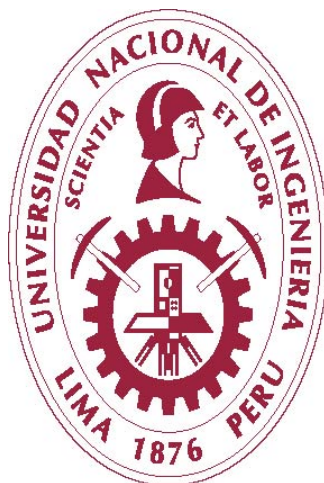


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,

GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA



**“REMEDIACION DEL FLUÍDO DE PERFORACIÓN
OPTIMIZANDO LA REDUCCION DE SU IMPACTO
AMBIENTAL”**

TESIS

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO

ELABORADO POR:

SONIA PALACIOS JESÚS

PROMOCIÓN 1990-2

LIMA - PERU

2010

Dedicatoria

Dedicado a Dios por haberme brindado esta oportunidad, a mis padres y hermanos por su inmenso amor incondicional el cual incentivó mi empeño, a mi esposo por su apoyo laboral y moral, y por último a mis hijos los cuales son la razón y el motivo de mi esfuerzo, los cuales, además, me apoyaron e incentivaron a este logro que fue una de mis metas más anheladas.

“REMEDIACION DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN OPTIMIZANDO LA REDUCCION DE SU IMPACTO AMBIENTAL”

1. INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

1.2 JUSTIFICACION DEL PROYECTO

1.3 HIPOTESIS DEL PROYECTO

2. OBJETIVO

3. MARCO TEÓRICO

3.1 SISTEMA DE PERFORACIÓN

3.1.1 SISTEMA ROTARIO

3.1.2 CIRCULACIÓN DE LODO

3.1.3 CONTROL DE SÓLIDOS

3.2 FLUIDOS DE PERFORACION

3.2.1 CLASIFICACIÓN

4. DESARROLLO DEL PROYECTO

4.1 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

4.1.1 PUNTOS CRITICOS

4.1.2 FLUIDOS FUNCIONALES

4.1.3 CONTAMINACION Y TRATAMIENTO

4.2 IMPACTO AMBIENTAL DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

4.2.1 EXIGENCIAS AMBIENTALES

4.2.2 EVALUACION DEL IMPACTO AMBIENTAL

4.2.3 BUENAS PRÁCTICAS

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6. BIBLIOGRAFIA

1.

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Muchos son los beneficios que nos dan los fluidos de perforación Base Aceite en la perforación de pozos de petróleo y gas. Sin embargo, en los últimos tiempos, ha habido un incremento en las legislaciones ambientales que prevén la aplicación de los fluidos base aceite en la industria del petróleo, utilizando así fluidos base agua como la alternativa ambiental más aceptable.

También se sabe que, aproximadamente un 76% de las formaciones perforadas son arcillas hidratables lo cual puede causar muchos problemas tales como inestabilidad de hoyo, alto torque y arrastre, además de un alto costo operativo.

Por lo tanto, las alternativas más óptimas pueden ser diferentes tipos de sistemas base agua inhibidos, los cuales controlan los efectos adversos en las formaciones lutíticas/arcillosas.

Estas alternativas base agua son llamadas Lodos Base Agua de Alto Desempeño.

También, las propiedades de los fluidos Base Aceite son la última meta de los investigadores para desarrollar fluidos ideales para perforar las formaciones problemáticas.

1.2 Justificación del proyecto

Los fluidos de perforación cumplen con numerosas con numerosas funciones que contribuyen al logro de una operación de perforación eficaz. La ejecución de estas funciones debe ser previa seguridad de que las propiedades de los fluidos de perforación sean las correctas para el tipo de perforación específica.

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 que se use un sistema de fluido diferente o modificado.

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.

1.3 Hipótesis del Proyecto

Este proyecto demostrará que el uso de un fluido de perforación remediado no disminuirá la calidad de sus funciones, minimizando los efectos directos y tóxicos y cumpliendo los reglamentos del cuidado ambiental.

Se desarrollará partiendo de sus propiedades del fluido de perforación y luego evaluar el impacto ambiental que hay en los lugares donde se está realizando la perforación de pozos.

La perforación y la conservación del medio ambiente no son consideradas actividades aisladas ni contradictorias ya que se ha logrado cumplir con ambas lográndose avances significativos y se sigue buscando mejoras continuas.

2.

OBJETIVO

Objetivo Principal:

Remediar los fluidos de perforación reduciendo el impacto ambiental.

Objetivo Secundario:

Realizar un análisis de la adecuada selección de los fluidos de perforación teniendo en consideración sus funciones a cumplir con un pozo específico, previo conocimiento de sus propiedades físico-químicas, y haciendo uso de productos de mayor eficiencia que han sido incorporados según los avances de la ciencia y la tecnología.

3.

MARCO TEÓRICO

3.1 Sistema de perforación

3.1.1 Sistema rotario

La aplicación más importante de un sistema rotario es en la perforación de pozos de petróleo y gas. Según este sistema que fue introducido en la industria de perforación de pozos de petróleo y gas alrededor de 1900, la broca queda suspendida de la extremidad de una columna de perforación (tubería de perforación) sostenida por un sistema de cable/bloques que, a su vez, está sostenido por una torre de perforación. La perforación se realiza al hacer girar la columna de perforación y la broca.

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

Los equipos usados están ilustrados en la Figura 1.

La Broca

La broca corta la roca que está por debajo al girar bajo el peso de la columna de perforación. Las primeras brocas rotatorias eran brocas de arrastre porque raspaban la roca. Estas se parecían a la cola de un pez, por eso recibieron el nombre de brocas cola de pescado, las cuales eran adecuadas para perforar formaciones blandas porque se desgastaban rápidamente en rocas duras. Esto hizo que se introdujera a principios de

1900 la broca de rodillos llamada también broca para rocas. Estas brocas perforan fracturando las rocas duras y ranurando las rocas más blandas. El peso sobre la broca, 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 brocas. Las toberas contenidas dentro de la broca aumentan la velocidad del lodo, produciendo un chorro cuando el lodo sale de la broca. Esto permite una perforación más rápida.

Las brocas se clasifican:

Según los tipos de cojinetes en:

- (1) Brocas con cojinetes de rodillos no sellados,
- (2) Brocas con cojinetes de rodillos sellados y
- (3) Brocas con cojinetes lisos.

Según los tipos de dientes que tienen en:

- (1) Brocas con dientes de inserto y
- (2) Brocas de carburo de tungsteno TCI



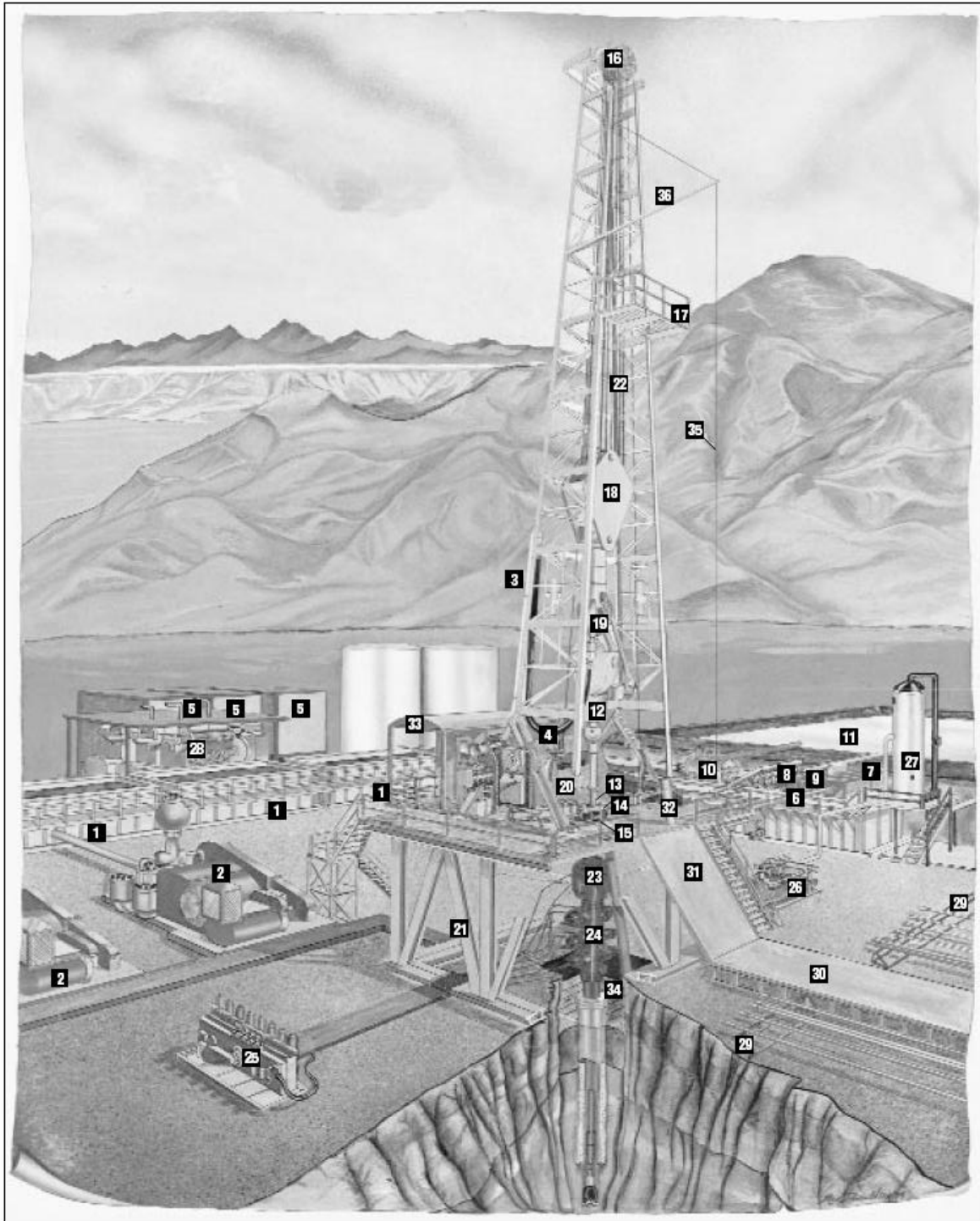


Figura 1: Perspectiva esquemática de un equipo de perforación rotatoria (según Petex).

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 torero
 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

La Columna de Perforación

Considerando a partir del fondo, una columna de perforación rotatoria consta de:

- 1) La broca,
- 2) Los porta mechas y el Conjunto de Fondo (BHA - Bottom-Hole Assembly),
- 3) Las tuberías de perforación (ver figura 2)

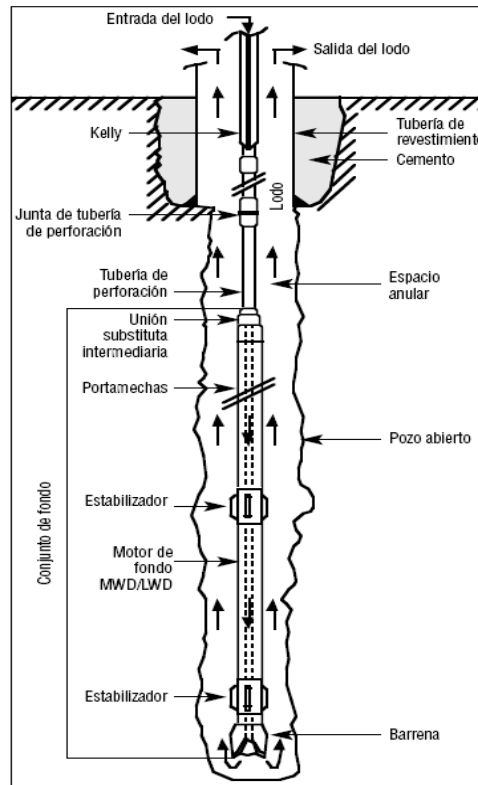


Figura 2: Tubería de perforación y componentes

El Conjunto de Fondo está ubicado encima de la broca y consta de porta mechas combinados con uno o varios estabilizadores de aletas con el fin de mantener concéntricos el Conjunto de Fondo y la broca, un ensanchador si es necesario para evitar el ahusamiento del pozo a medida que el diámetro de la broca se desgasta y otras herramientas. Los porta mechas son tubos pesados de pared gruesa que se usan en el Conjunto de Fondo para proporcionar peso a la broca.

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. Deben ser fáciles de enroscar y desenroscar. Los diámetros exteriores de las tuberías de perforación están comprendidos entre 2 3/8 y 6 5/8 pulgadas.

La columna de perforación proporciona un medio para la circulación continua y para bombear el fluido de perforación a gran presión a través de las toberas de la broca, produciendo un chorro de fluido, el cual retira los recortes debajo de la broca dejando libre la superficie de roca a los cortadores, e iniciando el retorno de los recortes de perforación hacia la superficie.

Perforación con tubería flexible.

Este método emplea una columna continua de tubería flexible y un equipo de perforación especializado para perforación con tubería flexible. La columna de perforación consta de una tubería flexible de diámetro más pequeño, que viene enrollada en un carrete y 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 broca, las unidades de tubería flexible ahora están funcionando como verdaderos equipos de perforación.

Rotación de la Broca

Se usan tres métodos para hacer girar la columna de perforación y la broca en el fondo del pozo:

1. Por medio de la mesa rotatoria y el kelly
2. Por medio de un motor de rotaria viajera
3. Sólo se hace girar la broca 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.

Mesa rotatoria y kelly

La 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 broca y la columna de perforación. El kelly es una tubería especial cuadrilateral,

hexagonal u octogonal, que se instala dentro del buje de junta kelly, este hace girar el kelly en la mesa rotatoria 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 en su parte inferior. Luego se baja la tubería de perforación dentro del pozo, hasta que la broca 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 broca 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 fluido de perforación pueda entrar en la columna de perforación, se conecta una manguera de perforación y una unión giratoria en la parte 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.

Rotaria viajera

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 es que 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

Se instala un motor hidráulico en el Conjunto de Fondo, cerca de la broca. Durante la perforación, la energía hidráulica producida por el paso del lodo a través del motor hace girar la broca. 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 broca.

Los motores de fondo pueden lograr velocidades rotacionales de la broca mucho más grandes que las que se pueden lograr haciendo girar toda la columna de perforación. El pozo y la tubería de revestimiento permanecen en mejores condiciones, así como la columna de perforación, cuando sólo se hace girar la broca y no la tubería. Las mayores velocidades rotacionales (VR) de la broca producen mejores Velocidades de Penetración (VP) y reducen los problemas generados por las vibraciones.

Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD)

Hoy en día se cuenta con instrumentos electrónicos complejos que pueden realizar las funciones de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD) mientras el proceso de perforación continua. 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 muy importantes en los equipos de perforación que están usando instrumentos de MWD y LWD.

Sistema de Levantamiento de la Torre de Perforación

El sistema de levantamiento debe tener suficiente potencia para levantar y suspender el peso de largas columnas de perforación y tuberías de revestimiento y 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 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.

La parte inferior del bloque viajero tiene un gancho de gran tamaño. Durante la perforación, una unión giratoria queda suspendida del gancho. 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. Los 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 (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 malacate contiene un guinche de tambor de gran tamaño que se usa para enrollar y tirar del cable de alambre, 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 disminuir la gran cantidad de energía desarrollada 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.

3.1.2 Circulación de Lodo

Las bombas de lodo y sus respectivos motores (ver la Figura 3) representan el eje del sistema de lodo, de la misma manera que el lodo en circulación constituye la base de la operación de perforación. Estas bombas son accionadas por motores diesel o eléctricos.

Para producir la presión y el caudal requeridos para ciertas condiciones de perforación, será necesario seleccionar correctamente los tamaños de émbolo y camisa para las bombas, y especificar los tamaños apropiados de tobera para la broca. Después de salir de la bomba de lodo a alta presión, el fluido de perforación sube por un tubo largo y vertical sujeto al pie de la torre de perforación, pasa a través de la manguera del kelly y luego fluye hacia abajo dentro del kelly. Después, el lodo viaja a través de la columna de perforación hasta alcanzar la broca. La broca tiene dos o más toberas que aceleran el lodo para obtener un chorro de gran velocidad. Este chorro lava el fondo del pozo limpiando los recortes de la broca y proporcionando una nueva superficie de roca a la broca. 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 broca.

El lodo y su carga de recortes fluyen hacia fuera pasando a través de la línea de flujo que es una tubería inclinada de gran diámetro hasta llegar sobre una o varias mallas vibratorias de tela metálica montadas sobre la zaranda, cuyo propósito es hacer caer el lodo a través de las mallas, separando la mayoría de los recortes del sistema de circulación. Después de pasar a través de la malla, el lodo cae dentro de un tanque de asentamiento (trampa de arena). Éstos son tanques metálicos rectangulares de gran tamaño, conectados por tuberías o canales que no son agitados, 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 corrientes 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.

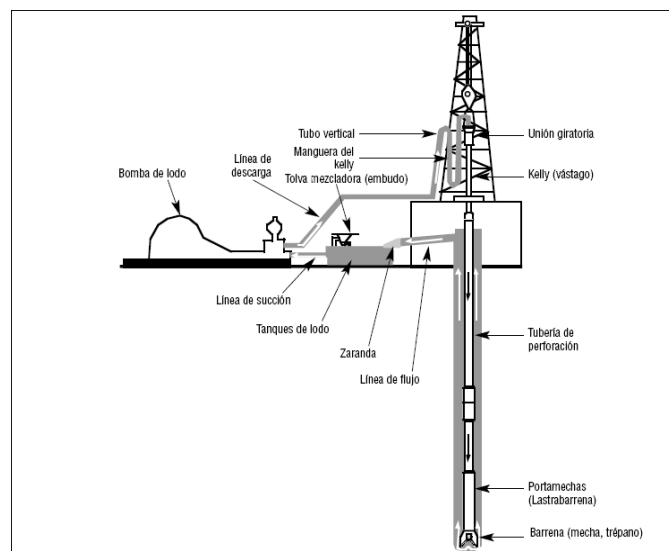


Figura 3: Sistema de circulación de lodo

3.1.3 Control de Sólidos

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 (VP), 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 broca y del conjunto de fondo. A su vez, estos factores afectan la vida útil de las brocas, bombas y otros equipos mecánicos.

Productos químicos, arcillas y materiales densificantes son agregados al fluido 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, 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 parte importante de los costos globales de perforación.

Los sólidos del lodo de perforación pueden ser separados en dos categorías:

- Sólidos de Baja Gravedad Específica (SBGE) con una Gravedad Específica (GE) comprendida en el rango de 2,3 a 2,8.
- Sólidos de Alta Gravedad Específica (SAGE), con una GE de 4,2 o más.

Los materiales densificantes como la barita o la hematita componen la categoría de SAGE y son usados para lograr densidades superiores a 10,0 lb/gal ($GE > 1,2$). Los sólidos perforados, las arcillas y la mayoría de los demás aditivos de lodo están incluidos en la categoría de SBGE y son frecuentemente los únicos sólidos usados para obtener densidades de hasta 10,0 lb/gal ($GE < 1,2$). La Figura 4 muestra el rango recomendado de contenido total de sólidos para 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.

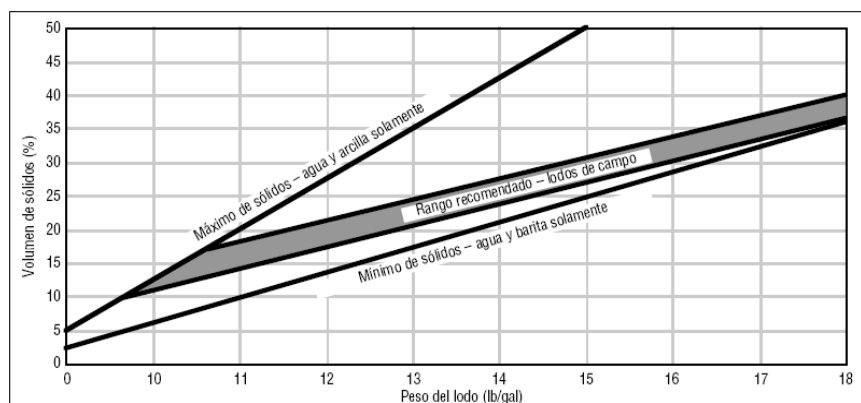


Figura 4: Rango recomendado de sólidos en lodos base agua

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:

$$V_s = \frac{g_c \cdot D_s^2 (\rho_s - \rho_l)}{46.3 \mu}$$

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; por ejemplo, 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.

Según 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 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 (GE 2,6) que es

aproximadamente 1 1/2 veces más grande que una partícula determinada de barita (GE 4,2) se sedimentará más o menos a la misma velocidad, 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 separan perfectamente los sólidos no deseados del lodo. Sin embargo, sus ventajas 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.

Clasificación de los Tamaños de Partículas

Los tamaños de las partículas contenidas en el lodo de perforación pueden variar de arcillas muy pequeñas (menos de 1/25.400 de pulgada o un micrón) a recortes muy grandes (más de una pulgada o 25.400 micrones).

Los sólidos del fluido de perforación están clasificados en las siguientes categorías, de conformidad con su tamaño: Coloidal, limo, arena y grava. La Tabla 1 y las Figuras 5 y 6 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 6 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.

La mayoría de las baritas están clasificadas en la misma categoría de tamaño que el limo. Las arcillas de alta calidad están incluidas en el rango de partículas coloidales, por ejemplo 2 micrones o menos.

| 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

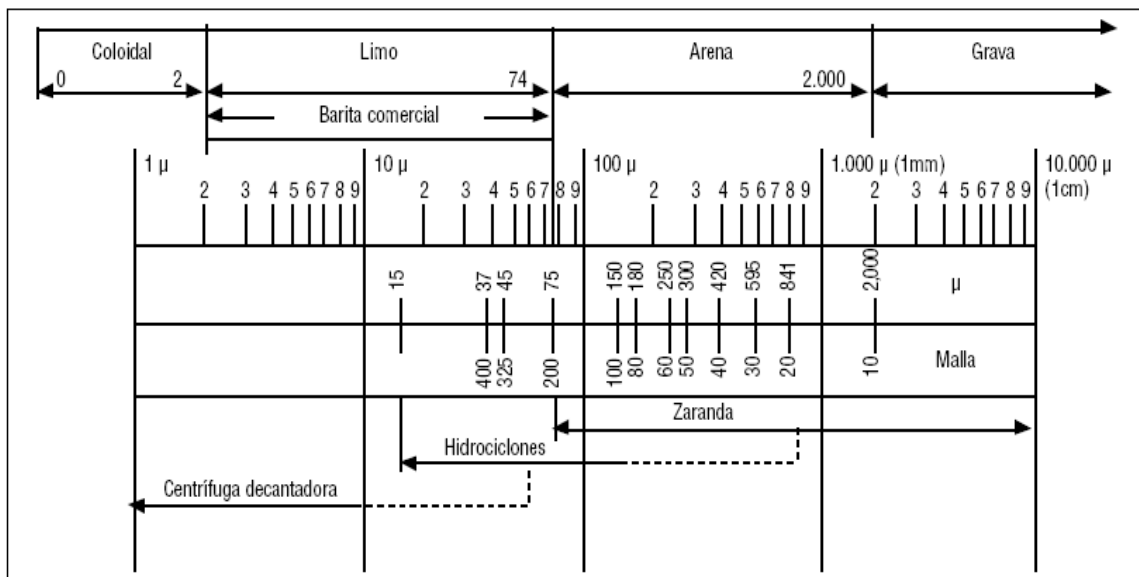


Figura 5: Clasificación de los tamaños de partículas

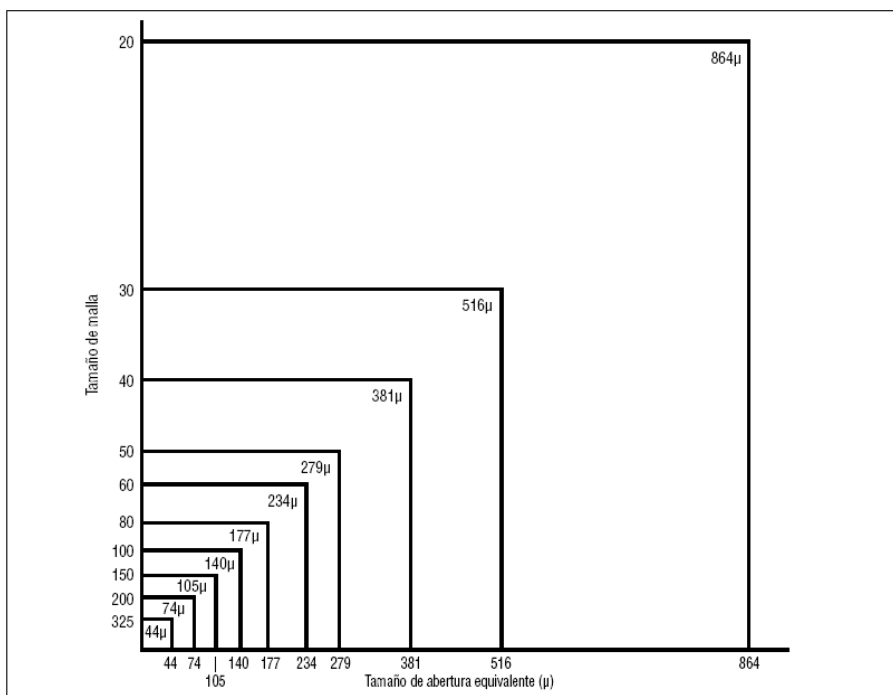


Figura 6: Tamaños de malla vs micrones de abertura

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 y

barita gruesa. Los sólidos coloidales incluyen la bentonita y otras arcillas; sólidos perforados muy finos incluyen la lutita, arena y carbonatos; y barita fina.

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.

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.

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.

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.

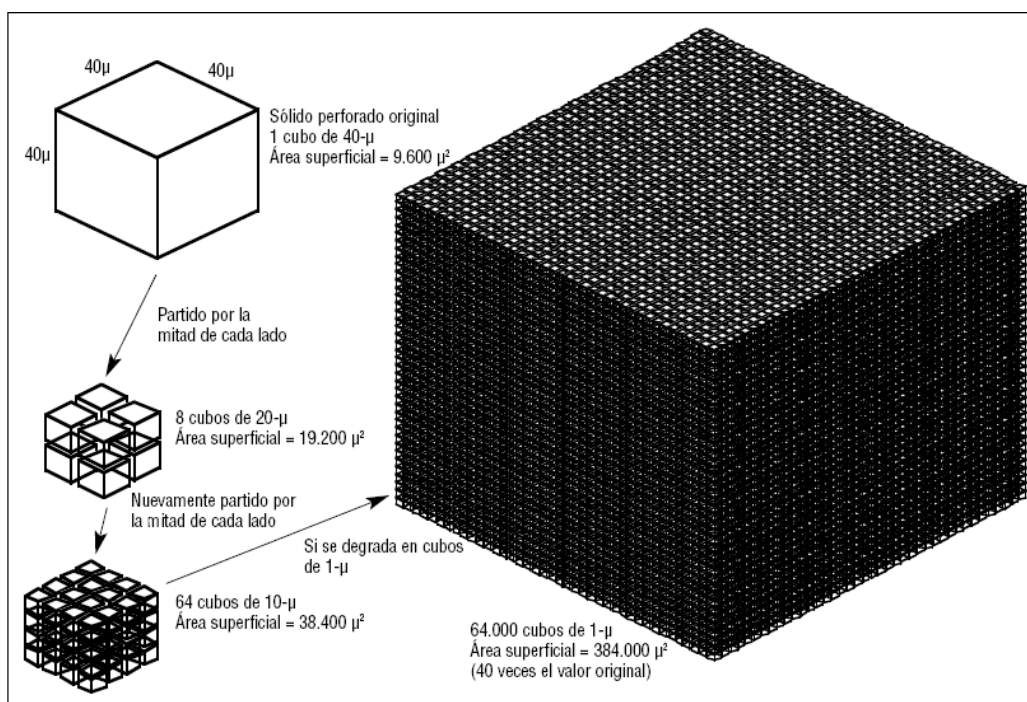


Figura 7: Efecto del tamaño de las partículas sobre el área superficial

Ninguno de los equipos de control de sólidos usados en 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.

Zarandas

Son dispositivos de control de sólidos más importantes que consiste en mallas vibratorias separadoras usadas para eliminar los recortes del lodo (ver la Figura 8).

Las zarandas se diferencian de los otros equipos de eliminación de sólidos en que producen un corte de prácticamente 100% (D100) al tamaño de abertura de la malla.

Como se muestra en la Figura 8, 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 sándwich, los hidrociclones y las centrífugas que se usan actualmente, tienen eficiencias de remoción variables para diferentes tamaños de partículas.

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 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. 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.

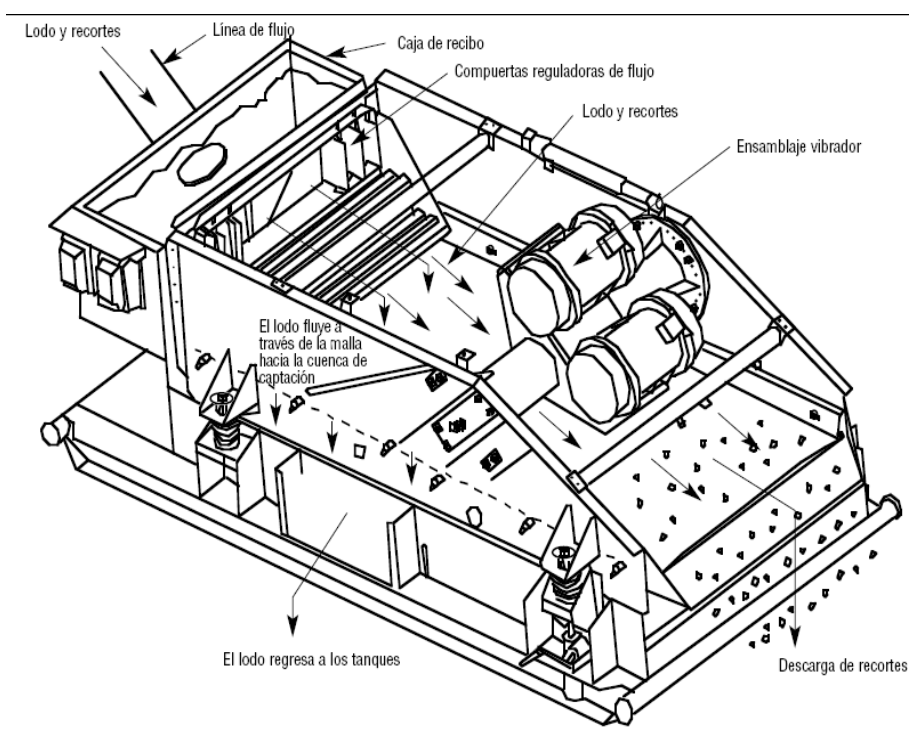


Figura 8: Zaranda lineal ajustable

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 8) y la superficie de la malla.

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 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.

3.2 Fluidos de perforación

3.2.1 Clasificación

Sistemas Base Agua

En las operaciones de perforación, se usan diferentes tipos 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 Broca/Conjunto de Fondo.
- 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 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.

Sistemas Base Agua- Arcilla No Densificados

Este sistema básico se compone esencialmente de 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. Los defloculantes químicos reducen el punto cedente y la viscosidad. Esto puede causar una limpieza inadecuada del pozo. Por lo tanto, el uso de defloculantes químicos en este sistema debería estar estrictamente limitado.

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 9 indica la cantidad de calcio adsorbido 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.

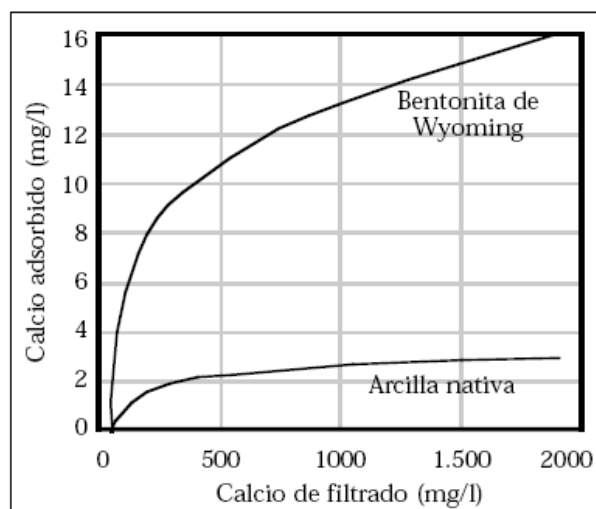


Figura 9: Absorción de calcio por las arcillas

La reducción del tamaño de la capa de agua permite que las partículas de arcilla hagan contacto 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 defloculante,

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 en un fluido de perforación a base de calcio.

La concentración de sólidos reactivos en el fluido de perforación determina el aumento de viscosidad que ocurre cuando se agrega calcio al sistema (ver la Figura 10). 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.

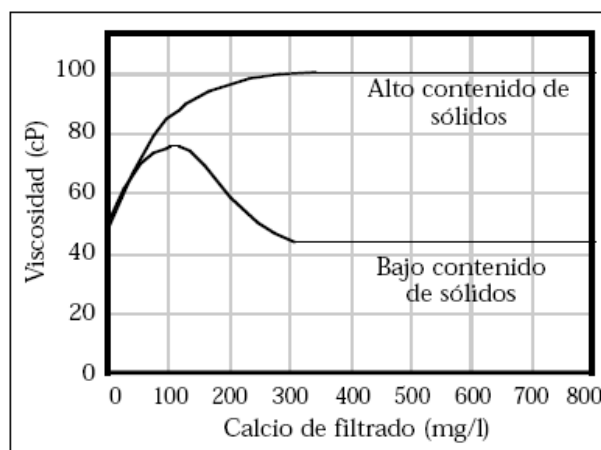


Figura 10: Efecto de la concentración de sólido sobre la viscosidad con adiciones de calcio

El calcio soluble desempeña varias funciones:

- 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 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 11, 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 (Ca(OH)_2) ayuda a amortiguar el pH cuando se encuentran gases ácidos como el dióxido de carbono CO_2 o el sulfuro de hidrógeno H_2S .

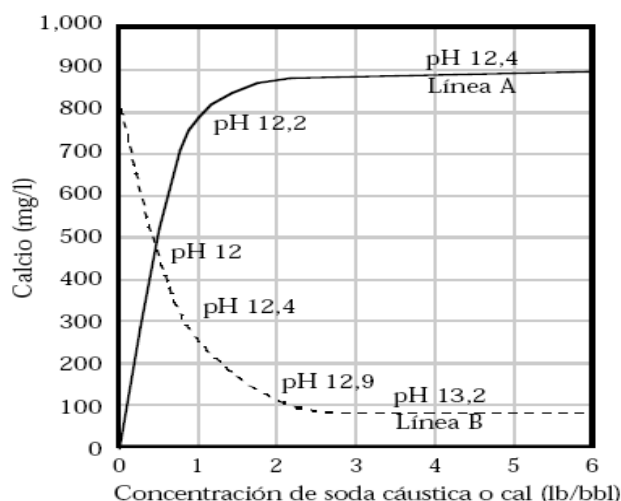


Figura 11: Línea A- Calcio soluble vs Concentración de Cal.

Línea B- Calcio soluble de 4 lb / bbl de cal agregada a soluciones causticas

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 12, la cual indica el calcio soluble del yeso agregado a concentraciones crecientes de sal.

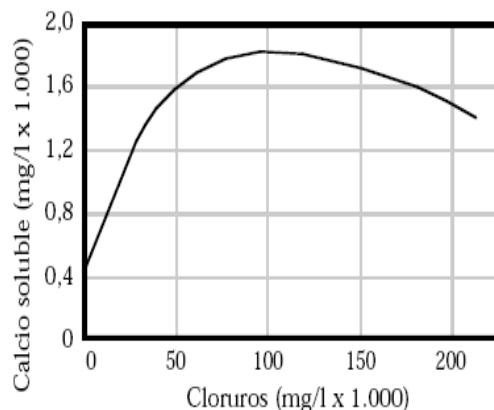


Figura 12: Solubilidad del calcio vs cloruros

Sistema de Agua Salada

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 CO_2 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 CO_2 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”.

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. 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. Inicialmente, la sal puede causar un aumento de la viscosidad, pero ésta disminuirá después de varias circulaciones por el pozo.

Cuando se añade agua salada saturada al fluido de perforación para mantener una concentración aceptable de sólidos perforados, otros 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.

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.

Sistemas Inhibidos a Base de Potasio

El potasio es uno de los iones más eficaces para minimizar (inhibir) la hidratación de lutita. El carácter inhibitor 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.

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 inhibitor de este sistema minimiza la hidratación de las lutitas, lo cual minimiza el ensanchamiento del pozo, el embolamiento de la broca y estabilizadores, el desprendimiento de lutitas, y la reducción de la permeabilidad en las zonas productivas.

El sistema de polímeros 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 o Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada 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 no es suficiente en el sistema, los recortes de lutita serán blandos y esponjosos. Si la concentración de KCl es suficiente, estos recortes mantendrán su integridad. El KCl y otros productos químicos deberían ser premezclados antes de añadirlos al sistema para maximizar la rentabilidad de estos productos.

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.

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.

Emulsiones no Acuosas

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 son:

- Las arcillas no se hidratan ni se hinchan.
- 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, empaquetaduras y los elementos de los Preventores de reventones, 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.

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, 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 13). 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 ablandar o hinchar las formaciones y los recortes sensibles al agua.

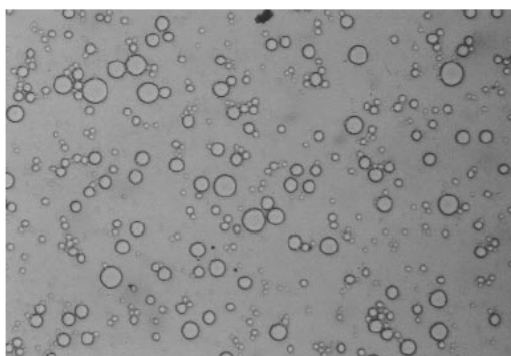


Figura 13: Gotas de agua dispersas en aceite

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.

Desde el punto de vista ambiental se prefirió los aceites minerales, aceites altamente refinados que eran menos tóxicos y más aceptables que el aceite diesel. Los aceites minerales contienen concentraciones de compuestos aromáticos más bajas que el aceite diesel.

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 cumplan con los requerimientos de 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 fluidos de perforación base sintético los cuales 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 anhídrita, y son insolubles en agua. 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.

Sistemas Base Aceite

Son sistemas no acuosos donde cualquiera que sea el aceite base usan frecuentemente los mismos aditivos y formulaciones similares. Los sistemas 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.

Los sistemas 100% base aceite o con un contenido de agua mínimo 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. Con estos sistemas 100% aceite, lo difícil es obtener una viscosidad adecuada, al igual que con los primeros lodos base aceite.

Estos sistemas pueden ser formulados con cantidades mínimas de emulsificante y agente humectante, ya que no contienen agua adicional. 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%. Se usa cal hidratada o apagada (Ca(OH)_2) en todos los sistemas base aceite para control de la alcalinidad.

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) es un producto químico muy reactivo que 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, Ca(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).

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 broca 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.

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. Si los sólidos son abrasivos 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 de un lodo base aceite es una medida del exceso de cal en el lodo.

4.

DESARROLLO

4.1 Funciones del fluido de perforación

Las funciones del fluido de perforación describen lo que el fluido de perforación es capaz de realizar en la perforación de un pozo petrolero. El difícil medio en el que se realizan las operaciones de perforación incentivó la investigación y el desarrollo de fluidos de perforación que pueden desempeñar diversas funciones cruciales en el proceso de perforación. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones muy importantes.

Aunque la prioridad de un fluido es determinado por las condiciones del pozo y las operaciones a realizarse, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- I. Remoción de los recortes del pozo.
- II. Control de las presiones de la formación.
- III. Suspensión y descarga de los recortes.
- IV. Taponamiento de las formaciones permeables.
- V. Mantenimiento de la estabilidad del agujero.
- VI. Minimización de los daños a la formación
- VII. Enfriamiento, lubricación y apoyo de la broca y el conjunto de perforación.
- VIII. Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la broca.
- IX. Seguridad de una evaluación adecuada de la formación.
- X. Control de la corrosión.
- XI. Facilidad para la cementación y la completación.
- XII. Minimización del impacto ambiental.

I. Remoción de los Recortes del Pozo

Los recortes producto de la perforación son retirados del pozo continuamente al ser producidos por la broca limpiando de ese modo el agujero. Para esto se circula un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la broca, el cual arrastra y transporta los recortes hacia la superficie, ascendiendo por el espacio anular.

La remoción de los recortes depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, de la Velocidad de Penetración, de la rotación de la columna de perforación, de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación.

Viscosidad

Tiene un efecto importante sobre la limpieza del pozo. Los recortes se sedimentan fácilmente en fluidos de baja viscosidad como el agua, 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 fluidos de perforación son tixotrópicos, es decir que se gelifican bajo condiciones estáticas.

Esta característica puede suspender los recortes mientras se realizan las conexiones de tuberías y otras instalaciones 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 directamente en el agujero.

La velocidad a la cual un recorte se sedimenta en un fluido se llama velocidad de caída. Esta velocidad de caída depende de la densidad, tamaño y forma del recorte, 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 a la cual un recorte sube por el espacio anular se llama velocidad de transporte.

En un pozo vertical:

$$\textit{Velocidad de transporte} = \textit{Velocidad anular} - \textit{velocidad de caída}$$

El transporte de recortes en los pozos de alto ángulo de inclinación 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, ya 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 lechos de recortes. Estos lechos 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 y condiciones de flujo laminar.

Estos tipos de fluido incluyen los sistemas de biopolímeros, y las lechadas de bentonita floculada. 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 Viscosidad a muy baja Velocidad de Corte (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 fluido de perforación 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 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 lechos de recortes en pozos de mayor ángulo y pozos horizontales.

II. Control de las Presiones de 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. Usualmente, a medida que aumenta la presión de la formación, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad de 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 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 es tomar en cuenta una serie de condiciones bajo las cuales ningún fluido de la formación fluya 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 las presiones del pozo significa que no hay ningún flujo incontrolable de fluidos de la formación dentro del pozo. La presión hidrostática también controla los esfuerzos adyacentes al 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.

Las presiones normales de formación varían de una 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 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 por el peso máximo del lodo que no fracturará la formación y poder lograr el control y la estabilidad del pozo

III. Suspensión y Descarga de Recortes

Los fluidos 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, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación.

El material densificante que se sedimenta causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo. Este asentamiento también ocurre con mayor frecuencia bajo condiciones dinámicas en los pozos de mayor ángulo donde el fluido está circulando a bajas velocidades anulares.

Las altas concentraciones de sólidos de perforación son perjudiciales para cada aspecto de la operación de perforación, afectando su eficacia 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,

mayor será la potencia requerida para la circulación, aumentará el espesor del revoque, el torque y el arrastre, y la probabilidad de pegadura por presión diferencial.

Por todas estas razones 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 cuando el fluido comienza a moverse nuevamente, tornándose cada vez menos espeso y volviendo a su estado liviano y líquido funcionando así eficazmente la remoción de los recortes.

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.

IV. Taponamiento de las Formaciones Permeables

Cuando la presión de la columna de fluido de perforación 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 filtración. 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 dan origen a un 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 fluido de perforación entero puede invadir la formación, según el tamaño de los sólidos que contenga. Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del fluido 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 lo proporcionan 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. Esto lo proporcionan la bentonita, los polímeros naturales y sintéticos, el asfalto y la gilsonita, y los aditivos desfloculantes orgánicos.

V. 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 fluido de perforación deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda colocar y cementar la tubería de revestimiento.

Independientemente de la composición química del fluido de perforación y otros factores, el peso del fluido 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 estaría 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 dicha inestabilidad también indican problemas de limpieza del pozo en pozos de mayor 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 serie 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 broca.

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 sobrealance y un revoque de buena calidad que contenga bentonita para limitar el ensanchamiento del pozo. En las lutitas, si el peso del fluido es suficiente para equilibrar los esfuerzos de la formación, los pozos son generalmente estables inicialmente.

Con fluidos 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 de las lutitas. 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.

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 tenso-activos 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 tener composiciones y sensibilidades tan variadas que no se puede aplicar 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.

VI. 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 obstrucción causada por el fluido o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (fluido) 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). 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 diseñado especialmente para minimizar los daños que se van a producir.

Aunque los daños causados por el fluido de perforación no impidieron totalmente la producción de 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 fluido o los sólidos de perforación obstruyendo 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 fluido de perforación con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de completación o estimulación del pozo.
- 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 pueden ser usados para minimizar los daños a la formación.

VII. Enfriamiento, Lubricación y Sostenimiento de la Broca y del Conjunto de Perforación

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la broca 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 broca y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo.

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 brocas, 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, logrando que la perforación continúe sin problemas y que se prolongue la vida útil de la broca.

La lubricidad de un fluido en particular es medida por su Coeficiente de Fricción (COF), y algunos fluidos de perforación proporcionan una lubricación más eficaz que otros. Por ejemplo, los fluidos de perforación base aceite y sintético lubrican mejor que la mayoría de los fluidos de perforación base agua, pero éstos pueden ser mejorados mediante la adición de lubricantes. En cambio, los fluidos 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. Aun cuando se ha realizado una evaluación completa, 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 irregular, 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 problemas de desviación, embolamiento de la broca, falta de limpieza del agujero y diseño incorrecto del conjunto de fondo.

Si bien es cierto que un lubricante pueda reducir los manifiestos de estos problemas, el origen de la causa debe ser corregida para solucionar dichos problemas. El fluido de perforación ayuda a soportar una porción del peso de la columna de perforación o tubería de revestimiento mediante la flotabilidad. Lo cual ejercerá menos presión sobre el mecanismo de perforación.

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 fluido de perforación desplazado la mantiene a flote, reduciendo la carga del gancho en la torre de perforación.

La flotabilidad está directamente relacionada con el peso del fluido de perforación; 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, lo cual es 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 facilitar su manejo. 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.

VIII. Transmisión de la Energía Hidráulica a las Herramientas y a la Broca

La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la broca. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la broca y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro de Perforación (LWD).

Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la broca seleccionado de tal manera que se aproveche la potencia disponible de la bomba de lodo (fluido de perforación) a fin de maximizar la caída de presión en la broca 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. Esto facilita la remoción de los recortes debajo de la broca 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 broca.

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,

son más eficaces para transmitir la energía hidráulica a las herramientas de perforación y a la broca. En los pozos someros, la potencia hidráulica disponible es generalmente suficiente para asegurar la limpieza eficaz de la broca.

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 broca. Se puede aumentar esta profundidad controlando cuidadosamente las propiedades del lodo.

IX. 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. La selección del fluido de perforación 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 fluido (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 tenso-activos 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 tenso-activos y sin agua o sal.

Muchas operaciones de extracción de núcleos especifican un fluido de perforación suave con una cantidad mínima de aditivos, ya que las propiedades químicas y físicas del fluido de perforación 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 (fluido de perforación) 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; 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 fluidos de perforación 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. 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 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.

X. 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. Se deben obtener muestras de corrosión 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 son usados cuando el riesgo de corrosión es importante y 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.

Cuando se perfora en ambientes de alto contenido de sulfuro de hidrógeno, se recomienda usar fluidos de alto pH, combinados con un producto químico secuestrador de sulfuro, tal como el zinc, ya que este alto contenido de sulfuro de hidrógeno puede causar una falla rápida y catastrófica de la columna de perforación.

XI. 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. 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 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, las operaciones de completación tales como la perforación y la colocación de filtros de grava requieren que el pozo tenga un diámetro casi uniforme y que el lodo tenga una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas, de lo contrario pueden ser afectadas por las características del lodo.

XII. 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.

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.

La ingeniería de fluidos de perforación está relacionada con el tratamiento y el mantenimiento de las propiedades necesarias de los fluidos de perforación para lograr las funciones requeridas. Un fluido de perforación 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.

4.1.1 Puntos críticos

A. Pérdida de Circulación

La pérdida de circulación o pérdida de retornos es la pérdida de lodo hacia las formaciones. 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 las 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 14).

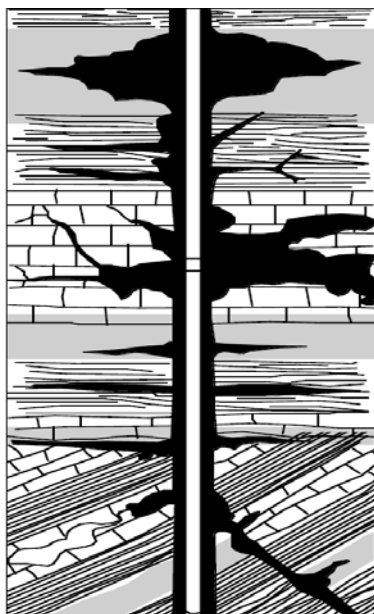


Figura 14: Secciones de Pérdida de circulación

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 15).

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.

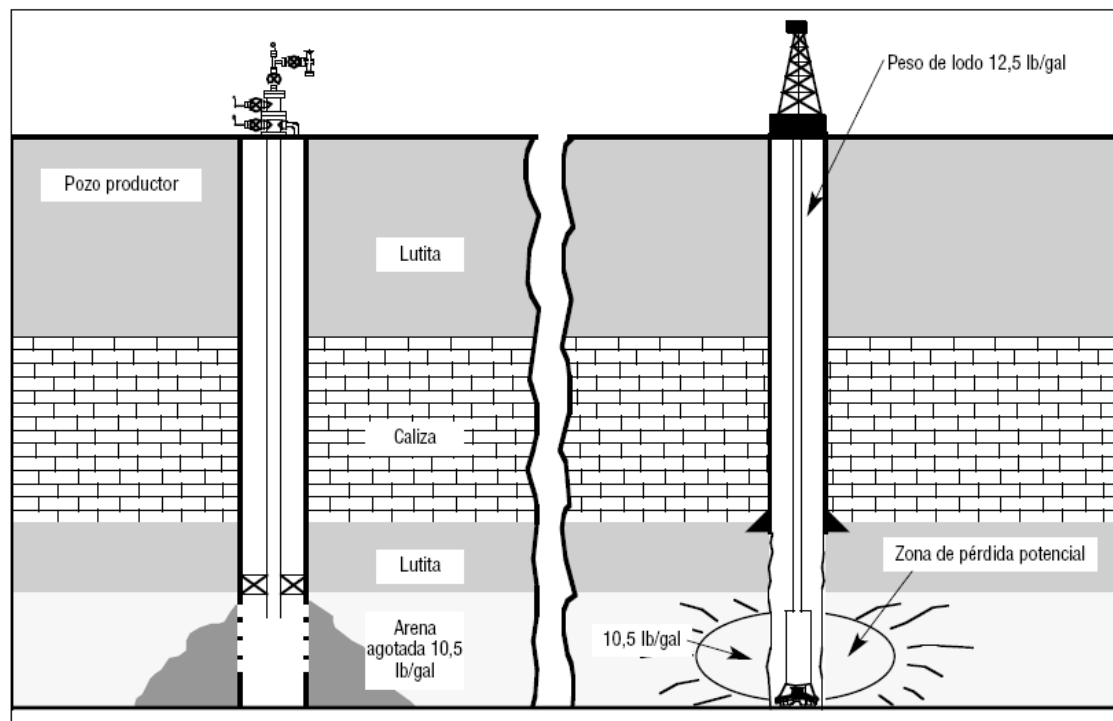


Figura 15: Arena agotada

c. Las zonas cavernosas o fisuradas están generalmente relacionadas 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 posteriormente 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 dependen 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, pueda 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 16.

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.

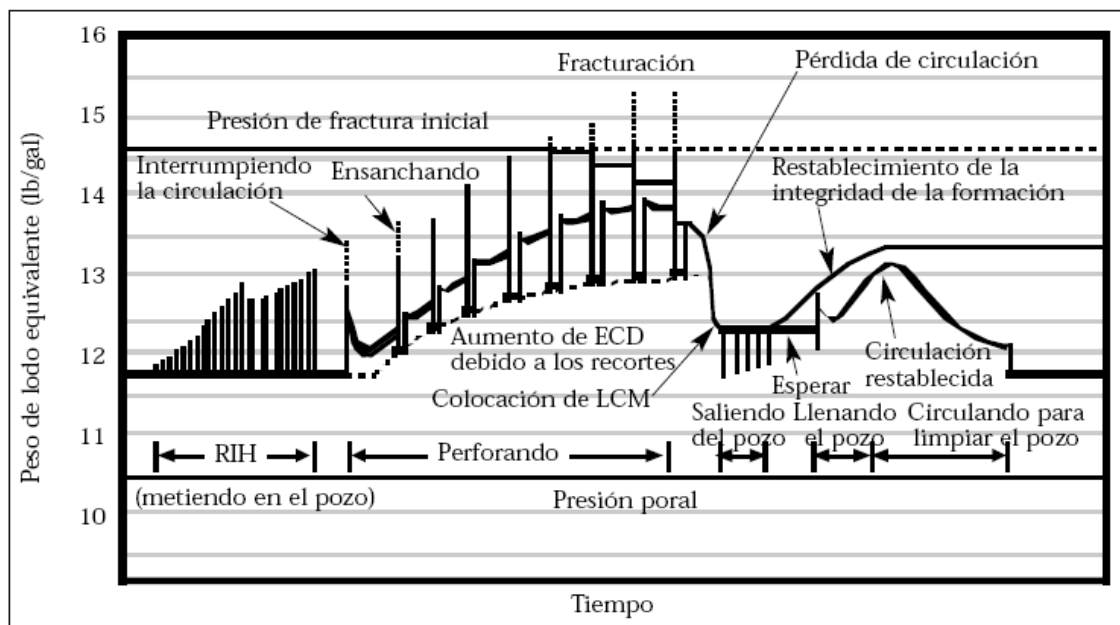


Figura 16: Ciclo de perforación causando la fracturación y el restablecimiento subsiguiente de la integridad de la formación (según Clark).

La pérdida de circulación que resulta de la presión inducida es causada por una de estas 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 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 broca, aunque la tubería de revestimiento haya sido colocada correctamente.
- b. Por las presiones de fondo excesivas que resultan de muchas condiciones, incluyendo:
 - 1) Fuerzas mecánicas.
 - 2) Condiciones del pozo
 - 3) Propiedades del lodo

1) Las fuerzas mecánicas son originadas por:

- a) Hidráulica inapropiada, caudales y velocidades de bombeo excesivos, causando altas presiones de Densidad Equivalente de Circulación (ECD).
- b) Prácticas de perforación como:
 - 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 aplicadas sobre la formación pueden ser mucho más altas, ya que los lodos base aceite tienen tendencia a diluirse a temperaturas más altas generadas durante la circulación, y a espesarse a 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.
 - 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 Densidad Equivalente de Circulación (ECD).
- e) Golpeteo de la tubería.

2) 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, amagos (surgencias imprevistas de presión) y procedimientos de control de pozo.

3) 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.

B. La Pega de Tubería

La pega de tubería representa uno de los problemas de perforación más comunes y más graves. La gravedad del problema puede variar desde 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, 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 estos problemas, es importante entender las diferentes causas y síntomas, de manera que las medidas preventivas y los tratamientos apropiados puedan ser aplicados.

Es difícil que la causa más probable de un problema de pegadura sea identificada rápidamente, ya que cada causa debe ser corregida con diferentes medidas. En general, la tubería se pega mecánicamente o por presión diferencial, la pegadura mecánica es causada por una obstrucción o restricción física y la pegadura por presión diferencial es causada por las fuerzas de presión diferencial de una columna de lodo sobre balanceada 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.

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.

La Pegadura Mecánica de la Tubería

Puede ser clasificada en dos categorías principales:

1. Empaquetamiento del pozo y puentes.
2. Perturbaciones de la geometría del pozo

1. Los empaquetamientos y los puentes

Son causados por:

- a. Recortes depositados que al no ser retirados del pozo se acumulan en éste y causa el empaquetamiento del pozo, generalmente alrededor del Conjunto de fondo del pozo y la pegadura de la columna de perforación (Ver fig. 17a, 17b). Este problema ocurre frecuentemente en las secciones agrandadas, donde las velocidades anulares son más bajas y en los pozos desviados.
- b. Inestabilidad de la lutita que pueden causar la obturación y pegadura cuando caen dentro del pozo, ya que al ser perforadas con insuficiente inhibición éstas absorben agua y al ser sometidas a esfuerzo se desprenden dentro del pozo (Ver Figura 18). O cuando son perforadas con un peso de lodo insuficiente, estas lutitas se desprenden dentro del pozo (ver Figura 19).

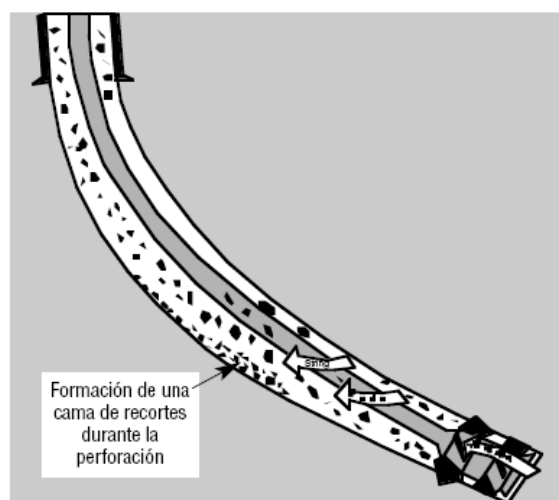


Figura 17a: Recortes depositados (según Amoco "TRUE

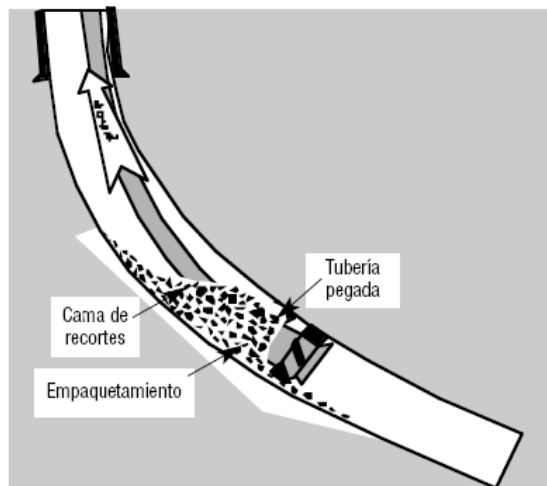


Figura 17b: Recortes depositados (según Amoco "TRUE")

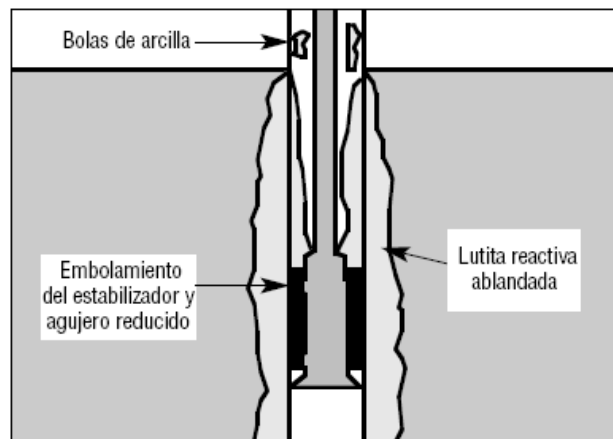


Figura 18: Formación reactiva según Shell

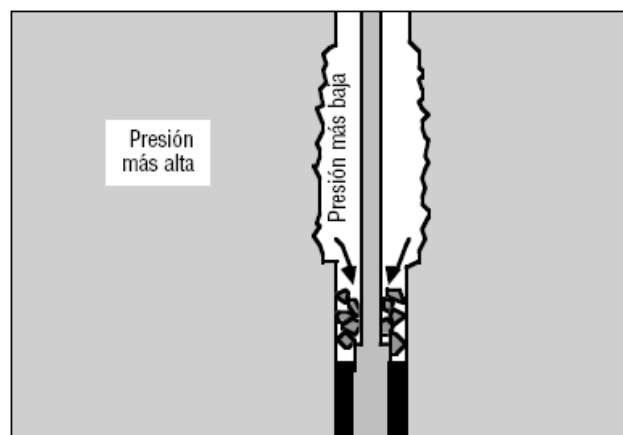


Figura 19: Formaciones presurizadas

- c. Formaciones no consolidadas, este problema afecta las formaciones que no pueden ser soportadas por el sobrealance 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 consolidada no es suficiente para impedir que ésta “fluya” dentro del pozo y obture la columna de perforación (ver la Figura 20).

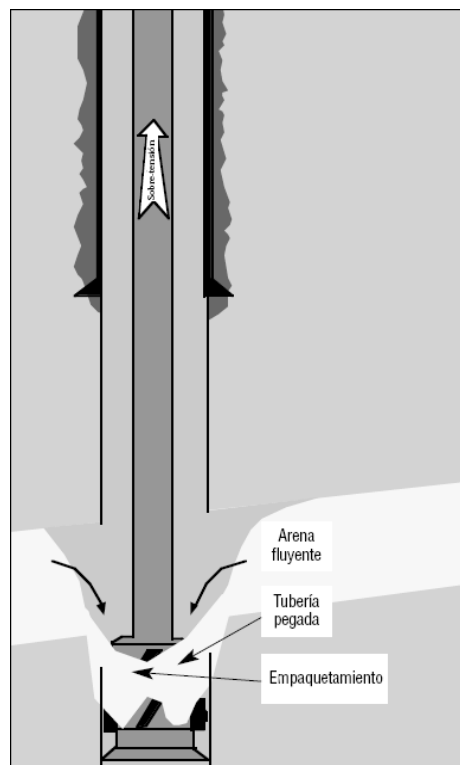


Figura 20: Formación no consolidada

- d. Cemento o basura caen en el pozo en forma de bloques y 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 21). O por basura metálica que 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 Figura 22)

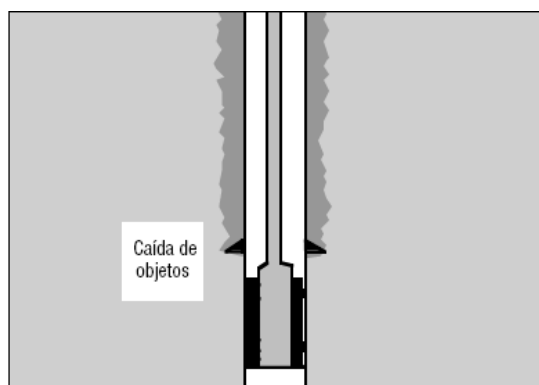


Figura 21: Bloques de Cemento (Según Shell)

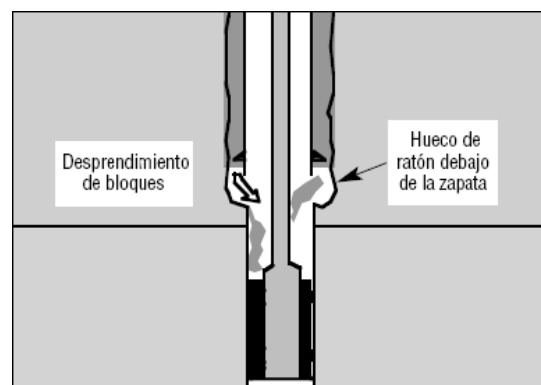


Figura 22: Basura (Según Shell)

2. Las perturbaciones de la geometría del pozo

Son causadas por:

a. Ojos de llave: Se forman cuando la columna de perforación roza contra la formación en la parte interior de una pata de perro (ver Figura 23). O 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.

b. Pozo por debajo del calibre: Las secciones abrasivas del pozo no sólo desafilan las brocas, sino que también reducen el calibre del pozo y los estabilizadores. Una corrida de la broca 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 Figura 24a, 24b).

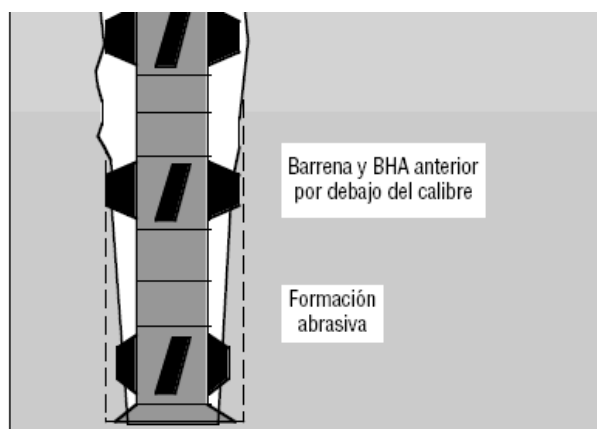


Figura 24a: Pozo por debajo del calibre (Según Amoco "TRUE")

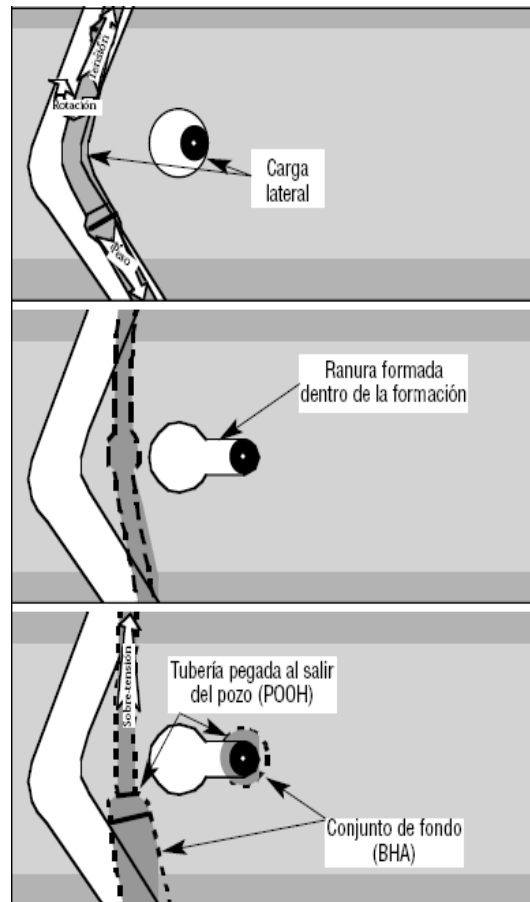


Figura 23: Asentamiento ojo de llave (Según Amoco “TRUE”)

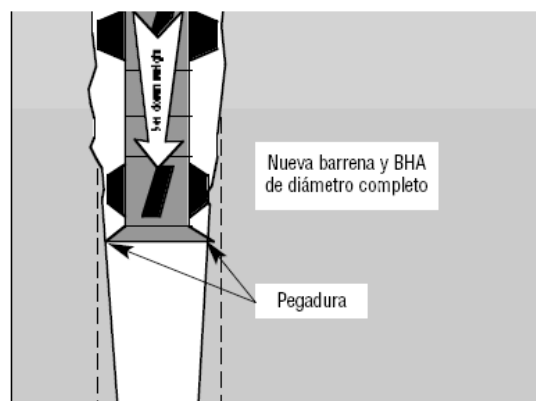


Figura 24b: Pozo por debajo del calibre (Según Amoco “TRUE”)

c. Conjunto de perforación rígido: Los pozos perforados con un conjunto de fondo (BHA) más rígido actuarán como si fuera por debajo del calibre. Los conjuntos

de fondo rígidos no pueden adaptarse a los grandes cambios de ángulo/dirección del pozo y pueden atascarse (ver Figura 24).

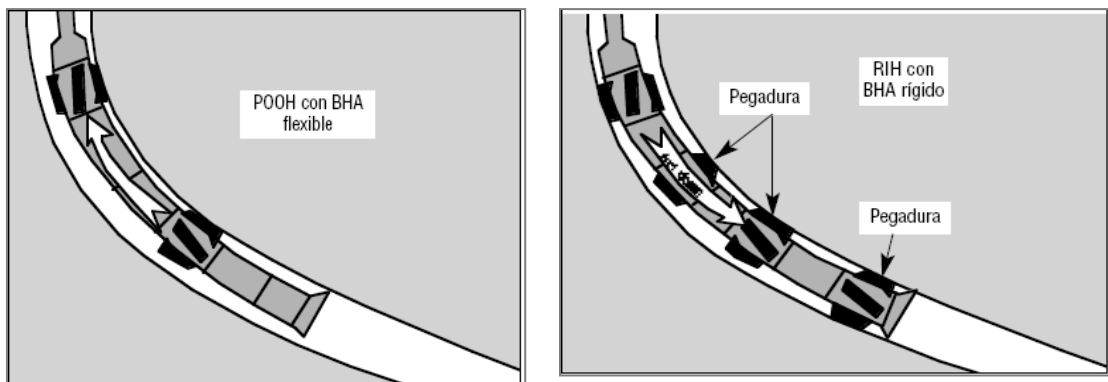


Figura 24: Conjunto rígido

d. Formaciones móviles: 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 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 Figura 25).

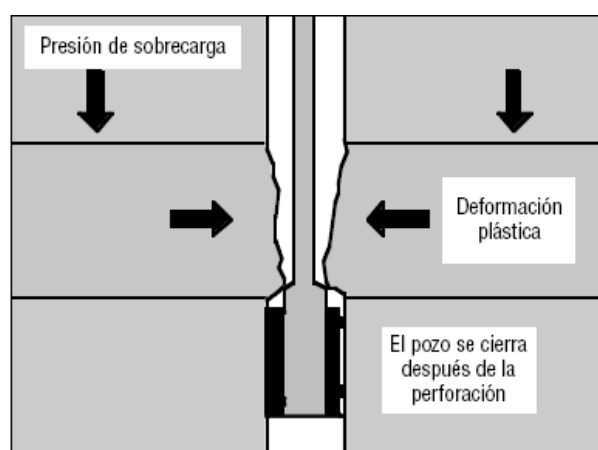


Figura 25: Formación Móvil (Según Shell UK)

e. Bordes y patas de perro: Éstos son formados cuando se encuentran sucesivas formaciones duras/blandas Inter-estratificadas. Las formaciones blandas se derrumban

ya sea por hidráulica excesiva, falta de inhibición etc., 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 Figura 26).

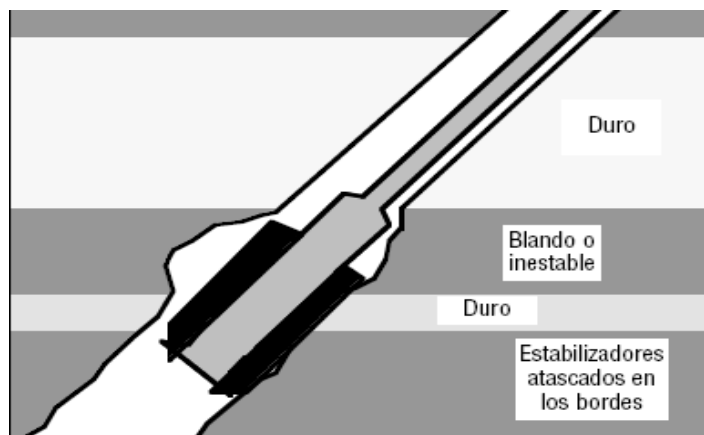


Figura 26: Bordes (Según Shell UK)

f. Roturas de 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 como las formaciones de sal que 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.

La Pegadura de Tubería por Presión Diferencial

Ocurre por una de las siguientes causas/condiciones de alto riesgo:

1. Altas presiones de sobrebalance que actúan sobre la columna de perforación contra un revoque depositado en una formación permeable.
2. Revoques gruesos
3. Lodos con alto contenido de sólidos
4. Lodos de alta densidad

Cuando la tubería se pega por presión diferencial, las siguientes condiciones existen:

1. La presión hidrostática del lodo excede la presión de la formación adyacente.
2. 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.

Estabilidad de la Lutita y del Pozo

Mantener un pozo estable es uno de los principales retos al perforar un pozo.

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:

1. Esfuerzo mecánico.

- a. Rotura causada por la tensión –fracturación y pérdida de circulación
- b. Rotura causada por la compresión – fisuración y colapso o flujo plástico.
- c. Abrasión e impacto.

2. Interacciones químicas con el fluido de perforación.

- a. Hidratación, hinchamiento y dispersión de la lutita.
- b. Disolución de formaciones solubles.

3. Interacciones físicas con el fluido de perforación.

- a. Erosión
- b. Humectación a lo largo de fracturas preexistentes (lutita frágil).
- c. Invasión de fluido – transmisión de presión.

Se requiere un buen conocimiento práctico de todos los aspectos de la operación de perforación, así como antecedentes básicos en mecánica y geofísica, y química de agua y arcillas.

Se debe evaluar las siguientes condiciones para resolver o tolerar la inestabilidad del pozo.

Condiciones mecánicas como:

- a). Problemas de limpieza del pozo.
- b). Erosión del pozo.
- c). Daños causados por impactos físicos.
- d). Pesos del lodo y presiones porales.
- e). Presiones de surgencia y pistoneo.
- f). Esfuerzos del pozo.

Condiciones químicas como:

- a). Reactividad de la formación quebradiza.
- b). Compatibilidad química del sistema de lodo.
- c). Posible disolución del material del 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.

También es importante revisar:

- (1) la deposición de la lutita y rocas sedimentarias,
- (2) la química de arcillas, y
- (3) los esfuerzos in situ.

Tabla 2 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/punteo 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/punteo del pozo, pegadura por presión diferencial y pérdida de circulación. |

C. Predicción de la Presión

Las formaciones muy presurizadas han causado problemas graves en la perforación y completación de pozos en diversas regiones del mundo.

El no controlar estas presiones altas puede causar un flujo incontrolado de los fluidos de la formación (reventón), que podría resultar en pérdidas enormes para el operador, la posible contaminación del medio ambiente, la pérdida de reservas petroleras y condiciones 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.

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 considerada como “gradiente”, el cual representa la presión dividida por la profundidad.

El gradiente de presión de sobrecarga (G_{PO}) puede ser calculado de la siguiente manera:

$$G_{PO} \text{ (psi/pie)} = 0,052 \times \rho_B \text{ (lb/gal)}$$

Como las densidades aparentes de los sedimentos varían según la ubicación y la profundidad a la que se encuentren debido a la compactación, se usa generalmente una densidad aparente de 144 lb/pie^2 (19,25 lb/gal o Gravedad Específica (GE) de 2,3); por lo tanto, el gradiente geostático o de sobrecarga es de 1 psi/pie ($0,23 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$).

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, 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.

Presión 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 fig. 26)

$$P_O = P_I + P_P$$

La presión hidrostática (P_H) 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. La P_H puede ser calculada matemáticamente con la siguiente ecuación:

$$P_H \text{ (psi)} = 0,052 \times \rho_f \text{ (lb/gal)} \times \text{TVD (pies)}$$

Donde:

ρ_f = densidad del fluido poral

TVD = Profundidad Vertical Total

El gradiente de presión hidrostática (G_{PH}) puede ser calculado de la siguiente manera:

$$G_{PH} \text{ (psi/pie)} = 0,052 \times \rho_f \text{ (lb/gal)}$$

El gradiente de presión poral es afectado por la concentración de sal en la densidad del 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. Como se perforan muchos más pozos en sedimentos caracterizados por agua salada de 8,95 lb/gal, 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.

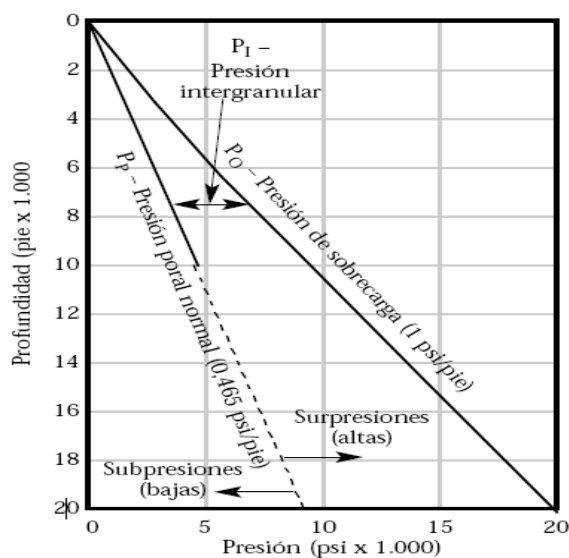


Figura 27: Perfil de presión normal

Presión Anormal

La presión anormal es causada por los procesos geológicos que ocurrieron en una región 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 límites 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 estar formados de muchos tipos de rocas como 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 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 Figura 28).

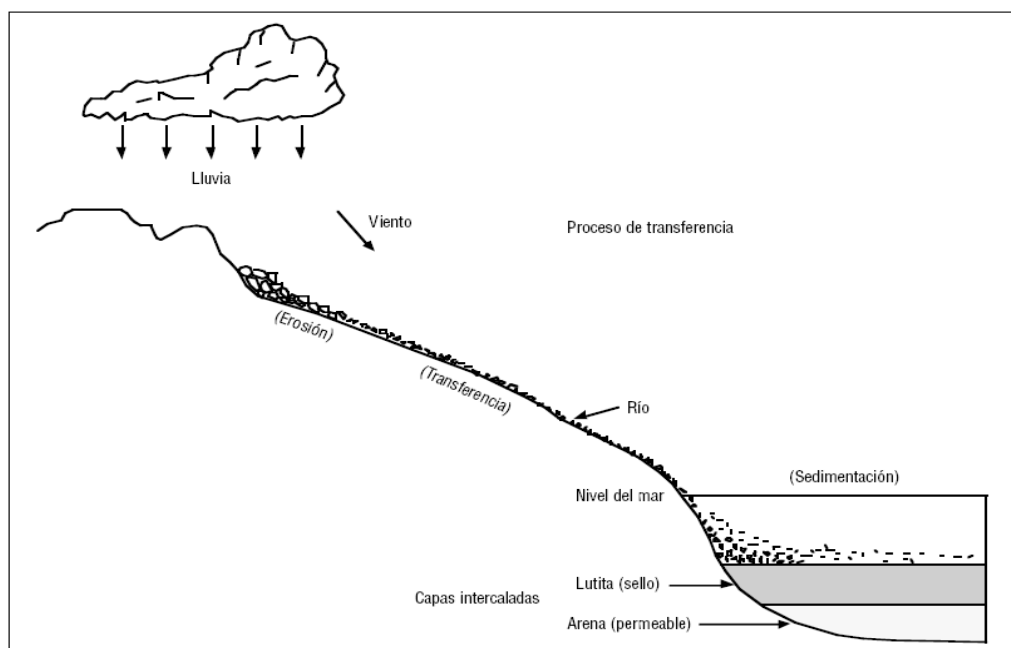


Figura 28: Proceso de transferencia y capas intercaladas de arena y lutita.

Presiones Subnormales

Las presiones subnormales o 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 en el momento que 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.

Esto ocurre cuando se perfora en zonas accidentadas o montañosas donde 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 Figura 29).

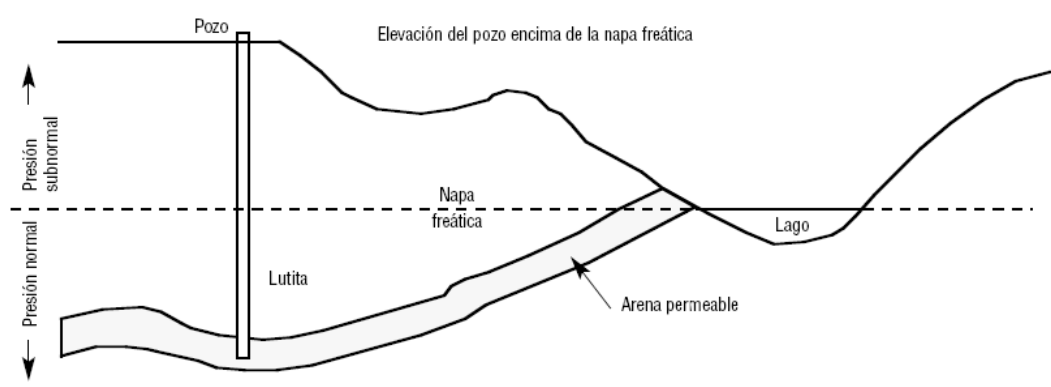


Figura 29: Ilustración de la presión subnormal.

Control de Presión

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 sobrebalancear la formación e impedir que los fluidos de la formación indeseados entren en el pozo.
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 que crea una presión diferencial negativa entre la presión hidrostática del fluido de perforación y la presión de la

formación puede causar un influjo del fluido de la formación dentro del pozo llamado "amago".

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.

Indicadores de presión

La presencia de presiones anormales ha causado muchos problemas de perforación a lo largo de la vida petrolera. 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 ocultados o eliminados por:

- (1) malas prácticas de perforación,
- (2) peso inadecuado del lodo,
- (3) selección incorrecta de la broca para la formación perforada y
- (4) mala hidráulica.

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.

En una secuencia de rocas compactadas 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 su porosidad en una zona de transición permanece igual o sólo aumenta ligeramente con la profundidad.

D. Corrosión

La corrosión le cuesta millones de dólares a los campos petroleros anualmente. La mayoría 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.

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.

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.

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.

Una reacción de oxidación similar ocurre con el hierro (Fe):



Durante la corrosión de los metales, otras reacciones catódicas pueden suceder.

En las situaciones de fluidos de perforación y completación, los procesos de corrosión húmeda 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 controlada en los fluidos base agua de perforación, y empaque, pero puede ser reducida a un nivel aceptable. Para controlar completamente la corrosión, el fluido de perforación debería ser totalmente no conductor o la tubería debería estar totalmente protegida por una película o un revestimiento anticorrosivo. La velocidad de corrosión también puede ser reducida cambiando la metalurgia a una aleación más resistente a la corrosión u otra intermedia.

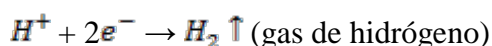
La reacción de corrosión en los fluidos de perforación se puede entender analizando y visualizando las dos reacciones que ocurren, tal como están ilustradas en la Figura 30. En el ánodo, el hierro (Fe^0) reacciona con el electrolito, se ioniza en Fe^{2+} y libera dos electrones ($2e^-$):

Reacción anódica:



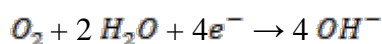
Los electrones fluyen a través del metal hacia el cátodo, donde se producen dos reacciones, la primera de las cuales produce gas de hidrógeno:

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 de cualquiera de estas reacciones, se reducirá la velocidad de corrosión.

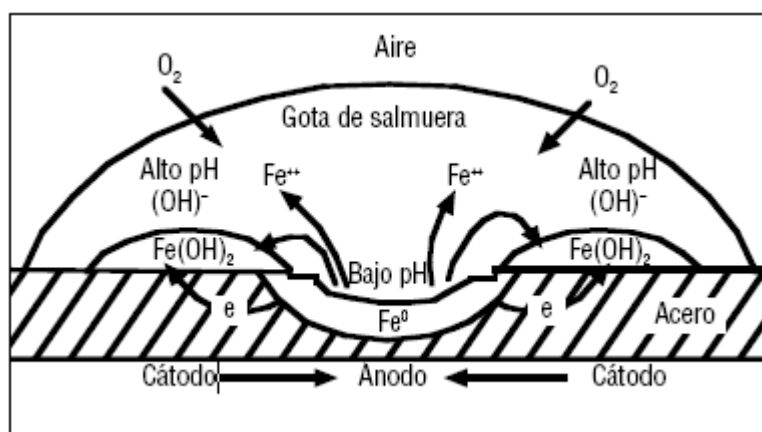


Figura30: Corrosión en la superficie de la tubería.

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 mallas, 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.

Tipos 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” en el campo o “milésimas de pulgada por año” en las evaluaciones realizadas en el Laboratorio. La corrosión uniforme es generalmente la forma menos dañina.

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 figura 31 muestra el efecto del aumento de la temperatura sobre salmueras de KCl y NaCl al 3% y son muy corrosivas. La figura 32 indica que bajo condiciones presurizadas dinámicas, el aumento de la temperatura aumenta la corrosión, y que el aumento de la salinidad desde 3% hasta el punto de saturación disminuye la corrosión,

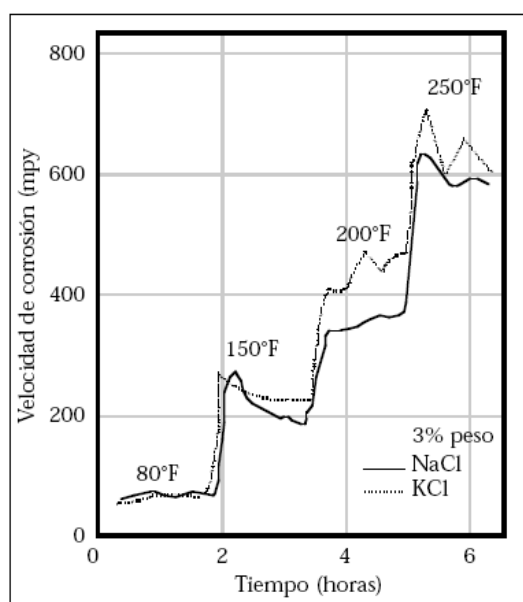


Figura 31: Efecto de la temperatura sobre la velocidad de corrosión para salmueras al 3%.

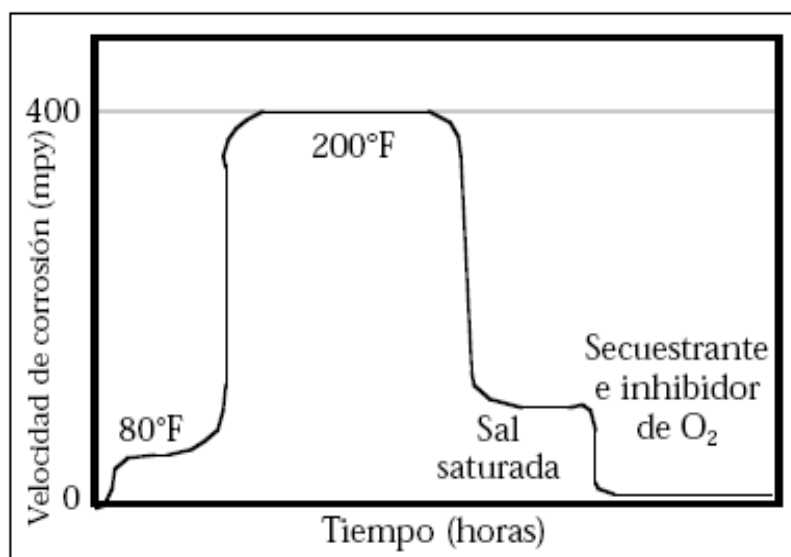


Figura 32: Respuesta de la corrosión dinámica a la temperatura, al aumento de la salinidad y a la eliminación de oxígeno.

E. Asentamiento de Barita

El asentamiento de barita es la sedimentación de barita que causa grandes variaciones en la densidad del lodo. Es una de las principales preocupaciones, 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 son pérdida de circulación, pega de la tubería, empaquetamiento del pozo, inestabilidad del pozo y problemas de control del pozo.

Antes se pensaba que el asentamiento ocurría con mayor frecuencia en los Lodos Base Aceite o los Lodos Base Sintético 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 se sedimentan y forman una lechada de densidad demasiado 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. En ángulos de hasta 75°, las camas pueden derrumbarse, deslizarse o fluir hacia el fondo del pozo.

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.

La muestra típica del asentamiento de barita es una forma más o menos sinusoidal (ver la Figura 32). El asentamiento puede ser minimizado ajustando las propiedades reológicas, la composición y la formulación del lodo, aunque el asentamiento es un problema que no está relacionado solamente con las propiedades del lodo.

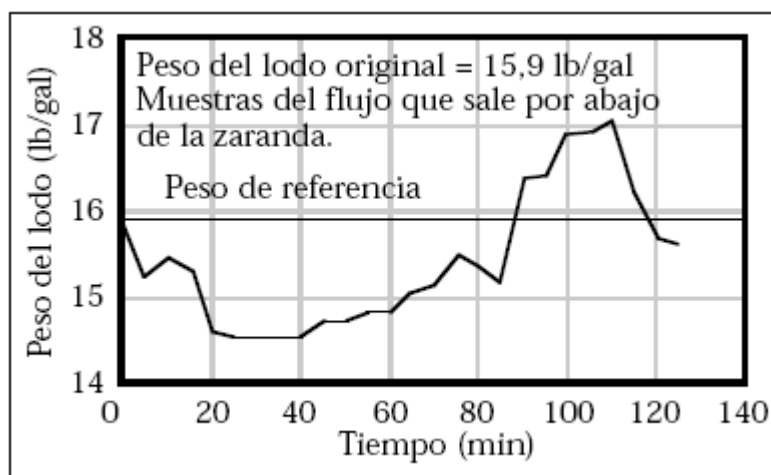


Figura 32: Las variaciones del peso del lodo indican el asentamiento después del viaje.

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 es un reporte de viaje. El reporte de viaje a intervalos de 15 min debería incluir la siguiente información: tiempo y carreras acumulativas de la bomba, peso del

lodo, temperatura del lodo, viscosidad embudo y unidades de gas. El asentamiento es más grave durante la primera circulación desde el fondo hacia arriba después de un viaje.

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. 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.

El Registro de Asentamiento tiene dos ventajas claras, donde los valores de S_r :

- puede ayudar a monitorear las tendencias de asentamiento en el pozo.
- proporciona una correlación entre los resultados del campo y los resultados del laboratorio.

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.

Planificación del Pozo

- a). **Tipo de pozo:** Los pozos direccionales con una inclinación $>30^\circ$ que son perforados con densidades de lodo >12 lb/gal ($GE>1,44$) 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.
- b). **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 Altas Temperaturas y Altas Presiones, las medidas reológicas son importantes sobre todo el rango de temperaturas y presiones.
- c). **Ángulo y perfil del pozo:** Los ángulos más críticos para el asentamiento son los que están comprendidos entre 60 y 75° .
- d) **Diseño de la tubería de revestimiento:** Evitar diseños de la tubería de revestimiento y situaciones que producen bajas velocidades anulares.
- e). **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

- a). **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.
- b). **Peso del lodo:** Las densidades >12 , los elementos claves para reducir los problemas relacionados con el asentamiento son el caudal, la rotación y las prácticas de perforación.
- c). **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 y los lodos base sintético 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.

- d). Esfuerzo de cedencia:** El Punto de Cedencia a Baja Velocidad de Corte (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/100pies². Los pozos de mayor tamaño suelen requerir valores más altos de LSRYP.
- e). Pruebas:** Las pruebas de asentamiento deberían ser realizadas en el laboratorio durante la planificación del pozo, y en el campo durante la perforación. Los pozos de altas temperaturas y altas presiones (ATAP) pueden exigir pruebas de ATAP bajo las condiciones esperadas del pozo.
- f). Relación aceite/agua:** Las adiciones de aceite/sintético diluyen los lodos base sintético y los lodos base aceite 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.
- g). 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.
- h). 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.

F. Limpieza del Pozo

La limpieza del pozo es una de las funciones básicas de un fluido de perforación. Los recortes generados por la broca, 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.

El ángulo del pozo, la velocidad anular y la viscosidad del lodo son generalmente considerados como los más importantes parámetros que afectan el transporte de los recortes del lodo. 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, para obtener una limpieza satisfactoria del pozo.

4.1.2 Fluidos funcionales

Los fluidos de perforación usados en los intervalos del yacimiento de un pozo petrolero son fluidos de perforación no dañinos, especialmente diseñados para esta zona. 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 porque 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, los cuales reducen la invasión de fluido dentro de la formación y ayudan a obtener el aislamiento zonal durante la cementación de las tuberías de revestimiento.

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.

Los fluidos de perforación de yacimiento están especialmente diseñados para reducir los daños a la formación y mejorar la limpieza en estos pozos.

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:

- a. Identificar el tipo y la permeabilidad de la formación.
- b. Seleccionar el tipo de completación.
- c. Seleccionar el fluido de perforación de yacimiento.
- d. Seleccionar el método de limpieza.

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.
El filtrado debería estar formulado para impedir que las arcillas en la zona productiva se hinchen, migren o taponen la formación.
- c) El filtrado debería ser compatible con los fluidos de la formación, de manera que no cause la precipitación de las incrustaciones minerales.
- d) El fluido y el filtrado no deberían modificar las características de la formación de humectado por agua a humectado por aceite, o viceversa.

- e) 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.

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, 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. Entre ellas tenemos:

-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 agregados, 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 de eliminar. Además, los sólidos pueden taponar el conjunto de completación, limitando la producción.

Para impedir el taponamiento, los sólidos agregados 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 33).

El revoque del fluido de perforación de yacimiento atrapa 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 sobre balance se puede reducir la profundidad de la invasión de sólidos, y por lo tanto, la cantidad de daños a la formación.

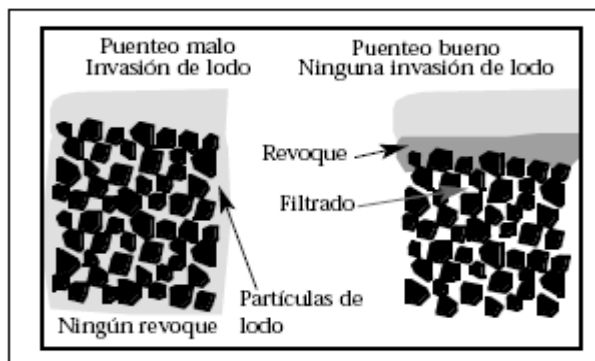


Figura 33: Comparación de puenteo

-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 u 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 producción. El bloqueo de emulsión puede ser causado por sólidos finos en el filtrado de fluido, unidos a asfálticos en el aceite 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. 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

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.

Opciones de 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

Fluidos a base de Hidroxietilcelulosa: Pueden ser usados en condiciones similares a las condiciones en que se usan los fluidos claros en formaciones competentes. La Hidroxietilcelulosa 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.

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 zinc. 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.

Fluidos a Base de Salmuera con Carbonato de Calcio: Son fluidos de perforación de yacimiento no dañinos, con un contenido mínimo de sólidos, desarrollados reológicamente, minimizan los daños a la formación causados por las arcillas inhibiendo su hinchamiento, realizan un control de filtración adecuado. Con adición de polímeros se logra una Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV) ultraalta, lo cual proporciona una excelente suspensión de los recortes en pozos de alto ángulo y horizontales, y reduce la erosión del pozo.

Son diseñados para la perforación sin problemas de las formaciones productivas que sufren daños causados por los fluidos de perforación convencionales, optimiza la limpieza del pozo y minimiza la invasión de filtrado y la invasión de fluido entero dentro de la formación. Estas salmueras no sólo proporcionan una buena densidad, sino también inhiben el hinchamiento de las arcillas de la formación.

Sistemas de Sal de Granulometría Determinada: 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. 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.

Sistemas Base Aceite Mejorados Reológicamente. Éstos son sistemas base aceite que pueden ser formulados para tener características no dañinas a fin de ser aplicados en la perforación de yacimiento. 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. Los fluidos base aceite también proporcionan una estabilidad de lutitas considerablemente mejor para los intervalos productivos 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.

Para densidades más elevadas, se debe usar barita, hematita u otros materiales densificantes, 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.

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. 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.

4.1.3 Contaminación y Tratamiento

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. 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. 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, consideraremos los siguientes contaminantes químicos comunes de los lodos base agua:

1. Anhidrita ($CaSO_4$) o yeso ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$).
2. Cemento (silicato complejo de $Ca(OH)_2$).
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.

Para tratar la contaminación en un fluido de perforación se debe:

- 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 las fuentes, los efectos y las opciones de tratamiento de cada contaminante químico.

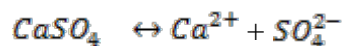
Contaminación de Anhidrita o Yeso

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 s 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.

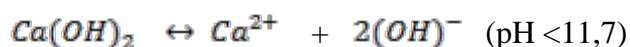
Contaminación de Cemento

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 perforado, y la medida en que el cemento se curó en el pozo.

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.

El Cemento es un silicato de cal complejo $Ca(OH)_2$. 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.

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 defloculantes y precipitantes.

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. 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 y más complicados de la química relacionada con fluidos de perforación.

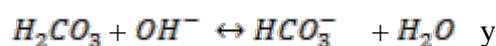
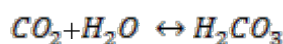
La contaminación de carbonatos/bicarbonatos resulta generalmente en la alta viscosidad de la línea de flujo, un alto punto cedente y esfuerzos de gel progresivos, y podría causar la solidificación del lodo. Estos aumentos de la viscosidad son producidos cuando los carbonatos y/o bicarbonatos flocculan 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) 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_3 , si se permite que el pH disminuya.



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. 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.

Contaminación de Halita (NaCl)

La halita (sal común) 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 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. 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 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.

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.

Contaminación de 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 interstratificadas. 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.

Contaminación de 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.

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 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 |
| MgCl ₂ | - Cloruro de magnesio |
| CaCl ₂ | - Cloruro de calcio |

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). Solo 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 (H_2S)

El contaminante más severo y más corrosivo es el gas de sulfuro de hidrógeno (H_2S). Este gas es destructivo para los materiales tubulares y tóxicos para los seres humanos, cuando se identifica la presencia de H_2S , 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:

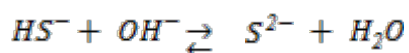
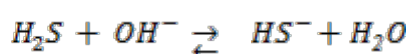
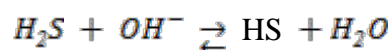
1. Depósitos térmicos.
2. Gas de la formación.
3. Degradación biológica.
4. Descomposición de materiales que contienen azufre.

El gas de sulfuro de hidrógeno puede ser identificado por:

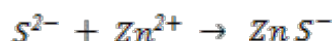
1. Reducción del pH del lodo.
2. Decoloración del lodo (hacia un color oscuro) debido a la formación de FeS a partir de la barita.
3. Olor a huevo podrido.
4. Aumento de la viscosidad y del filtrado debido a la reducción del pH.
5. Formación de incrustaciones negras (FeS) sobre las tuberías de perforación de acero.

Como el H_2S es un gas ácido, el pH del lodo es reducido rápidamente mediante la neutralización de OH^-

Para compensar los aspectos dañinos del gas, H_2S 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 H_2S .



El ion bisulfuro (S^{2-}) puede ser eliminado por una reacción con óxido de zinc para formar sulfuro de zinc, el cual es insoluble.



Un tratamiento de 1 lb/bbl de óxido de zinc elimina aproximadamente 1.000 mg/l de sulfuros. Para proteger los materiales tubulares contra la corrosión del H_2S se recomienda usar un lodo base aceite. El aceite actúa como un agente formador de película en la presencia de H_2S .

El H_2S 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 H_2S en el aceite. Si parece que el H_2S

proviene de la formación, la densidad del lodo debería ser aumentada para interrumpir el flujo de gas dentro del pozo.

4.2 Impacto ambiental del fluido de perforación

4.2.1 Exigencias Ambientales

Nuestro derecho a la supervivencia ha impulsado a tomar medidas de prevención para la contaminación del ambiente originado durante las actividades de hidrocarburos.

Tales son como la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), el Estudio de Impacto

| PARTE DEL ANEXO N°6 | | |
|---|---|---|
| ESTUDIOS AMBIENTALES A PRESENTAR POR ACTIVIDAD | | |
| ACTIVIDAD | | Instrumento de Gestión Ambiental |
| EXPLORACIÓN | Perforación | |
| | Inicio de actividad o ampliación de área | EIA |
| | Ampliación del Programa Exploratorio en la misma área, mismo Lote. | EIA-sd |
| EXPLOTACIÓN | Perforación de Desarrollo | |
| | Inicio de actividad o ampliación nuevas áreas, mismo lote | EIA |
| | Ampliación del Programa de Perforación misma área mismo lote. | EIA-sd |
| | Facilidades de Producción | |
| | Instalación de baterías (Capacidad), tuberías (Km.), separadores (unidades) | |
| | Inicio de actividad | EIA |
| | Ampliación de facilidades de prod. >ó = 40% | EIA-sd |
| | Ampliación de facilidades de prod. < 40% | PMA |
| Recuperación secundaria | DIA | |

Ambiental (EIA), el Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado (EIA-sd), el Plan de Manejo Ambiental (PMA), el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), etc. Estos estudios están regidos bajo el D.S.-015-2006-EM que es el Reglamento que establece las normas y disposiciones para regular en el territorio nacional la Gestión Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos.

4.2.2 Evaluación del impacto ambiental

Las consideraciones que se debe tener para la evaluación del impacto ambiental que acarrear los fluidos de perforación en la aplicación de las actividades petroleras son:

- 1) Actividad Primaria.- Actividad principal donde se realizó el impacto
- 2) Actividad Secundaria.- Actividad específica a la que se relaciona el impacto ambiental.
- 3) Aspectos del impacto.- Descripción del aspecto y del impacto ambiental asociado como derrames, pérdidas, contaminación del suelo, agua, aire, etc.
- 4) Frecuencia / duración.- Tiempo de duración del impacto y con que frecuencia ocurre.
- 5) Impacto ambiental.- Si no es considerable o si pone en riesgo el ecosistema o recursos naturales del área
- 6) Extensión.- Si el impacto es significativo a nivel local, nacional o internacional
- 7) Permanencia y reversibilidad.- qué tiempo permanece el daño que se percibe o es irreversible.
- 8) Sensibilidad Pública y de prensa.- preocupación local y daño a la reputación de la compañía
- 9) Significancia económica.- En que proporción ha afectado al beneficio anual de la compañía
- 10) Significancia.- Puntaje de prioridad en la evaluación de cada impacto
- 11) Acciones propuestas.- Acciones a tomar:
 - Mejoras: Considerar nuevas tecnologías, metodologías que minimicen o anulen el impacto

- Investigación: Para aquellos impactos de los cuales se desconoce su alcance o la forma de minimizarlos o controlarlos.
- Control: Procedimientos operativos significativos para analizar el impacto.

4.2.3 Buenas prácticas

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.

Prevenir la contaminación y minimizar el impacto ambiental de una manera económica son las tareas más importantes que debe enfrentar la industria petrolera hoy en día. Muchos 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.

Minimizar la Contaminación

Identificar la Fuente

Para minimizar la contaminación es necesario 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 reunir 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 discurre por un terreno. 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.

Identificar el Contaminante

El segundo paso para minimizar la contaminación es identificar los 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 en un terreno agrícola tendría un impacto mucho más significativo, porque la fauna y la flora no están acostumbradas a los ambientes de agua salada.

Los elementos básicos que pueden causar daños al medio ambiente, dependiendo del ambiente de descarga son:

- **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. Son 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.

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; la variación excesiva del 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** pueden dañar las masas superficiales de agua adyacentes, reduciendo la cantidad y calidad de luz disponible que es necesaria para el crecimiento de las plantas. 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 y su monitoreo es requerido por muchos reglamentos.

- **La radioactividad** es una preocupación más reciente en el ambiente del campo petrolífero. El Material Radioactivo de Origen Natural es la fuente de radioactividad que constituye un motivo de preocupación. En general, este material radioactivo se relaciona con las operaciones de producción y no constituye un factor significativo en las operaciones de perforación.

Manejo de la Contaminación

Dentro de la tendencia hacia la reducción del impacto ambiental, se reconoce una jerarquía de técnicas preferidas de manejo.

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 como:

- 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.

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.

Para evitar estos problemas, se siguen las siguientes reglas básicas:

- a) Usar un producto a los efectos para los cuales fue diseñado, y a su concentración recomendada.
- b) Evitar cualquier reciclaje ilícito.

Minimizar la Cantidad de Desechos

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 para la Eliminación de Contaminantes

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 de:

CONTAMINACIÓN DEL AIRE

Para Partículas:

- Separadores ciclónicos.
- Cámaras tipo bolsas.
- Depurador con agua.

Para Materiales orgánicos:

- Depurador con agua.
- Antorcha de proceso.

CONTAMINACIÓN DE AGUA Y DESECHOS SÓLIDOS

Para Materiales orgánicos:

- Destrucción biológica.
- Recuperación térmica.
- Destrucción térmica.
- Solidificación/fijación.
- Extracción de solvente.
- Ultrafiltración.
- Separación por gravedad.
- Inyección anular.

CONTAMINACION DE SAL

- Ósmosis invertida/ultrafiltración.
- Solidificación/fijación.
- Inyección anular.

CONTAMINACION DE METALES PESADOS

- Lixiviación con ácido.
- Solidificación/fijación.
- Flotación con microburbujas.
- Inyección anular.

OPCIONES DE MANEJO DE DESECHOS PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y RECORTES

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 son los contenidos de metales pesados, sales e hidrocarburos. Cuando se trata de determinar el mejor método de eliminación de dichos componentes del lodo, el operador debe considerar 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 que 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 restringidos, 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 debe probar el residuo formado durante el proceso y determinar el método apropiado para su eliminación.

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. 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 de descarga dentro de un tanque de reserva 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 se utiliza para la dilución y la destrucción de 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 lixiabilidad de los contaminantes puede ser tratada por dilución y/o estabilización.

Con la aparición de lodos base sintético menos tóxicos, esta técnica de manejo de desechos puede seguir creciendo. Igual a la tecnología de descarga dentro de un tanque

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 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 de desechos 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.

La incineración usada con sistemas de lodo base aceite 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 tratan del 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, puede producirse el craqueo catalítico. 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) 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. 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.

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.

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.

Los controles principales para las 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 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. El factor principal que motiva estas restricciones es la biodisponibilidad potencial de metales pesados para los animales marinos.

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.

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.

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).por tanto debería realizarse una 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. Porque pueden acarrear 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 eliminación de basuras, bidones vacíos y productos químicos no usados se controla más estrictamente hoy que en el pasado. También se exigen análisis químicos y pruebas de toxicidad antes de cerrar los tanques. A veces los desechos son transportados fuera del sitio para ser eliminados en sitios seguros de tratamiento y relleno.

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 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. También existen leyes dadas para proteger a las comunidades y el medio ambiente donde se ejecutan las operaciones de perforación, los productos constan de una Hoja de Seguridad para su manejo seguro y advertencia de los peligros potenciales que acarrea.

Las normas internacionales de transporte y etiquetado proporcionadas por la Asociación de Transporte Aéreo Internacional (IATA) y la Organización Marítima Internacional (IMO) establecen:

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 la 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. 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, siendo necesario un entrenamiento sobre la seguridad relacionada con todos los aspectos del trabajo.

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.

5.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- A medida que los pozos de petróleo se vuelven más profundos, los fluidos de perforación cobran mayor importancia ya que satisfacen distintas necesidades y resuelven una infinidad de problemas que varían según el lugar de perforación.
- El análisis de las principales funciones de un fluido de perforación nos demuestra el equilibrio y la adaptación de muchos factores que logró la Ingeniería de Lodos en las operaciones de perforación produciendo buenos resultados.
- Las 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.
- En la eliminación de los desechos en las operaciones de perforación se busca producir un producto final remediado que cumpla con los reglamentos locales logrando al mismo tiempo la efectividad en cuanto a costos.
- 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.
- Al controlar las propiedades reológicas del lodo, se puede optimizar el rendimiento de la perforación, operando dentro de los límites mecánicos establecidos por el equipo de perforación.

6.**BIBLIOGRAFÍA**

- Manual de Fluidos de perforación BAROID
- Manual de Perforación MI- SWACO
- Drilling Technology STEVE DEVEREUX
- Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros ARTHUR MC GRAY
- Composición y Propiedades de los Fluidos de Perforación ROGER WILLIAM
- Reglamento para la Protección Ambiental DS-015-2006 EM.