido (cP)

Esta ecuación es una expresión matemática de los hechos comúnmente observados; i.e., cuanto más grande sea la diferencia entre la densidad del recorte y la densidad del líquido ($\rho_s - \rho_L$), más rápida será la sedimentación del sólido. Cuanto más grande sea la partícula (D_s^2), más rápida será su sedimentación, y cuanto más baja sea la viscosidad del líquido ($1/\mu$), más rápida será la velocidad de sedimentación.

Es importante entender la sedimentación libre porque forma la base para las relaciones que son aplicables a la limpieza de los pozos verticales. En general, la ley de Stokes es modificada para incorporar la viscosidad equivalente para la circulación de fluidos no newtonianos y

recortes no esféricos. La velocidad final de sedimentación en situaciones de sedimentación libre se llama *velocidad de caída*.

La sedimentación retardada constituye un modo de sedimentación más realista para los intervalos casi verticales y casi horizontales, especialmente en los pozos de pequeño diámetro y cuando hay altas concentraciones de recortes con una alta Velocidad de Penetración (ROP). La sedimentación retardada ocurre cuando el fluido desplazado por las partículas que están cayendo crea fuerzas ascendentes sobre las partículas adyacentes, reduciendo de ese modo su velocidad de caída. Como resultado, sigue habiendo un movimiento generalmente hacia abajo, pero la velocidad de sedimentación siempre es menor (retardada) que para las partículas individuales, lo cual explica el nombre. La interferencia de las paredes del pozo y de la tubería de perforación también reduce la velocidad de sedimentación de las partículas adyacentes.

La sedimentación retardada es muy importante en los pozos verticales. Esto, unido a la larga distancia de sedimentación, ayuda a explicar por qué la limpieza del pozo es menos problemática en los pozos verticales.

La sedimentación de Boycott, un patrón de sedimentación acelerada que puede producirse en los pozos inclinados, lleva el nombre del médico que fue el primero en reportar que las partículas se sedimentaban 3 a 5 veces más rápidamente en los tubos de ensayo inclinados que en los tubos verticales. La sedimentación de Boycott es la consecuencia de una sedimentación rápida adyacente al lado alto (tope) y al lado bajo (fondo) de los pozos inclinados. Esto causa un desbalance de presión que desplaza el fluido más ligero ubicado en el lado alto hacia arriba y las camas de recortes ubicadas en el lado bajo hacia abajo. Los ángulos de 40 a 60° son especialmente difíciles. A caudales relativamente bajos, el lodo fluye principalmente a lo largo del lado alto y acelera o intensifica el efecto de Boycott. Los caudales altos y la rotación de la tubería pueden perturbar el patrón de sedimentación y mejorar la limpieza del pozo.

La sedimentación retardada constituye un modo de sedimentación más realista para los intervalos casi verticales y casi horizontales...

Se han identificado cuatro rangos de limpieza del pozo basados en el ángulo del pozo...

Parámetros Claves que Afectan la Limpieza del Pozo

Los efectos de diferentes parámetros de limpieza del pozo han sido identificados en pruebas de circuito de flujo realizadas en laboratorio. Los siguientes comentarios representan la integración de los resultados experimentales de M-I con las observaciones y medidas generales realizadas en el campo.

Perfil y geometría del pozo. Se han identificado cuatro rangos de limpieza del pozo basados en el ángulo del pozo:

Rango	Ángulo (grados)
Casi vertical I	0 - 10
Bajo II	10 - 30
Intermedio III	30 - 60
Alto IV	60 - 90

Los límites de cada rango deberían ser considerados solamente como pautas, ya que todos son afectados por la estabilidad de las camas, la rugosidad del pozo, las características de los recortes y las propiedades del fluido de perforación, entre otras cosas. La Figura 3 ilustra la dificultad relativa de limpieza del pozo basada en el ángulo. Las camas de recortes no se forman en los pozos verticales y casi verticales, pero si los recortes no son transportados y suspendidos correctamente, el material puede acumularse al fondo del pozo o puentes pueden formarse en las patas de perro. En los pozos direccionales, la sección de aumento de ángulo en el rango intermedio es generalmente la más difícil de limpiar, porque las camas de recortes pueden deslizarse o “derrumbarse” en sentido contrario a la dirección del flujo. La sedimentación de

Boycott puede agravar el problema. Las tendencias de deslizamiento empiezan a disiparse a ángulos mayores que 60°, debido a la reducción correspondiente del vector de fuerza gravitatoria.

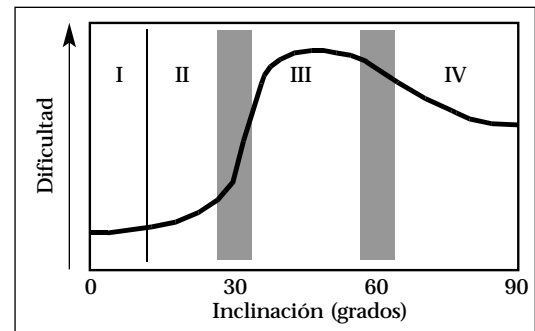


Figura 3: Dificultad de limpieza del pozo vs. inclinación.

Los cuatro rangos pueden coexistir en el mismo pozo direccional. En la mayoría de los casos, las propiedades del fluido y las prácticas de perforación deberían enfocar la minimización de los problemas en el intervalo más crítico. Los factores de limpieza del pozo que son considerados como óptimos para un intervalo pueden ser inadecuados para otro. Por ejemplo, los requisitos son diferentes para la tubería de revestimiento de gran diámetro (la cual limita considerablemente la velocidad anular), el intervalo inclinado (el cual facilita la formación y el deslizamiento de camas de recortes) y la formación de producción perforada horizontalmente (la cual puede ser sensible al esfuerzo de corte y tener tendencia a derrumbarse).

Recortes y Características de las Camas de Recortes

La gravedad específica, el tamaño y la forma de las partículas, y la reactividad con el fluido de perforación son algunas de las características importantes de los recortes y de las camas de recortes. Sus consecuencias claves se describen a continuación, de acuerdo con el rango de ángulos:

- Rangos de ángulos casi verticales y bajos: concentración de recortes

(camas de espesor pequeña a nula).

- Rango intermedio: concentración de recortes, espesor de las camas y propensión a la caída
- Rango alto: espesor de las camas y características físicas.

La gravedad específica depende de las formaciones perforadas y varía de 2,0 a 2,8, siendo algo más densa que la mayoría de los lodos. El tipo de barrena,

***Si la
suspensión de
los recortes no
es adecuada,
éstos pueden
acumularse...***

la velocidad de penetración y la presión diferencial de fondo determinan el tamaño y la forma iniciales. Los recortes más grandes son generados por barrenas de dientes largos, altas velocidades de penetración y presiones diferenciales más bajas (o desbalanceadas). Las partículas más grandes son derrumbes o desprendimientos creados por lutitas sobrepresurizadas y pozos inestables.

Los recortes pueden ser alterados físicamente por la reacción con el lodo (dispersión), la reacción con sí mismos (agregación) y la degradación mecánica (grandes recortes molidos para formar recortes más pequeños). Los derrumbes, desprendimientos y otras partículas de gran tamaño que no pueden ser transportados fácilmente fuera del pozo, pueden circular de nuevo en el espacio anular hasta que sean triturados por la rotación de la columna de perforación para formar tamaños más pequeños y más fáciles de transportar.

Si la suspensión de los recortes no es adecuada, éstos pueden acumularse en el fondo del pozo (relleno), en las tuberías de revestimiento de gran diámetro, en las patas de perro (puentes), en el lado inferior de los intervalos inclinados (camas), como anillos de lodo en las zonas de socavamiento, y justo encima de los portamechas o el Conjunto de Fondo (BHA) (tapones y empaquetamientos).

El arrastre de los portamechas y elementos a través de camas preexistentes puede causar la formación de “tapones” y la pegadura de la tubería. La Figura 4 muestra una cama de recortes formada en un espacio anular muy inclinado.

Puede que sea difícil desgastar o volver a suspender las acumulaciones de recortes, por lo tanto se debe poner énfasis en las propiedades del lodo y las prácticas de perforación que minimizan la formación de estas acumulaciones. Evidentemente, los recortes que permanecen en la corriente de flujo no llegan a ser parte de una cama o acumulación. Las propiedades de suspensión del lodo son importantes, especialmente a caudales bajos y en condiciones estáticas.

Durante la circulación, las fuerzas de arrastre viscoso que actúan sobre los recortes en las camas o en los socavamientos, suelen impedir el deslizamiento, incluso a ángulos menores que 50 a 60°. Sin embargo, al parar la bomba, las acumulaciones de recortes pueden “caer en avalancha”, causando el empaquetamiento subsiguiente del espacio anular.

Las camas de recortes, como las que se forman en los pozos direccionales, pueden adoptar una gran variedad de características que afectan el rendimiento de la limpieza del pozo. Por

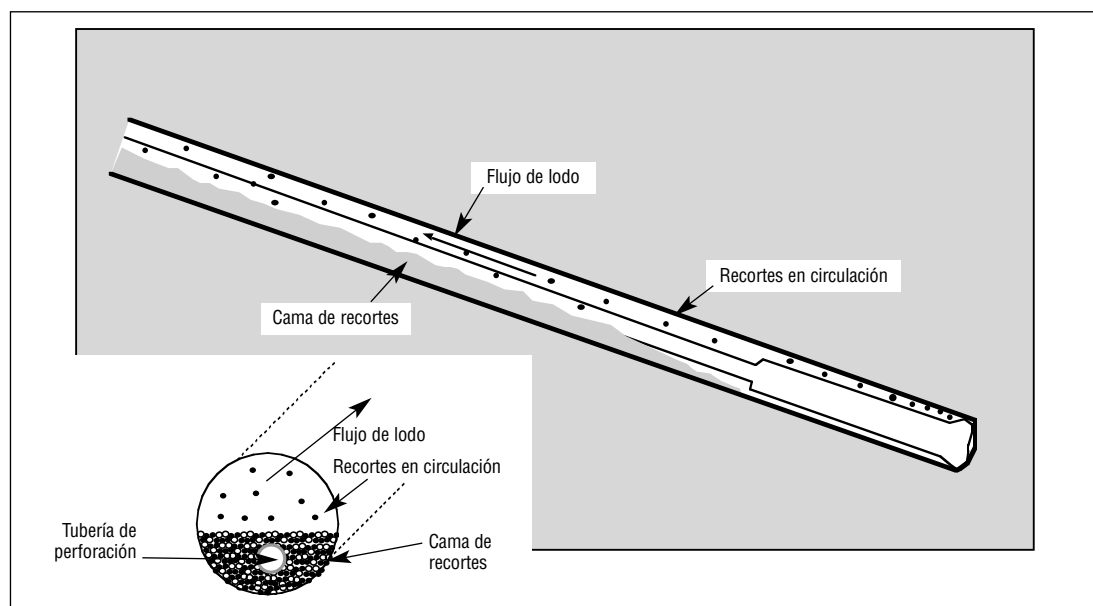


Figura 4: Cama de recortes en un pozo muy inclinado.

La limpieza del pozo siempre mejora cuando se aumenta la velocidad anular...

ejemplo, la arena limpia perforada con una salmuera clara formará camas no consolidadas que tienden a rodar, en vez de deslizarse hacia abajo, y favorecen la erosión hidráulica y mecánica. Por otra parte, las lutitas reactivas perforadas con un lodo base agua pueden formar camas de tipo revoque grueso que son muy difíciles de eliminar si no se usa una acción hidrodinámica y mecánica agresiva.

Características de flujo. La eficacia de transporte de los recortes depende en gran parte de la velocidad anular y del perfil de velocidad anular. **La limpieza del pozo siempre mejora cuando se aumenta la velocidad anular;** aun así, esto debe ocurrir conjuntamente con otros parámetros del pozo para asegurar una buena limpieza del pozo.

En un espacio anular totalmente concéntrico, el flujo está distribuido uniformemente alrededor de la columna de perforación, tal como lo ilustra la Figura 5a. Por lo tanto hay una distribución uniforme de la energía del fluido para el transporte de los recortes, cualquiera que sea la reología del fluido. En general se supone que éste es el perfil para los intervalos verticales. Sin embargo, la columna de perforación tiende a recostarse en el lado inferior del pozo en las secciones de aumento de ángulo, desviando o “torciendo” el perfil

Ángulo del Pozo (0-90): 70
Ley Exponencial n (0,2-1): 1,00
Diámetro del Pozo: 12,25
Diámetro de la Tubería: 4,5
Excentricidad (0-1): 0,00
Rotación Z (0-360): 0
Rotación X (0-90): 70
Frec. Ángulo (1-20): 5
Z a 0 = 1,500
Z a 30 = 1,500
Z a 60 = 1,500
Z a 90 = 1,500
Z a 180 = 1,500

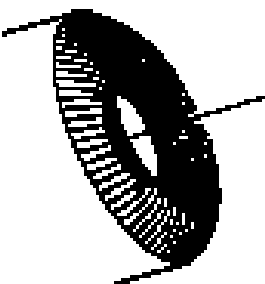


Figura 5a: Tubería de perforación concéntrica y fluido newtoniano.

Ángulo del Pozo (0-90): 70
Ley Exponencial n (0,2-1): 0,20
Diámetro del Pozo: 12,25
Diámetro de la Tubería: 4,5
Excentricidad (0-1): 1,00
Rotación Z (0-360): 0
Rotación X (0-90): 70
Frec. Ángulo (1-20): 5
Z a 0 = 6,934
Z a 30 = 3,503
Z a 60 = 0,397
Z a 90 = 0,008
Z a 180 = 0,000

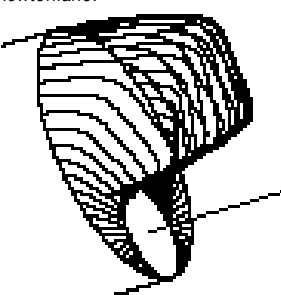


Figura 5b: Tubería de perforación excéntrica y fluido no newtoniano.

Figura 5: Efecto de la excentricidad y reología sobre el perfil de flujo.

de velocidad (tal como lo ilustra la Figura 5b), resultando en una situación que no favorece el transporte de los recortes. Los recortes se acumulan al fondo del pozo, adyacente a la tubería de perforación donde el flujo de lodo es mínimo. En esta situación, la rotación

1. La rotación desplaza los recortes desde debajo de la tubería.
2. Hasta la parte superior de la cama de recortes.
3. Hacia arriba, dentro de la corriente de flujo de lodo.
- 4 y 5. Transportando los recortes a lo largo de la trayectoria del pozo.

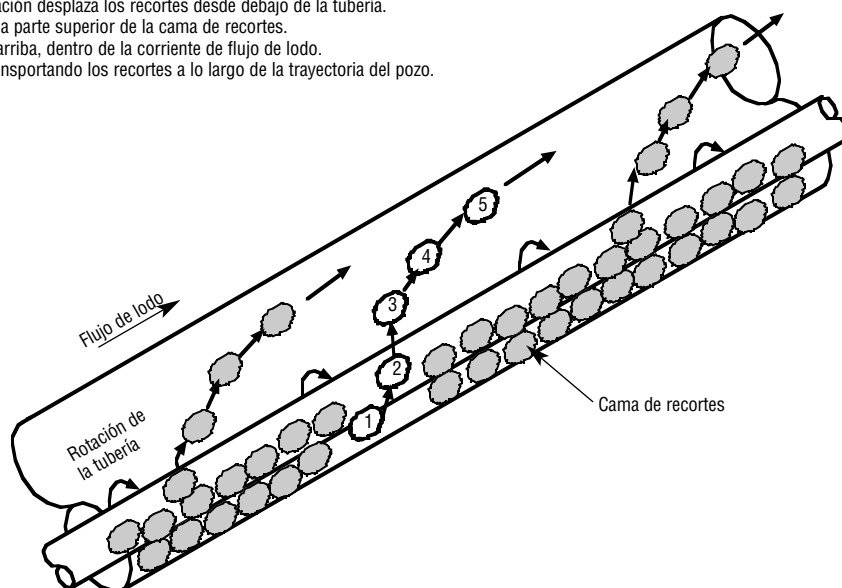


Figura 6: La rotación levanta los recortes dentro de la corriente de flujo.

Algunos consideran que el flujo turbulento es un requisito esencial para obtener una buena limpieza del pozo...

de la tubería es crítica para lograr una limpieza eficaz del pozo. La Figura 5b muestra claramente que sin la rotación de la tubería, el comportamiento no newtoniano en el flujo laminar puede agravar el perfil torcido.

Como lo ilustra la Figura 6, la rotación de la tubería en los fluidos con una alta Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV), tales como los sistemas FLO-PRO® y DRILPLEX™, puede mejorar dramáticamente la limpieza del pozo. Esta rotación levanta los recortes desde el lado inferior del pozo, devolviéndolos a la corriente de flujo, y produce un flujo helicoidal que puede ser muy eficaz para la limpieza del pozo, incluso a bajas velocidades anulares.

Las condiciones para las cuales el perfil de velocidad es especialmente insensible a la rotación de la tubería incluyen (1) el flujo turbulento, (2) la tubería concéntrica y (3) los fluidos de baja viscosidad, especialmente las salmueras claras. Además, puede que la rotación no sea posible, como en la perforación con tubería flexible y en la perforación direccional por deslizamiento para aumentar el ángulo.

Propiedades del Lodo

En términos generales, diferentes tipos de fluido de perforación proporcionan un transporte similar de los recortes si sus propiedades de fondo también son similares. Sin embargo, la selección de las propiedades óptimas requiere que se consideren cuidadosamente todos los parámetros pertinentes. Evidentemente, las propiedades del lodo deben ser mantenidas dentro de ciertos límites para ser eficaces sin ser destructivas o contraproducentes. Las propiedades que son especialmente interesantes para la limpieza del pozo incluyen el peso, la viscosidad, los esfuerzos de gel y el nivel de inhibición del lodo.

El peso del lodo hace flotar los recortes y reduce su velocidad de sedimentación (tal como lo demuestra la ley de Stokes), pero en realidad no se usa para mejorar la limpieza del pozo. En cambio, los pesos del lodo deberían ser ajustados solamente en base a la presión poral, el gradiente de fractura y los requisitos de estabilidad del pozo. Los pozos verticales perforados con lodos pesados suelen

Algunos consideran que el flujo turbulento es un requisito esencial para obtener una buena limpieza del pozo en algunas aplicaciones, tal como los pozos de diámetro reducido en formaciones muy competentes. Las corrientes turbulentas y las altas velocidades corresponden a una buena limpieza del pozo, excepto cuando se perforan formaciones muy erosionables. Cualesquier socavamientos creados por la turbulencia reducen la velocidad anular y degradan sistemáticamente el rendimiento. Desafortunadamente, la turbulencia es difícil de lograr y mantener en los pozos de gran diámetro y cuando se usan fluidos viscosificados en situaciones donde se requiere lograr la suspensión.

Hay numerosas condiciones para las cuales la turbulencia total en un espacio anular excéntrico es difícil de lograr. Las zonas abiertas encima de la tubería excéntrica logran la turbulencia a caudales mucho más bajos que las zonas ubicadas en el lado inferior que contienen las camas de recortes.

tener una limpieza adecuada en comparación con los pozos direccionales muy desviados que son perforados con fluidos de baja densidad.

La inestabilidad del pozo constituye un caso especial donde el peso del lodo se centra claramente en la causa y no en los síntomas de los problemas de limpieza del pozo. Como regla general, las formaciones perforadas direccionalmente requieren pesos de lodo más altos para impedir la falla y el derrumbamiento del pozo dentro del espacio anular. En realidad, lo que puede parecer en la superficie como un problema de limpieza del pozo, puede ser un problema relacionado con los esfuerzos que debería ser corregido aumentando el peso del lodo. Otras acciones para mejorar el transporte de recortes pueden ayudar pero no eliminarán el problema básico.

La viscosidad del lodo ayuda a determinar la capacidad de transporte. Históricamente, para los pozos verticales, se pensaba que el punto

El peso del lodo hace flotar los recortes y reduce su velocidad de sedimentación...

Los esfuerzos de gel proporcionan la suspensión bajo condiciones estáticas y de baja velocidad de corte.

cedente era parámetro clave que afectaba la limpieza del pozo. Sin embargo, la evidencia más reciente permite concluir que los valores del viscosímetro Fann obtenidos a 6 y 3 RPM constituyen mejores indicadores de la capacidad de transporte (incluso en los pozos verticales). Estos valores son más representativos de la LSRV, la cual afecta la limpieza del pozo en las situaciones marginales. Por casualidad, la mayoría de los viscosificadores (por ejemplo, las arcillas) agregadas para aumentar el punto cedente también aumentan los valores obtenidos a 6 y 3 RPM. Una regla general consiste en mantener el valor a 3 RPM de manera que sea mayor que el tamaño del pozo (expresado en pulgadas) en los pozos de alto ángulo.

El Punto Cedente a Baja Velocidad de Corte (LSYP), calculado a partir de los valores obtenidos a 6 y 3 RPM, también se acepta como parámetro para cuantificar la LSRV:

$$LSYP = (2 \times U_{3rpm}) - U_{6rpm}$$

El LSYP puede desempeñar un papel aún más importante en lo que se refiere a la limpieza de los pozos direccionales, si es aplicado de acuerdo con las condiciones específicas del pozo. Por ejemplo, en el flujo laminar, se ha establecido una clara correlación entre la mejora de la limpieza del pozo y altos valores de LSYP, especialmente en conjunción con la rotación de la tubería excéntrica. Por otra parte, se prefieren valores bajos de LSYP para la limpieza del pozo en un flujo turbulento, por se puede lograr la turbulencia con caudales más bajos.

A pesar de las ventajas que el LSYP conlleva como indicador general de la limpieza del pozo, no se recomienda

usar este parámetro para el sistema FLO-PRO y los otros sistemas de polímeros que tienen propiedades viscoelásticas. La viscosidad de FLO-PRO a muy bajas velocidades de corte puede ser considerablemente más alta que la viscosidad de los fluidos que tienen similares valores de viscosidad a 6 RPM y 3 RPM, y de LSYP. Este comportamiento reológico exclusivo es la característica de los fluidos FLO-PRO y constituye uno de los elementos claves para su éxito como fluidos principales para la perforación horizontal del yacimiento. Los altos valores de LSRV permiten obtener una limpieza excepcional del pozo a caudales mucho más bajos que los sistemas convencionales.

El LSYP es un valor extrapolado, de la misma manera que el punto cedente correspondiente en el Modelo de Flujo Plástico de Bingham. Como tal, la LSRV para los sistemas de Flo-Pro debería ser medida usando un viscosímetro Brookfield a una velocidad de 0,0636 seg-1 (0,3 RPM con un cilindro n° 2). Aunque no constituya una medida directa de la viscoelasticidad, la viscosidad de Brookfield guarda buena correlación con la limpieza del pozo de Flo-Pro en el campo.

Los esfuerzos de gel proporcionan la suspensión bajo condiciones estáticas y de baja velocidad de corte. Aunque los esfuerzos de gel estén estrechamente relacionados con la viscosidad, sus efectos sobre la limpieza del pozo a veces no son considerados. Los geles de desarrollo rápido que son fáciles de romper, como los sistemas FLO-PRO, pueden ser muy útiles. En cambio, los geles demasiado altos y/o progresivos deberían evitarse porque pueden causar o intensificar numerosos problemas

Modelos Básicos

graves de perforación.

Con excepción de la ley de Stokes, los mecanismos de sedimentación y limpieza del pozo son bastante complejos y difíciles de modelar, incluso suponiendo o ignorando algunos de los parámetros claves. De hecho, puede que no sea posible lograr soluciones analíticas para la sedimentación anular de Boycott

usando técnicas numéricas convencionales. Por este motivo, los modelos proporcionados en esta sección enfocan los pozos verticales.

Existe un número de buenas correlaciones para la velocidad de caída. Los programas de computadora de M-I usan el método desarrollado por Walker y Mayes. Las ecuaciones proporcionadas a continuación están

La Razón de Transporte de Recortes (CTR) constituye un método útil para normalizar la velocidad de ascenso.

...la diferencia entre la velocidad anular y la velocidad de caída se llama velocidad de transporte o "ascenso"

basadas en sus obras. Estas ecuaciones pueden ser aplicadas en las secciones verticales, pero su aplicación está limitada en los intervalos inclinados. Los recortes son considerados como discos que caen de lado a través del lodo. El esfuerzo de corte resistente sobre los recortes F_p depende del espesor de la partícula y de la diferencia de densidad entre los recortes y el lodo:

$$F_p \text{ (lb/100 pies}^2\text{)} = 7,4 \times [h_C \times ((8,34 \times G_p) - W)]^{0.5}$$

Donde:

h_C = Espesor de la partícula (pulg.)

G_p = Gravedad específica de la partícula

W = Peso de lodo (lb/gal)

Se eligen unidades para F_p que permitan hacer una comparación directa con el reograma de lodo trazado a partir de los datos del viscosímetro. Si toda la curva del reograma está encima de un esfuerzo de corte igual a F_p , entonces los recortes están totalmente suspendidos y no se sedimentarán. Si F_p cruza la curva del reograma, el punto de intersección es la velocidad de corte equivalente de la partícula F_p (RPM). Entonces, la velocidad de caída depende de que el flujo alrededor de la partícula sea laminar o turbulento. La velocidad de corte de transición R_c es:

$$R_c \text{ (RPM)} = \frac{109}{dc \times W^{0.5}}$$

Where:

dc = diámetro del recorte (pulg.)

Entonces, la velocidad de caída, $V_{CAÍDA}$, se calcula de la siguiente manera:

$$V_{CAÍDA} = 1,7 \times F_p \times \left[\frac{dc \times R_p^{0.5}}{W^{0.5}} \right]$$

para el flujo laminar ($R_p < R_c$)

o

$$V_{CAÍDA} \text{ (pies/min)} = 17,72 \times \frac{F_p}{W^{0.5}}$$

para el flujo turbulento ($R_p > R_c$)

En un fluido que está circulando, la diferencia entre la velocidad anular (V_{AN}) y la velocidad de caída se llama *velocidad de transporte o "ascenso"* ($V_{ASCENSO}$):

$$V_{ASCENSO} = V_{AN} - V_{CAÍDA}$$

Esta ecuación de $V_{ASCENSO}$ sólo aplica a los intervalos verticales porque supone que V_{AN} y $V_{CAÍDA}$ existen a lo largo del mismo eje. La limpieza perfecta del pozo ocurre cuando $V_{ASCENSO}$ se aproxima a V_{AN} . La limpieza del pozo es insuficiente para bajos valores de $V_{ASCENSO}$, y claramente deficiente para valores negativos ($V_{CAÍDA} > V_{AN}$).

La Razón de Transporte de Recortes (CTR) constituye un método útil para normalizar la velocidad de ascenso. Esto permite realizar una comparación directa de la limpieza del pozo en diferentes intervalos. Los valores de CTR (% en volumen) varían de 0% para la limpieza "muy mala" a 100% para la limpieza "perfecta". Los resultados empíricos han sugerido que los valores de CTR mayores que 50% pueden ser adecuados para la mayoría de los pozos. Esto corresponde a una velocidad anular igual al doble de la velocidad de caída.

$$CTR (\%) = 100 \times \frac{(V_{AN} - V_{CAÍDA})}{V_{AN}}$$

La concentración de recortes (C_{CONC}) puede constituir el mejor indicador del transporte de recortes en los intervalos verticales. La experiencia adquirida con los años demuestra que los problemas de perforación se intensifican cuando la C_{CRIT} excede un valor umbral de (aproximadamente 5%). C_{CONC} se calcula de la siguiente manera:

$$C_{CONC} (\% \text{ volume}) = \frac{1,667 \times ROP \times D_b^2}{(D_h^2 - D_p^2) \times (V_{AN} - V_{CAÍDA})}$$

y la velocidad anular crítica ($V_{ANCRÍT}$) para mantener una C_{CONC} específica está definida por:

$$V_{ANCRÍT} \text{ (pies/min)} = \frac{1,667 \times ROP \times D_b^2}{(D_h^2 - D_p^2) \times C_{CONC}} + V_{CAÍDA}$$

Donde:

ROP = Velocidad de penetración (pies/hora)

D_b = Diámetro de la barrena (pulg.)

D_h = Diámetro del pozo/tubería de revestimiento (pulg.)

D_p = DE de la tubería (pulg.)

V_{ANN} = Velocidad anular (pies/min)
 V_{SLIP} = Velocidad de caída (pies/min)

OBSERVACIÓN: *La excentricidad y la rotación de la tubería no tienen casi ningún efecto en los intervalos verticales y no son consideradas.*

Las relaciones para los intervalos direccionales no son directas. Algunos modelos están disponibles, pero la mayoría están sin terminar. El peligro es que la exclusión de factores como el esfuerzo de gel, la rotación y la excentricidad de la tubería, la viscosidad a baja velocidad de corte, la interacción entre diferentes intervalos y otros factores, podría conducir a

conclusiones erróneas.

La tecnología de lógica “aproximada” (la base para la inteligencia artificial) está surgiendo como el mejor enfoque para evaluar la eficiencia de la limpieza del pozo a todos los ángulos y constituye el método preferido para los programas de M-I. La lógica “aproximada” es eficaz para los datos faltantes e incompletos, ambos de los cuales son comunes al análisis de la limpieza del pozo. La eficiencia se describe usando palabras (insuficiente, adecuada, buena y muy buena) en vez de números.

Criterios para la Limpieza del Pozo

Evidentemente, las relaciones inferiores a 1,0 indican que hay algún problema de limpieza del pozo.

Hay diferentes opiniones sobre lo que constituye una “buena” limpieza del pozo. Desde un punto de vista práctico, la limpieza del pozo es adecuada si no se sufre ningún problema operacional. Esto significa que los requisitos de limpieza del pozo varían entre los diferentes pozos e incluso entre diferentes intervalos del mismo pozo.

Naturalmente, cuando no se observa ningún recorte en las zarandas, se supone que la limpieza del pozo es insuficiente. La perforación de lutitas reactivas usando un lodo base agua muy dispersivo limitará la cantidad de recortes observada en la zaranda. Otros indicadores físicos de la limpieza insuficiente incluyen el relleno del pozo en los pozos verticales, las camas de recortes en los pozos horizontales, los anillos de lodo, los puentes y los empaquetamientos.

Desafortunadamente, la observación de grandes volúmenes de recortes en las zarandas no significa automáticamente que el transporte de los recortes es excelente.

La comparación entre el volumen de recortes generados por la barrena y el volumen de pozo perforado es una de las técnicas de campo disponibles para medir la eficiencia de la limpieza del pozo. Las operaciones de “cero descarga” y “sin descarga de recortes” son ejemplos en los cuales los volúmenes de recortes son

monitoreados porque deben ser envasados y transportados para su eliminación. Típicamente, la relación del volumen de recortes en la superficie al volumen de recortes en el fondo del pozo varía desde aproximadamente 1,5:2,2, pero esta relación sólo debería usarse como tendencia para destacar los problemas potenciales. Evidentemente, las relaciones inferiores a 1,0 indican que hay algún problema de limpieza del pozo. Uno de los inconvenientes de esta técnica es su incapacidad para identificar los grandes recortes que permanecen en el fondo hasta que sean triturados para formar partículas de tamaño suficientemente pequeño para ser transportadas hasta la superficie.

Hay varias técnicas para predecir la eficiencia de la limpieza en el fondo del pozo cuando no es posible tomar medidas directas. En las secciones verticales, la velocidad anular mínima, la velocidad de caída, la velocidad de ascenso, la razón de transporte de recortes y la concentración de recortes son las más comunes. En los pozos direccionales, el espesor de la cama de recortes también constituye un buen indicador, aunque no sea definitivo. A diferencia del relleno del pozo en los pozos verticales, el espesor de las camas de recortes no puede ser medido.

Hubo un momento en que la velocidad anular mínima constituía el

criterio tradicional para determinar la “buena” limpieza del pozo. Las velocidades de 100 a 120 pies/hora eran consideradas adecuadas, aunque éstas dependían obviamente del tamaño del pozo. Para los pozos muy grandes ($>17\frac{1}{2}$ pulg.), donde no se podía lograr una velocidad de 100 pies/min, se aumentaba considerablemente el punto cedente del lodo para lograr una limpieza adecuada del pozo. Un fluido de gel floculado es un sistema comúnmente usado para este fin.

La Velocidad Mínima de Transporte **Pautas para la Limpieza del Pozo**

Al establecer pautas para la limpieza del pozo, es importante revisar las relaciones entre los parámetros indicados en la Tabla 1 y reconocer que algunos de éstos pueden constituir variables independientes y dependientes. Muchas veces, un parámetro determinado, como el tipo de formación, determinará la manera de enfocar la limpieza del pozo. Por ejemplo, un pozo horizontal típico, perforado a través de una formación muy competente de Tiza de Austin, puede usar un fluido de perforación de yacimiento a base de salmuera. Por lo tanto, los siguientes parámetros serían apropiados – flujo turbulento, alta velocidad anular, baja viscosidad y bajos esfuerzos de gel del fluido, con efectos mínimos de la excentricidad y rotación de la tubería. En cambio, un intervalo horizontal de arenisca no consolidada impondría un control de filtración riguroso y un flujo laminar. Una alta reología a baja velocidad de corte y esfuerzos de gel planos serían adecuados, especialmente si se puede hacer girar la tubería excéntrica.

Las pautas prácticas de limpieza del pozo descritas a continuación están destinadas a ser usadas en el campo. Están agrupadas de acuerdo con los siguientes tipos de pozos: generales (todos los pozos), pozos verticales/casi verticales, y pozos direccionales (incluyendo los pozos horizontales).

POZOS GENERALES

1. Usar la velocidad anular más alta posible para mantener la buena

(MTV) es una técnica reciente aplicable a los pozos direccionales. Este concepto supone que un intervalo del pozo puede ser limpiado eficazmente si todos los recortes están suspendidos en la corriente de flujo o en camas que se mueven hacia arriba en la dirección del flujo. La velocidad anular debería ser igual o superior al valor de MTV calculado para ambas condiciones. Parecería que los valores de MTV son prudentes, pero el concepto ha sido perfeccionado por los datos de campo y usado de manera exitosa.

limpieza del pozo, cualquiera que sea el régimen de flujo. La velocidad anular proporciona la fuerza de impacto ascendente necesaria para un buen transporte de los recortes, incluso en los pozos direccionales y horizontales.

2. Usar la reología y los esfuerzos de gel del lodo para lograr las capacidades de suspensión y transporte.
3. Controlar la perforación para tratar las situaciones difíciles de limpieza del pozo, pero solamente como último recurso. La velocidad de penetración determina la carga anular de recortes. Las consecuencias negativas de limitar la velocidad de perforación son obvias.
4. Aprovechar las rotarias viajeras, si están disponibles en el equipo de perforación, para hacer girar y circular (repasar saliendo) al salir del pozo.
5. Monitorear continuamente los parámetros que afectan la limpieza del pozo, y tomar las medidas correspondientes. Considerar siempre las consecuencias de los cambios sobre las otras operaciones.
6. Medir la reología del lodo bajo las condiciones de fondo, especialmente en las aplicaciones de aguas profundas y de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP).
7. Para los pozos de aguas profundas con un riser de gran diámetro, añadir una bomba al riser para aumentar la velocidad anular del riser.
8. Evitar el uso de lodos muy dispersivos que aunque puedan

mejorar la limpieza del pozo, pueden crear un problema de sólidos en el lodo.

POZOS VERTICALES Y CASI VERTICALES

1. Mantener la concentración de recortes a menos de 5% (en volumen) para minimizar los problemas de perforación.
2. Por razones de eficiencia y de costo, usar un lodo cuya viscosidad ha sido determinada en base al tamaño del pozo y a la velocidad de caída calculada. El punto cedente y el LSYP sólo deben ser aumentados cuando los problemas de limpieza del pozo están ocurriendo o a punto de ocurrir.
3. Mantener el LSYP entre 0,4 y 0, 8 veces el diámetro del pozo en pulgadas, a menos que las condiciones del pozo exijan otro valor. El punto cedente y el LSYP para los lodos muy dispersos son generalmente bajos, por lo tanto velocidades anulares más altas pueden ser necesarias.
4. Usar periódicamente píldoras de barrido de alta densidad/alta viscosidad para corregir los problemas de limpieza. No realizar ningún barrido a menos que las condiciones del pozo lo exijan. Las píldoras de barrido deberían ser >0,5 lb/gal más pesadas que el lodo, y si es posible, deberían ser combinadas con una agitación enérgica del fluido y mecánica.
5. Monitorear el pozo para detectar cualquier síntoma de la acumulación de recortes, relleno y puentes.
6. No se debe contar con que la rotación de la tubería mejore la limpieza del pozo, especialmente en los pozos de gran diámetro.

POZOS DIRECCIONALES

1. Usar técnicas de limpieza del pozo para minimizar la formación de camas de recortes y la caída subsiguiente que puede producirse en las secciones del pozo con una inclinación de 30 a 60°.
2. Usar fluidos de alta viscosidad desde el principio, ya que las camas de recortes se sedimentan fácilmente pero son difíciles de eliminar.
3. Mantener el LSYP entre 1,0 y 1,2 veces el diámetro del pozo en pulgadas cuando hay un flujo

laminar.

4. Tratar el lodo para obtener esfuerzos de gel altos y planos durante los periodos estáticos y de bajos caudales.
5. Para optimizar la eficiencia de los fluidos Flo-Pro, mantener una viscosidad Brookfield superior a 40.000 cP.
6. Programar viajes del limpiador e intervalos periódicos de rotación de la tubería cuando se realizan muchas operaciones de deslizamiento y cuando se puede esperar la formación de camas.
7. Cuando se usan los sistemas Flo-Pro para la perforación con tubería flexible, realizar viajes periódicos del limpiador para eliminar las camas de recortes. Para los pozos de reentrada con tuberías de revestimiento de gran tamaño, seleccionar la mejor solución de compromiso para limpiar los intervalos horizontales y los intervalos con tubería de revestimiento.
8. Hacer girar la tubería a velocidades mayores que 50 RPM, si es posible, para impedir la formación de camas y ayudar a eliminar las camas preexistentes. La tubería completamente excéntrica unida a valores apropiados de LSYP puede producir los mejores resultados.
9. Aumentar el peso del lodo para corregir los problemas causados por los esfuerzos sobre el pozo que pasan por problemas de limpieza del pozo.
10. Admitir que puede ser difícil lograr y mantener un flujo turbulento a través del espacio anular.
11. Considerar la perforación de intervalos horizontales competentes de diámetro más pequeño, usando un flujo turbulento. Los fluidos de baja viscosidad entran en un estado de turbulencia a caudales más bajos que los fluidos viscosos. Cualquier cama que pueda formarse puede ser erosionada por los mayores caudales requeridos para obtener un flujo turbulento.
12. No se debe contar con que las píldoras de barrido viscosas sean muy eficaces, a menos que vayan acompañadas de altos caudales y de la rotación y/o del movimiento alternativo de la tubería.

Introducción

Un desplazamiento ocurre cuando un fluido reemplaza a otro en el pozo

Los desplazamientos de fluidos constituyen un procedimiento que se usa comúnmente en la perforación, completación y rehabilitación de los pozos. Un desplazamiento ocurre cuando un fluido reemplaza a otro en el pozo. Este capítulo describirá dos categorías diferentes de desplazamiento. La primera cubre los desplazamientos de fluidos estándar, incluyendo los lodos base agua, lodos base aceite, lodos base sintético, fluidos de completación y fluidos de rehabilitación. La segunda categoría cubre los desplazamientos de cementación.

Diferentes procedimientos de desplazamiento son usados en las operaciones del pozo. A continuación se describen algunos de los procedimientos más comunes.

- **Procedimiento de desplazamiento convencional o estándar.** Se bombea el fluido nuevo dentro de la tubería de perforación o la tubería de producción para desplazar el fluido existente hacia arriba y fuera del espacio anular. Este es el método

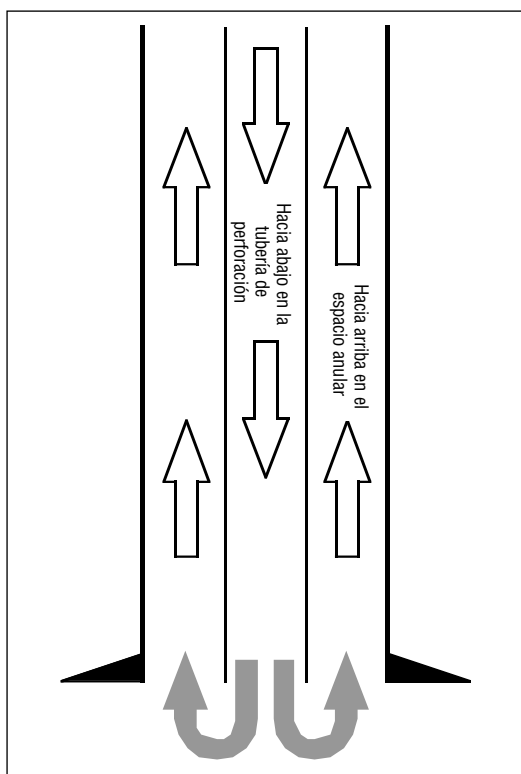


Figura 1: Desplazamiento convencional.

normal de circulación del pozo (ver la Figura 1).

- **Circulación inversa.** Se bombea el fluido nuevo hacia abajo en el espacio anular, desplazando el fluido existente hacia arriba y fuera de la columna de perforación o tubería de producción. Este procedimiento suele ser aplicado cuando se usa un fluido más ligero para desplazar a un fluido más pesado (ver la Figura 2).

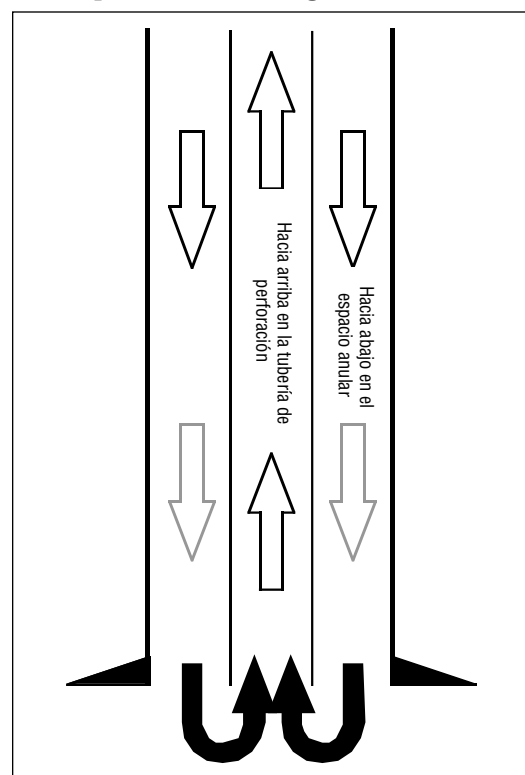


Figura 2: Circulación inversa.

- **Desplazamiento o inyección a presión.** Se bombea el fluido nuevo hacia abajo en el pozo, desplazando el fluido existente dentro de la formación, sin retornos en la superficie. Este procedimiento puede ocurrir dentro de la tubería de producción o entre las tuberías de revestimiento (ver la Figura 3).

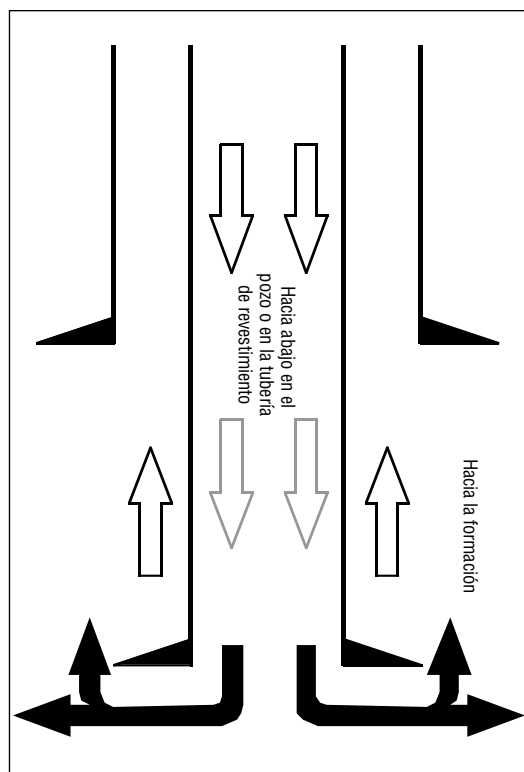


Figura 3: Desplazamiento a presión.

- **Desplazamiento en el espacio anular de la tubería de revestimiento.** Se bombea el fluido nuevo hacia abajo en la tubería de perforación o la tubería de producción, y a través de un orificio

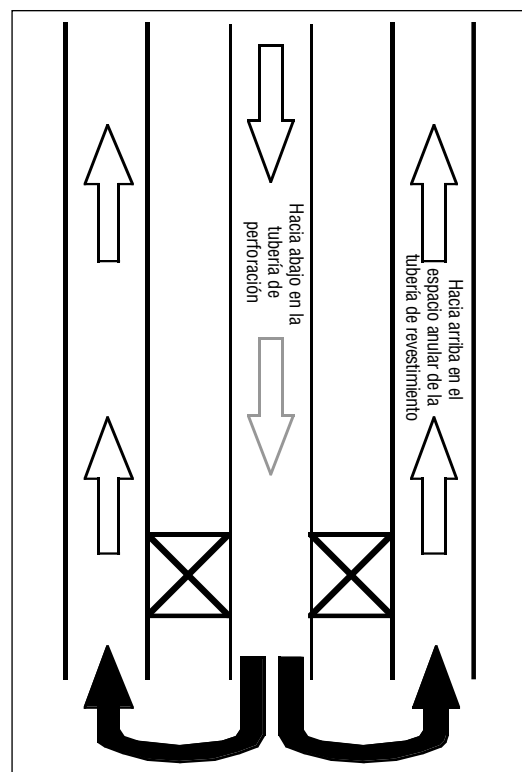


Figura 4: Desplazamiento en el espacio anular de la tubería de revestimiento.

o collar en la tubería de revestimiento para desplazar el fluido existente en el espacio anular de la tubería de revestimiento (ver la Figura 4).

Factores que Afectan los Desplazamientos

Si un fluido de densidad más baja está desplazando a un fluido de densidad más alta, resulta ventajoso realizar una circulación inversa.

Otros procedimientos de desplazamiento son usados en las operaciones de cementación, instalación de filtros de grava y fracturación.

Varios factores son críticos para el diseño de un procedimiento de desplazamiento satisfactorio. Estos factores incluyen los siguientes:

- Densidad del fluido.
- Viscosidad del fluido.
- Píldoras de barrido y espaciadores.
- Condición del fluido.
- Rotación y movimiento alternativo.
- Equipo de perforación.
- Operaciones de bombeo.
- Desviación del pozo.

Se debe tomar en cuenta el impacto de estos factores para optimizar los procedimientos de desplazamiento.

Cada uno de estos factores está descrito detalladamente a continuación.

Densidad del fluido. En un procedimiento de desplazamiento estándar o convencional, se desea tener un fluido desplazador más pesado que el fluido que se está desplazando. Al llegar al fondo del pozo, el fluido más pesado tiende a hundirse mientras que el fluido existente más ligero tiende a flotar o ser suspendido, ayudando de ese modo a mantener la separación.

Si un fluido de densidad más baja está desplazando a un fluido de densidad más alta, resulta ventajoso realizar una circulación inversa. En este procedimiento, el fluido más ligero debería ser bombeado hacia abajo en el

Cuando se usan espaciadores de aislamiento para separar dos fluidos incompatibles, los espaciadores deberían ser más viscosos que cualquiera de los fluidos...

Es muy importante tener un fluido de perforación en buenas condiciones antes del desplazamiento.

espacio anular, desplazando el fluido más pesado hacia arriba y fuera de la tubería de perforación o tubería de producción. Puede que estos fluidos se mezclen dentro de la tubería de producción, pero este procedimiento minimizará el contacto cuando un fluido más ligero está desplazando a un fluido más pesado. Las presiones del pozo y los valores de caída de presión deberían ser calculados antes de usar el procedimiento de circulación inversa. El uso incorrecto de este procedimiento puede causar daños al pozo y/o la pérdida de circulación.

Es posible obtener un desplazamiento eficaz entre fluidos que tienen diferentes densidades, incluso cuando no se puede usar la técnica óptima de desplazamiento. Esto se logra utilizando espaciadores, píldoras de barrido y caudales apropiados. **OBSERVACIÓN:** *Cuando se desplazan fluidos con diferentes densidades, es imprescindible tener un buen entendimiento de las presiones de fondo durante todo el proceso de desplazamiento. El análisis incorrecto de las presiones ha causado problemas de control de pozo, incluyendo reventones y la pérdida de circulación.*

Viscosidad del fluido. La viscosidad del fluido es importante en los procedimientos de desplazamiento. La situación más deseable consiste en desplazar un fluido existente de baja densidad con un fluido viscoso. Cuando se usan espaciadores de aislamiento para separar dos fluidos incompatibles, los espaciadores deberían ser más viscosos que cualquiera de los fluidos, para impedir que los dos fluidos incompatibles se mezclen. En general, la viscosidad del fluido desplazador debería ser más alta que la viscosidad del fluido que se está desplazando.

Píldoras de barrido y espaciadores. Las píldoras de barrido y los espaciadores cumplen varias funciones diferentes en el proceso de desplazamiento. Se usan para separar el fluido desplazado del fluido desplazador, limpiar el revoque del pozo y modificar la humectabilidad del pozo. Las píldoras de barrido y los

espaciadores pueden ser adaptados a cualquier densidad y viscosidad del fluido que se desea obtener, y pueden incluir agentes tensioactivos y detergentes. Las píldoras de barrido y los espaciadores deben tener un volumen suficiente para impedir la mezcla del fluido desplazado con el fluido desplazador. Deben ser lo suficiente largo para permitir un tiempo de contacto suficiente que permita limpiar o modificar la humectabilidad del pozo. Los espaciadores y las píldoras de barrido pueden ser preparados con agua dulce, salmuera, aceite, fluido sintético y productos químicos especializados. La sección que trata de los procedimientos de desplazamiento propiamente dichos contiene más información sobre los espaciadores.

La función más básica de todos los espaciadores es diluir el lodo en el pozo de manera que pueda ser extraído del pozo, y viscosificar el lodo que se está bombeando dentro del pozo de manera que el frente de este fluido desplazador sea lo más viscoso posible. Asegurando que el frente del lodo desplazador sea lo más viscoso posible, se obtiene un flujo tapón con un perfil de velocidad plano y se minimiza la contaminación y la mezcla de los dos fluidos. Usando este concepto, si se usa un solo espaciador, se recomienda usar agua para desplazar un lodo base agua con un lodo base aceite, o aceite para desplazar un lodo base aceite con un lodo base agua.

Resulta generalmente beneficioso usar algún tipo de indicador para identificar con mayor precisión el momento en que el frente del lodo desplazador llega a la zaranda. Muchas veces, el lodo que regresa a la superficie es descargado en la zaranda y es difícil observar la transición de un lodo a otro. En general, un material de pérdida de circulación de tamaño fino a mediano (tal como el NUT PLUG®) puede ser mezclado en uno de los espaciadores o en la primera porción del fluido desplazador, para servir de indicador.

Condición del fluido. Es muy importante tener un fluido de

Desplazar siempre con el mayor caudal posible.

La sedimentación puede ser controlada manteniendo una alta Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte.

perforación en buenas condiciones antes del desplazamiento. Será difícil eliminar del pozo a un fluido de perforación con un alto contenido de sólidos, una alta viscosidad y altos esfuerzos de gel. Cuando se desplaza un fluido de perforación hacia una salmuera de completación, es imprescindible que el fluido de perforación esté en buenas condiciones para el desplazamiento, a fin de minimizar los daños causados a la formación y la contaminación por sólidos de la salmuera de completación sin sólidos.

Rotación y movimiento alternativo. La tubería de perforación o tubería de producción estará cerca de la pared del pozo o de la tubería de revestimiento en varias partes del pozo. Cuando la tubería no está centrada, los fluidos tienden a canalizarse hacia arriba por el lado más grande del pozo, dejando el fluido viejo detrás de la tubería de perforación, en el lado estrecho del pozo. La mejor manera de eliminar este problema es haciendo girar y reciprocando la tubería durante el desplazamiento. La rotación y el movimiento alternativo de la tubería desplazan al fluido desde las zonas de poca circulación hacia la corriente de flujo, permitiendo un desplazamiento más uniforme. La rotación también aumenta el grado de turbulencia del fluido. Si la tubería permanece estática, parte del fluido quedará atrás, causando la posible contaminación. Aunque no se pueda hacer girar la tubería, el movimiento alternativo sigue siendo beneficioso. Si los desplazamientos son realizados con una unidad de tubería flexible, se pueden usar procedimientos especiales de tensión para lograr desplazamientos eficaces.

Equipo de perforación. En la mayoría de las situaciones de desplazamiento, todos los equipos superficiales del equipo de perforación deben ser limpiados minuciosamente antes de realizar el desplazamiento. Esto incluye los tanques, las líneas, las bombas, los equipos de control de sólidos, los equipos de control de pozo y las tolvas. En algunas situaciones de desplazamiento, otros equipos de bombeo y filtración pueden ser

necesarios para mantener la limpieza del fluido.

Operaciones de bombeo. El desplazamiento debería ser realizado con una velocidad de bombeo suficientemente alta para obtener un flujo turbulento. En este caso, el perfil de velocidad es plano, con una pequeña capa límite para minimizar la mezcla de los fluidos. Si no se puede establecer la turbulencia, la eliminación del fluido será mejor cuando se usa la máxima energía de flujo, aunque el fluido esté en un flujo laminar. Desplazar siempre con el mayor caudal posible. *Una vez que el desplazamiento ha comenzado, no se debe interrumpir las operaciones de bombeo.* Todos los cálculos de presión, volumen y carreras de la bomba deben ser realizados antes de iniciar el desplazamiento. Además, antes de que se comience el desplazamiento, se debe celebrar una reunión del equipo de perforación para que todo el personal se familiarice con sus responsabilidades.

Desviación del pozo. Muchos de los factores que afectan el desplazamiento del pozo vertical se hacen aún más críticos en los pozos desviados. Los resultados de las investigaciones sobre los desplazamientos de lodo en pozos desviados indican que la sedimentación de Boycott de los sólidos puede causar la formación de una "cama" o un canal de lodo y sólidos en el lado inferior del espacio anular, que es prácticamente imposible de desplazar. Este tipo de sedimentación puede ocurrir en cualquier momento durante la circulación en un pozo de alto ángulo. La sedimentación puede ser controlada manteniendo una alta Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV). Este valor depende de la desviación del pozo, del tamaño del pozo, del tipo de fluido, de la rotación disponible de la tubería y de la carga de sólidos. Aún se pueden obtener desplazamientos eficaces mediante el uso de altas velocidades de bombeo, espaciadores correctamente diseñados y de tamaño adecuado, y técnicas eficaces de rotación/movimiento alternativo de la tubería.

Tipos de Desplazamientos de Fluido

Hay muchos tipos diferentes de desplazamientos de fluido que ocurren durante las operaciones del pozo.

Algunos de los tipos más comunes de desplazamientos de fluido están enumerados a continuación.

- Lodo base agua a lodo base agua.
- Lodo base agua a lodo base aceite.
- Lodo base aceite a lodo base agua.
- Lodo base agua a salmuera de completación.
- Lodo base aceite a salmuera de completación.

Describiremos cada uno de estos tipos de desplazamiento, presentando un ejemplo de procedimiento de desplazamiento.

Lodo base agua a lodo base agua. El desplazamiento de un lodo base agua a otro es relativamente común en el proceso de perforación. Estos desplazamientos pueden ocurrir por varias razones, tal como cuando se cambian los sistemas de lodo a las profundidades de la zapata de la tubería de revestimiento o incluso durante la perforación de una sección de pozo abierto. Puede incluir los siguientes desplazamientos, sin limitarse a éstos:

- Desplazamientos a fluidos de perforación de yacimiento.
- Desplazamientos a lodos a base de salmuera.
- Desplazamientos por razones ecológicas.
- Desplazamientos por razones geológicas.
- Desplazamientos para mejorar la eficiencia de la perforación.

Los desplazamientos en pozos entubados ofrecen varias ventajas importantes con respecto a los desplazamientos en pozos abiertos. Éstas incluyen volúmenes conocidos del pozo, mejor control del pozo, ningún problema de estabilidad del pozo y menores posibilidades de contaminación cruzada entre los fluidos de desplazamiento. Cuando el desplazamiento ocurre dentro de la tubería de revestimiento, se pueden usar los procedimientos de desplazamiento convencional o los procedimientos de desplazamiento por circulación inversa.

Normalmente hay cuatro situaciones diferentes que pueden dar lugar a desplazamientos durante las operaciones a la profundidad de la zapata de la tubería de revestimiento. La primera ocurre durante las operaciones de cementación de la tubería de revestimiento, cuando se usa un fluido nuevo para desplazar el cemento que está dentro de la tubería de revestimiento y “empujar” el tapón. La segunda situación ocurre justo antes de perforar el cemento, el collar flotador y la zapata de cementación de la tubería de revestimiento. La tercera situación que puede dar lugar al desplazamiento es después de perforar el cemento y el collar flotador, pero antes de perforar la zapata de cementación de la tubería de revestimiento. La cuarta ocurre después de perforar el cemento, el collar flotador y la zapata de cementación. El desplazamiento ocurre justo antes o justo después de la prueba de integridad de la formación.

Los desplazamientos en pozos abiertos son más complicados que los desplazamientos en pozos entubados, debido a la posibilidad de socavamiento del pozo y a la incapacidad para calcular volúmenes exactos. Los desplazamientos en pozos abiertos con fluidos incompatibles pueden producir situaciones caracterizadas por una inestabilidad marcada del pozo. Al planificar los desplazamientos en pozos abiertos, es imprescindible mantener una presión hidrostática de fondo adecuada para mantener el control del pozo. Los desplazamientos de pozos abiertos en formaciones productivas deben tomar en cuenta la posibilidad de daños a la formación. Los desplazamientos pueden ser exitosos en los pozos abiertos si se cuenta con una planificación apropiada, espaciadores bien diseñados y una buena ejecución de las operaciones en el pozo.

Los desplazamientos de agua dulce a lodos a base de salmuera pueden causar problemas graves. Estos fluidos deben ser desplazados con espaciadores apropiados, ya que la mezcla de los fluidos podría producir una floculación perjudicial.

Los desplazamientos en pozos entubados ofrecen varias ventajas importantes con respecto a los desplazamientos en pozos abiertos...

A continuación se describe un ejemplo de un desplazamiento convencional de lodo base agua a lodo base agua (lodo intermedio a fluido “suave” de extracción de núcleos):

- Celebrar una reunión antes de realizar el desplazamiento.
- Perforar la zapata de cementación y realizar una prueba de integridad de la formación.
- Acondicionar el lodo base agua existente para reducir la viscosidad y los esfuerzos de gel.
- Lavar y drenar los tanques de lodo y enjuagar todas las líneas con agua.
- Bombear 50 bbl de agua con solvente.
- Bombear 50 bbl de agua viscosificada con 3 lb/bbl de un viscosificador tal como FLO-VIS®.
- Bombear el fluido desplazador con la mayor velocidad de bombeo posible.
- Hacer girar y reciprocarse la tubería.
- Monitorear las carreras de la bomba.
- Desviar el lodo “viejo” para su eliminación.
- Cambiar a la circulación en circuito cerrado cuando el fluido nuevo regresa y hacer circular en las zarandas.

Lodo base agua a lodo base aceite

En muchos programas de perforación, las secciones de revestimiento de superficie y de revestimiento intermedio son perforadas con lodos base agua. Los intervalos más profundos del pozo son perforados con lodos base aceite o base sintético. En general, esta situación de desplazamiento requiere principalmente que se minimice el tiempo del equipo de perforación y se reduzca al mínimo la contaminación del lodo base aceite o base sintético. Esto se logra generalmente con un espaciador a base de agua o un espaciador a base de agua seguido por un espaciador viscoso a base de aceite. A continuación se describe un ejemplo de desplazamiento convencional de lodo base agua a lodo base aceite:

- Celebrar una reunión antes de realizar el desplazamiento.
- Acondicionar el lodo base agua existente para reducir la viscosidad y los esfuerzos de gel.
- Lavar y drenar los tanques de lodo y enjuagar todas las líneas con agua.

- Llenar los tanques con lodos base aceite.
- Bombear un volumen suficiente para obtener 200 a 500 pies anulares lineales de espaciador de agua.
- Bombear un volumen suficiente para obtener 200 a 500 pies anulares lineales de espaciador viscosificado de aceite.
- Bombear el lodo base aceite.
- Monitorear las carreras de la bomba.
- Bombear a la velocidad más alta posible.
- Hacer girar y reciprocarse la tubería.
- Usar mallas de gran tamaño sobre las zarandas.
- Desviar el lodo base agua para su eliminación.
- Cambiar a la circulación en circuito cerrado cuando el fluido base aceite regresa y hacer circular sobre las zarandas.

Lodo base aceite a lodo base agua.

Un desplazamiento de lodo base aceite o lodo base sintético a lodo base agua ocurre generalmente justo antes del intervalo productivo. Ésta es una situación en que el lodo base aceite o base sintético mejora la eficiencia de la perforación en las secciones superiores del pozo ubicadas encima del intervalo productivo, pero podría dañar a la formación productiva, o cuando un registro de evaluación de la formación requiere el uso de lodo base agua.

Otra situación que puede requerir el desplazamiento de un lodo base aceite o base sintético con un lodo base agua es cuando se produce la pérdida de circulación. El fluido base aceite o base sintético puede ser desplazado del pozo con un lodo base agua menos costoso. Es imprescindible que el espaciador esté correctamente diseñado para que estos desplazamientos sean exitosos.

A continuación se describe un ejemplo de desplazamiento convencional de lodo base aceite a lodo base agua:

- Celebrar una reunión antes de realizar el desplazamiento.
- Acondicionar el lodo base agua existente para reducir la viscosidad y los esfuerzos de gel.
- Lavar y drenar los tanques de lodo y las líneas.

- Llenar los tanques con lodo base agua.
- Bombear un volumen suficiente para obtener >200 pies anulares lineales de espaciador de aceite.
- Bombear 25 a 50 bbl de espaciador viscosificado de agua con 3 lb/bbl de un viscosificador como FLO-VIS®.
- Bombear el lodo base agua.
- Monitorear las carreras de la bomba.
- Hacer girar y reciprocarse la tubería.
- Desviar los retornos de lodo base aceite hacia los tanques de almacenamiento.
- Cambiar a la circulación en circuito cerrado cuando el fluido base agua regresa y hacer circular sobre las zarandas.

Lodo base agua a salmuera de completación. En este tipo de desplazamiento, es esencial que se elimine del pozo todo el lodo base agua y cualquier revoque residual antes de desplazar con la salmuera de completación. Esto puede ser realizado con espaciadores adecuados y mediante lavados con agentes tensioactivos. Cualquier lodo o revoque residual puede causar una reducción de la producción potencial. A continuación se describe un ejemplo del desplazamiento inverso de lodo base agua de 10 lb/gal a salmuera de completación de 9 lb/gal:

- Celebrar una reunión antes de realizar el desplazamiento.
- Instalar el equipo de circulación inversa; bombeando hacia abajo en el espacio anular y recibiendo los retornos a través de la tubería de perforación.
- Lavar y drenar los tanques, las bombas y las líneas.
- Bombear 50 bbl de espaciador viscosificado con agente tensioactivo.
- Bombear 50 bbl de espaciador de salmuera con producto químico lavador (opcional).
- Bombear 50 bbl de salmuera viscosificada de completación.
- Bombear la salmuera de completación.
- Monitorear las carreras de la bomba.
- Desviar el lodo base agua para su eliminación.
- Cambiar a la circulación en circuito cerrado cuando la salmuera de completación regresa, y hacer circular y filtrar el fluido de completación.

Lodo base aceite a salmuera de completación. En esta situación, además de extraer el lodo base aceite y el revoque, también es importante que el pozo sea humectado por agua y no humectado por aceite. Este tipo de desplazamiento crea posibilidades de formación de una emulsión que puede perjudicar el potencial de producción. Espaciadores adecuados y lavados con solvente deben ser usados para que este tipo de desplazamiento sea eficaz.

A continuación se describe un ejemplo de un desplazamiento convencional de lodo base aceite de 10,5 lb/gal a salmuera de completación de 9,2 lb/gal:

- Celebrar una reunión antes de realizar el desplazamiento.
- Bombear 50 bbl de lodo base aceite de baja viscosidad.
- Bombear 50 bbl de espaciador viscosificado de salmuera con agente tensioactivo.
- Bombear 10 bbl de producto químico lavador.
- Bombear 50 bbl de salmuera viscosificada de completación.
- Bombear la salmuera de completación.
- Monitorear las carreras de la bomba.
- Desviar el lodo base aceite hacia los tanques de almacenamiento.
- Cambiar a la circulación en circuito cerrado cuando la salmuera de completación regresa, y hacer circular y filtrar el fluido de completación.

A continuación se proporciona una lista de control de los factores que deberían ser considerados durante el desarrollo de un plan de desplazamiento:

- Tipos, densidad y viscosidad de los fluidos.
- Posibles daños a la formación.
- Aspectos relacionados con el medio ambiente.
- Seguridad del pozo, control de presión.
- Desviación, geometría del pozo.
- Tamaño y composición del espaciador.
- Caudales, rendimientos de las bombas.
- Cálculos volumétricos.
- Capacidad para hacer girar y reciprocarse la tubería.
- Programa de presiones y presiones del pozo calculadas.

Factores del Desplazamiento con Cemento

El factor más importante para lograr la remoción total del lodo es contar con un fluido de perforación cuyas propiedades han sido optimizadas para el desplazamiento con cemento.

El movimiento de la tubería ayuda a romper las zonas con lodo gelificado y a liberar los recortes que pueden acumularse dentro de las zonas.

Estudios exhaustivos han demostrado que el factor más importante que afecta la colocación del cemento es el desplazamiento eficaz de los fluidos de perforación desde el espacio anular. Los estudios de cementación han comprobado que la mayoría de las cementaciones ineficaces se pueden atribuir al desplazamiento incompleto del lodo del espacio anular, resultando en la formación de canales de lodo en el cemento. Estos canales de lodo proporcionan un conducto para la migración de fluidos que causan la pérdida de producción y/o la corrosión de la tubería de revestimiento, y no permiten que el cemento forme un sello de presión anular eficaz.

Es imprescindible que el lodo y el revoque sean extraídos del pozo para obtener una buena cementación. Los factores principales que afectan la remoción del lodo son:

- Propiedades del fluido de perforación.
- Movimiento de la tubería.
- Centralización de la tubería.
- Caudal.
- Espaciadores o productos de limpieza removedor.
- Tiempo de contacto.
- Diferencias de densidad.
- Tamaño y socavamiento del pozo.

Acondicionamiento del fluido de perforación. El factor más importante para lograr la remoción total del lodo es contar con un fluido de perforación cuyas propiedades han sido optimizadas para el desplazamiento con cemento. La remoción del lodo es afectada por los siguientes factores:

- **Propiedades del lodo.** Las propiedades del lodo deben ser adaptadas al tipo de fluido, ángulo del pozo y condiciones del pozo. Las propiedades del lodo deberían ser ajustadas después de meter la tubería de revestimiento. Las propiedades del lodo requeridas para obtener una buena cementación pueden ser diferentes de las propiedades necesarias para meter la tubería satisfactoriamente. En muchas regiones, se acostumbra aumentar la viscosidad y los esfuerzos de gel antes de meter la tubería de revestimiento,

para obtener una suspensión adecuada de cualesquier recortes o derrumbes presentes en el pozo. Sin embargo, los fluidos de baja viscosidad son más convenientes para obtener un desplazamiento eficaz del fluido de perforación y una buena cementación.

- **Filtrado.** Al reducir la pérdida de filtrado, se obtiene un revoque delgado. Esto aumenta la proporción de lodo en el pozo que es más fácil de extraer que el revoque. En general, un filtrado API de 7 a 8 cm³/30 min es suficiente. El filtrado de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) no debería ser más del doble del valor de filtrado API.
- **Esfuerzo de gel.** Un lodo no tixotrópico con bajos esfuerzos de gel no progresivos es conveniente para la remoción eficaz del lodo. Los parámetros claves que determinan la capacidad de extraer el lodo del pozo son el punto cedente bajo y los esfuerzos de gel a 10 seg, 10 min y 30 min. Un lodo bien acondicionado debería tener una viscosidad, un punto cedente y esfuerzos de gel relativamente bajos. Además, estas propiedades permiten que lograr un flujo turbulento con caudales más bajos.
- **Circulación.** Hacer circular antes de cementar, hasta que el lodo bien acondicionado regrese a la superficie. Esto puede requerir dos o más circulaciones.

Movimiento de la tubería. Después del acondicionamiento del lodo, el factor más importante es la necesidad de mover, hacer girar y reciprocarse la tubería, tanto antes como durante la cementación. El movimiento de la tubería ayuda a romper las zonas con lodo gelificado y a liberar los recortes que pueden acumularse dentro de las zonas. El movimiento de la tubería también puede ayudar a compensar los efectos negativos de una tubería mal centralizada. Los raspadores mecánicos conectados a la tubería de revestimiento pueden intensificar los efectos beneficiosos del movimiento de la tubería. Cuando la tubería está bien centralizada, el movimiento alternativo

El desplazamiento más eficiente ocurre en condiciones de flujo turbulento.

de la tubería parece ser el mejor método. La rotación es más eficaz cuando la tubería está muy descentrada.

Centralización de la tubería. La centralización de la tubería es otro factor importante para obtener un desplazamiento muy eficiente. El cemento presenta una fuerte tendencia a evitar el lodo cuando la tubería de revestimiento es excéntrica. El cemento tiende a seguir el camino que opone la menor resistencia, o sea el lado amplio del espacio anular. Los centradores mejoran la distancia al pozo y la centralización de la tubería de revestimiento, igualando de ese modo la distribución de las fuerzas ejercidas por la lechada de cemento al fluir por el espacio anular.

En general, la distancia al pozo de la tubería de revestimiento que se desea obtener para lograr una buena centralización es de 70%. Como es imposible lograr una centralización perfecta (100%) de la tubería, la distancia al pozo de la tubería de revestimiento debería ser usada conjuntamente con otros métodos.

Caudales. Un fluido no newtoniano (tal como el cemento) puede existir en tres regímenes de flujo: flujo turbulento, flujo laminar y flujo tapón.

- **Flujo turbulento.** Los desplazamientos más eficientes ocurren sistemáticamente a las velocidades de desplazamiento más altas, independientemente del régimen de flujo de la lechada de cemento. El desplazamiento más eficiente se produce en condiciones de flujo turbulento. Sin embargo, si no se puede lograr un flujo turbulento, el desplazamiento siempre será mejor al caudal más alto que se pueda lograr en condiciones idénticas para lechadas de composición similar. Si no se puede lograr el flujo turbulento, habría que considerar el uso de un colchón:

- Cuando los pesos del lodo son bajos, el uso de una lechada secuestrante ligera (fluido de limpieza) en flujo turbulento delante del cemento primario puede ser beneficioso.
- Cuando los pesos del lodo son más altos, se recomienda usar un espaciador o fluido de limpieza fácil

de poner en flujo turbulento. Varios espaciadores y fluidos de limpieza pueden ser usados. Una recomendación general buena para un volumen de fluido de limpieza turbulento es suficiente para un tiempo de contacto de 10 minutos, o 1.000 pies de volumen anular.

- **Flujo laminar.** Los fluidos no newtonianos viscosos como el cemento tienden a mantenerse en un flujo laminar sobre una amplia gama de velocidades de corte o velocidades anulares. En muchos casos, es imposible bombear el cemento en condiciones turbulentas, debido a los riesgos de pérdida de circulación y otras razones. En flujos turbulentos, los fluidos demuestran una acción menos raspante sobre las superficies del pozo y no logran una remoción tan buena del fluido o del revoque.
- **Flujo tapón.** En teoría, el flujo tapón es el segundo régimen de flujo más eficaz. Sin embargo, los estudios han demostrado que si no se puede lograr la turbulencia, la remoción del lodo será mejor cuando se usa la máxima energía de flujo, aunque la lechada esté en un flujo laminar. Por lo tanto, cuando las condiciones son favorables, siempre conviene obtener caudales máximos.

Espaciadores o fluidos de limpieza. Los fluidos tan simples como el agua o tan complejos como los espaciadores densificados pueden facilitar el desplazamiento porque separan los diferentes fluidos y la lechada de cemento, y eliminan el lodo gelificado. Esto fomenta una mejor adherencia del cemento, lo cual ayuda a evitar la incompatibilidad potencial de los fluidos.

Muchas formulaciones de espaciadores especializados han sido diseñadas para aplicaciones específicas que abarcan desde el control de pozo hasta espaciadores reactivos que reaccionan con los componentes químicos del revoque para mejorar la adherencia del cemento.

Tiempo de contacto. El tiempo de contacto es el tiempo durante el cual un fluido fluye a partir de un punto determinado en el espacio anular. Los estudios de campo indican que un tiempo de contacto de 10 minutos

Los estudios de campo indican que un tiempo de contacto de 10 minutos con la lechada en un flujo turbulento mejora las posibilidades de que se obtenga una buena cementación.

Aunque la presión en la superficie no permita determinar si hay algún flujo de gas, éste puede ocurrir entre zonas y causar daños a la cementación.

con la lechada en un flujo turbulento mejora las posibilidades de que se obtenga una buena cementación. Los estudios también demuestran que el tiempo de contacto no constituye un factor importante si la lechada no está en un flujo turbulento.

Diferencias de densidad. Las diferencias de densidad no parecen ser un factor importante, excepto en los casos extremos. Un cemento muy ligero no desplaza a un lodo denso tan bien como un cemento denso desplaza a un lodo ligero. La única recomendación relacionada con las diferencias de densidad es que la lechada de cemento

debería tener una densidad más alta que el fluido de perforación o una densidad lo suficientemente alta para mantener el control del pozo.

Tamaño de pozo. La luz óptima del espacio anular que se recomienda para lograr una buena remoción del lodo es la que se obtiene cuando el tamaño del pozo es de 1,5 a 2 pulgadas más grande que el tamaño de la tubería de revestimiento. Se puede tolerar luces del espacio anular mayores que 2 pulgadas, pero las que son inferiores a 1,5 pulg. complican considerablemente el proceso de cementación.

Otros Factores de Cementación

Otro factor que se debe tomar en cuenta para obtener una buena cementación es el flujo de gas. Aunque la presión en la superficie no permita determinar si hay algún flujo de gas, éste puede ocurrir entre zonas y causar daños a la cementación. Se pueden usar varios métodos para impedir daños a la cementación.

Tapones limpiadores. Se debería usar un tapón limpiador superior y un tapón limpiador inferior para separar los diferentes fluidos e impedir la contaminación de la junta de la zapata.

Tiempo de espera del fraguado del cemento. Esperar que el cemento desarrolle una resistencia a la compresión adecuada antes de realizar la prueba de presión de la tubería de revestimiento o de perforar la zapata. Los tiempos deberían estar basados en los resultados de las pruebas de cemento en laboratorio, y no en las muestras de cemento tomadas durante la cementación propiamente dicha. Siempre y cuando el equipo flotador esté bien asentado, liberar toda la presión sobre la tubería de revestimiento al terminar la cementación.

Caída del cemento en el “hueco ratón”. Cuando resulta necesario colocar la tubería de revestimiento sin tocar el fondo, una píldora viscosa pesada debería ser colocada en el hueco

ratón. La píldora impedirá que el cemento y el fluido del “hueco ratón” cambien posiciones debido a las diferencias de densidad. La píldora debería ser más pesada que el cemento para evitar la migración causada por la gravedad.

Cementación de pozos desviados. Muchos de los factores que afectan la cementación de los pozos verticales se hacen aún más críticos en los pozos desviados. El acondicionamiento del fluido de perforación sigue siendo el factor más importante, pero se requieren diferentes calidades de lodo para lograr buenos desplazamientos. Los resultados de los estudios sobre la cementación y el desplazamiento de lodo en pozos desviados indican que la sedimentación de los sólidos del fluido de perforación puede causar la formación de camas de recortes y de un canal en el lado inferior del espacio anular, que son prácticamente imposibles de desplazar.

Está claro que estas situaciones tienen dos requisitos: (1) Circular los recortes del pozo y (2) obtener una buena remoción del lodo por debajo de la tubería de revestimiento excéntrica. El ingeniero de lodos y el cementador deberían coordinar sus esfuerzos para lograr una cementación aceptable en los pozos de alto ángulo y horizontales.

Introducción

Los fluidos de perforación de yacimiento son fluidos de perforación no dañinos, especialmente diseñados para ser usados en los intervalos del yacimiento.

Los fluidos de perforación de yacimiento son sumamente importantes en los pozos horizontales...

Los fluidos de perforación de yacimiento son fluidos de perforación no dañinos, especialmente diseñados para ser usados en los intervalos del yacimiento. Están formulados para maximizar la eficiencia de la perforación al minimizar los daños a la formación, conservando así la productividad potencial del pozo. En general, los fluidos de perforación convencionales no pueden ser convertidos a fluidos de perforación de yacimiento.

Los fluidos de perforación convencionales pueden causar daños graves a los yacimientos productivos. Este impacto se puede minimizar en cierta medida reduciendo el filtrado y controlando los esfuerzos de gel progresivos. Estas prácticas reducen la invasión de fluido dentro de la formación y ayudan a obtener el aislamiento zonal durante la cementación de las tuberías de revestimiento. Para las completaciones convencionales de pozo entubado o de tubería perforada, las perforaciones suelen penetrar más allá de cualesquier daños cerca del pozo. Los altos diferenciales de presión del yacimiento al pozo y las perforaciones de diámetro más grande pueden ayudar a reducir los efectos de los daños causados a la formación por los fluidos de perforación convencionales.

En las completaciones en pozo abierto (pozos completados sin cementar la tubería de revestimiento a través de la formación productiva), debe ser posible extraer el fluido y el revoque sin recurrir a tratamientos de limpieza. Los fluidos de perforación de yacimiento están especialmente diseñados para reducir los daños a la formación y mejorar la limpieza en estos pozos. Los fluidos de perforación de yacimiento son sumamente importantes en los pozos horizontales, donde los bajos diferenciales de presión del

yacimiento al pozo hacen que las operaciones de limpieza sean más difíciles. Los filtros de grava y las mallas preempacadas limitan el tamaño de los sólidos que pueden ser producidos desde el pozo; por lo tanto, los fluidos de perforación convencionales cargados de sólidos deberían ser evitados durante la perforación de intervalos horizontales a través de zonas productivas. En vez de eso, deberían usarse fluidos de perforación de yacimiento no dañinos.

Muchos fluidos pueden ser usados como fluidos de perforación de yacimiento, incluyendo los fluidos base agua, aceite y sintético. La selección del fluido depende del tipo de formación, de la composición de los fluidos de la formación, del mecanismo de daños a la formación y del método de completación. La mayoría de los pozos perforados con fluidos de perforación de yacimiento son completados sin cementar y perforar una tubería de revestimiento o tubería de revestimiento corta a través de la zona productiva.

Los siguientes pasos constituyen el proceso de selección recomendado para un fluido adecuado de perforación de yacimiento (ver la Figura 1):

1. Identificar el tipo y la permeabilidad de la formación.
2. Seleccionar el tipo de completación.
3. Seleccionar el fluido de perforación de yacimiento.
4. Seleccionar el método de limpieza.

Los daños a la formación se pueden cuantificar de varias maneras. En el laboratorio, se usan mediciones relativas tales como la permeabilidad del retorno, la solubilidad del revoque y la presión de despegue, para determinar si un fluido es adecuado para perforar una formación específica. En el campo se usan los factores superficiales y los índices de

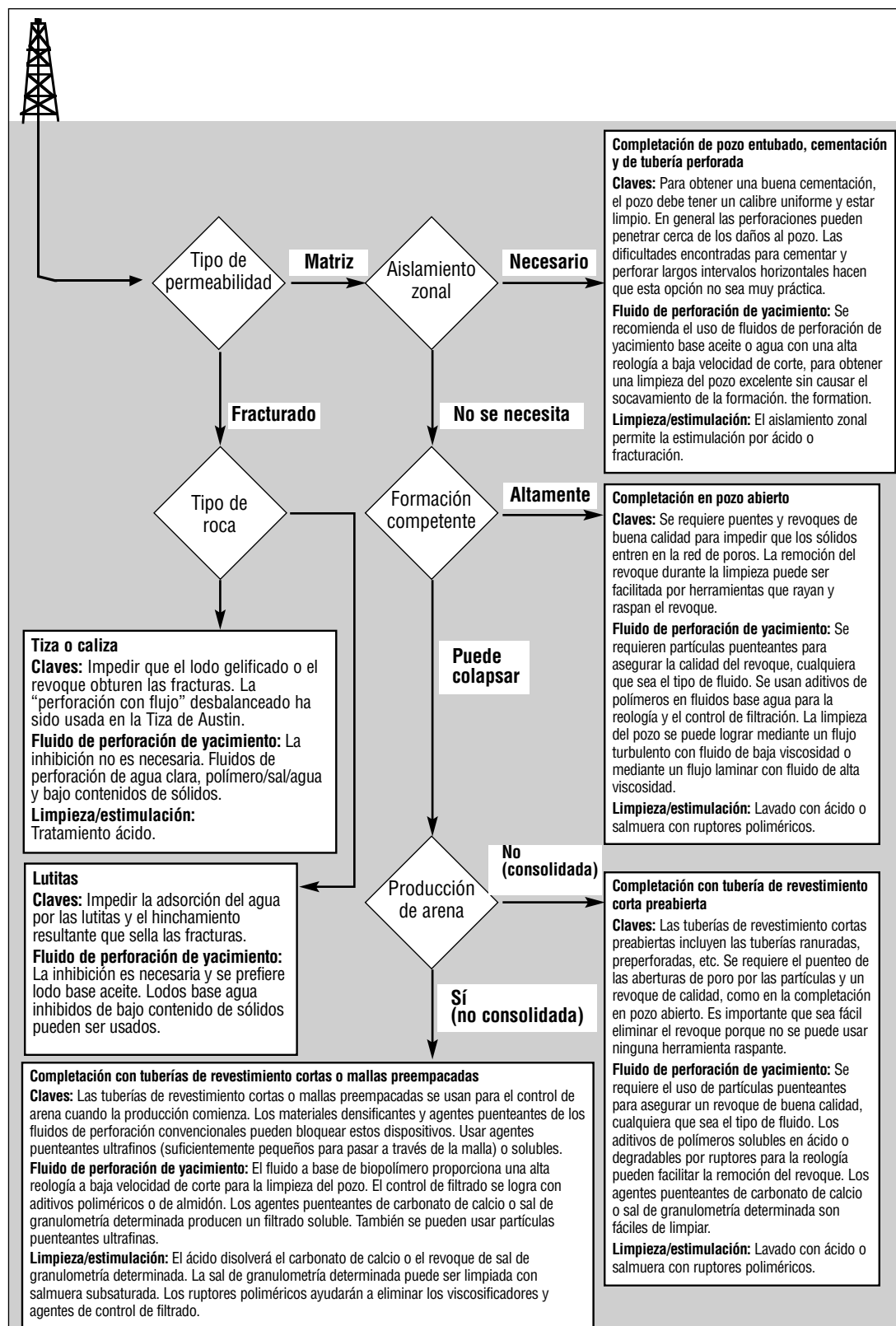


Figura 1: Guía para la selección de fluidos de perforación de yacimiento no dañinos.

productividad calculados para medir los daños a la formación.

Un fluido de perforación de yacimiento debería tener las siguientes características:

1. Control de daños a la formación:

- a) El fluido de perforación de yacimiento no debería contener arcillas o materiales densificantes insolubles en ácido que pueden migrar dentro de la formación y taponar los poros.
- b) Debería estar formulado con viscosificadores rompibles o solubles en ácido, materiales de filtrado y agentes de taponamiento de tamaño apropiado, todos los cuales limitan el filtrado hacia la formación y aseguran una buena limpieza.
- c) El filtrado debería estar formulado para impedir que las arcillas en la zona productiva se hinchen, migren o taponen la formación.
- d) El filtrado debería ser compatible con los fluidos de la formación, de manera que no cause la precipitación de las incrustaciones minerales.
- e) El fluido y el filtrado no deberían modificar las características de la formación de humectado por agua a humectado por aceite, o viceversa.
- f) El filtrado no debería formar emulsiones con los fluidos de la formación, causando el taponamiento de la formación.

2. Perforabilidad:

- a) El fluido de perforación de yacimiento debería proporcionar buena limpieza del pozo, lubricidad e inhibición.
- b) Debería minimizar el ensanchamiento del pozo y proporcionar la estabilidad del pozo.

3. Compatibilidad con los equipos y procedimientos de completación:

- a) Las partículas deberían tener una granulometría apropiada para puentear las gargantas de los poros de la formación, pero deben ser suficientemente pequeñas para pasar a través del equipo de completación.
- b) El fluido debería ser formulado con materiales solubles en ácido, agua, oxidantes o solventes que no causen precipitados ni emulsiones.
- c) Los ruptores deberían ser compatibles con los fluidos de la formación y el filtrado del fluido de perforación de yacimiento.

La vulnerabilidad frente a los diferentes tipos de daños a la formación varía considerablemente y depende del tipo de formación y de las condiciones del pozo. Algunas formaciones toleran una variedad de composiciones de fluido de perforación de yacimiento más amplia que otras. Cuando la producción proviene de fracturas de carbonato, como en la formación de Tiza de Austin, grandes cantidades de materiales insolubles pueden ser toleradas sin causar una disminución considerable de la productividad. En general, los fluidos que invaden estos tipos de formaciones pueden ser producidos de nuevo desde el pozo. Las areniscas de permeabilidad más baja y los yacimientos de areniscas agotadas o no consolidadas no toleran la invasión de fluido o partículas sin causar grandes daños. Por lo tanto se requiere un conocimiento detallado de la formación, permeabilidad, presión poral, mineralogía y composición de los fluidos de la formación para seleccionar el fluido de perforación de yacimiento apropiado.

Mecanismos de los Daños a la Formación

Varios mecanismos perjudiciales limitan la producción y reducen la cantidad de reservas recuperables. Algunos de los más comunes están descritos a continuación, indicando las posibles técnicas preventivas.

Taponamiento causado por sólidos.

Las gargantas de poro de la formación pueden ser taponadas por los sólidos contenidos en un fluido de perforación y causar daños a la formación. Estos sólidos pueden ser materiales añadidos, tal como las arcillas comerciales, productos químicos para fluidos de perforación o sólidos perforados que se han incorporado en el fluido de perforación. Los sólidos comprimibles y deformables, como las arcillas hidratadas, son los más difíciles (o imposibles) de eliminar. Además, los sólidos pueden taponar el conjunto de completación, limitando la producción. Para impedir el taponamiento, los sólidos añadidos a un fluido de perforación de yacimiento deberían tener una granulometría apropiada para puentear las gargantas de poro de la formación, y deberían usarse exclusivamente materiales que son solubles en ácido (ver la Figura 2).

Una granulometría D90 igual a los diámetros de garganta de poro más grandes y una concentración de agente puenteante superior a 2% en volumen proporcionarán un taponamiento excelente y una buena base para la deposición del revoque. El revoque del fluido de perforación de yacimiento entrapa los sólidos finos – los cuales pueden causar considerables daños – e impiden que éstos entren en la

formación. Si los sólidos contenidos en el fluido de perforación de yacimiento son demasiado finos para puentear e iniciar un revoque en la cara del pozo, invadirán la matriz del yacimiento y pueden formar un revoque interno, resultando en daños a la formación. Es mucho más fácil eliminar un revoque en la cara de la formación que dentro de la formación. Para reducir las posibilidades de invasión de partículas, se debe usar un programa agresivo de control de sólidos para eliminar los sólidos perforados durante la primera circulación desde el pozo. Si se permite que los sólidos perforados circulen de nuevo, éstos disminuirán de tamaño y se dispersarán, creando una acumulación de sólidos finos. Minimizando el sobrebalance se puede reducir la profundidad de la invasión de sólidos, y por lo tanto, la cantidad de daños a la formación.

Hidratación y/o migración de las arcillas de la formación. Las formaciones de arenisca varían de limpias (conteniendo sólo arena) a muy sucias (conteniendo cantidades considerables de arcillas). Estas arcillas intersticiales pueden hidratarse, deformarse o migrar, causando daños a la formación al ser expuestas al filtrado del fluido de perforación, cemento u otros fluidos como ácidos y espaciadores. Esto impide el flujo de los fluidos del yacimiento durante la producción. Varios fluidos inhibidores pueden prevenir el hinchamiento y la migración de las arcillas de la formación. Estos incluyen los fluidos base aceite y sintético, así como los fluidos que son compatibles con las arcillas de la formación. Los fluidos de completación pueden incluir salmueras producidas, salmueras de alta salinidad y fluidos base agua que usan cloruro de potasio o otros aditivos químicos estabilizadores de arcillas.

Bloqueo de emulsión. Puede producirse una emulsión de filtrado de fluido de perforación de yacimiento y fluido de la formación, causando daños a la formación y limitando el flujo de fluidos de yacimiento durante la

Los sólidos comprimibles y deformables... son los más difíciles...de eliminar.

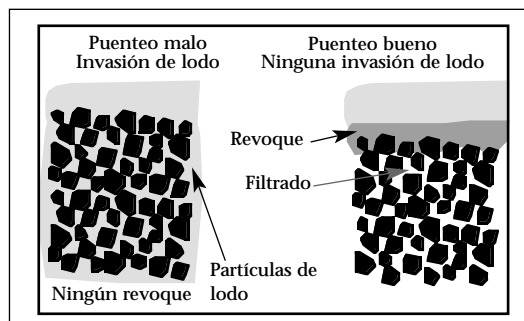


Figura 2: Comparación de puenteo.

producción. El bloqueo de emulsión puede ser causado por sólidos finos en el filtrado de fluido, unidos a asfaltinas en el aceite, por agentes tensioactivos o emulsificantes en el fluido que emulsifica a los fluidos de la formación, o por la exposición de ciertos crudos a un ambiente químico que reacciona para formar emulsificantes. Los fluidos base aceite y sintético pueden modificar la humectabilidad de la formación, liberando agua para la emulsión. En los fluidos base agua, se puede probar y ajustar la compatibilidad del filtrado con otras formulaciones y no emulsificantes. Al reducir el filtrado del fluido de perforación de yacimiento, también se puede minimizar la profundidad de los

daños potenciales a la formación.

Formación de incrustaciones. La incompatibilidad química entre el fluido de perforación de yacimiento y la formación o los fluidos de la formación puede causar la formación de un precipitado (incrustación), resultando en daños a la formación. El ejemplo más común de esto es un filtrado con calcio que reacciona con carbonatos o sulfatos solubles en los fluidos de la formación, para formar una incrustación de carbonato de calcio o calcio ("yeso"). Conociendo la composición de los fluidos de la formación y diseñando un fluido de perforación de yacimiento compatible, se puede eliminar este problema potencial.

Tipos y Aplicaciones de Fluidos de Perforación de Yacimiento

**Los sistemas
FLO-Pro
son...diseñados
para la
perforación sin
problemas...**

Hay una gran variedad de opciones para seleccionar los fluidos de perforación de yacimiento. La selección del fluido de perforación de yacimiento más apropiado depende no solamente de los mecanismos de daños potenciales a la formación, sino también del tipo de formación a perforar y del método de completación a usar. La temperatura, la densidad y los problemas conocidos de perforación también deben ser considerados. A continuación se describen algunas de las posibles opciones para fluidos de perforación de yacimiento y las principales aplicaciones de cada uno.

Fluidos claros con píldoras de barrido viscosas. Los fluidos de perforación de yacimiento a base de agua clara o salmuera pueden ser usados para las formaciones mecánicamente competentes que no son afectadas adversamente por la intrusión de grandes volúmenes de fluido dentro del yacimiento. Estos fluidos no viscosificados suelen ser usados en calizas y dolomitas fracturadas, así como en formaciones arrecifales, areniscas fracturadas y areniscas limpias de baja permeabilidad.

Estos fluidos requieren un fluido turbulento y píldoras de barrido de alta viscosidad para limpiar correctamente el pozo. Las píldoras de barrido de alta viscosidad no deberían contener arcillas y deben componerse de Hidroxietilcelulosa (HEC) o goma

xantana (DUO-VIS®, FLO-VIS®).

Se pueden usar floculantes para precipitar los sólidos perforados en el sistema de superficie y mantener un fluido claro. Estos pozos, perforados en formaciones competentes, son generalmente completados en pozo abierto o con una tubería de revestimiento corta ranurada o perforada.

Fluidos de HEC. Los fluidos a base de hidroxietilcelulosa pueden ser usados en condiciones similares a las condiciones en que se usan los fluidos claros descritos anteriormente, i.e. en formaciones competentes. La HEC proporciona la capacidad de transporte, pero tiene una estructura de gel mínima y malas características de suspensión. La reología a baja velocidad de corte y las características de suspensión pueden ser mejoradas mediante la adición de goma xantana (DUO-VIS o FLO-VIS). La HEC viscosificará varios fluidos, desde los fluidos a base de agua dulce hasta los fluidos saturados de sal, tal como los fluidos que contienen cloruros de sodio, potasio y calcio, así como bromuros de sodio, calcio y cinc. Sin embargo, la HEC sólo proporciona un control de filtrado limitado. Para obtener un mayor control de filtrado, será necesario usar aditivos a base de almidón como FLO-TROL® o POLY-SAL™.

De nuevo, los pozos ubicados en formaciones competentes son generalmente completados como pozos

**Se puede usar
ácido u
oxidantes
para limpiar...**

Los sistemas FLO-PRO a base de polímeros tienen una LSRV ultra-alta...

abiertos o con una tubería de revestimiento corta ranurada o perforada. Se puede usar ácido u oxidantes para limpiar la HEC, la goma xantana y los polímeros de almidón antes de realizar la producción, si es necesario.

FLO-PRO®. Los sistemas FLO-PRO son fluidos de perforación de yacimiento no dañinos, con un contenido mínimo de sólidos, desarrollados reológicamente, diseñados para la perforación sin problemas de las formaciones productivas que sufren daños causados por los fluidos de perforación convencionales. Este sistema es especialmente aplicable en pozos horizontales perforados en yacimientos no consolidados. Los pozos verticales y otros tipos de formación también se benefician del nivel de eficiencia y del grado de protección proporcionados por FLO-PRO. Para minimizar los daños a la formación causados por las arcillas, los sistemas FLO-PRO usan polímeros para la reología y el control de filtración.

Los sistemas FLO-PRO a base de polímeros tienen una Viscosidad a Muy

Baja Velocidad de Corte (LSRV) ultra-alta, en comparación con otros sistemas o fluidos de perforación típicos a base de arcillas. La alta LSRV proporciona una excelente suspensión de los recortes en pozos de alto ángulo y horizontales, y reduce la erosión del pozo. La alta LSRV es crítica, no sólo para optimizar la limpieza del pozo y la eficiencia de la perforación, sino también para minimizar la invasión de filtrado y la invasión de fluido entero dentro de la formación. La LSRV se mide con un viscosímetro Brookfield a 0,0636 seg-1 (equivalente a 0,037 RPM con un viscosímetro VG). Los sistemas FLO-PRO sólo contienen una cantidad mínima de sólidos. Los sistemas FLO-PRO son formulados a partir de una salmuera de densidad apropiada, usando solamente una cantidad suficiente de carbonato de calcio soluble en ácido de granulometría determinada (mármol molido) o sal de granulometría determinada para lograr un buen puenteo de las gargantas de poro. Estas salmueras no sólo proporcionan una buena densidad, sino también inhiben el hinchamiento de las

Molienda	Fina	Mediana	Gruesa
Más fina que malla 40	—	—	>99%
Más fina que malla 200	—	70 - 80%	<20%
Más fina que malla 325	>99%	—	—
Mediana (µ)	6 - 9	35 - 45	100 - 125

Figura 3: Moliendas de STAR-CARB®.

Densidad (lb/gal)	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Agua dulce												
Cloruro de potasio												
K-52™												
Cloruro de sodio												
Salmuera típica de campo												
Cloruro de calcio												
Formiato de sodio												
Bromuro de sodio												
Formiato de potasio												
Bromuro de calcio												
Cloruro de calcio/ bromuro de calcio												
Bromuro de calcio/ bromuro de cinc												
Formiato de cesio												
Densidad (lb/gal)	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

Figura 4: Selección de salmuera para el rango de densidades de FLO-PRO.

FLO-PRO es compatible con todas las técnicas de completación...

arcillas de la formación.

FLO-Vis®, una goma xantana clarificada de primera calidad, es el viscosificador primario. Flo-Trol, un derivado de almidón, es el agente principal de control de filtrado. Flo-Trol se combina sinérgicamente con Flo-Vis® para proporcionar una mayor viscosidad. STAR-CARB®, un carbonato de calcio de granulometría determinada (mármol molido) se usa como agente puenteante y es soluble en ácido a más de 98% en HCl al 15% a 76°F (24,5°C) (ver la Figura 3).

Las formulaciones de FLO-PRO son flexibles y pueden ser adaptadas a los yacimientos específicos. Las formulaciones estándar de FLO-PRO usan varias salmueras para proporcionar un rango de densidades de 8,4 a 14,7 lb/gal sin la adición de sólidos para aumentar la densidad (ver la Figura 4). La pérdida de fluido entero hacia la formación se controla mediante el puenteo rápido y eficaz de las gargantas de poro con carbonato de calcio de granulometría determinada y/o contando con que la LSRV proporcionada por FLO-PRO controle la pérdida. La LSRV ha prevenido la invasión importante de arenas de hasta 2 darcys con una presión de sobrebalance de más de 1.000 psi. El puenteo eficaz ha sellado yacimientos de caliza acidificada y arenas de hasta 6 darcys. Para los requisitos de filtrado ultra-bajo, o para las formaciones que son sensibles a la invasión de filtrado, FLO-PRO puede ser formulado con menos FLO-Vis® y más FLO-TROL, u otros aditivos reductores de filtración.

Todos los productos usados en los sistemas FLO-PRO son solubles en ácido, oxidantes o agua. Después de instalar el conjunto de completación, el procedimiento recomendado consiste en desplazar con una píldora sin sólidos, luego romper y degradar el revoque con un oxidante o ruptor de enzimas y ácido, si es posible, antes de realizar la producción, para minimizar los daños potenciales no sólo a la formación, sino también al conjunto de completación. FLO-PRO es compatible con todas las técnicas de completación, incluyendo las tuberías de revestimiento cortas ranuradas, las mallas preempacadas y los

filtros de grava en pozo abierto.

Sistemas de sal de granulometría determinada. Los sistemas de sal de granulometría determinada (NaCl) se usan para perforar yacimientos de arena no consolidada. Estos sistemas se basan en una salmuera saturada de sal, usando goma xantana para la viscosidad y una combinación de almidón y partículas de sal de granulometría determinada para el control de filtrado. La elevada concentración de almidón y los agentes puenteantes de sal proporcionan un excelente control de filtrado. Para mantener el puenteo, el sistema debe estar saturado de sal. Estos sistemas tienen un limitado rango de densidades de 10 a 12 lb/gal. Los sistemas de sal de granulometría determinada proporcionan generalmente una estabilidad aceptable del pozo y de las temperaturas.

Estos sistemas pueden ser usados con cualquier tipo de conjunto de completación. En general se limpian mediante un procedimiento de dos pasos:

- Una imbibición en ácido para destruir los polímeros, seguido por,
- Un lavado con agua no saturada para eliminar las partículas de sal.

VERSADRIL®/VERSACLEAN®/Sistemas VERSA Mejorados Reológicamente. Estos son sistemas base aceite que pueden ser formulados para tener características no dañinas a fin de ser aplicados en la perforación de yacimiento. VERSADRIL tiene una base de aceite diesel. VERSACLEAN tiene una base de aceite mineral. Los sistemas VERSA mejorados reológicamente están formulados para tener una LSRV alta usando VERSAMOD™ o HRP® (en aceite diesel o mineral), para mejorar la limpieza en pozos de alto ángulo.

Una de las aplicaciones importantes de los fluidos base aceite de perforación de yacimiento es en arenas muy sucias. Si estas arenas son perforadas con fluidos base agua, desarrollan un bloque de agua o son dañadas por el hinchamiento de las arcillas. Estas condiciones no se producen en el filtrado base aceite. Los fluidos base aceite también proporcionan una estabilidad de lutitas considerablemente mejor para los intervalos productivos

Los fluidos sintéticos son aplicados en áreas sensibles desde el punto de vista ambiental...

donde las secciones de lutitas están intercaladas con la formación productiva.

Los fluidos base aceite tienen revoques finos, excelente inhibición y buena lubricidad. Estas cualidades simplifican muchos aspectos de los pozos horizontales que son especialmente problemáticos. Por ejemplo, la mejor lubricidad de los fluidos base aceite permite la perforación de un pozo de geometría compleja o un largo intervalo horizontal. Estos pozos no pueden ser perforados con un fluido base agua.

Las relaciones aceite/agua para estos fluidos pueden variar de 100/0 a 50/50. En general, el carbonato de calcio de granulometría determinada soluble en ácido, tal como STAR-CARB®, es usado como agente densificante para los pozos completados con mallas preempacadas. Los fluidos de perforación de yacimiento con carbonato de calcio pueden pesar hasta 12,5 lb/gal. Para densidades más elevadas, se debe usar barita, hematita u otros materiales densificantes (para formulaciones y aplicaciones especiales), y el pozo debe generalmente ser completado con un conjunto que permita el regreso del material densificante a través de la tubería de revestimiento corta ranurada o de la malla de alambre.

Los fluidos sintéticos de perforación de yacimiento proporcionan ventajas similares a las que son proporcionadas por los fluidos base aceite...

Un desplazamiento de fluido de completación limpio es crítico para lograr una remoción eficaz del revoque producido por un fluido base aceite. Se requieren agentes tensioactivos y solventes mutuos para invertir la humectabilidad del revoque de manera que pueda ser disuelto por el ácido. Además, la estimulación por ácido debe estar diseñada para disolver el revoque de manera uniforme.

NOVADRIL®/NOVAPLUS®/NOVATEC™. Éstos son sistemas de lodo base sintético que pueden ser formulados con características no dañinas. NOVADRIL es un sistema a base de polialfaolefina. Novaplus es un sistema a base de olefina isomerizada y NOVATEC es un sistema a base de alfaolefina lineal. Cada uno de estos sistemas puede ser modificado reológicamente para tener una LSRV alta usando NOVAMOD™ o HRP para mejorar la limpieza en los pozos de alto ángulo.

Los fluidos sintéticos de perforación de yacimiento proporcionan ventajas similares a las que son proporcionadas por los fluidos base aceite descritos anteriormente. Sin embargo, son considerablemente más costosos que los sistemas base aceite comparables. Estos fluidos están aprobados para la descarga de recortes costafuera en muchas regiones alrededor del mundo – dependiendo de los reglamentos locales.

Los fluidos sintéticos son aplicados en áreas sensibles desde el punto de vista ambiental, especialmente cuando la zona productiva es una arenisca fácilmente dañada con un alto contenido de arcillas. El filtrado de los fluidos base sintético generalmente no perturba las arcillas intersticiales. Además, los fluidos base sintético proporcionan una estabilidad mucho más alta de las lutitas para los intervalos productivos donde las secciones de lutitas están intercaladas con la formación productiva.

Las relaciones de sintético/agua para estos fluidos pueden variar de 100/0 a 50/50. En general, se usa carbonato de calcio de granulometría determinada, como SAFE-CARB®, como agente densificante para los pozos completados con mallas preempacadas. Estos fluidos de perforación de yacimiento con carbonato de calcio pueden pesar hasta 12,5 lb/gal. Para mayores densidades, se debe usar barita, hematita u otros materiales densificantes (para formulaciones y aplicaciones especiales), y el pozo debe generalmente ser completado con un conjunto que permita el regreso del material densificante a través de la tubería de revestimiento corta ranurada o de la malla de alambre.

Como con los fluidos base aceite, un desplazamiento de fluido de completación limpio es crítico para lograr una remoción eficaz del revoque producido por los fluidos sintéticos. También se requieren agentes tensioactivos y solventes mutuos para invertir la humectabilidad del revoque de manera que pueda ser disuelto por el ácido. Además, la disolución uniforme del revoque depende del diseño correcto de la estimulación con ácido.

Las salmueras claras sin sólidos son los fluidos más usados...

El objetivo es usar un fluido que cause la menor cantidad posible de daños a la zona productiva...

Introducción

Los fluidos de completación y rehabilitación son fluidos especializados que se usan durante las operaciones de completación de pozo y los procedimientos de rehabilitación remediadores. Además de controlar la presión subsuperficial con la densidad, estos fluidos también deben minimizar los daños a la formación durante las operaciones de completación y rehabilitación.

El uso de fluidos que causan daños mínimos a la formación puede resultar en una producción dramáticamente mejorada. La mayoría de los yacimientos son sensibles a cualesquier fluidos que no sean los fluidos contenidos naturalmente en ellos. Por lo tanto, cualquier fluido introducido que sea químicamente y/o físicamente diferente de los fluidos naturales de la formación puede causar daños al yacimiento. Todos los pozos son vulnerables en cierta medida a los daños causados a la formación, desde una reducción ligera de la velocidad de producción al taponamiento completo de zonas específicas. El objetivo es usar un fluido que cause la menor cantidad posible de daños a la zona productiva, ya que las posibilidades de daños permanentes son mayores durante las operaciones de completación y rehabilitación que durante la perforación.

Los fluidos de completación son colocados a través de la zona productiva seleccionada una vez que el pozo ha sido perforado, pero antes de ponerlo en producción. Los fluidos de rehabilitación son usados durante las operaciones remediadoras realizadas en pozos productivos, generalmente para tratar de aumentar o extender la vida económica del pozo.

Las funciones de los fluidos de completación y rehabilitación son las siguientes:

- Controlar las presiones subsuperficiales.
- Minimizar los daños a la formación.
- Mantener la estabilidad del pozo.
- Controlar el filtrado hacia la formación.
- Transportar los sólidos.
- Mantener propiedades estables del fluido.

Los tipos de fluidos de completación y rehabilitación pueden ser clasificados de

la siguiente manera:

- Salmueras claras sin sólidos.
- Salmueras viscosificadas por polímeros con agentes puenteantes/densificantes.
- Otros fluidos: base aceite, base agua, lodos convertidos, espuma.

Las salmueras claras sin sólidos son los fluidos más usados en las operaciones de completación y rehabilitación. Las salmueras también son viscosificadas con polímeros y pueden incorporar sólidos que pueden ser disueltos más tarde, tal como carbonato de calcio soluble en ácido (SAFE-CARB®) o sal de cloruro de sodio de granulometría determinada, para aumentar la densidad o el puenteo a fin de limitar las fugas (filtrados e invasión del yacimiento). Las salmueras inorgánicas a base de cloruros y bromuros son las salmueras de completación y rehabilitación más usadas. Recientemente se han introducido salmueras orgánicas a base de formiato como alternativas. Los otros fluidos que pueden ser usados están generalmente relacionados con lodos más convencionales, aunque éstos también pueden ser formulados con agentes puenteantes/densificantes solubles en ácido.

El criterio de selección principal para un fluido de completación o rehabilitación adecuado es la densidad. La temperatura de la salmuera siempre debe ser medida y registrada cuando se verifica la densidad del fluido, y la densidad debe ser corregida para la temperatura estándar de 70°F que se usa para reportar los valores medidos. Las densidades de las salmueras claras comunes están indicadas en la Figura 1.

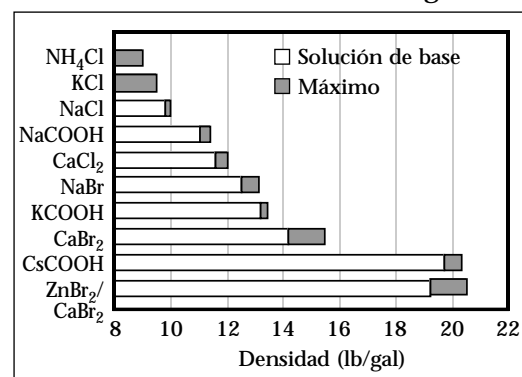


Figura 1: Rango de densidades para salmueras claras.

OBSERVACIÓN: Las temperaturas altas causan la expansión térmica de las salmueras, produciendo una reducción de la densidad y presión hidrostática. Los efectos de la temperatura y de la presión deben ser considerados durante la selección de una salmuera con una densidad apropiada para los fluidos de completación y rehabilitación.

Los fluidos de perforación de yacimiento constituyen una categoría relacionada de fluidos, los cuales se usan para perforar y completar secciones especiales del yacimiento, tal como los pozos horizontales (descritos detalladamente en el capítulo sobre Fluidos de Perforación de Yacimiento). Los fluidos de perforación de yacimiento deben proporcionar los requisitos multifuncionales de los fluidos de perforación; sin embargo, también deben minimizar los daños a la

formación y ser compatibles con la formación y los métodos de completación usados.

Los fluidos de empaque son colocados dentro del espacio anular de un pozo y permanecen encima del empaque durante toda la vida del pozo. Los fluidos de empaque son generalmente salmueras de completación modificadas o lodos de perforación acondicionados. Éstos son seleccionados y formulados por varias razones: (1) para que no sean corrosivos para la tubería de revestimiento o los materiales tubulares de producción, (2) para que los materiales densificantes (u otros sólidos) no se sedimenten encima del empaque, y (3) para que permanezcan estables y no se solidifiquen después de largos periodos.

Perspectiva General de la Completación del Pozo

Aunque la producción exitosa de petróleo y gas desde un yacimiento de petróleo suponga muchos procedimientos importantes, quizás ninguno sea más importante que la completación propiamente dicha del pozo. Una vez que un pozo ha sido perforado, sólo hay una oportunidad para completarlo correctamente. La completación afecta todos los eventos subsiguientes durante toda la vida productiva del pozo.

El fluido usado durante la completación de un pozo tiene un gran impacto sobre la conservación del potencial para lograr una producción satisfactoria. Es crítico que el método de completación y los requisitos del fluido coincidan con las características de la formación.

Completar un pozo consiste básicamente en prepararlo para producir petróleo y/o gas. El método de completación más común consta de los siguientes pasos:

1. Meter y cementar la tubería de revestimiento de producción dentro del pozo.

2. Instalar válvulas de control de flujo en el cabezal del pozo y meter la tubería de producción en el pozo, sellándola dentro de la tubería de revestimiento con un empaque.
3. Perforar el pozo frente a la zona productiva y comenzar la producción.

Una completación típica de pozo incluye los siguientes subcomponentes (ver la Figura 2):

1. Un conjunto de cabezal de pozo que sella y controla la presión del pozo y los flujos en la superficie (válvulas, carretes y bridas).
2. Una disposición de la tubería de revestimiento y de la tubería de producción que proporcione un aislamiento zonal y permita que los fluidos fluyan desde la zona productiva hasta la superficie.
3. Un conjunto de completación de fondo que selle y proporcione el control sobre la zona productiva.

Es crítico que el método de completación y los requisitos del fluido coincidan con las características de la formación.

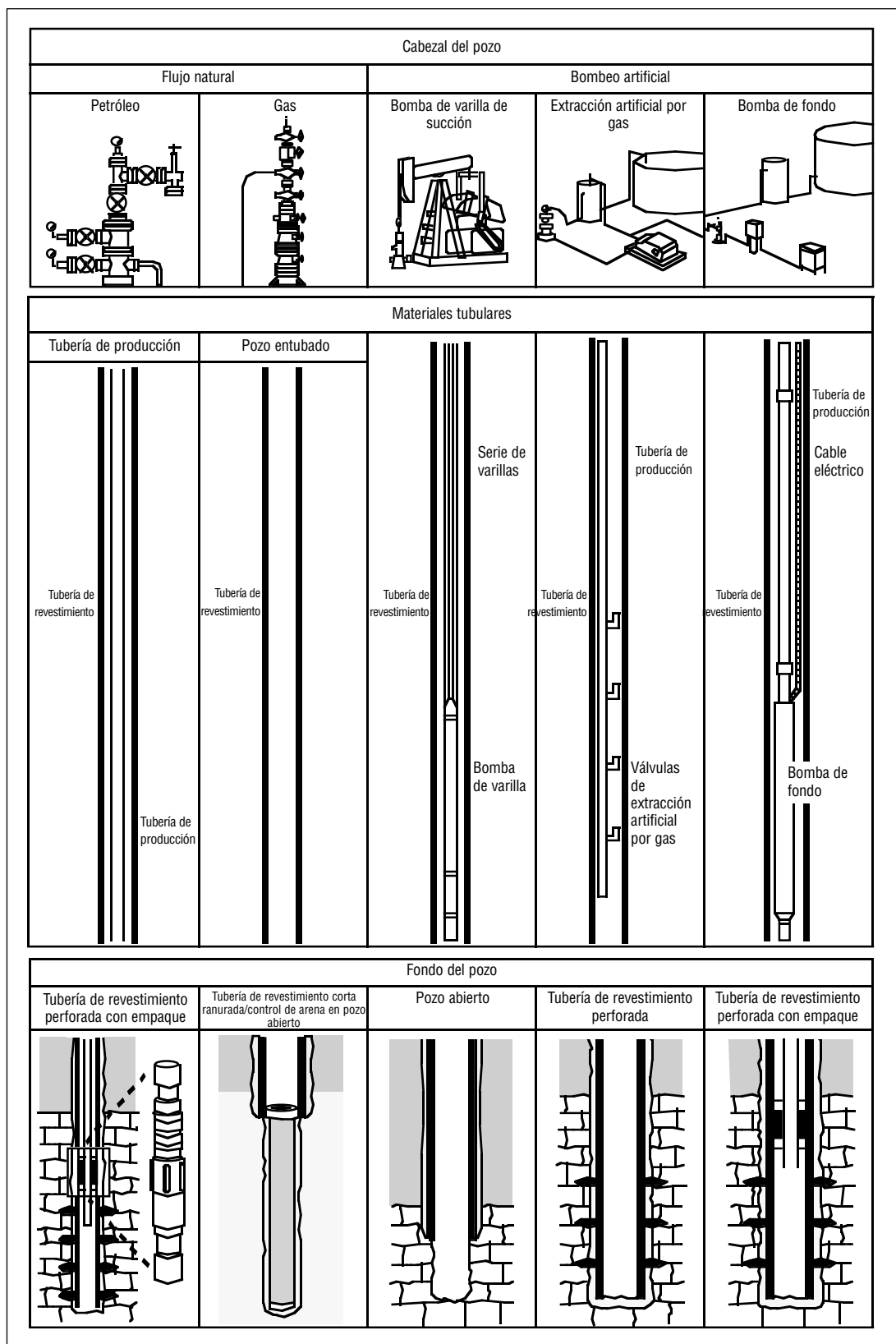


Figura 2: Varias opciones de completación de pozo (modificado según Petroleum Production Operations).

Minimizar la reducción de la permeabilidad cerca del pozo es imprescindible para el éxito de cualquier completación de pozo...

Daños a la Formación

Minimizar la reducción de la permeabilidad cerca del pozo es imprescindible para el éxito de cualquier completación de pozo, así como para mantener la productividad del pozo. Cualquier actividad, material o circunstancia que reduzca la permeabilidad de un yacimiento productivo respecto al flujo de hidrocarburos se puede clasificar como daño a la formación. Los pozos que requieren el control de arena son especialmente vulnerables a daños cerca del pozo, ya que la técnica principal para controlar la producción de arena – filtro de grava – requiere que los fluidos potencialmente dañinos y la arena del filtro de grava hagan contacto con el yacimiento. La mejor manera de lograr una completación exitosa es minimizando los daños a la formación – desde el momento en que la barrena entra en la zona productiva hasta que el pozo comienza a producir.

Los mecanismos de daños se pueden clasificar en las siguientes categorías generales:

- Hinchamiento de arcillas o migración de finos
- Invasión de sólidos.
- Cambios de humectabilidad.

- Reacciones químicas – precipitación de incrustaciones.
- Emulsión o bloques de agua.

La magnitud de los daños causados por estos mecanismos depende de la formación y del fluido usado durante las operaciones de rehabilitación o completación. Para determinar el tipo de fluido más eficaz o más conveniente a usar en un pozo, se debe tomar en cuenta su vulnerabilidad frente a los daños a la formación. Para la mayoría de los yacimientos, los costos adicionales relacionados con el uso de un fluido de completación a base de salmuera clara serían compensados por la reducción de los daños a la formación y el aumento de la producción.

Los daños a la formación suelen expresarse numéricamente mediante un *Factor de “Piel”* (S) sin unidad. S es positivo para una formación dañada y negativo para una formación mejorada. Este valor se calcula a partir de las pruebas de producción que miden los cambios de permeabilidad y la profundidad radial de la zona alterada. Otra medida de la productividad y de los daños a la formación es el Índice de Productividad (PI).

Salmueras Claras

Las mezclas de la solución de sal deben ser seleccionadas de manera que sean químicamente compatibles unas con otras.

En muchos casos, la remoción completa de todos los sólidos del fluido de completación y/o rehabilitación reducirá los daños a la formación. Las salmueras claras sin sólidos son los fluidos de completación y rehabilitación no dañinos más comunes. Las salmueras usadas en aplicaciones de completación/ rehabilitación son mezclas de dos o tres compuestos de sal diferentes. Las salmueras son soluciones absolutas, o sea que sólo contienen agua y sales disueltas (iones), sin sólidos no disueltos. Las soluciones absolutas pueden ser filtradas sin eliminar la sal disuelta o los sólidos disueltos.

Las sales usadas comúnmente incluyen: mezclas de cloruro de sodio (NaCl), bromuro de sodio (NaBr),

cloruro de amonio (NH₄Cl), cloruro de potasio (KCl), cloruro de calcio (CaCl₂), bromuro de calcio (CaBr₂) y bromuro de cinc (ZnBr₂). Estas sales pueden ser usadas solas o mezcladas en combinaciones específicas para formar una salmuera con las propiedades requeridas. Cada sal es soluble en agua y produce una salmuera clara al disolverse – siempre y cuando esté por debajo del punto de saturación. Las mezclas de la solución de sal deben ser seleccionadas de manera que sean químicamente compatibles unas con otras.

Las ventajas del uso de salmueras claras son que estas soluciones:

- No contienen sólidos.
- Son inhibidoras.

- Están disponibles en un amplio rango de densidades.
- Con capacidad de ser Recuperadas para reutilizarlas.
- Son muy usadas y muy conocidas.

Los factores que deben ser considerados para la selección de una salmuera clara adecuada para las operaciones de completación y rehabilitación incluyen:

- Densidad del fluido.
- Temperatura del pozo.
- Temperatura de cristalización.
- Compatibilidad de los fluidos de la formación.
- Control de corrosión.
- Características relacionadas con la Salud, la Seguridad y el Medio Ambiente (HSE).
- Aspectos económicos.

DENSIDAD

Como se mencionó anteriormente, el criterio principal para la selección del fluido es la densidad. La presión y la temperatura de la formación deben ser determinadas o calculadas antes de seleccionar un fluido o cualquier otro producto químico para el mantenimiento del pozo. La densidad del fluido suele ser seleccionada de manera que exceda la presión del yacimiento más un margen de seguridad predeterminado. Los niveles de sobrebalance que suelen ser usados son 200 psi (13,6 bar) para pozos de petróleo y 300 psi (20,4 bar) para pozos de gas. Esto debería ser suficiente para impedir que los fluidos de la formación

Permeabilidad (md)	Desbalance Requerido (psi [bar])	
	Petróleo	Gas
>100	200 - 500 (13,6 - 34)	1.000 - 2.000 (68 - 136)
<100	1.000 - 2.000 (68 - 136)	2.000 - 5.000 (136 - 340)

Tabla 1: Nivel recomendado de desbalance de presión (según Bell).

entren en el pozo debido a la presión de pistoneo creada por el movimiento de la barrena.

En algunos casos, los pozos son perforados en condiciones de desbalance de presión. El nivel de presión diferencial es importante para crear perforaciones abiertas sin daños. La experiencia de campo anterior constituye la mejor guía para seleccionar el balance óptimo de densidades. Si la completación está desbalanceada, no es necesario que el fluido controle toda la presión subsuperficial, sino solamente la que sea necesaria para permitir que el equipo de superficie controle la porción desbalanceada de la presión del yacimiento. Si la completación está balanceada o sobrebalanceada, entonces la densidad del fluido debe ser igual o mayor que la presión de la formación.

Si se ha tomado la decisión de perforar con un desbalance de presión, se recomienda usar los criterios de Bell (1984). Para seleccionar un nivel apropiado de desbalance de presión, ver la Tabla 1.

...el criterio principal para la selección del fluido es la densidad.

Todos los fluidos de mantenimiento del pozo serán afectados por la temperatura.

TEMPERATURA

La temperatura de fondo, durante condiciones estáticas y de circulación, es un factor importante durante la selección de un fluido y productos químicos para el mantenimiento del pozo. Todos los fluidos de mantenimiento del pozo serán afectados por la temperatura. La densidad de una salmuera disminuye cuando la temperatura aumenta, debido a la expansión volumétrica térmica del fluido. Como soluciones absolutas, las salmueras son especialmente vulnerables a los cambios de densidad con la temperatura. Si la presión hidrostática de una columna de fluido disminuye debido a la expansión térmica, puede que sea difícil controlar el pozo. La densidad de la salmuera debe ser corregida para tomar en cuenta la temperatura y la presión. La temperatura también afecta la estabilidad de varios aditivos, así como la velocidad de corrosión. Puede que sea necesario cambiar los aditivos o inhibidores de corrosión estándar, según la temperatura de fondo y el periodo de exposición anticipado. A fines de ilustración, la Figura 3 muestra el efecto de la temperatura sobre la densidad de CaCl_2 a la presión atmosférica.

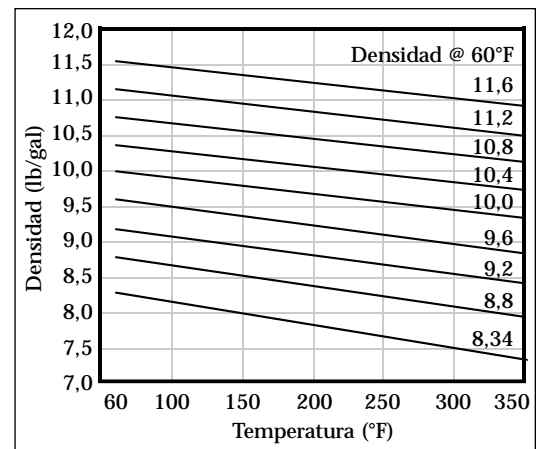


Figura 3: Reducción de la densidad debido a la expansión térmica (CaCl_2).

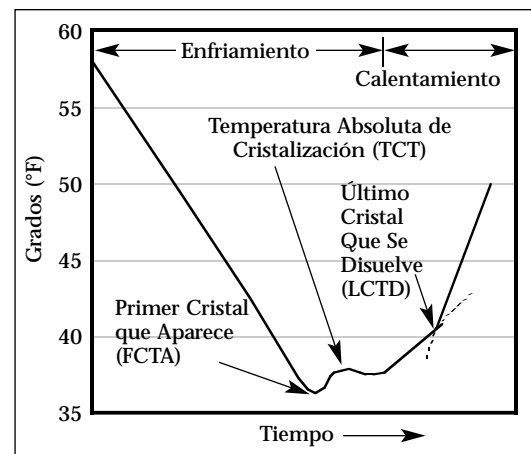


Figura 4: Designaciones del punto de cristalización.

Cada solución de salmuera tiene un punto de cristalización o congelación.

TEMPERATURA DE CRISTALIZACIÓN

La temperatura ambiente estacional debe ser considerada cuando se selecciona un fluido de completación o rehabilitación. Si la temperatura disminuye demasiado para el fluido seleccionado, éste se cristalizará o congelará. Cada solución de salmuera tiene un punto de cristalización o congelación. Se usan tres métodos de prueba y medidas diferentes del punto de cristalización diferentes (ver la Figura 4).

- **Primer Cristal que Aparece (FCTA).** Temperatura a la cual los primeros cristales visibles empiezan a formarse a medida que la solución se enfría. Se trata del punto más bajo de la curva de cristalización. Esto incluye generalmente el “sobreenfriamiento” o enfriamiento por debajo de la temperatura de cristalización efectiva.
- **Temperatura Absoluta de Cristalización (TCT).** Cuando se

produce la cristalización, la temperatura de la solución aumenta bruscamente, estabilizándose a un valor constante antes de seguir enfriándose (mostrando un cambio en la pendiente de la curva de cristalización). Esta mayor temperatura “más plana” que ocurre una vez que los cristales se han formado durante el ciclo de enfriamiento, está relacionada con la termodinámica de la cristalización. Este “salto” de la temperatura es más marcado en las sales de calcio.

- **Último Cristal Que Se Disuelve (LCTD).** Después de que los cristales se hayan formado, si se permite que la solución se caliente, la curva de calentamiento mostrará un cambio de pendiente cuando los últimos cristales absorbentes de calor desaparecen a la temperatura de

El punto eutéctico es la temperatura de cristalización más baja posible...

LCTD. La temperatura de LCTD es fuertemente afectada por la contaminación con trazas de otras sales.

Una vez que se ha determinado el punto de cristalización de un fluido, es razonable suponer que el fluido no se cristalizará o congelará a una temperatura más alta que la temperatura de LCTD. Muchos operadores especifican una TCT de 15 a 20°F por debajo de la temperatura más baja a la cual una salmuera estará expuesta. Como los cristales de sal tienen un volumen específico más pequeño que la salmuera, las salmueras no se expanden durante la cristalización. Por lo tanto, las líneas de fluido, las válvulas o los cabezales de las bombas no se romperán, como pueden hacerlo cuando el agua se congela.

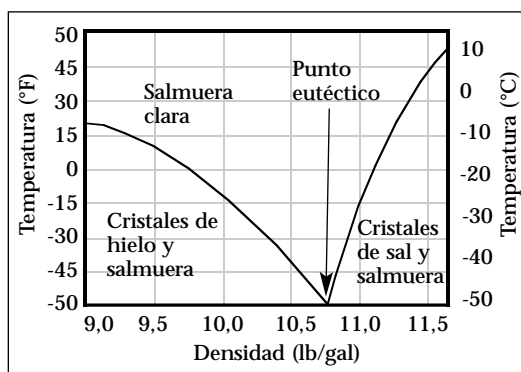


Figura 5: Efecto de la densidad sobre la temperatura de cristalización (CaCl_2).

Varias mezclas de sal pueden ser formuladas para una densidad en particular, cada una teniendo una temperatura de cristalización diferente. En general, las salmueras de temperatura de cristalización más baja serán más costosas. La salmuera más

económica suele ser la formulación que tiene el punto de cristalización seguro más alto. La Figura 5 ilustra la temperatura de cristalización del cloruro de calcio con respecto al aumento de la densidad o de la concentración (% en peso) de sal.

Cuando la concentración de sal aumenta, la temperatura de cristalización disminuye hasta el punto eutéctico. En este intervalo, la temperatura de cristalización indica el punto por debajo del cual los cristales de hielo de agua dulce se forman, produciendo una salmuera con una mayor concentración de sal. El punto eutéctico es la temperatura de cristalización más baja posible, y está indicada por un punto de inflexión. A concentraciones de sal por encima del punto eutéctico, la temperatura de cristalización indica la precipitación de los cristales de sal (no el hielo).

Se usan formulaciones especiales de salmuera para tomar en cuenta los cambios estacionales de la temperatura. Las mezclas de verano son fluidos que pueden ser usados en climas más cálidos. Sus puntos de cristalización varían de aproximadamente 45 a 68°F (7 a 20°C). Las mezclas de invierno se usan en climas más fríos y tienen puntos de cristalización que varían desde aproximadamente 20° a menos de 0°F (-7 a -18°C). A veces se requieren formulaciones especiales para proporcionar una mezcla intermedia con un punto de cristalización comprendido entre los puntos de cristalización de las mezclas de verano y de invierno. La Figura 6 indica las temperaturas de cristalización para varias salmueras, a diferentes temperaturas.

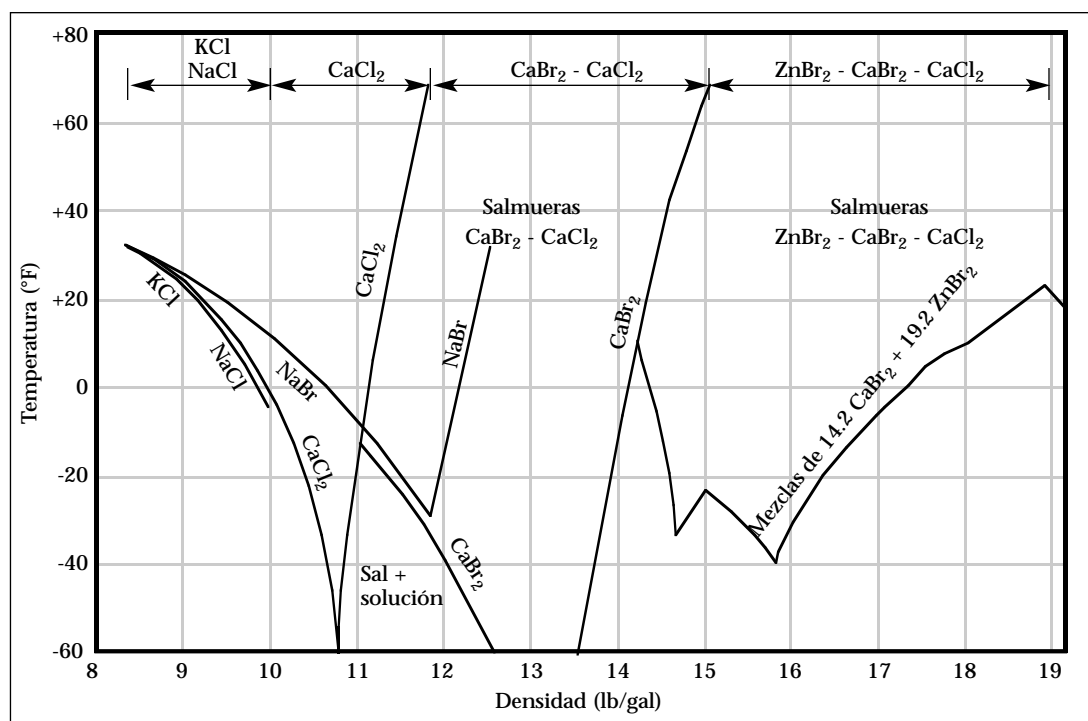


Figura 6: Temperaturas de cristalización de las salmueras claras.

La incompatibilidad puede causar daños a la formación...

Las salmueras preparadas correctamente están esencialmente libres de sólidos y su densidad depende exclusivamente de las sales disueltas. Una medida de la limpieza (falta de sólidos) de una salmuera es su *turbidez* (lo contrario de *claridad*). La turbidez se mide con instrumentos fotodispersores llamados turbidímetros, y la unidad de medición de la turbidez es la Unidad de Turbidez Nefelométrica (NTU). Incluso el pozo y la columna de perforación más limpios introducirán sólidos dentro de un fluido de completación y rehabilitación, lo cual puede causar daños a la formación. Por este motivo, estos fluidos claros son generalmente filtrados durante el

proceso de completación y durante el reacondicionamiento para eliminar los sólidos y mejorar la claridad (reducir las NTUs). Ver también la sección sobre Filtración, más adelante en este capítulo.

COMPATIBILIDAD CON LA FORMACIÓN

La compatibilidad química del fluido de completación con la formación constituye un criterio importante de su selección. Formación se refiere a las rocas, el agua y los hidrocarburos de la formación. La incompatibilidad puede causar daños a la formación que resultan en la pérdida de productividad o la necesidad de tratamientos remediadores.

El hinchamiento y la migración de arcillas pueden bloquear las aberturas de poro.

Las incrustaciones son generalmente causadas por la precipitación de cationes multivalentes...

COMPATIBILIDAD CON LAS ARCILLAS DE LA FORMACIÓN

La preocupación principal es determinar si una salmuera de completación causará el hinchamiento, la desfloculación y/o la migración de las arcillas de la formación, especialmente en arenisca “compacta” de alto contenido de arcillas. El hinchamiento y la migración de arcillas pueden bloquear las aberturas de poro. Ambos mecanismos pueden hacer que las partículas de arcilla se separen unas de otras y de las paredes de poro, y bloqueen las aberturas de poro. El taponamiento de la garganta de poro causado por la migración de arcillas es el mecanismo de daños a la formación más común relacionado con las arcillas. Para prevenir el hinchamiento de las arcillas, la salmuera de completación debe tener una composición y una concentración de sales que sean compatibles con la formación en particular. Algunas sales son mejores estabilizadores de arcillas que otras, y pueden prevenir el hinchamiento y la migración de las arcillas. Dos sales inhibidoras que son frecuentemente usadas en agua salada para las completaciones son NH_4Cl al 3% o KCl al 3%.

COMPATIBILIDAD CON EL AGUA DE LA FORMACIÓN

Aquí, la preocupación principal es la formación de incrustaciones debido a

las reacciones químicas entre las salmueras de completación y el agua de la formación. Las incrustaciones son depósitos de minerales inorgánicos. Las incrustaciones pueden formarse debido a la mezcla de aguas incompatibles, cambios de solubilidad con la temperatura, cambios de solubilidad con la presión y la evaporación del agua. Las incrustaciones son generalmente causadas por la precipitación de cationes multivalentes como el calcio (Ca^{2+}), magnesio (Mg^{2+}) e hierro (Fe^{3+}). Estos cationes pueden reaccionar con los aniones sulfato (SO_4^{2-}) y carbonato (CO_3^{2-}) para afectar la permeabilidad.

COMPATIBILIDAD CON EL CRUDO Y EL GAS NATURAL DE LA FORMACIÓN

En este caso, la preocupación principal es la formación de emulsiones de aceite/agua y/o cieno, los cuales pueden bloquear los poros y causar daños a la formación. Las emulsiones, cuando se permite que se formen, también pueden causar problemas en el procesamiento de la producción en la superficie. La incompatibilidad de la salmuera/crudo es especialmente importante cuando se usan salmueras pesadas (pH bajo) y durante la estimulación con ácido. El gas natural puede contener considerables cantidades de CO_2 que causan la precipitación de carbonato de calcio al ser mezcladas con una salmuera de pH alto que contiene calcio.

El oxígeno disuelto es el agente corrosivo principal...

...el hierro soluble...puede causar daños a la formación y contaminará una salmuera sin sólidos.

Corrosión

Las soluciones de sal suelen ser muy corrosivas. El oxígeno disuelto es el agente corrosivo principal en fluidos de completación a base de salmueras de cloruro o bromuro de sodio, potasio o calcio. La solubilidad del oxígeno en estas salmueras disminuye a medida que la concentración de sal se acerca al punto de saturación. Aunque la salmuera pueda contener oxígeno disuelto inicialmente, si ésta no circula durante la completación de una manera que permita reponer el oxígeno disuelto, la velocidad de corrosión disminuirá a medida que se agota el oxígeno.

Normalmente, los secuestrantes de oxígeno no son necesarios para los fluidos de salmuera que no serán puestos en circulación. Para las salmueras puestas en circulación, se sugiere inyectar un secuestrante de oxígeno tal como SAFE-SCAV® Na o SAFE-SCAV® Ca dentro de la corriente de flujo, usando una bomba contadora, y aumentar el pH a 8,5, si es posible.

Las mezclas de bromuro de zinc de alta densidad son usadas en situaciones de presión muy alta para lograr el control del pozo. Estas salmueras tienen un pH bajo. Aumentar el pH sería perjudicial, causando la precipitación. La acidez del zinc puede causar una corrosión grave, a menos que se proporcione

una protección adecuada con un inhibidor de corrosión apropiado. La mayoría de las salmueras de completación con bromuro de zinc usadas en el campo petrolífero contienen un inhibidor de corrosión a base de tiocianato (u otra base de azufre) que forma una película protectora sobre la superficie del acero.

Además de los costos relacionados con la corrosión propiamente dicha, el hierro soluble producido por el proceso de corrosión puede causar daños a la formación y contaminará una salmuera sin sólidos. Si el hierro soluble hace contacto con el agua irreductible de la formación, un precipitado puede formarse, reduciendo la permeabilidad efectiva.

El tratamiento de un fluido de completación para la contaminación de hierro durante el proceso de recuperación supone generalmente la adición de una fuente de hidróxido (soda cáustica o cal) para iniciar la precipitación, flocular los sólidos, y luego filtrar el precipitado. También se pueden usar ciertos productos químicos oxidantes. Este proceso de recuperación es difícil de realizar y requiere mucho tiempo, y normalmente no se lleva a cabo en el equipo de perforación.

Sistemas de Salmuera

CLORURO DE AMONIO (NH₄Cl)

El cloruro de amonio en polvo es una sal inorgánica, cristalina, seca, de alta pureza, usada ocasionalmente debido a sus capacidades de estabilización e inhibición de hinchamiento de arcillas, durante las operaciones de rehabilitación y completación. Está disponible comercialmente como material seco en sacos, y puede formular fluidos claros con una densidad de hasta 9,0 lb/gal (SG 1,08). Se usa con mayor frecuencia (de 2 a 7%) en otros fluidos de completación de agua clara, como estabilizador de arcillas y lutitas en filtros de grava y

operaciones de acidificación, donde su compatibilidad con el ácido fluorhídrico es beneficiosa.

CLORURO DE POTASIO (KCl)

El cloruro de potasio es de uso extendido, debido a su capacidad para inhibir las lutitas. Está disponible comercialmente como sal inorgánica cristalina, seca, de alta pureza. Puede ser usado para formular fluidos claros con una densidad de hasta 9,7 lb/gal (SG 1,16). Se usa frecuentemente (de 2 a 7%) en otros fluidos de completación de agua clara tales como los fluidos de agua salada o de cloruro

de sodio, como estabilizador de arcillas y lutitas.

CLORURO DE SODIO (NaCl)

El cloruro de sodio, o sal de cocina, un producto químico comercial fácil de conseguir, es un producto económico para la formulación de fluidos claros de rehabilitación y completación con densidades de hasta 10 lb/gal (1,20 SG). Las salmueras de cloruro de sal y la sal en sacos son fáciles de conseguir por todo el mundo. En general se puede obtener una salmuera líquida básica de cloruro de sodio con una densidad de 10 lb/gal (SG 1,20) y una TCT de aproximadamente 23°F. En áreas donde las soluciones de salmuera no son fáciles de conseguir, éstas pueden ser preparadas a partir de sal de cloruro de sodio seca en sacos, de alta calidad. Las aplicaciones del cloruro de sodio en los fluidos de perforación incluyen: aumentar la densidad, aumentar la inhibición de lutitas reduciendo la actividad del agua, reducir la disolución de sal durante la perforación de secciones de sal de halita, reducir el punto de congelación de los fluidos base agua y reducir el potencial de formación de hidratos de gas.

FORMIATO DE SODIO (NaCOOH)

El formiato de sodio es un producto químico comercial que ha logrado ser aceptado como alternativa a las salmueras de cloruro. Puede ser usado en operaciones de rehabilitación y completación que requieren fluidos claros con una densidad de hasta 11,0 lb/gal (1,32 SG) y como líquido de base para los fluidos de perforación. Para muchas aplicaciones, se considera que las salmueras a base de formiato tienen mejores características de HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente) que las salmueras de cloruro y bromuro. Las salmueras de formiato también proporcionan una excelente estabilización térmica a los polímeros naturales usados como viscosificadores. El formiato de sodio está disponible como material seco en sacos y como líquido de base.

CLORURO DE CALCIO (CaCl₂)

El cloruro de calcio puede ser usado para preparar fluidos claros con una densidad de hasta 11,8 lb/gal (SG 1,41) o puede ser mezclado con salmueras más pesadas para aplicaciones de mayor densidad. La salmuera líquida de cloruro de calcio está disponible a 11,6 lb/gal (SG 1,39) con una TCT de aproximadamente 34°F, o puede ser formulada a partir de granos o polvo seco en sacos. En general debería usarse cloruro de calcio anhidro (94 a 97% de granos o 95% de polvo). Estos productos secos deberían ser seleccionados con esmero, para asegurarse de que no contienen contaminantes como el hierro u otros metales pesados.

El cloruro de calcio tiene un calor de solución positivo; esto significa que se produce calor cuando se agrega cloruro de calcio seco al agua. En realidad, el calor producido puede ser suficiente para hacer hervir el agua. Por lo tanto, la cantidad de cloruro de calcio requerida para obtener la densidad deseada debería ser determinada antes de preparar la solución, ya que la densidad resultante será inferior a temperaturas altas. Durante la preparación de salmueras de cloruro de calcio con sal seca, la sal seca debe ser añadida muy lentamente para evitar la ebullición. Además, se debe proteger la piel contra el contacto y la deshidratación que puede causar quemaduras graves. Las soluciones de cloruro de calcio recién preparadas son ligeramente alcalinas y son consideradas ligeramente corrosivas. Un inhibidor de corrosión ayudará a reducir la velocidad de corrosión. Debido al calcio divalente, deberían tomarse medidas para asegurar la compatibilidad con los fluidos del yacimiento.

BROMURO DE SODIO (NaBr)

La salmuera de bromuro de sodio se usa como salmuera clara de completación y rehabilitación para una densidad de hasta 12,8 lb/gal (SG 1,53). Aunque sea más costosa, se usa como alternativa a las salmueras a base de calcio cuando las aguas de la formación tienen altas concentraciones de iones bicarbonato y sulfato. Se puede obtener una amplia gama de densidades

mezclando la salmuera de bromuro de sodio con otras salmueras. El bromuro de sodio suele ser mezclado con cloruro de sodio para producir salmueras de densidad intermedia (10 a 12,5 lb/gal). Está disponible como líquido de base a 12,5 lb/gal (SG 1,50) y como sal en polvo seco en sacos.

FORMIATO DE POTASIO (KCOOH)

El formiato de potasio está disponible como fluido claro de base que puede ser usado en operaciones de rehabilitación y completación que requieren una densidad de hasta 13,2 lb/gal (SG 1,58), y como líquido de base para los fluidos de perforación. El formiato de potasio es un producto de disponibilidad limitada que fue introducido como alternativa a las salmueras de cloruro o bromuro. Se considera que las salmueras a base de formiato tienen mejores características de Salud, Seguridad y Medio Ambiente (HSE) que las salmueras de cloruro y bromuro, para muchas aplicaciones. Aunque sean más costosas que otras salmueras, las salmueras de formiato de potasio tienen excelentes efectos de estabilización térmica sobre los polímeros naturales, y el ion potasio proporciona excelentes características de estabilización de las arcillas e inhibición del hinchamiento de las lutitas.

BROMURO DE CALCIO (CaBr₂)

Las soluciones de bromuro de calcio pueden ser preparadas hasta una densidad de 15,5 lb/gal (SG 1,85). El bromuro de calcio está generalmente disponible como producto líquido de base de 14,2 lb/gal (SG 1,40), con una TCT de aproximadamente 0°F (-18°C). También está disponible como sal en polvo en sacos. El bromuro de calcio suele ser mezclado con líquido de cloruro de calcio, o se le agrega sal de cloruro de calcio seco para mejorar su flexibilidad y sus características económicas. Como el cloruro de calcio, el bromuro de calcio tiene un calor de solución positivo y es hidroscópico. Deberían tomarse precauciones similares.

FORMIATO DE CESIO (CsCOOH)

Se está produciendo formiato de cesio como líquido de base de 19,7 lb/gal (SG 2,36). Se considera que las salmueras a base de formiato tienen mejores características de Salud, Seguridad y Medio Ambiente (HSE) que las salmueras de cloruro, bromuro y zinc, para muchas aplicaciones. Aunque sean muy costosas, las salmueras de formiato de cesio presentan ciertas ventajas con respecto al bromuro de zinc, tal como la reducción de la corrosión. El formiato de cesio también produce excelentes efectos de estabilización térmica en los polímeros naturales, y produce la estabilización de las arcillas y la inhibición del hinchamiento de las lutitas. El cesio se puede considerar como producto tóxico para las descargas marinas.

BROMURO DE ZINC (ZnBr₂/CaBr₂)

La salmuera de bromuro de zinc/bromuro de calcio, generalmente llamada *bromuro de zinc*, está disponible como líquido de base con un peso de 19,2 lb/gal (SG 2,29). Se compone al 54,5% de bromuro de zinc y al 19,5% de bromuro de calcio, con una TCT de aproximadamente 10°F. Es muy costosa y se mezcla frecuentemente con cantidades adicionales de bromuro de calcio o cloruro de calcio para mejorar su flexibilidad y sus características económicas. La densidad máxima para las mezclas de bromuro de zinc es de 20,5 lb/gal (SG 2,46). El bromuro de zinc tiene un pH muy bajo – de 4,5 para una mezcla de 16,0 lb/gal (SG 1,92) a aproximadamente 1,5 para la mezcla de base de 19,2 lb/gal (SG 2,29); por lo tanto debe ser manejada con mucho cuidado. También es muy corrosiva. La descarga de zinc al medio ambiente suele estar limitada, de acuerdo con los reglamentos locales sobre el medio ambiente. Debido a la alta concentración de sales disueltas y al pH bajo, las salmueras de bromuro de zinc deben ser manejadas con muchísimo cuidado, usando los mismos equipos de protección personal que son requeridos para los productos químicos corrosivos.

Aditivos

Es imprescindible adquirir un conocimiento profundo de los usos y límites de cada producto usado como aditivo.

AGENTES DENSIFICANTES

El mármol molido SAFE-CARB® es un carbonato de calcio de alta pureza soluble en ácido que se usa como agente puenteante y densificante en los fluidos de perforación, perforación de yacimiento y rehabilitación/completación. Se prefiere a la caliza porque es generalmente más puro y tiene una dureza más alta. La alta pureza proporciona una mejor solubilidad en ácido y la alta dureza proporciona una mayor resistencia a la degradación del tamaño de las partículas. SAFE-CARB® está disponible en tres tamaños estándar de molienda: Fina (F), Mediana (M) y Gruesa (C).

INHIBIDORES DE CORROSIÓN

El inhibidor de corrosión SAFE-COR® es un aditivo de tipo amínico diseñado para proteger todos los materiales tubulares del campo petrolífero. Ayuda a prevenir el ataque de corrosión general sobre la tubería de revestimiento, la tubería de producción y las herramienta de fondo que hacen contacto con salmueras claras de completación.

El inhibidor de corrosión SAFE-COR® C es un aditivo de tipo amínico diseñado para proteger todos los materiales tubulares del campo petrolífero. Ayuda a prevenir el ataque de corrosión general sobre la tubería de revestimiento, la tubería de producción y las herramienta de fondo que hacen contacto con salmueras claras de completación. SAFE-COR® C es un producto muy concentrado, diseñado y envasado para ser usado en salmueras claras de rehabilitación y completación.

El inhibidor de corrosión SAFE-COR® HT (Alta Temperatura) es un aditivo inorgánico a base de tiocianato, diseñado para proteger todos los materiales tubulares del campo petrolífero. Ayuda a prevenir el ataque de corrosión general sobre la tubería

de revestimiento, la tubería de producción y las herramienta de fondo que hacen contacto con salmueras claras de rehabilitación o completación. Aunque SAFE-COR® HT fue desarrollado para ser usado en fluidos con un rango de temperaturas comprendidas entre la temperatura ambiente y 450°F (232°C), es más eficaz en aplicaciones para temperaturas comprendidas en el rango de 250 a 400°F (121° a 204°C). SAFE-COR® HT es especialmente eficaz en los fluidos de completación a base de bromuro de zinc.

BACTERICIDA

El bactericida líquido X-Cide® 102 es un glutaraldehído activo al 25% y es un producto de Petrolite Corporation.

El biocida líquido Green-Cide® 25G es un glutaraldehído al 25% y es un producto de Special Products.

MODIFICADORES DE pH

La soda cáustica es el hidróxido de sodio (NaOH) que se puede usar en salmueras monovalentes como fuente de iones hidroxilo para controlar el pH. Otros nombres comunes para el hidróxido de sodio son cáustica, álcali y lejía. Se trata de una base fuerte que es extremadamente soluble en agua y se disocia formando iones sodio (Na⁺) e hidroxilo (OH⁻) en solución.

El ácido cítrico (H₃C₆H₅O₇) es un producto químico comercial usado para reducir el pH y eliminar el calcio durante la perforación del cemento, para reducir el potencial de entrecruzamiento de polímeros (goma xantana y otros) del hierro y prevenir la formación de “ojos de pescado” cuando se mezclan polímeros secos con salmueras claras. El ácido cítrico es un ácido orgánico en polvo y es menos reactivo que el ácido sulfúrico o clorhídrico; por consiguiente, es un tanto más seguro de manejar.

El MagOx (óxido de magnesio) se usa para aumentar el pH en salmueras divalentes o complejas. Este producto químico moderadamente soluble forma un pH amortiguado de 8,5 a 10,0, según el ambiente iónico.

El inhibidor de corrosión SAFE-COR es un aditivo de tipo amínico diseñado para proteger todos los materiales tubulares del campo petrolífero.

**...SAFE-SCAV
Na...reacciona
con el oxígeno
disuelto para
eliminarlo
como fuente
potencial de
corrosión...**

**El hipoclorito
de litio es un
oxidante
fuerte usado
en los fluidos
de
perforación
de
yacimientos
base agua
como ruptor
para varios
polímeros.**

La cal ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) se puede usar para aumentar el pH en ciertas salmueras divalentes o de calcio.

INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN

El inhibidor de incrustación SI-1000™ es un producto mezclado que contiene un compuesto de fósforo orgánico soluble en agua. El SI-1000 limita la deposición de incrustaciones minerales, tales como CaCO_3 y CaSO_4 , sobre los materiales tubulares de fondo y los equipos de superficie relacionados.

SECUESTRANTES DE OXÍGENO

El secuestrante de oxígeno SAFE-SCAV es un aditivo orgánico sin azufre usado en salmueras a base de calcio. Se trata de un material de acción rápida que es eficaz incluso a temperaturas bajas.

El secuestrante de oxígeno SAFE-SCAV Na es un aditivo líquido a base de bisulfito diseñado para ser usado en salmueras a base de sodio y potasio. Reacciona con el oxígeno disuelto para eliminarlo como fuente potencial de corrosión en los fluidos de rehabilitación y completación, así como en los fluidos de empaque y de perforación.

Además de reducir la corrosión por oxígeno, los secuestrantes de oxígeno son imprescindibles para extender el límite de temperatura de los polímeros como FLO-VIS® (goma xantana) y FLO-TROL® (almidón modificado), que son usados en el sistema de fluido de perforación de yacimiento FLO-PRO®.

ANTIESPUMANTES

SAFE-DEFOAM™ es un aditivo mezclado a base de alcohol, diseñado para reducir la formación de espuma y prevenir el aire entrampado en todos los fluidos. Es especialmente eficaz en fluidos de rehabilitación y completación que abarcan desde las salmueras de agua salada inhibidas con KCl al 3% hasta las salmueras saturadas.

VISCOSIFICADORES

El viscosificador de hidroxietilcelulosa (HEC) SAFE-VIS™ es un polímero natural no iónico, modificado, de alto peso molecular. Este polímero no fermentante, fácil de romper, aumentará

la viscosidad y la capacidad de transporte de los fluidos y las salmueras pesadas de rehabilitación y completación, y no será afectado negativamente por compuestos polares o cationes divalentes como el calcio y el magnesio, o por la contaminación de cemento. SAFE-VIS es un polvo dispersable de alta pureza que puede ser usado en todas las salmueras estándar de completación.

El viscosificador líquido SAFE-VIS E es una suspensión de polímero HEC de alta calidad en un portador sintético. El portador sintético de baja toxicidad facilita la dispersión del polímero HEC y ayuda a prevenir la formación de terrones u ojos de pescado, de manera que el polímero se viscosifica rápida y suavemente sin requerir un alto esfuerzo de corte.

La goma xantana clarificada de primera calidad FLO-VIS es el viscosificador primario para los sistemas de fluido de perforación de yacimiento Flo-Pro, y puede ser usada en la mayoría de las salmueras de densidad baja a media. Produce una alta Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV) y esfuerzos de gel altos, pero frágiles. Estas propiedades proporcionan excelentes características de limpieza del pozo y suspensión, mejoran la hidráulica, reducen el torque y el arrastre, y ayudan a minimizar la invasión de filtrado.

La goma xantana DUO-VIS® es un biopolímero de alto peso molecular usado para aumentar la reología en los sistemas base agua. Pequeñas cantidades proporcionan características de viscosidad y suspensión para la mayoría de las salmueras de densidad baja a media. DUO-VIS tiene la capacidad exclusiva de producir un fluido que tiene una gran capacidad de disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte y que desarrolla una estructura de gel verdadera.

RUPTORES

El hipoclorito de litio es un oxidante fuerte usado en los fluidos de perforación de yacimiento base agua como ruptor para varios polímeros. Está generalmente disponible como producto mezclado, llamado blanqueador de hipoclorito

de litio. Separará (reducirá) la viscosidad de las soluciones de polímero de xantano y de HEC, y degradará el almidón. Los hipocloritos son usados frecuentemente para ayudar a romper o deshacer el revoque, de manera que las partículas puenteantes puedan ser extraídas del pozo a través de las tuberías de revestimiento cortas de control de arena o acidificadas más eficazmente. La velocidad de la reacción causada por una solución de hipoclorito está directamente relacionada con la concentración de hipoclorito usada, el tiempo de exposición, la temperatura y la cantidad de material presente a oxidar.

Los hipocloritos de litio, sodio y calcio son comúnmente llamados blanqueadores. El hipoclorito de litio es el más fuerte de los tres compuestos, en base a la concentración por libra, y el litio ofrece cierto grado de potencial de estabilización de arcillas por intercambio de iones.

ADVERTENCIA: Nunca mezclar soluciones de hipoclorito con soluciones ácidas, porque esto producirá gas de cloro venenoso.

PRODUCTOS QUÍMICOS ESPACIADORES PARA EL DESPLAZAMIENTO

El limpiador de pozo SAFE-SURF™ W es una mezcla de agente tensioactivo formulada para eliminar el Lodo Base Agua (WBM) y los residuos de las tuberías de revestimiento, las tuberías y los equipos del equipo de perforación. Este fuerte aditivo de humectación por agua ayuda a desplazar el lodo y los sólidos de los tubos, de manera que se obtenga un pozo limpio para el desplazamiento del fluido de completación. El producto puede ser usado durante los desplazamientos de lodo base aceite (después de limpiar con solvente) para restablecer los tubos al estado de humectación por agua. SAFE-SURF W dispersa eficazmente los sólidos del WBM, y a diferencia de la mayoría de las mezclas de agente tensioactivo, no causa la “sedimentación dura” de la barita humectada por agua.

Desplazamientos a Fluidos Claros

Cuando se cambia el fluido del pozo de lodo de perforación a fluido de completación, el estado de cada componente debe ser examinado para determinar las acciones que pueden ser necesarias.

El cambio eficaz de los fluidos del pozo entre las operaciones de perforación y completación es crítico para minimizar el tiempo de filtración y obtener fluidos limpios sin sólidos. Los fluidos claros y limpios son especialmente importantes para las completaciones de alta productividad durante las cuales la formación estará expuesta a columnas de fluido sobrealanceadas. Los procedimientos de cambio de fluido más eficaces y económicos incluyen todo el sistema de circulación, usando un enfoque integrado.

El sistema de fluido del pozo se compone del fluido claro y todos los componentes relacionados con la circulación, incluyendo los tanques de almacenamiento, los equipos de eliminación de sólidos, los múltiples, las bombas, las líneas de descarga, las líneas de retorno y el pozo propiamente dicho. Cuando se cambia el fluido del pozo de lodo de perforación a fluido de completación, el estado de cada componente debe ser examinado para

determinar las acciones que pueden ser necesarias.

Un proceso optimizado de desplazamiento por etapas puede ser usado para la remoción eficaz del Lodo Base Aceite (OBM), Lodo Base Sintético (SBM) y Lodo Base Agua (WBM).

PROCESOS COMUNES DE DESPLAZAMIENTO

El sistema de desplazamiento está diseñado para maximizar la remoción del lodo y de los sólidos durante una pasada de cada una de las múltiples etapas a través del pozo. Combinando el uso del sistema de limpieza de una pasada con la preparación del lodo, del pozo y de los equipos de manejo de fluido, se puede minimizar la contaminación del fluido de completación por el lodo de perforación. Ciertos procesos o procedimientos de desplazamiento son comunes a cualquier tipo de desplazamiento de fluido, ya sea OBM/SBM o WBM.

El factor más importante para obtener desplazamientos eficaces del lodo es contar con un fluido de perforación bien acondicionado.

PREPARACIÓN DEL POZO

El factor más importante para obtener desplazamientos eficaces del lodo es contar con un fluido de perforación bien acondicionado. Los espaciadores/fluidos de limpieza de baja viscosidad colocados delante del fluido de completación y el movimiento de la tubería, unidos a los raspadores mecánicos/limpiadores de pared, pueden ayudar a eliminar el lodo gelificado o el revoque. Sin embargo, no hay nada como mantener propiedades del fluido de perforación y caudales que mejoran la movilidad del lodo, permitiendo el desplazamiento por el fluido de completación.

Los parámetros claves que determinan la movilidad del lodo son: el filtrado, el cual controla la acumulación del revoque; y el punto cedente y los esfuerzos de gel a 10 minutos, los cuales indican lo bien que el lodo gelificado inmóvil recupera su fluidez. Otra manera de mejorar la movilidad del lodo (para mejorar su capacidad de desplazamiento) es la circulación preliminar para fluidizar completamente el lodo antes de realizar el desplazamiento. Para mejorar aún más su movilidad, la viscosidad y los geles del fluido de perforación deberían ser reducidos, si es posible, durante el periodo de circulación preliminar.

Las mayores eficiencias de desplazamiento se obtienen sistemáticamente a las velocidades de desplazamiento más altas, independientemente del régimen de flujo del fluido de completación. La mayor eficiencia de desplazamiento ocurre bajo condiciones de flujo turbulento. Sin embargo, si no se puede lograr un flujo turbulento, el desplazamiento es sistemáticamente mejor a las velocidades más altas que se logran bajo condiciones idénticas para salmueras de composiciones similares.

Muchas veces el flujo turbulento no es viable, como, por ejemplo, cuando las condiciones del pozo y de la formación crean presiones de fricción que exceden el gradiente de fractura de la formación. Los datos de las pruebas indican claramente que, aun cuando no es posible lograr la turbulencia, las velocidades de bombeo deberían ser maximizadas.

Después del acondicionamiento del lodo, el factor más importante es la necesidad de usar el movimiento de la tubería...

Después del acondicionamiento del lodo, el factor más importante es la necesidad de usar el movimiento de la tubería, ya sea la rotación o el movimiento alternativo. El movimiento de la tubería ayuda a romper las zonas con lodo gelificado y aflojar los recortes que pueden acumularse dentro de estas zonas.

La mayoría de los pozos no son absolutamente verticales; es casi seguro que habrá alguna desviación del pozo durante la perforación. La columna de perforación no estará dispuesta concéntricamente en el pozo y yacerá contra el lado bajo de la pared de la tubería de revestimiento/tubería de revestimiento corta en varios puntos. El flujo de fluido es limitado o prácticamente nulo en estos puntos, y los sólidos se acumularán a menos que se haga girar la columna de perforación. La rotación también distribuye la trayectoria de flujo del fluido de desplazamiento a través de toda la sección del pozo.

Los raspadores o rayadores mecánicos conectados a la columna de perforación pueden intensificar los efectos beneficiosos del movimiento de la tubería.

PREPARACIÓN DE LOS EQUIPOS DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

La preparación incluye limpiar, drenar y revisar los equipos de manejo de fluidos en la superficie antes de introducir el fluido de completación. Los tanques de drenaje, los tanques de píldora, las líneas de lodo, los equipos de control de sólidos y los fosos de lodo deberían ser limpiados y secados completamente.

USO DE ESPACIADORES

La estrategia del concepto de desplazamiento consiste en desplazar el fluido de perforación de una manera parecida al movimiento de un "pistón". Simultáneamente, agentes tensioactivos son usados para limpiar la tubería de revestimiento/superficies de la formación.

VOLUMEN DE ESPACIADOR (TIEMPO DE CONTACTO)

Un factor muy relacionado con el uso de fluidos espaciadores es la cantidad de fluido usada. El tiempo durante el cual

...en general, el tiempo de contacto para todos los fluidos de desplazamiento es aproximadamente 10 minutos...

Una de las funciones principales de los espaciadores es separar dos fluidos que pueden ser incompatibles.

este fluido hace contacto con una sección de tubería de revestimiento y el relleno de la formación afecta directamente la cantidad de lodo desplazado.

El volumen de fluido y el tiempo de contacto recomendados como mínimo pueden variar en cierta medida según las condiciones específicas. Pero, en general, el tiempo de contacto para todos los fluidos de desplazamiento es aproximadamente 10 minutos, con los fluidos de desplazamiento bombeados a la mayor velocidad posible sin exceder los límites de control de pozo. Esto significa que debe haber un volumen de fluido espaciador que proporcione una longitud anular de 500 a 1.000 pies con el diámetro anular más grande.

DIFERENCIAS DE VISCOSIDAD/DENSIDAD

Una de las funciones principales de los espaciadores es separar dos fluidos que pueden ser incompatibles. Para hacer esto, el espaciador debe ser más viscoso que cualquiera de los fluidos que está separando. Una mayor viscosidad ayuda a mantener la integridad del espaciador, haciendo que éste permanezca en un flujo tapón o laminar a velocidades de bombeo más altas que los otros fluidos. Sin embargo, se producirá alguna mezcla entre el espaciador y los otros fluidos. Por lo tanto, el espaciador también debe proporcionar una distancia suficiente entre los dos fluidos para impedir cualquier contacto entre éstos.

Las diferencias de densidad no afectan la eficiencia del desplazamiento tanto como los otros factores descritos anteriormente. La recomendación en lo que se refiere a las diferencias de densidad es que estas diferencias son beneficiosas cuando el fluido de completación tiene una densidad más alta que el fluido de perforación.

SISTEMAS TÍPICOS DE ESPACIADORES POR ETAPAS

Desplazamiento de WBM

1. Primer espaciador – agua viscosificada con agente tensioactivo.
2. Segundo espaciador – producto químico lavador.
3. Tercer espaciador – salmuera viscosa.
4. Hacer circular el fluido de completación después de los espaciadores. Desviar los espaciadores

hacia un tanque separado. Seguir circulando y filtrando el fluido de completación hasta que se logren las especificaciones de turbidez.

Desplazamiento de OBM/SBM

1. Primer espaciador – colchón de aceite/sintético base.
2. Segundo espaciador – espaciador de agua viscosificada con agente tensioactivo.
3. Tercer espaciador – producto químico de lavado.
4. Cuarto espaciador – salmuera viscosa.
5. Hacer circular el fluido de completación después de los espaciadores. Desviar el fluido que contiene el producto químico lavador a un tanque limpio a efectos de recuperación. Seguir circulando y filtrando el fluido de completación hasta que se logren las especificaciones de turbidez.

CIRCULACIÓN INVERSA

La densidad de la salmuera y la densidad del fluido desplazado por ésta determinarán la trayectoria de flujo del fluido durante el desplazamiento.

El fluido debería ser bombeado hacia abajo en el espacio anular y hacia arriba en la tubería de producción o el tubo de lavado cuando la salmuera es más ligera que el fluido que se está desplazando. Hay una buena razón para esta dirección de flujo. En condiciones estáticas, los fluidos más pesados se asientan a través de los fluidos más ligeros, debido a la fuerza de gravedad. Aunque un espaciador pueda separar los dos fluidos, éstos pueden mezclarse. Cuando los fluidos son bombeados hacia abajo en el espacio anular, el fluido más pesado debe estar por debajo del fluido más ligero para prevenir dicha mezcla.

La mezcla puede ocurrir en la tubería de producción, pero esto no impedirá que se mantenga limpio al espacio anular. En cambio, la dirección de flujo debería ser hacia abajo en la tubería de producción y hacia arriba en el espacio anular cuando la salmuera es más pesada que el fluido que está reemplazando. Sin embargo, los valores de caída de presión deberían ser calculados y comparados con las resistencias a la rotura por estallido de la tubería de producción antes de tomar una decisión final.

Filtración

...cada fluido claro de completación o rehabilitación debería ser filtrado para lograr algún nivel bajo de turbidez.

Sólo los filtros de cartucho pueden asegurar la filtración eficaz de los tamaños de partícula que se desea filtrar.

La filtración de los fluidos claros consiste en eliminar los sólidos dispersos o los líquidos insolubles de la salmuera. Como estas partículas no tienen un tamaño uniforme, se pueden usar varios métodos de remoción. Los sólidos pueden obturar las gargantas de poro de las formaciones permeables, causando daños a la formación. Cualquiera que sea el sistema de filtración usado, cada fluido claro de completación o rehabilitación debería ser filtrado para lograr algún nivel bajo de turbidez.

Las completaciones modernas de pozos usan un método de filtración de dos etapas para las salmueras intrínsecamente viscosas de alta densidad. La primera etapa usa un medio filtrante de Tierra Diatomácea (DE) y la segunda etapa usa filtros de cartucho de fibras bobinadas para asegurar el carácter limpio, no dañino, de los fluidos. Como la filtración le resta tiempo valioso de operación al equipo de perforación y al personal, el nivel de claridad de la salmuera (turbidez) deseado constituye una decisión económica que requiere un buen entendimiento de las características del filtro.

FILTROS DE TIERRA DIATOMÁCEA

Los filtros de tierra diatomácea de platos y marcos tienen la ventaja de tener un costo bajo, ser prácticamente indestructibles y facilitar la inspección interna. Tienen la relación más baja de volumen a superficie, haciendo que sean los más eficaces para el lavado de revoques. Esto también hace que tengan la porción remanente más

pequeña no filtrada al final de un ciclo.

La tierra diatomácea se compone de esqueletos de plantas acuáticas microscópicas fosilizadas, llamadas *diatomeas*. Esta materia tiende a consolidarse y formar un revoque muy permeable, estable e incompresible que puede eliminar eficazmente los sólidos de gran tamaño. A medida que se eliminan los sólidos, el revoque aumenta de espesor hasta un límite predeterminado, después de lo cual se termina el ciclo y se limpia el filtro, recubriéndolo de nuevo con una capa de DE. La limpieza y el recubrimiento del filtro prensa requiere generalmente entre 20 y 30 minutos, según el número de platos. La DE está disponible en diferentes calidades y tamaños de partícula; la mayoría de las aplicaciones de campo requieren una calidad gruesa.

FILTROS DE CARTUCHO

Se requiere una unidad de filtro de cartucho corriente abajo del filtro de DE para eliminar cualquier cantidad de DE que pueda pasar a través del filtro prensa de DE. Los filtros de cartucho de fibras bobinadas desechables son usados solos, en combinaciones (serie) o en tándem con otros tipos de equipos de prefiltración. Cuando partículas muy grandes o altas concentraciones de sólidos están presentes, los equipos convencionales de control de sólidos pueden ser usados como prefiltros, si han sido completamente limpiados y lavados antes del uso. Sólo los filtros de cartucho pueden asegurar la filtración eficaz de los tamaños de partícula que se desea filtrar.

La turbidez describe la claridad relativa de un fluido.

El potencial de contaminación de las salmueras claras es fuerte...

PRUEBA DE TURBIDEZ

La turbidez describe la claridad relativa de un fluido. Este término viene de la palabra “turbido” que significa simplemente turbio, brumoso o impuro. Las salmueras contienen ciertas concentraciones de sólidos suspendidos dispersos como el limo, arcillas, algas, materias orgánicas e inorgánicas, y varios microorganismos. La filtración elimina la mayoría de estas partículas y cuanto mejor sea la filtración, mayor será la claridad (o pureza) del agua. Como se indicó anteriormente, la turbidez se mide en unidades de turbidez nefelométrica. Cuando menor sea la indicación en NTU, mayor será la claridad del fluido.

La turbidez es una propiedad óptica de la interacción entre partículas ligeras y suspendidas en un fluido claro.

Cuando se proyecta un haz de luz a través de agua desionizada ultra-pura, su trayectoria permanece relativamente constante. Cuando la muestra de agua contiene partículas suspendidas, éstas afectarán el haz de luz, absorbiendo la energía de la luz y/o difundiéndola.

Las indicaciones de turbidez no están directamente relacionadas con el total de sólidos suspendidos (registrado en ppm). El grado de turbidez en una muestra depende principalmente del tamaño, forma y color de la partícula, del índice de refracción del líquido hospedante, de la longitud de onda de

la luz de observación y de las geometrías de visión. Por lo tanto, las mediciones de turbidez sólo son proporcionales a las concentraciones de masa si todos estos parámetros son constantes.

CONTAMINACIÓN

El potencial de contaminación de las salmueras claras es fuerte, debido a la naturaleza química de los sales base y de los aditivos. Varios de los contaminantes más comunes se describieron anteriormente, incluyendo el hierro soluble e insoluble creado cuando se bombea salmuera no inhibida a través de sistemas de tuberías metálicas.

Otra fuente principal de contaminantes son los sólidos no filtrados que permanecen dentro del pozo. Estos sólidos pueden ser sólidos perforados de la formación, aceite, condensado, grasa, grasa para roscas o impurezas en la sal base. Cualquiera que sea la fuente, estos contaminantes suelen crear problemas para la filtración y pueden causar daños a la formación. La contaminación también puede ser causada por las reacciones químicas de las salmueras, los aditivos y los agentes tensioactivos con las rocas de la formación, los hidrocarburos o las aguas de la formación.

Sistemas de Salmuera/Polímeros

Otra categoría de fluidos de completación son los sistemas de salmuera/polímeros. Estos sistemas usan polímeros para obtener de viscosidad, suspensión del material densificante y control de filtrado. Están formulados en agua de salmuera para causar la inhibición, usando partículas de granulometría determinada como material puenteante para prevenir la pérdida de filtrado hacia la formación. Se usan frecuentemente en las operaciones de rehabilitación, donde las perforaciones abiertas permitirían una alta incidencia de filtrados. Los sistemas de salmuera/polímeros diseñados especialmente pueden ser clasificados en tres tipos principales:

- Sistemas de salmuera/polímeros solubles en ácido, generalmente carbonatos de calcio.
- Sistemas de salmuera/polímeros solubles en agua, generalmente sal de granulometría determinada.
- Sistemas de salmuera/polímeros resínicos solubles en aceite.

Se excluye el uso de barita, ya que ésta no es soluble en ácido, agua o aceite.

AGENTES PUENTEANTES/DENSIFICANTES

El control de filtrado en los sistemas de salmuera/polímeros se logra usando una mezcla de sólidos y polímeros. El factor clave para sellar una zona de producción es una mezcla apropiada de sólidos puenteantes, sólidos coloidales y partículas subcoloidales. Esta combinación crea un puente y un revoque impermeables a través de la cara de la zona de producción,

minimizando la invasión de filtrado.

Los agentes puenteantes se seleccionan de manera que sean solubles en ácido, agua o aceite.

Las partículas más gruesas tienden a formar un puente en los espacios porales alrededor del pozo. Esto reduce la porosidad y permeabilidad en la superficie del pozo. Luego, este puente es sellado por las partículas coloidales y subcoloidales, las cuales taponan los espacios finos entre partículas de los sólidos puenteantes, permitiendo solamente que una pequeña cantidad de líquido limpio sin sólidos entre en la formación. Normalmente, las partículas coloidales y subcoloidales constituyen una combinación de polímeros, almidones modificados y lignosulfonato de calcio. Algunos de los agentes densificantes solubles más comunes para los fluidos de mantenimiento de pozo y sus gravedades específicas correspondientes están indicados en la Tabla 2.

Agentes Puenteantes/ Densificantes	Gravedad Específica
Carbonato de calcio (CaCO_3) (SAFE-CARB [®])	2.7 - 2.8
Cloruro de sodio (NaCl)	2.1 - 2.2
Carbonato de Hierro (Fe_2CO_3)	3.70
Hematita (Fe_2O_3) (FER-OX [®])	5.00
Resinas solubles en aceite	Variable

Tabla 2: Gravedad específica de los agentes densificantes/puenteantes removibles.

El factor clave para sellar una zona de producción es una mezcla apropiada de sólidos puenteantes, sólidos coloidales y partículas subcoloidales.

AGENTES VISCOSIFICANTES

Las salmueras tienen una viscosidad natural que depende de la concentración y de los tipos de sales en la mezcla. Las viscosidades típicas de las salmueras de base están indicadas en la Tabla 3.

Esta tabla indica claramente que los Puntos Cedentes (PC) de las salmueras claras de base son muy bajos. Esto reduce su capacidad para transportar o suspender los sólidos. Sin embargo, aumentando la velocidad de bombeo, la velocidad anular puede ser suficiente para transportar los sólidos fuera del pozo, especialmente en las salmueras de mayor densidad. Una vez que la salmuera ha circulado hasta la superficie, ésta puede ser procesada y filtrada antes de ser bombeada de nuevo dentro del pozo.

Los agentes viscosificantes o polímeros son usados para remediar la baja capacidad de transporte de las salmueras y controlar los filtrados (pérdidas) hacia la formación. En general, cuanto mayor sea la viscosidad de la salmuera, más bajas serán las pérdidas. La capacidad de un polímero para funcionar adecuadamente sobre un amplio rango de combinaciones ambientales es importante.

En general, cuanto mayor sea la viscosidad de la salmuera, más bajas serán las pérdidas.

Salmuera	Densidad (lb/gal)	Viscosidad Embudo (sec/qt)	VP (cP)
Agua dulce	8,33	26	1
NaCl	10,0	28	—
NaBr	12,5	27	—
CaCl ₂	11,6	34	9
CaBr ₂	14,2	31	—
CaCl ₂ /CaBr ₂	15,1	52	40
CaBr ₂ /ZnBr ₂	19,2	41	40

Tabla 3: Viscosidades típicas de las salmueras.

La capacidad de cada polímero varía ampliamente y depende de:

- Relaciones de temperatura/viscosidad.
- Compatibilidad con la salmuera de base.
- Estabilidad térmica.
- Vulnerabilidad a la degradación causada por el esfuerzo de corte.
- Potencial de daños a la formación.

La capacidad de suspensión de una solución de polímeros está relacionada con la reología. La capacidad de un fluido para suspender partículas está relacionada con la viscosidad a muy baja velocidad de corte. Las soluciones que demuestran el comportamiento pseudoplástico más alto también son las más eficaces en las pruebas de sedimentación de arena. La Tabla 4 indica las características de los polímeros solubles en agua más comunes.

Tipo de Polímero		Viscosidad	Control de Filtración	Propiedades de Suspensión	Solubilidad en Ácido	Estabilidad Térmica	Tolerancia de Salmuera
HEC (SAFE Vis)	NI	Excelente	Malo	Malas	Excelente	275°F (135°C)	Excelente
HEC (SAFE Vis E)	NI	Excelente	Malo	Malas	Excelente	275°F (135°C)	Excelente
Goma xantana (DUO-Vis)	A	Aceptable	Malo	Excelentes	Buena	275°F (135°C)	Aceptable
CMC	A	Buena	Buena	Aceptables	Mala	250°F (121°C)	Mala
Celulosa polianiónica (POLYPAC®)	A	Mala	Bueno	Malas	Mala	250°F (121°C)	Mala
Derivado de almidón (FLO-TROL)	NI	Buena	Buena	Buenas	Buena	250°F (121°C)	Buena
Guar	NI	Excelente	Malo	Malas	Aceptable	250°F (121°C)	Buena

NI = No Iónico. A = Aniónico.

Tabla 4: Características de los polímeros solubles en agua usados para viscosidad, suspensión y control de filtrado.

HIDROXIETILCELULOSA (HEC)

La HEC se acepta prácticamente en todo el mundo como viscosificador polimérico menos dañino para las salmueras claras y los sistemas donde la suspensión prolongada de los sólidos no es imprescindible. Siendo no iónica, la HEC se puede usar en prácticamente todos los tipos de salmuera. Para una HEC de buena calidad, tiempo de expansión y el procedimiento de mezcla varían con la composición y concentración de salmuera, el agua libre, la temperatura y el esfuerzo de corte, tal como lo indica la Tabla 5.

GOMA XANTANA

La goma xantana, un polímero natural de alto peso molecular, es producida por la fermentación bacteriana del microorganismo *Xanthomonas Campestris*. Este polímero es ligeramente aniónico, pero sigue siendo compatible con la mayoría de las soluciones de electrolito. Los nombres comerciales de M-I para la goma xantana son Duo-Vis y Flo-Vis. Una de las propiedades más importantes de la goma xantana es su capacidad para proporcionar propiedades de suspensión (geles y viscosidad a baja velocidad de corte), lo que la mayoría de los otros polímeros no pueden proporcionar. Las soluciones de xantano son pseudoplásticas y disminuyen su velocidad con el esfuerzo de corte, de manera que el esfuerzo de corte aumenta cuando la velocidad de corte disminuye.

La goma xantana se usa cuando la suspensión de los sólidos y la capacidad de transporte son necesarias y cuando

Salmuera	Horas para Desarrollar la Viscosidad Total		
	A 75°F	A 150°F	A 200°F
CaCl ₂ (10 lb/gal)	0,1	<0,1	<0,1
CaCl ₂ /CaBr ₂ (12.5 lb/gal)	1,0	0,5	<0,5
CaCl ₂ /CaBr ₂ (15.0 lb/gal)	5,0	1,0	0,5
CaBr ₂ /ZnBr ₂ (16.5 lb/gal)	N/A	5,0	2,0

Tabla 5: Velocidad de hidratación del viscosificador de HEC.

las altas temperaturas de fondo impiden el uso de HEC. El xantano se caracteriza por una curva más plana de temperaturas vs. viscosidad. Aunque la viscosidad y la estabilidad prolongada de todos los sistemas de polímeros disminuyan a temperaturas elevadas, el polímero de xantano es estable hasta aproximadamente 275°F (135°C) en la mayoría de las salmueras, o hasta aproximadamente 300°F (149°C) cuando se agregan estabilizadores térmicos.

La reología de las soluciones de polímero de xantano proporciona una suspensión excelente de los agentes puenteantes a base de carbonato de calcio y sal. Las bajas viscosidades plásticas proporcionan buenas propiedades de flujo con altas cargas de sólidos. El efecto de disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte (comportamiento pseudoplástico) produce presiones de fricción más bajas a altas velocidades de bombeo. Los polímeros de xantano son degradables con hipoclorito o ácidos, así como con la temperatura y el tiempo.

...el polímero de xantano es estable hasta aproximadamente 275°F en la mayoría de las salmueras...

Una de las propiedades más importantes de la goma xantana es su capacidad para proporcionar propiedades de suspensión...

Los fluidos de completación están generalmente sometidos a diferentes reglamentos que los fluidos de perforación...

Consideraciones de Salud, Seguridad y Medio Ambiente

Las salmueras de alta densidad tienen propiedades químicas que les son exclusivas, y por lo tanto deben ser manejadas con mayor cuidado que la mayoría de los lodos de perforación. Las salmueras higroscópicas pueden extraer rápidamente el agua de cualquier cosa con la que hagan contacto y pueden quemar la piel o los tejidos sensibles. Históricamente, los incidentes registrados estaban relacionados con las salpicaduras. El equipo de protección personal debe ser usado cuando se trabaja con estos sistemas (consultar la Hoja de

Seguridad de los Materiales (MSDS) para información específica sobre el equipo de protección personal y las precauciones). Los fluidos de completación están generalmente sometidos a diferentes reglamentos que los fluidos de perforación, en lo que se refiere a las cuestiones ambientales y de eliminación de desechos. Consultar la autoridad reguladora local para los reglamentos ambientales específicos relacionados con el uso y la descarga de fluidos de completación y rehabilitación.

Transporte

Para ayudar a mantener la densidad y prevenir la contaminación de la salmuera durante el transporte, asegurarse que los tanques en los buques o camiones estén limpios y secos antes de cargar el producto. Atar de manera segura las mangueras de transferencia de fluido y monitorear continuamente las mangueras de los tanques y de las bombas para detectar cualquier fuga o rotura. Medir y registrar minuciosamente el volumen cargado en los tanques del buque o del

camión al vacío. Fijar los tanques con correas en los buques o camiones y comprobar la densidad de la salmuera que se está enviando. Asegurarse que todas las partes (compañía de servicio, compañía de transporte y cliente) presencien la medición y aprueben el volumen y la densidad medidos. Estas mediciones ayudarán a explicar cualesquier pérdidas de densidad y/o aumentos o pérdidas de volumen una vez que se recibe el material en el equipo de perforación.

Preparar el Equipo de Perforación para una Salmuera Clara

Para asegurar una operación exitosa de completación o rehabilitación, las precauciones descritas a continuación deben ser tomadas para ayudar a prevenir el filtrado causado por la contaminación y las pérdidas de los equipos.

Antes de recibir el fluido, lavar y secar todos los fosos y/o tanques que serán usados durante el manejo del fluido. Lavar todas las líneas y bombas con agua salada o agua dulce. Desconectar o tapar todas las líneas de agua y aceite diesel dirigidas hacia los fosos o tanques. Atar las mangueras de entrega de fluido para prevenir accidentes o la pérdida de fluido costoso. Celebrar una reunión a fin de establecer los métodos de

comunicación de emergencia con el personal del buque o camión para la parada de emergencia de la transferencia de fluido en caso de que surgieran problemas.

Durante la recepción del fluido, monitorear los tanques, las bombas y las mangueras de entrega para detectar cualquier rotura o fuga. Monitorear los tanques y las válvulas de descarga para detectar cualquier fuga. Mantener las comunicaciones con el buque o el camión para los volúmenes aproximados que se están bombeando.

Después de recibir el fluido, anotar el nivel de fluido en los tanques y monitorearlos para detectar cualquier pérdida. Revisar los tanques y las

...la grasa para roscas puede contaminar la salmuera clara, causando daños a la formación y problemas de filtración.

Los fluidos base aceite a veces se emplean como fluidos de completación y rehabilitación.

válvulas de descarga para detectar cualquier fuga. Usar fluido de completación para desplazar el agua salada o agua dulce de todas las líneas, bombas, equipos de control de sólidos y desgasificadores. Volver a medir y registrar el volumen y la densidad de la salmuera recibida, obteniendo de todas las partes, la aprobación de estos valores.

Durante las operaciones de completación o rehabilitación,

monitorear el nivel del fluido en los tanques y las válvulas de descarga para detectar cualquier pérdida. Monitorear los tanques para detectar cualquier adición adicional de agua. Limitar el uso de grasa para roscas a una capa ligera en los extremos de conexión macho solamente, ya que la grasa para roscas puede contaminar la salmuera clara, causando daños a la formación y problemas de filtración.

Otros Fluidos de Completación y Rehabilitación

FLUIDOS BASE ACEITE

Los fluidos base aceite a veces se emplean como fluidos de completación y rehabilitación. Estos fluidos son generalmente emulsiones inversas donde la salmuera de cloruro de calcio está emulsionada en algún tipo de aceite, de manera que el aceite constituye la fase externa o continua. Estos fluidos son mínimamente dañinos para ciertas formaciones y el filtrado también se compone de aceite, de manera que las arcillas sensibles no son afectadas. El revoque fino de baja permeabilidad también impide que los sólidos invadan la zona productiva. Los fluidos base aceite suelen ser formulados con agentes puenteantes/densificantes solubles en ácido para que todo revoque o cualesquier sólidos residuales puedan ser acidificados para ser eliminados.

El uso de fluidos base aceite presenta varias ventajas. Éstas incluyen:

1. Costo relativamente bajo y gran disponibilidad.
2. Estabilidad a altas temperaturas.
3. Amplio rango de densidades.
4. Corrosión baja.
5. Inhibición máxima.
6. Invasión mínima de filtrado.
7. Resistencia a la contaminación.

Los fluidos base aceite pueden tener ciertas desventajas. Por ejemplo, pueden

1. Estar sometidos a restricciones por razones ambientales.
2. Cambiar la humectabilidad de la formación.
3. Causar el bloqueo de emulsión.
4. Dañar las arenas gasíferas secas.

5. Aumentar las preocupaciones relacionadas con la seguridad.

Los reglamentos ambientales más estrictos hacen que sea más difícil emplear fluidos base aceite en ciertas situaciones, sin usar equipos de manejo costosos e incurrir en mayores costos de eliminación.

FLUIDOS BASE AGUA

Los fluidos base agua son menos usados como fluidos de completación y rehabilitación y abarcan a una variedad de sistemas. El término “base agua” se refiere a los sistemas que son formulados con agua o salmuera. La fase acuosa puede variar de agua dulce a altas concentraciones de sales solubles. Los fluidos base agua pueden ser divididos en las siguientes categorías:

1. Lodos base agua convencionales.
2. Fluidos de agua clara.
3. Sistemas de salmuera/polímeros (mencionados anteriormente).
4. Salmueras claras (mencionadas anteriormente).
5. Espuma.

M-I no recomienda el uso de lodo de perforación base agua convencional para las operaciones de completación o rehabilitación, a menos que se haya determinado con absoluta certeza que los lodos no causarán daños a la formación durante estas operaciones. Estos lodos pueden ser atractivos, ya que son fáciles de conseguir, económicos y requieren un tratamiento mínimo. Sin embargo, han tenido consecuencias catastróficas, causando daños permanentes a muchas formaciones productivas.

Estos fluidos supuestamente “limpios” pueden ser muy dañinos si no se toman las medidas apropiadas.

La mayoría de los lodos de perforación base agua usan arcillas como la bentonita a efectos de viscosidad, suspensión del material densificante y control de filtrado. Las arcillas son comprimibles y pueden ser dañinas. Además, la mayoría de los lodos de perforación base agua contienen sólidos de perforación finos y materiales densificantes que pueden ser dañinos. Los filtrados se componen generalmente de agua dulce o agua de salinidad muy baja. El filtrado de agua dulce podría causar el hinchamiento y/o la migración de las arcillas y el cieno dentro de la formación. Como el filtrado se compone de agua y suele contener productos químicos reactivos, es posible que cause el bloqueo de agua o de emulsión. Cualquiera o todas estas características pueden causar daños graves y permanentes. Para muchas formaciones, no hay ningún método práctico para prevenir daños de estos tipos cuando se usan lodos de perforación base agua.

Los fluidos de perforación de yacimiento constituyen una categoría similar pero claramente diferente de sistemas base agua. Éstos son fluidos no dañinos, diseñados especialmente para la perforación y completación de secciones especiales del yacimiento tales como pozos horizontales (descritos detalladamente en un capítulo separado sobre Fluidos de Perforación de Yacimiento). Los fluidos de perforación de yacimiento no sólo deben proporcionar los requisitos multifuncionales de los fluidos de perforación, sino que también deben ser mínimamente dañinos y compatibles con la formación y los métodos de completación.

FLUIDOS DE AGUA CLARA

Este grupo incluye aguas de diferentes orígenes, tales como el agua salada o las salmueras producidas con diferentes sales en solución. Aunque el agua de la formación sea considerada como un fluido limpio, listo para ser usado,

muchas veces contiene sólidos finos, productos químicos de tratamiento, parafina, asfalto o incrustaciones. Todos estos compuestos, si no son controlados, pueden causar daños graves a la formación. El agua debería ser filtrada antes de ser usada. El agua salada suele ser usada en las regiones costaneras debido a su disponibilidad. Según la salinidad, puede que sea necesario añadir NaCl, KCl o NH_4Cl para prevenir el hinchamiento de las arcillas.

Estos fluidos supuestamente “limpios” pueden ser muy dañinos si no se toman las medidas apropiadas. No contienen aditivos puenteantes o de control de filtrado, y suelen contener (o son contaminados por) sólidos potencialmente dañinos o iones multivalentes como Ca^{2+} , Mg^{2+} y Fe^{3+} . El agua salada y el agua de bahía contienen microorganismos como bacterias y planctón (materiales obturantes conocidos). El agua salada podría tener una alta concentración de sulfatos que puede taponar el pozo con incrustaciones. El agua dulce podría causar daños al permitir el hinchamiento de las arcillas. El agua puede contener hierro disuelto, el cual formará hidróxido de hierro, un compuesto floculante que puede consolidar aún más las arcillas y el cieno, causando el taponamiento de los poros.

ESPUMA

La espuma se emplea ocasionalmente como fluido de circulación para las operaciones de rehabilitación y completación. Es especialmente aplicable en yacimientos de baja presión para limpiar la arena. La espuma constituye un excelente medio de rehabilitación, debido a su baja densidad, la cual permite un ambiente de trabajo con desbalance de presión, y debido a su alta capacidad de transporte y viscosidad efectiva.

Guía de Datos del Pozo para la Sección de Fluidos de Completación

La tabla proporcionada a continuación resume la información necesaria para diseñar una

completación y su fluido de completación apropiado.

Nombre de la compañía:		Campo:			
Dirección:		Pozo:			
		Ubicación del campo:			
		Condado			
		Estado:			
		País:			
		Costafuera Terrestre Aguas tierra adentro			
		Tipo de Pozo: Aceite Gas Inyección de agua			
		Pozo: Inyección de gas Inyección de vapor Otro			
País de destino final del material:		Número de pozos:			
Número de copias de la licitación requeridas:		Fecha programada de completación del primer pozo:			
Favor de adjuntar un diagrama que indique el esquema de completación del pozo anticipado					
	Tamaño	Peso	Grado	Rosca	Profundidad
Tubería de revestimiento					
Tubería de revestimiento corta					
Tubería de producción					
Cabezal de pozo	Fabricante:	Tamaño:			Tipo de conector
	Modelo:	Capacidad:			Tope:
		Guarnición:			Ala:
Datos de presión	Fondo	Superficie	Tratamiento	Prueba	
	Estático:	Estático:	Flujo:	Superficie:	
	Flujo:	Flujo:			
Datos de temperatura	Fondo estático:	Ambiente en la superficie:	Flujo en la superficie:		
Datos de producción	Fluido de completación		Profundidad de perforación		
	Densidad:	Tipo:	TVD:	Medida:	
	% H ₂ S:	% CO ₂ :	Gravedad del aceite	S.G. gas	S.G. agua
			GLR	GOR	
	Velocidad de producción deseada		Arena/parafina etc. (volumen aproximado o %)		
Datos de corrosión	Anticipada Sí No	Tratamiento con inhibidor: Aminas: Sí No		Tipo específico:	
	Método de inyección		Continuo	Por baches	Otro
	Tratamiento térmico, materiales o revestimientos especiales a aplicar				
Datos de extracción artificial por gas	Fluido estático	Presión de gas	Línea de Flujo	Otro	
	Nivel:	Deshidratador mecánico disponible	Longitud:	Gravedad del gas de extracción:	
	Gradiente:	Máxima de operación	Length:	Presión del separador:	
Datos de la válvula de seguridad	Controlada desde		Si se controla desde la subsuperficie		Profundidad de instalación
	Superficie		Presión diferencial de operación		
	Subsuperficie		Presión ambiente de operación		

Tabla 6: Guía de datos del pozo.

Introducción

Durante el diseño de un fluido de extracción de núcleos, es imprescindible lograr un entendimiento total de los requisitos de interpretación geológica del programa de extracción de núcleos

antes de preparar el fluido de extracción de núcleos. Siendo igualmente importante asegurar el cumplimiento con los requisitos de estabilidad y seguridad del pozo.

Extracción de Núcleos

La extracción de núcleos supone el uso de barrenas especiales... para recuperar secciones cilíndricas... de la formación.

La extracción de núcleos supone el uso de barrenas especiales (de diamante natural y PDC) para recuperar secciones cilíndricas (núcleos) de la formación. Los núcleos son las muestras de mayor tamaño que se obtienen de las formaciones subsuperficiales y se recuperan generalmente en secciones de 30 a 90 pies (9 a 27 metros). Estos núcleos proporcionan la información más confiable sobre la litología, la saturación de hidrocarburos, la textura, la estructura de la roca, el contenido de fósiles, los buzamientos y las perturbaciones tectónicas. Los análisis en laboratorio de los núcleos permiten obtener información valiosa sobre la porosidad, permeabilidad, contenido de hidrocarburos y salinidad del agua irreductible. La extracción de núcleos a presión, la recuperación de muestras de rocas bajo la presión del yacimiento, es útil para la evaluación de la formación y los proyectos de recuperación secundaria y terciaria donde se requieren los mejores datos posibles

sobre la saturación de los fluidos. La extracción de núcleos orientados proporciona información importante para la representación cartográfica del yacimiento y el levantamiento de planos geológicos.

La extracción de núcleos aumenta considerablemente el costo de perforación de un pozo. Por lo tanto, el núcleo debe proporcionar la información económica y geológica anticipada para justificar el costo del proyecto.

En general, un fluido de extracción de núcleos debería:

- Proporcionar sistemáticamente un núcleo con un centro no invadido.
- Proporcionar un filtrado que no altere las saturaciones de agua irreductible o las humectabilidades de las rocas, ni afecte la interpretación geológica.
- Proporcionar todas las propiedades de fluido requeridas para cortar y recuperar el núcleo del pozo.

Tipos de Fluidos de Extracción de Núcleos

...tres tipos diferentes de fluidos de extracción de núcleos son usados comúnmente.

Por lo general, tres tipos diferentes de fluidos de extracción de núcleos son usados comúnmente. Estos incluyen una modificación del fluido de perforación existente, un fluido de extracción de núcleos base agua “suave” y un núcleo de extracción de núcleos base aceite. Se describirá un ejemplo de cada uno de estos tipos de fluido de extracción de núcleos, más adelante en este capítulo.

Varios aspectos diferentes deben ser tratados para asegurarse que un fluido de extracción de núcleos cumpla con los objetivos geológicos

del programa de extracción de núcleos. Los siguientes aspectos pueden ser importantes en el diseño de un fluido óptimo de extracción de núcleos:

- Filtración baja a Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP).
- Materiales puenteantes.
- Composición del filtrado.
- Material orgánico.
- Trazadores.

La filtración ATAP baja es un indicador muy bueno de la capacidad del fluido de extracción de núcleos para proporcionar un revoque estable en el

Los materiales puenteantes también son extremadamente importantes para minimizar la invasión del núcleo.

núcleo. Este revoque “estable” es sumamente importante para minimizar la invasión de fluidos. En los lodos base agua, se puede lograr una filtración ATAP baja mediante el uso de bentonita prehidratada, POLYPAC® y SP-101®. En los fluidos base aceite, la filtración ATAP baja se logra usando una combinación de aditivos del tipo asfalto, tal como STABIL-HOLE® y VERSATROL®.

Los **materiales puenteantes** también son extremadamente importantes para minimizar la invasión del núcleo. El carbonato de calcio es un excelente agente puenteante. La cantidad y la granulometría del agente puenteante son importantes. La selección del tamaño de partícula del agente puenteante a usar se basa en el diámetro de la garganta de poro de la formación donde se extraerán los núcleos. Como regla general, se usa de la mitad a un tercio del diámetro de garganta de poro más grande. La experiencia adquirida en el laboratorio y en el campo indica que se requiere como mínimo 30 lb/bbl de agente puenteante. Algunas formaciones pueden exigir concentraciones más altas de agente puenteante para proporcionar un núcleo con un centro no invadido.

La **composición del filtrado** de fluido de extracción de núcleos es

determinada por los objetivos geológicos del programa. Estos objetivos pueden requerir que el fluido sea a base de agua dulce, salmuera o aceite, según el tipo de análisis que se realizará.

Las **materias orgánicas** contenidas en un fluido de extracción de núcleos pueden afectar negativamente la interpretación geológica del núcleo. Será necesario entender los requisitos del programa de extracción de núcleos si se usa alguna materia orgánica en la composición del fluido. En cualquier proyecto de extracción de núcleos, es importante tomar muestras del fluido de extracción de núcleos y de los materiales usados en su preparación.

Los **trazadores** son añadidos a los fluidos de extracción de núcleos para cuantificar la cantidad de invasión de filtrado y averiguar que los centros de los núcleos no estén invadidos. Los trazadores comúnmente usados en fluidos de extracción de núcleos base agua son los nitratos y los bromuros. Trazadores de yodonaftaleno y otros trazadores de aplicación especial han sido usados con éxito como trazadores en fluidos de extracción de núcleos base aceite.

Conversión de un Fluido de Perforación a Fluido de Extracción de Núcleos

En muchas situaciones, la conversión del fluido de perforación normal a fluido de extracción de núcleos es lo único que se requiere. Para las situaciones de extracción de núcleos de alta densidad, se suele convertir el sistema existente al fluido de extracción de núcleos. Esto es más común en situaciones de exploración donde el costo de transporte de materiales adicionales para preparar un fluido de extracción de núcleos sería demasiado alto. Si se debe convertir un fluido de perforación base agua a fluido de extracción de núcleos, los valores de

filtración ATAP pueden ser reducidos y una cantidad adicional de material puenteante de granulometría determinada puede ser agregada al sistema. Normalmente, cuando se usan lodos base aceite que contienen asfalto para la extracción de núcleos, sólo se requiere añadir agentes puenteantes. Si se usa un fluido base agua o base aceite, puede que sea necesario añadir trazadores al fluido. El fluido de extracción de núcleos debe seguir proporcionando las propiedades necesarias para mantener un pozo estable.

El uso de un fluido de extracción de núcleos suave es especialmente importante cuando el fluido no contiene materias orgánicas.

Fluido de Extracción de Núcleos “Suave” Base Agua

El uso de un fluido de extracción de núcleos suave es especialmente importante cuando el fluido no contiene materias orgánicas. El diseño general de un fluido de extracción de núcleos suave incluye bentonita, polímeros de control de filtrado y carbonato de calcio. La siguiente formulación representa un fluido típico de extracción de núcleos “suave” a base de agua, con peso de lodo de 9,2 lb/gal:

M-I GEL®	10 lb/bbl
POLYPAC® UL	3,75 lb/bbl
POLYPAC (normal)	0,25 lb/bbl
SP-101®	0,5 lb/bbl
LO-WATE™	65 lb/bbl

Propiedades típicas:

VP (cP)	25
PC (lb/100 pies²)	30
Geles (lb/100 pies²)	6/12
API (cm³/30 min)	4,0
ATAP (cm³/30 min)	10,0

La siguiente formulación es para un fluido de extracción de núcleos “suave” de 10 lb/gal con KCl al 3%:

M-I GEL®	9 lb/bbl
POLYPAC® UL	2,75 lb/bbl
POLYPAC (regular)	0,25 lb/bbl
Cloruro de potasio	10,5 lb/bbl
LO-WATE™	60 lb/bbl
M-I BAR®	28 lb/bbl

Propiedades típicas:

VP (cP)	27
PC (lb/100 pies²)	25
Geles (lb/100 pies²)	6/23
API (cm³/30 min)	4,4
ATAP (cm³/30 min)	11,0

Fluido de Extracción de Núcleos Base Aceite Mineral

Los fluidos de extracción de núcleos base aceite mineral se usan generalmente en las formaciones productoras de petróleo. El diseño de los fluidos de extracción de núcleos base aceite limitan el uso de emulsificantes; en general no contienen agua. Referirse a la descripción de TRUCORE™ en el capítulo sobre Sistemas Base Aceite para las recomendaciones y formulaciones.

La siguiente formulación es una formulación típica de un fluido de extracción de núcleos base aceite mineral TRUCORE™, sin agua, de 10,3 lb/gal:

Aceite mineral	0,75 bbl
TRUVIS™	8 lb/bbl

Cal	3 lb/bbl
VERSAMOD™	2 lb/bbl
STABIL HOLE®	30 lb/bbl
LO-WATE™	170 lb/bbl

Propiedades típicas:

VP (cP)	24
YP (lb/100 pies²)	11
Geles (lb/100 pies²)	9/19
ATAP (cm³/30 min)	2,0

Introducción

“Perforación con aire o gas” es un término general que abarca cuatro sistemas distintos pero relacionados.

...el aire tiene claramente la densidad más baja de todos los posibles fluidos de circulación...

“Perforación con aire o gas” es un término general que abarca cuatro sistemas distintos pero relacionados, que usan volúmenes de aire (o gas) comprimido para constituir la totalidad o parte del medio de circulación. Los cuatro sistemas – aire seco (polvo), niebla, espuma y lodo aireado – ofrecen individualmente una eficiencia excepcional de la perforación y ventajas para la producción, en comparación con los fluidos tradicionales, pero en aplicaciones considerablemente más restringidas. Es fácil identificar la producción potencial durante la perforación con aire (polvo) y niebla, y es común que se perfore con gas y aceite producido fluyendo en el pozo.

Como lo ilustra la Figura 1, el aire tiene claramente la densidad más baja de todos los posibles fluidos de circulación, lo cual permite lograr la mayor reducción de presión diferencial. La alta presión diferencial negativa que se obtiene con los sistemas de aire (polvo) produce velocidades de penetración considerablemente más altas y una mayor profundidad en pies por barrena. La circulación con variaciones de aire comprimido impone menos presión sobre las formaciones de fondo que los sistemas de lodo convencionales, haciendo que la técnica sea especialmente aplicable en la perforación de zonas de pérdida de circulación.

Debido a la capacidad de lograr una densidad más baja que la del aceite, además de mayores velocidades de perforación, una vida útil más larga de la barrena, menores requisitos de productos químicos, y la expansión de la perforación con desbalance de presión, los sistemas a base de aire tienen claras ventajas económicas en comparación con los sistemas líquidos.

Por otro lado, las aplicaciones viables para cualquiera de los sistemas a base de aire están sometidas a ciertas restricciones y reservadas principalmente a los pozos de desarrollo en zonas maduras donde se conoce y se puede predecir la geología. Como el aire (polvo), la niebla, la espuma y el lodo aireado no generan la presión de fondo requerida para perforar sin problemas las formaciones presurizadas, las consideraciones de control de pozo hacen que los sistemas a base de aire no sean adecuados para algunas situaciones. Además, la mayoría de los sistemas a base de aire permiten la entrada de los fluidos de formación que serán encontrados en la mayoría de los pozos, causando preocupaciones en lo que se refiere al control del pozo, el manejo de los fluidos y el riesgo de incendios en el fondo. Debido a la estabilidad del pozo, las variaciones de los sistemas de perforación con aire (polvo) generalmente no son aplicables en zonas donde las formaciones débiles

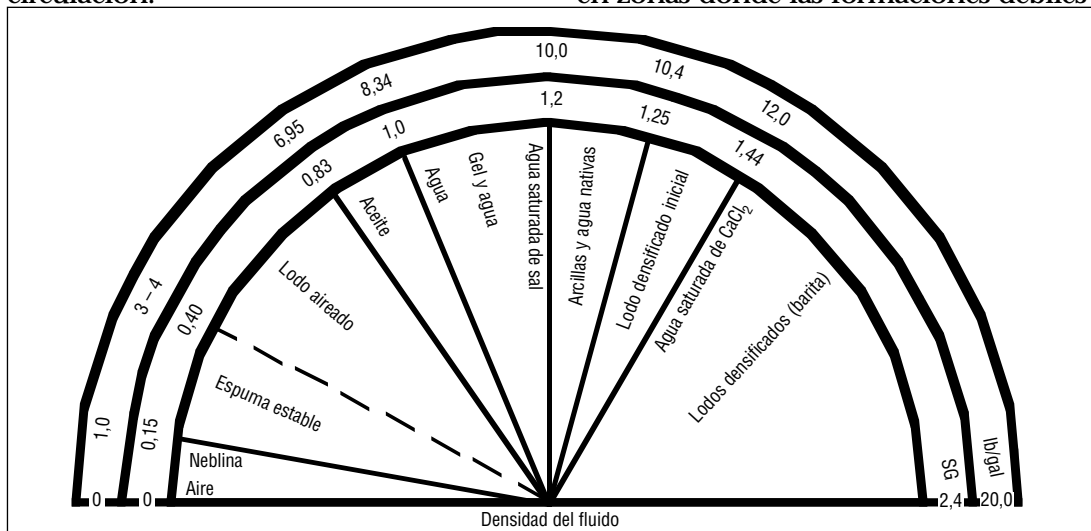


Figura 1: Campo de aplicación de la perforación con aire – densidad del fluido de perforación (modificado según Hutchinson y Anderson).

o fracturadas causan derrumbes o desprendimientos en el pozo. Por lo tanto, estas técnicas se usan más frecuentemente en formaciones duras, secas y competentes.

A continuación se describen los cuatro sistemas de perforación a base de

Perforación con Aire (Polvo)

La perforación con aire o polvo... mantiene la presión de fondo más baja posible.

La perforación con aire o polvo, donde el medio de circulación consta únicamente de aire, mantiene la presión de fondo más baja posible. Además, esta técnica sólo puede ser usada cuando la formación está completamente seca o el influjo de agua es suficientemente pequeño para ser absorbido por la corriente anular de aire y recortes. La perforación con polvo es más aplicable en formaciones duras, fuertes y competentes, y en ambientes donde suele producirse la pérdida de circulación y velocidades de penetración demasiado bajas. Se logran velocidades óptimas de perforación y los recortes regresan a la superficie en forma de nube de polvo.

Además de velocidades de penetración muy altas, la eliminación de la pérdida de circulación y costos de la barrena considerablemente más bajos, la circulación con aire/gas puro también permite la realización de pruebas continuas de la formación y minimiza dramáticamente los daños a las zonas productivas sensibles al agua. Además, la perforación con aire (polvo) reduce el consumo de agua, los costos de lodo y/o productos químicos y el impacto sobre el medio ambiente.

Sin embargo, la perforación con aire (polvo) tiene ciertos inconvenientes que limitan considerablemente su campo de

aire, los cuales se distinguen por el volumen aproximado de aire usado en la operación de perforación. Cada uno de estos sistemas tiene aplicaciones especiales con ventajas y desventajas claras.

aplicación. Como se mencionó anteriormente, la perforación con aire (polvo) produce recortes muy pequeños, no tolera el agua, y al encontrar formaciones húmedas, puede causar una acumulación comúnmente llamada “anillo de lodo”. Cuando esto ocurre, la acumulación de recortes pegajosos en el espacio anular continúa, lo cual termina restringiendo el flujo de aire. Esto puede causar la pega de la tubería o un incendio en el fondo (combustión).

El riesgo de erosión del pozo hace que la perforación con aire (polvo) no sea adecuada para las formaciones no consolidadas, frágiles o de alto buzamiento. Este procedimiento no debería usarse en formaciones igualmente inestables, ya que no genera ninguna presión hidrostática ni contiene aditivos para estabilizar el pozo o desarrollar un revoque.

Además, el alto caudal de aire y la baja densidad requieren el uso de tuberías de perforación y equipos de perforación más resistentes. Por otra parte, la perforación con aire (polvo) está generalmente reservada para formaciones de presión baja o presurizadas normalmente donde las presiones hidrostáticas mínimas no tienen consecuencias negativas.

...se usa la perforación con niebla para prevenir la formación de anillos de lodo y evitar la acumulación de agua en el pozo.

Perforación con Niebla

En algunas aplicaciones de perforación con aire, el pozo produce demasiada agua y/o otros líquidos, haciendo que sea imposible perforar exclusivamente con aire. En estas situaciones se usa la perforación con niebla para prevenir la formación de anillos de lodo y evitar la acumulación de agua en el pozo. El agua, conteniendo un agente espumante (jabón), es inyectada dentro

de la corriente de aire en la superficie y descargada en forma de niebla húmeda. Como regla general, la perforación con niebla utiliza 96 a 99% de aire con 1 a 10 galones por minuto (gpm) de agua que contiene 0,25 a 1% de agente espumante.

La perforación con niebla se usa principalmente cuando la probabilidad de que se produzca un incendio o una

explosión en el fondo es demasiado alta para la perforación con aire (polvo), y el agua y las lutitas sensibles (salmuera) están expuestas. La perforación con niebla es de uso extendido en la perforación de pozos profundos de gas o geotérmicos, o cuando se requiere una protección adicional contra la corrosión y la erosión.

Esta técnica crea recortes ligeramente más grandes y produce las mismas altas velocidades de penetración y larga vida útil de la barrena que la perforación con aire (polvo) convencional. Además, las pequeñas gotas de agua/recortes producidas están dispersas en forma de niebla fina en la corriente de aire ascendente, lo cual permite eliminarlas eficazmente del pozo sin correr el riesgo de embolamiento de la barrena o formación de anillos de lodo. Esta técnica puede usar productos químicos inhibidores (como KCl y polímeros)

para ayudar a proteger las lutitas sensibles, es menos erosiva y permite la adición de productos químicos para controlar la corrosión.

Como la perforación con aire (polvo), la perforación con niebla tiene claros inconvenientes. Como humecta el pozo, la perforación con niebla aumenta la posibilidad de derrumbe, hinchamiento y erosión. Además, los caudales de aire requeridos con la niebla son generalmente $\pm 30\%$ más altos que para la perforación con aire (polvo), con presiones correspondientes más altas comprendidas entre 400 y 1.200 psi, comparado con 200 a 800 psi para la perforación con aire seco (polvo). El agente espumante y los productos químicos de control de corrosión requeridos para manejar el influjo de agua, el cual está limitado a aproximadamente 100 gpm, resulta en mayores costos de productos químicos.

Perforación con Espuma

La perforación con espuma aumenta la presión hidrostática...

La perforación con espuma se suele dividir en perforación con espuma estable y perforación con espuma rígida. En general, la perforación con espuma estable utiliza 55 a 96% de aire, con una mezcla de agua dulce, 0,5 a 1% de agente espumante y aditivos químicos que forman una emulsión de aire en agua o espuma estable. La espuma estable es lo que la mayoría de la gente suele llamar simplemente "espuma". En cambio, con la espuma rígida, se incorpora bentonita y polímeros para formar una espuma con mejores propiedades de limpieza del pozo y una estructura de espuma "más rígida" que es más duradera. La espuma rígida es especialmente beneficiosa en la perforación de pozos de gran diámetro donde la capacidad de volumen de aire es insuficiente para que se pueda obtener una limpieza adecuada con una espuma normal.

La perforación con espuma es especialmente eficaz en las zonas de baja presión con un mayor influjo de agua o en las zonas donde la pérdida de circulación es grave. La perforación con espuma también es aplicable cuando se

necesita una Densidad Equivalente de Circulación (ECD) de 2 a 4 lb/gal para controlar el pozo o limpiar los pozos productivos que se han llenado de arena.

La perforación con espuma aumenta la presión hidrostática, presenta excelentes capacidades de limpieza del pozo y tiene la capacidad de suspender los recortes cuando se interrumpe la circulación. Además, el requisito de volumen de aire es más bajo y la estabilidad del pozo es más alta. La perforación con espuma permite la aplicación de productos químicos y produce recortes más grandes que son más representativos de la formación, simplificando el análisis geológico.

Como el líquido generalmente no puede ser reutilizado, los costos de productos químicos son altos, así como el consumo de agua. La perforación con espuma requiere una dosificación exacta del volumen de la mezcla de aire y espuma, y también requiere otros equipos especializados, tal como una bomba de espumante de tamaño mediano con una capacidad de 25 a 100 gpm.

Lodo Aireado

En el proceso de aireación, se hace circular simultáneamente aire y lodo dentro del espacio anular...

Igual que la perforación con espuma, el lodo aireado aumenta las presiones hidrostáticas...

En el proceso de aireación, se hace circular simultáneamente aire y lodo dentro del espacio anular, en forma de burbujas de aire dispersas en un líquido, para reducir la densidad equivalente de circulación (ECD) por debajo de la del agua. En general, el uso de lodo aireado es aplicable cuando se perforan formaciones con presiones por debajo de lo normal o cuando se producen flujos de agua de alta velocidad durante la perforación con aire o espuma, tal como en la perforación de un pozo geotérmico o artesiano. El lodo aireado se usa frecuentemente con éxito cuando la pérdida de circulación predominante hace que sea demasiado costoso perforar con lodo tradicional. El lodo aireado se usa en aplicaciones que requieren una densidad de 4 a 8 lb/gal para controlar el pozo, y cuando se desea obtener mayores velocidades de penetración. Los lodos aireados deberían tener bajos esfuerzos de gel para facilitar la separación del aire y obtener una baja viscosidad y buenas características de control de la corrosión.

Igual que la perforación con espuma, el lodo aireado aumenta las presiones hidrostáticas por encima de las presiones obtenidas con la perforación con aire o niebla, y facilita la buena limpieza del pozo, resultando en velocidades de penetración que pueden ser 2 a 3 veces más altas que las que se obtienen con los sistemas de lodo convencional. La inyección de aire dentro de un lodo completamente formulado permite un buen control de revoque y de filtrado, y produce recortes de tamaño normal. Se trata de un proceso que combina lo mejor de la perforación con aire (polvo) con un sistema de lodo convencional y es ideal para perforar formaciones inestables donde la pérdida de circulación constituye un problema importante.

En cambio, la perforación con lodo aireado requiere equipos adicionales, tiene mayores velocidades de corrosión (a veces graves), puede sufrir problemas de fluctuación y surgencias intermitentes en secciones de gran diámetro, y expone el pozo a un flujo

turbulento.

Existen varios métodos diferentes para obtener lodo aireado dentro del espacio anular:

- Inyección directa de aire dentro del lodo en el tubo vertical.
- Inyección de aire dentro de la tubería parásita, cerca de la última zapata de cementación de la tubería de revestimiento.
- Inyección de aire en el microespacio anular, entre la última tubería de revestimiento y otra tubería de revestimiento no cementada, suspendida temporalmente en el pozo.

La inyección directa de aire y lodo en el tubo vertical es el método que se usa más frecuentemente.

Con la tubería parásita, la cual se introduce con la última tubería de revestimiento, se hace circular el aire a través de la tubería, dentro del flujo de lodo anular, cerca de la zapata de cementación de la tubería de revestimiento. En cambio, el lodo circula bajando por la tubería de perforación, de la manera normal. Esto resulta en un flujo de lodo aireado en el espacio anular, desde la zapata de cementación de la tubería de revestimiento hasta la superficie. Como el flujo de lodo es independiente del aire y viceversa, la aireación "parásita" es más fácil de controlar y requiere una presión de aire inferior.

La aireación parásita tiene marcadas desventajas. Éstas se centran generalmente en el tiempo adicional y los mayores costos relacionados con la introducción de la tubería, la necesidad de perforar un pozo de mayor tamaño en el intervalo anterior, y el equipo mecánico adicional requerido para lograr el control adecuado de la presión. Además, la ECD más baja que se puede lograr es más alta que la que se puede obtener con la aireación estándar, debido a la capacidad limitada de volumen de aire de la tubería y a la menor profundidad de inyección.

Con la inyección en el microespacio anular, se introduce otra tubería de revestimiento temporal dentro de la última tubería de revestimiento, y se

inyecta gas dentro del espacio anular entre las dos tuberías, mientras que se hace circular el lodo dentro de la tubería de perforación. En algunos casos, el sistema de inyección de gas microanular puede utilizar instalaciones de cabezal de pozo convencionales, lo cual permite evitar las complejidades del cabezal del pozo relacionadas con la tubería parásita. Por otra parte, puede

que sea necesario aumentar el tamaño de la tubería de revestimiento intermedia para permitir la instalación de una tubería temporal con un diámetro de paso adecuado para la sección del pozo considerada. A este fin, podría ser necesario perforar la sección anterior del pozo con un diámetro más grande del previsto y reducir la sección aireada.

Requisitos de Caudales Volumétricos de Aire

...los sistemas de aire y niebla dependen completamente del caudal para proporcionar una velocidad anular suficientemente alta para desplazar los recortes.

Del mismo modo que el flujo de una mezcla de agua/lodo en un programa de fluidos convencionales, el aire comprimido sirve para enfriar la barrena y los componentes relacionados, desplazar los recortes del fondo del pozo y transportar los recortes hasta la superficie. Mientras que los fluidos de perforación convencionales emplean viscosidad junto con la velocidad anular para limpiar el pozo, los sistemas de aire y niebla dependen completamente del caudal para proporcionar una velocidad anular suficientemente alta con el fin de desplazar los recortes. La Tabla 1 proporciona especificaciones generales para los requisitos de aire, presión y líquido de las cuatro técnicas de perforación con aire, y los equipos necesarios para satisfacer esos requisitos (las especificaciones de los equipos se describirán más adelante en este capítulo). Los caudales volumétricos de aire se miden en condiciones, temperaturas y presiones estándar, y están indicados en unidades estadounidenses, en Pies Cúbicos Estándar por Minuto (SCFM).

Sin embargo, el caudal volumétrico específico requerido para una aplicación determinada depende exclusivamente de los parámetros del pozo individual – profundidad total, velocidad de

penetración, área de la sección transversal del espacio anular (tamaño del pozo y tubería de perforación), tipo de formación, tamaño de los recortes, y si el fluido comprimible es aire o gas. El perfil del pozo también tiene un efecto apreciable sobre el volumen de aire, ya que los requisitos de los pozos de alto ángulo o horizontales son considerablemente más altos que los de los pozos verticales.

No obstante, es imprescindible determinar el volumen correcto de aire/gas en el pozo para que el sistema tenga una capacidad de levantamiento suficiente para limpiar el pozo. Se suele aceptar una velocidad anular mínima del aire de 3.000 pies/min para limpiar correctamente el pozo durante la perforación con aire (polvo). Concretamente, la capacidad de aire efectivamente requerida debería ser calculada en base al área del espacio anular donde se ha determinado que el levantamiento será más difícil. Es razonable suponer que un diseño volumétrico basado en ese criterio producirá una circulación suficiente a través del pozo para exceder la velocidad de caída de los recortes. Si no, los recortes no serán extraídos del pozo, resultando en la falta de limpieza del pozo y la disminución proporcional de la eficiencia de perforación.

Método	Aire (SCFM)	Presión (psi)	Líquido (gpm)	Equipo
Perforación con aire/polvo	1.250 – 6.000	200 – 800	Ninguno	2 – 6 compresores
Perforación con niebla	1.250 – 6.000	400 – 1.200	1 – 10	2 – 6 compresores
Perforación con espuma	400 – 1.600	400 – 1.200	10 – 100	1 compresor pequeño
Lodo aireado	500 – 1.500	600 – 1.200	100 – 400 (lodo)	1 compresor

Tabla 1: Volúmenes típicamente requeridos para la perforación con aire.

La Figura 2 muestra un ejemplo del caudal de aire/gas recomendado para limpiar un pozo correctamente. Ponerse en contacto con un supervisor de perforación con aire de M-I para la recomendación en particular del volumen de aire a usar en una aplicación específica.

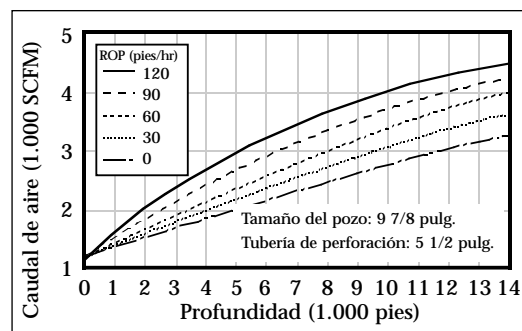


Figura 2: Ejemplo de caudal requerido para la perforación con aire (según Guo, SPE 27510).

Perfil de Presión/Velocidad

La Figura 3 ilustra los cambios de presión y velocidad durante todo el ciclo de circulación del pozo con la perforación con aire. Como se puede ver, como el aire y el gas son

comprimibles, la velocidad anular aumenta considerablemente cuando la presión disminuye y el aire se expande al circular hacia arriba en el espacio anular.

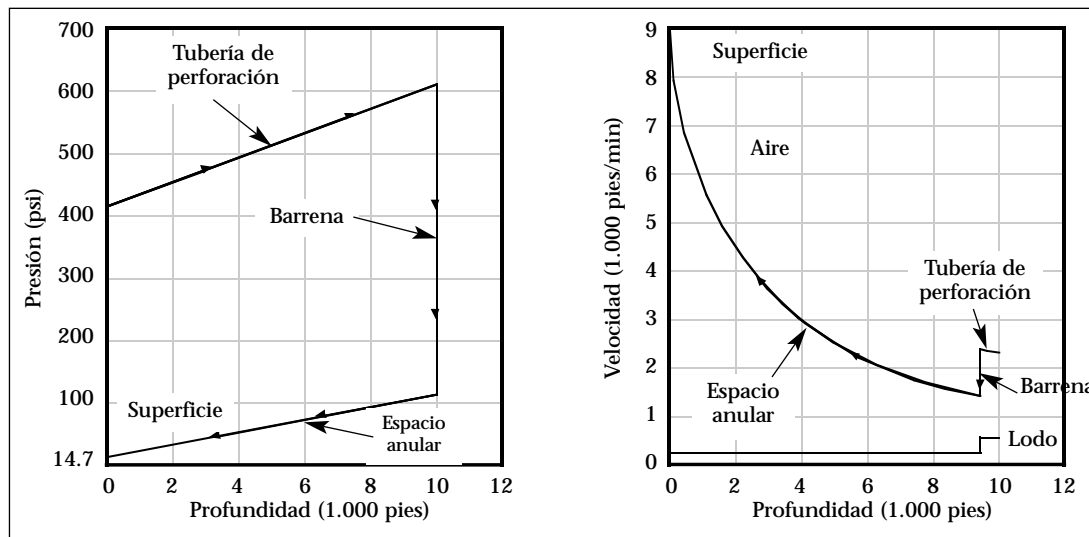


Figura 3: Cambios de presión y velocidad (según Lyons).

...los caudales volumétricos requeridos...difieren considerablemente entre un perfil vertical y un perfil horizontal.

Regímenes de Flujo

La Figura 4 muestra los diferentes regímenes de flujo cuando se cambia de la perforación con aire/gas a la perforación con lodo convencional. Como se mencionó anteriormente, los caudales volumétricos requeridos, y por lo tanto los regímenes de flujo, difieren considerablemente entre un perfil vertical y un perfil horizontal. El caudal del volumen de aire requerido para limpiar correctamente la sección lateral de los pozos direccionales u horizontales es mayor que el caudal requerido para un pozo vertical. Además, en los pozos horizontales, se recomienda perforar con neblina o espuma en vez de aire seco, porque esto eliminará los recortes y enfriará la barrena con mayor eficiencia.

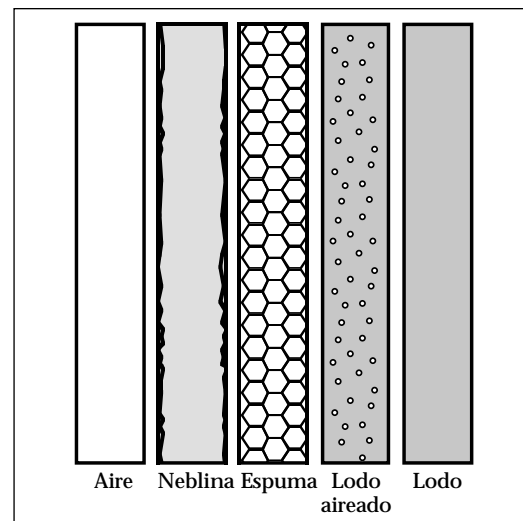


Figura 4: Regímenes de flujo para la perforación con aire.

Incendios de Fondo

El riesgo de incendios y explosiones en el fondo del pozo es un fuerte motivo de preocupación durante la perforación con aire (polvo). Durante la perforación con aire (polvo), los incendios de fondo pueden ocurrir cuando una mezcla combustible de gas o aceite encuentra una temperatura y presión suficiente para causar la ignición. Las presiones anulares aumentan cuando se forma un anillo de lodo, y cualesquier chispas o temperaturas elevadas en el fondo del pozo pueden causar la ignición. La perforación con niebla reduce las posibilidades de que se forme un anillo de lodo, y por lo tanto las combustiones en el fondo del pozo.

La ignición suele ocurrir cuando la relación de gas a aire excede 5 a 15% de metano con un contenido de oxígeno mayor que 5%...

La ignición suele ocurrir cuando la relación de gas a aire excede 5 a 15% de metano con un contenido de oxígeno mayor que 5%, como lo muestra la Figura 5. Chispas pueden formarse cuando los insertos de barrena de carburo de tungsteno, los portamechas y las juntas de tubería chocan contra las paredes del pozo durante la perforación de arenas cuarcíticas duras. Incluso la fricción o el flujo de aire a través de un pequeño agujero (200 a 400 psi) en la tubería de perforación puede generar suficiente calor para causar un punto caliente. Tal como las chispas en el

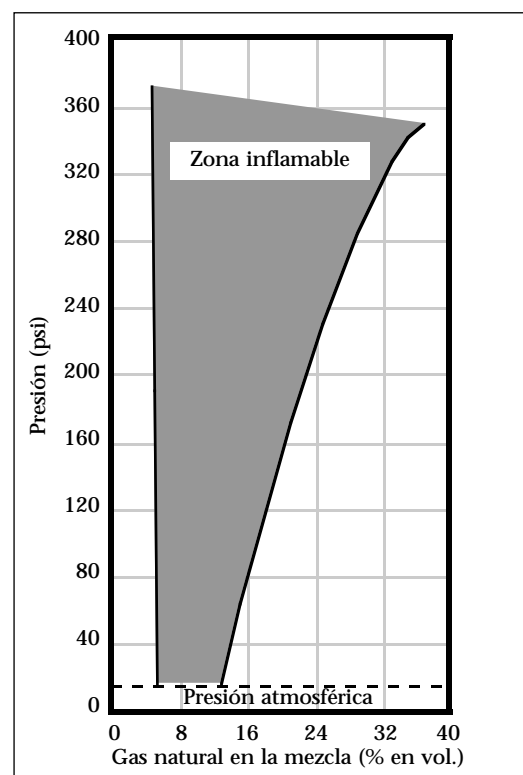


Figura 5: Rango de inflamabilidad, efecto de la concentración y presión de gas.

fondo del pozo, este punto caliente puede causar la ignición si hay presente una mezcla carburante (combustible-aire) apropiada.

Equipos

**...los
cabezales de
perforación
rotatorios son
desviadores y
no
Preventores de
Reventones.**

**Los
compresores
usados para
la perforación
con aire
(polvo)
siempre
deberían tener
medidores de
orificio...**

Las Figuras 6 y 7 muestran una configuración típica del equipo de superficie requerido para una operación de perforación con aire. A continuación se proporciona una breve descripción de los equipos de aire/gas adicionales que están disponibles para proporcionar, mantener y monitorear el caudal volumétrico de aire necesario para los cuatro tipos de perforación con aire.

COMPRESORES

Los compresores deben ser portátiles, pero deben proporcionar volúmenes de aire adecuados. Actualmente, los compresores de gran capacidad más comunes que se usan para la perforación con aire (polvo) son los compresores volumétricos de pistón o las unidades multigraduales de tornillo de cavidad progresiva rellena de aceite. El rendimiento depende de la altitud o de la presión, temperatura y humedad ambientes. La capacidad declarada de los compresores se mide en condiciones estándar (presión ambiente al nivel del mar y 60°F). Los compresores usados para la perforación con aire (polvo) siempre deberían tener medidores de orificio para monitorear continuamente la presión y el volumen de aire durante la perforación. Esto asegura que se logre

la limpieza adecuada del pozo y que las condiciones del fondo del pozo pueden ser observadas (anillos de lodo y socavamientos).

CABEZALES ROTATORIOS

Se requiere un cabezal de perforación rotatorio para obturar el espacio anular en la superficie y desviar el aire, los recortes y el gas y los líquidos producidos a través de la línea de desalojo y lejos del equipo de perforación. Debe recalarse que los cabezales de perforación rotatorios son desviadores y no Preventores de Reventones (BOPs). Estos cabezales tienen empacaduras rotatorias de caucho elastomérico que pueden desgastarse y que deben ser reemplazadas periódicamente; por lo tanto será necesario cerrar los BOPs para controlar el pozo durante el mantenimiento del cabezal rotatorio.

GENERADORES DE NITRÓGENO

Se prefiere un gas inerte como el nitrógeno al aire ambiente para evitar incendios en el fondo del pozo y limitar la corrosión. Aunque el nitrógeno líquido sea usado ocasionalmente, ahora se están usando separadores con membrana de filtro molecular desarrollados más recientemente, para

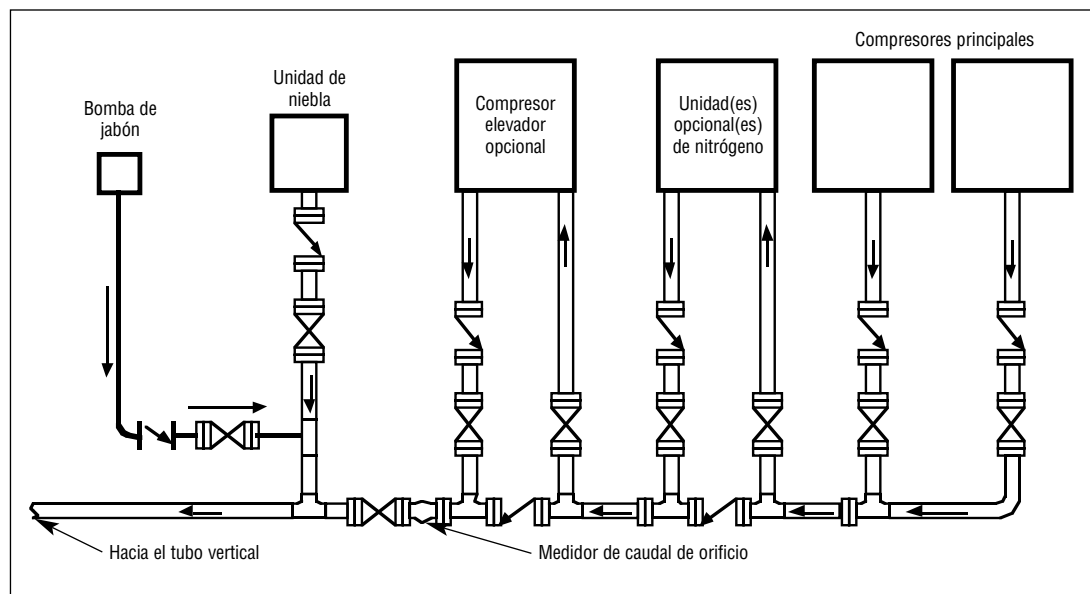


Figura 6: Configuración típica del equipo de perforación con aire.

Los martillos y las barrenas de impacto de movimiento alternativo de alta velocidad... pueden reducir los costos de perforación hasta en 80%.

proporcionar la generación continua de nitrógeno en la locación. Estas unidades de nitrógeno suponen mayores gastos y requieren el suministro de una capacidad adicional de aire para producir el caudal de nitrógeno necesario para la perforación.

BOMBA DE NIEBLA O AGENTE ESPUMANTE

Se usa una pequeña bomba medidora de líquidos o una pequeña bomba triplex de líquidos para inyectar agente espumante o agua a fin de obtener una niebla jabonosa. Esta bomba puede ser ajustada de 1 a 10 gpm para la perforación con niebla. Puede que sea necesario mezclar y bombear otros productos químicos tales como los inhibidores de corrosión, con equipos similares. Para la perforación con espuma, la bomba debe tener una mayor capacidad comprendida entre 25 y 100 gpm, según el tamaño del pozo y el volumen de aire utilizado.

MARTILLOS Y BARRENAS NEUMÁTICOS

Los martillos neumáticos son martillos neumáticos de percusión accionados por la presión de aire. Estos martillos y barrenas neumáticos ofrecen excelentes velocidades de penetración en rocas duras, y son especialmente ventajosos porque permiten mantener la integridad de los perfiles en las zonas donde los pozos curvos son comunes. Los recientes avances realizados en revestimientos policristalinos con micropartículas de diamantes han permitido colocar un revestimiento curvado de micropartículas de diamante en los insertos de carburo de tungsteno de las barrenas de percusión, lo cual aumenta considerablemente la vida útil de la barrena. Los martillos y las barrenas de impacto de movimiento alternativo de alta velocidad perforan por impacto (triturando la roca), y según el caso, pueden reducir los costos de perforación hasta en 80%.

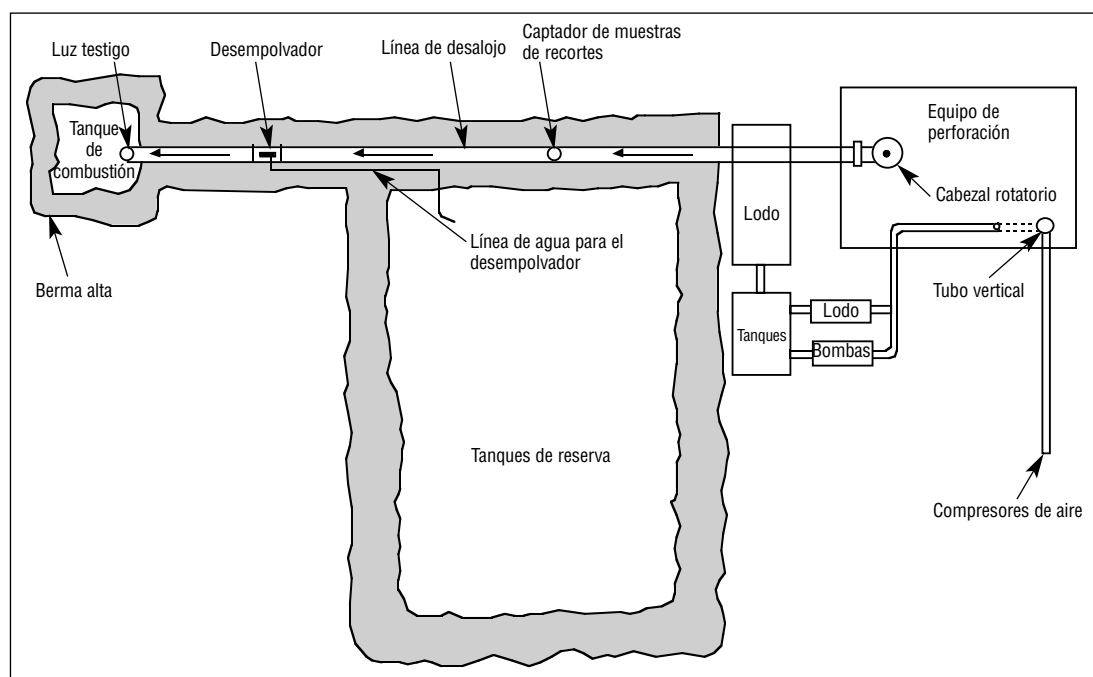


Figura 7: Configuración típica del equipo de perforación para la perforación con aire.

Perforación en Aguas Profundas

La selección y aplicación del fluido correcto es uno de los factores claves...

El potencial de la exploración y producción en aguas profundas es considerable en muchas locaciones costafuera por todo el mundo. En general, la perforación en aguas profundas tiene un mayor grado de dificultad que la perforación convencional, y presenta muchos retos operacionales. Los recientes avances tecnológicos han motivado la expansión actual de la perforación y producción en aguas profundas, y la tendencia alrededor del mundo sigue siendo hacia aguas más profundas. La selección y aplicación del fluido correcto es uno de los factores claves para la perforación exitosa en aguas profundas.

Cuando se usa el término “aguas profundas” para describir la perforación y producción, puede significar varias cosas. Sin embargo, a los efectos de este capítulo, este término se refiere a los pozos perforados en profundidades de agua mayores que 1.500 pies. Estos pozos se caracterizan por el uso de equipos de perforación flotantes, posicionados dinámicamente o anclados por cadenas, del tipo de plataformas semisumergibles o buques de perforación, que usan cabezales de pozo submarinos y largos sistemas de riser (ver la Figura 1). Los pozos son perforados en formaciones más recientes que tienen perfiles de gradiente de fractura a presión poral más estrechos, requieren un mayor número de tuberías de perforación y generan mayores costos de operación. Debido a los altos costos diarios de operación, la selección del fluido de perforación correcto es crítica. Si se

logra mejorar el rendimiento, los mayores costos del fluido de perforación estarán justificados, ya que producirán ahorros globales.

Muchos de los temas descritos en este capítulo serán aplicables a cualquier pozo para el cual se necesite un equipo de perforación que use un cabezal de pozo y un sistema de riser submarinos. Las dificultades relacionadas con la perforación, completación y producción de estos tipos de pozos exige un diseño minucioso de los sistemas de fluidos. Una lista de los factores y las consideraciones relacionadas con el diseño de los sistemas de fluidos incluye:

- Hidratos de gas.
- Geología/formaciones reactivas.
- Presión poral y bajos gradientes de fractura.
- Volúmenes del riser/diseño/logística de pozo con tubería de revestimiento grande.
- Pérdida de circulación.
- Temperaturas bajas de la línea de flujo.
- Limpieza del pozo.
- Control del pozo.
- Altos costos diarios del equipo de perforación.

El diseño y la aplicación del sistema de fluido correcto requieren la evaluación de cada uno de estos factores con respecto a su impacto sobre el proyecto en aguas profundas. No todos los pozos en aguas profundas presentarán todos los factores indicados anteriormente, pero muchos de éstos estarán presentes. Este capítulo describe a cada uno de estos factores.

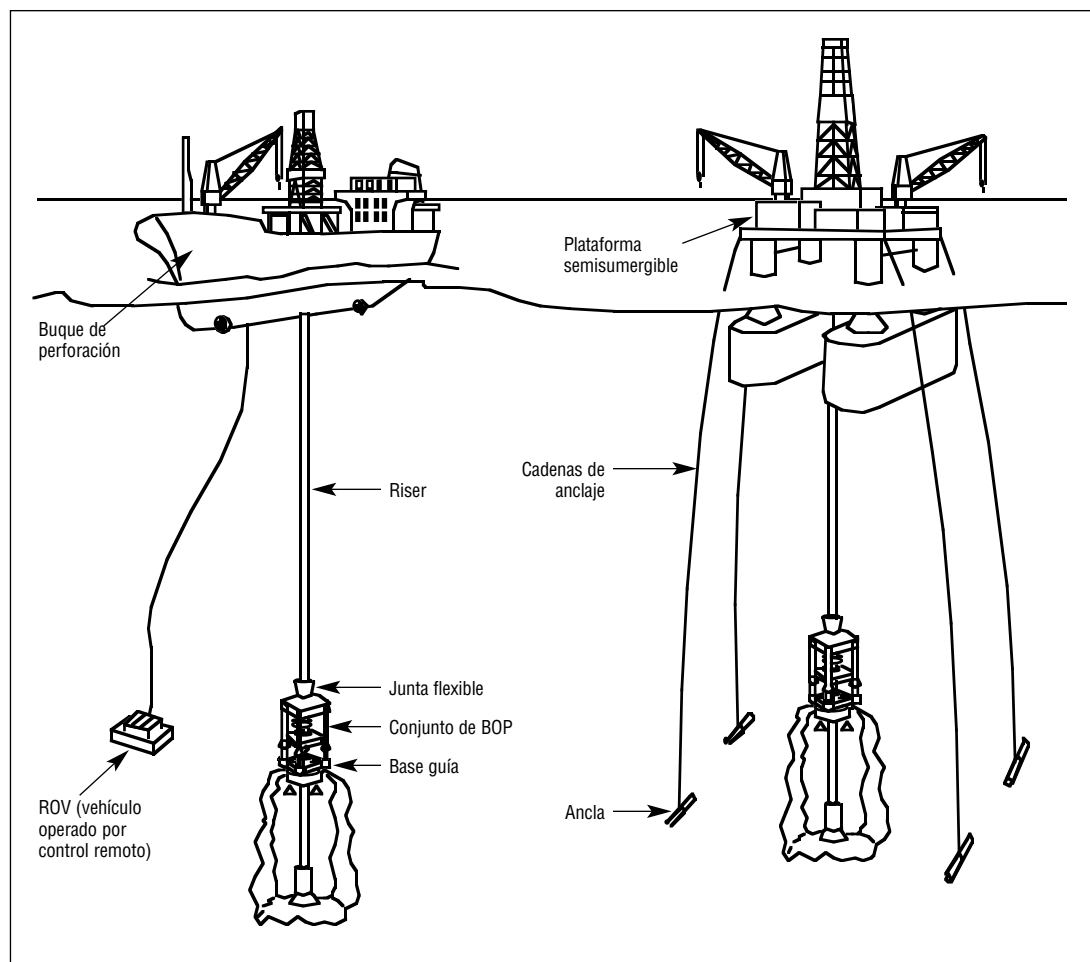


Figura 1: Ilustración de los equipos de perforación en aguas profundas.

Generalidades

...las plataformas semisumergibles y los buques de perforación son los tipos básicos de equipos de perforación usados para perforar en aguas profundas.

El riser es un sistema de tuberías que conectan el flujo de lodo desde el pozo hasta el equipo de perforación...

Antes de describir los retos de la perforación en agua profundas, se requiere lograr un entendimiento básico de los equipos de perforación y aparejos usados para perforar estos pozos.

Como se mencionó anteriormente, las plataformas semisumergibles y los buques de perforación son los tipos básicos de equipos de perforación usados para perforar en aguas profundas. Las profundidades de operación para los buques de perforación pueden variar de cientos de pies a más de 10.000 pies. En general, los buques de perforación son usados para perforar en las aguas más profundas y en las locaciones más remotas. Una vez que los pozos descubridores en aguas profundas han sido perforados, se suele usar plataformas y equipos de perforación fijos o flotantes especialmente diseñados para desarrollar y producir estos pozos. En general, las plataformas semisumergibles se limitan a profundidades de agua de 6.500 pies o menos.

Las plataformas semisumergibles y los buques de perforación tienen una característica en común: son plataformas flotantes de perforación que suben y bajan debido a la acción de las mareas y de las olas. Estos equipos de perforación tienen compensadores de movimiento que atenúan la acción de las olas y permiten mantener constante el peso aplicado sobre el riser. Los Preventores de Reventones (BOPs) son instalados sobre el fondo marino y conectados al equipo de perforación por un sistema de riser. El riser es un sistema de tuberías que conectan el flujo de lodo desde el pozo hasta el equipo de perforación ubicado en la superficie. Además, el sistema de riser incluye líneas redundantes de estrangular y matar, y generalmente una línea dedicada de circulación de lodo para permitir una mayor velocidad anular en el riser de gran diámetro a fin de mejorar la limpieza del pozo.

En aguas de poca profundidad a profundidad media, estos equipos de perforación están amarrados a anclas ubicadas en el fondo marino. En profundidades de agua extremas, se usa un sistema de posicionamiento dinámico con hélices propulsoras para mantener el equipo de perforación encima de la locación, sin que sea necesario usar líneas de amarre y

anclas. El posicionamiento dinámico, a veces llamado mantenimiento dinámico de la posición, es más común en los buques de perforación y las plataformas semisumergibles de aguas ultra-profundas.

Típicamente, se usa una señal acústica con sonar y un Vehículo Operado por Control Remoto (ROV) con video para posicionar el equipo de perforación y conectar el riser al conjunto de BOP submarino. El riser debe ser sostenido por el equipo de perforación para impedir que la presión hidrostática del agua y el peso del riser causen el colapso (pandeo) del riser, de la misma manera que se introduce la columna de perforación bajo tensión para prevenir el pandeo. Por lo tanto, el riser debe ser sometido a una tensión mientras que está conectado. Se suele revestir el riser con una camisa de espuma para aumentar su flotabilidad y reducir la carga sobre el equipo de perforación. El riser tiene una junta flexible en la parte superior para permitir el movimiento causado por las olas, y conexiones giratorias con unión esférica arriba y abajo, para permitir el movimiento angular.

El conjunto de BOP submarino está unificado con doble redundancia y puede quedar instalado en el fondo marino, aun cuando se desconecta y se recupera el riser. La mayoría de los risers tienen por lo menos cuatro líneas separadas de estrangular y matar que pueden ser activadas, si es necesario. Los equipos de perforación flotantes tienen sistemas desviadores de reventones, además de las líneas de estrangular y matar y de los conjuntos de BOP submarinos. Los sistemas desviadores se usan para manejar las situaciones de control de pozo en intervalos poco profundos y las situaciones incontrolables. Estos sistemas “desvían” el flujo de fluidos, alejándolo del cuerpo principal del equipo de perforación.

En los casos de control de pozo en intervalos poco profundos, el gradiente de fractura es demasiado bajo para la presión de cierre del amago, y causará un reventón subterráneo. El sistema desviador permite que el gas y los fluidos suban por el pozo y a través de las tuberías superficiales, hacia un lugar seguro donde serán descargados. Los sistemas desviadores están expuestos a una erosión extrema causada por la arena y pueden desgastarse rápidamente.

Sistemas de Lodo

Muchos sistemas diferentes de lodo pueden y han sido usados en las aplicaciones de aguas profundas. Éstos varían de sistemas simples como lodos de lignosulfonato base agua salada a lodos sintéticos de alto rendimiento aprobados desde el punto de vista ambiental. Los sistemas de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)/20% de sal, tal como el sistema POLY-PLUS®, son indudablemente los sistemas base agua más usados. Los fluidos sintéticos de baja viscosidad, tal como el sistema NOVAPLUS®, se usan cada vez más para la perforación en aguas profundas. Estos sintéticos gozan de una popularidad cada vez mayor debido al mayor rendimiento de la perforación y a la mejor estabilidad del pozo que proporcionan, en comparación con los fluidos base agua. El gas natural, el CO₂ y el H₂S son muy solubles en aceite diesel, aceite mineral y fluidos sintéticos. La solubilidad del gas y su efecto sobre la detección de amagos y el

control del pozo deberían ser considerados para todos los pozos en aguas profundas. Los sistemas sintéticos son costosos y no se recomiendan para zonas que tienen altas posibilidades de pérdida de circulación. Cabe reiterar que la selección apropiada y el diseño correcto del fluido de perforación dependen de la consideración de los factores más importantes para un proyecto determinado en aguas profundas, así como de las preocupaciones y preferencias del cliente. Con los avances tecnológicos, nuevos sistemas de lodo serán sin duda desarrollados y superarán a los sistemas actuales en lo que se refiere al tratamiento de las cuestiones relacionadas con aguas profundas. Las cuestiones específicas concernientes a los sistemas de lodo serán tratadas con respecto a los factores relacionados con la perforación en aguas profundas que se describen a continuación.

Hidratos de Gas

Los hidratos de gas son una mezcla de gas y agua “parecida al hielo”.

Los hidratos de gas constituyen un motivo clave de preocupación para los operadores que perforan en aguas profundas. Los hidratos de gas son una mezcla de gas y agua “parecida al hielo”. A la presión atmosférica, el agua dulce se congela a 32°F (0°C). A presiones elevadas, los hidratos de gas se forman a temperaturas moderadas – incluso a la temperatura ambiente. Los hidratos de gas existen naturalmente en el permafrost (hielo permanente) ártico y en depósitos del lecho marino en aguas profundas, generalmente a profundidades mayores que 800 pies. Existen naturalmente en el Golfo de México, a profundidades de sólo 1.750 pies y a una temperatura de 45°F (7,2°C). Un pie cúbico de hidratos de gas puede contener 170 pies³ de gas natural. Los hidratos de gas de origen natural pueden causar problemas de control de pozo al ser perforados, pero la formación de hidratos de gas en el fluido de perforación presenta un

problema más grave de control de pozo en situaciones de aguas profundas.

Los hidratos de gas pueden formarse en lodos de perforación de baja salinidad, en condiciones de presión/temperatura tan moderadas como 480 psi y 45°F (7,2°C), las cuales se encuentran comúnmente durante el control de amagos en aguas profundas. Durante las situaciones de control de pozo, los hidratos pueden obturar los risers, las líneas de BOP y las líneas de estrangular y matar, afectando el control eficaz del pozo. Aunque los casos reportados de hidratos de gas sean pocos, el riesgo de perder la capacidad de operar correctamente el equipo de BOP siempre está presente. Por este motivo, todos los sistemas de lodo de aguas profundas deben ser formulados para eliminar la formación de hidratos de gas.

El aumento de la salinidad de los lodos base agua es el método que se suele usar para eliminar los hidratos. El

Los sistemas de aceite diesel, aceite mineral y sintético proporcionan una excelente eliminación de hidratos.

sistema estándar de lodo base agua para aguas profundas usa 20% en peso de sal para inhibir los hidratos de gas. Al aumentar la salinidad de un sistema de lodo base agua, se reduce la temperatura a la cual los hidratos de gas pueden formarse a una presión determinada. La cantidad de sal requerida depende de la presión hidrostática y de la presión estática del pozo cerrado, así como de la temperatura del fondo oceánico. Los lodos con veinte por ciento de gas no son suficientes para la perforación en aguas ultra-profundas o árticas. A presiones más altas y temperaturas más frías, se recomienda usar una combinación de sal y glicerol o glicol soluble en agua, para mejorar la inhibición. M-I ha identificado muchos factores que afectan la formación de hidratos de gas. El grupo de servicios técnicos de la compañía puede ayudar a determinar una formulación adecuada para eliminar los hidratos en un pozo determinado.

Los sistemas de aceite diesel, aceite mineral y sintético proporcionan una excelente eliminación de hidratos. Esta inhibición resulta de la cantidad limitada de agua que contienen y del hecho que la fase acuosa suele tener una alta concentración (>25% en peso) de cloruro de calcio. El gas natural, el CO₂ y el H₂S son muy solubles en aceite diesel, aceite mineral y fluidos sintéticos. En realidad, esta solubilidad aumenta el área de contacto con la fase emulsionada de la salmuera y aceleraría la formación de hidratos de gas, si no fuera por la salinidad elevada. La solubilidad del gas y su efecto sobre la detección de amagos y el control de pozo deberían ser considerados para todos los pozos en aguas profundas. Estos sistemas son atractivos para la perforación en aguas profundas, porque también proporcionan excelentes características de inhibición de lutitas y lubricidad. Estos sistemas son costosos y no se recomiendan para zonas que tienen altas probabilidades de pérdida de circulación.

Geología/Formaciones Reactivas

La geología de la perforación en aguas profundas es diferente de la geología en tierra y en aguas poco profundas. Por ejemplo, las formaciones son relativamente recientes y muy reactivas. Las arcillas y los limos no han sido alterados por temperaturas o presiones extremas y no están muy deshidratados. Las arenas son generalmente no consolidadas y no han sido compactadas. Las formaciones de arcillas poco profundas, llamadas gumbo, son muy blandas y pegajosas. Los recortes de estas formaciones pueden causar el empaquetamiento del pozo, líneas de flujo taponadas, y Velocidades de Penetración (ROPs) reducidas. El mecanismo que causa estos problemas es tanto mecánico (formación de ranuras por los estabilizadores) como química (hidratación). Además, las arcillas recientes contienen altos volúmenes de agua y pueden ser extremadamente pegajosas y problemáticas, independientemente del grado de inhibición. El

hinchamiento y la dispersión de las lutitas reactivas deben ser tratados cuando se perfora en aguas profundas. Los sistemas base sintético, aceite diesel, aceite mineral, PHPA, cloruro mejorado y lignosulfonato han sido usados en aplicaciones de aguas profundas. Los lodos base sintético y aceite proporcionan una inhibición excelente, eliminando prácticamente todos los problemas relacionados con el gumbo (debido a la humectación por aceite de las superficies pegajosas), y proporcionan buenas características de lubricidad y eliminación de hidratos de gas. Los sistemas base agua requieren aditivos para aumentar su rendimiento y minimizar los problemas relacionados con el gumbo blando y pegajoso, y para la inhibición de hidratos. A pesar de eso, los sistemas de lodo base agua cuestan menos y pueden constituir el sistema preferido cuando hay motivos de preocupación debido a bajos gradientes de fractura y a la pérdida de circulación.

Presión Poral y Bajos Gradientes de Fractura

Las presiones de surgencia, pistoneo y ECD son una de las principales causas de preocupación...

...los pozos perforados en aguas profundas requieren risers largos y tuberías de revestimiento de gran diámetro.

La perforación en aguas profundas se enfrenta a retos, debido a que las presiones porales y los gradientes de fractura de la formación a pequeñas profundidades son casi iguales. Para las aplicaciones en aguas profundas, el gradiente de fractura y la presión poral equivalente disminuyen cuando la profundidad de agua aumenta. A profundidades extremas de agua (± 10.000 pies), estos valores bajos de gradiente de fractura (debido a la falta de sobrecarga) y presión poral equivalente hacen que la perforación sea poco práctica, incluso si se usa lodo no densificado, porque las pérdidas de presión anular aumentan la Densidad Equivalente de Circulación (ECD). Se han propuesto muchos esquemas para aliviar la densidad de la columna de lodo en el riser para estas situaciones de aguas ultra-profundas. En aguas profundas normales (1.5000 a 5.000 pies), los bajos gradientes de fractura complican las situaciones de control de pozo, ya que el asiento de la zapata no soportará una presión alta de cierre de la tubería de revestimiento. El pozo típico en aguas profundas usa

frecuentes tuberías de revestimiento poco profundas para sellar las formaciones de bajo gradiente de fractura. Los bajos gradientes de fractura también presentan problemas de pérdida de circulación causados por las presiones de surgencia y pistoneo. Esto ocurre especialmente con los sistemas base sintético, aceite mineral y aceite diesel, los cuales son comprimibles y tienden a reducir los gradientes de fractura admisibles. Las presiones de surgencia, pistoneo y ECD son una de las principales causas de preocupación para todas las operaciones de perforación en aguas profundas, especialmente durante la introducción y cementación de la tubería de revestimiento. Es muy importante entender los efectos de la temperatura y la presión sobre la hidráulica y la reología de fluido de perforación en las aplicaciones de aguas profundas. Las temperaturas bajas del agua y las temperaturas bajas resultantes del riser pueden causar una reología elevada del fluido y altas presiones de surgencia y pistoneo.

Volúmenes del Riser/Tubería de Revestimiento de Gran Tamaño/Logística

Como se mencionó anteriormente, los pozos perforados en aguas profundas requieren risers largos y tuberías de revestimiento de gran diámetro. El riser, la tubería de revestimiento de gran diámetro y los pozos de gran tamaño requieren grandes volúmenes del sistema de lodo. Un riser con un DI de 20 pulg. en 2.500 pies de agua tiene un volumen de 972 bbl. No es raro que una operación de perforación en aguas profundas tenga un sistema de circulación de 4.000 bbl o más. Estos sistemas grandes requieren cantidades proporcionalmente más grandes de aditivos de lodo para el mantenimiento y el tratamiento.

Las cantidades de aditivos

requeridas y los límites impuestos por el espacio disponible y las cargas en las cubiertas hacen que el manejo de las existencias sea crítico. Debido a la distancia entre estos pozos y las instalaciones portuarias, y a la logística relacionada con las operaciones costafuera, la entrega de los materiales de lodo al pozo puede llevar mucho tiempo. Otras condiciones, como la disponibilidad de los barcos de trabajo y las condiciones oceánicas, pueden demorar aún más el tiempo de entrega. Por último, las existencias mínimas requeridas no pueden ser calculadas exclusivamente en base al consumo del día anterior. Los cambios de las condiciones y de los

Un sistema de manejo de productos a granel debería ser considerado como opción para otros productos...

requisitos del tratamiento deben ser anticipados.

Otros tipos de envasado de productos deberían ser considerados. En muchos casos, la entrega de productos premezclados en forma líquida o a granel puede ser beneficiosa. Por ejemplo, se requiere sal para los sistemas base agua que suelen ser usados en aguas profundas. La entrega a granel o en sacos grandes ("big-bag") de 1 tonelada proporciona mayor flexibilidad para las adiciones, el almacenamiento y el transporte de los productos. En vez de ser entregada en sacos o a granel, la sal también está disponible en forma de salmuera. Muchos equipos de perforación flotantes tienen una capacidad de almacenamiento de líquidos que puede ser usada para almacenar la salmuera, dejando espacio en las cubiertas para otros productos.

Un sistema de manejo de productos a

granel debería ser considerado como opción para otros productos, a fin de simplificar la logística, reducir los desechos de productos y reducir la eliminación de recipientes. Aunque estos sistemas requieran modificaciones del equipo de perforación, los ahorros potenciales que pueden proporcionar son considerables para las operaciones en aguas profundas de costo elevado. El uso de un sistema computarizado de monitoreo y adiciones de productos pueden hacer que estos sistemas sean muy eficaces para obtener un sistema de lodo tratado de manera uniforme.

Se requieren cálculos correctos del consumo de materiales y una planificación adecuada del abastecimiento de productos para que el proyecto sea exitoso. Igual que todas las cuestiones descritas en este capítulo, estos factores son parte integrante del sistema total de perforación en aguas profundas.

Pérdida de Circulación

El riesgo de pérdida de circulación es especialmente importante cuando los operadores tratan de colocar la tubería de revestimiento a mayor profundidad.

La pérdida de circulación siempre constituye un problema potencial y un motivo de preocupación cuando se perfora en aguas profundas. Esto se debe a la pequeña diferencia entre la presión poral y el gradiente de fractura, y al efecto de las pérdidas de presión anular. Considerando que los costos totales de perforación pueden exceder 10.000 US\$/hora (1997), cualquier demora en la perforación, tal como el tiempo requerido para tratar la pérdida de circulación, puede aumentar considerablemente los costos del pozo. Durante la perforación en aguas profundas, cuando se usa un riser largo para conectar los BOPs del fondo oceánico, la pérdida de circulación presenta problemas únicos que no se producen cuando se perfora con BOPs montados en la superficie. Si se produce una pérdida total de circulación y el nivel de lodo en el riser disminuye, la presión hidrostática del agua del mar puede colapsar y dañar el riser.

La pérdida de circulación causada por formaciones débiles o porosas y bajos gradientes de fractura es característica

de los proyectos de perforación en aguas profundas. Las velocidades de viaje, las velocidades de perforación, las densidades equivalentes de circulación, la viscosidad del fluido y la densidad del lodo deben ser manejadas correctamente para prevenir la pérdida de circulación. El riesgo de pérdida de circulación es especialmente importante cuando los operadores tratan de colocar la tubería de revestimiento a mayor profundidad. Esta práctica es común cuando se produce algún incidente imprevisto en la perforación que requiere colocar la tubería de revestimiento a niveles menos profundos y gradientes de fractura más bajos de lo previsto. Para alcanzar la profundidad y el gradiente de fractura previstos para la siguiente tubería de revestimiento, los operadores a veces deben perforar con un margen reducido entre el peso del lodo y el gradiente de fractura. Esto se hace para que la profundidad total del pozo pueda ser alcanzada con el tamaño previsto de tubería de revestimiento. Esta práctica presenta un riesgo elevado de pérdida

La mayoría de los materiales de pérdida de circulación son compatibles con lodos base agua...

Los datos del viscosímetro pueden ser usados...para construir un perfil reológico del pozo...

de circulación. El peso de lodo requerido para perforar hasta la siguiente profundidad planeada de la tubería de revestimiento puede exceder el gradiente de fractura en la zapata de la tubería de revestimiento anterior, y causar la pérdida de circulación.

La optimización de la operación de perforación y de las propiedades del fluido de perforación puede ser el factor determinante que permita prevenir la pérdida de circulación y lograr la profundidad total (TD) planeada. Las presiones de pistoneo y surgencia deberían ser calculadas antes de realizar los viajes para determinar las velocidades máximas seguras de viaje. Los programas de modelación de hidráulica deberían ser usados para evaluar los efectos sobre la densidad equivalente de circulación de factores como la velocidad de bombeo, velocidad de perforación, geometría del pozo, limpieza del pozo, reología y densidad del lodo. Podría ser necesario ajustar estos parámetros para prevenir la pérdida de circulación. Cuando se perfora con sistemas de lodo base aceite o sintético, el programa VIRTUAL HYDRAULICS® de M-I debería ser usado para analizar los efectos de las temperaturas y presiones de fondo sobre la reología, la ECD y la densidad.

El tipo y la concentración de material de pérdida de circulación que se usará

serán determinados por el tipo de zona de pérdida, la compatibilidad con el sistema de lodo, y el equipo de perforación usado. La mayoría de los materiales de pérdida de circulación son compatibles con lodos base agua, pero algunos no son compatibles con fluidos base aceite y sintéticos. Los materiales fibrosos de celulosa como el papel, la corteza desmenuzada o los materiales agrícolas molidos, absorben la fase líquida del lodo y aumentan la viscosidad. El carbonato de calcio, la mica, el grafito granular y las cáscaras de nueces son generalmente aceptables en los lodos base aceite y sintético. El material de pérdida de circulación no debe taponar los equipos de fondo como las herramientas de MWD y LWD, los motores de fondo y las pequeñas toberas. Antes de ser añadidos al sistema de lodo, los materiales de pérdida de circulación propuestos y sus concentraciones deberían ser revisados por el operador del equipo para determinar si son aceptables. Los equipos taponados requieren viajes adicionales y mayores costos, además del problema de pérdida de circulación. En la práctica, los factores limitantes de los materiales de pérdida de circulación deberían ser examinados durante la fase de planificación del pozo y confirmados en el pozo antes de que surja algún problema.

Temperaturas Bajas de la Línea de Flujo

Como se explicó anteriormente, la temperatura del agua disminuye con la profundidad. Los risers largos rodeados por agua del mar fría producirán temperaturas del lodo mucho más frías y viscosidades más altas en el riser y en la línea de flujo. El aumento de viscosidad causado por la temperatura, especialmente en los lodos base aceite y sintético, puede limitar el tamaño de las mallas de la zaranda – que se pueden usar sin perder lodo – a entramados relativamente grandes. Muchas veces se cae en la tentación de tratar el sistema de lodo para reducir la viscosidad en la línea de flujo, pero esto se debería evitar ya que reducirá la

limpieza del pozo en el riser. Haciendo circular una tercera bomba de lodo “reforzadora” en el riser, se puede limitar la cantidad de enfriamiento que ocurre dentro de éste. Se puede usar un viscosímetro ATAP Fann de Modelo 70 para obtener un perfil más exacto de los efectos de las temperaturas frías y calientes y de las presiones sobre un lodo determinado. Los datos del viscosímetro pueden ser usados con el programa VIRTUAL HYDRAULICS de M-I para construir un perfil reológico del pozo para un sistema de lodo en un pozo determinado.

La limpieza del pozo es un factor crítico para la perforación en aguas profundas.

Limpieza del Pozo

La limpieza del pozo es un factor crítico para la perforación en aguas profundas. La falta de limpieza del pozo o riser puede causar la pérdida de circulación, camas de recortes, el empaquetamiento del pozo y la pega de la tubería. Debido a estos factores, es imprescindible planear y monitorear la limpieza del pozo. La reología del lodo, el caudal y la velocidad de penetración deben ser considerados y comparados para lograr una limpieza apropiada del pozo. El análisis de la hidráulica debería incluir cálculos de la densidad equivalente de circulación y del efecto de las concentraciones de recortes sobre la ECD. Altas ECDs causadas por la falta de limpieza del pozo o una ROP excesiva, unidas a bajos gradientes de fractura en los ambientes de aguas profundas, crean una fórmula para la pérdida de circulación. La reología a muy baja velocidad de corte del lodo es crítica para la limpieza del pozo. Debería ser monitoreada y ajustada para producir la limpieza del pozo requerida para el perfil de pozo planeado. La limpieza del pozo aún puede ser problemática cuando se optimiza la

reología del lodo en términos de capacidad de transporte (i.e.: baja velocidad de caída), a menos que se use una velocidad de circulación adecuada y buenas prácticas de perforación. La alta ROP y los bajos caudales pueden generar recortes más rápidamente que la velocidad a la cual éstos pueden ser extraídos del pozo. Después de optimizar la reología del lodo, podría ser necesario controlar la ROP y/o aumentar el caudal para mantener el pozo limpio. Podría ser difícil limpiar el riser, aún cuando todos los parámetros para limpiar el pozo son correctos. Muchas veces se usa una tercera bomba de lodo “reforzadora” para bombear dentro de una línea dedicada reforzadora del riser a fin de proporcionar un caudal y una velocidad suficientes para limpiar el riser. La acumulación de recortes en el riser o en el conjunto de BOP submarino puede causar demoras costosas para el equipo de perforación, cuando las pruebas de los BOPs fallan, o para la circulación de los recortes fuera del riser, o cuando se saca el riser y el conjunto de BOP submarino para limpiarlos y repararlos.

Control del Pozo

Se usan sistemas desviadores para controlar los amagos de zonas de gas poco profundas.

El gradiente de fractura bajo que es común en los pozos perforados en aguas profundas no permite altas presiones de cierre de la tubería de revestimiento, especialmente en los intervalos poco profundos. La alta presión de cierre de la tubería de revestimiento en intervalos poco profundos podría causar un reventón subterráneo. Se usan sistemas desviadores para controlar los amagos de zonas de gas poco profundas.

El riser complica las situaciones de control del pozo. Se trata de una tubería que tiene una presión relativamente baja y que no está diseñada para contener presiones elevadas. En las situaciones de control del pozo, se circula alrededor del riser con el equipo de BOP submarino, y se

hace circular el pozo bajando en la tubería de perforación, subiendo por el espacio anular, pasando a través de los BOPs y subiendo por la línea de estrangular paralela al riser, hasta llegar al estrangulador, el cual está ubicado en la cubierta del equipo de perforación flotante.

Las líneas largas de estrangular y matar requieren que se modifique el procedimiento típico de matar utilizando BOP. Las líneas de estrangular de diámetro pequeño tienen altas pérdidas de presión que imponen una contrapresión sobre la columna de lodo y la formación. La presión inicial de la tubería de revestimiento (presión en el estrangulador) debe reducirse en una presión igual a la Pérdida de Presión en

Cualquier sistema o proceso de fluidos de perforación que pueda ayudar a reducir el tiempo requerido para lograr los objetivos del operador debería ser considerado...

la Línea de Estrangular (CPL). Si no se hace esto, la presión de fondo resultante puede ser mucho más alta que la presión necesaria para controlar el amago y puede causar un reventón subterráneo. Dos o más líneas de estrangular pueden ser usadas simultáneamente para reducir la CPL, la cual debe ser deducida de la Presión de Cierre de la Tubería de Revestimiento (SICP) inicial.

Si se produce un amago, las presiones deberían ser determinadas y la Hoja de Matar rellenada. Luego, el sistema de lodo de superficie debe ser densificado hasta alcanzar el peso para matar el pozo, con el pozo cerrado. Por último, se arranca la bomba y se usa el estrangulador para mantener la presión de la tubería de revestimiento a la SICP inicial menos la CPL, hasta que la

bomba alcance la velocidad lenta de bombeo. Una vez que se alcanza la velocidad lenta de bombeo, se usan los manómetros del estrangulador y del tubo vertical para mantener el programa de presiones indicado en la Hoja de Matar. Cuando cualquier cantidad de gas o fluidos más ligeros alcanza las líneas de estrangular y desplaza el lodo pesado, la presión hidrostática que actúa sobre el pozo disminuye, y se debe cerrar el estrangulador para mantener una presión constante en la tubería de perforación. Una vez que el pozo está muerto, el riser debe ser desplazado con lodo densificado y cualquier cantidad de gas entrampada en el conjunto de BOP debe ser desplazada antes de que se pueda abrir y hacer circular el pozo.

Alto Costo Diario del Equipo de Perforación

Como se mencionó anteriormente, las prácticas de perforación y completación de pozos en aguas profundas son operaciones de alto costo. Estas operaciones pueden ser optimizadas mediante una planificación bien coordinada y la implementación adecuada de todos los esfuerzos relacionados en un proyecto de aguas profundas, para reducir los costos y maximizar la productividad. Sin embargo, un enfoque de los fluidos basado en precios bajos no siempre

constituye el mejor enfoque para los proyectos en aguas profundas. Cualquier sistema o proceso de fluidos de perforación que pueda ayudar a reducir el tiempo requerido para lograr los objetivos del operador debería ser considerado, independientemente del costo. El costo de un sistema de lodo de alto rendimiento puede ser fácilmente compensado por los ahorros de costos del equipo de perforación obtenidos al reducir el número de días requeridos para completar el proyecto.

Resumen

La perforación en aguas profundas es una tarea compleja y costosa. Los factores y problemas son únicos y requieren una planificación y consideración meticulosa. Debido a la estructura de altos costos, se sugiere establecer planes para imprevistos. Se requieren lodos de perforación de alto

rendimiento para optimizar la limpieza del pozo, la estabilidad del pozo y la inhibición de los hidratos de gas. Unidas a buenas prácticas de perforación, estas medidas tienen el potencial de maximizar las posibilidades de éxito, minimizando los costos del pozo.

Introducción

La química de...sales puede variar considerablemente, incluso dentro de una sola capa...

Aunque la perforación de la sal pueda parecer simple, el comportamiento de la sal puede ser complejo.

Las formaciones de sal existen en muchas regiones del mundo que son productoras de petróleo. Estas zonas de sal pueden tener varias formas – domos salinos, capas extremadamente gruesas, y mantos o lentes. La química de estas sales puede variar considerablemente, incluso dentro de una sola capa, desde cloruro de sodio puro a mezclas muy complejas de sales de cloruro. Los tipos principales de sal son:

- Halita (NaCl)
- Silvita (KCl)
- Bischofita ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$)
- Carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$)
- Polihalita ($\text{K}_2\text{MgCa}_2(\text{SO}_4)_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)
- Taquidrita ($\text{CaCl}_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$)

Las estructuras de sal también tienen diferencias físicas o mecánicas. La sal es impermeable y deformable. Los domos salinos, y en grado menor las capas extremadamente gruesas, son plásticos y pueden deformarse fácilmente, según la temperatura y la presión de sobrecarga. Algunas sales son móviles, mientras que otras son fracturadas. Las formaciones de sal suelen contener otros minerales evaporíticos como la anhidrita (CaSO_4), el yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), la kieserita ($\text{MgSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$), la cal (CaCO_3) o la dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), relacionados con su estructura. Estos minerales pueden depositarse encima, alrededor o

dentro (interestratificados) de la estructura de sal. Estas zonas pueden ser arrecifales, fisuradas o fracturadas. Pueden tener sal en la estructura de poro o contener otros fluidos.

Aunque la perforación de la sal pueda parecer simple, el comportamiento de la sal puede ser complejo. Los fluidos de perforación saturados de recortes de estas formaciones de sales mixtas, tienen una química especialmente compleja que puede ser difícil de entender y controlar. Varios problemas pueden surgir durante la perforación de secciones de sal.

- Disolución de la sal, resultando en el ensanchamiento del pozo.
 - Debido a la subsaturación.
 - Debido a la variación química.
 - Debido a las fluctuaciones de las temperaturas.
- Deformación de la sal, reduciendo el diámetro del pozo y causando que se pegue la tubería.
- Control del pozo – flujo de hidrocarburos, CO_2 , H_2S o líquidos de salmuera, y pérdida de circulación.
- Recristalización de la sal y otros precipitados, separando los emulsificantes y agentes de humectación de los lodos base aceite y base sintético, y resultando en sólidos humectados por agua.

Opciones para los Fluidos de Perforación

SISTEMAS BASE AGUA

Con los fluidos base agua, se usa uno de dos enfoques: (1) el uso de un sistema saturado de sal o (2) el uso de un sistema ligeramente subsaturado para estimular el ensanchamiento del pozo, lo cual impide que la deformación de la sal cause la pega de la tubería. La opción de subsaturación a veces es difícil de manejar, dependiendo de las condiciones efectivas, y puede causar fácilmente el ensanchamiento excesivo del pozo, lo cual producirá otras complicaciones cuando se trata de

obtener una tubería de revestimiento cementada, resistente al colapso.

Sistemas saturados base agua salada. Los fluidos de perforación base agua deberían estar diseñados para ser compatibles con la sal a perforar. Esto puede ser difícil para las formaciones de sales mixtas, como la carnalita, donde sales no estándar del campo petrolífero, como el cloruro de magnesio, serían necesarias y puede ser difíciles de obtener. Es importante que el sistema esté totalmente saturado cuando se penetra inicialmente la sal,

La bentonita prehidratada suele ser beneficiosa para las píldoras de barrido y para obtener un revoque de buena calidad...

para prevenir el ensanchamiento excesivo del pozo en el tope de la formación de sal. Durante la perforación de la sal, el sistema permanecerá generalmente saturado.

Estos sistemas saturados de sal difieren de otros lodos base agua en que dependen esencialmente de polímeros, no arcillas, para obtener buenas propiedades. Cuando se agrega una lechada de bentonita prehidratada a base de agua dulce a un fluido saturado de sal, las arcillas se flocularán, aumentando la reología y el filtrado. Después de esta floculación inicial, la viscosidad generada por la bentonita disminuirá con el tiempo. La bentonita prehidratada suele ser beneficiosa para las píldoras de barrido y para obtener un revoque de buena calidad, aunque este beneficio disminuya en cierta medida con el tiempo. La bentonita seca no aumentará de viscosidad una vez que la concentración de cloruros excede 10.000 mg/l. Se puede usar SALT GEL® (atapulguita) o DUROGEL® (sepiolita) para aumentar la viscosidad en aguas saladas. Los polímeros como la Hidroxietilcelulosa (HEC), DUO-VIS®, XCD® o FLO-VIS®, aumentarán de viscosidad para proporcionar propiedades reológicas. La HEC no proporciona la viscosidad a muy baja velocidad de corte que es crítica para la suspensión.

Se puede lograr el control de filtrado con HEC, POLY-SAL™, MY-LO-JEL™ o almidón FLO-TROL®, o con aditivos de Celulosa Polianiónica (PAC) de viscosidad ultra-baja o super-baja como POLYPAC SUPREME UL, POLYPAC® UL, etc. Los polímeros de aplicación especial, estables a altas temperaturas y que

toleran calcio/magnesio, pueden ser usados para el control de filtrado/reología en condiciones de altas temperaturas (>275°F o 135°C). Cabe notar que el rendimiento de muchos polímeros disminuye en presencia de salmueras de alta dureza, especialmente los polímeros aniónicos como las PACs y las Poliacrilamidas Parcialmente Hidrolizadas (PHPA). La presencia simultánea de un pH alto (por ej.: después de perforar el cemento) y de una dureza alta también puede reducir el rendimiento de los polímeros viscosificantes de xantano.

Según el tipo de sal perforada, algunos precipitados pueden formarse. Los precipitados pueden ser compuestos de sal o de hidróxido. La solubilidad mutua de las sales está descrita en la sección sobre el ensanchamiento del pozo. El cloruro de magnesio puede precipitar hidróxido de magnesio en un lodo de alto contenido de cal o de pH alto.

Sistemas subsaturados base agua. En algunas zonas, el uso de sistemas subsaturados de sal ha sido perfeccionado de tal manera que la velocidad de disolución de la sal corresponde a la velocidad de reptación de la sal. Una de las dificultades de este enfoque es que, para las secciones largas de sal, la velocidad de reptación puede variar considerablemente entre el tope y el fondo, y el lodo en el espacio anular puede volverse saturado en la barrena (debido a los recortes de sal), de tal manera que no puede disolver más sal al subir por el espacio anular. Este método sólo debería usarse en zonas donde la sección de sal es corta y donde constituye una práctica común en los pozos vecinos.

Varias pruebas pueden ser usadas para anticipar un problema de humectación por agua...

La solubilidad de diferentes sales en un fluido determinado controlará la cantidad de formación disuelta.

SISTEMAS DE EMULSIÓN INVERSA

Los lodos base aceite o sintético también pueden ser usados para perforar las secciones de sal. La capacidad de humectación por aceite y el contenido más bajo de agua reducen la disolución de sal y controlan el ensanchamiento del pozo, pero las sales seguirán disolviéndose en la fase acuosa, manteniéndola saturada. Varias reacciones pueden producirse debido al exceso de concentración de cal y al alto contenido de cloruros. Las reacciones pueden ser imprevisibles y varían según la composición de la sal y la temperatura. Estos sistemas pueden ser formulados con una variedad de sales en la fase acuosa, como alternativa al cloruro de calcio. Los sistemas con una fase interna de cloruro de calcio o cloruro de magnesio han sido usados con éxito. Aunque se prefiera usar sistemas base aceite para perforar la sal, de manera que se pueda mantener un pozo de calibre uniforme, en realidad las sales pueden ser más perjudiciales para los lodos de emulsión inversa que para los lodos base agua. Los aspectos más dañinos son la recristalización de la sal y la precipitación de hidróxido de magnesio. Ambas reacciones producen partículas extremadamente finas que tienen un área superficial enorme. Esto puede causar el agotamiento rápido de los emulsificantes y agentes de humectación por aceite. El consumo

Disolución – Ensanchamiento del Pozo

Antes de perforar la sección de sal, los fluidos base agua deberían estar saturados con respecto a la composición de la formación de sal, para minimizar la cantidad de sal disuelta y el socavamiento resultante. El mantenimiento de un pozo de calibre casi uniforme mejora la cementación a través de estas secciones y minimizará las posibilidades de rotura de la tubería de revestimiento debido a la deformación de la sal. El ensanchamiento del pozo causado por

de los emulsificantes y agentes de humectación por aceite puede causar la humectación por agua de los sólidos.

La estabilidad de los sistemas de emulsión inversa debería ser monitoreada de la manera indicada al final de este capítulo. La humectación por agua puede ser monitoreada de la manera descrita en el capítulo sobre emulsiones no acuosas. La humectación por agua es más evidente por el aspecto granuloso, no brillante, y la remoción de los sólidos humectados por agua (barita) en la zaranda. Varias pruebas pueden ser usadas para anticipar un problema de humectación por agua, incluyendo la prueba de densificación y la prueba con frasco de vidrio.

Los tratamientos para evitar la inestabilidad del lodo en los lodos base aceite incluyen la adición de agua para disolver los precipitados y un número considerablemente más alto de tratamientos diarios con emulsificante y agente de humectación. La saturación total debería evitarse; para el cloruro de calcio, esto es aproximadamente 38% en peso. La adición de agua es especialmente importante para pozos de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) donde las temperaturas elevadas de la línea de flujo causan la evaporación del agua, produciendo la saturación y precipitación de cristales de sal.

la disolución no puede evitarse totalmente con un fluido base agua, pero puede ser minimizado a un nivel aceptable. Varios factores contribuyen a la disolución de la sal.

La solubilidad de diferentes sales en un fluido determinado controlará la cantidad de formación disuelta. El cloruro de calcio y el cloruro de magnesio son más solubles que los cloruros de sodio y potasio. La importancia de la solubilidad relativa de las sales es que en la solución, la sal que

tiene la solubilidad más baja se precipitará primero. Por ejemplo, si se mezcla cloruro de calcio (solubilidad más alta) dentro de agua saturada de cloruro de sodio (menos soluble), el cloruro de calcio se precipitará inmediatamente. Por lo tanto, si se usa un fluido de perforación saturado de cloruro de sodio para perforar una sección de sal que contiene cloruro de calcio, el cloruro de calcio se disolverá y el cloruro de sodio se precipitará. Según la solubilidad de cada sal, se logrará un equilibrio de solubilidad mutua. La Figura 1 muestra la solubilidad mutua para sales de cloruro de calcio, sodio y potasio.

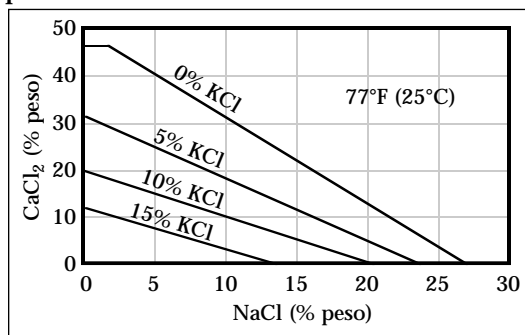


Figura 1: Solubilidad mutua de CaCl_2 , NaCl y KCl (según Kemp, SPE 16688).

La solubilidad mutua puede ser muy compleja. Hay una gran variabilidad en lo que se refiere a *cuál* sal se disuelve y *cuándo* se disuelve. Esto depende de las otras sales que estén presentes, de su concentración y de la temperatura. La solubilidad de las sales están indicadas en el siguiente orden, de la más soluble a la menos soluble: $\text{CaCl}_2 > \text{MgCl}_2 > \text{NaCl} > \text{KCl}$. A medida que se perforan diferentes tipos de sales, este equilibrio complejo puede cambiar. El cloruro de calcio es la sal “preferida”. Permanecerá disuelta a mayores concentraciones cuando otras sales son agregadas al fluido, aunque parte del cloruro de calcio pueda ser desplazado por las otras sales.

Otra causa de la disolución está relacionada con los efectos de la temperatura. Como lo muestran las Figuras 2 y 3, las sales son más solubles a mayores temperaturas y su relación de solubilidad mutua cambia cuando la

temperatura aumenta. La cantidad de sal que se disuelve en el fondo del pozo aumenta cuando las temperaturas son más altas. Cuando el fluido en circulación se acerca a la superficie, la temperatura disminuye, cristalizando la sal, y una porción de los cristales de sal será eliminada por el equipo de control de sólidos. Cuando la circulación continúa, el fluido vuelve a calentarse en el fondo y la capacidad de disolución de sal aumenta. Este ciclo de calentamiento y enfriamiento se repite en cada circulación subsiguiente, aumentando la cantidad de sal que se disuelve y causando el ensanchamiento del pozo. Se pueden usar inhibidores químicos de cristalización y tanques de lodo calentados (descritos más adelante) para mantener la saturación en el fondo del pozo. Este cambio de la solubilidad con la temperatura también indica que la línea de flujo siempre debería contener cristales de sal cuando se perfora una formación de sal. Si no hay cristales, es probable que el lodo no esté saturado en las condiciones de fondo.

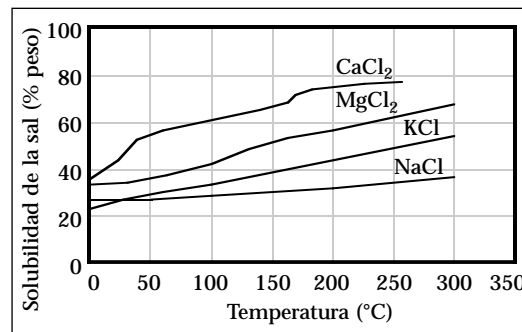


Figura 2: Efecto de la temperatura sobre la solubilidad de sales individuales.

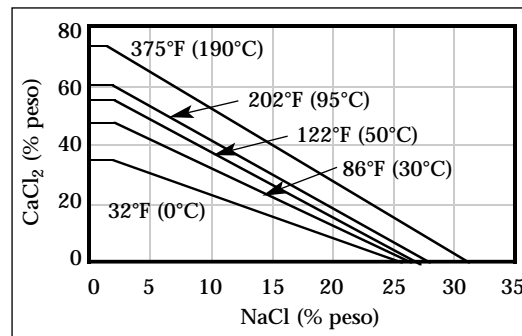


Figura 3: Efecto de la temperatura sobre la solubilidad mutua.

El cloruro de calcio es la sal “preferida”.

Deformación – Flujo Plástico

...una sección de sal tiende a ser más sensible a la temperatura y a la presión que las formaciones adyacentes.

Una sal puede fluir lo suficiente para cerrar el pozo y pegar la columna de perforación.

Las secciones de sal presentan características de flujo plástico, bajo temperaturas y presiones suficientes. Aunque sea difícil correlacionar las magnitudes requeridas para iniciar el flujo plástico de sal, debido a la variedad de ambientes, se ha determinado que una sección de sal tiende a ser más sensible a la temperatura y a la presión que las formaciones adyacentes.

Las formaciones de sal son raramente plásticas o problemáticas cuando están ubicadas a profundidades inferiores a 5.000 pies, sometidas a temperaturas inferiores a 200°F (93°C), o cuando tienen menos de 1.000 pies de espesor. En el caso de las capas de sal, la deformación puede ser mucho menos evidente. Cuando se perfora un pozo a través de una sección de sal, el esfuerzo dentro de la sal se disipa y la sal fluye hacia el pozo. Por este motivo, las secciones de sal deberían ser perforadas con viajes cortos y ensanchadas con regularidad.

Una sal puede fluir (“reptar”) lo suficiente para cerrar el pozo y pegar la columna de perforación. Las píldoras de barrido con agua dulce pueden ser usadas para disolver la sal que está reptando y liberar la tubería pegada. Una píldora de agua dulce de 25 a 50 bbl suele ser suficiente para liberar la tubería pegada. Las buenas prácticas de perforación también pueden minimizar los problemas de deformación de sal. Perforando cada junta o grupo de tuberías, y limpiando esa sección antes de realizar la conexión siguiente, asegurará que se ha abierto y estabilizado lo suficiente la sección de sal. Viajes del limpiador realizados con regularidad a través de la sección de sal, hasta la tubería de revestimiento, también ayudarán a asegurar que el pozo permanece abierto.

Aumentar el peso del lodo es la única manera práctica de controlar la velocidad a la cual el pozo se cierra. El cierre nunca será eliminado, pero puede ser controlado a un nivel aceptable durante el tiempo requerido para perforar la sección. La fuerza que

exprime la sal es igual al peso de la sobrecarga. Esto significa que los pesos del lodo pueden ser muy altos. Por lo general, cuanto mayor sea la profundidad de entierro, mayor será el peso del lodo. Los pesos de lodo requeridos para perforar sales pueden exceder 20,0 lb/gal (SG 2,4). Como lo muestra la Figura 4, el peso de lodo requerido para reducir la reptación de la sal a menos de 0,1% por hora puede ser calculado a partir de la temperatura y profundidad de la formación.

En el caso de un pozo completado, la sal puede fluir lo suficiente para causar el colapso de la tubería de revestimiento. En algunos casos, el movimiento de la sal es tan lento que este problema no se manifiesta por muchos años. Una tubería de revestimiento de gran resistencia y una buena cementación después de perforar un pozo de calibre casi uniforme tienden a distribuir la carga de sal de manera más uniforme sobre el intervalo, lo cual reduce el potencial de colapso de la tubería de revestimiento. La experiencia ha demostrado que conviene usar un cemento saturado de sal, de alta resistencia a la compresión, y una tubería de revestimiento de gran resistencia, diseñada para un colapso de 1,0 psi/pie.

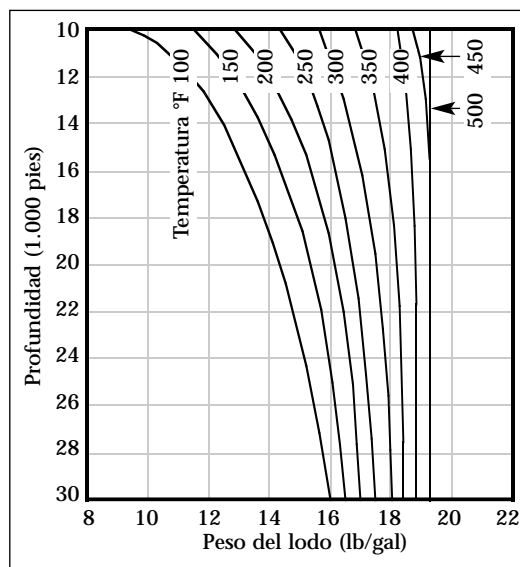


Figura 4: Peso de lodo requerido para controlar la reptación de la sal.

Control del Pozo

Es importante entender el ambiente de esfuerzos y presiones subsuperficiales cerca y dentro de las estructuras de sal. Como la sal es menos densa (SG de aproximadamente 2,1) que las formaciones adyacentes, tenderá a flotar en el ambiente subsuperficial en el transcurso del tiempo geológico. Esto explica la formación de domos salinos y la migración de la sal. Debido a estas fuerzas y a estos movimientos, los esfuerzos alrededor y dentro de las estructuras de sal pueden ser considerables y difíciles de estabilizar. Las zonas limítrofes entre la sal y las formaciones adyacentes suelen ser mezclas geológicamente complejas de rocas muy alteradas y perturbadas. No es raro que haya una gama muy limitada de pesos de lodo que puedan controlar las presiones de la formación y los fluidos sin causar la pérdida de circulación.

La sal también forma una trampa o barrera para la migración de aceite, gas y aguas. Esta es una de las razones por las cuales tantas operaciones de perforación y producción son realizadas cerca de formaciones de sal. También es la razón por la cual hay tantos problemas del pozo en las zonas limítrofes de las secciones de sal. En la perforación por debajo de la sal, se cree que el agua atrapada puede hacer que estas zonas limítrofes se saturen de agua y sean muy parecidas al lodo y muy débiles, sin ninguna integridad de la formación. En estas condiciones, ni las lutitas ni las arenas pueden ser compactadas, y pueden retener su constitución original blanda y no consolidada, independientemente de su edad. En estas situaciones, las formaciones son muy dispersivas y se fracturan fácilmente (causando la pérdida de circulación), y sin embargo producen amagos con cambios muy ligeros del peso del lodo.

Como la sal es plástica, el ambiente de esfuerzos sobre la roca es diferente de las formaciones de lutita, arena o carbonato. En la lutita, el esfuerzo máximo está orientado normalmente en la dirección vertical y hay una

situación de presiones de sobrecarga/poro/intergranular. En la sal, las presiones y los esfuerzos son iguales en todas las direcciones, porque se trata de un material plástico. Esto hace que toda la sobrecarga se transforme en presión poral, y a medida que se perfora la sección de sal, todo el peso de la sal se suma a la sobrecarga y debe ser igualada aumentando el peso del lodo. La sal tiene una gravedad específica de aproximadamente 2,1, por lo tanto, en algunas situaciones, podría ser necesario aumentar el peso del lodo en una sección de sal en 0,9 psi/pie, según la longitud y temperatura de la sección. Si los fluidos comprimidos dentro de una formación porosa ubicada por debajo de secciones de sal, están atrapados por el depósito suprayacente de sal impermeable, la presión de yacimiento de los fluidos que están por debajo de este depósito de sal será probablemente igual a la presión de sobrecarga.

Se suele asociar las secciones de sal con otras secciones de evaporita o carbonato, anhidritas, calizas y dolomitas, que pueden contener permeabilidad y porosidad en la forma de fisuras o fracturas. En algunos casos, estos espacios porales están llenos de sal, pero en muchos sitios tienen fluidos, gas, aceite o salmuera bajo presiones elevadas. En algunos casos, las fracturas dentro de las sales contienen fluidos. La mayoría de las sales son autoregenerables; por lo tanto, generalmente no hay fracturas, pero amagos de alta presión se han producido en sales fracturadas en Michigan. El gas asociado con estas formaciones puede ser dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, metano o líquidos de hidrocarburos.

El fluido de perforación debería tener una densidad suficiente para controlar la presión. En muchos casos, la línea divisoria entre controlar un amago y perder la circulación es muy sutil, debido a la naturaleza fracturada y débil de estas formaciones. La selección del material de pérdida de circulación puede ser limitada por la alta viscosidad del fluido y la cantidad reducida de

La sal también forma una trampa o barrera para la migración de aceite, gas y aguas.

agua libre.

El fluido de perforación también debería ser tratado para contrarrestar o eliminar los contaminantes, de la manera descrita en el capítulo sobre Contaminación y Tratamiento. La densidad debería ser aumentada para eliminar el influjo de fluidos. El dióxido de carbono debería ser eliminado por tratamiento, aumentando el pH a más de 10 mediante la adición de cal. La

precipitación causada por el aumento del pH puede producir una viscosidad excesiva; realizar pruebas piloto en las sales divalentes complejas. El sulfuro de hidrógeno debería ser tratado aumentando el pH a más de 11 mediante la adición de cal o soda cáustica y usando un secuestrante de sulfuro a base de cinc, tal como óxido de cinc, carbonato de cinc o SV-120™, con una concentración suficiente para eliminar los sulfuros.

***La
recristalización
resulta de la
disminución de
la temperatura
de una
solución
supersaturada
de sal o de la
introducción de
una sal más
soluble.***

***Se han
reportado
casos en
que las
acumulaciones
de sal en la
zapata de
cementación
de la tubería
de
revestimiento
eran tan
grandes que
no se podía
sacar la
barrena del
pozo.***

Recristalización

La recristalización resulta de la disminución de la temperatura de una solución supersaturada de sal o de la introducción de una sal más soluble. La sal menos soluble es la primera en recristalizarse. Uno de los problemas de la recristalización es que la masa de pequeños cristales tiene un área superficial enorme, la cual está humectada de forma preferencial y en grado alto por agua, y es difícil de humectar por aceite en los fluidos de emulsión inversa. En los sistemas base aceite, estas partículas adsorben rápidamente el agente humectante y el emulsificante, causando la inestabilidad del fluido. El crecimiento de los cristales comienza en un sitio de nucleación. Este sitio puede ser la superficie de un sólido perforado o las superficies de las tuberías de revestimiento o de los equipos de control de sólidos. En muchos casos, la recristalización será más evidente en las zarandas, donde las mallas serán obturadas y taponadas por sólidos y cristales de sal agregados.

Además de la recristalización de la sal en partículas individuales, la sal puede recristalizarse en el fondo del pozo, formando aglomerados masivos. Se han reportado casos en los que las acumulaciones de sal en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento eran tan grandes que no se podía sacar la barrena del pozo. Los sólidos humectados por agua se han acumulado dentro de la tubería de perforación, causando un aumento de la presión del tubo vertical. Esta masa de sal puede ser eliminada mediante píldoras de barrido con agua dulce. El potencial de este tipo de recristalización

puede ser minimizado controlando la cantidad de sólidos en un fluido con un buen programa de control de sólidos.

Durante la perforación, las temperaturas más bajas son encontradas en los risers de aguas profundas y en la superficie. En climas septentrionales, se ha observado que los problemas de recristalización son más graves en primavera y en otoño, cuando hay grandes variaciones de las temperaturas superficiales entre el día y la noche. En verano, así como en invierno, la temperatura varía generalmente menos entre el día y la noche, aunque la diferencia entre las temperaturas de fondo y las temperaturas superficiales sea más grande en invierno. En algunos casos, se han usado sistemas de lodo calentados en la superficie para mantener el lodo en un estado saturado a fin de prevenir la recristalización.

A veces se usan inhibidores químicos de precipitación de sal en lodos base agua para prevenir la recristalización manteniendo la supersaturación de la salmuera. Estos materiales interfieren con la formación de la estructura del cristal. Muchas veces, estos materiales sólo aumentan el punto de saturación de la salmuera y no superan el problema de recristalización. Se requiere una concentración suficiente de inhibidor para prevenir la recristalización. Durante la perforación de la sal, el sistema depende del inhibidor. Si no se mantiene la concentración del inhibidor o éste se agota en los sólidos perforados, puede producirse una recristalización grave.

Tratamiento de Fluidos de Emulsión Inversa Durante la Perforación de la Sal

Conviene pretratar un sistema de emulsión inversa para la perforación de la sal...

Conviene pretratar un sistema de emulsión inversa para la perforación de la sal, especialmente para las sales de calcio/magnesio muy solubles. Las pautas proporcionadas a continuación ayudarán a mantener la estabilidad del fluido durante la perforación de la sal con un sistema de emulsión inversa.

1. Mantener un relación sintético:agua o aceite:agua alta para reducir el impacto de la contaminación potencial del sistema por agua o salmuera y minimizar el volumen de fase acuosa disponible para disolver la sal.
2. Monitorear la composición de sal de la fase acuosa del lodo para evitar su supersaturación por uno de los cationes monovalentes. Para las formaciones de halita, esto significa que se debe usar las valoraciones de sal binaria y los cálculos descritos en el capítulo sobre Emulsiones No Acuosas. Si la concentración de cloruro de sodio de la fase interna aumenta, podría ser necesario tratar antes el lodo con emulsificante y agente de humectación, luego añadiendo agua y posiblemente cloruro de calcio al sistema. No se debe añadir agua o sal seca a un sistema que presenta características de filtrado o inestabilidad de la emulsión.
3. Manejar la reología a niveles aceptables más bajos, para minimizar cualquier aumento de viscosidad que puede ser causado por un influjo de salmuera.
4. En condiciones “normales” de perforación, monitorear el filtrado ATAP y la Estabilidad Eléctrica de la Emulsión (abreviada “ES”). Usar estos valores como guía para determinar los tratamientos diarios con emulsificante, los cuales deberían estar comprendidos entre 0,25 y 0,5 lb/bbl para cada emulsificante. Antes de perforación la formación de sal, el lodo debería

ser tratado con 1,0 lb/bbl de emulsificante y agente de humectación. Determinar el filtrado ATAP a dos temperaturas (por ejemplo, 300°F y 250°F). Los resultados de la prueba a la temperatura más alta proporcionarán una primera indicación de cualquier debilitamiento de la emulsión.

5. Verificar con regularidad la ATAP (Alta Temperatura, Alta Presión) de la “línea de flujo”, el contenido de sal y la ES (Estabilidad Eléctrica de la Emulsión). Estas propiedades proporcionarán una primera indicación de los problemas del lodo. Los contenidos de sal medidos son esenciales, ya que los sólidos humectados por agua serán puestos de manifiesto por un alto contenido de arena, debido a la agregación de los sólidos (incluyendo la barita) en partículas del tamaño de arena. Si el contenido de arena aumenta considerablemente con respecto al nivel de base, entonces puede haber un problema con el lodo. Esto se debe averiguar corriente arriba de las zarandas, si no será necesario filtrar las partículas de mayor tamaño humectadas por agua.
6. La perforación de formaciones de sal puede causar indicaciones erráticas de la ES. Monitorear la estabilidad de la emulsión usando los resultados de ATAP.
7. Medir el contenido de magnesio, calcio y exceso de cal. El contenido efectivo de Mg^{2+} en el lodo **puede** permanecer constante, ya que $Mg(OH)_2$ se precipitará y será extraído del sistema por las zarandas, resultando en bajos contenidos de Mg^{2+} . Durante la perforación, el influjo de sales de magnesio será indicado por las variaciones descritas a continuación:
 - Marcada disminución del contenido de cal.

- Aumento de la Viscosidad Plástica (VP).
 - Disminución de la relación aceite:agua.
 - **Disminución** de ATAP (debido al taponamiento del papel filtro por $Mg(OH)_2$).
8. Si el H_2S es un posible peligro, un secuestrante de sulfuros a base de cinc, como óxido de cinc o carbonato de cinc, debe ser mantenido en las existencias como producto de emergencia en caso de influjo. Medir con regularidad la concentración de sulfuro usando el Tren de Gas de Garrett.
 9. Mantener un exceso de cal entre 3 y 5 lb/bbl. Esto debería ser determinado usando el método de valoración directa. El método de retrovaloración puede dar resultados erráticos debido a la interferencia causada por $Mg(OH)_2$.
 10. Para asegurar una humectación por aceite adecuada cuando se agrega barita al sistema, la concentración de emulsificantes/agentes de humectación debería ser aumentada.
 11. Para anticipar la inestabilidad potencial del lodo durante cualquier aumento del peso del lodo, una prueba piloto de tolerancia de la densificación debería ser realizada antes de perforar, y con regularidad durante la perforación de la sal.

PRUEBA DE DENSIFICACIÓN:

1. Tomar una muestra de lodo de un cuarto de galón o un litro del sistema activo.
2. Agregar barita para aumentar el peso del lodo en 3,0 lb/gal (SG 0,36), para pesos de lodo < 15 lb/gal. Para pesos de lodo > 15 lb/gal, agregar suficiente barita para aumentar la densidad hasta 18 lb/gal.
3. Realizar un control completo del lodo mencionado, incluyendo los valores de ATAP a 300°F (149°C).
4. Si los resultados del control de lodo indican la inestabilidad del lodo, los tratamientos de aceite base, emulsificantes y agentes de humectación, posiblemente con adiciones de agua, deberían ser sometidos a pruebas piloto.

La clasificación de un pozo como pozo de Alta Temperatura (AT) o pozo de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP), suele elevarlo a la categoría de “pozo crítico y difícil”.

Introducción

La clasificación de un pozo como pozo de Alta Temperatura (AT) o pozo de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP), suele elevarlo a la categoría de “pozo crítico y difícil”. Los pozos están clasificados como pozos ATAP cuando sus presiones de formación exceden una presión equivalente de 15 lb/gal y las temperaturas estáticas de fondo son mayores que 350°F (177°C). Las presiones de fondo correspondientes pueden requerir pesos de lodo de hasta 20 lb/gal para mantener el control del pozo.

En las zonas tradicionalmente sobrepresurizadas o de pozo caliente, como el Sur y el Este de Texas, la Bahía de Mobile, México, el Noroeste de Brasil, el Mar del Norte, Italia y Yugoslavia, no es raro que las temperaturas de las formaciones excedan 400°F (204°C). En muchos pozos geotérmicos y profundos de gas, estas temperaturas elevadas son más bien la norma que la excepción. Por ejemplo, en la perforación de pozos geotérmicos, no es raro que las temperaturas sean mayores que 350°F (177°C), a profundidades de sólo 2.500 pies. En estas situaciones, las temperaturas de la línea de flujo son

Efectos de la Temperatura

Todos los lodos disminuyen su viscosidad en cierta medida al ser expuestos a temperaturas elevadas, y luego se estabilizan antes de alcanzar su límite térmico. La Figura 1 ilustra los efectos de las temperaturas elevadas sobre la viscosidad plástica de un lodo base agua. Como lo muestra la Figura 1, hasta una temperatura de 225°F (107°C), la viscosidad plástica de lodo disminuye con la temperatura, básicamente a la misma velocidad que la viscosidad del agua. Sin embargo, hasta una temperatura de 300°F (149°C), la viscosidad plástica empieza a aumentar lentamente. A más de 300°F (149°C), es muy probable que el lodo se densifique rápidamente. La disminución inicial de la viscosidad

excesivas (>200°F o 93°C) y se suele requerir el uso de enfriadores de lodo. Después de los viajes, el lodo puede ponerse tan caliente que se vaporiza instantáneamente durante la circulación inicial desde el fondo hacia arriba.

Históricamente, los sistemas base aceite de alta temperatura (AT) bien formulados han proporcionado una mejor estabilidad térmica que los lodos base agua, y por ese motivo constituyen los sistemas preferidos para los pozos ATAP. Sin embargo, debido a las restricciones ambientales cada vez más estrictas, se han desarrollado sistemas base agua con bajo contenido de coloides (menos sólidos activos), que son adecuados para el ambiente ATAP. El desarrollo continuo de nuevos aditivos de AT que presentan una mayor estabilidad térmica promete hacer de los sistemas de fluido base agua, una alternativa más viable a los lodos base aceite en el futuro. Más énfasis en el control de sólidos, la ingeniería mejorada del pozo y el régimen de prueba apropiado han conducido a un empleo más frecuente – y éxito – de lodos base agua ATAP.

debería ser considerada, ya que afectará la limpieza de pozo y otras funciones de fondo.

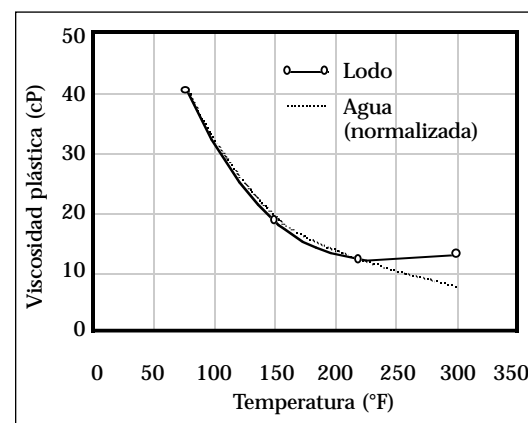


Figura 1: Disminución de la viscosidad del lodo base agua causada por el calor, comparado al agua (según Annis, SPE 1698).

Cuando las temperaturas estáticas de fondo son excesivas, la gelificación y el exceso de viscosidad pueden causar problemas graves. Las propiedades reológicas afectan muchos parámetros de fondo, incluyendo la Densidad Equivalente de Circulación (ECD), la limpieza del pozo, el asentamiento de barita, las presiones de surgencia/pistoneo durante los viajes, las presiones de bombeo y la hidráulica de la barrena. Los instrumentos como el viscosímetro Fann Modelo 50 para lodos base agua y el viscosímetro Fann Modelo 70/75 para los fluidos base aceite y sintético, pueden medir estos cambios de las propiedades. Luego, estas medidas se pueden usar en el programa de computadora VIRTUAL HYDRAULICS® para modelar y calcular el comportamiento del fluido. El programa VIRTUAL HYDRAULICS incluye TPRO, un simulador de temperatura de circulación, para calcular las temperaturas y las propiedades del lodo.

La reología es aún más importante en los pozos profundos ATAP, donde el diámetro del pozo típicamente más pequeño aumenta las presiones de ECD. En consecuencia, las presiones anormales encontradas en los pozos ATAP requieren mayores densidades de lodo. La concentración creciente de sólidos de incluso los materiales densificantes no reactivos, también puede reducir la estabilidad térmica del fluido, cuando la cantidad de líquido base “libre” o disponible es reducida por el área superficial de los sólidos. El

exceso de viscosidad y gelificación aumenta la posibilidad de pérdida de circulación. La estabilidad térmica de un lodo puede ser determinada fácilmente mediante el envejecimiento estático con calor, de la manera descrita al final de este capítulo, y midiendo la resistencia al corte estático y las propiedades después del envejecimiento. La resistencia al corte estático es similar al esfuerzo de gel y se mide con un tubo de corte especial y pesas.

El riesgo de pegadura por presión diferencial aumenta en un pozo ATAP, porque el peso de lodo necesario para controlar las presiones puede ser mucho más alto que la presión en otras formaciones expuestas. Si altas temperaturas causan un filtrado inestable, el riesgo de pega de la tubería será importante. Es crítico que el filtrado ATAP a la temperatura de fondo sea monitoreado y controlado. La contaminación también tendrá un efecto inestabilizante sobre el control de filtración y reducirá la estabilidad térmica. Si se anticipa cualquier contaminación, otros materiales de filtración y taponamiento serán necesarios. La lubricidad del revoque es un factor importante para evitar la pega de la tubería, especialmente en pozos de alto ángulo y de alcance extendido. Como los fluidos base aceite y sintéticos tienen una mejor lubricidad que los sistemas base agua, podrían ser preferidos para los pozos muy desviados.

***...las
presiones
anormales
encontradas
en los pozos
ATAP
requieren
mayores
densidades
de lodo.***

Efecto de los Sólidos Reactivos

Los efectos perjudiciales de los sólidos perforados a temperaturas elevadas han sido bien documentados. A temperaturas bajas, un fluido puede tolerar grandes cantidades de sólidos reactivos, sufriendo pocos efectos perjudiciales. Sin embargo, a temperaturas elevadas, los sólidos reactivos floculan y comienzan a gelificarse, causando una viscosidad elevada y posiblemente la solidificación. La temperatura específica a la cual un fluido se vuelve inestable depende del tipo de sólidos y de su concentración, así como del grado de tratamiento químico. Como lo muestra la Figura 2, cuando se aumenta la concentración de bentonita a más de 9 lb/bbl en un lodo base agua no densificado, la estabilidad térmica disminuye considerablemente, tal como lo indica el aumento del esfuerzo de gel a 30 minutos.

La bentonita es más reactiva que los sólidos perforados, pero una mayor concentración de sólidos perforados tendrá el mismo efecto. La cantidad de bentonita o sólidos perforados que un lodo puede tolerar, permaneciendo estable a una temperatura determinada, disminuye cuando el peso del lodo aumenta. Como lo indica la Tabla 2 para el sistema DURATHERM™, la cantidad de bentonita en la formulación se reduce cuando el peso del lodo aumenta. El límite de temperatura específico disminuye cuando el contenido de sólidos reactivos aumenta.

A fin de mejorar y estabilizar la reología de los fluidos base agua de alta temperatura, se usan materiales aniónicos para prevenir la floculación. Esto ayuda a prevenir la gelificación. Los diluyentes aniónicos incluyen materiales orgánicos como el lignosulfonato (SPERSENE™) y el lignito (TANNATHIN®), así como polímeros

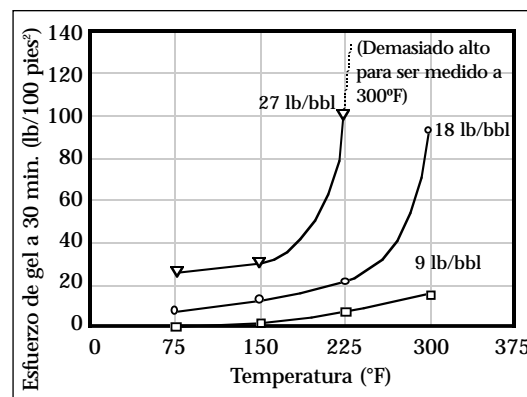


Figura 2: Efecto de la concentración de bentonita sobre la estabilidad térmica (según Annis, SPE 1698).

sintéticos como TACKLE® y DURALON™. Estos materiales aniónicos se adsorben en los bordes de las laminillas de arcilla, neutralizando las cargas de los bordes catiónicos y previniendo la floculación.

Los sólidos reactivos incluyen la bentonita, agregada para viscosidad y filtración, y los sólidos perforados que contienen lutitas y arcillas. La Prueba de Azul de Metileno (MBT) de la Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC) de un lodo base agua constituye una medida excelente del contenido de sólidos reactivos. Para muchos lodos base agua ATAP, la MBT debe ser mantenida por debajo de un equivalente de 15 lb/bbl.

Para minimizar los efectos perjudiciales de temperaturas elevadas sobre las propiedades del lodo, es importante:

- Mantener un bajo contenido de sólidos reactivos.
- Tratar correctamente el sistema con aditivos de estabilización térmica para la reología y el control de filtración.
- Amortiguar el pH a un nivel que permita extender la eficiencia de los aditivos y reducir el impacto de la contaminación.

La MBT de un lodo base agua constituye una medida excelente del contenido de sólidos reactivos.

Si se anticipa contaminación, es preferible usar lodos base aceite...

Selección del Fluido

Varios factores deben tomarse en consideración durante la selección de un fluido para los pozos ATAP. Éstos incluyen:

- **Temperatura.** La estabilidad térmica de todo el sistema y de los aditivos relacionados debe ser determinada.
- **Estabilidad del pozo.** Como la mayoría de los pozos ATAP no contienen tantas formaciones sensibles al agua como los pozos normales, la estabilidad de lutitas depende generalmente del peso de lodo. Sin embargo, al seleccionar un sistema de fluido, sigue siendo importante que se determine la sensibilidad a los productos químicos y al agua de las diferentes formaciones que serán perforadas.
- **Densidad del lodo.** Como regla general, los fluidos de baja densidad son más fáciles de formular. Para aplicaciones de alta densidad, será necesario usar sistemas base aceite o sistemas base agua dispersos. Para la perforación exploratoria, donde el programa de pesos de lodo requeridos no está bien definido, se sugiere usar lodos base agua, porque el problema de solubilidad de gas hace difícil

detectar amagos con sistemas base aceite.

- **Contaminación.** Es crítico que se anticipen las posibilidades de contaminación. Esto incluye gases como el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2), o sales y otros contaminantes. Si se anticipa contaminación, es preferible usar lodos base aceite porque éstos son menos sensibles a la mayoría de los contaminantes químicos.
- **Consideraciones relacionadas con el medio ambiente/seguridad.** Las restricciones relacionadas con el medio ambiente afectan generalmente la selección del lodo. El sistema seleccionado debe cumplir con los reglamentos locales y ser capaz de mantener el control del pozo.
- **Consideraciones económicas.** El costo básico del sistema, las velocidades de penetración anticipadas, la logística, la eficiencia del control de sólidos y la probabilidad de zonas de pérdida de circulación son factores que deben ser considerados para decidir si se usará un lodo base aceite, un lodo base sintético o un lodo base agua.

Perforación de Pozos Geotérmicos

La mayoría de los criterios usados para seleccionar los sistemas de lodo para los pozos de petróleo y gas ATAP, también son aplicables para la perforación de pozos geotérmicos. Las diferencias principales son las presiones encontradas, las densidades usadas, la frecuencia y severidad de la pérdida de circulación y el tipo de fluidos de la formación producidos.

Como las presiones en la mayoría de los pozos geotérmicos varían de subnormal a normal, en general no se requiere material densificante. Casi siempre se usan lodos base agua de baja densidad para la perforación de pozos geotérmicos. Una vez que se perfora el yacimiento, suele producirse una pérdida de circulación porque las presiones del yacimiento son considerablemente más bajas que la

presión hidrostática del agua. El fluido de perforación debería ser estable térmicamente, de manera que el fluido perdido no se solidifique y perjudique la producción. Se han desarrollado fluidos de perforación de pozos geotérmicos que usan sepiolita (DUROGEL®), una arcilla en forma de varilla o aguja similar a la atapulguita (SALT GEL®). La sepiolita no flocula ni causa la gelificación a temperaturas elevadas, pero debido a su forma, no constituye un buen aditivo de control de filtración. Normalmente, las formulaciones usan de 10 a 20 lb/bbl de sepiolita o una mezcla de 5 a 10 lb/bbl de sepiolita con 5 a 10 lb/bbl de bentonita.

El hecho de que la producción geotérmica sea vapor “seco” (sin agua líquida) o “húmedo” (siendo líquido en el fondo y vaporizándose

Casi siempre se usan lodos base agua de baja densidad para la perforación de pozos geotérmicos.

instantáneamente cerca de la superficie), también afectará la selección del sistema de lodo que será usado para perforar el intervalo productivo. En formaciones con producción de vapor seco, se suele usar aire para perforar el yacimiento en condiciones de desbalance, produciendo vapor cuando la perforación continúa. En yacimientos de vapor de agua húmedo o agua caliente, se usan sistemas de agua o de agua aireada. La perforación con aire no es posible en la mayoría de los yacimientos de vapor de agua húmedo, ya que el influjo de agua será demasiado grande.

Independientemente del tipo, el fluido de perforación propuesto para cualquier pozo ATAP debe ser probado bajo condiciones simuladas, a la temperatura máxima que se anticipa. La reología y el filtrado deberían ser medidos y estabilizados. Es imprescindible que el ingeniero de lodos tenga pleno conocimiento del rendimiento de todos los aditivos bajo diferentes temperaturas de fondo. Se recomienda limitar el

número de productos usados en una formulación de alta temperatura. Esto simplifica el aspecto técnico de la formulación del lodo en el pozo y evita la confusión.

Si se usa un sistema base agua, éste debe ser monitoreado cuidadosamente durante la perforación del pozo, y podría ser necesario modificar la formulación cuando la temperatura aumenta con la profundidad. La tasa de dilución de los fluidos de perforación ATAP depende del tipo de lodo y del equipo de control de sólidos usado. La tasa de evaporación en un lodo base aceite puede aumentar la salinidad de la fase acuosa (estabilidad decreciente) y la relación de aceite a agua. Los fluidos base agua requieren una dilución regular para mantener un contenido de sólidos suficientemente bajo y un valor de MBT aceptable. Los procedimientos y equipos usados para probar los sistemas de fluido ATAP están descritos al final de este capítulo.

Sistemas de Lodo Base Aceite

...estos sistemas... tienen una estabilidad térmica intrínsecamente mejor y resisten a los efectos de la mayoría de los contaminantes de perforación.

Los sistemas base aceite son sensibles a la temperatura y a la presión. Como se mencionó anteriormente, históricamente se ha preferido usar estos sistemas para perforar pozos calientes y muy presurizados, porque tienen una estabilidad térmica intrínsecamente mejor y resisten a los efectos de la mayoría de los contaminantes de perforación. Los fluidos base aceite disminuyen de viscosidad cuando la temperatura aumenta y se expanden de manera que la viscosidad y la densidad de fondo pueden ser diferentes de los valores medidos en la superficie. Afortunadamente, debido a la compresión, las presiones elevadas con fluidos de alta densidad contrarrestan esta expansión.

Normalmente, los fluidos base aceite para las aplicaciones ATAP no requieren extensos tratamientos adicionales o una dilución frecuente. Las formulaciones deberían ser preparadas con arcillas organofílicas especiales de alta temperatura como VG-HT™, y deberían usar una concentración alta (5 a 15 lb/bbl) de materiales asfálticos de alta temperatura de ablandamiento como

VERSATROL, para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado. Para ambientes hostiles donde se anticipa la presencia de gases ácidos, se debe mantener el exceso de cal a un nivel más alto que el normal (>10 lb/bbl).

Sin embargo, los lodos base aceite no solucionarán todos los problemas que son inherentes a la perforación de un pozo ATAP. Algunas de sus limitaciones incluyen:

- **Perdida de circulación.** . Puede ser muy costosa cuando estos sistemas son usados, y suele ser difícil de controlar.
- **Detección de arremetida de gas.** . La solubilidad del gas dentro del sistema dificulta la detección de arremetida.
- **Separación de la barita.** Los influjos de gas reducen la viscosidad de la fase acuosa, causando la separación o sedimentación de la barita.
- **Medio ambiente.** Es posible que el sistema no cumpla con los reglamentos locales.
- **Registros.** Algunas situaciones de exploración requieren registros que deben ser realizados en fluidos base agua.

...los fluidos base agua son preferibles desde el punto de vista ambiental y tienen un costo unitario más bajo.

Sistemas de Lodo Base Agua

Los sistemas base agua convencionales son sensibles a la temperatura, pero no son muy comprimibles. En general, los fluidos base agua son preferibles desde el punto de vista ambiental y tienen un costo unitario más bajo. Sin embargo, son menos resistentes a la contaminación y no proporcionan el mismo nivel de lubricidad que los fluidos base aceite.

Controlando la concentración de bentonita y sólidos activos, y empleando aditivos estabilizadores, es posible formular sistemas base agua de alta temperatura y bajo contenido de coloides. El control superior de sólidos y la dilución adecuada son factores críticos para la aplicación exitosa de los sistemas base agua.

Como se mencionó anteriormente, las arcillas activas pueden estimular la gelificación y otros problemas reológicos a temperaturas elevadas. En los sistemas de bajo contenido de coloides, las concentraciones de bentonita y sólidos activos son mínimas. En general, en un lodo de 18 lb/gal, la concentración de bentonita debería ser reducida a aproximadamente 5 lb/bbl. Como se mencionó, durante el diseño de un sistema base agua para aplicaciones en ATAP, la concentración de bentonita debe mantenerse baja y la concentración de sólidos reactivos debería ser monitoreada usando la prueba de azul de metileno.

Considerando el bajo contenido de gel de estos sistemas, debería haber una fuerte probabilidad de que la barita se sedimente, sin embargo esto no se ha observado en el campo. Uno de los casos mencionados en materiales publicados se refiere a un pozo que no había sido puesto en circulación por 40 días. Cuando se reanudó la circulación, las propiedades del sistema base agua habían cambiado muy poco con respecto al desplazamiento original. No se observó ninguna sedimentación y el sistema presentaba una tolerancia extremadamente alta de la temperatura.

Como la temperatura del fluido en circulación en pozos ATAP es considerablemente más baja que la temperatura de la formación, los productos no están sometidos a las temperaturas más altas, excepto durante los viajes. Cuando las temperaturas aumentan durante los viajes, los viscosificadores como la Celulosa Polianiónica (PAC) y los polímeros de xantano pueden degradarse, pero no producen productos secundarios contaminantes. Estos polímeros viscosificantes, usados por encima de su límite de temperatura, se llaman viscosificadores "sacrificatorios". Aunque se pierda la función viscosificante de los polímeros, esto será compensado por el aumento de la viscosidad causado por la floculación térmica de los sólidos reactivos. Por lo tanto, se mantienen las propiedades de suspensión y viscosidad, reduciendo la posibilidad de sedimentación. Además, el consumo de producto se limita a la pequeña cantidad de fluido de perforación expuesta a las temperaturas más altas de la formación. Se puede lograr una viscosidad adecuada sin usar demasiada bentonita, mediante el uso de otro viscosificador como la sepiolita (DUROGEL) o la atapulguita (SALT GEL). En los sistemas base agua, los sólidos de baja gravedad específica deberían ser mantenidos a menos de 6%, los sólidos perforados a <4%, y la MBT a <15 lb/bbl para 10 lb/gal, y <5 lb/bbl para 18 lb/gal, según la temperatura.

Otros requisitos específicos de los lodos base agua incluyen:

- Adición de estabilizadores reológicos de alta temperatura, tal como los diluyentes aniónicos.
- Uso de aditivos de filtrado térmicamente estables.
- Mantenimiento de un pH estable.
- Cuando se usan aditivos que se degradan en CO₂ – como el lignosulfonato o el lignito se debería añadir una pequeña cantidad de exceso de cal para prevenir la contaminación.

Sistemas de Lodo de Alta Densidad

Como se mencionó anteriormente, se han usado pesos de lodo de hasta 20 lb/gal para controlar los pozos ATAP. El aumento de la concentración de sólidos y del área superficial limita la cantidad de líquido “libre” disponible y resulta en un fluido que tiene una viscosidad plástica alta y una tolerancia baja de muchos sólidos reactivos. La menor cantidad de líquido “libre” también hace que sea más difícil para los otros aditivos solubilizarse y funcionar eficazmente. Esta fase líquida reducida aumenta la concentración efectiva de aditivos usados, como lo muestra la Figura 3. El factor de volumen es la recíproca de la fracción de agua y se puede usar para determinar la concentración de un aditivo en la fase líquida. Debido a la fase líquida reducida, la concentración de productos requerida para lograr un resultado deseado es más baja, especialmente en los que se refiere a los viscosificadores a base de arcillas. Esto

Esta fase líquida reducida aumenta la concentración efectiva de aditivos usados...

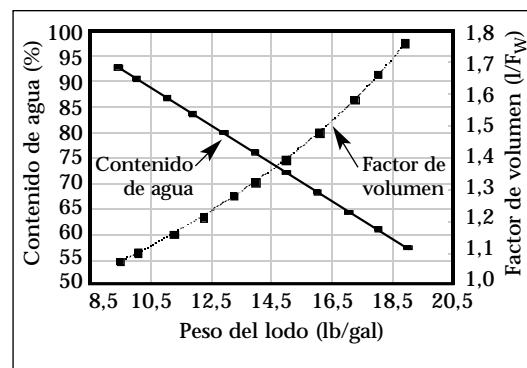


Figura 3: Contenido de agua y factor de volumen vs. peso del lodo.

explica la razón por la cual se necesita menos bentonita cuando la densidad aumenta. Por ejemplo, si se trata un lodo de 19 lb/gal con 10 lb/bbl, el volumen reducido de la fase líquida resulta en un multiplicador o factor de volumen de 1,754, haciendo que esto sea equivalente a un tratamiento de 17,5 lb/bbl ($1,754 \times 10$) en un lodo no densificado con casi 100% de líquido.

Sistemas Base Agua de Alta Temperatura

En general se prefiere usar fluidos base agua cuando hay preocupaciones relacionadas con el medio ambiente, la evaluación de la formación, la detección de amagos o la pérdida de circulación. Además, estos fluidos tienen un costo unitario más bajo.

M-I tiene tres sistemas de fluido base agua para aplicaciones de AT: los sistemas DURATHERM™, ENVIROTHERM™ y POLYSTAR™ 450.

EL SISTEMA DURATHERM

El sistema Duratherm está diseñado para ser usado en pozos con temperaturas de fondo hasta 550°F (287°C). El sistema puede ser formulado hasta 25 lb/gal (SG 2,4). El sistema DURATHERM fue desarrollado a partir de formulaciones similares usadas como fluidos de empaque, donde se requiere una estabilidad reológica a largo plazo. **OBSERVACIÓN:** El sistema DURATHERM emplea un aditivo de cromo, el XP-20®, y

no se recomienda en zonas sensibles desde el punto de vista ambiental.

El sistema DURATHERM de bajo contenido de coloides es estable en presencia de contaminación de gases ácidos, sales y sólidos perforados. La estabilidad del sistema DURATHERM se logra minimizando la concentración de bentonita y sólidos activos, agregando un polímero sacrificatorio (POLYPAC®) para obtener la viscosidad requerida a fin de suspender la barita en los tanques, y agregando XP-20 para su efecto de estabilización térmica sobre los sólidos reactivos. Además, se suele usar RESINEX® para proporcionar el control de filtración ATAP. Esta combinación de aditivos, indicada en la Tabla 1, reduce los problemas de gelificación causados por la floculación de arcillas activas a temperaturas elevadas, y mejora la resistencia del fluido a la contaminación.

El sistema DURATHERM de bajo contenido de coloides es estable en presencia de contaminación de gases ácidos, sales y sólidos perforados.

Para convertir un lodo existente a un sistema DURATHERM, se requiere una reducción del contenido de sólidos activos mediante dilución o usando equipos de control de sólidos. Cuando se ha reducido el contenido de sólidos activos para lograr una MBT inferior a 15 lb/bbl, los tratamientos con XP-20® y RESINEX pueden ser usados para lograr las propiedades requeridas del fluido ATAP. El pH y la alcalinidad deberían ser ajustados a un nivel de 9 a 10,5 con soda cáustica, potasa cáustica y/o cal. Los lodos recién preparados tendrán una viscosidad, puntos cedentes y esfuerzos de gel bajos. Estos lodos recientes deberían ser tratados con cantidades adicionales de POLYPAC (o DUO-VIS®) para aumentar la viscosidad en los tanques, previniendo así la sedimentación de la barita. Sin embargo, una vez comenzada la perforación, los sólidos perforados se acumularán, proporcionándole al fluido una reología suficiente para suspender el material densificante.

La concentración de XP-20 debería ser más o menos igual al peso del lodo una vez que la temperatura de fondo excede 350°F (176°C). En general, los tratamientos con lignosulfonato (SPERSENE) deberían ser interrumpidos a temperaturas de fondo mayores que 325°F. El equipo de control de sólidos – zarandas, hidrociclones y centrífugas – deben ser operados con la mayor eficiencia posible para minimizar los costos de mantenimiento.

Aditivo	Material	Función
XP-20	Cromolignito	Estabilizador de viscosidad y control de filtrado
RESINEX	Polímero resínico	Filtrado ATAP
TANNATHIN filtrado	Lignito	Control de
DUO-VIS	Xanthan gum	Viscosidad y suspensión
POLYPAC R or UL	Celulosa polianiónica	Viscosidad y filtrado
M-I GEL	Bentonita	Revoque y viscosidad
Soda cáustica	Hidróxido de sodio	Alkalinity and pH control
Cal	Hidróxido de calcio	Alcalinidad y control de pH
Yeso	Sulfato de calcio	Alcalinidad y control de pH
FER-OX®	Hematita	Material densificante
LO-WATE™	Calcium carbonate	Material densificante
M-I BAR®	Barite	Material densificante

Tabla 1: Sistema Duratherm – función de los productos.

El orden de adición es importante cuando se prepara un lodo fresco.

ENVIROTHERM fue diseñado como sistema del tipo DURATHERM sin cromo.

FORMULACIÓN DE DURATHERM A 400°F (204°C)

Se puede usar la Tabla 2 como guía para preparar un nuevo sistema DURATHERM. El orden de adición es importante cuando se prepara un lodo fresco. Primero, el pH debe ser ajustado a un nivel de 9,5 a 10,0 con soda cáustica o potasa cáustica. Luego, se debe reducir el calcio a <100 mg/l con carbonato de sodio o carbonato de potasio. Entonces se puede agregar M-I GEL®, dejando que se hidrate. Luego los materiales poliméricos son agregados para reología y control de filtrado. Otros aditivos pueden ser introducidos en este momento, ya sea individualmente o con el material densificante.

Se advierte que las formulaciones de DURATHERM recién preparadas son poco densas y requieren tratamientos horarios de polímeros para suspensión, antes de que los sólidos perforados se acumulen en el sistema. Por esta razón, estos fluidos parecen ser demasiado ligeros y se sedimentan durante las

evaluaciones realizadas en laboratorio.

EL SISTEMA ENVIROTHERM

ENVIROTHERM fue diseñado como sistema del tipo DURATHERM sin cromo. Actualmente hay dos variaciones básicas del sistema Envirotherm:

Una variación, mostrada en la Tabla 3, se usa principalmente en el Hemisferio Occidental y es similar a un DURATHERM sin cromo que usa TANNATHIN o SPERSENE CF® para el control de reología, y THERMEX® para el control de filtrado. Los lodos recién preparados tienen una viscosidad, puntos cedentes y esfuerzos de gel bajos. Estos lodos recientes deberían ser tratados con cantidades adicionales de POLYPAC (o DUO-VIS®) para aumentar la viscosidad en los tanques a fin de prevenir la sedimentación de la barita. Una vez comenzada la perforación, los sólidos perforados se acumulan y le proporcionan al fluido una reología suficiente para suspender el material densificante.

Peso del Lodo (lb/gal)	Agua (bbl)	M-I GEL (lb/bbl)	DUO-VIS (lb/bbl)	POLYPAC (lb/bbl)	XP-20** (lb/bbl)	Soda Cáustica (lb/bbl)	M-I BAR (lb/bbl)
9	0,937	16	0,25	1	10	2	11
10	0,897	15	0,25	1	10	2	66
11	0,866	14	0,25	1	11	2	12
12	0,826	13	0,25	1	12	2	179
13	0,788	11	0,25	1	13	2	236
14	0,751	10	0,25	1	14	2	291
15	0,714	9	0,25	1	15	2	348
16	0,674	8	0,25	1	16	2	404
17	0,640	6	0,25	1	17	2	461
18	0,608	5	0,25	1	18	2	517

*Se puede sustituir 5 lb/bbl de XP-20 por 5 lb/bbl de Resinex para obtener valores de filtrado ATAP más bajos.

Tabla 2: Formulación de DURATHERM a 400°F (204°C).

Peso del Lodo (lb/gal)	Agua (bbl)	M-I GEL (lb/bbl)	POLYPAC (lb/bbl)	TANNATHIN (lb/bbl)	SPERSENE CF® (lb/bbl)	THERMEX (lb/bbl)	Soda Cáustica (lb/bbl)	M-I BAR (lb/bbl)
9	0,937	16	1	5	5	5	2	11
10	0,897	15	1	5	5	5	2	66
11	0,866	14	1	5	6	6	2	12
12	0,826	13	1	5	6	6	2	179
13	0,788	11	1	5	6	6	2	236
14	0,751	10	1	5	7	7	2	291
15	0,714	9	1	5	7	7	2	348
16	0,674	8	1	5	8	8	2	404
17	0,640	6	1	5	8	8	2	461
18	0,608	5	1	5	8	8	2	517

Tabla 3: Formulación de Envirotherm a 400°F (204°C).

La otra variación de ENVIROTERM, mostrada en la Tabla 4, se usa principalmente en el Mar del Norte y contiene una variedad de polímeros

sintéticos y productos únicos, los cuales están descritos en esta tabla.

Aditivo	Material	Función	Concentración
M-I GEL	Bentonita	Revoque y viscosidad	15 - 50 kg/m ³ (5 - 18 lb/bbl)
ENVIROTERM V	Polímero AMPS sintético	Viscosificador y filtrado	0 - 6 kg/m ³ (0 - 2 lb/bbl)
ENVIROTERM F	Copolímero de poliacrilamida	Filtrado ATAP	2 - 8 kg/m ³ (1 - 3 lb/bbl)
ENVIROTERM D	Mezcla de polímeros sintéticos ATAP	Dispersante y filtrado	5 - 10 kg/m ³ (1 - 4 lb/bbl)
ENVIROTERM DL	Diluyente de poliacrilato, líquido	Diluyente	La necesaria
ENVIROTERM DP	Diluyente de poliacrilato, en polvo	Diluyente	La necesaria
ENVIROTERM R	Polímero de lignina polianiónica	Filtrado y dispersante	6 - 12 kg/m ³ (2 - 4 lb/bbl)
ENVIROTERM T	Lignina modificada	Dispersante	La necesaria
SPERSENE SP	Lignosulfonato de hierro modificado	Dispersante y filtrado	La necesaria
Cal	Hidróxido de calcio	pH	0,3 - 0,8 kg/m ³ (0,1 - 0,3 lb/bbl)
Carbonato de sodio	Carbonato de sodio	pH y reductor de calcio	0,5 - 1,0 kg/m ³ (0,2 - 0,4 lb/bbl)
GLYDRIL™ MC	Poliglicol	Temperatura y estabilidad de lutitas	0 - 5% (en volumen)
FER-OX	Hematita	Material densificante	La necesaria para el peso del lodo
LO-WATE	Carbonato de calcio	Material densificante	La necesaria para el peso del lodo
M-I BAR	Barita	Material densificante	La necesaria para el peso del lodo

Tabla 4: Sistema de polímero Envirotherm.

EL SISTEMA POLYSTAR 450

El sistema POLYSTAR 450 es un fluido base agua de alta temperatura desarrollado recientemente, y constituye un sistema sintético base agua, mejorado con polímeros, que puede resistir temperaturas hasta 450°F (232°C). No contiene cromo y no emplea ningún aditivo de lignito o lignosulfonato, como lo demuestra la Tabla 5.

El sistema es muy simple y usa RHEOSTAR para controlar la reología, DURASTAR para controlar el filtrado ATAP, y GEL SUPREME™ para el revoque y la viscosidad.

Aditivo	Material	Función
RHEOSTAR	Mezcla de polímeros/ copolímeros sintéticos	Control de reología
DURASTAR	Terpolímero sintético	Control de filtrado
GEL SUPREME	Bentonita	Revoque y viscosificador
Soda cáustica	Hidróxido de sodio	Alcalinidad
FER-OX	Hematite	Material densificante
LO-WATE	Carbonato de calcio	Material densificante
M-I BAR	Barita	Material densificante

Tabla 5: Función de los productos del sistema POLYSTAR 450.

...El sistema POLYSTAR 450 es...un sistema sintético base agua, mejorado con polímeros, que puede resistir temperaturas hasta 450°F.

El envejecimiento con calor puede ser usado para monitorear los parámetros de reología y filtración del lodo usado en la perforación ATAP.

Los lodos de perforación tienden a desarrollar resistencias al corte bajo condiciones estáticas, cuando están expuestos a temperaturas elevadas.

Pruebas de los Fluidos de Perforación de Alta Temperatura

En estas aplicaciones críticas, el monitoreo cuidadoso del sistema de fluido es esencial para mantener propiedades estables y prevenir eventos perjudiciales como la pega de la tubería, la gelificación, la pérdida de circulación y otros. A continuación se proporciona una descripción general de las pruebas y los equipos aplicables.

ENVEJECIMIENTO CON CALOR A TEMPERATURAS ELEVADAS (CELDA PRESURIZADA DE PRUEBA)

El envejecimiento estático con calor (en contraposición al rolado) se usa normalmente para medir la cantidad de gelificación o sedimentación que puede producirse a temperaturas elevadas. La medida más crítica es la resistencia al corte estático, la cual se describe al final del capítulo. El envejecimiento con calor puede ser usado para monitorear los parámetros de reología y filtración del lodo usado en la perforación ATAP.

- Usando la Tabla 6, determinar el volumen de líquido y la presión inicial a usar para llenar la celda de envejecimiento con calor. Debido a la expansión de los líquidos cuando las temperaturas aumentan, es importante que no se llene demasiado la celda para una temperatura determinada.
- Después de llenar la celda con el volumen de lodo especificado, montar la celda y presurizarla al nivel indicado en la columna “Presión Sugerida” de la Tabla 6, usando nitrógeno para prevenir la vaporización. Normalmente se puede usar el múltiple del filtro prensa de alta presión para presurizar las celdas

de envejecimiento.

- Colocar la celda llena y presurizada en el horno de envejecimiento con calor, en posición vertical. Envejecer la celda con calor a la temperatura deseada y durante el tiempo deseado (generalmente a la temperatura de fondo durante 16 a 24 horas).
- Retirar la celda y enfriarla al aire hasta que la temperatura sea inferior a 200°F. **CUIDADO:** Usar siempre guantes para alta temperatura cuando se manejan las celdas de envejecimiento con calor que están calientes, para evitar quemaduras.
- Después de examinar el lodo en la celda abierta, reportar la condición de la muestra envejecida como “fluida”, “gelificada”, “plástica” o “dura”.
- Determinar la resistencia al corte de la manera descrita en la siguiente sección.

MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA AL CORTE USANDO EL TUBO DE CORTE (SEGÚN API RP13B-1: APÉNDICE B)

Descripción del procedimiento

Los lodos de perforación tienden a desarrollar resistencias al corte bajo condiciones estáticas, cuando están expuestos a temperaturas elevadas. Las resistencias al corte excesivas requieren altas presiones de bombeo para “romper” la circulación, lo cual puede dar lugar a la pérdida de circulación. La alta resistencia al corte también puede causar dificultades en las operaciones de registro, perforación y otras operaciones dentro del pozo.

El procedimiento descrito a continuación puede ser usado para

Temperatura de Envejecimiento		Presión Sugerida		Coefficiente de Expansión para el Agua	Volumen de Lodo	
°F	°C	psi	kPa	Factor	Celda de 260 ml*	Celda de 500 ml
212	100	25	172	1,04	225	450
250	121	50	345	1,06	225	450
300	149	100	690	1,09	200	400
350	177	150	1.034	1,12	200	400
400	205	250	1.724	1,16	*	350
450	232	300	2.068	1,27	*	350

* No usar celdas no presurizadas a temperaturas de 350°F (177°C) o mayores.

Tabla 6: Volumen y presión de lodo recomendados para el envejecimiento a temperaturas elevadas.

determinar la manera en que las altas resistencias al corte se desarrollarán en un lodo determinado. Como la resistencia al corte se mide en una muestra de lodo que ha sido sometida al envejecimiento estático con calor, las temperaturas de envejecimiento deben acercarse a las temperaturas de fondo del pozo. Como las resistencias al corte estático son comparables a los esfuerzos de gel, las mismas unidades son usadas para ambos.

Equipo

1. Tubo de corte de acero inoxidable.
 - Length 3,5 pulg. (89 mm)
 - Diámetro exterior..... 1,4 pulg. (36 mm)
 - Espesor de pared 0,008 pulg. (0,2 mm)
2. Plataforma para pesas.
3. Pesas apilables.
4. Regla (en pulg.).

Procedimiento

1. Colocar y equilibrar con cuidado el tubo de corte y la plataforma sobre la superficie de la muestra envejecida que ha sido enfriada a la temperatura ambiente. Para asegurar que el tubo penetre el lodo verticalmente, podría ser necesario desplazar las pesas en la plataforma.
2. Colocar con cuidado en la plataforma las pesas de un gramo que sean necesarias para causar el descenso del tubo de corte. Con un peso ideal, el tubo se detiene en el punto donde la resistencia al corte del lodo envejecido, la cual está actuando contra la superficie del tubo, es suficiente para soportar el peso aplicado. Por lo menos la mitad de la longitud del tubo debería estar sumergida.
3. Registrar el peso total, incluyendo la plataforma y las pesas (20 g), en gramos. Medir la porción sumergida del tubo en pulgadas. La longitud sumergida del tubo puede ser determinada con mayor precisión mediante la medición de la porción no sumergida cuando el tubo alcanza su profundidad de penetración máxima. La medida se puede tomar colocando una pequeña regla a lo largo del tubo, en la superficie del lodo. De este modo, la longitud del

tubo menos la longitud expuesta es igual a la porción sumergida.

Cálculo

$$\text{Resistencia al corte (lb/100 pies}^2\text{)} = \frac{3,61 (Z + W)}{L} - 0.256 A$$

Donde:

- Z = Peso del tubo de corte (20 g)
 W = Peso de corte total (g) (suma de la plataforma y las pesas)
 L = Longitud sumergida del tubo de corte (pulg.)
 A = Peso del lodo (lb/gal)

EQUIPO DE PRUEBA A TEMPERATURAS ELEVADAS

Viscosímetro Fann Modelo 50 para altas temperaturas

El viscosímetro rotativo Modelo 50 es un instrumento de alta temperatura (500°F o 260°C) y baja presión (1.000 psi/6.894 kPa) que puede medir las propiedades reológicas en condiciones de fondo simuladas. Es totalmente suficiente para medir el comportamiento térmico de un lodo base agua, ya que estos fluidos no son afectados por la compresibilidad.

El Modelo 50 puede ser usado para medir la viscosidad del fluido a todas las velocidades de corte, más los esfuerzos de gel, cuando se aumenta la temperatura. Estos datos pueden ser usados para determinar las propiedades de flujo en condiciones de fondo. Si el fluido se mantiene a cada temperatura elevada por un tiempo suficiente, se puede determinar el límite de estabilidad térmica del lodo. La Figura 4 muestra un gráfico de una prueba típica de estabilidad térmica, usando

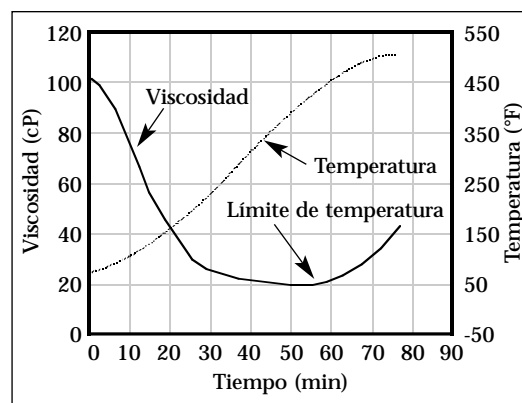


Figura 4: Resultados de la prueba con el Modelo 50.

El Modelo 50 puede ser usado para medir la viscosidad del fluido a todas las resistencias al corte, más los esfuerzos de gel, cuando se aumenta la temperatura.

Esta unidad puede medir la viscosidad del fluido a cualquiera velocidad de corte, más los esfuerzos de gel, cuando se aumenta la presión, y luego la temperatura.

El filtrado ATAP constituye una herramienta excelente para evaluar la estabilidad térmica y la condición de un fluido de perforación de alta temperatura o ATAP.

solamente la medida de esfuerzo de corte a 100 RPM. Como lo demuestra el gráfico, cuando la temperatura aumenta, la viscosidad disminuye. Luego, a una temperatura determinada, la viscosidad comienza a aumentar, densificando el fluido por encima de su límite de estabilidad térmica. Los lodos base aceite son más comprimibles, por lo tanto su viscosidad se debe medir a presiones elevadas para obtener datos de viscosidad exactos, de la manera descrita a continuación para el viscosímetro Fann Modelo 70/75.

Viscosímetro ATAP Fann Modelo 70/75

El viscosímetro rotativo Modelo 70/75 es un instrumento de alta temperatura (500°F o 260°C) y alta presión (20.000 psi/140.000 kPa) que puede medir las propiedades reológicas en condiciones de fondo simuladas. Se puede usar para realizar la prueba de los fluidos base aceite o sintético, porque estos fluidos son comprimibles. Esta unidad puede medir la viscosidad del fluido a cualquiera velocidad de corte, más los esfuerzos de gel, cuando se aumenta la presión, y luego la temperatura. Cuando la presión aumenta, el perfil reológico aumenta. Cuando la temperatura aumenta, la viscosidad disminuye. Entonces, si se mantiene el fluido por suficiente tiempo a esas temperaturas elevadas, la viscosidad empezará a aumentar, densificando el fluido por encima de su límite de estabilidad térmica.

En general, el viscosímetro Fann Modelo 70/75 se mantiene a temperatura elevada solamente por el tiempo requerido para medir las indicaciones de esfuerzo de corte. Es difícil determinar cualquier dato relacionado con la estabilidad térmica final del lodo a partir de estos resultados. Sin embargo, estos datos de viscosidad pueden ser usados en el programa VIRTUAL HYDRAULICS® para obtener el mejor cálculo sobre el comportamiento térmico, reológico e hidráulico real del fluido.

Consistómetro ATAP Fann Modelo 5STD

El consistómetro es un instrumento que usa un campo magnético oscilante para hacer subir y bajar un balancín

magnético a través del lodo en condiciones ATAP. El tiempo requerido para hacer subir y bajar el balancín constituye una indicación de la viscosidad y gelificación. Un gráfico de esta viscosidad equivalente vs. tiempo y temperatura indicará el límite térmico del lodo, como lo muestra la Figura 5.

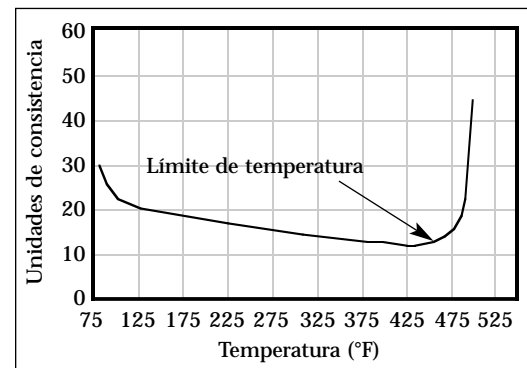


Figura 5: Evaluación de la estabilidad térmica con el consistómetro.

Filtrado ATAP

El filtrado ATAP constituye una herramienta excelente para evaluar la estabilidad térmica y la condición de un fluido de perforación de alta temperatura o ATAP. El monitoreo y el mantenimiento de un filtrado bajo y de un revoque delgado en condiciones de alta temperatura son factores imprescindibles para prevenir problemas del pozo.

Granulometría

El rango de tamaños de partículas en un fluido de perforación determinará la viscosidad y las propiedades de filtración. Se trata de la combinación del contenido total de sólidos y del porcentaje de partículas con un tamaño de menos de 4 micrones. Esto determina si el fluido tiene un problema de sólidos finos. Esta prueba puede mostrar una tendencia, la cual puede predecir la dirección futura de estas propiedades. Indica el rendimiento del equipo de control de sólidos y la necesidad de dilución. También identifica el efecto probable de los aditivos reductores de filtración. Esta prueba no puede ser realizada en el pozo.

El término fresado se usa...para describir el corte mecánico y la remoción de una estructura de acero del pozo.

Introducción

El término *fresado* se usa en la industria de perforación para describir el corte mecánico y la remoción de una estructura de acero del pozo. Los objetos de acero que son generalmente fresados incluyen la basura en el pozo, el colgador de la tubería de revestimiento corta, partes de una columna de perforación pegada o rota por torsión, o la tubería de revestimiento cuando se corta una ventana para desviar el pozo o perforar de nuevo. El corte de una ventana en la tubería de revestimiento es una práctica que se usa cada vez más cuando se vuelve a desarrollar campos de alto costo o viejos.

Por ejemplo, una plataforma de perforación y producción es muy costosa y el número de sitios de perforación disponibles es limitado. Por lo tanto, cuando un pozo falla o se agota, será necesario mantener el número de pozos productivos, por razones económicas, ya que esto está directamente relacionado con la rentabilidad continua del desarrollo. La necesidad de salvar los pozos no económicos y la introducción de la perforación horizontal (exponiendo

secciones más largas del yacimiento) han conducido a una mayor frecuencia de las operaciones de fresado de sección durante el redesarrollo y la recompletación de los pozos existentes y entubados.

La mayoría de los fluidos de perforación están diseñados para proporcionar una buena limpieza del pozo, eliminando los recortes de las formaciones sedimentarias que tienen una Gravedad Específica (SG) de aproximadamente 2,6. Sin embargo, durante una operación de fresado, la densidad del material que debe ser transportado hasta la superficie por el fluido, es casi 3 veces más alta; el acero tiene una SG de aproximadamente 7,8. Actualmente, las operaciones más eficaces de fresado de sección de la tubería de revestimiento pueden sacar de 8 a 15 pies por hora (pies/hora) de tubería de revestimiento, con velocidades instantáneas de 35 a 70 pies/hora. Para transportar eficazmente un volumen tan grande de material denso del pozo, se requieren considerables aumentos de la hidráulica y capacidad de transporte del fluido de perforación.

Opciones para los Fluidos de Fresado

Numerosos fluidos han sido diseñados para la remoción eficaz de los recortes de acero. Los sistemas más exitosos tienen dos características comunes. Éstas son:

1. Fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, con una capacidad de transporte extremadamente alta, debido a la alta Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV).
2. Fluidos reductores de arrastre y de baja pérdida de presión que causan una menor pérdida de presión en la columna de perforación y permiten el uso de mayores caudales.

Al combinar satisfactoriamente estas dos características, un fluido con una capacidad de transporte excepcional se convierte en un fluido que puede lograr altas velocidades anulares.

Tres sistemas de fluido básicos son usados comúnmente en las operaciones de fresado. La formulación

1. Los sistemas VERSA o NOVAPLUS® con una LSRV elevada usan VERSAMOD™ (y/o HRP™) o NOVAMOD™ (respectivamente) para aumentar la viscosidad.
2. El sistema FLO-PRO® con una LSRV elevada (viscosidad Brookfield a 0,3 RPM mayor que 60.000 cP), usa uno de los productos de la familia FLO-VIS® para aumentar la viscosidad.
3. El sistema DRILPLEX™. Este sistema es básicamente un sistema de bentonita prehidratada, floculado con MMH.

Tanto el sistema MMH como el sistema Flo-Pro presentan altas LSRVs y las características de pérdida de presión/reducción de arrastre.

Limpieza del Pozo

Una velocidad anular alta y una capacidad de transporte alta son las dos propiedades principales que se requieren a fin de obtener una buena limpieza del pozo...

Durante las operaciones de fresado, la LSRV...debería ser mantenida a más de 25.

Una velocidad anular alta y una capacidad de transporte alta son las dos propiedades principales que se requieren a fin de obtener una buena limpieza del pozo para una operación de fresado exitosa. Para obtener un transporte eficaz de las virutas de acero del pozo, se requiere una Velocidad Anular (AV) y una LSRV del fluido considerablemente más altas que las que se usan normalmente en las operaciones de perforación.

Caudales. Como regla general, la AV debería aumentar en 50 a 75% respecto a la AV normal para un pozo de tamaño determinado. Esto requiere generalmente 35 a 50 gal/min por pulgada de diámetro del pozo. Pueden requerirse AVs de hasta 250 a 350 pies/min. La siguiente ecuación se usa para calcular el caudal mínimo para las operaciones de fresado:

$$Q \text{ (gpm)} = 600 \times \frac{D_{\text{POZO}}^2 - D_{\text{TUBERÍA}}^2}{D_{\text{POZO}} \times \text{MWt}}$$

Donde:

D_{POZO} = Diámetro de la tubería de revestimiento (pulg.)

$D_{\text{TUBERÍA}}$ = Diámetro de la tubería (pulg.)

MWt = Peso del Lodo (lb/gal)

Si el área de flujo total de los molinos puede ser ajustado con toberas, debería ser maximizado para permitir el caudal más alto posible.

Reología. Durante las operaciones de fresado, la LSRV, medida por la indicación del cuadrante a 3 RPM, debería ser mantenida a más de 25. Se debe usar la LSRV o el punto cedente a baja velocidad de corte en vez del punto cedente plástico de Bingham, ya que la reología a baja velocidad de corte proporciona una mejor indicación de la capacidad real de transporte.

Suspensión. Para suspender las partículas de acero cuando las bombas están apagadas, es importante tener altos esfuerzos de gel iniciales (más de 30 lb/100 pies²). Al mismo tiempo, es importante que la estructura de gel a 10

minutos no sea demasiado alta. Altos esfuerzos de gel a 10 minutos y estructuras de gel progresivas hacen que sea difícil romper la circulación después de los viajes y pueden causar presiones de fondo excesivas, y posiblemente la pérdida de circulación.

Píldoras de Barrido. Las píldoras de barrido deberían ser usadas durante el fresado de la tubería de revestimiento, para ayudar a limpiar los recortes de acero del pozo y posiblemente desplazar las virutas acumuladas. La composición, la frecuencia y el volumen de píldoras de barrido dependen de la zona y de la operación. Para una alta velocidad de fresado de sección de la tubería de revestimiento, 2 a 3 píldoras de barrido por hora (o 1 barrido cada 10 a 15 pies) deberían ser bombeadas. El volumen de la píldora de barrido suele ser de 25 a 50 bbl, y también depende del tamaño y de la profundidad del pozo. Todas las píldoras de barrido deberían ser monitoreadas cuando regresan a la línea de flujo, para determinar su viscosidad y eficiencia.

Si no se observa ningún aumento de viscosidad, la viscosidad y el volumen de la píldora de barrido deberían ser aumentados. Si se sospecha una remoción insuficiente de virutas de acero, y el barrido no causa ningún aumento del volumen de virutas de acero, será necesario realizar un viaje corto. El método de formulación de las píldoras de barrido consiste generalmente en agregar bentonita para obtener una viscosidad embudo de 70 a 90 segundos por cuarto de galón, conjuntamente con 25 a 50 lb/bbl de Material de Pérdida de Circulación (LCM) mezclado. Los LCMs fibrosos o mezclados son preferidos y le proporcionan una mayor capacidad mecánica de transporte a las píldoras de barrido. Los LCMs más comunes usados para las píldoras de barrido son M-I-X™ II, cáscaras de semillas de algodón, aserrín, papel utilizado durante la perforación, M-I SEAL™, Kwik Seal® y NUT PLUG®.

“Nidos de Pájaros”

“Nidos de pájaros” es un término que se usa...para describir la acumulación de virutas de acero...

“Nidos de pájaros” es un término que se usa en las operaciones de fresado para describir la acumulación de virutas de acero, formando una masa que se enreda y se bloquea en alguna parte del pozo. Los “nidos de pájaros” suelen acumularse en áreas de interferencia mecánica o donde la velocidad anular es más baja, como en el borde fresado de la tubería de revestimiento, en un colgador de tubería de revestimiento corta, en la cavidad del Preventor de Reventones (BOP) o en el riser marino de gran diámetro.

Mientras que las fresas antiguas producían largas astillas de virutas de acero, las fresas modernas producen tiras más cortas de acero (recortes) que suelen tener un espesor de 1/32 a 1/8 pulgada, una anchura de 1/8 a 1/4 pulgada y una longitud de 1/2 a 1 pulgada. La capacidad de obtener estas virutas de acero más cortas ha reducido considerablemente, pero no ha eliminado, los problemas relacionados

con los “nidos de pájaros”. Estas virutas más pequeñas se acumulan formando pequeñas bolas que, a su vez, pueden acumularse en “nidos de pájaros” más grandes y restringir el flujo, haciéndolos más difíciles de eliminar.

Conviene contar con una herramienta de chorro que pueda ser introducida dentro de la tubería con la fresa por debajo, y que pueda lavar la cavidad del BOP y aumentar el flujo del riser. Cuando un “nido de pájaros” se forma en el BOP, actúa como una trampa e impide la circulación de los recortes más allá de la obstrucción, limitando el flujo y posiblemente causando la pérdida de circulación o limitando el movimiento de la tubería. También es sumamente importante limpiar la cavidad del BOP al terminar la operación de fresado. Es prácticamente imposible obtener una buena prueba del BOP cuando hay virutas de acero en el área de los arietes anulares.

Durante el fresado de sección de la tubería de revestimiento, conviene tener zarandas de separación preliminar...

Control de Sólidos

Durante el fresado de sección de la tubería de revestimiento, conviene tener zarandas de separación preliminar que puedan eliminar los recortes de acero más grandes del fluido. Luego, las zarandas principales del equipo de perforación eliminarán el cemento u otras partículas del lodo. Las zarandas de separación preliminar deberían usar mallas gruesas para eliminar las virutas de acero, y las zarandas principales del equipo de perforación deberían usar mallas finas para limpiar aún más el fluido.

Se debe hacer todo lo posible para reducir la acumulación de virutas de acero en los equipos superficiales de control de sólidos y facilitar su remoción. El niple de campana y la línea de flujo deberían estar contruidos con una caída vertical suficiente y con codos moderados (sin codos de 90°), y deberían tener capacidades de lavado hidráulico o de limpieza física. Las

zarandas de separación preliminar deberían ser elevadas para que las viruta de acero puedan caer directamente dentro de un recipiente para los cálculos del balance de materiales.

Los imanes deberían ser usados para captar la mayor cantidad posible de virutas de acero que pasan a través de las zarandas. Un conjunto de imanes debería ser instalado en la caja de recibo de las zarandas de separación preliminar y otro en la línea de flujo de retorno a los tanques. Si partículas finas de acero permanecen en el fluido, pueden causar daños graves a las bomba de lodo y otros aparatos del equipo de perforación. La cantidad de acero captada por los imanes y retenida por las zarandas de separación preliminar debería ser calculada para determinar la cantidad de material que puede quedar en el pozo y formar “nidos de pájaros”. Un porcentaje de captación mayor que 70% será considerado satisfactorio.

Los sistemas de bentonitas floculadas... son diluidos por materiales aniónicos...

Pautas para el Fresado con Sistemas de Bentonitas Floculadas

Viscosidad. Los sistemas de bentonitas floculadas, como el hidróxido de metales mezclados, son diluidos por materiales aniónicos como POLYPAC®, SPERSENE™ o TANNATHIN®. Para prevenir la contaminación cruzada proveniente de un sistema anterior, asegurarse que todas las líneas y todos los tanques hayan sido limpiados y lavados antes de mezclar el sistema de bentonitas floculadas. El efecto diluyente de los materiales aniónicos reducirá la capacidad de transporte del fluido. Durante el fresado de una tubería de revestimiento con un sistema floculado, el fluido de fresado suele contaminarse con el lodo viejo y los espaciadores de cemento dejados detrás de la tubería de revestimiento, posiblemente causando una disminución marcada de la viscosidad.

Pérdida de viscosidad. Si se produce la contaminación del fluido, resultando en la pérdida de viscosidad, debería usarse otro enfoque para aumentar la viscosidad. El método más común

consiste en convertir el sistema floculado a un sistema viscosificado de polímero de xantano. Se debe añadir DUO-VIS® o FLO-VIS® tan pronto como se observe una reducción de la viscosidad. Se ha comprobado que es imposible restablecer la viscosidad del fluido de un sistema DRILPLEX™ floculado de MMH, una vez que los materiales aniónicos han entrado en el sistema. La viscosidad del fluido puede ser restablecida en una circulación, mediante tratamientos apropiados de polímeros, requiriendo muy poco tiempo del equipo de perforación.

Control de filtración. Si se usa un sistema floculado en una situación donde se requiere un filtrado bajo durante el fresado de la tubería de revestimiento, debería usarse un almidón realmente no iónico, tal como FLO-TROL™. Estos sistemas son muy sensibles a los materiales aniónicos y aún más sensibles a la contaminación aniónica cuando se agrega almidón para reducir el filtrado.

El método de tubería flexible facilita considerablemente el descenso y la recuperación del conjunto de perforación.

Los tamaños de los pozos perforados con tubería flexible están generalmente comprendidos entre 2 3/4 y 4 3/4 pulg.

Introducción

La perforación con tubería flexible emplea una columna continua de tubería flexible y un equipo especializado de perforación con tubería flexible. En vez de perforar con diferentes juntas de tubería de perforación tradicional rígida y de gran diámetro, la columna de perforación se compone de una tubería flexible de diámetro más pequeño. A diferencia de la tubería de perforación, la cual debe ser enroscada para formar la columna de perforación y desconectada en grupos de tubos que son estibados en la torre de perforación durante los viajes, esta tubería viene en un carrete que se desenrolla a medida que la perforación

progres, y es reenrollada en su carrete durante los viajes. El método de tubería flexible facilita considerablemente el descenso y la recuperación del conjunto de perforación.

Tradicionalmente, los equipos de perforación con tubería flexible se usaban para las operaciones de rehabilitación y completación donde la movilidad y el tamaño compacto eran factores importantes. Con el desarrollo de motores de fondo cuya alimentación no depende de la rotación de la columna de perforación, las unidades de tubería flexible ahora funcionan como verdaderos equipos de perforación.

Historia Breve

El primer prototipo de “unidad ligera de rehabilitación con columna continua” fue desarrollado en 1962 para lavar puentes de arena en pozos de petróleo y gas del Golfo de México. El cabezal de inyección fue construido para una tubería de 1,315 pulg. de D.E. y podía manejar cargas superficiales de hasta 30.000 lbs. La unidad realizó satisfactoriamente rehabilitaciones concéntricas (tubería dentro de la columna de producción) en tierra y costafuera del Sur de Luisiana, por muchos años.

En 1964, se introdujo un diseño ligeramente diferente, desarrollado para meter tubería flexible de 3/4 pulg. También fue usado para limpiar los pozos. En 1967, un cabezal de inyección desarrollado para una tubería flexible de 1/2 pulg. fue empleado para retrolavar pozos de eliminación de agua salada, con nitrógeno. Luego se desarrollaron 12 unidades de tubería flexible, capaces de

manejar hasta 5.000 lbs de tubería flexible de 1/2 pulg. A finales de 1968, se desarrolló un cabezal de inyección de tubería flexible para 8.000 lbs de tubería flexible de 3/4 pulg.

A mediados de la década de los 70, más de 200 unidades de tubería flexible habían sido desarrolladas para realizar limpiezas de arena y servicios de chorro de nitrógeno. En 1985, diferentes cabezales de inyección y otros equipos de tubería flexible se hicieron disponibles, con numerosas revisiones de los diseños y de los programas de mantenimiento que mejoraron las capacidades y la confiabilidad de los equipos. La perforación con unidades de tubería flexible se hizo posible tras la introducción de nuevos tipos de equipos direccionales y motores de perforación de fondo. Los tamaños de los pozos perforados con tubería flexible están generalmente comprendidos entre 2 3/4 y 4 3/4 pulg.

Procedimientos con Tubería Flexible

El uso actual de la tubería flexible incluye las siguientes operaciones:

- Limpieza del pozo.
- Descarga de pozos e inicio de la producción.
- Estimulación de la formación.
- Cementación.
- Consolidación de arenas.
- Servicios en conductos y líneas de flujo.
- Fresado a través de tuberías.
- Taponamiento y abandono.
- Pesca.
- Varios servicios de herramientas transmitidas por tubería flexible.
- Perforación con tubería flexible.
- Fresado del desviador.
- Introducción de mallas.

VENTAJAS

La tubería flexible proporciona las siguientes ventajas:

- Trabajo en pozos activos (presión en la superficie).
- Eficiencia de entrada y salida del pozo.
- Instalación rápida del equipo de perforación/viajes rápidos.
- Pequeña plantilla en la superficie, comparado con el equipo de rehabilitación.
- Movilización costafuera eficiente debido a los componentes modulares.
- Circulación continua de fluidos, incluso durante los viajes.
- Ejecución del trabajo mientras que el pozo está produciendo (en condiciones de desbalance).
- Ausencia de conexiones enroscadas, diámetros exteriores a ras.
- Amplia gama de herramientas

disponibles, adaptadas de las operaciones de rehabilitación, perforación y con cable.

- Adaptación a completaciones permanentes.

LIMITACIONES

La tubería flexible debe operar dentro de estas restricciones:

- Fisuración por fatiga debido a flexiones repetidas (ciclado).
- Hinchazón debido a presiones diferenciales.
- Daños mecánicos de la tubería causados por el uso y el manejo.
- Daños ambientales y químicos causados por los ácidos, el oxígeno y otros productos químicos usados.
- Límites de resistencia de la tubería flexible a la rotura por estallido, colapso y tensión.
- Incertidumbre relacionada con la disminución de la capacidad de las tuberías flexibles usadas.
- Dificultades con la soldadura a tope de tubo a tubo.
- Límites operacionales del equipo de superficie, tales como:
 - a) Taponamiento.
 - b) Presión de trabajo para el control del pozo.
 - c) Cargas de empuje o tracción
 - d) Deformación admisible de la tubería.
- Límites operacionales de fondo, tales como:
 - a) Taponamiento.
 - b) Cargas de empuje o tracción.
 - c) Pérdidas de presión de fricción a través de la tubería.
 - d) Resistencia al colapso debido a la ovalidad de la tubería flexible.

**...la
operación
total puede
tardar medio
día a una
semana.**

Equipo Básico

- El equipo descrito a continuación es necesario para las operaciones básicas de perforación. Según los procedimientos específicos usados, la operación total puede tardar medio día a una semana. Si se usa nitrógeno, se necesitarán otros equipos. La Figura 1 ilustra una unidad básica de tubería flexible montada sobre un remolque.
- Cabezal de inyección, con soporte.
- Arco guía de la tubería.
- Carrete de tubería flexible
- Consola de control.
- Conjunto de control de pozo, con unión en "T" y válvula.
- Tanque de retorno.
- Bomba de fluido.

El trabajo horizontal requiere más equipos y más tiempo. Por ejemplo, los Conjuntos de Fondo (BHAs) más complejos requieren un mástil. El fluido de perforación será probablemente usado por más tiempo y expuesto a más sólidos perforados. Más equipos de control de sólidos serán necesarios para mantener el mejor contenido bajo de sólidos. En muchas aplicaciones de perforación, la unidad de tubería flexible será acoplada a un equipo de rehabilitación. Nuevas unidades de tubería flexible están siendo desarrolladas específicamente para aplicaciones de perforación.

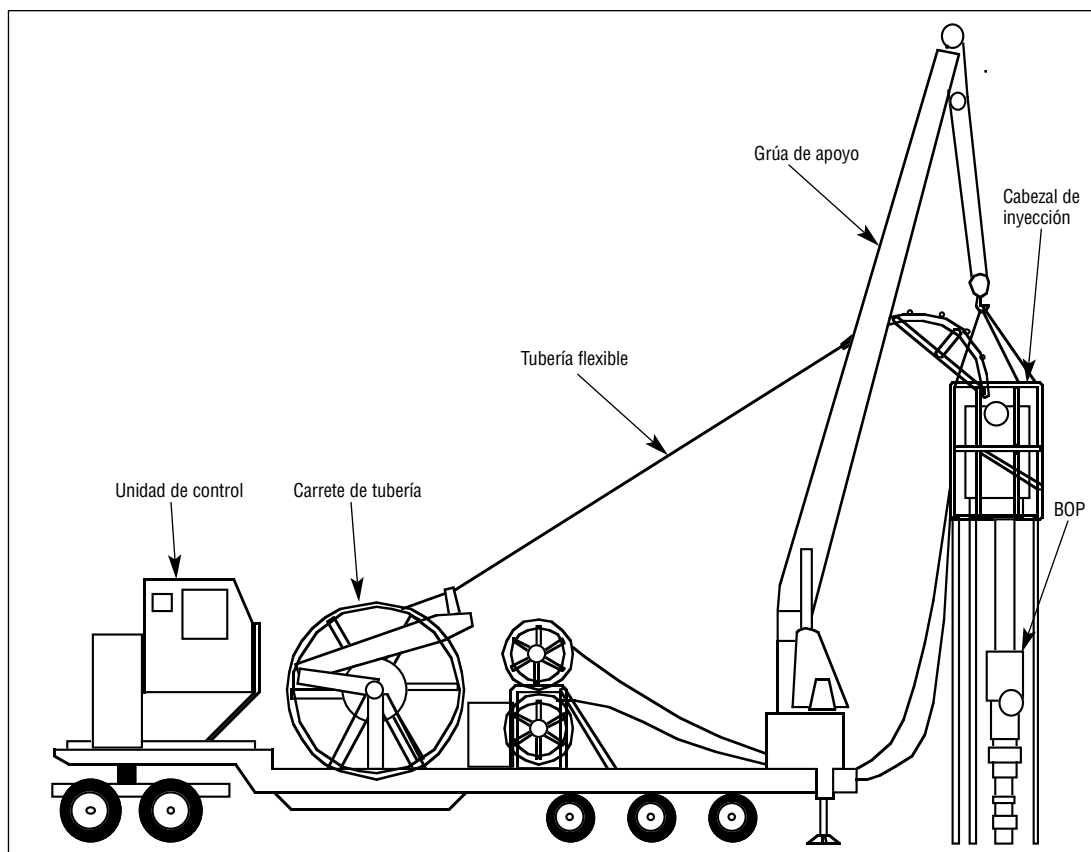


Figura 1: Unidad de tubería flexible (montada en remolque).

El cabezal de inyección debería ser capaz de aplicar 120% de la fuerza máxima anticipada...

CABEZAL DE INYECCIÓN

El cabezal de inyección debería ser capaz de aplicar 120% de la fuerza máxima anticipada para sacar la tubería flexible del pozo cuando está a la profundidad total, incluyendo las pérdidas de fricción en el enjugador de tubería. La fuerza de tracción máxima es la fuerza de tensión máxima que el inyector puede aplicar a la tubería flexible inmediatamente encima del enjugador de tubería, a la presión de operación hidráulica recomendada por el fabricante.

El cabezal de inyección también debería ser capaz de una fuerza máxima de descenso bajo presión igual a 120% de la fuerza máxima de descenso bajo presión anticipada para bajar la tubería flexible bajo presión dentro del pozo, a través del enjugador de tubería y contra la presión máxima anticipada del cabezal del pozo. La fuerza máxima de descenso bajo presión es la fuerza máxima de compresión que el inyector puede aplicar a la tubería flexible inmediatamente encima del enjugador de tubería, a la presión de operación hidráulica recomendada por el fabricante.

El inyector y la fuente de alimentación deberían ser capaces de desarrollar esta fuerza máxima de tracción y descenso bajo presión, mientras la tubería flexible está estacionaria y cuando se mueve a velocidades de hasta 30 pies/min. La longitud no soportada de tubería flexible entre el inyector y el enjugador de tubería debería ser minimizada para prevenir el pandeo del tubo a la fuerza

máxima de descenso bajo presión.

El inyector debería ser capaz de aplicar una tracción suficiente a la tubería flexible para que la sección de tubería flexible cubierta con un lubricante protector normal no resbale a través del inyector a la fuerza máxima de tracción y a la fuerza máxima de descenso bajo presión. Se debe minimizar los daños a la tubería flexible cuando se aplica la fuerza máxima de tracción. Equipos de reserva deberían estar disponibles para proporcionar la tracción en caso de falla de la fuente de alimentación o del motor primario.

El inyector debe estar sostenido para impedir que un momento de flexión sea aplicado al cabezal del pozo en las condiciones normales de operación anticipadas. Cualquier carga causada por el peso del inyector, equipo de control de pozo y peso suspendido de la tubería flexible, que es transmitida al cabezal del pozo, debería ser transmitida según el eje del cabezal del pozo.

El inyector debería tener un sistema dinámico de frenos que evite el movimiento incontrolado de la tubería flexible causado por la carga, cuando no se está aplicando ninguna presión hidráulica a los motores hidráulicos. El inyector también debe tener un freno mecánico auxiliar, que se activa automática o manualmente, cuando el inyector está parado. Tanto el sistema de freno normal como el sistema de freno auxiliar deben ser capaces de aguantar la fuerza máxima de tracción y la fuerza máxima de descenso bajo presión.

...el radio del arco guía de la tubería debería ser por lo menos 30 veces más grande que el diámetro de la tubería flexible.

ARCO GUÍA DE LA TUBERÍA

Ciertos tipos de inyectoros utilizan un arco guía de la tubería ubicado encima del inyector, para guiar la tubería flexible desde el carrete hacia dentro de la parte superior del inyector. Hay rodillos inferiores, y debería haber rodillos superiores, que centran la tubería flexible a medida que ésta viaja alrededor del arco guía. El radio del arco guía de la tubería se define como el radio de curvatura del eje de los rodillos internos. El radio de flexión del arco guía de tubería es más importante que el radio de flexión del carrete, porque se producen dos veces más ciclos de flexión en el arco guía de la tubería que en el carrete. Para tubería flexible usada repetidamente en aplicaciones de mantenimiento y perforación, el radio del arco guía de la tubería debería ser por lo menos 30 veces más grande que el diámetro de la tubería flexible. Este factor puede ser menor para la tubería flexible sometida a viajes menos frecuentes, como en el caso de las instalaciones permanentes.

Algunos arcos guías de la tubería tienen un rodillo que puede ser ajustado para causar una flexión inversa de la tubería flexible antes de que entre en las cadenas. Esta flexión inversa permite que la tubería flexible salga de las cadenas por debajo del inyector y entre en el pozo con menos flexión residual. Típicamente, esto no enderezará completamente la tubería flexible. La flexión inversa aumenta los daños por fatiga causados a la tubería flexible y causa frecuentes errores en los valores del indicador de peso.

El enrollamiento y desenrollamiento de la tubería flexible a través del ancho del carrete cambia el “ángulo de desviación” de la tubería flexible cuando ésta se acerca al arco guía de la tubería. El ángulo de desviación es el ángulo máximo entre una línea que pasa por el centro del arco guía de tubería y el centro del carrete, y una línea que pasa a través de la brida del carrete. El extremo del arco guía de la tubería no debería obstaculizar la tubería flexible cuando ésta pasa por este ángulo de desviación. El arco guía de la tubería debe soportar la carga lateral causada por este ángulo de desviación. La Figura 2 muestra un dibujo esquemático de un cabezal de inyección y un arco guía de tubería con el conjunto de enjugador de tubería y el conjunto Preventor de Reventones (BOP).

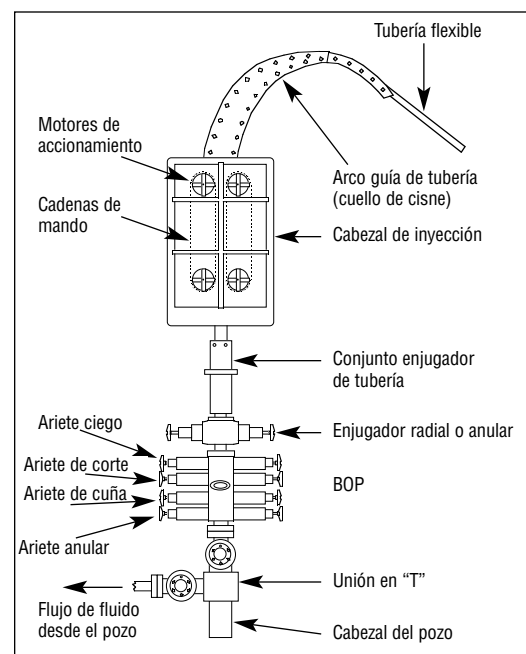


Figura 2: Cabezal de inyección, arco guía de la tubería y conjunto de control de pozo.

...el radio del carrete debería ser por lo menos 20 veces el diámetro de la tubería flexible.

CARRETE DE TUBERÍA FLEXIBLE

El carrete sirve de mecanismo de almacenamiento durante el transporte y de dispositivo bobinador durante las operaciones con la tubería flexible. La longitud de tubería flexible que se puede almacenar en un carrete constituye la capacidad del carrete para ese diámetro de tubería flexible en particular. El radio del carrete define el radio de flexión más pequeño para la tubería flexible. Para tubería flexible usada repetidamente en aplicaciones de mantenimiento y perforación, el radio del carrete debería ser por lo menos 20 veces el diámetro de la tubería flexible. Este factor puede ser menor para la tubería flexible sometida a viajes menos frecuentes, como en el caso de las instalaciones permanentes.

El sistema de accionamiento del carrete debe proporcionar suficiente torque para curvar la tubería flexible sobre el arco guía de la tubería y en el carrete. También debe ser capaz de acelerar el tambor de la tubería desde la parada hasta la velocidad máxima del inyector, a una velocidad aceptable con el tambor lleno de tubería, y con la tubería llena de fluido. La tubería flexible almacenada en un carrete puede desenrollarse y saltar del carrete si se suelta la contratensión de la tubería. Siempre se debe mantener la extremidad libre de la tubería flexible bajo tensión. El freno del carrete se usa para bloquear el carrete cuando no está en movimiento, y también puede minimizar el salto de la tubería en el carrete cuando se pierde la presión hidráulica y la contratensión.

Parámetros de la Operación en la Consola de Control

La carga es la fuerza de tensión o compresión en la tubería flexible, justo encima del enjugador de tubería.

La carga es la fuerza de tensión o compresión en la tubería flexible, justo encima del enjugador de tubería. La carga debería ser medida directamente, usando una celda de carga que mida la fuerza que la tubería flexible está aplicando sobre el inyector. La carga puede ser afectada por los siguientes factores:

- Peso suspendido de la tubería flexible.
- Presión del cabezal del pozo.
- Fricción del enjugador de tubería.
- Contratensión del carrete.
- Densidad del fluido o de los fluidos dentro y fuera de la tubería (flotabilidad).

La **profundidad medida** es la longitud de tubería flexible

desplegada a través del inyector. Puede diferir considerablemente de la profundidad real del pozo, debido al estiramiento, a la expansión térmica, a los socavamientos del pozo y otros factores.

La **presión de admisión** de la tubería flexible es la presión en la admisión de la tubería flexible. Se usa para entender las condiciones del pozo y calcular el factor de fatiga en la tubería flexible.

La **presión del cabezal** del pozo es la presión alrededor de la parte exterior de la tubería flexible en el cabezal del pozo. También se usa para entender las condiciones del pozo y calcular el factor de fatiga en la tubería flexible.

Equipo de Control de Pozo

El equipo de control de pozo con tubería flexible está diseñado para permitir la ejecución segura de servicios de mantenimiento del pozo bajo presión. Sin embargo, la presión del pozo debe ser minimizada para evitar el desgaste innecesario del equipo de control de pozo. El conjunto mínimo de control de pozo debería incluir los siguientes equipos, desde arriba hacia abajo:

- Un componente de control de pozo de enjugador de tubería o de tipo anular.
- Un componente de control de pozo de ariete ciego.
- Un componente de control de pozo de ariete de corte.
- Una salida de línea de matar con válvula.
- Un componente de control de pozo de ariete de cuña.
- Un componente de control de pozo de ariete anular.

Estos equipos deberían ser considerados como *barrera principal* a los efectos de control de pozo. En situaciones que requieren una *barrera auxiliar*, el equipo del cabezal del pozo debería cumplir esta función, a condición de que este equipo sea capaz de cortar la tubería flexible si fuera necesario sellar el pozo. Cuando las condiciones de mantenimiento del pozo requieren una línea de matar dedicada, ésta debería ser equipada con dos válvulas en línea con la misma presión de trabajo que el conjunto de control de pozo. Estas válvulas deberían ser probadas a la presión nominal de trabajo del conjunto de control de pozo, o del árbol de navidad, según la más baja de estas presiones. La salida de la línea de matar en el conjunto de control de pozo no debería ser usada para recibir los retornos de fluido del pozo.

Los **arietes ciegos** deberían estar diseñados con la capacidad para cortar el espesor de pared y el límite de tracción del diámetro exterior (DE) especificado de la tubería flexible, tal como fuera certificado por la prueba a

la presión nominal de trabajo del conjunto de control de pozo.

Los **arietes de cuña** deberían ser capaces de mantener la tubería flexible en el modo de tubería pesada al límite mínimo de la tubería flexible, a la presión nominal de trabajo del conjunto de control de pozo. Deberían ser capaces de mantener la tubería flexible en el modo de descenso bajo presión, a un mínimo de 50% del límite mínimo de la tubería flexible. Los arietes de cuña deberían tener guías de tubería y estar diseñados para minimizar los daños a la tubería, tal como las marcas causadas por las cuñas y la deformación.

Los **arietes anulares** se cierran y sellan alrededor de la tubería flexible y deberían incluir guías de tubería. Los arietes anulares siempre son colocados en la cavidad inferior de un conjunto de control de pozo de un cuádruple.

Generalmente, el trabajo realizado con tubería flexible incluye el retorno de los líquidos y gases a la superficie por el espacio anular de la tubería flexible. A veces, este flujo de retorno contiene materiales muy abrasivos como arena. La trayectoria típica de flujo para el retorno del fluido es una unión en “T” ubicada por debajo del conjunto de control de pozo, la cual conduce al equipo de tratamiento ubicado en la superficie.

El conector de la tubería flexible suele tener una **válvula unidireccional de fondo** en la extremidad de la tubería ubicada en el fondo del pozo, para impedir que los fluidos del pozo entren en la tubería flexible cuando los fluidos de tratamiento no son bombeados. Además, el conjunto de válvula unidireccional proporciona una barrera de seguridad esencial contra el influjo de fluidos del pozo dentro de la tubería flexible, si ocurriera alguna falla de un sello o junta en el BHA. La válvula unidireccional también proporciona una barrera de seguridad si la tubería se rompe o se daña en la superficie. Los diseños de válvula unidireccional pueden ser categorizados como válvulas unidireccionales de bola y asiento, las

...el conjunto de válvula unidireccional proporciona una barrera de seguridad esencial contra el influjo de fluidos de pozo...

cuales son más comunes, o como válvulas unidireccionales de charnela.

Los equipos para el servicio en sulfuro de hidrógeno deberían cumplir con la Práctica Recomendada 53 de API, Sección 9. El ambiente de sulfuro de hidrógeno (H_2S , servicio agrio) es común cuando el equipo será expuesto a zonas de gas de sulfuro de hidrógeno donde la presión parcial del sulfuro de hidrógeno excede la presión absoluta de

0,05 psi en la fase gaseosa. Muchos metales están sujetos a la fisuración por acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión cuando son expuestos al sulfuro de hidrógeno. El equipo de control de pozo, incluyendo los pernos y las tuercas, las líneas, las válvulas, las conexiones, las juntas y los elastómeros, deberían ser revisados al entrar en un ambiente de sulfuro de hidrógeno.

Fluidos para las Operaciones de Perforación con Tubería Flexible

Toda la perforación se realiza por deslizamiento; no hay rotación de la tubería.

Para mejorar la limpieza del pozo, se debe repasar saliendo con frecuencia...

Las operaciones de tubería flexible son similares a las operaciones del equipo de perforación convencional en algunas maneras, y muy diferentes en otras. Los fluidos usados en las operaciones de tubería flexible reflejan esta misma mezcla de características. Los fluidos son puestos en circulación de la manera convencional, a través de la tubería, y los retornos se toman a partir del espacio anular. La circulación puede ser mantenida continuamente durante los viajes. Se emplea la misma cantidad de columna de perforación durante toda la operación, independientemente de la profundidad de la barrena. Los materiales tubulares más flexibles y más pequeños limitan la presión de bombeo. Toda la perforación se realiza por deslizamiento; no hay rotación de la tubería. La columna de perforación más flexible tiende a pandear más fácilmente y puede reducir la Velocidad de Penetración (ROP), debido a la incapacidad de transferir el peso a la barrena. Es crítico entender estos aspectos únicos de la tubería flexible para diseñar un fluido que proporcione un buen rendimiento.

FUNCIONES DEL FLUIDO

- Transportar los recortes a la superficie.
- Minimizar la presión de bombeo.
- Controlar las fugas y el filtrado hacia las secciones del yacimiento.
- Prevenir la pega de la tubería.
- Proporcionar lubricidad entre la tubería y el pozo.
- Enfriar y lubricar la barrena y el motor de fondo.
- Estabilizar el pozo.
- Minimizar los daños a la formación.

Los sistemas FLO-PRO® y FLO-PRO SF de M-I son ideales para las operaciones de perforación con tubería flexible. Ambos sistemas cumplen excepcionalmente todas las funciones indicadas.

El transporte de los recortes al a superficie en una operación de tubería flexible ocurre frecuentemente a través de una variedad de geometrías anulares, a diferentes ángulos. Esto puede incluir diámetros muy pequeños con velocidades anulares altas que pasan a diámetros muy grandes con velocidades anulares bajas, como suele observarse en muchos proyectos de reentrada. El fluido debe tener una alta capacidad de disminución de la viscosidad con la temperatura, para limpiar eficazmente ambas secciones del pozo. La perforación horizontal con tubería flexible también requiere diferentes procedimientos. Para mejorar la limpieza del pozo, se debe repasar saliendo con frecuencia, ya que toda la perforación se ejecuta por deslizamiento.

Las presiones de bombeo más bajas aumentan la vida útil de la tubería flexible. Para minimizar la presión de bombeo, es importante usar un fluido limpio que proporcione una viscosidad plástica mínima, además de reducir el arrastre dentro de la columna de perforación. El fluido óptimo sólo usa una pequeña cantidad de polímero FLO-Vis® para viscosidad, manteniendo el contenido de sólidos a aproximadamente 1% o menos. La viscosidad creada se caracteriza por una viscosidad plástica baja, un buen punto cedente y buenos esfuerzos de gel, y una viscosidad excelente a baja velocidad de corte. La viscosidad

Es importante tener una buena lubricidad debido a la falta de rotación de la tubería.

plástica elevada se traduce en presiones de bombeo más altas, ya sean causadas por sólidos, polímeros o emulsiones. La reducción del arrastre es la capacidad de un fluido o material para reducir la presión de bombeo mientras está en un régimen de flujo turbulento. La reducción del arrastre no es posible a menos que haya un flujo turbulento. El flujo turbulento ocurrirá dentro de la columna de perforación.

Las fugas o el filtrado hacia la formación deben ser controlados no sólo para minimizar el riesgo de pega de la tubería y de inestabilidad del pozo, sino también para minimizar los daños a la formación. Las fugas pueden ser controladas colocando un revoque fino e impermeable o con una alta Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV). Un revoque fino e impermeable requiere sólidos puenteantes y agentes de control de filtrado. Estos materiales aumentarán la viscosidad plástica del fluido. Un revoque fino e impermeable también puede crear un gradiente de presión dramático a través de su espesor, el cual puede aumentar el riesgo de pegadura por presión diferencial de una columna de perforación que no está girando. Aumentando la LSRV del fluido, las fugas pueden ser controladas sin crear ningún gradiente de presión dramático a través de la cara de la formación.

Es importante tener una buena lubricidad debido a la falta de rotación de la tubería. La capacidad de transferir el peso a la barrena puede ser reducida debido al pandeo (sinusoidal y helicoidal) de la tubería flexible, si no hay suficiente lubricidad. La capacidad de transferir el peso en la perforación convencional es mejorada por la rotación de la tubería. Al minimizar los sólidos y los recortes blandos sedimentados, así como el uso de lubricantes, se reducen los coeficientes de fricción mecánica.

La estabilidad del pozo se obtiene principalmente con la densidad del lodo, pero la inhibición y la viscosidad también ayudan en cierta medida a controlar la estabilidad del pozo. La inhibición impide que las arcillas se hinchen y tapen el pozo. La viscosidad elevada proporciona la capacidad de suspensión y transporte

cuando el pozo falla, previniendo así que una cama dura de recortes o duna limite el movimiento de la tubería a través del pozo.

Los daños a la formación deben ser minimizados con las operaciones de tubería flexible. El pequeño tamaño del pozo y la tubería flexible más ligera significan que cualquier hinchamiento de arcillas o inestabilidad de la formación resultará en la pegadura de la tubería y la reducción de la producción. La presión de bombeo, el hinchamiento de las arcillas y la inestabilidad de la formación son las razones principales por las cuales no se usan arcillas en fluidos para las operaciones de tubería flexible. Se hace un esfuerzo adicional para controlar la acumulación de sólidos perforados. El arrendamiento de equipos adecuados de control de sólidos constituye una opción para controlar los sólidos perforados. Otra opción consiste en cambiar todo el lodo periódicamente, sustituyéndolo con fluido fresco y limpio.

Cuando las operaciones de tubería flexible incluyen trabajo horizontal, el fluido debería tener una LSRV elevada, tal como se mida en un viscosímetro Brookfield a una velocidad de corte de $0,0636 \text{ seg}^{-1}$. Los fluidos desarrollados reológicamente, como FLO-PRO, con LSRVs elevadas, han sido usados con bastante éxito desde 1991, para perforar horizontalmente con equipos de perforación convencionales y de tubería flexible. FLO-PRO impide la formación de camas de recortes en la porción horizontal del pozo, sin depender demasiado de prácticas de perforación como la práctica de repasar saliendo y la circulación.

La LSRV es generada por cualquiera de las gomas xantana clarificadas de primera calidad de la familia de aditivos FLO-VIS®. Las propiedades reológicas convencionales, el punto cedente y la velocidad rotacional (RPM) pueden ser ajustadas a concentraciones relativamente bajas de polímeros, pero la LSRV no se desarrolla hasta que se haya excedido una concentración crítica de polímeros. Como la LSRV es la última propiedad reológica que se desarrolla, también es la primera que se degrada. Un xantano de primera calidad como FLO-VIS minimiza la

concentración de polímeros requerida para crear la LSRV y mantenerla. En zonas donde se ha usado xantano no clarificado para reemplazar el xantano *clarificado* de primera calidad, debido a faltas en inventario, se requiere el doble de cantidad para mantener la LSRV deseada. FLO-VIS, en el cual los residuos bacterianos del proceso de fabricación han sido eliminados, fue seleccionado para minimizar los daños potenciales a la formación y la cantidad de polímeros requerida para mantener la LSRV deseada.

La densidad de estos fluidos es mantenida con sales. Una variedad de sales, NaCl, KCl, NaBr, Na-formiato y K-formiato pueden ser usadas en el fluido, hasta el punto de saturación. Además, se puede usar CaCl_2 , K-acetato, agua dulce, agua saladas y salmueras de campo para la densidad. Las concentraciones de sal pueden ser ajustadas para la densidad y/o inhibición. Además, eliminadores líquidos de hidratación de lutitas, ya sean anfóteros o catiónicos, pueden ser usados para controlar los niveles de inhibición sin aumentar la densidad. Glicoles también pueden ser usados en el sistema para mejorar la inhibición.

El pH del fluido puede ser controlado con soda cáustica, KOH, carbonato de sodio u óxido de magnesio. El pH suele ser mantenido alrededor de 9.

Se han usado fluidos con y sin agentes puenteantes. La presencia de agentes puenteantes aumenta la presión de bombeo, y por lo tanto limita la longitud y el diámetro de tubería

flexible que puede ser usada en un pozo. Tuberías flexibles cortas de diámetro adecuado pueden usar agentes puenteantes en el fluido. Sin embargo, cuando las profundidades medidas son grandes y el diámetro es pequeño, los agentes puenteantes no pueden ser usados. Por ejemplo, una tubería con un diámetro de 2 pulgadas y una longitud de 15.000 pies no puede aguantar la presión creada por el uso de agentes puenteantes.

Un fluido “libre de sólidos” sin agente puenteante, como el Flo-Pro SF, puede mantener las presiones en una tubería flexible de 2 pulgadas de diámetro y 15.000 pies de longitud a menos de 4.000 psi. El fluido “libre de sólidos” confía en una LSRV elevada para controlar la invasión de filtrado dentro de la formación. Cuando el fluido se escapa radialmente hacia la formación, la velocidad de corte disminuye y la viscosidad impide cualquier penetración adicional. La profundidad de penetración varía de una formación a otra, y es controlada, entre otras cosas, por la temperatura, la presión de sobrebalance, la permeabilidad y porosidad de la formación, y la viscosidad de los fluidos de la formación.

Los fluidos libres de sólidos no forman un revoque en la cara de la formación creando un alto gradiente de presión diferencial, sino un gradiente gradual sobre cierta distancia. Esto reduce el potencial de pega de la tubería en el espacio anular sin rotación.

Resumen

La perforación con tubería flexible puede ser usada con éxito para perforar pozos horizontales en condiciones de sobrebalance de presión. Es crítico minimizar los sólidos y usar fluidos “libres de sólidos” desarrollados reológicamente, como el sistema FLO-PRO®, para maximizar los parámetros de perforación y minimizar los daños a la formación. Combinando una LSRV elevada y la práctica de repasar saliendo, se puede optimizar la limpieza del pozo en reentradas a través de la tubería. Los sólidos contribuyen a presiones de bombeo más altas, una vida útil más corta de la tubería flexible, mayores daños a la formación y coeficientes de

fricción mecánica más altos.

La perforación con tubería flexible nunca reemplazará la perforación con equipos de perforación rotatorios. Los equipos de perforación deben ser usados en pozos que requieren grandes diámetros y tuberías pesadas de gran diámetro. La perforación con tubería flexible está diseñada para pozos de diámetro reducido que fluyen con menos volumen. La mayoría de los pozos perforados actualmente con tubería flexible son pozos desviados. Éstos son pozos perforados a partir de un pozo viejo. Como se puede usar la infraestructura del pozo viejo, se puede lograr considerables ahorros en costos.

La perforación con tubería flexible está diseñada para pozos de diámetro reducido que fluyen con menos volumen.

...la ventaja principal de la perforación rotatoria con respecto a la perforación con tubería flexible es la cantidad de sección horizontal que se puede perforar.

Perforación a Través de la Tubería

La perforación a través de la tubería con equipos de perforación rotatorios en pozos de diámetro pequeño se ha beneficiado de los mismos avances en equipos direccionales de fondo y motores de perforación que han permitido la perforación con tubería flexible. El uso de la perforación rotatoria en aplicaciones de perforación a través de la tubería tiene ciertas ventajas. La capacidad de hacer girar la columna de perforación reduce la fricción en el pozo, mejora la limpieza del pozo y puede aumentar las velocidades de penetración. Además, como el fluido sólo debe ser bombeado a través de la tubería que está dentro del pozo, los límites de presión de bombeo no son tan importantes en la perforación a través de la tubería.

La perforación a través de la tubería se beneficia del mismo diseño de fluido que la perforación con tubería flexible. Sin embargo, debido a las presiones de bombeo más bajas requeridas y a la capacidad de hacer

girar la tubería, fluidos más convencionales pueden ser usados con éxito. Éstos incluyen fluidos con:

- Materiales puenteantes sólidos.
- Materiales densificantes sólidos.
- Lodos de emulsión inversa de aceite.

Actualmente, la ventaja principal de la perforación rotatoria con respecto a la perforación con tubería flexible es la cantidad de sección horizontal que se puede perforar. En la perforación rotatoria, las conexiones de las tuberías proporcionan mayor estabilidad a la columna de perforación que en el caso de la perforación con tubería flexible. La tecnología de perforación con tubería flexible está mejorando, pero actualmente el límite exterior de una sección horizontal perforada con una unidad de tubería flexible parece ser aproximadamente 3.000 pies. Esto puede ser comparado con aproximadamente 5.000 pies con una unidad de perforación rotatoria que está perforando a través de la tubería.

Conclusión

Las tecnologías de perforación con tubería flexible y a través de la tubería están avanzando rápidamente. Éstas ofrecen considerables ventajas económicas con respecto a la perforación rotatoria convencional, en ciertas situaciones. Los requisitos únicos de estas técnicas imponen demandas inusuales sobre el diseño de los fluidos de perforación. Para adaptar estas tecnologías cambiantes, también anticipamos mejoras y cambios en las tecnologías de los fluidos de perforación.

**La
concientización...
ha convertido las
preocupaciones
ambientales en
un factor clave...**

Introducción

La concientización del medio ambiente entre el público, las agencias reguladoras, los clientes y las compañías de servicio ha convertido las preocupaciones ambientales en un factor clave para las operaciones de perforación. Las cuestiones ambientales son de base amplia y complejas, afectando todos los aspectos del diseño y uso de sistemas de fluido de perforación. Los reglamentos de Salud, Seguridad y Medio Ambiente (HS&E) coinciden en cierta medida, pero consideran las cuestiones desde diferentes puntos de vista. Las cuestiones de salud y seguridad tratan principalmente de la protección de los

trabajadores, mientras que las cuestiones del medio ambiente tratan de cualquier impacto sobre el medio ambiente y/o la salud de la comunidad expuesta a los efectos de las operaciones de perforación.

Prevenir la contaminación y minimizar el impacto ambiental de una manera económica son las tareas más importantes que debe enfrentar la industria hoy en día. M-I y SWACO® se comprometen a desarrollar productos y tecnologías de manejo de desechos que mejoren la perforación y la producción mientras protegen el medio ambiente y el bienestar de las personas que usan nuestros productos.

Minimizar la Contaminación

IDENTIFICAR LA FUENTE

El primer paso para minimizar la contaminación es identificar las fuentes de contaminación relacionadas con los fluidos de perforación en el pozo. Las descargas al aire y al agua están generalmente clasificadas en tres categorías:

- **Fuente puntual.** Una fuente de contaminación descargada al medio ambiente a través de un punto definido. Un ejemplo de fuente puntual de contaminación del aire puede ser el tubo de escape de un motor diesel en servicio estacionario. Un ejemplo de fuente puntual para el agua puede ser los recortes descargados al océano por una tubería. En general, estos tipos de descargas tienen algún tipo de dispositivo de control instalado en el punto de descarga, para tratar o recoger los desechos.
- **Fuente no puntual** (emisiones fugaces). Una fuente de contaminación no descargada al medio ambiente a través de un punto definido. Un ejemplo de fuente no puntual para el aire puede ser los vapores generados en las zarandas y sobre el sistema de lodo de superficie. Un ejemplo de fuente no puntual para el agua puede ser el agua de lluvia que

corre de una propiedad en escorrentía laminar (no a través de una zanja o canal). En general, estos tipos de descargas no pueden tener ningún dispositivo de control instalado en el punto de descarga para tratar o reunir los desechos.

- **Fuentes móviles.** Una fuente puntual de contaminación que no es estacionaria. Un ejemplo para el aire podría ser el tubo de escape de un automóvil o camión. Un ejemplo para el agua sería una bomba de sentina en un barco. En general, estos tipos de descargas pueden tener algún tipo de dispositivo de control instalado en el punto de descarga para tratar o reunir los desechos.

Algunos desechos sólidos son descargados sobre o dentro de la tierra y no son considerados como ninguna de las tres fuentes mencionadas. Los sólidos secos, cienos, líquidos y gases contenidos - enterrados o diseminados sobre el suelo - son considerados como desechos sólidos. Un ejemplo de desechos sólidos puede ser los sacos de lodo vacíos que son enterrados.

IDENTIFICAR EL CONTAMINANTE

El segundo paso para minimizar la contaminación es identificar los

Los desechos orgánicos pueden... causar efectos tóxicos...

...metales pesados se refiere a un grupo de metales tóxicos...

materiales que pueden tener un impacto negativo sobre el medio ambiente. El nivel de impacto que una descarga puede tener sobre el medio ambiente depende de los tipos de materiales contenidos en los desechos y del ambiente donde son descargados. Por ejemplo, altos niveles de cloruro de sodio en los fluidos de perforación tendrán un impacto muy pequeño si son descargados al océano, ya que éste tiene niveles de sal naturalmente elevados. La descarga del mismo fluido de perforación en una corriente de agua dulce o un terreno agrícola tendría un impacto mucho más significativo, porque la fauna y la flora no están acostumbradas a los ambientes de agua salada.

A continuación se describen ocho elementos básicos que pueden causar daños al medio ambiente, dependiendo del ambiente de descarga.

Los metales pesados de productos y formaciones subterráneas tienden a reaccionar con los sólidos perforados y las arcillas, y sólo son ligeramente móviles en el medio ambiente. El término metales pesados se refiere a un grupo de metales tóxicos considerados como potencialmente peligrosos. Éstos incluyen el mercurio, cadmio, cromo, plomo, bario soluble y otros. Estos metales no se biodegradarán y pueden causar problemas por muchos años. Por ejemplo, los metales pesados pueden bioacumularse y ser transmitidos a través de la cadena alimenticia, causando problemas de salud tales como defectos de nacimiento.

Los compuestos de sal pueden inhibir el crecimiento de las plantas al perturbar su capacidad de absorber agua. Una concentración más alta de sal en el agua dulce puede ser tóxica para los peces y otros organismos acuáticos, y para las plantas. Los compuestos de sal son generalmente solubles en agua, lo cual aumenta su movilidad, extendiendo el área de impacto potencial sobre el medio ambiente.

Los desechos orgánicos suelen ser extremadamente dañinos para el medio ambiente. Los tipos de desechos pueden ser tan simples como desechos de seres

humanos/animales, los cuales aumentan la demanda de oxígeno en las corrientes y los ríos, y transmiten enfermedades, o tan complejos como desechos industriales, tales como los hidrocarburos de petróleo o productos especializados, fabricados a partir de productos químicos orgánicos. Los desechos orgánicos pueden bioacumularse, causando efectos tóxicos sobre la cadena alimenticia. Estas sustancias son muy móviles y pueden viajar por el aire y el agua, lo cual aumenta su área de impacto.

Los ácidos o las bases pueden alterar el pH y matar animales y plantas; el shock de pH causado por desechos de perforación que no han sido eliminados correctamente, ya sean líquidos o sólidos, perturbarán inmediatamente el ecosistema.

Los Sólidos Suspendidos Totales (TSS) pueden dañar las masas superficiales de agua adyacentes, no sólo desde el punto de vista estético, sino también mediante la reducción de la cantidad y calidad de luz disponible que es necesaria para el crecimiento de las plantas. Esta carga adicional también ejerce una toxicidad mecánica, i.e. esfuerzo y/o recubrimiento de órganos respiratorios. La mayor cantidad de sólidos suspendidos contiene componentes orgánicos que, al degradarse, reducen el oxígeno en las aguas adyacentes.

La toxicidad se usa para determinar los efectos combinados de la contaminación sobre los organismos de prueba. En vez o además del análisis de tipos individuales de contaminación, tal como los metales pesados y las sales, muchos reglamentos requieren el monitoreo de la toxicidad.

La radioactividad es una preocupación más reciente en el ambiente del campo petrolífero. El Material Radioactivo de Origen Natural (NORM) es la fuente de radioactividad que constituye un motivo de preocupación. En general, este material radioactivo (NORM) se relaciona con las operaciones de producción y no constituye un factor significativo en las operaciones de perforación.

Medición de la Contaminación

Las técnicas de muestreo son diferentes para el aire, el agua y los desechos sólidos.

Recolección de muestras. La mayoría de los errores relacionados con el análisis de los desechos ocurren porque los desechos no fueron muestreados correctamente. El objetivo es proporcionar una muestra que represente fielmente la contaminación. Si no se usa el procedimiento correcto, los riesgos relacionados con los desechos serán exagerados o subestimados. El muestreo suele ser realizado en las descargas de la fuente puntual. Las técnicas de muestreo son diferentes para el aire, el agua y los desechos sólidos.

El muestreo en aire suele ser realizado en la chimenea que descarga el aire. Las muestras se toman pasando a través de la chimenea con un tubo de muestreo conectado a un frasco de muestreo. También se pueden tomar muestras del aire ambiente usando dispositivos colectores de gran volumen que entrapan los contaminantes del aire con filtros.

Además de requerir el monitoreo directo de la contaminación del aire, muchos reglamentos permiten el uso de valoraciones basadas en los cálculos de ingeniería. Las valoraciones pueden ser usadas para reducir el costo relacionado con la determinación de la contaminación del aire.

Muestreo del agua. Se toman muestras de agua en el punto de descarga hacia una masa de agua receptora, usando muestras puntuales o muestras compuestas. Las muestras puntuales se toman sobre un periodo corto. Las muestras compuestas se componen de una serie de pequeñas muestras tomadas durante intervalos específicos, y luego mezcladas para formar una sola muestra.

La muestra de desechos sólidos se toma antes de retirar el material de la propiedad para eliminarlo. Se usan muestras compuestas para muestrear los desechos.

Las reglas básicas de muestreo son muy importantes y deberían ser observadas cada vez que se toma una muestra. Este procedimiento está diseñado para ayudar a producir resultados uniformes así como una documentación confiable para las

agencias reguladoras (ver la Figura 1).

1. Seguir un procedimiento detallado por escrito; si no hay ninguno, usar el sentido común y registrar el procedimiento usado.
2. Tomar una sola muestra para sustancias homogéneas o una muestra compuesta para sustancias no uniformes.
3. Usar un recipiente limpio.
4. Marcar el recipiente claramente con: Nombre de la compañía, ubicación, fecha y hora, fuente de la muestra, nombre de la persona que toma la muestra, y prueba a realizar.
5. Sellar correctamente el recipiente, proteger o refrigerar, si es necesario.
6. Acelerar el envío a la locación de prueba, cumpliendo con los reglamentos apropiados, y mantener un registro del muestreo.

Recipiente de Muestra
OPERADOR: XYZ Oil Co.
LOCACIÓN: Pozo profundo n° 4 (equipo de perforación n° 6)
FECHA: 10 de abril de 1997 HORA: 14h30
FUENTE: Muestra de lodo de la línea de flujo durante la circulación
PROFUNDIDAD: 15.725 PIES
PRUEBAS: Cloruros, pH, Aceite y grasa, bioensayo LC ₅₀
NOMBRE DEL COLECTOR: John Mudman

Figura 1: Resumen de las pautas de muestreo.

1. Siempre tratar de encontrar un protocolo detallado por escrito para el tipo de muestra que se está tomando.
2. Si no hay disponible ningún protocolo por escrito, el sentido común determinará el mejor método de muestreo.
3. Si no hay disponible ningún protocolo por escrito, escribir exactamente la manera en que se tomó la muestra y enviar la descripción con la muestra.
4. Las muestras puntuales son buenas para las corrientes de desechos que son de naturaleza homogénea. Las muestras compuestas son buenas para desechos que no son homogéneos.
5. Usar un recipiente limpio para tomar la muestra. Marcar la muestra con la siguiente información:
 - Locación exacta de muestreo.
 - Fecha y hora de muestreo.
 - Nombre de la persona que tomó la muestra.
 - Pruebas que deben ser realizadas.
6. Enviar la muestra lo más rápido posible para su análisis. Mantener la muestra fría (no congelada) si contiene materiales orgánicos.

7. Las muestras de suelo enviadas internacionalmente, deben ser tratadas con mucho cuidado para evitar la transferencia de parásitos indeseables.

PRUEBA DE MUESTRAS

La prueba de muestras de lodos de perforación, recortes y desechos relacionados es una parte importante de la determinación de los impactos potenciales sobre el medio ambiente. El conocimiento de los métodos y procedimientos de prueba es crítico en lo que se refiere al uso de los resultados de la prueba para cumplir con el permiso de descarga y proteger el medio ambiente. Estas pruebas requieren equipos y procedimientos que no están disponibles en el equipo de perforación. Los reglamentos son variables, según la locación. En los Estados Unidos, y en la mayoría de los países, las pruebas deben ser realizadas por laboratorios aprobados. Dos tipos de pruebas usadas para el análisis ambiental son las pruebas de bioensayo y las pruebas analíticas.

Pruebas de bioensayo. Las pruebas de bioensayo son realizadas en animales para determinar la toxicidad de un desecho o producto. Se determina una relación de respuesta a las dosis para cada material de prueba. A medida que se aumenta la concentración del material de prueba en el ambiente del animal, un mayor porcentaje de los animales responden a la toxicidad al morir. Los resultados de las pruebas de bioensayo son reportados mediante la identificación de puntos específicos en la relación de respuesta a las dosis. La mayoría de los permisos de descarga que usan pruebas de bioensayo, imponen límites basados en el resultado de la prueba LC_{50} o LD_{50} . Cuanto mayor sea la LC_{50} , menor será la toxicidad (ver las Figuras 2, 3 y 4).

- **LC_{50}** (Concentración Letal a 50%) – La concentración de una sustancia en el aire o agua que matará a 50% de la población de animales de la prueba.
- **LD_{50}** (Dosis Letal a 50%) – La dosis de una sustancia tóxica, expresada como una proporción de peso corporal, que matará a 50% de la población de animales de la prueba.

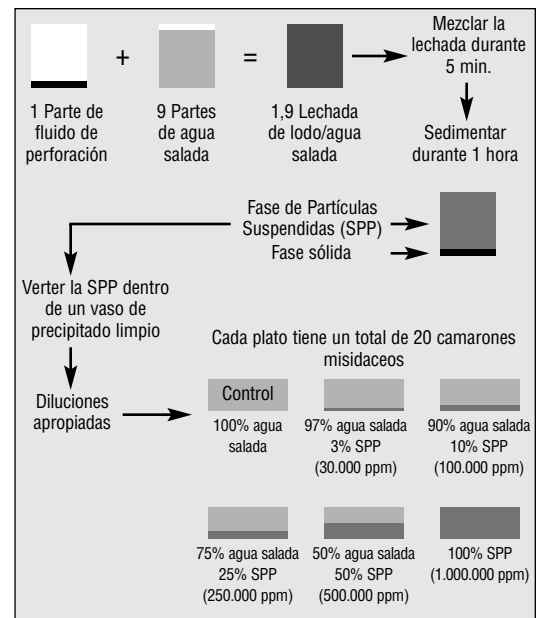


Figura 2: Prueba LC_{50} por bioensayo de camarones misidaceos durante 96 horas.

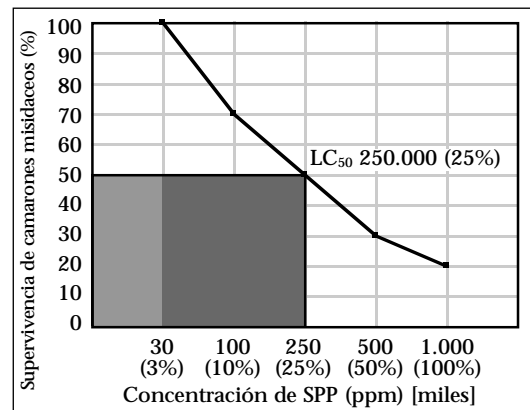


Figura 3: Ejemplo de prueba LC_{50} satisfactoria.

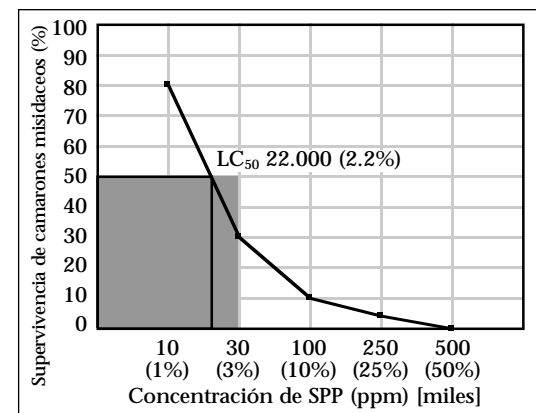


Figura 4: Ejemplo de prueba LC_{50} insatisfactoria.

*...es
sumamente
importante
ser específico...
usando la
química
analítica.*

*Muchos
procedimientos
exigen que una
muestra esté
en solución...*

Prueba analítica. Hay muchos tipos de instrumentos y procedimientos de prueba analítica para determinar las concentraciones de contaminantes. Por lo tanto, es sumamente importante ser específico al solicitar y evaluar los datos ambientales generados usando la química analítica.

Los análisis químicos de los desechos del campo petrolífero pueden típicamente clasificarse en dos categorías amplias: Prueba total y prueba de lixiviación.

- **La prueba total** incluye la digestión completa de una cantidad de desechos para determinar la cantidad total de un contaminante en la muestra. Los resultados de estas pruebas son reportados como relaciones de peso/peso. Por ejemplo, el bario total sería reportado en mg/kg.
- **La prueba de lixiviación** mide la cantidad de un contaminante que puede lixiviarse a partir de una cantidad de desechos, usando un fluido de extracción. Los resultados de estas pruebas son reportados en peso de contaminante por volumen unitario de lixiviado. Un ejemplo de este tipo de datos sería la prueba de lixiviación 29B de Luisiana para aceite y grasa, la cual se reportaría en mg/l.

Los tipos de prueba requeridos para la caracterización de los desechos del campo petrolífero son determinados por la agencia reguladora responsable. Es imprescindible conocer los tipos de prueba que son necesarios, ya que éstos controlarán los productos de lodo y las opciones remediadoras que están disponibles. Si se requiere realizar la prueba total, la opción de eliminación seleccionada incluirá la prevención, dilución o destrucción del contaminante potencial.

Preparación de muestras. Muchos procedimientos exigen que una muestra esté en solución antes de ser probada. La preparación de la muestra puede diluir y/o concentrar el contaminante antes del análisis.

Ejemplos de preparación de muestras. La lixiviación en ácido de muestras de desechos sólidos para el análisis de metal total incluye el uso de un ácido fuerte para disolver la concentración total de metales en la solución. La concentración reportada no está necesariamente disponible en el medio ambiente.

Procedimiento de Caracterización de los Lixiviados Tóxicos (TCLP). Se usa un ácido débil para lixiviar los metales fuera de un desecho sólido. Esto representa lo que puede estar disponible en el medio ambiente.

Prueba de muestras. Típicamente, se usa la prueba analítica de las muestras para identificar el impacto potencial de un desecho sobre el medio ambiente. La prueba de desechos enfoca generalmente la identificación de las concentraciones de los materiales considerados, tales como los metales pesados o los materiales orgánicos. Sin embargo, a veces el análisis indica una característica del desecho, tal como su potencial de biodegradación rápida. La revisión de algunos de los tipos de pruebas disponibles ayudará a identificar la prueba adecuada.

PRUEBAS COMUNES PARA LA CONTAMINACIÓN ORGÁNICA EN DESECHOS SÓLIDOS

Las pruebas enumeradas a continuación suelen ser realizadas para determinar la presencia de compuestos orgánicos. Si estas pruebas indican altas concentraciones de materiales orgánicos en los desechos, entonces se realizan otras pruebas para determinar la composición y las propiedades del material orgánico.

Prueba de Aceite y Grasa (O & G). Medición del compuesto orgánico que puede ser extraído con un solvente fuerte. Los compuestos grasos de origen natural, provenientes de materia animal o vegetal, pueden ser identificados como aceite y grasa.

Prueba de Hidrocarburo de Petróleo Total (TPH). Identifica la porción de la concentración de aceite y grasa que puede ser atribuida a

Los materiales inorgánicos pueden tener un impacto negativo sobre el medio ambiente.

compuestos no polares. La prueba TPH usa un solvente fuerte para extraer sustancias orgánicas y luego eliminar los compuestos orgánicos que suelen representar el aceite y la grasa de origen natural.

Prueba del punto de inflamación. Identifica, en términos generales, la volatilidad del material probado y el potencial que tiene para causar un incendio o una explosión.

PRUEBAS COMUNES PARA LA CONTAMINACIÓN INORGÁNICA DE DESECHOS SÓLIDOS

Los materiales inorgánicos pueden tener un impacto negativo sobre el medio ambiente. Las pruebas de discriminación descritas a continuación son usadas para identificar los problemas potenciales:

Prueba de pH. Determina el logaritmo inverso de la concentración de iones OH.

Prueba de conductividad eléctrica. Una medida indirecta de la concentración iónica en el suelo, la cual depende generalmente de la concentración de sal en el suelo.

PRUEBAS COMUNES PARA LA CONTAMINACIÓN ORGÁNICA DEL AGUA

Prueba de Demanda de Oxígeno Biológico (BOD). Mide el consumo de oxígeno del agua de desperdicio durante un periodo determinado.

Prueba de Demanda de Oxígeno Químico (COD). Mide la cantidad de oxígeno requerida para oxidar químicamente el material orgánico en el agua.

PRUEBAS COMUNES PARA LA CONTAMINACIÓN INORGÁNICA DEL AGUA

Prueba de Sólidos Suspendidos Totales (TSS). Una medida de los sólidos que pueden ser filtrados del agua residual.

Prueba de Sólidos Disueltos Totales (TDS). Una medida de los sólidos contenidos en una muestra filtrada que ha sido secada.

PRUEBAS COMUNES PARA LA CONTAMINACIÓN ORGÁNICA DEL AIRE

La prueba común para la contaminación orgánica del aire es la

prueba de Compuestos Orgánicos Volátiles (VOC).

PRUEBAS COMUNES PARA LA CONTAMINACIÓN DEL AIRE POR PARTÍCULAS INORGÁNICAS

- NO_x - Óxidos nitrosos.
- SO_x - Óxidos de azufre.
- CO - Monóxido de carbono.

PRUEBAS ESPECÍFICAS PARA CONTAMINANTES EN DESECHOS SÓLIDOS, AGUA Y AIRE

La prueba para la detección de contaminantes específicos se realiza cuando las pruebas de discriminación o los datos conocidos sobre los desechos indican la necesidad de realizar otras pruebas. Este tipo de prueba es costoso y requiere mucho tiempo, y sólo debería usarse cuando otras pruebas, los datos conocidos sobre los desechos o los requisitos del permiso indican su necesidad. Los materiales específicos enumerados a continuación suelen ser solicitados con mayor frecuencia:

- Ejemplos de extracción de metales pesados – Bario, cadmio, cromo, plomo, mercurio, plata y los elementos no metálicos, arsénico y selenio.
- Ejemplos de materiales orgánicos – benceno, tolueno y pentaclorofenol de xileno.
- Ejemplos de sales – Cloruro de sodio y cloruro de potasio.

INTERPRETACIÓN Y ENTENDIMIENTO DE LOS RESULTADOS

Una vez que los resultados de la prueba han sido recibidos, la siguiente etapa consiste en comparar los resultados con ciertas normas, para determinar si la descarga es aceptable.

En los casos donde las descargas están cubiertas por un permiso o reglamento, la norma estará contenida en el reglamento.

En los casos donde no hay ningún reglamento o permiso, el resultado puede ser comparado con las condiciones de fondo (ambientes). A fin de comparar la muestra con los niveles de fondo, dos muestras deben ser tomadas – una muestra de la descarga y una muestra representativa de las condiciones de fondo.

La regla crítica en el análisis de los resultados es comparar “manzanas con manzanas” y no “manzanas con naranjas”. Las comparaciones deben hacerse para el mismo tipo de muestra, el mismo procedimiento de digestión y el mismo procedimiento analítico.

Además de los datos de prueba no procesados, otros factores ambientales, como la disponibilidad de la contaminación para el medio ambiente, deben ser evaluados.

Las unidades enumeradas a

continuación se usan comúnmente para reportar los resultados de la prueba analítica:

- ppm — partes por millón (equivalente a mg/kg).
- ppb — partes por mil millones (no se debe confundir con la abreviatura en inglés para “libras por barril”).
- mg/l — miligramos por litro.
- % — en peso.
- % — en volumen.
- mg/m³ — miligramos por metro cúbico.

Manejo de la Contaminación

Dentro de la tendencia hacia la reducción del impacto ambiental, se reconoce una jerarquía de técnicas preferidas de manejo. Las técnicas están enumeradas a continuación (y descritas en maneras que guardan relación con los fluidos de perforación).

Jerarquía de técnicas de manejo:

1. Prevención de contaminación/reducción de la fuente.
2. Reciclaje/reutilización.
3. Minimización del volumen.
4. Tratamiento para eliminación.

PREVENCIÓN DE LA CONTAMINACIÓN/REDUCCIÓN DE LA FUENTE

La manera más conveniente de controlar la contaminación es minimizando o eliminándola en el punto de origen. La prevención de la contaminación puede lograrse reduciendo el volumen de desechos o sus características peligrosas. La manera más común de hacer esto consiste en sustituir los productos o cambiar las prácticas de operación.

- La sustitución de un producto con concentraciones más bajas de metales pesados es un ejemplo de sustitución de productos que minimizará la contaminación causada por metales pesados.
- El uso de un fluido que inhibe el hinchamiento de las lutitas es un ejemplo de sustitución de productos que minimiza el volumen de desechos.
- Asegurar la protección de los productos contra la lluvia para que no sufran daños es un ejemplo de

cambios de las prácticas de operación para minimizar la contaminación.

La modernización de los equipos de control de sólidos para mejorar la eficiencia de remoción es uno de los cambios más eficaces de las prácticas de operación que puede ser realizado para reducir los volúmenes generados de desechos de perforación. Por ejemplo, si la concentración aceptable de sólidos perforados es 5%, entonces cada barril de sólidos perforados que no es eliminado por los equipos mecánicos requieren 19 barriles de dilución para mantener esta concentración de 5%. Como los volúmenes del tanque de superficie y del pozo son finitos, un equipo de control de sólidos ineficiente resulta en una descarga excesiva de lodo en los tanques de reserva o al mar.



RECICLAJE O REUTILIZACIÓN DE MATERIALES PARA MINIMIZAR LOS DESECHOS

La opción de reciclaje es para las situaciones donde no es posible reducir la fuente. La reutilización de un lodo líquido es un ejemplo de reutilización de producto. Se advierte que algunos esfuerzos de reciclaje no son legítimos y pueden ser más dañinos que beneficiosos. Un ejemplo de “reciclaje ilícito” es la pulverización de aceite usado (una sustancia tóxica) como herbicida. Para evitar estos problemas, seguir estas reglas básicas:

...reciclaje es para las situaciones donde no es posible reducir la fuente.

- Usar un producto a los efectos para los cuales fue diseñado, y a su concentración recomendada.
- Evitar cualquier reciclaje ilícito.

MINIMIZAR LA CANTIDAD DE DESECHOS DESECHABLES

La tercera opción de eliminación de desechos es minimizar la cantidad de desechos desechables. Esto se puede hacer cambiando las prácticas de operación o tratando los desechos. La separación entre los desechos contaminados y los desechos no contaminados es un ejemplo de cambio de las prácticas de operación. Usando un sistema de control de sólidos de circuito cerrado con un sistema de centrifugación químicamente mejorado constituye un método de tratamiento para reducir el volumen de desechos.

TRATAMIENTO

El tratamiento de los materiales contaminados es el método menos deseable de control de la contaminación. A continuación se enumeran algunos de los métodos básicos de control de desechos mediante tratamiento:

CONTAMINACIÓN DEL AIRE

Partículas:

- Separadores ciclónicos.
- Cámaras tipo bolsas.
- Depurador con agua.

Materiales orgánicos:

- Depurador con agua.
- Antorcha de proceso.

CONTAMINACIÓN DE AGUA Y DESECHOS SÓLIDOS

Materiales orgánicos:

- Destrucción biológica.
- Recuperación térmica.
- Destrucción térmica.
- Solidificación/fijación.
- Extracción de solvente.
- Ultrafiltración.
- Separación por gravedad.
- Inyección anular.

SAL

- Ósmosis invertida/ultrafiltración.
- Solidificación/fijación.
- Inyección anular.

METALES PESADOS

- Lixiviación con ácido.
- Solidificación/fijación.
- Flotación con microburbujas.
- Inyección anular.

Opciones de Manejo de Desechos para Fluidos de Perforación y Recortes

Los operadores costafuera tienen tres opciones básicas en lo que se refiere a la eliminación de desechos...

OPCIONES COSTAFUERA

Los operadores costafuera tienen tres opciones básicas en lo que se refiere a la eliminación de desechos – descarga, transporte a tierra, o molienda e inyección. Si el operador descarga los desechos, entonces la mayoría de los puntos mencionados anteriormente sobre la contaminación desempeñará un papel en el diseño del sistema de lodo.

Los avances que permiten minimizar el impacto potencial sobre el medio ambiente de las descargas de fluidos de perforación, suelen reducir el número de exposiciones de los trabajadores a los materiales potencialmente dañinos.

Si el operador decide inyectar los desechos, esto se debe tomar en cuenta en las primeras etapas de la planificación del pozo, en lo que se refiere al diseño de los materiales tubulares y las profundidades de las zapatas de la tubería de revestimiento.

La inyección anular incluye la molienda de todos los desechos sólidos y líquidos para formar una lechada. Luego esta lechada es bombeada dentro del espacio anular, entre dos tuberías de revestimiento, dentro de una fractura subsuperficial. Además, el operador debe tener una opción de eliminación de reserva en caso de que no se pueda inyectar todo el fluido.

Si los desechos de lodo y los recortes deben ser transportados a tierra, las principales preocupaciones serán el volumen, la capacidad de almacenamiento y transporte, y las responsabilidades relacionadas con diferentes métodos de manejo y eliminación en tierra.

OPCIONES EN TIERRA

Las consideraciones principales relacionadas con la eliminación de lodos y desechos asociados usados en tierra

Varios métodos de eliminación han sido aprobados para la limpieza de los tanques de reserva.

La descarga... dentro de un tanque de reserva es la técnica de manejo de desechos más común que se usa...

son los contenidos de metales pesados, sales e hidrocarburos. La mayoría de los estados en los Estados Unidos regulan el otorgamiento de permisos, el procesamiento y la eliminación de los contenidos de los tanques de reserva con respecto a estos tres parámetros. Cuando se trata de determinar el mejor método de eliminación de dichos componentes del lodo, el operador debe tomar en cuenta los aspectos económicos, la operación de eliminación, el impacto sobre el medio ambiente del producto final y cualquier residuo.

Varios métodos de eliminación han sido aprobados para la limpieza de los tanques de reserva. Siempre y cuando el impacto ambiental esté controlado, el operador tiene la opción de seleccionar el método más rentable para manejar los desechos. Sin embargo, en el futuro, algunos de los métodos comunes de eliminación usados actualmente serán probablemente sometidos a restricciones, y por lo tanto, los aspectos económicos quizás no tengan la misma importancia como ahora.

El costo total del método de eliminación seleccionado incluye el costo de operación, transporte, uso de energía, mantenimiento, mano de obra y eliminación de cualquier residuo formado. Además, el operador debe considerar la posible responsabilidad futura.

Al tratar las cuestiones operacionales, los factores importantes incluyen la seguridad, la confiabilidad y la velocidad de procesamiento.

Por último, el operador debe considerar el impacto sobre el medio ambiente. Si se cumplen los reglamentos gubernamentales para los desechos generados, entonces el operador debe probar el residuo formado durante el proceso y determinar el método apropiado para su eliminación. Las preguntas a contestarse incluyen: ¿Crea la unidad alguna emisión de desechos sólidos o al aire y al agua? ¿Es el proceso parte integrante de la operación o una unidad separada? Si la unidad está separada, entonces los desechos procesados pueden ser objeto de reglamentos separados y quizás no están exentos para la industria de petróleo y gas.

La descarga del lodo y de los

recortes dentro de un tanque de reserva es la técnica de manejo de desechos más común usada actualmente en los Estados Unidos. Después de la descarga, se deshidrata y se rellena el tanque para cubrir los sólidos. Cuando se usa conjuntamente con productos avanzados de fluido de perforación, este método puede ser la mejor tecnología para minimizar los desechos en la fuente.

Sin embargo, como los contaminantes tales como los metales pesados, las sales y los hidrocarburos pueden incorporarse al fluido de perforación a partir de las formaciones subterráneas, la técnica del foso de descarga tiene ciertas limitaciones. En muchas zonas, se requiere un análisis químico del contenido del tanque de reserva para confirmar los niveles seguros de sustancias potencialmente dañinas como la sal o el aceite.

La labranza o diseminación en tierra es un método de eliminación popular en muchas regiones del mundo, especialmente para sistemas de lodo no disperso de bajo contenido de sólidos, que tienen un bajo contenido de aceite o sal. La labranza es un método de eliminación que utiliza la dilución y la destrucción de las sustancias potencialmente peligrosas. Se mezcla la tierra nativa con el lodo y los recortes (dilución) y los procesos naturales como la biodegradación reducen los materiales orgánicos en compuestos más simples (destrucción). La lixiviabilidad de los contaminantes puede ser tratada por dilución y/o estabilización.

En algunos países, se recomienda el método de labranza para ayudar a acondicionar el suelo. Varios estados de los Estados Unidos han permitido la labranza de los recortes de lodo de aceite. Con el advenimiento de lodos base sintético menos tóxicos, esta técnica de manejo de desechos puede seguir creciendo. Igual a la tecnología de cierre del foso de reserva, se suele requerir un análisis químico para confirmar que las sustancias potencialmente dañinas están a niveles seguros.

La inyección anular tiene aplicaciones en ciertos ambientes de descarga. Aunque la tecnología de inyección permita suprimir la eliminación fuera del sitio y los tanques

No se debe confundir la estabilización con la solidificación...

de reserva, las preocupaciones relacionadas con la contaminación del agua subterránea han limitado e incluso prohibido el uso de esta tecnología en ciertas zonas. De nuevo, la planificación preliminar es crítica para el éxito de la inyección anular.

La estabilización puede ser usada como medida adicional en el sitio para minimizar los impactos potenciales sobre el medio ambiente. Al incorporar sustancias potencialmente dañinas como los metales pesados, dentro de una matriz químicamente estable, la frecuencia de lixiviación de sustancias tóxicas hacia el medio ambiente puede ser reducida a niveles seguros. Al mejorar la calidad de los materiales usados para estabilizar los desechos, puede aumentar considerablemente la eficiencia de esta tecnología.

Esta tecnología es muy eficaz para estabilizar los metales pesados y puede ser aplicada a fluidos que contienen modestos niveles de hidrocarburos y/o sal. Sin embargo, altos niveles de contaminación de sal y aceite pueden debilitar la matriz de los desechos estabilizados y resultar en la lixiviación hacia el medio ambiente de niveles inaceptables de sustancias tóxicas.

No se debe confundir la estabilización con la solidificación, un método donde materiales secos son mezclados con la corriente de desechos para cambiar su estado físico sin tratar la lixiviación de los contaminantes potenciales.

Nuevas técnicas. Varios métodos nuevos de eliminación están siendo estudiados. La incineración y la degradación bacteriana, por ejemplo, se usan con sistemas de lodo base aceite.

La incineración destruye el material orgánico a temperaturas elevadas. Sin embargo, esto produce la contaminación del aire, altas temperaturas y presiones, y posiblemente fallas mecánicas del incinerador. El alto consumo de energía también constituye un gran motivo de preocupación.

La degradación bacteriana ha sido usada por muchos años. Recientemente, los productores han comenzado a usar bacterias liofilizadas y paquetes de nutrientes para acelerar la degradación del aceite en los tanques. Este método es muy eficaz pero requiere demasiado tiempo.

La destilación y la extracción de fluidos críticos son dos métodos que se refieren al reciclaje del aceite. El aceite es separado de los recortes usando solventes o calor, y luego devuelto al sistema de lodo activo. Cuando se usa un calor excesivo, el craqueo químico puede producirse. Si es ejecutada correctamente, la destilación permite la recuperación del aceite, reduciendo los costos del sistema de lodo.

La remoción del aceite de los recortes permite mayores opciones de eliminación de recortes, reduce el tamaño del tanque de reserva necesario (o lo elimina simplemente), y reduce la responsabilidad futura. Sin embargo, con la destilación hay que proceder con mucho cuidado, porque el craqueo químico puede cambiar los puntos de inflamación y anilina del aceite devuelto.

Podemos anticipar controles y reglamentos más estrictos para el futuro, y el costo de los fluidos de perforación aumentará para cumplir con las restricciones impuestas por todo el mundo respecto al medio ambiente y a la salud.

Debido al mayor uso de sistemas de lodo menos tóxicos, los costos de limpieza disminuirán. Habrá más opciones para la eliminación, y por lo tanto se reducirán los costos de cierre. El balance entre el costo inicial del lodo y el costo final de cierre será un factor determinante en el desarrollo de productos.

Finalmente, la tendencia será hacia sistemas de circuito cerrado y el reciclaje de los sistemas, lo cual reducirá la necesidad de tanques de reserva y el volumen de desechos a eliminar.

DESECHOS ASOCIADOS

Algunos de los desechos asociados con los sistemas de fluido de perforación suelen ignorarse y pueden ser especialmente problemáticos. Específicamente, se trata de los residuos asociados con equipos/procesamiento y agua de lavado. Éste es un tema donde la minimización del volumen de desechos generados puede atenuar los altos costos de eliminación y la responsabilidad futura potencialmente alta.

El agua de lavado debería ser reutilizada cuando sea posible. Cualquier residuo del equipo de

Los reglamentos sobre el medio ambiente tienen un impacto sobre los productos de fluidos de perforación...

Los países del Mar del Norte también requieren pruebas de toxicidad de rutina...

limpieza de lodo que pueda ser colocado legalmente dentro del tanque, debería ser colocado allí inmediatamente en vez de ser devuelto al almacén para ser limpiado.

Muchos bidones y cubos pueden ser enjuagados tres veces, con el agua de lavado descargada en el sistema de lodo. Estos recipientes limpios y vacíos

pueden ser devueltos o eliminados como productos no peligrosos.

El envasado a granel goza de una popularidad cada vez mayor porque minimiza la contaminación al reducir el número de recipientes. También conserva las materias primas y puede reducir la exposición del personal al producto.

Reglamentos sobre el Medio Ambiente, la Salud y la Seguridad

REGLAMENTOS SOBRE EL MEDIO AMBIENTE

Los reglamentos sobre el medio ambiente tienen un impacto sobre los productos de fluidos de perforación y los sistemas de fluidos, ya sea directamente a través de las restricciones, o indirectamente a través de controles como los requisitos económicos. Los productos son sometidos a pruebas durante las etapas de desarrollo y fabricación, antes de ser emitidos al mercado.

Los sistemas de fluidos de perforación son complejos y los reglamentos se refieren al sistema en su totalidad y no a sus partes. Los componentes químicos son sometidos a pruebas individuales para determinar los impactos sobre el medio ambiente y la salud. Los reglamentos relacionados con los productos y sistemas de fluidos están divididos en programas costafuera y programas en tierra.

(OBSERVACIÓN: Los reglamentos sobre el medio ambiente varían de un país a otro y de una locación a otra. Este documento no tiene por objeto describir estos reglamentos detalladamente, ya que éstos pueden cambiar rápidamente. El objeto de la discusión es simplemente familiarizar al lector con la naturaleza de los reglamentos.)

REGLAMENTOS COSTAFUERA

Los reglamentos costafuera tratan principalmente de la descarga del fluido de perforación y de los recortes asociados (y otras descargas) después del uso. En los Estados Unidos, los reglamentos de descarga son emitidos por la Agencia de Protección del Medio Ambiente (EPA – Environmental Protection Agency). Los reglamentos son llamados Sistema Nacional de Eliminación de Descargas de Contaminantes (NPDES – National Pollutant Discharge Elimination System).

Las Pautas de Eliminación de Efluentes,

llamadas Normas sobre el Rendimiento de Nuevas Fuentes (NSPS – New Source Performance Standards), sirven de base para los permisos regionales. Estos reglamentos han cambiado con los años, para cubrir muchos temas relacionados con las descargas. Los controles principales para la subcategoría de operaciones costafuera son las pruebas de toxicidad, el contenido de metales pesados y aceite libre en la descarga de desechos, y las prohibiciones relacionadas con productos químicos tóxicos.

Las pruebas de toxicidad de los fluidos de perforación se han convertido en un componente importante de los permisos de descarga costafuera. La prueba principal que se usa actualmente en los Estados Unidos es la prueba de LC₅₀ a 96 horas, usando el camarón misidaceo, *Mysidopsis bahia* (ver las Figuras 2, 3 y 4). El límite de toxicidad para descargas costafuera en los Estados Unidos fue establecido como norma de tecnología, en base al análisis de ocho lodos genéricos usados en el momento en que se establecieron los límites de efluente.

La mayoría de los fluidos de perforación base agua sólo son ligeramente tóxicos. Sin embargo, algunos aditivos especializados usados en los sistemas de lodo base agua pueden hacer que el lodo no cumpla con el límite de toxicidad de 30.000 ppm.

Las restricciones impuestas sobre los productos no han causado muchos problemas bajo el sistema de permisos NPDES. El NSPS requiere un límite sobre ciertos metales pesados contenidos en la barita, uno de los principales componentes de los fluidos de perforación. El factor principal que motiva estas restricciones es la biodisponibilidad potencial de metales pesados para los animales marinos.

Los países del Mar del Norte han

...los desechos de perforación son reglamentados por agencias estatales o federales...

En Europa, la mayoría de los desechos son transportados fuera del sitio...

desarrollado un conjunto de pruebas mutuamente aceptable. De hecho, cumplir con las solicitudes de datos de toxicidad formulados por otros países se está convirtiendo en una práctica estándar de negocios. Estas solicitudes son generalmente satisfechas con datos obtenidos durante pruebas de rutina.

Los países del Mar del Norte también requieren pruebas de toxicidad de rutina de los productos y sistemas de lodo. La evaluación de los productos no sólo incluye la prueba de toxicidad, sino también la evaluación química. Las pruebas requeridas incluyen un examen de biodegradabilidad, el cual puede indicar la velocidad de degradación por descomposición biológica. Otra prueba, la prueba de coeficiente de partición de agua con n-octanol, indica la solubilidad del producto en agua, y por lo tanto, la bioacumulación posible. Ciertos metales y componentes orgánicos tóxicos están prohibidos.

Estos desarrollos relacionados con los reglamentos tendrán un impacto sobre los sistemas de lodo costafuera usados en el futuro. Los sistemas más nuevos contendrán concentraciones más bajas de metales pesados y menos aceite. Serán menos tóxicos. A su vez, esto cambiará la tecnología usada para perforar los pozos costafuera. Estas cuestiones se harán más importantes a medida que los pozos son perforados en aguas más profundas y que la opción de transporte de recortes y lodo a tierra se hace menos económica.

La inyección del lodo usado y de los recortes dentro de formaciones subterráneas es otra tecnología que compite con la descarga hacia el ambiente marino.

REGLAMENTOS EN TIERRA

En Norteamérica, la cuestión de los desechos de fluido de perforación gira en torno a lo que se debe hacer con el tanque de reserva. En 1980, los Estados Unidos confiaron la reglamentación de los desechos sólidos y peligrosos a la EPA. Bajo esta reglamentación, los desechos de perforación (fluidos de perforación y recortes) no se consideraban como desechos peligrosos.

En los Estados Unidos, los desechos de perforación son reglamentados por agencias estatales o federales, según la jurisdicción. Las cuestiones se centran en el otorgamiento de permisos para tanques de reserva, las opciones de eliminación de

desechos, el monitoreo, y la eliminación o restricción de algunos métodos de eliminación a ciertos tipos de sistemas de lodo. Los planes previos a la perforación solicitados por algunos estados incluyen cuestiones relacionadas con el medio ambiente. Otros estados requieren mapas detallados de las locaciones para futuras consultas, y programas de monitoreo.

Las tres preocupaciones ambientales principales relacionadas con los contenidos de los tanques de reserva son los metales pesados, las sales y el aceite. Además de la contaminación del suelo, existe la posibilidad de contaminación de los sistemas de aguas superficiales (arroyos, corrientes, lagos y ríos) y de los sistemas de aguas subterráneas (acuíferos).

Varios estados, encaminados por Luisiana y Texas, han publicado limitaciones de parámetros relacionados con el contenido de sales, trazas de metales y aceite en los tanques de reserva. En esos estados, las opciones de eliminación y/o tratamiento están limitadas por los resultados del análisis del contenido del tanque. Por lo tanto, debería ponerse más énfasis en la planificación preliminar del sistema de lodo y del control de sólidos, teniendo en cuenta las consecuencias sobre el medio ambiente, tal como los costos de eliminación, al final del pozo.

La escorrentía de aguas pluviales puede causar problemas en los almacenes, plantas de lodo, plantas de molienda, etc. Los contaminantes que pueden ser acarreados en la escorrentía incluyen residuos de las zonas de mezcla y almacenamiento de productos, residuos de aceites de automóviles de las zonas de estacionamiento, etc. Deben tomarse medidas para asegurar que esta contaminación será minimizada o tratada antes de la escorrentía.

La limpieza de los sitios y la rehabilitación de los tanques y desechos en las locaciones de perforación ya están sometidas a estrictos controles. Éstos se volverán aún más estrictos. Los propietarios de terrenos ya no se contentan con confiar en la palabra del operador. Requieren pruebas de que el método de eliminación de desechos usados no afectará su uso del terreno. La eliminación de basuras, bidones vacíos y productos químicos no usados se controla más estrictamente hoy que en el pasado. En el futuro, se exigirán análisis químicos

y posiblemente pruebas de toxicidad antes de cerrar los tanques.

En Canadá, se favorece el uso de métodos de labranza para la eliminación en tierra de los lodos de perforación y recortes. Como se mencionó anteriormente en este capítulo, la labranza consiste en eliminar los cienos en terrenos arrendados o de propiedad, trabajando el suelo para mezclar los materiales. Los reglamentos canadienses controlan la cantidad de terrenos usados por volumen de desechos eliminados. Los volúmenes son controlados en base al contenido de sal, contenido de aceite y carga de metales pesados. Las evaluaciones se basan en pruebas de toxicidad y análisis químicos.

En Europa, la mayoría de los desechos son transportados fuera del sitio para ser eliminados en sitios seguros de tratamiento y relleno. La labranza y la eliminación en el sitio no son prácticas comunes en la mayoría de las regiones de Europa. Sin embargo, en ciertas regiones del Sureste de Asia, la solidificación de los tanques de lodo, incluyendo los lodos base aceite, constituye un método generalizado de eliminación.

SALUD Y SEGURIDAD

La salud y la seguridad son consideraciones importantes durante el desarrollo del producto. La selección de componentes basada en factores como el punto de inflamación y la toxicidad, entre otros, ha ayudado a M-I en el diseño de productos más seguros y menos dañinos para el medio ambiente.

La comunicación de los datos de salud y seguridad está reglamentada por agencias

gubernamentales. La Ley de Comunicación de Peligros (Hazard Communication Act) de la Administración de la Seguridad y Salud Profesional de los Estados Unidos (U.S. Occupational Safety and Health Administration) está diseñada para proteger a los trabajadores. La ley sobre el Derecho a Estar Informado de las Comunidades (Community Right-to-Know law), comúnmente llamada SARA Título III, está diseñada para proteger a las comunidades y el medio ambiente donde se ejecutan las operaciones de perforación.

La ley sobre el Derecho a Estar Informado de los Trabajadores (Workers' Right-to-Know law) (Ley de Comunicación de Peligros) tiene tres componentes principales: La Hoja de Seguridad de los Materiales (MSDS – Material Safety Data Sheet), los requisitos de etiquetado y el entrenamiento.

- Las Hojas de Seguridad de los Materiales contienen información sobre la salud y la seguridad, y procedimientos para el manejo seguro. Las hojas MSDS deben estar disponibles en el sitio de la obra cada vez que productos peligrosos están presentes, habiendo o no trabajadores en el sitio. Las hojas MSDS para todos los productos de M-I están disponibles en discos de computadora.
- OSHA requiere que el nombre y la dirección del fabricante figuren en el recipiente. OSHA también requiere que etiquetas de advertencia sobre los peligros estén visibles en todos los envases (bidones, cubos, sacos, etc.) que contienen productos químicos peligrosos. Estas etiquetas deben presentar una advertencia visual inmediata de los peligros potenciales relacionados con el producto. OSHA también exige que los efectos de la exposición excesiva sobre la salud y otra información más detallada sobre la salud y la seguridad sean fáciles de conseguir del fabricante o tercero responsable. Se debe proporcionar un nombre y una dirección como contacto en caso de emergencia.
- El entrenamiento de los trabajadores para que entiendan el contenido de las hojas MSDS es obligatorio para prepararlos a leer y entender las etiquetas de advertencia sobre los peligros. El entrenamiento también debe incluir secciones dedicadas a los estudios sobre la salud, las vías de exposición y el

La salud y la seguridad son consideraciones importantes durante el desarrollo del producto.



...es importante tener reglamentos correctos y actualizados para el país considerado.

Equipo de Protección Personal (PPE) apropiado. Todas las secciones del formato actual de las hojas MSDS deben ser explicadas detalladamente, proporcionando una cobertura completa de temas como la respuesta en caso de derrame, la respuesta a los incendios, las vías de exposición, el envasado y etiquetado de los productos.

Tanto el gobierno federal de Canadá como los gobiernos europeos tienen o tendrán próximamente programas similares relacionados con el “derecho a estar informado” de los trabajadores. El Reino Unido tiene el C.O.S.H.H. (Control de Sustancias Peligrosas para la Salud), para asegurar normas de salud de los trabajadores. Canadá tiene el W.H.M.I.S.

(Sistema de Información sobre Materiales Peligrosos en el Sitio de Trabajo) por la misma razón. En Europa, el documento de Manejo Seguro de Productos Químicos (SHOC) es el equivalente de las hojas MSDS, pero también contiene información relacionada con el impacto sobre el medio ambiente. El documento SHOC ha sido aprobado para ser usado en todas las operaciones de perforación en el Mar del Norte y se está convirtiendo en el formulario estándar para muchos operadores internacionales.

Las normas internacionales de transporte y etiquetado proporcionadas por la Asociación de Transporte Aéreo Internacional (IATA) y la Organización Marítima Internacional (IMO) establecen

Interpretación de Riesgos HMIS Índice de Riesgos

- 4 Riesgo severo.
- 3 Riesgo serio.
- 2 Riesgo moderado.
- 1 Riesgo leve.
- 0 Riesgo mínimo.

Grado de Riesgo para la Salud Tipo de lesión posible

- 4 Lesiones amenazantes para la vida, lesiones graves o daños permanentes pueden resultar de una sola exposición o exposiciones repetidas.
- 3 Lesión grave probable a menos que se tomen medidas inmediatas y que se administre el tratamiento médico.
- 2 Una lesión temporal o leve puede ocurrir.
- 1 Irritación o lesión leve reversible posible.
- 0 Ningún riesgo importante para la salud.

Grado de Inflamabilidad

Vulnerabilidad de los materiales a la combustión

- 4 Gases muy inflamables, líquidos inflamables muy volátiles, y materiales que, en forma de polvos o neblinas, pueden formar mezclas explosivas al dispersarse en el aire.
- 3 Líquidos inflamables bajo prácticamente todas las condiciones de temperatura normal, sólidos que arden rápidamente y cualesquier materiales que se inflaman espontáneamente a las temperaturas normales en el aire.
- 2 Líquidos que deben ser calentados moderadamente antes de inflamarse y sólidos que liberan fácilmente vapores inflamables.
- 1 Materiales que deben ser precalentados antes de que puedan inflamarse.
- 0 Materiales que no arderán.

Grado de Reactividad

Vulnerabilidad a la liberación de energía

- 4 Materiales que, por sí mismos, son capaces de causar la detonación o la descomposición explosiva o reacción explosiva a temperaturas y presiones normales.
- 3 Materiales que, por sí mismos, son capaces de causar la detonación o la descomposición explosiva o reacción explosiva, pero que requieren una fuente iniciadora fuerte o que deben ser calentados bajo condiciones de confinamiento antes de iniciar

HMIS® M-I GEL® (Bentonita)	
H SALUD	0
F INFLAMABILIDAD	0
R REACTIVIDAD	0
PROTECCIÓN PERSONAL	E

- 2 Materiales que, por sí mismos, son normalmente inestables y sufren fácilmente cambios químicos violentos sin detonar.
- 1 Materiales que, por sí mismos, son normalmente estables pero pueden desestabilizarse a temperaturas y presiones elevadas, o pueden reaccionar con el agua produciendo cierta liberación de energía, pero no de forma violenta.
- 0 Materiales que son normalmente estables, incluso en condiciones de exposición a incendios, y que no son reactivos con el agua.

Índice de Protección Personal

- A Anteojos de seguridad.
- B Anteojos de seguridad, guantes.
- C Anteojos de seguridad, guantes, delantal sintético.
- D Careta de protección, guantes, delantal sintético.
- E Anteojos de seguridad, guantes, respirador para polvos.
- F Anteojos de seguridad, guantes, delantal sintético, respirador para polvos.
- G Anteojos de seguridad, guantes, respirador para vapores.
- H Anteojos contra salpicaduras, guantes, delantal sintético, respirador para polvos.
- I Anteojos de seguridad, guantes, respirador mixto para polvos y vapores.
- J Anteojos contra salpicaduras, guantes, delantal sintético, respirador mixto para polvos y vapores.
- K Capuchón o máscara con línea de aire, guantes, traje completo de protección, botas.
- X Situaciones que requieren un manejo especializado.

Figura 5: Descripción de la etiqueta y de los índices del HMIS.

Las causas más comunes de lesiones relacionadas con los fluidos de perforación son los resbalones, los tropiezos y las caídas.

Los ingenieros de lodos reciben un entrenamiento sobre la seguridad relacionada con muchos aspectos diferentes.

restricciones sobre los envíos de productos. Como cada país puede ampliar estas restricciones (como se ha hecho en los Estados Unidos a través del Departamento de Transporte), es importante tener reglamentos correctos y actualizados para el país considerado. En general, esta información está incluida en las hojas de información MSDS y SHOC.

Un método para etiquetar los productos y químicos es el Sistema de Identificación de Materiales Peligrosos (HMIS®) empleado en las hojas MSDS de los Estados Unidos. Como lo muestra el ejemplo de etiqueta proporcionado en la Figura 5, el sistema indica el riesgo potencial presentado por una sustancia, usando cuatro categorías – H (peligro para la salud), F (inflamabilidad), R (reactividad) y Protección Personal. El espacio de cada categoría en la etiqueta está cromocodificado para facilitar su identificación – H = azul, F = rojo, R = amarillo, y Protección Personal = blanco. Dentro de cada categoría cromocodificada, se incluye un espacio que clasifica el nivel del riesgo presentado o de la precaución a tomar con respecto a dicha categoría. Esta etiqueta HMIS suele aparecer en reactivos de laboratorio y muestras químicas. Examine la Figura 5 para familiarizarse con los niveles de clasificación para cada categoría.

MEDIDAS INDIVIDUALES DE SEGURIDAD

Las causas más comunes de lesiones relacionadas con los fluidos de perforación son los resbalones, los tropiezos y las caídas. Esto aplica especialmente cuando se trabaja con fluidos de perforación base aceite. Las condiciones resbaladizas son frecuentes en zonas del equipo de perforación donde se producen derrames, salpicaduras, etc. de aceite, agua o gel. El gel (bentonita) es extremadamente resbaladizo cuando está húmedo. El piso del equipo de perforación, la zona de las zarandas y las zonas de los tanques constituyen las áreas principales donde se producen los accidentes.

Subir/bajar las escaleras o escaleras de mano es extremadamente peligroso en estas zonas. Una mano debe estar libre para usar los pasamanos. Las áreas que constituyen riesgos obvios de resbalones deben limpiarse. Todos los riesgos de resbalón-tropezo-caída deberían ser reportados inmediatamente al supervisor correspondiente en el pozo. Buenas prácticas globales de mantenimiento

permitirán eliminar los resbalones, tropiezos y caídas.

Otra preocupación potencial sobre la salud y la seguridad es la exposición de las personas a productos usados en los fluidos de perforación. En general, la exposición de los empleados a estos productos es más alta durante las operaciones de mezcla. El Nivel de Exposición Admisible (PEL – Permissible Exposure Level) de OSHA debe ser revisado detenidamente antes de mezclar dichos productos. Si es probable que los PELs serán excedidos, se requiere combinar el aumento de la ventilación u otras modificaciones ambientales con el uso de Equipos de Protección Personal (PPE) para asegurar la protección adecuada de los empleados.

Los empleados recibirán un entrenamiento sobre la seguridad relacionada con todos los aspectos de su trabajo. Sin embargo, los ingenieros de lodos deben enfrentarse a dos exposiciones potencialmente importantes:

- Polvos, materiales secos y/o líquidos envasados durante la mezcla del lodo.
- Contacto con el lodo líquido después de la mezcla.

El PPE especificado en las hojas MSDS protegerán a los empleados de manera adecuada durante la mezcla. Después de la mezcla, diferentes preocupaciones pueden surgir, principalmente el contacto del líquido con la piel y la exposición de los pulmones a vapores. En general, los requisitos más estrictos de PPE para la mezcla dejan de ser aplicables cuando el lodo está “dentro de los tanques”. Los empleados tienden a relajarse después de terminar la mezcla. Sin embargo, esto no es aconsejable. Las exposiciones después de la mezcla pueden ser igualmente graves. Los ingenieros de lodos deben estar conscientes de estos peligros y protegerse de la manera requerida. Esto incluye quitarse rápidamente la ropa y los PPE contaminados, y manejarlos y limpiarlos correctamente. Se han producido muchas lesiones debido a que los empleados llevaban puesta ropa que se había salpicado de lodo o aditivos de lodo por mucho tiempo, pensando equivocadamente que no había ningún peligro.

Es importante entender los riesgos potenciales de los lodos presentes en el sitio de trabajo y tomar las precauciones apropiadas. Una de las medidas más importantes es lavarse y cambiar de ropa

después de exposiciones considerables a lodos que presentan peligros. Aunque la mayoría de las pautas se refieren específicamente a los lodos base aceite, también son aplicables a lodos base sintético y base agua. Versiones actualizadas de todos estos procedimientos de seguridad pueden ser obtenidas del departamento de EHS (Medio Ambiente, Salud y Seguridad) en Houston.

REQUISITOS DE ENTRENAMIENTO SOBRE LA SEGURIDAD

Los ingenieros de lodos reciben entrenamiento sobre la seguridad relacionada con muchos aspectos diferentes. Otros entrenamientos son específicos de la locación, situación, operación u operador. M-I ofrece aproximadamente 35 cursos internos diferentes de entrenamiento sobre la seguridad. A continuación se proporciona un resumen de los requisitos de entrenamiento de los ingenieros de lodos y otros cursos opcionales (entre paréntesis se indica el número de años que el empleado puede trabajar antes de someterse de nuevo al entrenamiento sobre el tema considerado):

ENTRENAMIENTO OBLIGATORIO AL SER CONTRATADO

Conocimiento básico de la seguridad.
Orientación estándar sobre alcohol y sustancias controladas.

Comunicación de peligros (1).
Manejo seguro de vehículos (DDC) (3).
Plan de control de la exposición (plan de agentes patógenos transmitidos por la sangre).
Programa de Equipos de Protección Personal (PPE) de M-I.
Resucitación Cardiopulmonar (CPR) de la Cruz Roja Americana (1).
Primeros Auxilios de la Cruz Roja Americana (3).
Sulfuro de hidrógeno (1).
Protección respiratoria (1).
Protección de los ojos/cara (1).
Resbalones, tropiezos y caídas (1).

ENTRENAMIENTO SEGÚN LAS NECESIDADES

Entrenamiento sobre materiales peligrosos (HAZMAT) del Departamento de Transporte (DOT) (3).
Seguridad con elevadores de horquilla (1).
Seguridad relacionada con incendios (1).
Supervivencia en agua (supervivencia costafuera) (1).
HAZWOPR (1).
Procedimientos de bloqueo/etiquetado de los equipos (1).
Espacios confinados (1).
Conciencia del medio ambiente (2).
Respuesta a derrames de aceite (2).
Plan de higiene relacionado con productos químicos (2).
Seguridad de laboratorio.
Seguridad eléctrica (1).

Resumen

Los reglamentos pueden y han servido de estímulo para el desarrollo de nuevas tecnologías.

La concientización de las cuestiones relacionadas con la Salud, la Seguridad y el Medio Ambiente (HS&E) es fundamental. El entrenamiento y el cumplimiento son exigidos por agencias gubernamentales, los operadores y el público. La planificación de HS&E es parte integrante del plan de perforación para cada pozo.

Los reglamentos pueden y han servido de estímulo para el desarrollo de nuevas tecnologías. Desafortunadamente, estos reglamentos también pueden constituir un elemento de disuasión cuando parecen impedir la realización de pruebas y la implementación de nuevas tecnologías.

Por lo tanto, la manera en que se establecen los reglamentos y la capacidad de adaptación de las personas u organismos que establecen los reglamentos en lo que se refiere a la interpretación de dichos reglamentos, son factores importantes para el desarrollo de mejores soluciones.

M-I y SWACO® están respondiendo a los retos de HS&E con mejores tecnologías. La perforación y la conservación del medio ambiente no son consideradas actividades contradictorias. Se ha desafiado al ingenio humano para cumplir con ambas y el reto ha sido aceptado. Se han logrado avances significativos y se sigue buscando mejoras continuas.

MATERIALES DENSIFICANTES

Descripción	M-I	Baroid	BH Inteq	Acción Principal
Barita API (SG 4,2), sulfato de bario	M-I BAR [®]	Baroid	Mil-Bar	Para aumentar la densidad hasta 20 lb/gal
Hematita (SG 5,0), óxido de hierro	FER-OX [®]	Barodense	Densimix	Para aumentar la densidad hasta 25 lb/gal
Carbonato de calcio de granulometría determinada (cal molida) (SG 2,8)	LO-WATE [™]	Baracarb	W.O.30	Agente densificante y puenteante soluble en ácido para aumentar la densidad hasta 12 lb/gal
Carbonato de calcio de granulometría determinada (mármol molido) (SG 2,8)	SAFE-CARB [®]	—	—	Agente densificante y puenteante de alta pureza soluble en ácido para aumentar la densidad hasta 12 lb/gal

VISCOSIFICADORES

Bentonita de Wyoming API	M-I GEL [®]	Aquagel	Milgel	Viscosidad y control de filtración
Bentonita de Wyoming API no tratada	M-I GEL [™] SUPREME	Aquagel Gold Seal	Milgel NT	Viscosidad y control de filtración
Bentonita mezclada de alto rendimiento	KWIK-THIK [®]	Quik-Gel	Super-Col	Viscosidad rápida para lodos a base de agua dulce en la parte superior del pozo
Atapulguita API	SALT GEL [®]	Zeogel	Salt Water Gel	Viscosidad en lodos a base de agua salada
Sepiolita API	DUROGEL [®]	Sea-Mud	—	Viscosidad para lodos geotérmicos a base de agua dulce, agua salada y de alta temperatura
Floculante total orgánico	FLOXIT [™]	Barafloc	—	Floculante para sedimentar los sólidos durante la perforación en “aguas claras”
Extendedor de bentonita/ floculante selectivo	GELEX [®]	X-Tend II	Benex	Para extender el rendimiento de la bentonita en lodos de bajo contenido de sólidos y como floculante selectivo
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	DUO-Vis [®]	Barazan	Xanplex D	Goma xantana producida por bacterias para viscosidad y suspensión en todos los lodos base agua
Biopolímero de goma xantana clarificada de primera calidad	FLO-Vis [®] PLUS	—	—	Goma xantana producida por bacterias para viscosidad y suspensión en los sistemas de fluido de perforación de yacimiento
Biopolímero de goma welan	Biozan	Biozan	Biozan	Goma welan producida por bacterias para viscosidad y suspensión en lodos base agua de alto contenido de calcio o baja salinidad
Goma guar	Lo-Loss	—	New-Vis	Viscosidad y control de filtrado en lodos de bajo contenido de sólidos
Hidroxietilcelulosa	HEC	Baravis	W.O. 21	Viscosidad en fluidos y lodos base agua de rehabilitación/completación

DISPERSANTES/DESFLOCULANTES

Descripción	M-I	Baroid	BH Inteq	Acción Principal
Lignito	TANNATHIN [®]	Carbonox	Ligco	Diluyente, emulsificante y control de filtrado
Lignito caustizado	CAUSTILIG [®]	CC-16	Ligcon	Diluyente, emulsificante y control de filtrado para lodos de temperaturas elevadas
Lignito de potasio caustizado	K-17 [®]	K-Lig	XKB-Lig	Diluyente, emulsificante y control de filtrado para lodos a base de potasio
Cromolignito	XP-20K [™]	—	—	Diluyente a temperaturas elevadas, emulsificante y control de filtrado
Lignosulfonato de cromo	SPERSENE [™]	—	Uni-Cal	Diluyente, inhibidor, control de filtrado y estabilizador térmico
Lignosulfonato de ferrocromo	SPERSENE [™] I	Q-Broxin	—	
Lignosulfonato sin cromo	SPERSENE [™] CF [®]	Enviro-Thin	Teq-Thin CF	Diluyente aceptable para el medio ambiente, inhibidor y control de filtrado
Mezcla de extractos de tanino	Quebracho	Tannex	Quebracho	Diluyente y control de filtrado para sistemas de bajo contenido de sólidos y pH alto, y lodos a base de cal
Poliacrilato — bajo peso molecular	TACKLE [®]	Therma-Thin	Mil-Thin +G87	Diluyente de polímero líquido a temperaturas elevadas
Tanino de cromo modificado	Desco	—	New-Thin	Diluyente y coloide protector
Tanino modificado sin cromo	Desco CF	—	—	Diluyente sin cromo y coloide protector

AGENTES DE CONTROL DE FILTRADO

Mezcla de resina líquida	THERMEX [™]	—	—	Estabilizar las propiedades de flujo de WBM, reducir el filtrado en sistemas de alta temperatura
Lignito resinado	RESINEX [®]	Baranex	Filtrex	Control de filtrado a temperaturas elevadas y estabilizador de reología para todos los lodos base agua
Almidón de maíz pregelatinizado	MY-LO-JEL [™]	Impermex	Milstarch	Control de filtrado y estabilizador de reología para los lodos saturados de agua salada, cal y agua dulce
Polisacárido preservado	POLY-SAL [™]	Dextrid	Perma-Lose HT	Almidón no fermentante para control de filtrado, viscosidad y estabilización de lutitas en lodos a base de agua salada y agua dulce
Polisacárido modificado	THERMPAC [®] UL	—	Bio-Lose	Control de filtrado con aumento mínimo de la viscosidad
Carboximetilcelulosa de sodio	CMC	Cellex	CMC	Control de filtrado y viscosificador
Celulosa Polianiónica (PAC)	POLYPAC [®] R	PAC R	Mil-Pac	Control de filtrado y viscosificador
Celulosa Polianiónica (PAC) de viscosidad ultra-baja	POLYPAC [®] UL	PAC L	—	Control de filtrado con aumento mínimo de la viscosidad
PAC de primera calidad	POLYPAC [®] SUPREME R	—	—	Control de filtrado y viscosificador
PAC de primera calidad de viscosidad ultra-baja	POLYPAC [®] SUPREME UL	—	—	Control de filtrado con aumento mínimo de la viscosidad
Almidón derivado	FLO-TROL [®]	—	—	Control de filtrado y viscosificador para sistemas de fluido de perforación de yacimiento
Copolímero de poliacrilato de sodio	SP-101 [®]	Poly AC	New-Trol	Filtrado a temperaturas elevadas y e estabilizador de reología para lodos de bajo contenido de calcio, bajo contenido de sólidos o no dispersos

ESTABILIZADORES DE LUTITAS

Descripción	M-I	Baroid	BH Inteq	Acción Principal
Poliacrilamida – PHPA de alto peso molecular	POLY-PLUS®	EZ-Mud	New-Drill	Polímero encapsulador para lodos a base de agua dulce y agua salada
Poliacrilamida muy dispersable – PHPA de alto peso molecular	POLY-PLUS® RD	EZ-Mud DP	New-Drill HP	Polímero encapsulador para lodos a base de agua dulce y agua salada
Mezcla de agente tensioactivo/polímero	SHALE CHEK™	—	—	Aditivo patentado de control de lutitas y gumbo
Suplemento de potasio	K-52™	Acetato de potasio	Acetato de potasio	Fuente de potasio (sin cloruros) para lodos a base de potasio
Asfalto soplado	STABIL HOLE®	AK-70	Protectomag	Estabilizador de lutitas y lubricante dispersable en aceite
Asfalto sulfonado	ASPHASOL® ASPHASOL® D ASPHASOL® SUPREME	Baro-Trol	Soltex	Estabilizador de lutitas, control de filtrado y lubricante
Gilsonita con acoplador	Bore-Plate	Barablok 400	Shale-Bond	Estabilizador de lutitas y agente de taponamiento dispersable en agua
Eliminador de hidratación orgánica	KLA-GARD®	—	—	Eliminador patentado de hidratación de lutitas y gumbo
Sistema base agua de poliglicol	GLYDRIL®	GEM	Aqua-Dril	Estabilizador de lutitas, control de filtrado y lubricante
Eliminador de hidratación de poliaminoácido	KLA-CURE®	Clay-Seal	—	Eliminador patentado de hidratación de lutitas y gumbo
Hidróxido de Metales Mezclados (MMH)	DRILPLEX™	—	Alplex	MMH estabilizador de lutitas

LUBRICANTES, EMULSIFICANTES Y AGENTES TENSIOACTIVOS

Lubricante para presiones extremas	IDLUBE™ XL	EP Mudlube	Mil-Lube	Lubricante para presiones extremas para reducir el torque y arrastre
Lubricante de baja toxicidad	LUBE-167™	Torque Trim II	Lubri-Sal 2	Lubricante de baja toxicidad para lodos base agua
Lubricante de baja toxicidad	LUBE-100®	Enviro-Torq	Mil-Lube	Lubricante de baja toxicidad para lodos base agua
Detergente de perforación	D-D®	Con-Det	MilPark MD	Reductor de tensión superficial para prevenir el el embolamiento, causar la caída de arenas y emulsificar el aceite
Agente tensioactivo no iónico	DRIL-KLEEN®	Aktaflo-S	DMS	Aditivo para prevenir el embolamiento de la barrena y del BHA
Emulsificante no iónico	SURFAK-M™	Aktaflo-E	—	Emulsificante para emulsiones de aceite en agua
Fluido de imbibición de tubería pegada de baja toxicidad	PIPE-LAX® ENV	Enviro-Spot	Bio-Spot	Fluidos de emplazamiento-liberadores de tubería pegada aceptables para el medio ambiente
Fluido de imbibición de tubería pegada densificable	PIPE-LAX® W EXPORT	Baro-Spot	Black Magic SFT	Fluido de emplazamiento-liberador de tubería pegada densificable
Fluido de imbibición de tubería pegada	PIPE-LAX®	—	Black Magic Clean	Fluido de emplazamiento-liberador de tubería pegada
Mezcla de glicol/asfalto	—	BXR-L	Aquamagic	Lubricante/agente de prevención de pegadura por presión diferencial
Antiespumante líquido	DEFOAM-X™	Bara-Defoam-1/W-300	LD-8	Antiespumante de uso general para lodo base agua
Antiespumante a base de alcohol	DEFOAM-A™ MI DEFOAMER	—	—	Antiespumante de uso general para lodo base agua

INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Descripción	M-I	Baroid	BH Inteq	Acción Principal
Amina formadora de película dispersable en agua	CONQOR [®] 101	—	Mud-Pac	Inhibidor de corrosión para lodos a base de agua dulce (bajo contenido de calcio) y fluidos de empaque
Amina formadora de película persistente	CONQOR [®] 202 B	Bara-Film	Ami-Tec	Amina formadora de película persistente para aplicación directa a la columna de perforación
Amina mezclada soluble en salmuera	CONQOR [®] 303 A	Baracor 100	Brine-Pac	Inhibidor de corrosión para sistemas de salmuera y lodos base agua de rehabilitación o completación
Mezcla de inhibidor orgánico modificado	CONQOR [®] 404	—	—	Producto de baja toxicidad para por oxígeno en lodos base agua y aireados
Inhibidor de incrustaciones	SI-1000 [™]	Stabilite	Scale-Ban	Inhibidor de incrustaciones de materiales tubulares en los fluidos de perforación y completación
Secuestrante de sulfuro	Óxido de cinc	Baracor 44	Mil-Gard R	Secuestrante de H ₂ S a base de óxido de zinc
Biocida	X-Cide 207	Aldacide-G	Dryocide	Bactericida
Secuestrante de oxígeno	OS-1L [™]	Bara Scav D	Noxygen	Elimina el oxígeno de los lodos base agua
Inhibidor de corrosión/erosión	Unisteam	—	—	Amina resínica de perforación neumática de pozos geotérmicos

MATERIALES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

Fibra de celulosa micronizada	M-I-X [™] II	Barofiber	Chek-Loss	Puenteo y sellado de las formaciones permeables
Cáscaras de nueces	NUT PLUG [®]	Wall-Nut	Mil-Plug	Material Granular de Pérdida de Circulación (LCM)
Grafito de granulometría determinada	G-SEAL [™]	Steel Seal	—	Pérdida de circulación e infiltración
Mica	Mica	Micatex	MilMica	LCM en escamas para pérdidas por infiltración y prevención
Fibra de cedro desmenuzada	M-I CEDAR FIBER [™]	Plug-Git	Mil-Cedar Fiber	LCM fibroso para pérdida general de retornos
Escamas de celofán	Escama	JelFlake	Mil-Flake	Agente formador de entramado de LCM en escamas
LCM mezclado	M-I SEAL [™]	Baro-Seal	Mil-Seal	Mezcla de LCM fibrosos, en escamas y granulares
Cáscaras de semillas de algodón	Cáscaras de semillas de algodón	Cáscaras de semillas de algodón	Cáscaras de semillas de algodón	Para todos los tipos de pérdida de circulación
LCM mezclado de alto filtrado	Diaseal M	—	—	Mezcla de tierra diatomácea para la preparación de tapones blandos para la pérdida de circulación grave
LCM sólido inerte de baja densidad	Diacel D	—	—	Sólidos inertes para la inyección de tapones blandos de alto filtrado
Papel desmenuzado	Papel de perforación	Hy-Seal	Papel	Papel desmenuzado para pérdidas por infiltración
Fibras de celulosa	Ven-Fyber	—	—	Fibras de celulosa para pérdida de circulación y barridos en lodos base aceite
Fragmentos granulares de plástico	Pheno-Seal	—	—	LCM con fragmentos granulares de plástico fenólico

PRODUCTOS DE LODO BASE ACEITE

Descripción	M-I	Baroid	BH Inteq	Acción Principal
Sistema de lodo base aceite diesel	VERSADRIL [®]	Invermul	Carbo-Drill	Sistema de lodo de emulsión inversa de aceite diesel
Sistema de lodo base aceite mineral	VERSACLEAN [®]	Enviromul	—	Sistema de lodo de emulsión de aceite mineral
Paquete básico de emulsificante	VERSAMUL [®]	Invermul NT	Carbo-Mul	Emulsificante primario y agente de humectación en el sistema básico de lodo base aceite
Arcilla organofílica	VG-69 [®] VG-PLUS [™] VG-HT [™]	Geltone II	Carbo-Vis	Viscosificador y agente gelificante
Emulsificante de agente tensioactivo orgánico	VERSACOAT [®]	EZ Mul	Carbo-Mul HT	Emulsificante secundario y agente de humectación para fluidos de agua en aceite
Agente de humectación por aceite	VERSAWET [®]	Invermul	Carbo-Tec L	Mejorar la humectación por aceite de los sólidos y la estabilidad de la emulsión
Resina asfáltica	VERSATROL [®]	AK-70	Carbo-Trol	Controla el filtrado ATAP
Lignito tratado con aminas	VERSALIG [®]	Durotone HT	Carbo Trol A-9	Control de filtración
Diluyente de lodo base aceite	VERSATHIN [®]	OMC	—	Reduce la viscosidad y los esfuerzos de gel
Modificador de reología LSRV, viscosificador	VERSAMOD [™]	BaraResin Vis	6-Up	Aumenta el punto cedente, los esfuerzos de gel y la capacidad de transporte
Viscosificador de sistema de lodo base aceite	HRP [™]	X-Vis	—	Aumenta el punto cedente y los esfuerzos de gel con una viscosidad plástica mínima
Agente tensioactivo de limpieza	CLEAN UP [™]	Bara-Klean	Mil-Clean	Detergente y desengrasador para limpiar el lodo base aceite y lavar los recortes
Agente de humectación	SWA [™]	—	—	Causa la humectación de los sólidos de forma preferencial por aceite e invierte los problemas

PRODUCTOS DE FLUIDO SINTÉTICO

Sistema de fluido de éster	ECOGREEN [™]	Petrofree	—	Sistema de lodo de éster sintético
Sistema de fluido de PAO	NOVADRIL [®]	—	—	Sistema de lodo de PAO sintético
Sistema de fluido de IO	NOVAPLUS [®]	—	Syn-Teq	Sistema de lodo de IO sintético
Olefina Interna (IO)	IO 16/18	—	—	Líquido sintético a base de IO
Sistema de fluido de LAO	NOVATEC [®]	Petrofree LE	—	Sistema de lodo de LAO sintético
Alfaolefina Lineal (LAO)	LAO 14/16	—	—	Líquido sintético a base de LAO
Emulsificante primario	NOVAMUL [®]	LE Mul	Omni-Mul	Proporciona la estabilidad de la emulsión, humectación, control de filtración y estabilidad térmica
Agente de humectación líquido	NOVAWET [™]	Drill-Treat	Omni-Cote	Mejora la humectación de los sólidos por fluido sintético y la estabilidad de la emulsión
Modificador de reología de fluido sintético	NOVAMOD [™]	RM-63	Omni-Plex	Aumenta el punto cedente, los esfuerzos de gel y la capacidad de transporte
Diluyente de sistema base sintético	NOVATHIN [™]	LE Thin	—	Reduce la viscosidad y los esfuerzos de gel
Arcilla organofílica	VG-PLUS [™]	Geltone II	Carbo-Gel	Viscosificador y agente gelificante

PRODUCTOS DE FLUIDO DE REHABILITACIÓN Y COMPLETACIÓN

Descripción	M-I	Baroid	BH Inteq	Acción Principal
Goma Xantana	DUO-VIS [®]	Barazan		Goma xantana producida por actividad bacteriana para viscosidad y suspensión
Sistema de Fluido de Perforación de Yacimiento	FLO-PRO [®]		Perfflow	
Derivado de Almidón Modificado para el Sistema FLO-PRO	FLO-TROL [®]			Control de filtrado y viscosificador para sistemas de fluido de perforación de yacimiento
Goma Xantana Clarificada para Salmueras Pesadas	FLO-VIS [®] HB			Goma xantana clarificada de primera calidad para viscosidad y suspensión en salmueras pesadas
Goma Xantana Clarificada de Primera Calidad	FLO-VIS [®] PLUS			Goma xantana clarificada de primera calidad para viscosidad y suspensión en los sistemas de fluido de perforación de yacimiento
Goma Xantana No Tratada, No Dispersa para Múltiples Salmueras	FLO-VIS [®] PLUS MB			Goma xantana clarificada de primera calidad para viscosidad y suspensión en varias salmueras
Sal de Granulometría Determinada	FLO-WATE [™]	Baraplug		Agente densificante y puenteante para salmueras saturadas
Inhibidor de Lutitas y Eliminador de Hidratación	KLA-GARD [®]	—	—	Eliminador de hidratación de lutitas y gumbo patentado
Celulosa Polianiónica	POLYPAC [®] R			Control de filtrado y viscosificador
Preventor de Emulsión de la Mezcla de Solvente/Agente Tensioactivo	SAFE-BREAK [®] CBF			Preventor de emulsión
Ruptor Polimérico	SAFE-BREAK [®] L			Ruptor polimérico oxidante
Ruptor de Revoque de Lodo Base Agua	SAFE-BREAK [®] MP			Ruptor de revoque para lodos base agua
Ruptor Polimérico	SAFE-BREAK [®] S			
Preventor de Emulsión para Salmueras de Bromuro de Cinc	SAFE-BREAK [®] Zinc			Preventor de emulsión para salmueras que contienen cinc o sales de formiato
Lubricante para Salmueras Pesadas	SAFE-BRINE [™] LUBE			
Solución Amortiguadora para Píldoras de Salmuera Cargadas de Sólidos	SAFE-BUFF [®] 8	Barabuf		
Mármol Molido	SAFE-CARB [®]	Baracarb		Agente puenteante y densificante
Biocida No E.U.A.	SAFE-CIDE [™]			
Inhibidor de Corrosión Aminico	SAFE-COR [®]	Baracor 100		Impide la corrosión general sobre la tubería de revestimiento, la tubería de producción y las herramientas de fondo que están en contacto con salmueras claras de completación
Inhibidor de Corrosión de Salmuera	SAFE-COR [®] 220X			
Inhibidor de Corrosión Aminico	SAFE-COR [®] C			Concentrado y diseñado para proteger todos los materiales tubulares del campo petrolífero
Inhibidor de Corrosión Aminico	SAFE-COR [®] E			Formulado para proteger todos los materiales tubulares del campo petrolífero, para solubilidad en las salmueras claras y para minimizar el impacto sobre el medio ambiente
Inhibidor de Corrosión a base de Tiocianato Inorgánico para Uso en Temperaturas Elevadas	SAFE-COR [®] HT	Baracor 450		Diseñado para ser usado a temperaturas de hasta 450°F, controla la corrosión de la tubería de producción y de la tubería de revestimiento en las salmueras claras
Inhibidor de Corrosión Aminico	SAFE-COR [®] Z PLUS			
Agente Antiespumante de Alcohol Mezclado	SAFE-DFOAM [®]	Barabrine Defoam	Tetra Defoam	Reduce la formación de espuma e impide el atrapamiento del aire

PRODUCTOS DE FLUIDO DE REHABILITACIÓN Y COMPLETACIÓN (CONT.)

Descripción	M-I	Baroid	BH Inteq	Acción Principal
Mezcla de Agente Tensioactivo/Solvente Floclante	SAFE-FLOC [®] I	Versafloc M341		Flocula y suspende los sólidos de hierro insolubles
Mezcla de Agente Tensioactivo/Solvente	SAFE-FLOC [®] II	Versafloc M441		Suspende los sólidos en el lodo base aceite y los transporta fuera del pozo
Lubricante No Emulsificante	SAFE-LUBE [™]			
Agente de Liberación del Revoque	SAFE-PEEL [™]			
Secuestrante de Oxígeno Orgánico para Salmueras a Base de Calcio	SAFE-SCAV [®] CA			Secuestrante de oxígeno
Secuestrante de H ₂ S Orgánico Soluble	SAFE-SCAV [®] HS			Secuestrante de H ₂ S
Secuestrante de Oxígeno a Base de Bisulfito Líquido	SAFE-SCAV [®] NA	Barascav D		Secuestrante de oxígeno
Inhibidor de Incrustaciones a Base de Fosfonato Concentrado	SAFE-SCAVITE [™]			Inhibe las incrustaciones causadas por el carbonato de calcio, el sulfato de calcio y el sulfato de bario
Solvente de Grasa para Tuberías	SAFE-SOLV [™] O			Elimina los residuos de grasa para tuberías de la tubería de revestimiento y de la tubería de perforación antes de colocar el filtro de grava
Solvente Decapante de Grasa para Tuberías	SAFE-SOLV [™] OE			Ablanda, disuelve y suspende la grasa para tuberías, la cera de parafina, los asfaltenos y los depósitos de crudo pesado en las superficies de los materiales tubulares y del pozo
Solvente Dispersable para Lodos Base Aceite/Sintético	SAFE-SOLV [™] OM	Baraklean NS		Limpia y desplaza los sólidos y lodos base aceite y sintético, emulsificándolos dentro de la fase acuosa e impidiendo que vuelvan a depositarse sobre las superficies de las tuberías
Agente Tensioactivo Reductor de Tensión Superficial para Salmuera Clara	SAFE-SURF [®] LT			
Producto Químico de Lavado por Desplazamiento para Lodos Base Aceite/Sintético	SAFE-SURF [®] O			
Producto Químico de Lavado por Desplazamiento para Lodos Base Aceite/Sintético	SAFE-SURF [®] OE			Limpia y desplaza los sólidos y lodos base aceite y sintético; dispersa el revoque con poco impacto sobre el medio ambiente, dejando los materiales tubulares y la tubería de revestimiento en un estado humectado por agua
Producto Químico de Lavado por Desplazamiento para Lodos Base Agua	SAFE-SURF [®] W	Baraklean FL	Dirt magnet	Elimina los residuos de sólidos y lodo base agua de la tubería de revestimiento, a tubería de perforación y los equipos de superficie
Mezcla de Agente Tensioactivo No Iónico	SAFE-SURF [®] WE			Limpia y desplaza los sólidos y el lodo base agua; dispersa el revoque de manera eficaz con poco impacto sobre el medio ambiente
Producto Químico de Lavado por Desplazamiento para Lodos Base Agua	SAFE-SURF [®] WN			Elimina los residuos de lodo base agua y la película de lodo base aceite de la tubería de revestimiento, la tubería de perforación y los equipos de superficie
Viscosificador de HEC para Salmueras	SAFE-VIS [™]	Baravis	W.O. 21	Viscosidad en salmueras de rehabilitación y completación y lodos base agua
Viscosificador de HEC Líquido para Salmueras	SAFE-VIS [™] E	Liquivis NT	—	Viscosificador líquido para salmueras para salmueras de una sal

PRODUCTOS DE FLUIDO DE REHABILITACIÓN Y COMPLETACIÓN (CONT.)

Descripción	M-I	Baroid	BH Inteq	Acción Principal
Viscosificador de HEC Líquido para Salmueras de Alta Densidad	SAFE-VIS™ WDE	Bromivis		Viscosificador líquido para salmueras de alta densidad
Pildora de Control de Filtrado Removible	SEAL-N-PEEL™			
Inhibidor de Incrustaciones Mezclado	SI-1000™	Barabrine SI		
Carbonato de Calcio de Granulometría Determinada	STAR-CARB™	W.O. 35		
Cloruro de Amonio (seco)	NH ₄ Cl	NH ₄ Cl		Estabilizador de arcillas y lutitas, y aumenta la densidad hasta 9,2 lb/gal
Bromuro de Calcio	CaBr ₂			Impide la hidratación y migración de las arcillas hinchables y aumenta la densidad hasta 15,2 lb/gal
Sistema de salmuera de una sal con densidades de 8,4 a 15,3 lb/gal	Sistema de Salmuera de Bromuro de Calcio			Impide la hidratación y migración de las arcillas hinchables y puede ser usado para fluidos de empaque y para ajustar la densidad de otros sistemas de salmuera
Sistema de salmuera de dos sales con densidades de 11,7 a 15,1 lb/gal	Sistema de Salmuera de Bromuro de Calcio/ Cloruro de Calcio			Impide la hidratación y migración de las arcillas hinchables y puede ser usado para los fluidos de empaque
Cloruro de Calcio	CaCl ₂			Inhibición de lutitas y aumento de la densidad hasta 11,6 lb/gal
Sistema de salmuera de una sal con densidades de 8,4 a 11,6 lb/gal	Sistema de Salmuera de Cloruro de Calcio			Reduce el hinchamiento de las arcillas, la dispersión y la migración de arcillas y sólidos
Cloruro de Potasio	KCl	KCl	KCl	Inhibición de lutitas y aumento de la densidad hasta 9,7 lb/gal
Sistema de salmuera de una sal con densidades de 8,4 a 9,7 lb/gal	Sistema de Salmuera de Cloruro de Potasio			Estabilización de lutitas
Formiato de Potasio	KCHO ₂			Reduce los daños a la formación cuando el agua de la formación contiene altas concentraciones de iones bicarbonato y sulfato
Sistema de salmuera de una sal con densidades de 8,4 a 13,1 lb/gal	Sistema de Salmuera de Formiato de Potasio		Clear Drill K	Controla el hinchamiento, la dispersión y migración de las arcillas, e impide los daños a la formación causados por la precipitación de los compuestos de carbonato, bicarbonato o sulfato
Bromuro de Sodio	NaBr			Usado para eliminar el riesgo de daños a la formación causados por la precipitación de los compuestos de carbonato, bicarbonato o sulfato relacionados con el uso de salmueras a base de calcio, cuando las aguas de la formación contienen altas concentraciones de iones bicarbonato y sulfato
Sistema de salmuera de una sal con densidades de 8,4 a 12,5 lb/gal	Sistema de Salmuera de Bromuro de Sodio			Fluido de rehabilitación y completación hasta 12,5 lb/gal, cuando las aguas de la formación contienen altas concentraciones de iones bicarbonato y sulfato
Sistema de salmuera de dos sales con densidades de 10,0 a 12,7 lb/gal	Sistema de Salmuera de Bromuro de Sodio/ Cloruro de Sodio			Elimina el riesgo de daños a la formación causados por la precipitación de los compuestos de carbonato, bicarbonato o sulfato relacionados con el uso de salmueras a base de calcio, cuando las aguas de la formación contienen altas concentraciones de iones bicarbonato y sulfato
Cloruro de Sodio	NaCl			Inhibición de lutitas y aumento de la densidad hasta 10,0 lb/gal

PRODUCTOS DE FLUIDO DE REHABILITACIÓN Y COMPLETACIÓN (CONT.)

Descripción	M-I	Baroid	BH Inteq	Acción Principal
Sistema de salmuera de una sal con densidades de 8,4 a 10,0 lb/gal	Sistema de Salmuera de Cloruro de Sodio			Usado en operaciones de rehabilitación y completación con fluido claro de baja densidad, tal como en los pozos poco profundos de baja presión que no requieren las propiedades inhibidoras especiales de los sistemas de calcio y potasio
Formiato de Sodio	NaCHO ₂			Reduce los daños a la formación cuando las aguas de la formación contienen altas concentraciones de iones bicarbonato y sulfato
Sistema de salmuera de una sal con densidades de 8,4 a 11,0 lb/gal	Sistema de Salmuera de Formiato de Sodio		Clear Drill N	Reduce el riesgo de daños a la formación causados por el hinchamiento, la dispersión o la migración de las arcillas
Sistema de salmuera de tres sales con densidades de 15,2 a 19,2 lb/gal	Sistema de Salmuera de Bromuro de Cinc/ Bromuro de Calcio/ Cloruro de Calcio			Proporciona la inhibición, impidiendo la hidratación y migración de las arcillas hinchables; puede ser usado para los fluidos de empaque y para la formulación y el control de la densidad de varias salmueras
Bromuro de Cinc/Bromuro de Calcio	ZnBr ₂ / CaBr ₂			Se puede mezclar con salmueras de CaCl ₂ /CaBr ₂ para formular y controlar la densidad de varias mezclas de fluidos. Impide la hidratación y migración de las arcillas hinchables y se puede usar como fluido de empaque

PRODUCTOS QUÍMICOS COMUNES

Hidróxido de sodio (NaOH)	Soda cáustica	—	—	Control de pH en lodos base agua
Bicarbonato de sodio (NaHCO ₃)	Bicarbonato de soda	—	—	Precipitante de calcio y reductor de pH en lodos contaminados con cemento
Carbonato de sodio (Na ₂ CO ₃)	Carbonato de sodio	—	—	Precipitante de calcio en lodos de pH más bajo
Cloruro de sodio (NaCl)	Sal	—	—	Lodos saturados de sal, fluidos de rehabilitación/ completación y control de resistividad
Hidróxido de calcio (Ca(OH) ₂)	Cal	—	—	Fuente de calcio y aumento del pH
Óxido de calcio (CaO)	Cal viva	—	—	Fuente de calcio y aumento del pH
Sulfato de calcio (CaSO ₄ •2H ₂ O)	Yeso	—	—	Fuente de calcio a un pH neutro
Cloruro de calcio (CaCl ₂)	Cloruro de calcio	—	—	Sal de calcio usada para controlar la actividad de los lodos base aceite y fluidos de rehabilitación/completación
Óxido de magnesio (MgO)	Mag Ox	—	—	Fuente de magnesio y aumento del pH
Carbonato de potasio (K ₂ CO ₃)	Carbonato de Potasio	—	—	Fuente de potasio en lodos inhibidos de potasio
Cloruro de potasio (KCl)	Muriato de potasa	—	—	Fuente de potasio en lodos inhibidos
Hidróxido de potasio (KOH)	Potasa cáustica	—	—	Fuente de potasio y aumento del pH en lodos de potasio
Tetrafosfato de sodio (Na ₆ P ₄ O ₁₃)	Tetrafosfato de Sodio	Barafos	—	Diluyente en lodos de pH bajo y agente secuestrante de calcio
Pirofosfato ácido de sodio (Na ₂ H ₂ P ₂ O ₇)	SAPP	—	—	Diluyente en lodos de pH bajo y agente secuestrante de calcio
Nitrato de potasio (KNO ₃)	Nitrato de potasio	K-Nitrate	—	Trazador

Todos los nombres de productos son marcas de sus compañías respectivas. Reservados todos los derechos. No copiar sin autorización por escrito de M-I LLC

A

- Absorción** La penetración o desaparición aparente de moléculas o iones de una o varias sustancias dentro de un sólido o líquido. Por ejemplo, en bentonita hidratada, el agua planar mantenida entre las capas micáceas es el resultado de la absorción.
- Ácido** Cualquier compuesto químico que contiene hidrógeno capaz de ser reemplazado por elementos positivos o radicales para formar sales. Según la teoría de disociación, se trata de un compuesto que, al disociarse en la solución, produce un exceso de iones hidrógeno. Los ácidos tienen un pH por debajo de 7 y reducirán el pH de una solución. Los ejemplos de ácidos o sustancias ácidas incluyen: ácido clorhídrico, ácido tánico y pirofosfato ácido de sodio.
- Ácido Húmico** Ácidos orgánicos de composición indefinida en el lignito leonardita de origen natural. Los ácidos húmicos constituyen el componente más valioso. *Ver Ligninas Minadas.*
- Ácido Tánico** El ácido tánico es el ingrediente activo del quebracho y otros sustitutos de quebracho como la corteza de mangle, extracto de castaño, cicuta, etc.
- Acidulado** Término comúnmente usado para indicar la fermentación.
- Acuoso** Se refiere al agua o a las sustancias a base de agua.
- Adhesión** La fuerza que mantiene unidas a moléculas distintas.
- Aditivo de Lodo** Cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular.
- Aditivo EP** *Ver Lubricante de Presión Extrema.*
- Aditivos de Pérdida de Circulación** Materiales agregados al lodo para controlar o prevenir la pérdida de circulación. Estos materiales son agregados en cantidades variables y se clasifican como fibras, escamas o gránulos.
- Adsorción** Un fenómeno superficial demostrado por un sólido (adsorbente) para mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas (adsorbtivos) sobre su superficie, una propiedad causada por la adhesión. Por ejemplo, el agua mantenida en la superficie exterior de bentonita hidratada es agua adsorbida.
- Agente de Humectación** Una sustancia o composición que, al ser agregada a un líquido, aumenta la dispersión del líquido sobre una superficie o la penetración del líquido dentro de un material.
- Agente Espumante** Una sustancia que produce burbujas relativamente estables en la superficie de contacto aire-líquido, debido a la agitación, aireación o ebullición. En la perforación con aire o gas, se agregan agentes espumantes para ayudar a eliminar los influjos de agua y prevenir la formación de anillos de lodo.
- Agente Floculante** Sustancias, como la mayoría de los electrolitos, algunos polisacáridos y ciertos polímeros naturales o sintéticos, que producen el espesamiento de la consistencia de un fluido de perforación. En los fluidos plásticos de Bingham, el punto cedente y el esfuerzo de gel aumentan.
- Agente Tensioactivo** Un material que tiende a concentrarse en una superficie de contacto. Usado en los fluidos de perforación para controlar el grado de emulsificación, agregación, dispersión, tensión interfacial, espumación, desespumación, humectación, etc.
- Agentes Obturantes** Cualquiera de muchos materiales que son agregados a los fluidos de perforación para restablecer la circulación.
- Aglomeración** El agrupamiento de partículas individuales.
- Aglomerado** Los grupos más grandes de partículas individuales que provienen generalmente de la separación con tamiz o de las operaciones de secado.
- Agregación** Formación de agregados. En los fluidos de perforación, la agregación resulta en el apilamiento cara a cara de laminillas de arcilla. La viscosidad y el esfuerzo de gel disminuyen a consecuencia de esto.
- Agregado** Un grupo de dos o más partículas individuales mantenidas unidas por fuerzas considerables. Los agregados son estables en condiciones normales de agitación, trepidación o manejo como polvo o suspensión. Pueden romperse al ser sometidos a un tratamiento drástico como la trituration de polvos en molino de bolas o el corte de una suspensión.
- Agua Intersticial** Agua contenida en los intersticios o las cavidades de las formaciones.
- Agua Salobre** Agua con bajas concentraciones de cualesquier sales solubles.
- Aireación** La técnica de inyectar aire o gas en cantidades variables dentro de un fluido de perforación para reducir el cabezal hidrostático. *Comparar con Corte por Aire.*

Álcali Cualquier compuesto con propiedades básicas marcadas que produce un valor de pH mayor que 7. *Ver Base.*

Alcalinidad El poder combinador de una base medido por el número máximo de equivalentes de un ácido con el cual puede reaccionar para formar una sal. En el análisis de agua, representa los carbonatos; bicarbonatos; hidróxidos; y ocasionalmente los boratos, silicatos y fosfatos en el agua. Se determina mediante la valoración con ácido estándar hasta ciertos puntos de referencia. *Ver API RP 13B* para instrucciones específicas para la determinación de las alcalinidades de fenoltaleína (P_f) y anaranjado de metilo (M_p) del filtrado en los fluidos de perforación y de la alcalinidad del lodo (P_m). Ver también P_f , M_f y P_m .*

Almidón Un grupo de carbohidratos encontrado en muchas células vegetales. El almidón es procesado especialmente (pregelatinizado) para ser usado en lodos a fin de reducir la tasa de filtración, y ocasionalmente para aumentar la viscosidad. Si no hay una protección adecuada, el almidón puede fermentar.

Amortiguador Cualquier sustancia o combinación de sustancias que, al disolverse en agua, produce una solución que resiste cualquier cambio de su concentración de iones hidrógeno cuando se agrega un ácido o una base.

Análisis de Tamices *Ver Análisis Granulométrico.*

Análisis Granulométrico Determinación de los porcentajes relativos de sustancias, por ej., los sólidos suspendidos de un fluido de perforación, que pasan a través o que son retenidos por una serie de mallas de tamaños decrecientes. El análisis puede ser realizado con métodos húmedos o secos. También llamado "análisis de tamices". *Ver Malla.*

Anhidrita (CaSO_4) Frecuentemente encontrada durante la perforación. Puede aparecer en capas finas o formaciones masivas. *Ver Sulfato de Calcio.*

Anhidro Sin agua.

Anión Un átomo o radical cargado negativamente, como Cl^- , OH^- , SO_4^{2-} , etc., en solución de un electrolito. Los aniones se mueven hacia el ánodo (electrodo positivo) bajo la influencia de un potencial eléctrico.

Antiespumante Una sustancia usada para prevenir la formación de espuma aumentando considerablemente la tensión superficial. *Comparar con Desespumante.*

Apilar un Equipo de Perforación Almacenar un equipo de perforación al completar un proyecto, cuando el equipo

de perforación debe ser retirado del servicio por un tiempo.

Arcilla Una tierra plástica, blanda, de varios colores, comúnmente un silicato hidratado de alúmina, formado por la descomposición de feldespato y otros silicatos de aluminio. Los minerales arcillosos son generalmente insolubles en agua, pero se dispersan bajo hidratación, esfuerzos de corte como la molienda, los efectos de velocidad, etc., formando partículas extremadamente pequeñas con tamaños comprendidos entre tamaños submicrónicos y 100 micrones. *Ver también Arcilla Atapulguita, Bentonita, Arcilla de Perforación de Alto Rendimiento, Arcillas de Bajo Rendimiento y Arcillas Naturales.*

Arcilla atapulguita Una arcilla coloidal viscosificante que se usa principalmente en lodos a base de agua salada. La atapulguita, una tierra de Fuller especial, es un silicato de aluminio de magnesio hidratado.

Arcilla de Agua Salada *Ver Arcilla Atapulguita.*

Arcilla de Perforación de Alto Rendimiento Una clasificación atribuida a un grupo de preparaciones comerciales de arcilla de perforación que tienen un rendimiento de 35 a 50 bbl/tonelada, y que constituyen un nivel intermedio entre la bentonita y las arcillas de bajo rendimiento. Las arcillas de perforación de alto rendimiento son generalmente preparadas mediante la peptización de arcillas de montmorillonita de calcio de bajo rendimiento, o en algunos casos, mezclando bentonita con la arcilla peptizada de bajo rendimiento.

Arcilla Peptizada Una arcilla a la cual se ha agregado un agente para aumentar su rendimiento inicial. Por ejemplo, se suele agregar carbonato de sodio a la arcilla de montmorillonita de calcio.

Arcillas de Bajo Rendimiento Arcillas comerciales, principalmente del tipo de montmorillonita de calcio, que tienen un rendimiento de aproximadamente 15 a 30 bbl/tonelada.

Arcillas Naturales Las arcillas naturales, a diferencia de las arcillas comerciales, son arcillas que son encontradas durante la perforación de varias formaciones. El rendimiento de estas arcillas varía considerablemente, y éstas pueden o no ser incorporadas deliberadamente dentro del sistema de lodo.

Arena Un material suelto granuloso producido por la desintegración de rocas, generalmente sílice.

Asfalto Una mezcla natural o mecánica de bitúmenes sólidos o viscosos encontrados

en capas naturales u obtenidos como residuos del petróleo. Asfalto, mezclas que contienen asfalto y materiales asfálticos modificados (por ej.: refinados al aire, modificados químicamente, etc.) han sido agregados a ciertos fluidos de perforación a efectos muy variables, como componente de lodos base aceite, material de pérdida de circulación, emulsificante, agente de control de filtrado, agente de taponamiento de pared, etc.

Átomo Según la teoría atómica, se trata de la cantidad más pequeña de un elemento

B

Balance Hidrofílico-Lipofílico (HLB) Una de las propiedades más importantes de los emulsificantes. Constituye una expresión de la atracción relativa de un emulsificante respecto al agua y al aceite, determinada principalmente por la composición química y las características de ionización de un emulsificante determinado. El HLB de un emulsificante no está directamente relacionado con la solubilidad, pero determina el tipo de la emulsión que tiende a formarse. Se trata de una indicación de las características de comportamiento y no una indicación de la eficiencia del emulsificante.

Balanza de Lodo Una balanza de balancín usada para determinar la densidad del lodo. Se compone principalmente de una base, un balancín graduado con un vaso de volumen constante, una tapa, un caballero, un cuchillo y un contrapeso.

Barita, Baritina o Sulfato de Bario Sulfato de bario natural usado para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. Cuando se requiere, normalmente se mejora a una gravedad específica de 4,20. La barita existe en minerales o masas cristalinas blancas, grisáceas, verdosas y rojizas.

Barril Una unidad volumétrica de medición usada en la industria del petróleo, igual a 42 galones U.S.

Barril Equivalente Una unidad de laboratorio usada para evaluar o probar los fluidos de perforación. Un gramo de material, al ser añadido a 350 ml de fluido, es equivalente a 1 lb de material añadido a un barril de fluido de 43 galones.

Barril Químico Un recipiente donde varios productos químicos son mezclados antes de ser agregados al fluido de perforación.

Básculas de Lodo Ver *Balanza de Lodo*.

Base Un compuesto de un metal o grupo metálico, con hidrógeno y oxígeno en la proporción para formar un radical OH, el

que es capaz de entrar en una combinación química o que puede existir solo.

Aumento Brusco de la Presión Un aumento brusco de la presión que suele ocurrir rápidamente. La introducción demasiado rápida de una tubería o tubería de revestimiento dentro del pozo puede causar un aumento de la presión hidrostática que puede ser suficiente para causar la pérdida de circulación.

cual se ioniza en solución acuosa para producir un exceso de iones hidroxilo, con un valor de pH mayor que 7. Las bases se forman cuando óxidos metálicos reaccionan con agua. Las bases aumentan el pH. Los ejemplos incluyen la soda cáustica y la cal.

Bentonita Una arcilla coloidal plástica que se compone principalmente del mineral montmorillonita de sodio, un silicato de aluminio hidratado. Para ser usada en fluidos de perforación, la bentonita tiene un rendimiento mayor que 85 bbl/tonelada. El término genérico "bentonita" no constituye un nombre mineralógico exacto, y la arcilla no tiene una composición mineralógica definida.

Bicarbonato Ver *Bicarbonato de Sodio*.

Bicarbonato de Sodio (NaHCO₃) Un material ampliamente usado para tratar la contaminación de cemento y ocasionalmente otras contaminaciones de calcio en los fluidos de perforación. Se trata de la sal de sodio semineutralizada del ácido carbónico.

Bloque de Agua Reducción de la permeabilidad de una formación causada por la invasión de agua dentro de los poros (capilares). La reducción de la permeabilidad puede ser causada por el hinchamiento de las arcillas, las cuales obturan los poros, o en algunos casos, por un bloque capilar de los poros debido a fenómenos de tensión superficial.

"Boilerhouse" (jerga) Preparar un reporte ficticio (grafito) sobre una condición considerada como hecho sin que se haya averiguado su exactitud. A veces se dice "doghouse".

Bombas de Lodo Bombas en el equipo de perforación, usadas para hacer circular los fluidos de perforación.

"Bump" (Cresta) Aplicar y mantener una presión adicional sobre la presión hidrostática.

C

- Cabezal Hidrostático** La presión ejercida por una columna de fluido, generalmente expresada en libras por pulgada cuadrada (lb/pulg.²). Para determinar el cabezal hidrostático en psi a una profundidad determinada, multiplicar la profundidad en pies por la densidad en libras por galón por 0,052.
- Cal** Forma comercial del hidróxido de calcio.
- Cal Viva** Óxido de calcio (CaO). Usada en ciertos lodos base aceite para neutralizar el ácido orgánico.
- Calcio** Uno de los elementos alcalinos de la tierra con una valencia de 2 y un peso atómico de aproximadamente 40. Los compuestos de calcio son una causa común de la dureza del agua. También es un componente de la cal, yeso, caliza, etc.
- Caliza** Ver *Carbonato de Calcio*.
- Calor Específico** El número de calorías requerido para aumentar la temperatura de 1 g de una sustancia en 1°C. El calor específico de un fluido de perforación indica la capacidad del fluido para mantener la barrena fría para una velocidad de circulación determinada.
- Carbonato de Calcio (CaCO₃)** Una sal de calcio insoluble a veces usada como material densificante (caliza, concha de ostra, etc.) en fluidos de perforación especializados. También se usa como unidad y/o norma para reportar la dureza.
- Carbonato de Sodio (Na₂CO₃)** Un material ampliamente usado para tratar varios tipos de contaminación de calcio. Comúnmente llamado "ceniza de soda". Cuando se agrega carbonato de sodio a un fluido, el pH del fluido aumenta por hidrólisis.
- Carboximetilcelulosa de Sodio (CMC)** Disponible en varios grados de viscosidad y pureza. Un material orgánico usado para controlar la filtración, suspender el material densificante y aumentar la viscosidad en los fluidos de perforación. Usado conjuntamente con bentonita cuando se desea obtener lodos de bajo contenido de sólidos.
- Cargar** Llenar una tubería de perforación o tubería de producción, desplazando el gas u otro líquido hacia fuera.
- Caseta de Lodo** Una estructura en el equipo de perforación para almacenar y proteger los materiales en sacos que se usan en los fluidos de perforación.
- Catión** Partícula cargada positivamente en la solución de un electrolito que, bajo la influencia de un potencial eléctrico, se mueve hacia el cátodo (electrodo negativo). Los ejemplos incluyen: Na⁺, H⁺, NH₄⁺, Ca²⁺, Mg₂₊ y Al³⁺.
- Cáustico o Soda Cáustica** Ver *Hidróxido de Sodio*.
- CBL** Registro de Adherencia del Cemento (Cement Bond Log), usado para evaluar la eficiencia de una cementación.
- Cemento** Una mezcla de aluminatos y silicatos de calcio obtenida mediante la combinación de cal y arcilla durante el calentamiento. El cemento hidratado contiene aproximadamente 62,5% de hidróxido de calcio, el cual constituye la fuente principal de problemas cuando el cemento contamina el lodo.
- Cemento Gel** Cemento en el cual se ha agregado un porcentaje bajo a moderado de bentonita como material de relleno y/o para reducir el peso de la lechada. Ver *Tapón Blando*.
- Cemento Puro** Una lechada compuesta de cemento Portland y agua.
- Ceniza de Soda** Ver *Carbonato de Sodio*.
- Centímetro Cúbico (cm³)** Una unidad métrica para medir el volumen. Es básicamente igual a un mililitro y ambos se usan de manera intercambiable. Un centímetro cúbico de agua a la temperatura ambiente pesa aproximadamente 1 gramo.
- Centipoise (cP)** Una unidad de viscosidad igual a 0,01 poise. Un poise es igual a 1 g por metro-segundo, y un centipoise es igual a 1 g por centímetro-segundo. La viscosidad del agua a 20°C es 1,005 cP (1 cP = 0,000672 lb/pies-seg.).
- Centrífuga** Un aparato para la separación mecánica de los sólidos de alta gravedad específica de un fluido de perforación. Se usa generalmente en lodos densificados para recuperar el material densificante y desechar los sólidos perforados. La centrífuga usa una rotación mecánica a alta velocidad para lograr esta separación, a diferencia del separador del tipo ciclónico donde la energía del fluido sola proporciona la fuerza de separación. Ver *Desarenador*.
- Cieno** Una mezcla de aceite, agua y sólidos que tiene una consistencia espesa. En general, el cieno se sedimenta al fondo de un tanque.
- Circulación** El movimiento del fluido de perforación desde el tanque de succión, pasando a través de la bomba, la tubería de perforación, la barrena, el espacio anular en el pozo, y luego regresando de nuevo al tanque de succión. El tiempo requerido suele ser llamado tiempo de circulación.
- Circulación Inversa** El método que consiste en invertir el flujo normal de un fluido de perforación, circulando hacia abajo en el espacio anular y hacia arriba en la columna de perforación.

- Circulación, Pérdida de (o Perdida) El resultado de la fuga de fluido de perforación dentro de la formación a través de fisuras, medios porosos o dentro de fracturas.
- “Clabbered” (Gelificado) Término argótico usado comúnmente para describir la floculación moderada a grave del lodo causada por varios contaminantes; también se usa “gelificado”.
- Cloruro de Calcio (CaCl_2) Una sal de calcio muy soluble a veces añadida a los fluidos de perforación para conferir propiedades especiales, pero principalmente para aumentar la densidad de la fase fluida.
- Cloruro de Sodio (NaCl) Comúnmente llamado sal. La sal puede estar presente en el lodo como contaminante o puede ser agregada por diferentes razones. *Ver Sal.*
- CMC *Ver Carboximetilcelulosa de Sodio.*
- Coagulación En la terminología de fluidos de perforación, se refiere generalmente a la floculación y deshidratación.
- Coalescencia El cambio de un líquido a un estado “cuajado” denso mediante una reacción química. También la combinación de glóbulos en una emulsión, causada por la atracción molecular de las superficies.
- Cohesión La fuerza de atracción entre moléculas del mismo tipo, i.e., la fuerza que mantiene unidas las moléculas de una sustancia.
- Colchón Un líquido bombeado antes que otro líquido para limpiar.
- Colocar la Tubería de Revestimiento La instalación de tubería o tubería de revestimiento en un pozo. Esto suele requerir el enlodamiento, reacondicionamiento, o como mínimo, la verificación de las propiedades del fluido de perforación.
- Colocar Sobre peso en la Tubería Un procedimiento realizado antes de sacar la tubería, que consiste en bombear una pequeña cantidad de lodo pesado dentro de la sección superior, para causar una columna desbalanceada. A medida que se saca la tubería, la columna más pesada dentro de la tubería de perforación cae, manteniendo el interior de la tubería de perforación seco en la superficie cuando se desenroscan las conexiones.
- Coloide Un estado de subdivisión de la materia que consta de moléculas individuales de gran tamaño o de agregaciones de moléculas más pequeñas, dispersas de tal manera que las fuerzas superficiales constituyen un factor importante para la determinación de sus propiedades. El tamaño y la carga eléctrica de las partículas determinan los diferentes fenómenos observados con coloides, por ej.: el movimiento browniano. Los tamaños de los coloides están comprendidos entre 1×10^7 y 5×10^5 cm (0,001 a 0,5 micrones) de diámetro, aunque las partículas de ciertos emulsoides pueden tener un tamaño micrónico.
- Coloide liofílico Un coloide que no se precipita fácilmente a partir de una solución y que se dispersa fácilmente después de la precipitación mediante la adición del solvente.
- Coloide liofóbico Un coloide que se precipita fácilmente a partir de una solución y que no se puede dispersar de nuevo mediante una adición de solución.
- Compatibilidad Una medida de la tendencia de dos sustancias (sólidos, líquidos, mezclas, etc.) a actuar o reaccionar o no sinérgicamente. (A diferencia de la incompatibilidad, donde cualesquier materiales reaccionan antagonísticamente, resultando en efectos negativos.)
- Comunicación Se refiere a la conexión o continuidad entre áreas separadas. Puede referirse a zonas geológicas, secciones de tubería, etc.
- Concentración de Sólidos La cantidad total de sólidos en un fluido de perforación, determinada por destilación, que incluye los sólidos disueltos y los sólidos suspendidos o no disueltos. El contenido de sólidos suspendidos puede constar de una combinación de sólidos de gravedad específica alta y baja y sólidos nativos o comerciales. Los ejemplos de sólidos disueltos incluyen las sales solubles de sodio, calcio y magnesio. Los sólidos suspendidos forman el revoque; los sólidos disueltos permanecen en el filtrado. Los contenidos totales de sólidos suspendidos y disueltos están generalmente expresados como porcentaje en volumen, y con menor frecuencia, como porcentaje en peso.
- Concentración Iónica de Hidrógeno Una medida de la acidez o alcalinidad de una solución, normalmente expresada como pH. *Ver pH.*
- Conductividad Una medida de la cantidad de electricidad transferida a través del área unitaria por gradiente de potencial unitario por unidad de tiempo. Se trata del recíproco de la resistividad. Electrolitos pueden ser agregados al fluido de perforación para modificar su conductividad para realizar los registros.
- Conificación Se refiere a la migración vertical de un fluido del yacimiento, a diferencia del flujo radial, el flujo normal, preferible.
- Connato Significa literalmente “nacido con”; se refiere a los fluidos (generalmente el agua, en nuestra industria) que existen con el aceite in-situ. Agua que fue probablemente depositada y atrapada con depósitos sedimentarios, a diferencia

de las aguas migratorias que fluyeron dentro de los depósitos después de que éstos se hubieran sedimentado.

Consistencia La viscosidad de un fluido irreversible, en poises, durante cierto intervalo de tiempo, a una presión y temperatura determinada.

Consistencia del Revoque De acuerdo con API RP 13B*, las anotaciones “duro”, “blando”, “resistente”, “gomoso”, “firme” etc. pueden usarse para describir de una forma general la consistencia del revoque.

Consistómetro Un aparato de prueba del tiempo de espesamiento, provisto de un dispositivo de agitación para medir el tiempo de espesamiento relativo de lechadas de lodo o cemento bajo temperaturas y presiones predeterminadas.

Contaminación La presencia en un fluido de perforación de cualquier materia extraña que tienda a producir propiedades perjudiciales del fluido de perforación.

Contaminación de Calcio Iones de calcio disueltos en concentraciones suficientes para conferir propiedades indeseables en un fluido de perforación, tales como la floculación, la reducción del rendimiento de la bentonita, el aumento del filtrado, etc. *Ver también Sulfato de Calcio, Yeso, Anhídrita, Cal y Carbonato de Calcio.*

Contenido de Aceite El contenido de aceite de cualquier fluido de perforación es el porcentaje en volumen de la cantidad de aceite.

Contenido de Arena El contenido de arena de un fluido de perforación es el contenido de sólidos abrasivos insolubles rechazados por un entramado de malla 200. Se suele expresar como porcentaje en volumen total de arena en un fluido de perforación. Esta prueba es de tipo elemental debido a que los sólidos retenidos no se componen necesariamente de sílice ni tampoco son totalmente abrasivos. Para más información sobre los tipos de sólidos retenidos por un entramado de malla 200, se requieren otras pruebas específicas. *Ver Malla.*

Copolímero Una sustancia formada cuando dos o más sustancias se polimerizan al mismo tiempo para generar un producto que no constituye una mezcla de polímeros separados, sino un complejo cuyas propiedades son diferentes de las propiedades individuales de cualquiera de estos polímeros. Los ejemplos incluyen PHPA (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada) y copolímeros acrilatos amos.

Corrosión La alteración química adversa en un metal o la “erosión” del metal causada por el aire, la humedad o productos químicos; en general se forma un óxido.

Corte (Esfuerzo de Corte) Una acción, resultante de las fuerzas aplicadas, que causa o tiende a causar el deslizamiento entre dos partes contiguas de un cuerpo, en una dirección paralela a su plano de contacto.

Corte por Aire La incorporación mecánica y dispersión involuntaria de aire dentro de un sistema de fluido de perforación. Comparar con Aireación.

Corte por Gas Gas atrapado por un fluido de perforación. Ver Corte por Aire.

Cráter La formación de una gran cavidad en forma de embudo en la parte superior de un pozo, como consecuencia de un reventón u ocasionalmente del derrumbe.

Crudo de Formación Crudo que contiene gas y que no ha sido estabilizado o intemperizado. Este aceite puede causar el corte por gas al ser agregado al lodo y constituye un riesgo potencial de incendio.

Cromolignito Lignito minado, generalmente leonardita, al cual se ha agregado cromato y/o que ha reaccionado con cromato. El lignito también puede ser caustizado con hidróxido de sodio o hidróxido de potasio.

Cualidades de Filtración Las características de filtración de un lodo de perforación. En general, estas cualidades son en relación inversa al espesor del revoque depositado en la cara de un medio poroso y a la cantidad de filtrado que puede escapar del fluido de perforación, dentro o a través del medio poroso.

D

Daños a la Formación Daños a la productividad de un pozo, causados por la invasión de partículas de lodo o filtrados de lodo dentro de la formación. El asfalto del crudo también puede causar daños a ciertas formaciones. *Ver Sellado con Lodo.*

Daños Superficiales Daños a la formación, pérdida de permeabilidad y posiblemente porosidad en la cara del pozo, debido a las prácticas o a los fluidos de perforación o completación.

Darcy Una unidad de permeabilidad. Un medio

poroso tiene una permeabilidad de 1 darcy, cuando la presión de 1 átomo sobre una muestra de 1 cm de largo y 1 cm² de sección transversal, fuerza un líquido con una viscosidad de 1 cP a través de la muestra a la velocidad de 1 cm³ por segundo.

Delicuescencia La licuefacción de una sustancia sólida debido a la solución del sólido por adsorción de la humedad del aire, por ej.: cloruro de calcio.

Densidad Materia medida como masa por volumen unitario, expresado en libras por

- galón (lb/gal), kilogramos por litro (kg/l) y libras por pie cúbico (lb/ft³). Muchas veces se usa “peso” para hacer referencia a la densidad.
- Densidad Equivalente de Circulación (ECD)** Para un fluido en circulación, la densidad equivalente de circulación en lb/gal es igual al cabezal hidrostático (psi) más la caída total de presión anular (psi) dividida por la profundidad (pies) y por 0,052.
- Deposición** Significa literalmente “poner en depósito”; se refiere al proceso por el cual los sedimentos llegan a su posición en una formación geológica.
- Depresión** Una disminución de la presión, generalmente relacionada con la diferencia de presión entre una formación productiva y la tubería de producción a través de la cual está produciendo.
- Derrumbe** Una forma grave de desprendimiento. Ver *Desprendimiento*.
- Derrumbe por presión** El colapso parcial o completo de las paredes de un pozo como resultado de las presiones internas, debido principalmente al hinchamiento causado por la hidratación o las presiones de gas de la formación. Ver *Desprendimiento*.
- Desarenador, Deslimador** Aparato de remoción de sólidos basado en el hidrociclón, para separar la arena o el limo del lodo.
- Descomposición Térmica** La descomposición química de un compuesto o sustancia en sustancias simples o en los elementos que lo componen, causada por la temperatura.
- Desespumante** Cualquier sustancia usada para reducir o eliminar la espuma mediante la reducción de la tensión superficial. Comparar con *Antiespumante*.
- Desfloculación** Disolución de los flóculos de las estructuras de gel mediante el uso de un diluyente.
- Deshidratación** Remoción del agua libre o combinada de un compuesto.
- Desprendimiento** El colapso parcial o completo de las paredes de un pozo, como resultado de formaciones incompetentes y no consolidadas; ángulo o pendiente alta; y humectación a lo largo de los planos internos de estratificación. Ver *Derrumbe por Presión y Derrumbe*.
- Destilación** Proceso que consiste primero en vaporizar un líquido y luego condensar el vapor para formar otro líquido (el destilado), dejando atrás las sustancias no volátiles, los sólidos totales de un fluido de perforación. El destilado es el contenido de agua y/o aceite de un fluido.
- Destilador de Lodo** Una retorta o un instrumento de destilación usado para destilar el aceite, agua y otros materiales volátiles en un lodo, a fin de determinar el contenido de aceite, agua y sólidos totales, expresado en porcentaje en volumen.
- Desviación del Pozo** Perforar direccionalmente alrededor de un pescado o partiendo de un pozo existente.
- Desviador** Un dispositivo introducido en un pozo, usado para desviar o para la perforación direccional.
- Difracción de Rayos X** Un método analítico en el que se usan rayos X para determinar la composición de las sustancias cristalinas. En nuestra industria, este método constituye uno de los pilares para determinar los porcentajes de composición de la salmuera y los sólidos de la formación.
- Difusión** El esparcimiento, la dispersión o la mezcla de un material (gas, líquido o sólido).
- Diluyente** Cualquiera de varios agentes orgánicos (taninas, ligninas, lignosulfonatos, etc.) y agentes inorgánicos (pirofosfatos, tetrafosfatos, etc.) que son agregados a un fluido de perforación para reducir la viscosidad y/o las propiedades tixotrópicas.
- Diluyente** Líquido añadido para diluir o reducir la densidad de una solución.
- Dinámico** Actividad o movimiento; contrario de estático.
- Disociación** La separación de un compuesto o elemento en dos o más moléculas, átomos o iones individuales. Se suele aplicar al efecto de la acción del calor o solventes sobre sustancias disueltas. La reacción es reversible y no es tan permanente como la descomposición; i.e., cuando se retira el solvente, los iones vuelven a combinarse.
- Dispersante** Cualquier producto químico que estimula la dispersión de la fase dispersa.
- Dispersión (de Agregados)** Subdivisión de agregados. La dispersión aumenta la superficie específica de la partícula, resultando en un aumento de la viscosidad y del esfuerzo de gel.
- Dispositivos de Mezcla de Lodo** El dispositivo más común para agregar sólidos al lodo es la tolva de chorro. Otros dispositivos usados para la mezcla son:eductores, mezcladora de paletas, agitadores eléctricos, pistolas de lodo, barriles químicos, etc.
- Distribución de Partículas** Una lista de todas las partículas de una muestra en base al tamaño. Generalmente reportada como porcentaje de la población total o porcentaje en volumen según el rango de tamaños micrométricos.
- Dureza (del Agua)** La dureza del agua se debe principalmente a los iones calcio y magnesio presentes en el agua y es independiente de los iones ácidos asociados. La dureza total se mide en términos de partes por millón de carbonato de calcio o calcio, y a veces equivalentes por millón de calcio.
- Dureza Total** Ver *Dureza (del Agua)*.

E

Efecto de Valencia En general, cuanto mayor sea la valencia de un ion, mayor será la pérdida de estabilidad conferida por estos iones polivalentes a las emulsiones, suspensiones coloidales, etc.

Electrolito Una sustancia que se desasocia en iones de cargas positivas y negativas cuando está en solución o en un estado fundido, y luego conduce una corriente eléctrica. Los ácidos, las bases y las sales son electrolitos comunes.

Emulsificante o Agente Emulsificante Una sustancia usada para producir una emulsión de dos líquidos que no son miscibles. Los emulsificantes se pueden dividir, según su comportamiento, en agentes iónicos y no iónicos. Los tipos iónicos también se pueden dividir en tipos aniónicos, catiónicos y anfóteros, según la naturaleza de los grupos iónicos activos.

Emulsión Una mezcla líquida heterogénea, sustancialmente permanente, de dos o más líquidos que normalmente no se disuelven uno en otro, pero que son mantenidos en suspensión o dispersión, uno en otro, por agitación mecánica, o más frecuentemente, mediante la adición de pequeñas cantidades de sustancias llamadas emulsificantes. Las emulsiones pueden ser mecánicas, químicas o una combinación de ambas. Los tipos de emulsión son aceite en agua o agua en aceite.

Emulsión de Aceite en Agua Un fluido de perforación en el cual el contenido de aceite suele ser mantenido entre 3 y 7%, y raramente a más de 10% (puede ser considerablemente más alto). El aceite es emulsionado en agua dulce o agua salada por un emulsificante químico. A veces se puede añadir CMC, almidón o goma a los sistemas de agua dulce y agua salada. *Ver Emulsión Lechosa.*

Emulsión de Agua en Aceite *Ver Lodo de Emulsión Inversa de Aceite.*

Emulsión Lechosa *Ver Emulsión de Aceite en Agua.*

Enlace Interconectar químicamente una sustancia a otra, tal como en enlazado de un revestimiento.

Enlodamiento Proceso de mezcla de aditivos de lodo para lograr algún propósito deseado que no se puede lograr con el fluido anterior, el cual suele ser agua, aire o gas.

Equivalentes por Millón (EPM) Peso químico unitario de soluto por millón de pesos unitarios de solución. El valor EPM de un soluto en solución es igual al valor ppm (partes por millón) dividido por el peso equivalente. Referirse también a ppm.

Esfuerzo de Gel La capacidad o medida de la

capacidad de un coloide para formar geles. El esfuerzo de gel es una unidad de presión reportada generalmente en lb/100 pies². Constituye una medida de las mismas fuerzas entre partículas de un fluido que las que son determinadas por el punto cedente, excepto que el esfuerzo de gel se mide bajo condiciones estáticas, mientras que el punto cedente se mide en condiciones dinámicas. Las medidas comunes de esfuerzo de gel son los geles iniciales y los geles a 10 minutos. *Ver también Corte (Esfuerzo de Corte) y Tixotropía.*

Esfuerzo de Gel, 10-Min. El esfuerzo de gel medido a 10 minutos de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por in viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 10 minutos. Se reporta en lb/100 pies².

Esfuerzo de Gel, Inicial El esfuerzo de gel inicial medido de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por in viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 10 segundos. Se reporta en lb/100 pies².

Espaciador Un volumen de líquido, que puede o no contener sólidos, usado para separar dos fluidos. Un ejemplo es el uso de un espaciador entre un lodo base agua y un lodo base aceite durante el desplazamiento para evitar la mezcla de los dos lodos.

Espacio Anular El espacio entre la columna de perforación y la pared del pozo o de la tubería de revestimiento.

Espesor del Revoque Una medida de los sólidos depositados sobre papel filtro en 1/32 de pulgada, durante las pruebas de filtración API de 30 minutos. *Ver Espesor del Revoque.*

Espesor del Revoque La medida del espesor del revoque depositado por un fluido de perforación contra un medio poroso, generalmente de acuerdo con la prueba de filtración API estándar. El espesor del revoque se reporta generalmente en 1/32 de pulgada. *Ver Revoque de Filtración y Revoque de Pared.*

Espuma Un sistema de dos fases similar a una emulsión, donde la fase dispersa es un gas o el aire.

Estabilizar la Emulsión o el Lodo ("Tighten Up") Jerga relacionada con los fluidos de perforación, para describir la condición en algunos sistemas en que se ha agregado aceite y el aceite se separa y sube hasta la superficie. Cualquier medio químico o mecánico que cause la emulsificación del aceite libre se conoce como "estabilizador".

Estático Contrario de dinámico. *Ver Quiescencia.*

Estearato Sal del ácido esteárico, el cual es un ácido graso saturado de carbono 18. Ciertos compuestos como el estearato de aluminio, estearato de calcio y estearato de zinc, han sido usados en los fluidos de perforación para uno o varios de los siguientes propósitos: antiespumante, lubricación, perforación con aire en la que se encuentra una pequeña cantidad de agua, etc.

Estearato de aluminio Una sal de aluminio del ácido esteárico usada como antiespumante. *Ver Estearato.*

Estudio de Temperaturas Una operación

para determinar las temperaturas a diferentes profundidades en el pozo. Este estudio se usa para determinar la posición de los influjos de agua en el pozo, cuando hay dudas acerca de la cementación correcta de la tubería de revestimiento, y por otras razones.

Extendedor de Arcilla Cualquiera de varias sustancias, generalmente compuestos de polímeros de alto peso molecular, que al ser agregadas en bajas concentraciones a una bentonita u otras lechadas de arcillas, aumentarán la viscosidad del sistema, por ej.: PHPA. *Ver Lodos de Bajo Contenido de Sólidos.*

F

Falla Término geológico que indica una rotura de la formación, hacia arriba o hacia abajo, en los estratos subsuperficiales. Las fallas pueden afectar considerablemente los programas de lodo y de tubería de revestimiento implementados en la zona.

Fase Continua La fase fluida que rodea completamente la fase dispersa que puede constar de coloides, aceite, etc.

Fase Dispersa La fase esparcida (sólido, líquido o gas) de una dispersión. Las partículas están finamente divididas y completamente rodeadas por la fase continua.

Fermentación Proceso de descomposición de ciertas sustancias orgánicas, por ej. el almidón, donde enzimas, bacterias u otros microorganismos producen un cambio químico. Frecuentemente llamado "acidulado".

Fibras o Materiales Fibrosos Cualquier material filamentosos y duro, usado para prevenir la pérdida de circulación o restablecer la circulación. En el campo, el término "fibras" suele referirse a fibras que provienen de plantas.

Filtración El proceso de separación de sólidos suspendidos de su líquido, forzando el líquido a través de un medio poroso. Dos tipos de filtración de fluido ocurren en un pozo: filtración dinámica durante la circulación y filtración estática cuando el fluido no está circulando.

Filtrado El líquido forzado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración.

Filtro Un dispositivo que usa un tipo de revestimiento para separar los sólidos de un líquido. Los sólidos se depositan en la superficie y cerca de la superficie del revestimiento del dispositivo. El revestimiento puede constar de tierra diatomácea, tela, papel u otras sustancias.

Filtro Prensa Un dispositivo para determinar el filtrado de un fluido de perforación cuyas especificaciones cumplen con API RP 13B.

"Flipped" (Revertido) Cuando se produce lo

contrario de lo previsto en un fluido de perforación. En una emulsión inversa de agua en aceite, se dice que la emulsión está "revertida" cuando las fases continua y dispersa se invierten.

Floculación Asociación incoherente de partículas en grupos ligeramente enlazados, asociación no paralela de laminillas de arcilla. En suspensiones concentradas, como los fluidos de perforación, la floculación produce gelificación. En algunos fluidos de perforación, después de la floculación puede producirse una precipitación irreversible de coloides y otras sustancias del fluido, por ej., capas de arcilla roja.

Floculados Grupos de agregados o partículas en suspensión que pueden romperse al ser sometidos a trepidación y agitación normal, y que vuelven a formarse cuando están en reposo.

Flóculos *Ver Floculados.*

Fluidez Recíproco de la viscosidad. Medida de la velocidad a la cual un fluido es deformado continuamente por un esfuerzo de corte. Facilidad de flujo.

Fluido Una sustancia que adopta fácilmente la forma del recipiente en el que se coloca. El término incluye líquidos y gases. Se trata de una sustancia en la que la aplicación de cada sistema de esfuerzos (excepto la presión hidrostática) producirá una deformación continuamente creciente, sin relación alguna entre el régimen de deformación en cualquier instante y la magnitud de los esfuerzos en ese instante. Los fluidos de perforación son generalmente fluidos newtonianos y plásticos, pocas veces pseudoplásticos y raramente dilatantes.

Fluido de Empaque Cualquier fluido colocado en el espacio anular, entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, encima de un empaque. Junto con otras funciones, la presión hidrostática del fluido de empaque es utilizada para reducir las diferencias de presiones entre la formación y el interior de la tubería de revestimiento, y a través del

- empaques propiamente dicho.
- Fluido de Rehabilitación** Cualquier tipo de fluido usado durante la operación de rehabilitación de un pozo.
- Fluido Dilatante** Un fluido dilatante o plástico inverso se compone generalmente de una alta concentración de sólidos bien dispersos que presentan una curva de consistencia no lineal que pasa por el punto de origen. La viscosidad aparente aumenta instantáneamente cuando la velocidad de corte aumenta. El punto cedente, determinado por cálculos convencionales a partir de las indicaciones del viscosímetro de indicación directa, es negativo; sin embargo, el punto cedente verdadero es nulo.
- Fluido Newtoniano** Los fluidos básicos y más simples, desde el punto de vista de la viscosidad, en los cuales el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Estos fluidos comenzarán a moverse inmediatamente cuando se aplica una presión o fuerza mayor que cero. Los ejemplos de fluidos newtonianos incluyen el agua, el aceite diesel y la glicerina. El punto cedente determinado por un viscosímetro de indicación directa es cero.
- Fluido con Reología Plástica Invertida** Un fluido complejo no newtoniano en el cual la fuerza de corte no es proporcional a la velocidad de corte. Se requiere una presión definida para iniciar y mantener el movimiento del fluido. El flujo tapón es el tipo inicial de flujo y sólo ocurre en fluidos plásticos. La mayoría de los fluidos de perforación son fluidos plásticos. El punto cedente determinado por el viscosímetro de indicación directa, es mayor que cero.
- Fluido Seudoplástico** Un fluido complejo no newtoniano que no tiene propiedades tixotrópicas. Una presión o fuerza mayor de cero iniciará el flujo del fluido. La viscosidad aparente o consistencia disminuye instantáneamente cuando la velocidad de corte aumenta, hasta llegar a un punto determinado en el que la viscosidad se mantiene constante. El punto cedente determinado por el viscosímetro de indicación directa es positivo, igual que en los fluidos plásticos de Bingham; sin embargo, el punto cedente verdadero es cero. Un ejemplo de fluidoseudoplástico es la goma guar en agua dulce o agua salada.
- Flujo del Fluido** El estado de la dinámica de los fluidos para un fluido en movimiento es determinado por el tipo de fluido (por ej., newtoniano, plástico,seudoplástico, dilatante), las propiedades del fluido tales como la viscosidad y la densidad, la geometría del sistema, y la velocidad. Por lo tanto, bajo determinadas condiciones y propiedades del fluido, el flujo del fluido puede ser descrito como flujo tapón, flujo laminar (también llamado newtoniano, ordenado, paralelo o viscoso) o flujo turbulento. *Ver los términos ya mencionados y el Número de Reynolds.*
- Flujo Laminar** Elementos de fluido que fluyen a lo largo de líneas de flujo paralelas a las paredes del canal de flujo. En el flujo laminar, el fluido se mueve en láminas o secciones, con una velocidad diferencial a través del frente que varía de cero en la pared, a un valor máximo cerca del centro del flujo. El flujo laminar constituye la primera etapa de flujo en un fluido newtoniano y la segunda etapa en un fluido plástico de Bingham. Este tipo de movimiento también se llama flujo paralelo, ordenado o viscoso. *Ver Flujo Tapón y Flujo Turbulento.*
- Flujo Newtoniano** *Ver Fluido Newtoniano.*
- Flujo Ordenado** *Ver Flujo Laminar.*
- Flujo Tapón** El movimiento de un material como unidad, sin corte dentro de la masa. El flujo tapón es el primer tipo de flujo demostrado por un fluido plástico, una vez que ha superado la fuerza inicial requerida para producir el flujo.
- Flujo Turbulento** Flujo de fluido en el que la velocidad a un punto determinado cambia constantemente de magnitud, así como la dirección del flujo, siguiendo cursos erráticos y continuamente variables. El flujo turbulento constituye la última etapa del flujo en un fluido. *Ver Velocidad, Crítica; y Número de Reynolds.*
- Flujo Viscoso** *Ver Flujo Laminar.*
- Fluorescencia** Reemisión instantánea de luz de longitud de onda más grande que la de la luz absorbida originalmente.
- Formaciones Cavernosas** Una formación que tiene cavidades voluminosas, generalmente como resultado de la disolución causada por las aguas de la formación, las cuales pueden o no estar presentes.
- Fosfato** Ciertos fosfatos complejos, generalmente el tetrafosfato de sodio ($\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$) y el pirofosfato ácido de sodio (SAPP, $\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$), son usados como diluyentes de lodo o para el tratamiento de varias formas de contaminación de calcio y magnesio.
- Fotomicrografía** Una fotografía tomada con un microscopio.
- Funciones de los Fluidos de Perforación** La función más importante de los fluidos de perforación en la perforación rotatoria es transportar los recortes desde el fondo del pozo hasta la superficie. Algunas otras funciones importantes incluyen: controlar las presiones subsuperficiales, enfriar y lubricar la barrena y la columna de perforación, depositar un revoco impermeable, etc.

G

Galena Sulfuro de plomo (PbS). Se usan calidades técnicas (gravidad específica de aproximadamente 7) para aumentar la densidad de los fluidos de perforación a niveles que son difíciles o imposibles de obtener con barita.

Gel Un estado de una suspensión coloidal en el que los esfuerzos de corte inferiores a un valor finito no pueden producir ninguna deformación permanente. El esfuerzo de corte mínimo que producirá una deformación permanente se conoce como resistencia al corte o esfuerzo de gel del gel considerado. Los geles suelen ocurrir cuando las partículas coloidales dispersas tienen una gran afinidad con el medio dispersante, i.e., son liofílicos. Por lo tanto, los geles ocurren generalmente con bentonita en agua. *Para la medida correspondiente, ver Esfuerzo de Gel, Inicial, y Esfuerzo de Gel, 10-min.*

Un término usado para designar arcillas comerciales viscosificantes, de alto rendimiento, con un alto contenido de coloides, como las arcillas bentonita y atapulguita.

Gel de Diez Minutos Ver *Esfuerzo de Gel, 10-Min.*

Gel de Sílice Una sustancia porosa compuesta de SiO₂. Usada ocasionalmente como agente de deshidratación en la perforación con aire o gas, cuando se encuentran pequeñas cantidades de agua.

Gel Inicial Ver *Esfuerzo de Gel, Inicial.*

Gel Plano Una condición en la que el esfuerzo de gel a 10 minutos es básicamente igual al esfuerzo de gel inicial.

Gelificación Asociación de partículas para formar una estructura continua.

Gelificado Jerga del campo petrolífero que se refiere generalmente a cualquier fluido con un esfuerzo de gel alto y/o propiedades muy

viscosas. Frecuentemente, un estado de floculación grave.

Goma Cualesquier polisacáridos hidrofílicos de plantas o sus derivados, que al dispersarse en agua, se hinchan para formar una dispersión o solución viscosa. A diferencia de las resinas, las gomas son solubles en agua e insolubles en alcohol.

Goma Guar Un polisacárido hidrofílico de origen natural, derivado de la semilla de la planta guar. La goma está clasificada químicamente como un galactomannan. Las lechadas de goma guar preparadas en agua clara, agua dulce o salmuera, poseen propiedades de flujo pseudoplástico.

Gránulo o Granular Un pequeño fragmento rugoso de una sustancia. La palabra se usa generalmente para describir el aspecto físico de los pequeños fragmentos de rocas en una matriz (véase).

Gravedad API La gravedad (peso por volumen unitario) del crudo u otros fluidos relacionados, medida con un sistema recomendado por el Instituto Americano del Petróleo (API). Se puede relacionar con la Gravedad Específica (SG) con la siguiente fórmula:

$$\text{Grados API} = \frac{141,5}{\text{SG } 60^{\circ}\text{F}} - 131,5$$

Gravedad Específica (SG) Ver *Gravedad, Específica.*

Gravedad, Específica El peso de un volumen determinado de cualquier sustancia comparado con el peso de un volumen igual de agua a la temperatura de referencia. Para los gases, se suele usar el aire como sustancia de referencia.

Gumbo Cualquier formación relativamente pegajosa, tal como las arcillas encontradas durante la perforación.

H

Heterogéneo Una sustancia que consta de más de una fase y que no es uniforme, tal como los coloides, las emulsiones, etc. Tiene diferentes propiedades en diferentes partes.

Hidratación El acto por el cual una sustancia adquiere agua por absorción y/o adsorción.

Hidrato Una sustancia que contiene agua combinada en la forma molecular (tal como CaSO₄•2H₂O). Una sustancia cristalina que contiene agua de cristalización. También se usa como abreviatura de "hidrato de gas".

Hidrato de Gas Una mezcla sólida, parecida al hielo, de un gas en un líquido acuoso. Se forma más fácilmente a presiones elevadas

y temperaturas bajas. Normalmente relacionado con la perforación en aguas profundas o las regiones árticas.

Hidrofílico Una propiedad de una sustancia que tiene una afinidad con el agua o que es humectada por agua.

Hidrófilo Una sustancia, generalmente en el estado coloidal, o una emulsión, que es humectada por agua; i.e., atrae el agua o el agua se adhiere a ella.

Hidrofóbico Describe una sustancia que rechaza el agua.

Hidrofobo Una sustancia, generalmente en el estado coloidal, no humectada por agua.

Hidrólisis La reacción de una sal con el agua

para formar un ácido y una base. Por ejemplo, el carbonato de sodio (Na_2CO_3) se hidroliza básicamente, y la hidrólisis es responsable del aumento del pH del agua cuando se agrega carbonato de sodio.

Hidrómetro Un instrumento flotante para determinar la gravedad específica o densidad de líquidos, soluciones y lechadas. Un ejemplo común es el hidrómetro de lodo de agua usado para determinar la densidad del lodo.

Hidróxido Una designación atribuida a los compuestos básicos que contienen el radical OH. Cuando estas sustancias se disuelven en agua, aumentan el pH de la solución. *Ver Base.*

Hidróxido de Calcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) El ingrediente activo de la cal apagada. También es el componente principal del cemento (cuando está húmedo). Este material suele ser llamado “cal” en el campo.

I

Indicador Sustancias en valoraciones ácido-base que, en solución, cambian de color o se vuelven incoloras, cuando la concentración de iones hidrógeno alcanza un valor definido; estos valores varían con el indicador. En otras valoraciones, como las determinaciones de cloruro, dureza y otras, estas sustancias cambian de color al final de la reacción. Los indicadores comunes son la fenolftaleína, el cromato de potasio, etc.

Ingeniero, de Lodos o Fluidos de Perforación Persona versada en fluidos de perforación, cuyas responsabilidades son gerenciar, poner en aplicación y mantener los diferentes tipos de programas de lodo del pozo de petróleo.

Inhibidor (Corrosión) Cualquier agente que al ser agregado a un sistema, ralentiza o previene una reacción química o corrosión. Los inhibidores de corrosión se usan ampliamente en las operaciones de perforación y producción, para prevenir la corrosión de los equipos metálicos expuestos al sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, oxígeno, agua salada, etc. Los inhibidores comunes agregados a los fluidos de perforación son las aminas formadoras de película, los secuestrantes de oxígeno, los inhibidores pasivantes y los productos químicos amortiguadores de pH.

Inhibidor (Lodo) Las sustancias generalmente consideradas como contaminantes del lodo de perforación, como la sal y el sulfato de calcio, son llamadas inhibidores cuando se agregan deliberadamente al lodo para que el filtrado del fluido de perforación pueda prevenir o retardar la hidratación de las arcillas y lutitas de la formación.

Iniciar la Perforación El comienzo de las operaciones de perforación en un pozo nuevo.

Hidróxido de Sodio (NaOH) Comúnmente llamado “cáustico” o “soda cáustica”. Un producto químico usado principalmente para conferir un pH más alto.

Higroscópico La propiedad de una sustancia que le permite absorber agua del aire.

Hinchamiento *Ver Hidratación.*

Homogéneo De naturaleza completamente uniforme o similar; o una sustancia o fluido que tiene la misma propiedad o composición en todos los puntos.

Humectabilidad Indica la capacidad de la superficie de un sólido para ser recubierta por un líquido.

Humectación La adhesión de un líquido a la superficie de un sólido.

Humectado, Aceite Indica que la superficie de un sólido está recubierta de aceite.

Humectado, Agua Indica que la superficie de un sólido está recubierta de agua.

Intercambio de Bases El reemplazo de cationes asociados con la superficie de arcilla por los cationes de otra especie; por ejemplo, la conversión de arcilla de sodio a arcilla de calcio.

Inundación Inyección de un líquido, generalmente agua, con o sin aditivos especiales, dentro de una formación para mejorar la recuperación de petróleo.

Invasión Movimiento de un líquido fuera de su área asignada, dentro de otra área, posiblemente resultando en un cambio físico o químico del área invadida. Se refiere generalmente al movimiento de salmuera, lodo o filtrado de lodo dentro de una formación geológica.

Inyección de presión Un procedimiento que consiste en inyectar lechadas de cemento, lodo, tapón blando, etc. dentro de la formación, bombeándolos en el pozo mientras se mantiene una contrapresión, generalmente cerrando los arietes.

Inyectar a presión Bombear activamente dentro de la tubería de perforación o tubería de producción, directamente hasta el punto deseado.

Ion Los ácidos, las bases y las sales (electrolitos), cuando están disueltos en ciertos solventes, especialmente en agua, se desasocian más o menos en iones o partes de moléculas con cargas eléctricas, debido a la pérdida o captación de uno o varios electrones. La pérdida de electrones resulta en cargas positivas que producen un catión. La captación de electrones resulta en la formación de un anión con cargas negativas. La valencia de un ion es igual al número de cargas que contiene.

J

Jabón La sal de sodio o potasio de un ácido graso de alto peso molecular. Cuando contienen algún metal que no sea sodio o potasio, suelen ser llamados jabones “metálicos”. Los jabones se usan frecuentemente en los fluidos de perforación para mejorar las características de lubricación, emulsificación, tamaño de muestra, despumación, etc.

“Jewelry” (Herramientas de Fondo) Un término argótico que se refiere a los estabilizadores y las herramientas en el

conjunto de fondo, los empaques de las columnas de completación, los mandriles y cualquier otro equipo usado para aislar o producir el petróleo de manera segura.

Junta de Tubería de Perforación Una unión de tubería de perforación que consta de conexiones macho y hembra de varios diseños y tamaños. El diseño interno de las juntas de tubería de perforación tiene un efecto importante sobre la hidrología del lodo.

K

Kelly o Junta Kelly Una tubería pesada cuadrada o de otra configuración que se introduce en un agujero similar en la mesa rotatoria para hacer girar la tubería de perforación.

L

Leonardita Un lignito oxidado de origen natural. Ver *Ligninas, Minadas o Ácidos Húmicos*.

Libra Equivalente Una unidad de laboratorio usada en pruebas piloto. Un gramo o libra equivalente, al ser añadido a 350 ml de fluido, es equivalente a 1 lb/bbl.

Ligninas, Minadas Lignito especial de origen natural, por ej. leonardita, producido mediante la explotación a cielo abierto de depósitos de lignito especial. Los ácidos húmicos constituyen el ingrediente activo. Las ligninas minadas se usan principalmente como diluyentes que pueden o no ser modificados químicamente. Sin embargo, también se usan mucho como emulsificantes. Ver *Ácido Húmico*.

Lignosulfonatos Aditivos orgánicos de fluido de perforación, derivados de los productos secundarios del proceso de fabricación de papel de sulfito con maderas de coníferos. Algunas de las sales comunes, como el ferrocromo, cromo, calcio y sodio, son usadas como dispersantes universales, mientras que otras son usadas selectivamente para sistemas tratados con calcio. En grandes cantidades, las sales de ferrocromo y cromo son usadas para control de filtrado e inhibición de lutitas.

Limo Materiales que no presentan casi ningún hinchamiento, cuyo tamaño de partícula está generalmente comprendido entre 2 micrones y el tamaño de arena API, o 74 micrones (malla 200). Una porción determinada de arcillas dispersas y barita también están comprendidas en este rango de tamaños de partícula.

Limpieza con Chorro El proceso que consiste

en eliminar periódicamente una porción o la totalidad del agua, lodo y/o sólidos de los tanques, generalmente mediante el bombeo a través de un conjunto de tobera de chorro.

Línea de Desalojo Línea de flujo para la perforación con aire o gas.

Línea de Matar Una línea conectada al espacio anular, por debajo de los preventores de reventones, para bombear dentro del espacio anular mientras los preventores están cerrados.

Línea de Relleno La línea a través de la cual se introduce el fluido dentro del pozo.

Liofílico Que tiene una afinidad con el medio suspensor, tal como bentonita en agua.

Lipofílico Que tiene una afinidad con el aceite.

Lipofilo Una sustancia generalmente coloidal y fácilmente humectada por aceite.

Lodo Un fluido de perforación base agua o aceite cuyas propiedades han sido modificadas por sólidos – comerciales y/o nativos, disueltos y/o suspendidos. Se usa para hacer circular los recortes fuera del pozo y cumplir otras funciones durante la perforación de un pozo. Lodo es el término que se suele atribuir con mayor frecuencia a los fluidos de perforación.

Lodo Base Agua Fluidos de perforación convencionales comunes. El agua es el medio de suspensión para los sólidos y constituye la fase continua, independientemente de que el fluido contenga o no aceite.

Lodo de Emulsión de Aceite en Agua Comúnmente llamado “lodo de emulsión”. Cualquier lodo base agua convencional o

especial al cual se ha agregado aceite. El aceite constituye la fase dispersa y puede ser emulsionado en el lodo mecánica o químicamente.

Lodo de Emulsión Inversa de Aceite Una emulsión inversa es una emulsión de agua en aceite en la que el agua dulce o agua salada constituye la fase dispersa y el aceite diesel, crudo u otro aceite constituye la fase continua. El agua aumenta la viscosidad y el aceite reduce la viscosidad.

Lodo de Perforación Inicial El fluido usado cuando la perforación comienza en la superficie, generalmente una lechada espesa de bentonita-cal.

Lodo de pH Alto Un fluido de perforación con un pH superior a 10,5. Un lodo de alta alcalinidad.

Lodo de Referencia Un fluido de perforación que tiene propiedades para producir muestras adecuadas.

Lodo Inhibido Un fluido de perforación que tiene una fase acuosa con una composición química que tiende a retardar, e incluso prevenir (inhibir), la hidratación (hinchamiento) o dispersión apreciable de las arcillas y lutitas de la formación por medios químicos y/o físicos. Ver *Inhibidor (Lodo)*.

Lodo No Conductivo Cualquier fluido de perforación, generalmente lodos base aceite y lodos de emulsión inversa, cuya fase continua no conduce la electricidad, por ej., el aceite. El Potencial Espontáneo (SP) y la resistividad normal no pueden ser registrados, aunque sea posible realizar otros registros como los registros de inducción, velocidad sónica, etc.

Lodo o Fluido de Perforación Un fluido en circulación que se usa en la perforación rotatoria para cumplir cualquiera o todas las funciones requeridas en la operación de perforación.

Lodo Rojo Un fluido de perforación base agua con arcilla que contiene suficientes cantidades de soda cáustica y tanatos para producir un aspecto rojo marcado. Normalmente un lodo de pH alto.

Lodos de Agua de Mar Una clase especial de lodos de agua salada en los que se usa agua de mar como fase fluida.

Lodos de Agua Salada Un fluido de perforación que contiene sal disuelta (salobre a saturado). Estos fluidos también pueden incluir sólidos nativos, aceite y/o aditivos comerciales como arcillas, almidón, etc.

Lodos de Bajo Contenido de Sólidos Una designación atribuida a cualquier tipo de lodo en el cual aditivos de alto rendimiento, por ej., CMC, han sido agregados para reemplazar parcial o totalmente las arcillas comerciales o naturales. Para viscosidades y densidades comparables (densificado con barita), un lodo de bajo contenido de sólidos tendrá un porcentaje en volumen de sólidos más bajo.

Lodos de Silicato de Sodio Clase especial de lodos químicos inhibidos que usan silicato de sodio, sal, agua y arcilla como base.

Lodos Tratados con Cal Comúnmente llamados lodos "base cal". Estos sistemas de pH alto contienen la mayoría de los aditivos convencionales de agua dulce, a los cuales se agrega cal apagada para conferir propiedades especiales. Las alcalinidades y los contenidos de cal varían de bajos a altos.

Lodos Tratados con Calcio Fluidos de perforación que contienen cantidades de compuestos de calcio soluble agregadas o provenientes de la formación perforada, para conferir propiedades especiales.

Lubricante de Presión Extrema Aditivos que al ser añadidos al fluido de perforación, lubrican las superficies de contacto cuando están sometidas a condiciones de presión extrema.

Lutita Roca arcillosa de grano fino con un clivaje de tipo pizarra, a veces conteniendo una sustancia orgánica petrolífera.

Llenar el Pozo Bombeo continuo o intermitente de fluido de perforación dentro del pozo, para mantener el nivel de fluido en el pozo cerca de la superficie. Esto tiene por objeto evitar el riesgo de reventón, intrusión de agua y/o derrumbe del pozo, por ej., cuando se saca la tubería.

M

Malla Una medida de la finura de un material tejido, entramado o tamiz; por ej., un tamiz de malla 200 tiene 200 aberturas por pulgada lineal. Un entramado de malla 200 con un diámetro de alambre de 0,0021 pulg. (0,0533 mm) tiene una abertura de 0,074 mm o dejará pasar una partícula de 74 micrones. Ver *Micrón*.

Matar un Pozo Dominar un pozo en el que está ocurriendo un reventón. También se refiere al procedimiento que consiste en

hacer circular agua y lodo dentro de un pozo completado antes de comenzar las operaciones de mantenimiento del pozo.

Materia Volátil Productos normalmente gaseosos, excepto la humedad, producidos por una sustancia, tal como el gas que se separa del crudo de formación que ha sido agregado a un lodo. En la destilación de los fluidos de perforación, la materia volátil es el agua, aceite, gas, etc. que se vaporiza, dejando los sólidos totales que

- pueden componerse de sólidos disueltos y sólidos suspendidos.
- Material Densificante** Cualquiera de los materiales de alta gravedad específica usados para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. Este material es generalmente barita, pero puede ser hematita, etc. En aplicaciones especiales, la caliza también puede ser considerada como un material densificante.
- Materiales Activos en la Superficie** Ver *Agente Tensioactivo*.
- Materiales Tubulares** Tubos de diferentes composiciones físicas. El tamaño determina los regímenes de producción, y viceversa.
- Matriz** El patrón de los granos en una roca o formación.
- Mecanismos** La manera en que algo ocurre. En nuestra industria, nos referimos generalmente a los mecanismos de cambio de la formación, la manera en que una zona productora de petróleo se daña.
- Medidor (Eléctrico) de Estabilidad** Un instrumento para medir el voltaje de ruptura de las emulsiones inversas.
- Medidor de Resistividad** Un instrumento para medir la resistividad del fluido de perforación y sus revoques.
- Menisco** La superficie superior curvada de una columna de líquido, cóncava cuando las paredes que confinan la columna de lodo son humectadas por el líquido, y convexa cuando no lo son.
- Mezcla de Invierno** Una salmuera que tiene un bajo punto de cristalización debido al uso de sales de alta gravedad específica (véase) que son más costosas. En términos de diseño, estas mezclas son la antítesis de las mezclas de verano, en las cuales se minimiza el uso de sal de alta gravedad específica muy costosa y el punto de cristalización es generalmente muy alto.
- Mezcla de Verano** Se refiere a una salmuera mezclada para condiciones de temperatura de verano, cuando la cristalización no suele causar problemas. La mezcla de verano es generalmente menos costosa que la mezcla de invierno, la cual contiene menos sal de baja gravedad específica.
- M_f** La alcalinidad al anaranjado de metilo (M_p) del filtrado, reportada como número de milímetros de ácido 0,02 Normal (N/50) requerido por milímetro de filtrado para lograr el punto final de anaranjado de metilo (pH 4,3).
- Mica** Un material en escamas de origen natural, de tamaños variables, usado para combatir la pérdida de circulación. Químicamente, un silicato de aluminio alcalino.
- Micelas** Agregados moleculares orgánicos e inorgánicos que se encuentran en soluciones coloidales. Largas cadenas de unidades estructurales individuales, unidas químicamente y dispuestas una al lado de otra para formar grupos. Cuando la bentonita se hidrata, ciertos iones sodio u otros iones metálicos entran en solución; la partícula de arcilla y su atmósfera de iones constituyen lo que es conocido técnicamente como una micela.
- Micrón (μ)** Una unidad de longitud igual a una millonésima parte de un metro o una milésima parte de un milímetro.
- Milidarcy** 1/1.000 darcy. Ver *Darcy*.
- Mililitro (ml)** Una unidad del sistema métrico para medir el volumen. Literalmente, 1/1.000 de un litro. En el análisis del lodo de perforación, este término se usa de manera intercambiable con el centímetro cúbico (cm³). Un cuarto de galón equivale más o menos a 946 ml.
- Molécula** Una molécula es formada por la combinación de átomos. En el caso de un elemento o compuesto, una molécula es la unidad más pequeña que retiene químicamente las propiedades de la sustancia en la masa.
- Montmorilonita** Una arcilla mineral comúnmente usada como aditivo en los lodos de perforación. La montmorilonita de sodio es el componente principal de la bentonita. La estructura de la montmorilonita está caracterizada por una forma que consiste en una hoja fina de tipo laminar con una anchura y amplitud indefinida, y un espesor igual al de la molécula. El espesor unitario de la molécula se compone de tres capas. Iones se adhieren a la superficie, pudiendo ser reemplazados. La montmorilonita de calcio es el componente principal de las arcillas de bajo rendimiento.
- Muestras** Recortes extraídos del fluido de perforación cuando sale del pozo, para obtener información geológica. Los recortes son lavados, secados y marcados con la profundidad.

N

Neutralización Una reacción en la cual el ion hidrógeno de un ácido y el ion hidroxilo de una base se unen para formar agua, el otro producto iónico siendo una sal.

Número Atómico El número de protones en un átomo de un elemento.

Número de Reynolds Un número adimensional, Re, que aparece en la teoría de dinámica de fluidos.

El número es importante en los cálculos de hidráulica de fluidos para determinar el tipo de flujo de fluido, i.e., laminar o turbulento. El intervalo transicional está comprendido entre 2.000 y 4.000; por debajo de 2.000, el flujo es laminar, y por encima de 4.000, el flujo es turbulento.

O

Ojo de Llave La sección de un pozo, generalmente de desviación anormal y formación relativamente blanda, que ha sido erosionada o desgastada por una tubería de perforación de tamaño más

pequeño que las juntas de tubería o los portamechas. Esta configuración tipo ojo de llave ahora permite el paso de estos miembros cuando se saca la tubería del pozo.

P

Papel Filtro Papel poroso sin apresto para filtrar líquidos. La prueba de filtración API especifica un papel filtro Whatman N° 50, S & S N° 576 o equivalente, de 9 cm de espesor.

Partes por Millón (ppm) Peso unitario de soluto por millón de pesos unitarios de solución (soluto más solvente), correspondiente al porcentaje en peso, excepto que la base es millón en vez de cien. Los resultados de las valoraciones API estándar de cloruro, dureza, etc., se expresan correctamente en miligramos (mg) de incógnita por litro, pero no en ppm. A concentraciones bajas, mg/l es numéricamente igual a ppm. Se debe realizar una corrección para la gravedad específica o densidad de la solución, de la siguiente manera:

$$\text{ppm} = \frac{\text{mg/l}}{\text{dens. sol., g/ml}}$$

$$\% \text{ en peso} = \frac{\text{mg/l}}{(10.000)(\text{dens. sol., g/ml})}$$

$$= \frac{\text{ppm}}{10.000}$$

Por lo tanto, 316.000 mg/l de sal suele ser designado por 316.000 ppm o 31,6%, los cuales, para ser correctos, deberían ser 264.000 ppm y 26,4%, respectivamente.

Partícula Una unidad muy pequeña de materia, generalmente un solo cristal o un elemento de forma regular cuya gravedad específica se aproxima a la de un solo cristal.

Pata de Perro El “codo” causado por un cambio marcado de dirección en el pozo.

Patinar Desplazar un equipo de perforación de una locación a otra, generalmente sobre carriles, lo cual minimiza el

desmontaje requerido.

Pega Una condición según la cual la tubería de perforación, la tubería de revestimiento u otros dispositivos pueden quedar bloqueados en el pozo. Puede ocurrir durante la perforación, mientras que se mete la tubería de revestimiento en el pozo o cuando se levanta la tubería de perforación. En general, esto resulta en una operación de pesca.

Pegadura (en la Pared) por Presión Diferencial Pegadura que ocurre porque una parte de la columna de perforación (generalmente los portamechas) está embutida en el revoque, resultando en una distribución no uniforme de la presión alrededor de la circunferencia de la tubería. Las condiciones esenciales para la pegadura requieren una formación permeable y una presión diferencial.

Pegadura en la Pared Ver *Pegadura (en Pared) por Presión Diferencial*.

Penetración, Velocidad de (ROP) La velocidad en pies por hora, a la cual la barrena avanza para profundizar el pozo.

Peptización Una mayor dispersión causada por la adición de electrolitos u otras sustancias químicas. Ver *Desfloculación y Dispersión de Agregados*.

Pérdida de Agua Ver *Pérdida de Fluido (Filtrado)*.

Pérdida de Circulación Ver *Circulación, Pérdida de (o Perdida)*.

Pérdida de Filtrado Ver *Pérdida de Fluido (Filtrado)*.

Pérdida de Fluido (Filtrado) Medida de la cantidad relativa de pérdida de fluido (filtrado) a través de formaciones o membranas permeables, cuando el fluido

- de perforación está sometido a una presión diferencial.
- Pérdida de Presión** La pérdida de presión en un conducto o espacio anular, debido a la velocidad del líquido en el conducto, las propiedades del fluido, la condición de la pared de la tubería y la alineación de la tubería. En ciertos sistemas de mezcla de lodo, la pérdida de cabezal hidrostático puede ser considerable.
- Pérdida de Retornos** Ver *Circulación, Pérdida de (o Perdida)*.
- Pérdida Inicial Instantánea** El filtrado inicial y la invasión de lodo a medida que un revoque se deposita.
- Perforación con Herramientas de Cable** Un método de perforación de un pozo que consiste en dejar caer una barrena lastrada suspendida de un cable, contra la formación que se está perforando. Ver *Perforación Rotatoria*.
- Perforación con Niebla** Un método de perforación rotatoria según el cual se dispersa agua y/o aceite en aire y/o gas para constituir el fluido de perforación.
- Perforación de Yacimiento** La operación durante el procedimiento de perforación que consiste en perforar dentro de la formación productiva. Esta operación suele usar fluidos de perforación de yacimiento especiales, no dañinos o fáciles de retirar del pozo.
- Perforación de Zapata** La operación durante el procedimiento de perforación que consiste en perforar el cemento fuera de la tubería de revestimiento, antes de seguir perforando el pozo o iniciar la completación.
- Perforación Rotatoria** El método de perforar pozos que depende de la rotación de una columna de tubería de perforación hasta el fondo donde está conectada una barrena. Se hace circular un fluido para eliminar los recortes.
- Permeabilidad** La permeabilidad normal constituye una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido de una fase en condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el darcy.
- Pesca** Operaciones realizadas en el equipo de perforación para recuperar del pozo las secciones de tuberías, portamechas, basuras u otros objetos obstruyentes que están pegados o que han caído en el pozo.
- Peso** En la terminología de los lodos, esto se refiere a la densidad de un fluido de perforación. Se expresa normalmente en lb/gal, lb/pies³ o kg/l.
- Peso Atómico** El peso relativo de un átomo de un elemento, comparado con el peso de un átomo de carbono, usando 12 como peso de un átomo de carbono.
- Peso Equivalente o Peso de Combinación** El peso atómico o peso fórmula de un elemento, compuesto o ion, dividido por su valencia. Los elementos que forman combinaciones, siempre lo hacen en cantidades proporcionales a sus pesos equivalentes.
- Peso Molecular** La suma de los pesos atómicos de todos los átomos que constituyen la molécula de un elemento o compuesto.
- P_f** La alcalinidad de fenolftaleína del filtrado, reportada como número de mililitros de ácido sulfúrico 0,02 Normal (N/50) requeridos por mililitro de filtrado, para lograr el punto final de fenolftaleína.
- pH** Abreviatura de ion hidrógeno potencial. Los números de pH varían de 0 a 14, 7 siendo neutro, y constituyen índices de la acidez (menos de 7) o alcalinidad (más de 7) del fluido.
- El pH de una solución ofrece información valiosa sobre la acidez o alcalinidad inmediata, comparada con la acidez o alcalinidad total (la cual puede ser valorada).
- Píldora de Matar** Una píldora saturada de sal que se usa para aislar una zona productiva de los fluidos de completación.
- Pistoneo** Al retirar la tubería del pozo en un lodo viscoso o cuando la barrena está embolada, se crea una succión.
- Plasticidad** La propiedad que poseen algunos sólidos, especialmente arcillas y lechadas de arcillas, para cambiar de forma o fluir bajo un esfuerzo aplicado, sin desarrollar planos de corte o fracturas. Estos cuerpos tienen puntos cedentes, y se debe aplicar un esfuerzo antes de que el movimiento pueda comenzar. A partir del punto cedente, la cantidad de movimiento comienza. A partir del punto cedente, la cantidad de movimiento es proporcional al esfuerzo aplicado, pero cesa cuando se elimina el esfuerzo. Ver *Fluido*.
- P_m** La alcalinidad de fenolftaleína del lodo, reportada como número de mililitros de ácido sulfúrico 0,02 Normal (N/50) requeridos por mililitro de lodo.
- Polarizado** Se refiere a la luz difusa a un ángulo de 90°. Se usa comúnmente en los reportes de estudios de núcleos, donde muchas de las fotomicrografías (véase) son tomadas usando un polarizador para obtener una mejor definición.
- Poliacrilato de Sodio** Un polímero sintético de alto peso molecular de acrilonitrilo, usado principalmente como agente de control de filtrado.
- Polímero** Una sustancia formada por la unión de dos o más moléculas del mismo tipo, ligadas de extremo a extremo dentro

- de un compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción, pero un peso molecular más alto y diferentes propiedades físicas. Ver Copolímero.
- Porcentaje** Para porcentaje en peso, ver ppm. El porcentaje en volumen es el número de partes volumétricas de cualquier componente líquido o sólido por 100 partes volumétricas iguales del todo. El porcentaje en volumen es el método más común para reportar los contenidos de sólidos, aceite y agua de los fluidos de perforación.
- Porosidad** La cantidad de espacio vacío en una roca de formación, generalmente expresada como porcentaje de vacío por volumen total. La porosidad absoluta se refiere a la cantidad total de espacio poral en una roca, independientemente de que este espacio pueda o no ser sujeto a la penetración del fluido. La porosidad efectiva se refiere a la cantidad de espacios porales conectados, i.e. el espacio disponible para la penetración de fluido. Ver Permeabilidad.
- Potasio** Uno de los elementos de metal alcalino con una valencia de 1 y un peso atómico de aproximadamente 39. Los compuestos de potasio, generalmente el hidróxido de potasio (KOH), a veces son agregados a los fluidos de perforación para conferir propiedades especiales, generalmente la inhibición.
- Potencial de Gasto Líquido** La porción electrocinética de la curva del registro eléctrico del SP (Potencial Espontáneo) que puede ser afectada considerablemente por las características del filtrado y del revoque del fluido de perforación que fue usado para perforar el pozo.
- Pozo Exploratorio ("Wildcat")** Un pozo en un territorio cuya productividad no ha sido comprobada.
- Precipitado** Material que se separa de la solución o lechada como sólido. La precipitación de sólidos en un fluido de perforación puede ocurrir después de la floculación o coagulación, tal como las capas rojas de arcillas dispersas que se forman cuando se agrega un agente de floculación al fluido, o la precipitación química al eliminar el calcio como carbonato de calcio mediante la adición de bicarbonato o carbonato de sodio.
- Preservativo** Cualquier material usado para impedir la fermentación por acción bacteriana del almidón o cualquier otra sustancia.
- Presión Diferencial** La diferencia de presión entre la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación y la presión de la formación a cualquier profundidad determinada del pozo. Puede ser positiva, nula o negativa.
- Presurizar** Aumentar la presión. Ver también "Bump" (Cresta).
- Productos Químicos** En la terminología de fluidos de perforación, un producto químico es cualquier material que produce cambios en la viscosidad, el punto cedente, el esfuerzo de gel y el filtrado, así como la tensión superficial.
- Profundidad Total (TD)** La mayor profundidad alcanzada por la barrena.
- Programa de Lodo** Un plan o procedimiento propuesto o aplicado para el (los) tipo(s) y las propiedades del (de los) fluido(s) de perforación usado(s) en la perforación de un pozo, respecto a la profundidad. Algunos factores que influyen en el programa de lodo son el programa de tubería de revestimiento y las características de la formación como el tipo, la competencia, la solubilidad, la temperatura, la presión, etc.
- Prueba de Productividad Potencial de la Formación (DST - Drill-Stem Test)** Una prueba para determinar si el pozo contiene cantidades comerciales de petróleo y/o gas.
- Prueba Piloto** Un método para predecir el comportamiento de los sistemas de lodo, mezclando pequeñas cantidades de lodo y aditivos de lodo, luego realizando la prueba de los resultados.
- Puente** Una obstrucción en un pozo formada por la intrusión de las formaciones subsuperficiales.
- Punto Cedente** En la terminología de los fluidos de perforación, el punto cedente significa el valor de cedencia. De los dos términos, punto cedente es la expresión más usada.
- Punto de Anilina** La temperatura más baja a la cual volúmenes iguales de anilina recién diluida y un aceite que se está probando son completamente miscibles. Esta prueba proporciona una indicación del carácter (parafinico, nafténico, asfáltico, aromático, continente medio, etc.) del aceite. El punto de anilina de los aceites diesel o crudos usados en el lodo de perforación también constituye una indicación del efecto deteriorante que estos materiales pueden tener sobre el caucho natural o sintético. Cuanto más bajo sea el punto de anilina de un aceite, más graves serán los daños causados por este aceite a las piezas de caucho.
- Punto de Cristalización** La temperatura a la cual la sal contenida en un líquido se vuelve insoluble, forma cristales y puede

sedimentarse fuera de la solución, resultando en una gravedad específica (véase) del líquido más baja. En algunos casos el líquido puede solidificarse.

Punto Final Indica el final de una operación o el punto en que se observa

un cambio claro. En la valoración, este cambio suele ser un cambio de color de un indicador que ha sido añadido a la solución, o la desaparición de un reactivo coloreado.

Q

Quebracho Un aditivo de fluido de perforación usado ampliamente para dilución o dispersión a fin de controlar la viscosidad y tixotropía. Se trata de un

extracto cristalino del árbol quebracho, compuesto esencialmente de ácido tánico.

Quiescencia Estar tranquilo o en reposo (inmóvil). Estático.

R

Radical Dos o más átomos que se comportan como una unidad química individual, i.e., como un átomo; por ej., sulfato, fosfato, nitrato.

Reacción, Endotérmica Una reacción química en la cual se absorbe el calor.

Reacción, Exotérmica Una reacción química que produce calor.

Reciclar Reutilizar; se refiere generalmente a salmueras o lodos.

Recortes Pequeños fragmentos de formación que resultan de la acción desbastadora, raspante y/o triturante de la barrena.

Registro Proceso de medición de las propiedades físicas y químicas de la formación y de los fluidos de la formación.

Registro de Lodo Un método para determinar la presencia o ausencia de petróleo o gas en las diferentes formaciones penetradas por la barrena. El fluido de perforación y los recortes son continuamente sometidos a pruebas al regresar a la superficie, y los resultados de estas pruebas son correlacionados con la profundidad de origen.

Rendimiento Un término usado para definir la calidad de una arcilla, describiendo el número de barriles de una lechada de viscosidad determinada (centipoise) que pueden ser preparados con una tonelada de arcilla. En base al rendimiento, las arcillas se clasifican como tipos de arcillas bentonita, de alto rendimiento, bajo rendimiento, etc. Este término no está relacionado con el valor de cedencia descrito a continuación.

Reología La ciencia que trata de la deformación y del flujo del agua.

Resina Mezcla semisólida o sólida compleja, amorfa, de compuestos orgánicos que no

tienen ningún punto de fusión definido ni ninguna tendencia a cristalizarse. Las resinas pueden ser un componente de materiales compuestos que pueden ser agregados a los fluidos de perforación para conferir propiedades especiales al sistema, revoque, etc.

Resistencia al Corte Una medida del valor de corte del fluido. El esfuerzo de corte mínimo que producirá una deformación permanente. *Ver Esfuerzo de Gel.*

Resistividad La resistencia eléctrica al paso de una corriente, expresada en ohmios-metro; recíproco de la conductividad. Los lodos de agua dulce están generalmente caracterizados por una resistividad alta, mientras que los lodos de agua salada tienen una resistividad baja.

Reventón La fuga incontrolada de fluido de perforación, gas, aceite o agua del pozo, causada cuando la presión de la formación es más alta que el cabezal hidrostático del fluido en el pozo.

Revoque Los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración. *Ver también Espesor del Revoque.*

Revoque de Pared El material sólido depositado a lo largo de la pared del pozo, resultando de la filtración de la porción fluida del lodo dentro de la formación.

Romper la Circulación Iniciar el movimiento del fluido de perforación después de que ha permanecido estático en el pozo.

Rotura por Torsión El corte en dos partes de una junta de tubería de perforación causado por el exceso de fuerza aplicado por la mesa rotatoria.

S

- Sal** En la terminología relacionada con los lodos, el término sal se aplica al cloruro de sodio, NaCl. Químicamente, el término sal también se aplica a cualquier componente de una clase de compuestos similares formados cuando el hidrógeno ácido de un ácido es reemplazado parcial o totalmente por un metal o un radical metálico. Las sales son formadas por la acción de ácidos sobre metales, u óxidos e hidróxidos, directamente con amoníaco, y de otras maneras.
- Salmuera** Agua saturada o con una alta concentración de sal común (cloruro de sodio); por lo tanto, cualquier solución salina fuerte que contiene otras sales como cloruro de calcio, cloruro de zinc, nitrato de calcio, etc.
- Secuestro** La formación de un complejo estable de calcio, magnesio y hierro, tratando el agua o lodo con ciertos fosfatos complejos.
- Sedimentos** Sólidos en una solución que se sedimentan o que se han sedimentado. Puede referirse al fondo de un frasco de muestra o a una formación geológica desarrollada o en desarrollo.
- Selectivo** Selección de una zona en particular de una formación. Se refiere generalmente a la completación de las zonas separadamente.
- Sellado con Lodo** Comúnmente considerado como el efecto sellante u obturante de un fluido de perforación.
- Sensibilidad de la Formación** La tendencia de ciertas formaciones productivas a reaccionar adversamente con los filtrados de lodo que invaden esas formaciones.
- Sensible** Afectado química o físicamente por una sustancia en particular. Se usa generalmente dentro del contexto de daños a la formación, indicando una fuente de daños.
- Separación del Aceite** Aceite que ha subido a la superficie del lodo y que previamente estaba combinado en el lodo como una emulsión.
- Separación por Engrasado** Ciertas sustancias orgánicas, generalmente derivados de ácidos grasos, que son agregadas a los fluidos de perforación como emulsificantes, lubricantes e.p., etc., pueden reaccionar con iones como los iones calcio y magnesio que están o estarán subsiguientemente contenidos en el sistema. Un material graso esencialmente insoluble en agua se forma y recubre la barita, la cual puede separarse del sistema.
- Sinergismo, Propiedades Sinérgicas** Término que describe un efecto obtenido cuando dos o más productos son usados simultáneamente para obtener un resultado determinado. En lugar de sumar resultados individuales de cada producto, el resultado global es un múltiple de los efectos.
- Sodio** Uno de los elementos de metal alcalino con una valencia de 1 y un peso atómico de aproximadamente 23. Muchos compuestos de sodio son usados como aditivos en los fluidos de perforación.
- Sol** Un término general para dispersiones coloidales, a diferencia de las soluciones absolutas.
- Sólidos, Disueltos** Sólidos, generalmente sales en nuestra industria, pero el término no se limita a sales, que están disueltos en un fluido. Una salmuera contiene sales disueltas que fueron agregadas y otros sólidos disueltos como óxido de hierro, carbonato de calcio y sulfato, etc. El número de tipos potenciales de sales disueltas es ilimitado. La cantidad total de sales disueltas es limitada por el punto de cristalización (véase).
- Sólidos, Suspendidos** Sólidos que no están disueltos y que pueden permanecer en suspensión en un fluido de perforación, rehabilitación o completación.
- Solubilidad** La medida en que una sustancia puede disolverse en un solvente determinado.
- Soluble, Agua** Indica un sólido que es soluble en agua.
- Solución** Una mezcla de dos o más componentes que forman una fase única homogénea. Los ejemplos de soluciones incluyen sólidos disueltos en líquido, líquido en líquido, gas en líquido.
- Solución Normal** Una solución de tal concentración que contiene 1 gramo-equivalente de una sustancia por litro de solución.
- Solución Saturada** Una solución está saturada si contiene, a una temperatura determinada, toda la cantidad de soluto que es capaz de retener. A 68°F, se requiere 126,5 lb/bbl de sal para saturar 1 bbl de agua dulce. *Ver Supersaturación.*
- Soluto** Una sustancia que está disuelta en otra (solvente).
- Solvente** Líquido usado para disolver una sustancia (soluto).
- Sulfato de Bario (BaSO₄)** *Ver Barita.*
- Sulfato de Calcio (CaSO₄)** Ocurre en lodos como anhidrita contaminante o puede ser añadido a ciertos lodos (como el yeso) para conferir propiedades especiales.
- Supersaturación** Si una solución contiene una concentración más alta de un soluto en un solvente que la que corresponde

normalmente a su solubilidad a una temperatura determinada, esto constituye la supersaturación. Se trata de una condición inestable, ya que el exceso de soluto se separa cuando la solución es “sembrada” por la introducción de un cristal del soluto. El término “supersaturación” suele ser usado erróneamente para describir lodos de sal a alta temperatura.

T

Tamaño de Partícula El diámetro de una partícula, suponiendo que sea esférica. (Aunque se supone que las partículas son esféricas, es raro que lo sean.) El tamaño se define generalmente en micrones (véase).

Tanque de Lodo Instalaciones de tierra o metálicas de almacenamiento para el sistema de lodo de superficie. Los tanques de lodo que varían de volumen y número son de dos tipos: circulación y reserva. Las pruebas y el acondicionamiento del lodo son generalmente realizados en el sistema de tanque de circulación.

Tapón Blando Una lechada en crudo o aceite diesel que contiene cualquiera de los siguientes materiales o combinaciones de éstos: bentonita, cemento, atapulguita y goma guar (nunca con cemento). Usado principalmente para combatir la pérdida de circulación. El tapón puede o no ser inyectado.

Tasa de Filtración Ver *Pérdida de Fluido (Filtrado)*.

Tensión Interfacial La fuerza requerida para romper la superficie entre dos líquidos inmiscibles. Cuanto más baja sea la tensión interfacial entre las dos fases de una emulsión, más fácil será la emulsificación. Cuando los valores se acercan a cero, la emulsión se forma espontáneamente. Ver *Tensión Superficial*.

Tensión Superficial Generalmente, la fuerza que actúa dentro de la superficie de contacto entre un líquido y su propio vapor, y que tiende a minimizar el área de la superficie, expresada en dinas por centímetro. Como la tensión superficial de un líquido es aproximadamente igual a la tensión interfacial entre el líquido y el aire, los valores medidos respecto al aire son frecuentemente usados para indicar la tensión superficial, y se suele usar el término “tensión interfacial” para las medidas tomadas en una superficie de contacto entre dos líquidos, o un líquido y un sólido.

Textura del Revoque Las propiedades físicas de un revoque, medidas por la dureza, lubricidad y fragilidad. Ver

Suspensión Coloidal Partículas finamente divididas de tamaño ultramicroscópico que nadan en un líquido.

Suspensioide Una mezcla compuesta de partículas coloidales finamente divididas que flotan en un líquido. Las partículas son tan pequeñas que no se sedimentan, sino que son mantenidas constantemente en movimiento por el movimiento de las moléculas del líquido.

también Consistencia del Revoque.

Tiempo de Ciclo, en el Pozo El tiempo de un ciclo, o de descenso y retorno del pozo, es el tiempo requerido para que la bomba haga circular el fluido de perforación dentro del pozo. El ciclo en minutos es igual a barriles de lodo en el pozo, dividido por barriles por minuto.

Tiempo de Contacto Tiempo durante el cual una sustancia hace contacto con otra, generalmente el fluido con la formación.

Tierra Diatomácea Una tierra infusoria muy porosa, compuesta de esqueletos silíceos de diatomeas. A veces se usa para combatir la pérdida de circulación y como aditivo para el cemento; también se usa en la filtración de salmueras de completación.

Tixotropía La capacidad del fluido para desarrollar un esfuerzo de gel con el tiempo. La propiedad de un fluido que hace que éste desarrolle una estructura rígida o semirígida de gel cuando está en reposo, pero que puede volver a un estado fluido bajo agitación mecánica. Este cambio es reversible.

Tolva de Chorro Un aparato para almacenar o alimentar los aditivos del lodo de perforación. Ver *Dispositivos de Mezcla de Lodo*.

Torque Una medida de la fuerza o esfuerzo aplicado a un eje, causando su rotación. En un equipo de perforación rotatorio, esto se aplica especialmente a la rotación de la tubería de perforación, en lo que se refiere a su acción contra el calibre del pozo. El torque puede generalmente ser reducido mediante la adición de varios aditivos del fluido de perforación.

Tubería de Revestimiento Corta Ranurada Una tubería de revestimiento corta de completación que tiene ranuras cortadas en fábrica al ser introducida. No requiere perforaciones. Las ranuras son generalmente seleccionadas de acuerdo con las medidas de control de arena anticipadas.

Tubería Flexible Una tubería larga, fina (normalmente con un D.E. máximo de 2,5 pulg.), enrollada en un carrete de gran

tamaño. Se usa en lugar de la tubería de perforación para determinadas operaciones.

Tubo de Corte Un dispositivo usado como método alternativo para medir los esfuerzos de gel.

Turno El turno (periodo de servicio) de una persona en un programa ordenado.

U,V

Unidad de Turbidez Una unidad de medición normalizada (generalmente NTU); se refiere a la medida del contenido creciente de sólidos en un líquido. Cuanto más sólidos tenga un líquido, mayor será la turbidez. La medición propiamente dicha se realiza dirigiendo un haz luminoso a través del líquido. Al hacer contacto con los sólidos suspendidos (véase), el haz luminoso se difunde. Por lo general, los medidores de turbidez tienen dos receptores de luz, ubicados a 90° con respecto a la trayectoria principal de la luz. Los receptores captan la luz difundida y la convierten a una indicación de NTU.

Valencia La valencia es un número que representa el poder combinador de un átomo, i.e., el número de electrones perdidos, captados o compartidos por un átomo en un compuesto. También constituye una medida del número de átomos de hidrógeno con los cuales un átomo puede combinarse o que un átomo puede reemplazar, por ej., un átomo de oxígeno se combina con dos de hidrógeno, y por lo tanto tiene una valencia de 2. Por consiguiente, hay iones monovalentes, divalentes, trivalentes, etc.

Valor de Cedencia El valor de cedencia (comúnmente llamado "punto cedente") es la resistencia al flujo inicial o representa el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido. Esta resistencia se debe a las cargas eléctricas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. Los valores del punto cedente y de la tixotropía, respectivamente, son medidas de las mismas propiedades del fluido bajo condiciones dinámicas y estáticas. El valor de cedencia de Bingham, reportado en lb/100 pies², es determinado por el viscosímetro de indicación directa, restando la viscosidad plástica de la indicación tomada a 300 RPM.

Valoración Un método o proceso que consiste en usar una solución estándar para determinar la cantidad de una sustancia en otra solución. La solución conocida suele ser agregada en cantidades definidas a la solución incógnita hasta que se complete una reacción.

Velocidad Variación del movimiento con el

tiempo en una dirección o sentido determinado. Se trata de una medida del flujo del fluido y se puede expresar en términos de velocidad lineal, velocidad de masa, velocidad volumétrica, etc. La velocidad es uno de los factores que contribuye a la capacidad de transporte de un fluido de perforación.

Velocidad Anular La velocidad de un fluido que se desplaza en el espacio anular.

Velocidad de Caída La diferencia entre la velocidad anular del fluido y la velocidad a la cual se extrae un recorte del pozo.

Velocidad de Circulación El caudal del fluido de perforación en circulación, generalmente expresado en galones o barriles por minuto.

Velocidad de Corte La velocidad a la cual una acción resultante de las fuerzas aplicadas, causa o tiende a causar el deslizamiento entre dos partes adyacentes de un cuerpo, en una dirección paralela a su plano de contacto. Generalmente expresada en RPM.

Velocidad, Crítica La velocidad en el punto de transición entre los tipos laminares y turbulentos de flujo del fluido. Este punto ocurre en el rango transicional de los números de Reynolds comprendidos aproximadamente entre 2.000 y 3.000.

Viscómetro (Viscosímetro) Un aparato para determinar la viscosidad de un fluido o una suspensión. Los viscosímetros tienen diseños y métodos de prueba muy variables.

Viscosidad La resistencia interna de un fluido al flujo. Este fenómeno puede atribuirse a las atracciones entre las moléculas de un líquido, constituyendo una medida de los efectos combinados de adhesión y cohesión, a los efectos de las partículas suspendidas y al ambiente líquido. Cuanto mayor sea esta resistencia, mayor será la viscosidad. Ver *Viscosidad Aparente* y *Viscosidad Plástica*.

Viscosidad Aparente La viscosidad que un fluido parece tener en un instrumento determinado, a la velocidad de corte especificada. Está en función de la viscosidad plástica y del punto cedente. La viscosidad aparente en centipoises, tal

como sea determinada por el viscosímetro de indicación directa, es igual a 1/2 de la indicación a 600 RPM. En un fluido newtoniano, la viscosidad aparente es numéricamente igual a la viscosidad plástica. *Ver también Viscosidad, Viscosidad Plástica y Punto Cedente.*

Viscosidad Cinemática La viscosidad cinemática de un fluido es la relación de viscosidad (por ej., cP en g/cm-seg) a densidad (por ej., g/cm³), usando unidades coherentes. Se usa frecuentemente para evaluar la viscosidad de los aceites.

Viscosidad Embudo *Ver Viscosidad Marsh.*

Viscosidad Marsh Comúnmente llamada viscosidad embudo. La viscosidad Marsh se reporta como número de segundos requeridos para que 1 qt de fluido determinado fluya a través del viscosímetro de Marsh. En algunas áreas, la cantidad de descarga es 1.000 cm³.

Viscosidad Plástica La viscosidad plástica es una medida de la resistencia interna al flujo de fluido, atribuible a la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en un fluido determinado. Se expresa como número de dinas por cm² de esfuerzo de corte tangencial en exceso del valor de cedencia de Bingham que provocará una cantidad unitaria de corte. Este valor, expresado en centipoises, es proporcional a la pendiente de la curva de consistencia determinada en la región de flujo laminar

para materiales que obedecen a la Ley de Flujo Plástico de Bingham. Cuando se usa el viscosímetro de indicación directa, la viscosidad plástica puede ser determinada restando la indicación a 300 RPM de la indicación a 600 RPM.

Viscosidad, Embudo *Ver Viscosidad Embudo.*

Viscosímetro de Marsh Un instrumento usado para determinar la viscosidad Marsh. El viscosímetro de Marsh es un recipiente con un orificio fijo en la parte inferior, de manera que cuando se llena con 1.500 cm³ de agua dulce, un volumen de 1 qt (946 ml) sale en 26±0,5 seg. Para una descarga de 1.000 cm³, el tiempo de descarga para el agua es 27,5±0,5 seg.

Viscosímetro VG o Viscosímetro de Viscosidad-Gravedad El nombre comúnmente usado para el viscosímetro de lodo de indicación directa.

Viscosímetro, Indicación Directa El instrumento es un dispositivo de tipo rotacional accionado por un motor eléctrico o una manivela, y se usa para determinar la viscosidad aparente, viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzos de gel de los fluidos de perforación.

Yeso Encontrado durante la perforación y usado frecuentemente como fuente de calcio para tratar la contaminación de carbonatos. *Ver Sulfato de Calcio.*

Y,Z

Zaranda Cualquiera de varios dispositivos mecánicos que utilizan mallas para eliminar los recortes y otros sólidos grandes del lodo.

Zona o Formación Productiva La formación perforada que contiene cantidades comerciales de petróleo y/o gas.

A

Aceite base.....	12.11
Ácidos	4A.20, 23.2
Actividad del agua (Aw).....	11.15
Acuífero	17.7
Administración de la Seguridad y Salud Profesional (OSHA)	23.13
Agencia de Protección del Medio Ambiente (EPA)	23.11
Agentes densificantes, fluidos de completación. 21B.13	
Agentes humectantes	7.18, 11.7
Agentes puenteantes.....	14.13
Agua salada, flujos	4C.16, 18.48
Aguas profundas, Perforación en	22A.1
Temperatura de la línea de flujo en.....	22A.8
Gradientes de fractura en.....	22A.6
Limpieza del pozo en	22A.9
Logística de	22A.6
Pérdida de circulación en.....	22A.7
Presión poral de	22A.6
Suabeo en	22A.6
Pistoneo en	22A.6
Control de pozo, métodos de	22A.9
Alcalinidad Pf, prueba	3.17
Alcalinidad Pm, prueba	3.17
Alcalinidad Pom, prueba	3.59
Alcalinidad.....	4A.19, 11.2
Prueba.....	3.17, 3.59
Alfaolefina lineal.....	13.13
Almidón hidroxipropílico (HP).....	6.10
Almidón	6.2, 6.10
Hidroxipropílico.....	6.10
Alta Temperatura, Alta presión (ATAP) Perforación.....	22C.1
Prueba de filtración.....	3.8, 3.55
Amago, Detección de.....	18.28
Desde el fondo	18.29, 18.51
Aminas	19.19
Análisis con tubo en U.....	18.25
Técnica.....	15.20
Análisis de sólidos, cálculo de	9.31
Prueba.....	3.12, 3.58
Análisis granulométrico, pozos ATAP.....	22C.13
Angstrom.....	8.4
Antiespumantes	21B.14
Anular, Desplazamiento de la tubería de revestimiento	20C.1
Geometría.....	5.32
Inyección.....	23.8, 23.9
Aparato de taponamiento de permeabilidad, prueba.....	3.43
Arcillas, Química de.....	4B.1, 16.8
Efecto del pH sobre.....	4B.17
Tipos de	4B.2
Procesos de enlace de partículas	4B.12
Lodos base agua-arcilla, composición de.....	4B.8
Rendimiento de	4B.13
Arco guía de tubería.....	22E.5

Arenas cargadas.....	17.8
Arrastre, reducción de.....	5.29
Asentamiento de barita.....	2.4, 20A.1
Asentamiento ojo de llave.....	15.6
Asentamiento, barita	2.4
Asociación de Transporte Aéreo Internacional (IATA).....	23.14
Atapulguita	4B.2, 22B.2

B

Bactericidas	19.18, 21B.13
Baja Velocidad de Corte Viscosidad (LSRV).....	2.2, 5.6, 20C.4
Prueba.....	3.45
Balance de materiales, cálculo de.....	9.23
Balance Hidrofílico-Lipofílico (HLB)	11.5
Barita, desgasificación de.....	11.18
Barrenas	1.6, 21D.9
Bases, ver <i>Identificación de la Contaminación</i>	23.2
Bentonita.....	4B.1
Bioacumulación	23.11
Biodegradabilidad	23.11
Bioensayo	23.4
Bioturbación.....	16.4
Bomba de niebla/espumante, para perforación neumática.....	21D.8
Bombeo, Método de	1.17
Operaciones, en desplazamientos	20C.4
Bromuro de calcio	21B.12
Bromuro de sodio	21B.11
Bromuro de zinc	21B.12

C

Cabezal de inyección.....	22E.4
Cabezales rotatorios, para perforación neumática.....	21D.8
Caída	20A.2
Cálculos de pérdida de presión	5.23
Cálculos, de Velocidad anular	9.15
Capacidad, volumen, desplazamiento	9.7
Tiempo de circulación	9.16
Tubería de perforación, portamechas.....	9.8
Pozo general	9.3
Hidráulica	5.20
Presión hidrostática	9.17
Balance de materiales.....	9.23
Emulsiones no acuosas	11.32
Capacidad de fosos y tanques, volúmenes.....	9.4
Pérdida de presión	5.23
Caudal de la bomba.....	9.12
Análisis de sólidos	9.31
Cama de recortes	20B.2
Capa de bentonita	16.5
Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC) ..	4B.7
Capacidad, volumen, desplazamiento, cálculo de	9.7
Capacidad/volúmenes de fosos y tanques, cálculo de	9.4
Carboximetilcelulosa de Sodio (CMC) ..	6.1, 6.6, 6.7, 7.15

Carnalita	4C.15	Cemento, tratamiento para	4C.4
Caudal de la bomba, cálculo de	9.12	Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	4C.17
Cavitación	19.5	Referencia rápida	4C.18
Celda de concentración	19.4	Magnesio, tratamiento para	4C.19
Celda de prueba presurizada (envejecimiento con calor a temperaturas elevadas)	22C.11	Sal, tratamiento para	4C.14
Celulosa Polianiónica (PAC)	6.7, 6.8, 7.16, 22B.2	Contenido de aceite	3.12, 3.58
Cementación	1.14, 11.25, 20C	Contenido de cal, prueba	3.17, 3.59
Centrifugas	8.2, 8.13, 8.17, 8.19, 8.25, 11.24	Contenido de líquido	3.12, 3.58
Cierre de tanques	23.12	Control de filtración	7.1
Circulación inversa	20C.1, 21B.17	Aditivos para	7.18, 11.8
Circulación,		Prueba química	3.3
Pérdida de, aguas profundas	22A.7	En sistemas de aceite/sintético	7.17
Lodo	1.12	Con salmueras	7.18
Circular y pesar, control de pozo	18.41	Control de pozo, métodos de,	
Clasificación de		Circular y pesar	18.41
Materia	4A.1	Método del perforador	18.32
Tamaño de sólidos	8.3	Método de esperar y pesar	18.36
Cloritos	4B.6	Control de pozo,	
Prueba	3.21, 3.59	Complicaciones	18.60
Cloruro de calcio	12.13, 21B.11	En aguas profundas	22A.9
CMC (Carboximetilcelulosa) ...	6.1, 6.6, 6.7, 6.8, 7.15	En formaciones de sal	22B.6
Coefficiente de fricción	2.7	Control de presión, problemas especiales	
Columna de perforación, componentes de		Corte por gas	18.45
Barrenas	1.7	Migración de gas	18.53
Portamechas	1.8	Sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono	18.48
Tubería de perforación	1.8	Pérdida de circulación	18.50
Martillos	1.8	Intrusiones de agua salada	18.48
MWD/LWD	1.10	Control de sólidos	11.23
Motor de fondo	1.10	Control de Sustancias Peligrosas para la Salud (C.O.S.H.H.)	23.13
Estabilizadores	1.8	Conversiones,	
Completación, pozo	1.16, 21B.2	Extracción de núcleos	21C.1, 21C.3
Compresibilidad, revoque	7.6	Copolimerización	6.13
Prueba	3.11	Corrosión crateriforme	19.4
Compresores, para perforación neumática ..	21D.8	Corrosión en hendiduras	19.4
Compuestos Orgánicos Volátiles (VOC)	23.6	Corrosión galvánica	19.3
Compuestos	4A.2, 4A.5, 4A.11	Corrosión intergranular	19.5
Concentración de recortes (CCONC)	20B.9	Corrosión	2.9
Concentración iónica de hidrógeno (pH), prueba	3.15	Prueba de cupones	3.48
Concentraciones, soluciones	4A.24	Factores	19.7
Condición estática balanceada	18.25	Aspectos fundamentales de	19.1
Condición estática desbalanceada	18.26	En fluidos de completación	21B.10
Conjunto de fondo	1.8	Medidas	19.21, 3.48
CONQOR 404	19.16	Productos para controlar	19.16, 21B.13
Consistómetro ATAP Fann Modelo 5STD	22C.13	Prueba de anillos	3.48
Consistómetro, Fann Modelo 5STD	22C.13	Prueba	3.32, 3.48
Contaminación de anhidrita	4C.2	Tipos de	19.3
Contaminación de carbonato	4C.7	Corte por gas	18.45
Prueba	3.19	Cupones de corrosión	19.21
Contaminación de cemento	4C.4	Chorros taponados	18.61
Contaminación de fuente no puntual	23.1		
Contaminación, fuentes de		D	
Fuente móvil	23.1	Daños superficiales	2.6
Fuente puntual	23.1	Daños, formación	21B.4
Fuente no puntual	23.1	Deformación	22B.5
Contaminación, identificación		Degradación bacteriana	23.10
Metales pesados	23.2	Demanda de Oxígeno Biológico (BOD)	23.6
Compuestos de sal	23.2	Demanda de Oxígeno Químico (COD)	23.6
Contaminación,		Densidad Equivalente de Circulación (ECD)	14.3, 18.20
Anhidrita de yeso, tratamiento para	4C.2	Densidad,	
Carbonato, tratamiento para	4C.7	Diferencias	20C.10
		En fluidos de rehabilitación	21B.5

De influjos.....	18.50
Prueba.....	3.3, 3.52
Deposición, de lutitas.....	16.2
Desaleación.....	19.5
Desarenadores.....	8.16, 8.24
Desechos orgánicos.....	23.2, 23.5
Desgasificación, de barita.....	11.18
Desgaste de la columna de perforación.....	18.61
Desgaste,	
Estrangulador.....	18.61
Columna de perforación.....	18.61
Deshidratación.....	8.19
Deslimadores.....	8.16, 8.24
Desplazamiento, consideraciones para	
Cementación.....	20C.8
Tiempo de contacto.....	20C.10
Diferencias de densidad.....	20C.10
Acondicionamiento del fluido de	
perforación.....	20C.8
Tamaño del pozo.....	20C.10
Flujo laminar.....	20C.9
Centralización de la tubería.....	20C.8
Movimiento de la tubería.....	20C.8
Flujo tapón.....	20C.9
Espaciadores, colchones.....	20C.9
Flujo turbulento.....	20C.9
Desplazamiento, convencional estándar.....	20C.1
Técnicas (lodos base aceite).....	12.18
Desplazamiento, espacio anular de la tubería	
de revestimiento.....	20C.1
Desplazamiento, inyección a presión.....	20C.1
Desplazamientos, factores que afectan	
Condición del fluido.....	20C.3
Densidad del fluido.....	20C.2
Viscosidad del fluido.....	20C.3
Operaciones de bombeo.....	20C.4
Equipo de perforación.....	20C.4
Rotación y movimiento alternativo.....	20C.4
Pildoras de barrido y espaciadores.....	20C.3
Desplazamientos, tipos	
Lodo base aceite a salmuera de	
completación.....	20C.7
Lodo base aceite a lodo base agua.....	20C.6
A fluidos claros.....	21B.15
Lodo base agua a salmuera de completación...	
.....	20C.6
Lodo base agua a lodo base aceite.....	20C.6
Lodo base agua a lodo base agua.....	12.18,
.....	20C.5
Desviación, pozo.....	20C.4, 20C.10
Diagénesis por entierro.....	4B.11
Diagénesis.....	16.3
Diluyentes, químicos.....	7.17
Dimerización.....	13.13
Dióxido de carbono.....	18.48
Disolución.....	22B.3
Domos salinos.....	1.2
DRILPLEX®, sistema.....	10.23
DUO-VIS.....	6.5, 20A.5, 22B.2
DURASTAR.....	6.19
Dureza total, prueba.....	3.22
DUROGEL.....	7.12, 22B.2

E

ECOGREEN.....	13.8
Ecuación, balancear.....	4A.14
Ecuaciones hidráulicas API.....	5.21
Elementos, tabla de.....	4A.2
Emulsificantes.....	7.18, 11.6
Emulsión de Lodo Activada Térmicamente.....	
(TAME).....	10.25
Emulsiones no acuosas.....	11.1
Aditivos.....	11.6
Cálculos.....	11.32
Actividad controlada en.....	11.15
Aspectos fundamentales de.....	11.3
Propiedades de.....	11.9
Sistemas.....	11.9
Emulsiones,	
Aspectos fundamentales de.....	11.3
No acuosas.....	11.1
Enlace covalente.....	4A.9
Enlace iónico.....	4A.7
Enlace,	
Covalente.....	4A.9
Hidrógeno.....	4A.9
Iónico.....	4A.7
Envejecimiento con calor, celda presurizada de	
prueba (ATAP).....	22C.11
Equipo de perforación con aire/gas para	
Compresores.....	21D.8
Martillos/barrenas.....	21D.9
Bomba de niebla/espumante.....	21D.8
Generadores de nitrógeno.....	21D.8
Cabezales rotatorios.....	21D.8
Equipo de perforación.....	1.5
Equipo de perforación, rotatorio.....	1.5
Erosión,	
Corrosión.....	19.5
Lutitas.....	16.23
Esfuerzo de corte.....	5.3
Esfuerzos de gel, tixotropía.....	5.7
Prueba.....	3.6, 3.54
Esfuerzos de la tierra.....	16.10
Esfuerzos,	
Mecánicos.....	16.14
Orientación de.....	16.12
Espaciadores,	
Para sistemas de completación y	
rehabilitación.....	21B.16
Colchones.....	20C.9
En desplazamientos.....	20C.3
Espacio anular, concéntrico.....	20B.6
Espuma (fluidos de completación).....	21B.25
Estabilidad de la emulsión.....	12.16
Estabilidad Eléctrica de la Emulsión (ES).....	
.....	22B.8, 11.13
Prueba.....	3.57
Estabilidad eléctrica, prueba.....	3.57
Estabilidad, pozo.....	16.1
Estabilizadores.....	1.8
Estático.....	20A.2
Estequiometría.....	4A.13
Estrangulador,	
Taponado.....	18.61
Desgaste.....	18.61

Estructura atómica.....	4A.3
Estructura de,	
Polímeros.....	6.1
Estudio con transductor para medir	
presiones.....	14.9
Estudio con trazador radioactivo	14.8
Estudio de temperatura con cable.....	14.9
Estudio de temperaturas.....	14.8
Excentricidad	20B.6
Exploración geofísica.....	1.4
Extracción de núcleos.....	1.14
Conversiones	21C.1, 21C.3
Tipos de fluidos	21C.1, 21C.3

F

Falla/colapso por compresión	16.15
Fatiga a la corrosión.....	19.5
Fenoltaleína	4A.23
Alcalinidad	4A.19
Prueba.....	3.17, 3.59
FER-OX.....	18.56
Filtración API, prueba.....	3.7, 3.55
Filtración dinámica.....	7.10
Filtración estática	7.3
Filtración,	
Factores que afectan.....	7.4
Aspectos fundamentales de	7.2
Filtración estática	7.3
Prueba.....	3.7, 3.55
Teoría de	7.3
Filtrado relajado	12.1, 12.5
Filtrado, relajado	11.9
Filtros de cartucho.....	21B.18
Filtros de tierra diatomácea.....	21B.18
Fisuración por acción del sulfuro de hidrógeno	
bajo tensión	19.4
Fisuración por corrosión bajo tensión.....	19.4
Floculación.....	16.4
FLO-PRO	20B.6, 20B.8, 20A.5
FLO-TROL	6.11, 22B.2
FLO-VIS	6.5, 20A.5, 22B.2
Fluido newtoniano	5.9
Fluido, factores que los afectan en los	
desplazamientos	
Condición, fluido	20C.3
Densidad, fluido	20C.2
Viscosidad, fluido	20C.3
Fluidos de completación y rehabilitación	21B.1
Fluidos de empaque de la tubería de	
revestimiento	11.27
Fluidos de empaque	11.26, 12.20, 19.24
Fluidos de perforación de yacimiento.....	21A.1
Tipos y aplicaciones.....	21A.5
Fluidos de perforación tratados con calcio..	10.6
Fluidos de perforación,	
Tratados con calcio	10.6
Acondicionamiento, para desplazamientos...	
.....	20C.8
Funciones de	2.1
Sistemas de emulsión inversa	22B.3, 22B.8
Base aceite	12.1
Sistemas saturados a base de agua salada.....	22B.1

Selección (ATAP)	22C.4
Sistemas base sintético	13.2
Sistemas base agua subsaturados.....	22B.2
Fluidos de rehabilitación y completación ..	7.19,
.....	11.28
Compatibilidad con.....	21B.9
Otros tipos.....	21B.24
Fluidos no newtonianos	5.11
Fluidos, tipos de	
Newtonianos	5.9
No newtonianos.....	5.11
Flujo desviado	5.28
Flujo laminar,	
En desplazamientos.....	20C.9
Flujo plástico	22B.5, 16.15, 16.19
Flujo tapón	20C.9
Flujo turbulento,	
En desplazamientos.....	20C.9
Flujos, agua salada.....	4C.16
Formaciones, reactivas	22A.5
Formiato de cesio.....	21B.12
Formiato de potasio.....	21B.11
Fórmulas	4A.12
Fosfatos.....	4B.19
Prueba.....	3.35
Fracturación	14.3
Fresado,	
“Nidos de pájaros” durante	22D.3
Fluidos para	22D.1, 22D.4
Limpieza del pozo durante	22D.2
Control de sólidos, métodos de.....	22D.3
Fuerzas tectónicas	16.13
Funciones, de fluidos de perforación.....	2.1

G

GELEX.....	6.17
Generadores de nitrógeno, para perforación	
neumática.....	21D.8
Goma welan	6.5
Goma xantana.....	6.2, 6.4, 21B.22
Gradiente de fractura,	
En aguas profundas	22A.6
Cuantificación.....	18.16
Grado de Polimerización (D.P.)	6.8
Grado de Substitución (D.S.)	6.8
Gráfico de la presión poral.....	17.13
Gravedad específica.....	4A.1
Gravedad,	
Alto contenido de sólidos.....	8.1
Bajo contenido de sólidos	8.1
Específica.....	4A.1
G-SEAL	14.1

H

Halita	4C.14
HEC (Hidroxietilcelulosa)	6.1, 6.9, 21A.5,
.....	21B.22, 22B.2
Hidratación,	
De arcillas	4B.9
De lutitas	16.20
Hidratos de gas,	
En aguas profundas	22A.4

En el control de pozo.....	18.62
Hidratos, gas	22A.4
Hidráulica,	
Ecuaciones API	5.21
Velocidad media de propagación en el medio	5.21
Cálculos de	5.20, 5.26
Optimización de.....	5.21
Ejemplos de problemas	5.31
Número de Reynolds.....	5.21
Hidrociclones.....	8.2, 8.14, 8.15
Hidróxido de Metales Mezclados (MMH).....	10.23, 20B.7
Hojas de Seguridad de los Materiales (MSDS),	
Etiquetado de	23.13
Entrenamiento en.....	23.13, 23.15
HRP	12.2
Humectación por agua, sólidos	11.18, 22B.3, 22B.8
Húmeda, clasificación.....	8.13

I

Ilita	4B.4
Incendios, en el fondo.....	21D.7
Incineración	23.10
Indicadores geológicos, control de presión	18.11
Indicadores técnicos,	
Control de presión	18.6
Índice de Asentamiento	20A.3, 20A.8
Inhibidor de incrustación SI-1000	19.18
Inhibidores de incrustación.....	19.10, 21B.13
Prueba	3.33, 3.35, 3.48
Invasión de filtrado	7.1
Invasión.....	14.2
Inyección de bengum.....	14.22
Inyección de lechada de alta pérdida de filtrado	14.16
Inyección en el microespacio anular	21D.4
Inyecciones de polímeros entrecruzados.....	14.22
Inyecciones	14.20
Injectar a presión, desplazamiento a presión	20C.1

J

Jabones	11.6
---------------	------

K

Kaolinitas	4B.6
KCL (silvita)	4C.15
Kelly.....	1.9
KWIKSEAL.....	14.13

L

Labranza.....	23.9, 23.12
LC ₅₀ , ver Pruebas.....	23.4, 23.11
LD ₅₀ , ver Pruebas.....	23.4
Levantamiento	17.6
Ley de Stokes.....	8.2
Ley Exponencial Modificada	5.18

Ley sobre el "Derecho a Estar Informado" de las Comunidades	23.13
Ley sobre el Derecho a Estar Informado de los Trabajadores	23.13
Ley sobre la Comunicación de los Peligros	23.13
Lignito	4B.19
Lignosulfonatos	4B.20
Limpiadores, lodo	8.17
Limpieza del fondo.....	5.29
Limpieza del pozo.....	20B.1
Pautas de	20B.11
En aguas profundas	22A.9
Durante el fresado	22D.2
Tamaño, en desplazamientos	20C.10
Limpieza, fondo.....	5.29
Lodo,	
Circulación	1.12
Limpiadores.....	8.17, 11.24
Densidad, prueba.....	3.3, 3.52
Sistemas de emulsión inversa	22B.3, 22B.8
Registros.....	2.8
Reporte	9.37
Sistemas base sintético	13.2
Sistemas, aguas profundas.....	22A.4
Peso, prueba	3.3, 3.52
Lodos base agua,	
Tratados con calcio	10.6
Para pozos ATAP	22C.6
Sistemas inhibidos por potasio	10.13
Saturados de agua salada	10.11
Sistema Spersene	10.4
Prueba	3.3
Sistemas base arcilla-agua no densificados	10.2
Logística, en aguas profundas.....	22A.6
Lutitas presurizadas.....	16.16
Lutitas, presurizadas.....	16.17
Lutitas sensibles al agua	16.19
Lutitas,	
Deposición.....	16.2
Inestabilidad de	15.3
Presurizadas	16.17
Zarandas	8.6, 8.23
Estabilidad	16.1
Sometidas a esfuerzos	16.16
Prueba.....	16.21
Sensibles al agua.....	16.19

M

Magnesio,	
Contaminación	4C.19
Prueba	3.22
Malacate, componentes de.....	1.11
Kelly	1.9
Tenazas	1.11
Rotaria viajera	1.10
Malla	
Mallas de zaranda	8.8, 8.9, 8.10, 8.11, 8.12
Mallas equivalentes, entramados.....	8.3, 8.4
Manejo de desechos, opciones para.....	23.8
Manejo Seguro de Productos Químicos (SHOC)	23.13
Martillos (barrenas), neumáticos.....	21D.9
Martillos	1.10

Material Radioactivo de Origen Natural (NORM)	23.2
Materiales densificantes.....	11.8
Mecanismos de daños a la formación.....	21A.4, 21B.4
Medición al Perforar (MWD).....	2.7
Medición de la resistencia al corte	22C.11
Medio Ambiente,	
Reglamentos.....	23.11
Ver también Fuentes de Contaminación.....	23.1
Identificación de la Contaminación	23.2, 23.5
Fluidos sintéticos.....	13.15
Metalurgia	19.7
Método de columna balanceada.....	14.19
Método de esperar y pesar, control de pozo.....	18.36
Método del perforador, control de pozo	18.32
M-I BAR	18.56
M-I GEL	7.12, 10.2
M-I GEL	8.3
M-I GEL SUPREME	7.12
M-I SEAL	14.13
Microciclones	8.14
Micrón	8.3
Migración de gas.....	18.53
M-I-X	14.13
Modelo de Flujo Plástico de Bingham	5.13, 20B.8
Prueba.....	3.6, 3.54
Modelo de ley exponencial	5.14
Modelos reológicos	5.13
Montmorillonitas.....	4B.4
Mor-Rex	6.11
Motor, lodo	1.10
Móvil, fuente de contaminación	23.1
Muestreo de los desechos de sólidos.....	23.3
Muestreo de,	
Aire.....	23.3
Desechos sólidos	23.3
Agua	23.3
Muestreo del agua.....	23.3
Muestreo del aire	23.3
MY-LO-JEL.....	6.3, 7.14, 22B.2
Mysidopsis bahia	23.4, 23.11

N

Nidos de Pájaros.....	22D.3
Normas sobre el Rendimiento de Nuevas Fuentes (NSPS)	23.11
NOVADRIL	21A.8
NOVAMOD	20A.5
NOVAPLUS	13.3, 21A.8
NOVATEC.....	13.6, 21A.8
Número de Reynolds	5.21
NUT PLUG.....	14.13

O

Olefinas	13.13
Optimización de la hidráulica de la barrena	5.27
Organización Marítima Internacional (IMO)	23.14

Orientación de los esfuerzos	16.12
Ósmosis.....	4A.22
Óxido de cinc.....	19.18, 22B.7, 22B.8

P

PAC (Celulosa Polianiónica)	6.7, 6.8, 7.16, 22B.2
Parafina lineal	13.13
Pega de tubería,	
Por presión diferencial.....	15.1, 15.8
Mecánicamente.....	15.1, 15.2
Técnica de tubo en U.....	15.20
Pegadura de tubería por presión diferencial	15.1, 15.8
Pérdida (fuga)	7.9
Pérdida de circulación,	
Causas de.....	14.2
Medidas remediadoras	14.11
En aguas profundas	22A.7
En emulsiones no acuosas.....	11.2
Materiales de Pérdida de Circulación (LCM)	14.13
Medidas preventivas	14.4
Técnicas para tratar (lodos base aceite).14.23	
Control de pozo.....	18.50
Pérdida de fluido (filtrado),	
Aditivos para controlar	7.12
En fluidos no acuosos.....	11.2
En fluidos base agua	10.2
Prueba.....	3.7, 3.55
Pérdida de presión anular.....	18.20
Pérdida parcial.....	14.17
Pérdida por infiltración	14.17
Pérdida total	14.18
Perforación a través de la tubería.....	22E.11
Perforación con aire (polvo).....	21D.1, 21D.2
Requisitos de caudales para	21D.5
Perforación con espuma	21D.1, 21D.3
Perforación con herramientas de cable	1.4
Perforación con lodo aireado	21D.1, 21D.4
Perforación con niebla.....	21D.1, 21D.2
Perforación con tubería flexible.....	1.9, 22E.1
Equipo para	22E.2
Fluidos para	22E.8
Procedimientos	22E.2
Control de pozo en.....	22E.7
Perforación direccional.....	1.15
Perforación geotérmica	22C.4
Perforación, métodos de	
Perforación con herramientas de cable.....	1.4
Perforación con tubería flexible	1.9
Rotatoria	1.5, 1.6
Permeabilidad, del revoque	7.7
Peso equivalente	4A.13
pH.....	4A.16, 4A.18, 19.7
Efecto sobre las arcillas	4B.17
Modificadores	21B.13
Prueba	3.15
PHPA (Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada).....	6.1, 6.6, 6.15, 22B.2
Prueba del contenido	3.30
Píldoras de barrido y espaciadores	20C.3
PIPE-LAX ENV	15.12, 15.15
PIPE-LAX® W EXPORT	15.12, 15.14

PIPE-LAX.....	15.11, 15.13	Procedimientos de cierre	18.28
Pirofilitas eléctricamente neutras.....	4B.3	Procedimientos de prueba de la integridad de la formación.....	18.18
Poliacrilato de Sodio (SPA)	6.12	Procedimientos de prueba de pérdidas (fugas) ...	18.17
Polímero,		18.17
Química de.....	6.1	Productos químicos espaciadores para	
Clasificación de.....	6.2	desplazamientos	21B.15
Efectos del pH sobre.....	6.6	Productos, lodos base aceite.....	12.11
Efectos de sales	6.7	Propiedades, de lodos base aceite	12.15
Estructura de.....	6.1	Prueba de aceite y grasa (O&G)	23.5
Polisacáridos.....	6.2	Prueba de actividad.....	3.57
POLYPAC UL	22B.2	Prueba de alcalinidad VSA (API)	3.59
POLYPAC.....	6.9	Prueba de Asentamiento, Viscosímetro (VST)	20A.3, 20A.6
POLYPAC SUPREME R	7.16	Prueba de concentración de sulfato.....	3.25
POLYPAC SUPREME UL.....	22B.2	Prueba de densificación	22B.3, 22B.9
POLY-PLUS.....	6.15, 10.21, 20A.5	Prueba de dureza (total).....	3.22
POLY-SAL	6.3, 22B.2	Prueba de incrustación de sulfuro de hierro.....	3.33
POLYSTAR 450.....	6.19, 10.18, 22C.10	Prueba de Intervalo de la Formación (FIT) ..	1.15
Portamechas.....	1.8	Prueba de la Formación (FT)	2.8
Potencia hidráulica	5.26	Prueba de lixiviación	23.5
Pozo,		Prueba de Productividad Potencial de la	
Cálculos, generales.....	9.3	Formación (DST)	2.8
Desviación de	20C.4, 20C.10	Prueba de retorta	3.12, 3.58
Estabilidad	16.1	Prueba de sulfuro (cualitativa)	3.33, 3.60
Predicción de presión, avances en	17.16	Prueba de turbidez.....	21B.19
Presión anormal.....	17.3	Prueba del contenido de arena	3.11
Detección y evaluación de.....	17.9	Prueba del contenido de calcio.....	3.22, 3.60
Presión de cierre de la tubería de perforación	18.21	Prueba del contenido de nitrato	3.28
Presión de cierre de la tubería de revestimiento	18.21	Prueba del contenido de potasio.....	3.26
Presión de fractura, medición	18.17	Prueba del contenido de zinc.....	3.32
Presión de la formación,		Prueba del punto de anilina.....	3.52
Indicaciones de	18.5	Prueba en frasco de vidrio.....	22B.3
Estática del pozo cerrado	18.27	Prueba total.....	23.5
Presión poral	16.11, 17.2	Prueba, métodos de	
En aguas profundas	22A.6	Analítica	23.5
Presión de sobrecarga	16.10, 17.1	Productividad potencial de la formación	
Presión estática del pozo cerrado.....	18.27	(DST)	2.8
Presión hidrostática	2.3	Lixiviación.....	23.5
Cálculo de.....	9.17	Total	23.5
Presión,		Toxicidad.....	23.2, 23.11
Anormal.....	17.3	Pruebas analíticas.....	23.5
Control, falla de	18.1	Pruebas de filtración estática	7.2, 3.7, 3.55
Indicadores técnicos	18.6	Pruebas, tipos de	
De la formación, indicaciones de.....	18.5	LC ₅₀	23.4, 23.11
Indicadores geológicos.....	18.11	LD ₅₀	23.4
Hidrostática	2.3	Frasco de vidrio.....	22B.3
Pérdida de.....	18.19	Aceite y grasa (O&G)	23.5
Medición de	18.6	Radioactividad.....	23.2
Normal.....	17.3	Turbidez.....	21B.19
De sobrecarga.....	16.10, 17.1	Densificación	22B.3, 22B.9
De Poro.....	16.11	Punto Cedente a Baja Velocidad de Corte	
Análisis de presión/zona de transición.....	18.15	(LSYP)	20B.8, 20A.5
Perfil de presión/velocidad en la perforación		Punto cedente	5.5
neumática	21C.6	Punto de inflamación.....	23.6
Control primario.....	18.1	Punto neutro.....	2.7
Control secundario	18.1		
Subsuperficial	18.3		
Subnormal.....	17.5		
Control terciario.....	18.1		
Presiones de pistoneo y surgencia.....	5.30, 22A.6		
Presiones subnormales.....	17.5		
Presiones subsuperficiales.....	17.1, 18.3		
Preventores de reventones.....	1.13		
Submarinos	22A.3		
Procedimiento de exceso de yeso	10.8		

Q

Quebracho	4B.20
Química, de	
Arcillas.....	4B.1, 16.8
Polímeros.....	6.1
Sistemas base sintético.....	13.12
Prueba.....	3.3

R

Radioactividad.....	23.2
Razón de Transporte de Recortes (CTR)	20B.9
Reacciones químicas.....	4A.26
Recristalización	22B.7
Registro con cable.....	1.15
Registro de Asentamiento (Sr)	20A.3
Registro de velocidad sónica	17.11
Registros con cable	17.10
Registros eléctricos.....	17.11
Registros, tipos de	
Velocidad sónica	17.11
Eléctrico	17.11
Lodo.....	2.8
Registros,	
Lodo.....	1.14
Al Perforar (LWD).....	2.7
Con cable.....	1.15
Relación de aceite o sintético (A/A o S/A) ..	11.16
Prueba.....	3.58
Reología.....	5.1, 22C.2, 11.10
Requisitos de caudales para la perforación	
neumática.....	21D.5
RESINEX	7.16
Revoque,	
Presión diferencial.....	7.6
Permeabilidad.....	7.7
Prueba.....	3.7, 3.55
Espesor	7.1
Riser	22A.3, 22A.6
Roca sedimentaria.....	1.1, 16.2
Roca,	
Características de.....	16.7
Sedimentaria	1.1, 16.2
Tipos de	16.6
Rotación y movimiento alternativo.....	20C.4
Rotaria viajera	1.10
Rotatorio,	
Equipo de perforación	1.5, 1.6
Mesa.....	1.9
Rotura por esfuerzo mecánico.....	16.14
Rotura-fracturación causada por la tensión..	16.14
Ruptores	21B.14

S

Sal,	
Valoraciones binarias.....	22B.8
Concentración	3.21, 3.59
Contaminación de	4C.14
Perforación de	22B.1
Efectos sobre los polímeros	6.7
Muestra, toma de	23.3
Solubilidad de	22B.3
Tablas	9.40
Prueba.....	3.21, 3.59
Tipos de	22B.1
Salinidad, salmueras	11.38
Prueba.....	3.21, 3.59
Salmueras claras	21B.4, 21B.25
Salmueras de cloruro de amonio	21B.10
Salmueras de cloruro de potasio	21B.10
Salmueras de cloruro de sodio	21B.10

Salmueras de formiato de sodio.....	21B.11
Salmueras	7.18, 21B.10, 21B.20
Salinidad de	11.38
SALT GEL.....	7.12, 22B.2
SARA Título III	23.13
Secuestrantes de oxígeno	19.17, 21B.14
Prueba.....	3.38
Sedimentación de Boycott	20B.2, 20B.3, 20C.4
Sedimentación dinámica	20A.2
Sedimentación estática.....	20A.2
Sedimentación libre	20B.2, 20B.3
Sedimentación retardada	20B.2, 20B.3
Sedimentación, tipos de	
Boycott	20A.2
Dinámica.....	20A.2
Retardada	20A.2
Sepiolita	4B.2, 22B.2
Silvita (KCL).....	4C.15
Sistema de Identificación de los Materiales	
Peligrosos (HMIS).....	23.14
Sistema de Información sobre Materiales	
Peligrosos en el Sitio de Trabajo (W.H.M.I.S.)....	23.13
Sistema DURATHERM.....	10.16, 22C.7
Sistema ENVIROTHERM.....	10.17, 22C.9
Sistema GLYDRIL	10.25
Prueba de concentración	3.40
Sistema K-MAG	10.15
Sistema Nacional de Eliminación de Descargas	
de Contaminantes (NPDES)	23.11
Sistema SILDRIL.....	10.27
Sistema SPERSENE	10.4
Sistemas 100% aceite	11.9
Sistemas base aceite,	
Convencionales.....	12.2
Para ATAP.....	22C.5
Mezcla de.....	12.2
Productos.....	12.11
Propiedades de	12.15
Prueba.....	3.52
Localización de errores	11.29
Sistemas base agua subsaturados	22B.2
Sistemas base agua-arcilla, no densificados..	10.2
Sistemas base sintético,	
Aplicaciones	13.19
Química de	13.12
Descripciones de	13.2
Formulación de	13.3
Cuestiones relacionadas con HS&E.....	13.15
Mantenimiento de	13.10
Mezcla.....	13.10
Polímeros.....	6.11
Problemas con.....	13.19
Aplicaciones especiales para	13.17
Prueba de.....	13.11, 13.20
Sistemas de emulsión inversa.....	22B.3, 22B.8, 11.9
Sistemas inhibidos por potasio	10.13
Sistemas no dispersos	7.16
Sistemas saturados base agua salada	10.11,
.....	22B.1
Sistemas VERSA, reología mejorada	12.6
Sistemas,	
Lodo, aguas profundas	22A.4
Base sintético.....	13.2
Soda cáustica.....	21B.13

Sólidos de alta gravedad específica	8.1
Sólidos de baja gravedad específica.....	8.1
Sólidos Disueltos Totales (TDS)	23.6
Sólidos humectados por aceite.....	22B.3
Sólidos reactivos	22C.3
Sólidos Suspendidos Totales (TSS).....	23.2, 23.6
Sólidos,	
Composición y orientación de.....	7.9
Contenido, prueba.....	3.12, 3.58
Control durante el fresado.....	22D.3
De alta gravedad específica.....	8.1
De baja gravedad específica.....	8.1
Humectados por aceite.....	22B.3
Taponamiento.....	21A.4
Separación, métodos de.....	8.5
Clasificación de tamaños.....	8.3
Disueltos Totales (TDS)	23.6
Suspendidos Totales (TSS).....	23.2, 23.6
Humectados por agua	22B.3, 22B.8
Solubilidad de gas	11.17
Solubilidad mutua	22B.4
Solubilidad, de	4A.15
Ácidos.....	4A.20
Bases	4A.20
Gas	11.17
Sales	4A.20, 22B.3
Soluciones, concentraciones	4A.24
Sondas, galvánicas	19.23
SP-101	6.14
SP-101	7.16
SPERSENE.....	4B.20
Subcompactación.....	17.6
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S) 4C.17, 11.21, 18.48,	
.....	19.11, 19.25
Prueba de concentración	3.33
SV-120	22B.7

T

Tabla periódica	4A.7, 4A.8
Tackle.....	6.13
Tamaño, pozo.....	20C.10
Tapones blandos	14.21
Tapones del pozo,	
Base aceite	18.58
Base agua	18.57
Tapones duros	14.18
Técnicas de sacar la tubería y esperar, ver	
Pérdida de circulación	14.12
Temperatura de cristalización	21B.6
Temperatura de la línea de flujo, en aguas	
profundas.....	22A.8
Temperatura, efectos de	22C.1
Tenazas	1.11
THERMPAC UL.....	6.10
Tiempo de circulación, cálculo de	9.16
Tiempo de contacto	20C.10
Tixotropía, esfuerzos de gel.....	5.7
Prueba.....	3.6, 3.54
Tixotrópico.....	2.2, 2.4
Toba	16.5
Toma de muestras	23.3
Total de Hidrocarburos de Petróleo (TPH).....	23.5
Total de Hidrocarburos de Petróleo (TPH).....	23.5
Toxicidad,	

Prueba para	23.2, 23.11
Trampas	1.3
Tren de Gas de Garrett	22B.8
Prueba.....	3.19
Trimerización	13.13
TRUCORE™	12.8
Tubería de perforación, portamechas, cálculos	
de	9.8
Tubería de revestimiento	1.13
Desplazamiento en el espacio anular de la ...	
tubería de revestimiento	20C.1
Tubería,	
De perforación.....	1.8
Centralización de, en desplazamientos.....	
.....	20C.8
Estiramiento de	15.23
Movimiento de, en desplazamientos ...	20C.8
Tuberías de revestimiento cortas.....	1.13
Tubo de corte.....	22C.11
Tubo Zag.....	20B.2

U

Unidades métricas.....	9.1
Unidades norteamericanas de medición	9.1

V

Valencia.....	4A.6
Valoraciones de sales binarias	22B.8
Valoraciones.....	4A.23
Velocidad anular, cálculo de	9.15
Velocidad crítica.....	5.22
Velocidad de ascenso	20B.9
Velocidad de caída	2.2
Velocidad de tobera	5.26
Velocidad de transporte.....	2.2
Velocidad media de propagación en el medio ...	
.....	5.21
Velocidad Mínima de Transporte (MTV).....	20B.11
Velocidad, tipos de	
Crítica	5.22
Ascenso.....	20B.9
Caída.....	2.2
Transporte.....	2.2
VERSACLEAN.....	21A.8
VERSACOAT.....	12.2
VERSADRIL	21A.8
VERSALIG.....	12.2
VERSAMOD.....	12.2, 20A.5
VERSAMUL.....	12.2
VERSAPORT.....	21A.8
VERSATHIN	12.14
VERSATROL	12.9, 12.14
VERSAVERT F, P, S	12.14
VERSAVERT.....	12.2
VG-69	12.2
Virtual Hydraulics	5.29, 22A.7, 11.12
Viscosidad aparente	5.3
Prueba.....	3.6, 3.54
Viscosidad efectiva.....	5.3
Viscosidad embudo	5.2, 3.4, 3.53
Viscosidad Marsh, prueba	3.4, 3.53
Viscosidad plástica.....	5.3, 5.13

Prueba.....	3.6, 3.54
Viscosidad,	
Aparente	5.3
Prueba.....	3.6, 3.54
Principios de tratamiento químico	4B.18
Efectiva	5.3
Efectos de la temperatura, presión sobre ..	5.9
Control de filtración	7.8
Embudo	5.2
Prueba.....	3.4, 3.53
Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte ..	
(LSRV)	2.2
Plástica	5.3
Prueba.....	3.6, 3.54
Prueba.....	3.4, 3.53
Viscosificadores.....	7.18, 21B.14, 21B.21, 11.7
Viscosímetro de alta temperatura Fann Modelo	
50	22C.12
Viscosímetro de alta temperatura Fann Modelo	
70/75.....	22C.13
Viscosímetro de Brookfield	20B.8
Prueba.....	3.45
Viscosímetro V-G (Fann), prueba.....	3.5, 3.53
Viscosímetro,	
Fann Modelo 50	22C.12
Fann Modelo 70/75.....	22C.13
Rotativo, prueba.....	3.5, 3.53
Prueba de Asentamiento (VST)..	20A.3, 20A.6
Prueba.....	3.5, 3.53
(W.H.M.I.S.)	23.13

X

XCD	22B.2
-----------	-------

Z

Zarandas	11.23
----------------	-------