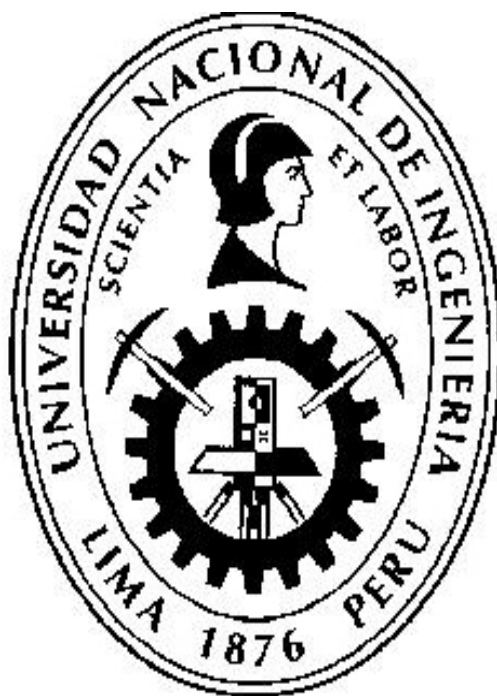


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA



“FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA CON AMINAS, COMO
SISTEMA DE ÚLTIMA GENERACIÓN”

TITULACION POR ACTUALIZACIÓN DE CONOCIMIENTOS
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO

ELABORADO POR:

MARÍA ANTONIETA TOCÓN BORJA

PROMOCION: 2005 - 2

LIMA - PERU

2010

INDICE

1 INTRODUCCIÓN	3
1.1 Antecedentes	3
1.2 Justificación	6
1.3 Objetivos	6
2 MARCO TEÓRICO	7
2.1 Fluidos de perforación	7
2.2 Circulación del lodo y eliminación de sólidos	9
2.3 Clasificación de los fluidos de perforación	11
2.3.1 Fluidos Base Agua	12
2.3.2 Fluidos Base Aceite	14
2.4 Funciones del fluido de perforación	16
2.4.1 Remoción de los recortes del pozo	17
2.4.2 Control de las presiones de formación	18
2.4.3 Suspensión y descarga de recortes	19
2.4.4 Obturación de las formaciones permeables	20
2.4.5 Mantenimiento de la estabilidad del agujero	21
2.4.6 Minimización de los daños a la formación	22
2.4.7 Permitir obtener información de las formaciones	23
2.4.8 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación	23
2.4.9 Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena	24

2.4.10	Control de la corrosión	25
2.4.11	Facilitar la cementación	26
2.4.12	Minimizar el impacto sobre el ambiente	27
2.4.13	Evitar riesgos al personal	27
2.5	Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación	28
2.6	Química de las arcillas	39
2.6.1	Estructura de los minerales de arcilla	40
2.6.2	Clasificación general de los minerales de arcilla	43
2.6.3	Diámetros iónicos hidratados	44
2.6.4	Procesos de enlace de las partículas de arcilla	45
2.7	Química de las aminas	45
2.7.1	Historia de las aminas	46
2.8	Aspectos Ambientales	49
2.8.1	Impactos	51
3	METODOLOGÍA	56
3.1	Descripción del caso	56
3.1.1	Descripción de la amina	57
3.1.2	Mecanismo de inhibición de la amina	57
3.1.3	Ventajas del sistema	58
3.1.4	Pruebas realizadas	58
4	EVALUACIÓN ECONÓMICA	64
5	CONCLUSIONES	66
6	BIBLIOGRAFÍA	67

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Muchos de los beneficios que nos da el Fluido Base Aceite (OBM) en la perforación de pozos de petróleo y gas han sido identificados en la industria del petróleo mundialmente. Sin embargo, en los últimos tiempos, ha habido un incremento en las legislaciones ambientales que prevén la aplicación de los OBM en la industria, utilizando así fluidos base agua como la alternativa ambiental más aceptable. Por otro lado, aproximadamente un 75% 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 óptima 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 (HPWBM, High Performance Water Base Mud). También, las propiedades de los OBM son la última meta de los investigadores para desarrollar en sus investigaciones el más apropiado HPWBM desde que los OBM son los fluidos ideales para perforar las formaciones problemáticas.

Para resolver los problemas de perforación en las formaciones lutíticas/arcillosas, se han usado varios Fluidos de Perforación No-Acuosos (NADF, Not Aqueous Drilling Fluids) en diferentes campos. En adición a la inhibición de las lutitas/arcillas, un adecuado lubricante y estabilizador de temperatura fueron necesarios en el uso de estos sistemas. Sin embargo, estas ventajas son percibidas como la última meta en desarrollos de HPWBM, los NADF tienen sus desventajas, como sus altos costos, limitaciones ambientales, problemas de disposición, y asuntos de salud y seguridad.

Existen dos familias químicas importantes para combatir la hidratación de las lutitas/arcillas, son los controladores de arcillas y los estabilizadores de arcillas. Se clasifican en

temporales (controladores de arcillas) y permanentes (estabilizadores de arcillas o inhibidores de lutitas).

Las formaciones lutíticas tienen una alta tendencia a absorber agua del fluido. Esto pasaría por un rápido hinchamiento o un mecanismo de defloculación de lutitas el cual daría problemas como el embolamiento, ensanchamiento de hoyo, alto torque y arrastre, etc. Para disminuir tales problemas muchos productos químicos han sido usados en décadas pasadas. Estos productos químicos actúan con mecanismos diferentes. El método más usado se basó en la adición de altas concentraciones de sales como el cloruro de sodio (NaCl) y el cloruro de potasio (KCl) en los fluidos de perforación, los cuales actúan como estabilizadores temporales de arcillas. Estas sales retardan el hinchamiento de las arcillas mediante diferentes mecanismos como es el intercambio catiónico, el cual reduce la cantidad de agua que puede ser absorbida por los cationes hidratables de la superficie de la arcilla. Estos funcionaban como estabilizadores temporales de arcillas puesto que se iban consumiendo cuando entraban en contacto con la lutita/arcilla disminuyendo así la cantidad de sal en el fluido, lo que ocasionaría de nuevo la hidratación e hinchamiento, y la desestabilización de las arcillas. Por otro lado, el uso de estas sales en altas concentraciones causan problemas ambientales y resultan en altos costos de disposición.

La primera generación de fluidos inhibidores de lutitas/arcillas, introducido a la industria, incluyó el cloruro de sodio/almidón-, silicato-, lima- y sulfato de calcio-lodo base yeso. Sin embargo, problemas ambientales y limitaciones en la formulación del lodo restringieron su amplia aplicación.

La siguiente generación viene con el sistema polimérico-KCl el cual era una combinación de un polímero específico y una cantidad considerable de KCl. Sin embargo, este sistema requiere de altas concentraciones de electrolitos para que sea efectivo el inhibidor de lutitas lo cual ocasiona problemas ambientales y también incrementa el costo de la disposición.

El uso de los fluidos base silicato como otra solución para las formaciones lutíticas perforadas fue también restringida por el problema de la precipitación del sílice durante las operaciones de perforación lo cual conllevaba a altos torques y arrastres, problemas de salud asociados a valores altos de pH y restricciones en la formulación del fluido.

En otro intento, el intercambio catiónico que fue el mecanismo de inhibición dominante entre casi todos los fluidos inhibidores motivó a los investigadores a utilizar compuestos de aminas como otra alternativa para obtener mejores resultados. Sin embargo las primeras generaciones de estos sistemas dieron pobres resultados, pero la evolución de los compuestos de aminas dieron altos niveles de inhibición. El sistema amina/PHPA (Partially Hydrolyzed Poly-acrylamide) fue uno de las alternativas más apropiadas que han sido diseñadas y usadas por las operadoras en el mundo. Este sistema es una combinación de un compuesto de amina específico como inhibidor principal y la PHPA como inhibidor secundario. Como otros inhibidores convencionales, la molécula de la amina actúa a través del mecanismo de intercambio catiónico y une las capas de las arcillas y las envuelve juntas. Sin embargo, la PHPA inhibe a través de un mecanismo diferente. La PHPA tiene un alto peso molecular por lo cual no puede penetrar dentro de los espacios entre las capas de las arcillas. Esta solo encapsula físicamente las partículas de las arcillas que ya han sido inhibidas por las moléculas de la amina y prevé una mayor penetración de las moléculas de agua del fluido. Esta combinación del mecanismo de inhibición química y mecánica da un perfecto resultado el cual puede competir con los fluidos OBM.

1.2 Justificación:

Aportar al conocimiento de una nueva tecnología que aún no es muy conocida ni usada en el campo de los fluidos de perforación, como son los Fluidos Base Agua con Aminas, los cuales proveen una mayor inhibición, un sistema con bajos sólidos y reduce los riesgos de problemas en la perforación.

1.3 Objetivos:

Dar a conocer el sistema de lodos Base Aminas, evaluar su capacidad de inhibición por medio de pruebas CST (Capillary Suction Test) y compararlo con el sistema de Potasio, así como realizar una comparación económica entre ambos.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Fluidos de perforación

El instituto Americano del Petróleo (API), define un fluido de perforación como “El fluido de circulación usado en perforación rotatoria, empleado para cumplir una o todas las funciones requeridas durante esta operación”.

El fluido de perforación es una mezcla de líquidos (agua y/o aceite), sólidos disueltos y sólidos en suspensión que tienen propiedades físicas y químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar.

Para el diseño de un fluido, se debe contemplar si se trata de un pozo exploratorio o de desarrollo, a fin de poder seleccionar los datos correlativos que faciliten la obtención de parámetros óptimos en el fluido de perforación, de acuerdo a las profundidades de cada contacto geológico. De esta manera se determinan sus densidades y se selecciona el fluido a utilizar y los aditivos químicos para contingencias, con la finalidad de asentar correctamente las tuberías de revestimiento. Para ello debe considerarse lo siguiente:

- Pozos exploratorios: los datos proporcionados por los registros sísmicos y de geopresiones, levantamientos geológicos, profundidad del pozo, número de tuberías de revestimiento que se van a asentar y cálculo de las densidades requeridas.
- Pozos de desarrollo: en la determinación de estos programas se cuenta con muchos datos disponibles, tales como programas de fluidos de los pozos aledaños, interpretación de registros eléctricos y pruebas de laboratorio de campo, y la interpretación litológica de las formaciones perforadas, asentamiento de las tuberías de revestimiento en los pozos vecinos, comportamiento del fluido utilizado en cada etapa perforada en pozos correlativos.

FASE CONTINUA (mayor volumen de líquido)	FASE DISPERSA (menor volumen de sólidos o líquidos)	TIPO DE FLUIDO
El agua integra del 60 al 90% del volumen como base en la formulación de un sistema.	Bentonita, Barita, Dispersantes. Ciertos polímeros se integran del 7 al 27% de los sólidos y el 3% de lubricante líquido como volumen.	La formula de estos tipos de fluidos se conocen como base agua.

Tabla 1. Generalidad sobre el diseño de un fluido base agua

FASE CONTINUA (mayor volumen de líquido)	FASE DISPERSA (menor volumen de sólidos o líquidos)	TIPO DE FLUIDO
El aceite integra del 40 al 70% del volumen como base en la formación.	Las salmueras de sales como calcio o sodio ocupan entre el 10 al 20% como volumen. Los emulsificantes el 5% y de 15% a 35% de sólidos.	Las formulas de este tipo de fluidos se conocen como base aceite.

Tabla 2. Generalidades sobre el diseño de un fluido base aceite.

2.2 Circulación del lodo y eliminación de sólidos

En lo que se refiere a la descripción de un sistema de circulación de lodo, resulta lógico comenzar con las bombas de lodo (ver la Figura 2). Estas bombas y los motores que las accionan representan el “corazón” del sistema de lodo, de la misma manera que el lodo en circulación constituye el alma de la operación de perforación. Las bombas de lodo son bombas de desplazamiento positivo, algunas de las cuales producen hasta 5.000 psi (libras por pulgada cuadrada). Estas bombas son accionadas por motores diesel o eléctricos. Para producir la presión y el caudal requeridos para un conjunto específico de condiciones de perforación, será necesario seleccionar los tamaños correctos de émbolo y camisa para las

bombas, y especificar los tamaños apropiados de tobera para la barrena. Este proceso se llama optimización de la hidráulica y constituye un factor clave en la perforación eficaz.

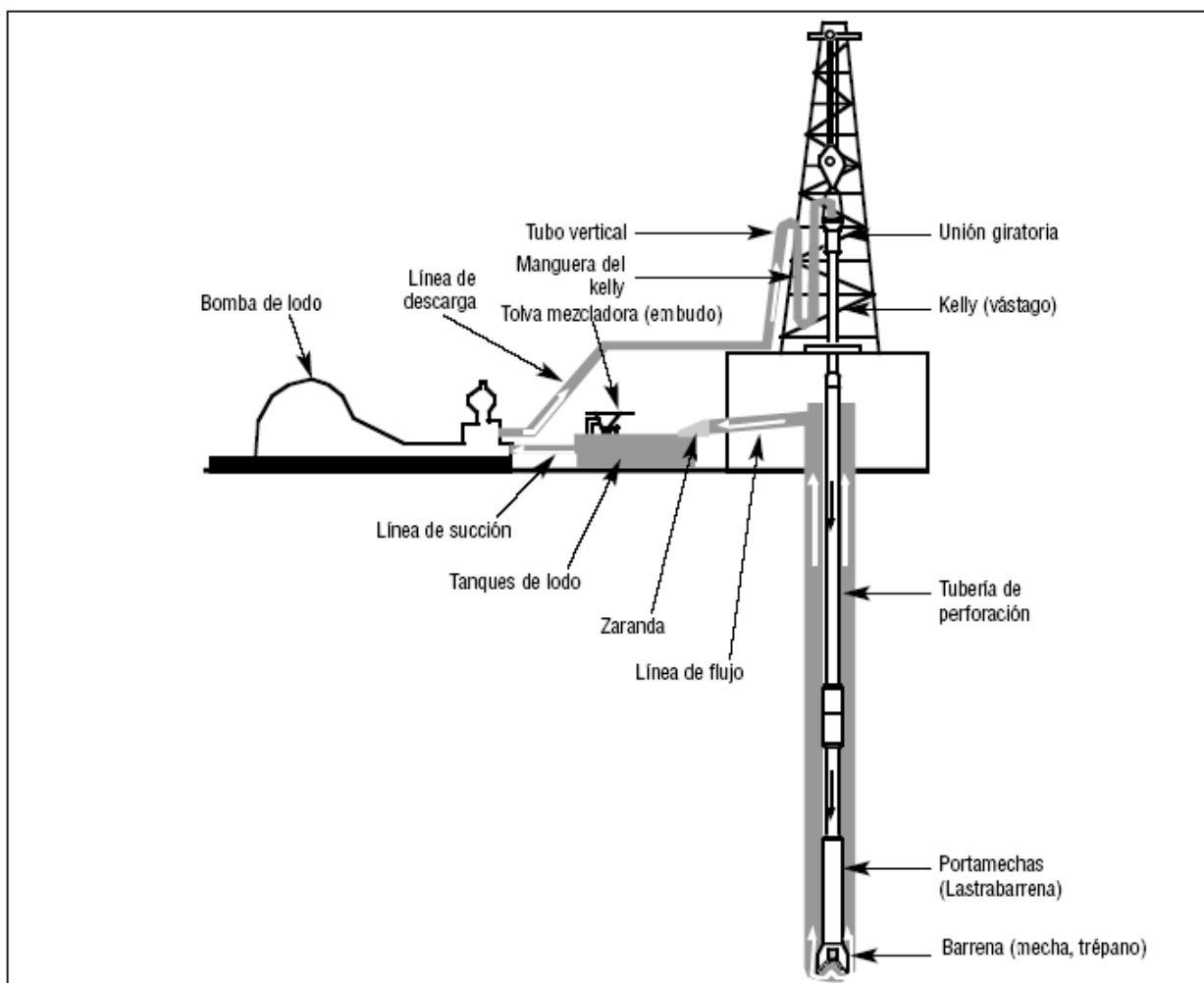


Figura No. 1. Sistema de circulación de lodos

Después de salir de la bomba de lodo a alta presión, el fluido de perforación sube por el tubo vertical, un largo tubo vertical atado al pie de la torre de perforación, pasa a través de la manguera del kelly (manguera de perforación) (cuello de cisne) y luego fluye hacia abajo dentro del kelly. Después, el lodo viaja a través de la columna de perforación hasta alcanzar la barrena. En general, una barrena tiene dos o más toberas (chorros) que aceleran el lodo para obtener un chorro de gran velocidad. Este chorro de lodo de gran velocidad lava el fondo del pozo para mantener limpios los cortadores de la barrena y proporcionar una nueva superficie de roca a la barrena. A partir del fondo del pozo, el lodo sube por el

espacio anular que existe entre la columna de perforación y el pozo, transportando los recortes generados por la barrena.

El lodo y su carga de recortes fluyen fuera del “niple de campana”, pasando a través de una tubería inclinada de gran diámetro (línea de flujo) hasta llegar sobre una o varias mallas vibratorias de tela metálica montadas sobre la zaranda. Este concepto consiste en hacer caer el lodo a través de las mallas, separando la mayoría de los recortes (de tamaño más grande que la apertura de la tela metálica de la malla) del sistema de circulación. Después de pasar a través de la malla, el lodo cae dentro de un tanque de asentamiento. Éstos son tanques metálicos rectangulares de gran tamaño, conectados por tuberías o canales. El tanque de asentamiento (trampa de arena) no es agitado, de manera que los sólidos residuales de gran tamaño puedan sedimentarse por separado del lodo. A partir del tanque de asentamiento, el lodo pasa dentro de fosos de lodo agitados, ubicados corriente abajo, donde se separa el gas, la arena y el limo. Después de eso, el lodo entra en el tanque de succión, donde las bombas lo extraen para hacerlo circular de nuevo dentro del agujero. El tanque de succión también se usa para agregar productos químicos de tratamiento y aditivos acondicionadores del lodo. En este tanque se usa una tolva de lodo provista de un medidor venturi para agregar aditivos secos tales como las arcillas y los agentes densificantes.

2.3 Clasificación de los fluidos de perforación

Un fluido de perforación que es fundamentalmente líquido, se denomina también lodo de perforación. Se trata de una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un líquido. El líquido en el cual todos los aditivos químicos están suspendidos, se conoce como fase continua del líquido de perforación o lodo y las partículas sólidas o líquidas suspendidas dentro de otro, constituyen la fase discontinua. Cuando se conoce la constitución de la fase continua, se obtiene el tipo de sistema de fluido conocido como base del lodo.

2.3.1 Fluidos Base Agua

Los sistemas de fluidos base agua se clasifican por la resistencia a los tipos de contaminantes de la formación y a sus temperaturas, los cuales se van transformando en su formulación, debido a la incorporación de flujos como gases, sal, arcillas, yeso, líquidos y sólidos propios de la formación o de aditivos químicos excedidos y degradados.

A continuación se da a conocer una clasificación básica de los fluidos de perforación:

a) Fluido bentonítico:

El término no disperso indica que no se utilizan dispersantes y las arcillas comerciales agregadas al lodo, al igual que las que se incorporan de la formación, van a encontrar su propia condición de equilibrio en el sistema de una forma natural. Este fluido es utilizado en el inicio de la perforación.

b) Fluido disperso:

* **No inhibido:** Se utilizan dispersantes químicos para deflocular, no se utilizan iones de inhibición, ya que los dispersantes van a actuar sobre los sólidos perforados, maximizando su dispersión.

* **Inhibido:** En este tipo de lodo se utilizan dispersantes químicos para deflocular. Se utilizan iones de inhibición, ya que los dispersantes van a actuar sobre los sólidos perforados, maximizando su dispersión. Básicamente su mecanismo químico consiste en la dispersión alta de la arcilla bentonítica y de los sólidos arcillosos de las formación combinado con inhibidores químicos. Como dispersantes comúnmente se utilizan lignosulfonatos y lignitos, sin embargo, también pueden utilizarse defloculantes poliméricos.

Este tipo de fluidos manejado con alcalinidades adecuadas puede controlar propiedades tixotrópicas y reológicas en influye en el control de filtración. Este tipo de fluidos con el manejo equilibrado de dispersión química y control de sólidos es muy exitoso y promueve mucho la estabilidad de las arcillas especialmente cuando son arenosas. Los dispersantes químicos comúnmente tienen propiedades tenso-activas.

c) Fluido no disperso inhibido:

Estos sistemas son ampliamente utilizados en el mundo; comúnmente no utilizan bentonita sódica y sus propiedades reológicas, tixotrópicas, y de control de filtración las manejan por medio de polímeros, dentro de los cuales los más utilizados es la goma Xántica, celulosas polianiónicas de bajo y alto peso molecular, poliacrilatos de sodio, etc. dependiendo su uso y las temperaturas a los cuales van a ser sometidos. La inhibición es proporcionado por medio del catión K^+ , Calcio, Mg^+ , NH_4^+ , Al. Estos sistemas deben contar con lubricantes de presión extrema como los glicoles y sales amoniacaes de ácido grasos, los cuales influyen también en la reducción de la tensión superficial. Cuando estos fluidos están diseñados adecuadamente los recortes arcillosos son eliminados casi íntegros y el contenido de arcilla se mantienen bajo (MBT).

El fluido inhibido no disperso es el más versátil utilizado en la industria petrolera. La viscosidad del sistema se controla con facilidad mediante el uso de defloculantes. Se trata de un sistema con buena tolerancia a los contaminantes más comunes y a grandes contenidos de sólidos. Además, si se le agregan surfactantes, resulta excelente para perforar pozos de alta temperatura.

d) Fluidos emulsionados:

Una emulsión se forma cuando un líquido es dispersado en pequeñas gotitas en otro líquido con el cual el líquido dispersado no es miscible. En una emulsión al líquido dispersado se le conoce como fase discontinua, interna o dispersa; al líquido que es el medio dispersante o matriz se le llama la fase continua o externa. Los líquidos no miscibles entre sí tales como el agua y el aceite, pueden emulsionarse simplemente por adición de energía mecánica, las gotas de la fase discontinua se unen y los líquidos se separarán rápidamente en dos capas: aceite y agua.

Se puede agregar una tercera sustancia, un emulsificante, para estabilizar la emulsión; el emulsificante actúa en la interfase entre las fases continua y discontinua para reducir la tendencia de las gotas a juntarse. En este caso el agua constituye la fase dispersa (continua) y el aceite forma la fase discontinua. Cuando éstos son analizados, los filtrados son bajos y siempre será aceite. Al agregarle determinados agentes de suspensión permiten elevadas viscosidades y poder de suspensión, para lo cual deberán atenderseles constantemente en su tratamiento, evitando durante su preparación que no se excedan materiales sólidos que provoquen taponamiento en la formación.

2.3.2 Fluidos Base Aceite

Los fluidos base aceite fueron diseñados debido a la gran sensibilidad de los fluidos base agua, ante la presencia de arcillas altamente hidrofílicas y al efecto de otros contaminantes como los gases amargos y altas temperaturas.

Estos fluidos al tener en su fase continua aceite, el cual es un medio no iónico, resisten perfectamente bien el ataque de los diversos contaminantes. Presentan además, otras

características muy positivas para la perforación de los pozos, como son la alta lubricación y tensiones superficiales bajas y mantener secos los recortes propios de las formaciones hidrofílicas.

a) Emulsión inversa:

Una Emulsión Inversa es la dispersión de un líquido en otro con la condición de que ambos sean inmiscibles, como el agua y el aceite. Una Emulsión de Aceite en agua se llama directa y una de agua en aceite, inversa. En ésta la fase continua es el aceite y la fase interna o discontinua es el agua. Existen dos tipos comunes de estas emulsiones:

*** De filtrado controlado:**

Son los lodos base aceite más usados pues permiten la perforación de formaciones inestables en condiciones favorables de lubricidad y limpieza; al emulsificar salmuera de cloruro de calcio con la salinidad adecuada, permite controlar la hidratación de las arcillas presentes. Generalmente son tolerantes a todos los contaminantes y por su carácter de dispersión, toleran adecuadamente los sólidos perforados.

*** De filtrado relajado:**

En estos sistemas no se lleva control de la pérdida de filtrado, lo que ayuda a mejorar la humectabilidad de la roca en aceite mientras es perforada; mejorando considerablemente la rata de penetración. El sistema relajado puede ser convertido fácilmente a controlado mediante adición de productos (asfaltos y gilsonitas).

2.4 Funciones del fluido de perforación

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo.

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

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de la formación.
- Suspender y descargar los recortes.
- Obturar las formaciones permeables.
- Mantener la estabilidad del agujero.
- Minimizar los daños al yacimiento.
- Permitir obtener información de las formaciones.
- Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación.
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
- Controlar la corrosión.
- Facilitar la cementación y la completación.
- Minimizar el impacto al ambiente.
- Evitar riesgos al personal

2.4.1 Remoción de los recortes del pozo

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

- Viscosidad: la viscosidad y las propiedades reológicas de los fluidos de perforación tienen un efecto importante sobre la limpieza del pozo. Los recortes se sedimentan rápidamente en fluidos de baja viscosidad (agua, por ejemplo) y son difíciles de circular fuera del pozo. En general, los fluidos de mayor viscosidad mejoran el transporte de los recortes. La mayoría de los lodos de perforación son tixotrópicos, es decir que se gelifican bajo condiciones estáticas. Esta característica puede suspender los recortes mientras que se efectúan las conexiones de tuberías y otras situaciones durante las cuales no se hace circular el lodo. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen altas viscosidades a bajas velocidades anulares han demostrado ser mejores para una limpieza eficaz del pozo.
- Velocidad: En general, la remoción de los recortes es mejorada por las altas velocidades anulares. Sin embargo, con los fluidos de perforación más diluidos, las altas velocidades pueden causar un flujo turbulento que ayuda a limpiar el agujero, pero puede producir otros problemas de perforación o en el agujero. 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.

- 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
- Rotación de la columna de Perforación: Las altas velocidades de rotación también facilitan la limpieza del pozo introduciendo un componente circular en la trayectoria del flujo anular. Este flujo helicoidal (en forma de espiral o sacacorchos) alrededor de la columna de perforación hace que los recortes de perforación ubicados cerca de la pared del pozo, donde existen condiciones de limpieza del pozo deficientes, regresen hacia las regiones del espacio anular que tienen mejores características de transporte. Cuando es posible, la rotación de la columna de perforación constituye uno de los mejores métodos para retirar camas de recortes en pozos de alto ángulo y pozos horizontales.

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

Siendo los gradientes normales 0.433 psi/pie para el agua dulce y 0.465 psi/pie para el agua salada.

La presión hidrostática es la presión debida a la columna de fluido. La ecuación para el cálculo de presión hidrostática esta definida por:

$$\text{PH} = 0.052 \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft} - \text{ppg}} \right) \times \text{profundidad (ft)} \times \text{densidad lodo (ppg)}$$

El control de las presiones anormales requiere que se agregue al lodo, material de alta gravedad específica, como barita, para aumentar la presión hidrostática.

2.4.3 Suspensión y descarga de recortes

La propiedad tixotrópica del lodo, es la tendencia que tienen algunos fluidos de formar estructuras gelatinosas o semisólidas cuando están en reposo y que al ser sometidas a un esfuerzo vuelven a un estado original. Bajo condiciones estáticas la resistencia o fuerza de gelatinización debe evitar, en lodos pesados, la decantación del material densificante.

Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación. El material densificante que se sedimenta constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo. El asentamiento ocurre con mayor frecuencia bajo condiciones dinámicas en los pozos de alto ángulo donde el fluido está circulando a bajas velocidades anulares.

Las altas concentraciones de sólidos de perforación son perjudiciales para prácticamente cada aspecto de la operación de perforación, principalmente la eficacia de la perforación y la velocidad de penetración (ROP). Estas concentraciones aumentan el peso y la viscosidad del lodo, produciendo mayores costos de mantenimiento y una mayor necesidad de dilución. También aumentan la potencia requerida para la circulación, el espesor del revoque, el torque y el arrastre, y la probabilidad de pegadura por presión diferencial. Se debe mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación que suspenden los recortes y las propiedades que facilitan la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos.

2.4.4 Obturación de las formaciones permeables

La permeabilidad se refiere a la capacidad de los fluidos de fluir a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos.

Cuando la presión de la columna de lodo es mas alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un enjarre se deposita en la pared del pozo.

Los sistemas de fluidos de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado enjarre de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción.

Los posibles problemas relacionados con un grueso enjarre y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo "reducido", registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atrapadas, pegaduras por presión diferencial, pérdida de circulación, y daños a la formación.

En las formaciones muy permeables con grandes aberturas de poros, el lodo entero puede invadir la formación, según el tamaño de los sólidos del mismo.

Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello.

Para ser eficaces, los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura mas grande.

Los agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida por infiltración u otros materiales finos de pérdida de circulación.

Según el sistema de fluido de perforación que se use, varios aditivos pueden ser aplicados para mejorar el enjarre, limitando la filtración.

Estos incluyen la bentonita, los polímeros naturales y sintéticos, el asfalto, la gilsonita, y los aditivos defloculantes orgánicos y lubricantes.

2.4.5 Mantenimiento de la estabilidad del agujero

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento. Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica). La inestabilidad del pozo suele ser indicada por el derrumbe de la formación, causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante las maniobras. Esto requiere generalmente el ensanchamiento del pozo hasta la profundidad original. (Se debe tener en cuenta que estos mismos síntomas también indican problemas de limpieza del pozo en pozos de alto ángulo y pozos difíciles de limpiar.) La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al

desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar. El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada.

2.4.6 Minimización de los daños a la formación

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

Si la presión hidrostática que ejerce el fluido hacia abajo fuera mucho mayor que la presión de formación, los fluidos entrarían en ésta dañando la formación, taponando la porosidad, obstruyendo el flujo, y dificultando así posteriormente la explotación eficiente del pozo.

Por ello se debe mantener la Presión hidrostática igual o ligeramente superior al valor de la presión de formación.

Este equilibrio de presión en ocasiones puede perderse al introducir la sarta de perforación, debido a la mayor resistencia que encuentra por la estructura tipo "gel" que forma el fluido en reposo y que tendría que contrarrestarse con una mayor fuerza o presión.

Esta mayor presión que se ejerce, podría romper el equilibrio logrado.

Es importante que el fluido a usar no origine daño alguno al intervalo productor. El agua dulce natural puede causar una emulsión bloqueadora en el flujo de ciertas formaciones de hidrocarburos, o alterar la mojabilidad de la roca.

Para mantener el equilibrio de la presión hidrostática con la presión de formación es necesario agregar al fluido de perforación agentes dispersantes que faciliten su fluidez y reduzcan así la resistencia evitando la necesidad de provocar un excesivo aumento de la presión al entrar la sarta de trabajo e introducirse en el pozo.

Gracias a la fluidez es posible realizar operaciones, conservando la presión hidrostática igual o ligeramente mayor que la presión de formación, lo cual permite evitar o minimizar el daño a la formación.

Además, es recomendable utilizar en la preparación de los fluidos de perforación y, productos y materiales químicos que sean compatibles con la formación productora.

2.4.7 Permitir obtener información de las formaciones.

Una evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria.

La calidad del lodo debe permitir la obtención de toda la información necesaria para valorar la capacidad productiva de petróleo de las formaciones perforadas. Las características físico-químicas del lodo deben ser tales que puedan asegurar la información geológica deseada, la obtención de mejores registros y la toma de núcleos.

2.4.8 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la barrena y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo.

La circulación del fluido de perforación enfría la barrena y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del

fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción. Las barrenas, los motores de fondo y los componentes de la columna de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación.

La lubricidad de un fluido en particular es medida por su Coeficiente de Fricción (COF), y algunos lodos proporcionan una lubricación más eficaz que otros. Por ejemplo, los lodos base de aceite y sintético lubrican mejor que la mayoría de los lodos base agua, pero éstos pueden ser mejorados mediante la adición de lubricantes. En cambio, los lodos base agua proporcionan una mayor lubricidad y capacidad refrigerante que el aire o el gas. El coeficiente de lubricación proporcionado por un fluido de perforación varía ampliamente y depende del tipo y de la cantidad de sólidos de perforación y materiales densificantes, además de la composición química del sistema – pH, salinidad y dureza. La modificación de la lubricidad del lodo no es una ciencia exacta. Aun cuando se ha realizado una evaluación exhaustiva, teniendo en cuenta todos los factores pertinentes, es posible que la aplicación de un lubricante no produzca la reducción anticipada del torque y del arrastre.

2.4.9 Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena

La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena.

Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la barrena para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la barrena u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo. Los programas de hidráulica están limitados por la

potencia disponible de la bomba, las pérdidas de presión dentro de la columna de perforación, la presión superficial máxima permisible y el caudal óptimo.

Los tamaños de las toberas se seleccionan con el fin de aprovechar la presión disponible en la barrena para maximizar el efecto del impacto de lodo en el fondo del pozo. Esto facilita la remoción de los recortes debajo de la barrena y ayuda a mantener limpia la estructura de corte.

Las pérdidas de presión en la columna de perforación son mayores cuando se usan fluidos con densidades, viscosidades plásticas y contenidos de sólidos más altos. El uso de tuberías de perforación o juntas de tubería de perforación de pequeño diámetro interior (DI), motores de fondo y herramientas de MWD/LWD reduce la cantidad de presión disponible en la barrena.

Los fluidos de perforación que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, de bajo contenido de sólidos, o los fluidos que tienen características reductoras de arrastre, son más eficaces para transmitir la energía hidráulica a las herramientas de perforación y a la barrena.

2.4.10 Control de la corrosión

Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión.

Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros. Los inhibidores químicos y secuestradores son usados cuando el riesgo de corrosión es importante. Los inhibidores químicos deben ser aplicados correctamente. Las muestras de corrosión deberían ser evaluadas para determinar si se está usando el inhibidor

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

2.4.11 Facilitar la cementación y completación

El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completación. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y la completación exitosa del pozo.

Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas. Resulta más fácil introducir la tubería de revestimiento dentro de un pozo liso de calibre uniforme, sin recortes, derrumbes o puentes. El lodo debería tener un revoque fino y liso. Para que se pueda cementar correctamente la tubería de revestimiento, todo el lodo debe ser desplazado por los espaciadores, los fluidos de limpieza y el cemento. El desplazamiento eficaz del lodo requiere que el pozo tenga un calibre casi uniforme y que el lodo tenga una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas. Las operaciones de completación tales como la perforación y la colocación de filtros de grava también requieren que el pozo tenga un calibre casi uniforme y pueden ser afectadas por las características del lodo.

2.4.12 Minimizar el impacto sobre el 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.

2.4.13 Evitar riesgos al personal

Los fluidos de perforación tienen incorporados una variedad de productos y materiales químicos (sólidos y líquidos), que pueden resultar peligrosos en su manejo, causando daños tóxicos, respiratorios, visuales y quemaduras.

Las medidas preventivas y el equipo de protección personal adecuado deberán aplicarse al momento de manipular, mezclar y tratar estos materiales químicos.

El entorno ecológico terrestre y medio ambiente marino debe considerarse uno de los recursos más preciados y comprometidos a preservar. Por lo que los fluidos que se utilizan en los pozos, como los que estos aporten podrán dañarlo.

Para evitar lo anterior, deberán respetarse las reglamentaciones nacionales e internacionales relacionados a derrames, el manejo y transporte de los fluidos y principalmente difundirlos a todo el personal.

2.5 Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación

Durante la perforación de un pozo petrolero es de suma importancia el control de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación.

Estas propiedades deben ser controladas de tal forma que el lodo proporcione un trabajo eficiente, en consecuencia se evalúan las propiedades del lodo para obtener:

- El nivel deseado de cada propiedad.
- El control de las propiedades físicas y químicas.
- Conocimiento de los problemas ocasionados y las causas que los originan.
- Los tratamientos efectivos para solucionar estos problemas.

* Densidad del lodo

Una de las principales propiedades del lodo es la densidad, cuya función es mantener los fluidos contenidos dentro del hoyo en el yacimiento durante la perforación. Adicionalmente, mantiene las paredes del hoyo al transmitir la presión requerida por las mismas.

La densidad máxima del lodo que se requiere en la perforación de un pozo, esta determinada por el gradiente de presión.

La presión de poro a una profundidad dada, muy frecuentemente excede la presión ejercida por el peso de la tierra, sobre la profundidad evaluada (presión de sobrecarga).

Hay algunas variaciones en las presiones de sobrecarga asumidas en diferentes áreas de perforación.

La presión de sobrecarga es tomada en la mayoría de las áreas como 1 psi/pie de profundidad.

Para prevenir la entrada de fluidos desde la formación al hoyo, el lodo debe proveer una presión mayor a la presión de poros encontrada en los estratos a ser perforados.

Un exceso en la densidad del fluido puede ocasionar la fractura de la formación con la consiguiente pérdida de fluido de control.

La capacidad de sostener y transportar los ripios en un lodo aumenta con la densidad.

En el pasado, una gran cantidad de materiales fueron utilizados como agentes densificantes para el lodo, tales como barita, óxido de hierro, sílica amorfa, carbonato de calcio y arcillas nativas.

De todos estos materiales en la actualidad es la barita la más utilizada debido a su bajo costo, alta gravedad específica y por ser inerte.

La hemática y la galena son utilizadas para zonas en donde es necesario un lodo extremadamente pesado para contener la presión de la formación. El máximo peso obtenido con barita, es aproximadamente 21 lpg, mientras que con galena se pueden lograr densidades sobre 30 lpg.

Fluidos libres de sólidos son frecuentemente preferidos para trabajos de reparación y completación, debido a que mantienen sus propiedades estables durante largos períodos en condiciones de hoyo.

Estos fluidos pesados, libres de sólidos son preparados por solución de varias sales, tales como cloruro de potasio, cloruro de sodio, carbonato de sodio, y carbonato de potasio, entre otras.

Para determinar la cantidad de material de peso que es necesario agregar a un lodo para aumentar su densidad, se utiliza la siguiente fórmula:

$$W = 350 \times GE \times (P_f - P_i) \times V_i / (8.33 \times GE - P_f)$$

Donde:

W = Peso de material densificante necesario, lbs.

GE = Gravedad específica del material densificante.

Pf = Densidad final del fluido, lpg.

Pi = Densidad inicial del fluido, lpg.

Vi = volumen inicial del fluido, bbls.

Para la Barita:

$$W_b = 1470 (P_f - P_i) \times V_i / (35 - P_f)$$

De igual forma si se desea disminuir la densidad agregando agua se utiliza la siguiente fórmula:

$$V_w = V_i \times \frac{(P_i - P_f)}{(P_f - 8.33)}$$

Donde:

Vw =Volumen de agua necesario, bbls.

* Reología.

Reología, es un término que denota el estudio de la deformación de materiales, incluyendo el flujo.

En terminología de campo petrolero la frase propiedades de flujo y la viscosidad, son las expresiones generalmente usadas para describir las cualidades de un lodo de perforación en movimiento.

*** Viscosidad:**

Por definición, viscosidad es la resistencia que ofrece un fluido a deformarse (a fluir).

Los fluidos de perforación son tixotrópicos y una medida de viscosidad de un fluido de este tipo será válida únicamente para la tasa de corte a la cual la medida fue hecha.

Han sido desarrolladas ecuaciones, que usan los valores medidos de viscosidad plástica, punto cedente y fuerza de gel para calcular las pérdidas de presión en la tubería de perforación y en el anular, y para estimar la velocidad de levantamiento de los cortes (Modelo plástico de Bingham y Modelo Exponencial).

La viscosidad de los fluidos de perforación, es una función de muchos factores, algunos de los cuales son:

- Viscosidad de la fase líquida continúa.
- Volumen de sólidos en el lodo.
- Volumen de fluido disperso.
- Número de partículas por unidad de volumen.
- Forma y tamaño de las partículas sólidas.
- Atracción o repulsión entre las partículas sólidas y entre sólidos y la fase líquida.

Entre las propiedades reológicas están:

a. **Viscosidad plástica:** Es aquella parte de la resistencia a fluir causada por fricción mecánica. Esta fricción se produce: Entre los sólidos contenidos en el lodo; entre los sólidos y el líquido que lo rodea; y debido al esfuerzo cortante del propio líquido.

En general, al aumentar el porcentaje de sólidos en el sistema, aumentará la viscosidad plástica.

El control de la viscosidad plástica en lodos de bajo y alto peso es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para lograr altas tasas de penetración.

Este control se obtiene por dilución o por mecanismos de control de sólidos.

Para lograr tal propósito, es fundamental que los equipos de control de sólidos funcionen en buenas condiciones.

$$V_p (\text{cps}) = (\text{Lectura } 600 \text{ r.p.m.}) - (\text{Lectura } 300 \text{ r.p.m.})$$

Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la siguiente ecuación:

b. **Viscosidad aparente:** Se define como la medición en centipoises que un fluido Newtoniano debe tener en un viscosímetro rotacional, a una velocidad de corte previamente establecida, y que denota los efectos simultáneos de todas las propiedades de flujo.

$$VA (\text{cps}) = \frac{(\text{Lectura a } 600 \text{ rpm})}{2}$$

Su valor puede estimarse de la siguiente forma:

c. **Resistencia a la gelatinización:** Entre las propiedades del lodo, una de las más importantes es la gelatinización, que representa una medida de las propiedades tixotrópicas de un fluido y denota la fuerza de floculación bajo condiciones estáticas.

La fuerza de gelatinización, como su nombre lo indica, es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado, después de un período de reposo.

La tasa de gelatinización se refiere al tiempo requerido para formarse el gel. Si esta se forma lentamente después que el lodo está en reposo, se dice que la tasa de gelatinización es baja y es alta en caso contrario.

Un lodo que presenta esta propiedad se denomina tixotrópico.

El conocimiento de esta propiedad es importante para saber si se presentarán dificultades en la circulación.

El grado de tixotropía se determina midiendo la fuerza de gel al principio de un período de reposo de 10 segundos, después de agitarlo y 10 minutos después. Esto se reporta como fuerza de gel inicial a los 10 segundos y fuerza de gel final a los 10 minutos.

La resistencia a la gelatinización debe ser suficientemente baja para:

- Permitir que la arena y el ripio sea depositado en el tanque de decantación.
- Permitir un buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería y de pistón cuando se introduce la misma en el hoyo.
- Permitir la separación del gas incorporado al lodo.

Sin embargo, este valor debe ser suficiente para permitir la suspensión de la barita y los sólidos incorporados en los siguientes casos:

- Cuando se esta añadiendo barita.
- Al estar el lodo estático.

d. **Punto Cedente:** Se define como la resistencia a fluir causada por las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas sólidas. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas cerca de la superficie de las partículas.

El punto cedente, bajo condiciones de flujo depende de:

- Las propiedades de la superficie de los sólidos del lodo.
- La concentración de los sólidos en el volumen de lodo.
- La concentración y tipos de iones en la fase líquida del lodo.

Generalmente, el punto cedente alto es causado por los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos, etc., y por los sólidos arcillosos de formación. Altos valores del punto cedente causan la floculación del lodo, que debe controlarse con dispersantes.

Para determinar este valor se utiliza la siguiente fórmula:

$$V_p \left(\frac{\text{lbs}}{100 \text{ pies}^2} \right) = (\text{Lectura a 300 r.p.m.}) - V_p$$

*** Pérdida de Filtrado:**

La pérdida de fluido es una de las propiedades del lodo con importancia fundamental en las operaciones de perforación o completación.

Básicamente hay dos tipos de filtración: Estática y Dinámica. La estática ocurre cuando el fluido no está en movimiento, mientras que la dinámica ocurre cuando el lodo fluye a lo largo de la superficie filtrante. Como es de esperarse, ambos tipos ocurren durante la perforación de un pozo.

Durante el proceso de filtración estática, el revoque aumenta de espesor con el tiempo y la velocidad de filtración disminuye por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir la formación de revoques muy gruesos.

Por otro lado la filtración dinámica se diferencia de la anterior en que el flujo de lodo a medida que pasa por la pared del pozo tiende a raspar el revoque a la vez que el mismo se va formando, hasta que el grosor se estabiliza con el tiempo y la velocidad de filtración se vuelve constante, por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir una pérdida excesiva de filtrado a la formación.

Los problemas que durante la perforación se pueden presentar a causa de un control de filtración inadecuado son varios: Altos valores de pérdida de filtrado casi siempre resultan en hoyos reducidos lo que origina excesiva fricción y torque, aumentos excesivos de presión anular debido a la reducción en el diámetro efectivo del hueco como resultado de un revoque muy grueso, atascamiento diferencial de la tubería debido al aumento en la superficie de contacto entre esta y la pared del hoyo: además puede causar un desplazamiento insuficiente del lodo durante la perforación primaria y una disminución en la producción potencial del yacimiento al dañar al mismo.

La pérdida de fluido depende de: La permeabilidad de la formación, el diferencial de presión existente, y la composición y temperatura del lodo.

Las rocas altamente permeables permiten altas tasas de pérdida de fluido, y al contrario las formaciones menos permeables producirán tasas más bajas de pérdida de fluido.

La pérdida de fluido comienza a disminuir, después de un período de tiempo, aún en las formaciones altamente permeables.

La pérdida de fluido de alto volumen durante el esfuerzo inicial lleva sólidos a los espacios porosos interconectados entre los granos de arena. Mientras sigue la pérdida de fluido, más y más sólidos son llevados y empacados en los espacios porosos de las rocas.

Una vez que los espacios se hayan ocupado suficientemente con los sólidos del lodo, se comienza a formar un revoque sobre la superficie del hoyo.

Experimentos demuestran que la pérdida de filtrado se puede disminuir si se aumenta la concentración de sólidos en el lodo. El mecanismo en este caso consiste en aumentar la velocidad de acumulación del revoque, disminuyendo así el filtrado.

Sin embargo, esta forma de control no es adecuado ya que resulta en revoques muy gruesos y de alta permeabilidad, aunque se observe una reducción en la pérdida de filtrado.

La mejor forma de controlar la filtración es controlando la permeabilidad del revoque. El tamaño, la forma, y la deformabilidad de las partículas bajo presión son los factores más importantes a considerar.

Las partículas pequeñas, delgadas y planas son mejores ya que forman un revoque más compacto. La bentonita es el material cuyas partículas satisfacen adecuadamente estas especificaciones.

Los factores más importantes que afectan la filtración estática son:

- La permeabilidad del revoque.
- El área sobre lo cual se desarrolla la filtración.
- La presión diferencial de filtración.
- El grosor de revoque.
- La viscosidad del filtrado.
- El tiempo de filtración.

Los contaminantes solubles disminuyen el rendimiento de la bentonita y originan altas filtraciones. Estos contaminantes forman revoques gruesos que generalmente causan los siguientes problemas si no son contrarrestados:

- Atascamiento de la tubería.
- Derrumbes.
- Pérdida de circulación.
- Dificultad en la corrida e interpretación de los registros.
- Dificultad en la terminación del pozo.
- Disminución de la producción del pozo.

El proceso de filtración, cuando se circula es básicamente diferente a la filtración estática por la diferencia en la forma de deposición del revoque. Durante la filtración estática, el revoque será una función lineal del volumen de filtrado.

Los sólidos depositados durante la circulación y las características de flujo son factores determinantes en la composición del revoque.

El revoque igualmente está determinado por la diferencia entre la tasa de deposición y la tasa de erosión, la cual dependerá principalmente de la velocidad del lodo, el tipo de flujo y las características del revoque en si mismo.

El control de este tipo de pérdida de filtrado consiste esencialmente de la deposición de un revoque de baja permeabilidad en la cara de la roca permeable que está expuesta al lodo.

*** Contenido de Sólidos:**

En un fluido de perforación existen sólidos deseables como la arcilla y la barita, y sólidos indeseables como ripios y arena, los cuales hay que eliminar del sistema.

Para controlar en un mínimo los sólidos perforados se utilizan varios métodos, ya que es de suma importancia mantener el porcentaje de sólidos en los fluidos de perforación en los rangos correspondientes al peso del lodo en cuestión.

Este porcentaje puede ser determinado por medio de las siguientes fórmulas:

$\% \text{ sólidos} = ((\text{Peso lodo}) - 8.33) \times 7.5 \dots\dots\dots(\text{lodo nativo})$ $\% \text{ sólidos} = ((\text{Peso lodo}) - 6) \times 3.2 \dots\dots\dots(\text{invertido con peso})$ $\% \text{ sólidos} = 1 - \% \text{ fase líquida} \dots\dots\dots(\text{base agua con peso})$ $\% \text{ fase líquida} = \left(\frac{(35 - (\text{Peso del fluido}))}{26.67} \right)$
--

Los sólidos es uno de los mayores problemas que presentan los fluidos de perforación cuando no son controlados.

La acumulación de sólidos de perforación en el sistema causa la mayor parte de los gastos de mantenimiento del lodo.

Un programa adecuado de control de sólidos ayuda enormemente a mantener un fluido de perforación en óptimas condiciones, de manera que sea posible obtener velocidades de penetración adecuadas con un mínimo de deterioro para las bombas y demás equipos encargados de circular el lodo.

Algunos efectos de un aumento de los sólidos de perforación son:

- Incremento del peso del lodo.
- Alteraciones de las propiedades reológicas, aumento en el filtrado y formación de un revoque deficiente.
- Posibles problemas de atascamiento diferencial.

- Reducción de la vida útil de la mecha y un aumento en el desgaste de la bomba de lodo.
- Mayor pérdida de presión debido a la fricción.
- Aumento de las presiones de pistoneo.

Aunque es imposible remover todos los sólidos perforados, con el equipo y las prácticas adecuadas, es posible controlar el tipo y la cantidad de los mismos en un nivel que permita una perforación eficiente.

Los sólidos de perforación se pueden controlar utilizando los siguientes métodos:

- Dilución.
- Asentamiento.
- Equipos mecánicos de control de sólidos.

La dilución consiste en añadir agua al lodo, para reducir los sólidos en el volumen considerado. Este método es el más costoso. La adición de agua dependerá de:

Las especificaciones de peso del fluido de perforación.

- El tamaño del hoyo perforado.
- El tipo de formación perforada.
- La tasa de penetración.
- La eficiencia del equipo de control de sólidos.

El asentamiento, consiste en pasar el lodo por un tanque o fosa de asentamiento en donde los sólidos puedan decantar.

La eliminación por asentamiento se aplica esencialmente a los lodos de baja viscosidad y peso, y necesita un área relativamente grande para darle tiempo a las partículas a asentarse.

El tercer método de control de sólidos es a través de equipos mecánicos. Para esto se utiliza: Las zarandas, desarenador, limpiadores de lodo y centrífugas.

Las zarandas o rumbas constituyen el medio primario para controlar los sólidos y consiste en hacer pasar el fluido por una malla que filtra solamente las partículas que tengan un diámetro menor que los orificios de la malla. Los desarenadores ofrecen un medio mecánico muy eficaz para remover los sólidos nativos y la arena del fluido de perforación y los limpiadores de lodo están diseñados para descartar todas las partículas mayores de 15 micrones.

2.6 Química de las arcillas

El término arcilla viene del griego argilos que significa blanco, se utiliza en mineralogía para designar al conjunto de minerales secundarios de pequeño tamaño de partícula, ($< 2 \mu\text{m}$) perteneciente a la subclase de los filosilicatos o silicatos laminares. Son fundamentalmente silicatos de aluminio hidratados con estructura en capas con espaciamentos y contenidos en los espacios interlaminares característicos para cada mineral. Sus propiedades son consecuencia de sus características estructurales. La estructura interna y composición química de cada mineral de la arcilla le confiere unas características muy específicas de reactividad química. Sus tamaños de partícula y las morfologías específicas de sus cristales.

Presentan carga eléctrica, lo cual le otorga propiedades físico-químicas muy particulares: retención de moléculas orgánicas e inorgánicas, capacidad para mantenerse dispersas o reunirse en agregados voluminosos, hinchamiento, etc. Las cargas eléctricas presentes en la arcilla son de dos orígenes diferentes: permanentes y dependientes del pH.

Las cargas eléctricas permanentes, o estructurales se han generado a través de los procesos geológicos, debido a sustituciones isomórficas en las estructuras cristalinas, generalmente negativas debido al reemplazo de átomos de la estructura por otros de menor valencia, estas cargas son independientes del entorno del mineral.

Debido a la influencia que estos fenómenos fisicoquímicos tienen en el comportamiento de las arcillas tanto de las que se adicionan al fluido de perforación como de las que se

incorporan provenientes de la formación, es importante que el ingeniero de fluidos de perforación conozca y entienda los mecanismos de reacción (interacción) de las arcillas y el fluido.

2.6.1 Estructura de los minerales de arcilla.

La estructura de los filosilicatos está formada por la unión de capas tetraédricas y octaédricas. La capa octaédrica está formada por una serie de tetraedros de oxígeno que comparten tres vértices que se extienden formando una capa en dos direcciones del espacio. Estos tetraedros tienen su base en un mismo plano y el cuarto vértice apuntando en el mismo sentido, iones silicio se sitúan en los centros de los tetraedros coordinados con los oxígenos. Es frecuente encontrar en los filosilicatos iones aluminio sustituyendo parcialmente al silicio en esta red tetraédrica.

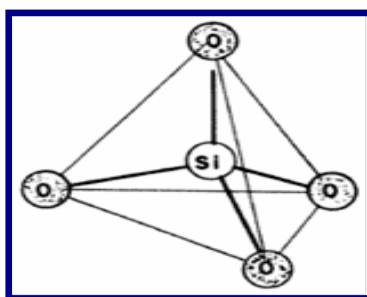


Fig 3 El tetraedro elemental

Los oxígenos radicales de los tetraedros, así como grupos OH-, configuran una nueva capa formada por octaedros que comparten aristas en cuyos centros se localizan iones bi o trivalentes, pudiendo en ocasiones estar vacías parte de las posiciones octaédricas.

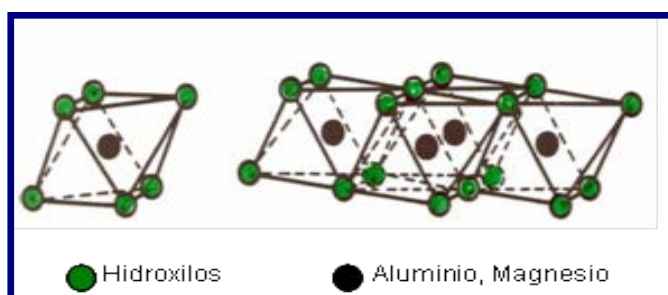


Fig. 4 Lámina de octaedros

Con arreglo a estas características y siguiendo las siguientes reglas (Reglas de Pauling) se pueden unir dos o más tetraedros.

La suma de las cargas negativas debe ser igual a la suma de las cargas positivas, de manera que la estructura sea eléctricamente neutra.

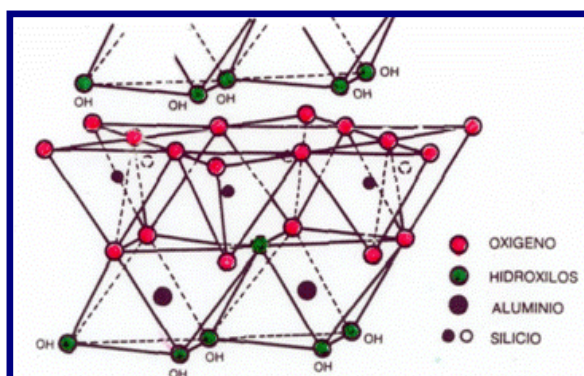
Todos los elementos con carga positiva (cationes) pueden enlazarse o rodearse de elementos cargados negativamente, coordinándose con ellos de modo que los arreglos coordinados dependen únicamente de los tamaños entre el catión (+) y el anión (-) respectivo.

Existe una tercera regla conocida como Regla de Lowenstein: No es válido enlazar dos tetraedros que tengan un átomo central de aluminio cada uno. Esto nos indica que dos tetraedros de aluminio sólo pueden enlazarse mediante otro tetraedro intermedio a base de silicio.

El número y disposición de estas capas tetra y octaédricas constituye el primer elemento distintivo en las redes de los filosilicatos. Con arreglo a esta característica se puede establecer tres tipos de unidades estructurales:

En el primer tipo, la unidad respectiva está formada por una capa tetraédrica que comparte sus oxígenos apicales con una capa octaédrica, el plano opuesto de ésta última está formado exclusivamente por grupos OH-.

Esta configuración define una lámina denominada 1:1 que se unirá con otras similares



para formar el conjunto de estructuras,

Fig 5 Configuración de una lamina 1:1

La segunda posibilidad consiste en la existencia de dos capas tetraédricas con sus oxígenos apicales situados unos frente a otros. Estos oxígenos, junto con grupos OH- forman una nueva capa octaédrica situada entre las anteriores. Así se tiene una unidad repetitiva de tipo 2:1.

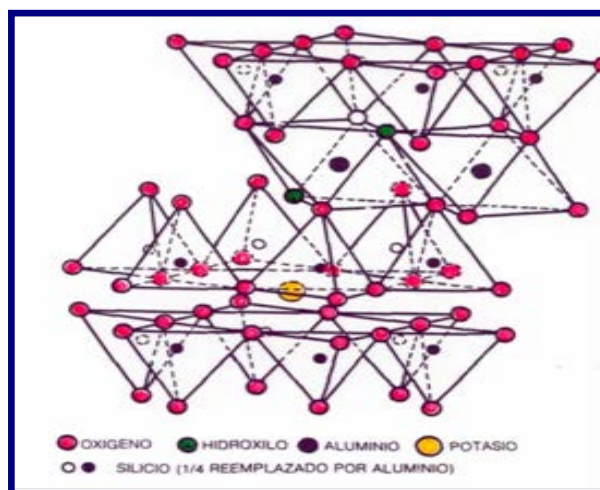


Fig 6 Red de enlaces de 2 capas tetraédricas con 1 capa octaédrica

El tercer tipo estructural se forma por unidades de tipo 2:1, descritas alternada con una capa octaédrica. Esta capa no comparte con ninguna de las otras sino que está formada por dos planos de iones OH⁻ que define una red de octaedros cuyos centros se sitúan cationes. La unidad que se forma es una nueva lámina del tipo 2:1:1 o 2:2.

Un segundo criterio de diferenciación dentro de los filosilicatos es el tipo de catión que ocupa las posiciones interiores de la capa octaédrica donde es la zona en la que actúan los inhibidores.

2.6.2 Clasificación general de los minerales de arcilla

Cuando las laminas presentan su composición básica, silicio en la capa tetraédrica y cationes bi o trivalentes en posiciones tri o di-octaédricas, la carga global es nula, uniéndose la base de los estratos por enlaces residuales. Sin embargo cuando las

posiciones catiónicas de las láminas están ocupadas por iones de menor carga, el balance total queda descompensado por las cargas negativas sin neutralizar.

Esto permite la existencia entre láminas, de cationes que sirven de unión por medio de enlaces iónicos. Dependiendo del número de cargas disponibles, es el elemento que ocupa la posición entre los estratos: K, Mg, Ca, Na. Este catión da un carácter distintivo entre los minerales de arcilla.

Con base a la estructura descrita, las arcillas pueden clasificarse de la manera siguiente:

TIPO	GRUPO	SUBGRUPO	ESPECIES MINERALES
1:1	Caolines	Caolinitas (dioctaédrica)	Caolinita, Diquita, nacrita, halloysita
		Serpentina (trioctaédrica)	Antigorita, chamosite, crysotila, y cronstedita
	Talco	Pirofilita (dioctaédrica)	
		Talco (trioctaédrica)	
2:1	Esmectitas	Esmectita dioctaédrica	Montmorillonita, bidellita nontronita
		Esmectita trioctaédrica	hectorita (Li), saponita (Mg), y sauconita
	Micas	Micas dioctaédrica	Muscovita Paragonita Mica-Al Mica-Fe
		Micas trioctaédrica	Flogopita, Biotita, Lepidolita, Zinnwaldita
	Vermiculitas	Vermiculitas dioctaédrica	Vermiculitas dioctaédrica
		Vermiculitas trioctaédrica	Vermiculitas trioctaédrica
	Illita	Illita dioctaédrica	Derivadas de muscovita
		Illita trioctaédrica	Derivadas de flogopita
	2:1:1	Clorita	Clorita dioctaédrica
		Clorita trioctaédrica	Brunsvigita, clinocloro, cookeita, diabantita, nimita, pennantita, penninita, ripidolita, sheridanita, thuringita.

Tabla 3 Grupos y subgrupos de arcillas clasificadas en función de su estructura

2.6.3 Diámetros iónico hidratados

En la tabla 2.4 se muestran valores de diámetro iónico y diámetro hidratado de algunos cationes. Es importante mencionar que el grado de hidratación de un catión depende de su radio de hidratación.

CATION	DIÁMETRO IÓNICO (Å)	DIÁMETRO HIDRATADO (Å)
Li+	1.66	14.6
Na+	1.90	11.2
K+	2.66	7.6
NH ₄ ⁺	2.88	5.0
Mg ²⁺	1.30	21.6
Ca ²⁺	1.98	19.2
Al ³⁺	1.00	18.0

Tabla 4 Diámetro iónico e hidratado de cationes intercambiables

2.6.4 Procesos de enlace de las partículas de arcilla

Además de conocer la cantidad y calidad de la arcilla de un lodo, se requiere conocer el estado de asociación de las partículas de arcilla. Los mecanismos de enlace de las partículas de arcilla son importantes para entender la reología en las suspensiones de arcilla, y por lo tanto los cambios reológicos que se producen en el fluido de perforación.

Las partículas de arcilla se asocian cuando están en uno de los siguientes estados:

- **Agregación:** Es el enlace de cara a cara resulta en la formación de láminas o paquetes más gruesos. Esto reduce el número de partículas y causa una reducción de la viscosidad plástica. La agregación puede ser causada por la introducción de cationes divalentes, tales como Ca²⁺, en el fluido de la perforación. Esto podría resultar de la adición de cal o yeso, o de la perforación de anhidrita o cemento. Después del aumento inicial la viscosidad disminuirá con el tiempo y la temperatura, hasta llegar a un valor inferior al valor inicial.
- **Dispersión:** Reacción contraria a la agregación resulta en un mayor número de partículas y viscosidades plásticas más altas. Las laminillas de arcillas son normalmente agregadas antes de ser hidratadas y cierta dispersión ocurre a medida que se hidratan. El grado de dispersión depende del contenido de electrolitos en el agua, del tiempo, de la temperatura, de los cationes intercambiables en la arcilla y de la concentración de arcilla.

- Floculación: Se refiere a la asociación de borde a borde y/o borde a cara de las partículas, resultando en la formación de una estructura similar a un Castillo de Naipes. Esto causa un aumento de la viscosidad, gelatinosidad y el filtrado. La severidad de este aumento depende de las fuerzas que actúan sobre la partículas enlazadas y del numero de partículas disponibles para ser enlazadas”. Cualquier cosa que aumenta las fuerzas repulsivas entre las partícula o causa la contracción de la película de agua adsorbida, tal como la adición de cationes divalentes o las temperaturas elevadas pueden fomentar la floculación.
- Defloculación: Es la disociación de las partículas floculadas. La adición de ciertos productos químicos al lodo neutraliza las cargas electroquímicas, en las arcillas. Esto elimina la atracción que resulta del enlace borde a borde y/o borde a cara entre las partículas de arcilla. Como la defloculación causa una reducción de la viscosidad los productos químicos defloculantes son frecuentemente llamados diluyentes

2.7 Química de las aminas

El grupo amino esta compuesto por un átomo del nitrógeno unido por los enlaces a los átomos de hidrógeno, a los grupos alquilo, los grupos ariles, o una combinación de estos tres. Un compuesto orgánico que contiene a un grupo amino es llamado amina.

Las aminas son derivados del amoníaco del compuesto inorgánico (NH_3). Cuando uno, dos, o tres hidrógenos del amoníaco son substituidos por un grupo alquílico o aril, el compuesto resultante se conoce como amina primaria, secundaria, o terciaria, respectivamente.

Como el amoníaco, las aminas son bases débiles porque el par de electrones libres del átomo del nitrógeno pueden formar un enlace coordinado con un protón. Las aminas

reaccionarán con un ácido mineral para formar una sal de la amina, por ejemplo, con un ácido hidroclicórico forma un clorhidrato de amina.

Una amina insoluble en agua se puede utilizar disuelta en ácido para formar una sal de de heamina soluble en agua. Las aminas reaccionan de manera similar con los haluros alquílicos para formar las sales alquílicas de amonio.

2.7.1 Historia de las aminas

- Sistemas de fluidos con sales de amonio: Las sales de cloruro substituyen un ion amonio por uno de potasio como un efectivo catión. El potasio y el amonio tienen el mismo diámetro del ión hidratado por lo que se presumiría que las dos sales tienen un desempeño similar. Sin embargo, operacionalmente, el cloruro de amonio, NH_4Cl , muestra problemas de incremento del pH del fluido por la liberación de gas de amonio.
- PHPA – Poli-acrilamida Parcialmente Hidrolizada: Puede ser vista como un primo anionico de los sistemas basados en el catión amonio. El primer pozo en el que se usó un fluido de perforación con cloruro de potasio PHPA fue en 1969 en Canadá. El grado de “hidrólisis” del PHPA es importante. El estándar es 30% de PHPA hidrolizada, el cual preserva la estabilidad de la lutita a través de la atracción de los aniones localizados a lo largo de la cadena del polímero con los cationes localizados en los bordes de las placas de las arcillas.
- Materiales Organicos Catiónicos – Polímeros Cuaternarios Catiónicos: En 1989 se introdujeron las poliaminas con grupos cargados cationicamente. El grupo cationico de amina cuaternaria es absorbido rápidamente por la arcilla lo que reduce sus cargas y rechaza fuerzas, inhibiendo la hidratación y dispersión. Normalmente, estos polímeros contienen entre 400 y 7500 enlaces cationicos. Esto significa que la asociación del polímero con la arcilla es un proceso irreversible. El sistema de polímero cationico podría ser el fluido base agua más inhibitorio. Los polímeros catiónicos al parecer adsorben la carga negativa de la superficie de los minerales arcillosos. El mecanismo de

adsorción es consistente con una reacción de intercambio iónico. Los cationes intercambiables en la superficie del entramado de las arcillas son remplazados por un grupo colgante catiónico del polímero. El polímero es muy largo comparado con materiales cationicos simples. El tamaño de la molécula previene la penetración dentro de los poros de la lutita o de las zonas productivas de baja permeabilidad. Los polímeros catiónicos son utilizados en concentraciones de 3 a 8 lb/bbl. Debido a su alto consumo, el alto costo y las dificultades en ingeniería asociados a estos, y a una alta toxicidad marina, los polímeros catiónicos originalmente desarrollados no son utilizados ampliamente en el mercado.

–Materiales Organicos Catiónicos – Aminas-Alquilo Cuaternarias: Fueron patentadas en 1988 como una aplicación del tetra metil cloruro de amonio o TMAC (Tetra methyl ammonium chloride). El TMAC, introducido al mercado como un “substituto del potasio”, es una extraordinaria pero toxica molécula. Los dueños de las patentes y los distribuidores afirman que solo 1/10 de la concentración que se usa con el cloruro de potasio, es requerida para proveer inhibición a las arcillas y estabilización a las lutitas. El LD₅₀ para el TMAC es de 50 mg/Kg pero se logra mitigar la toxicidad al combinarse con arcillas lo que permite pasar la mayoría de estudios de toxicidad en campos de petróleo. También, hay que tener en cuenta que el TMAC es absorbida a través de la piel y se necesita protección personal. El TMAC no tiene una amplia aplicación en los fluidos de perforación, pero si en los fluidos de fractura.

–Materiales Organicos Catiónicos – Hidroxi Aminas Cuaternarias: Polimeros cationicos con alto peso molecular tienen un tamaño de molécula muy largo y no puede penetrar las capas de las arcillas tan efectivamente como los monómeros de bajo peso molecular u oligomeros. Como resultado tenemos que la adsorción de polímeros de alto peso molecular ocurre primeramente en la superficie de las lutitas o de los recortes como una capa encapsulante. A consecuencia de esto, la desorción de los cationes

intercambiables y la reducción de la capacidad de intercambio catiónico son menos significativas cuando comparas con materiales catiónicos de bajo peso molecular. Materiales catiónicos de bajo peso molecular pueden ser considerados como “supresores de hidratación” en vez de encapsulantes catiónicos.

–Poliácidos Poli-amino Anfotericos: En 1993 se introdujo una innovación, una característica anionica y cationica en una sola molécula. La amina y el ácido carboxílico se combinaron en una configuración polimérica. El correcto tamaño del supresor de hidratación anfoterico cuando tenemos un pH entre 5 y 9 puede satisfacer todas las cargas sobre una partícula de arcilla. El producto anfoterico, un amino acido complejo sintético, muestra un comportamiento anionico-cationico cambiante con las variaciones de pH sobre el rango aplicable. El producto es compatible tanto con aditivos anionicos como con cationicos. El pequeño tamaño molecular y el carácter anfoterico hacen que estos ácidos poli-aminos sean especialmente utilizados como supresores de hidratación en los “fluidos drill in”. Arcillas en lutitas y en arenas permeables pueden ser estabilizadas y previenen una disminución del daño en la permeabilidad.

–Alquilo-diaminas: Un menos tóxico, hasta ahora efectivo, reemplazo para el TMAC que fue introducido en 1996. El hexameten-diamina (HMDA) fue introducido al mercado por compañías de fracturamiento y estimulación. Basandose en pruebas de CST (Capillary Suction Time), 0.75% de HMDA es equivalente a 0.15% de TMAC.

–Poliamina- glicoles: Hubieron dos amino glicoles muy efectivos introducidos en la mitad de la década del 90. A diferencia de otros glicoles disponibles, estos productos no requieren cloruro de potasio para optimizar su desempeño. El interesante no-punto de nieve de los glicoles provee un grado de estabilidad de la lutita en agua fresca y fueron muy efectivos en salmueras de cloruro de sodio. Los glicoles son capaces de envolver efectivamente las capas de lutitas por substitución catiónica y por fijación de los espacio de las arcillas. La adición de este tipo de materiales antes del uso de los lodos, con más

de 15 lb/bbl de sólidos de baja gravedad dispersados previamente, pueden causar una inimaginable floculación. Estos glicoles y nuevas variantes demandan ser tratadas como componentes fundamentales de un lodo fresco y no como un simple aditivo.

–Poliaminas glicol/éter: Un ingrediente inhibitorio clave de un nuevo lodo base agua de alto desempeño (HPWBM) es un material similar al de la poliamina glicol.

2.8 Aspectos ambientales

En la actualidad, el mayor desafío al formular fluidos de perforación es poder satisfacer las condiciones cada vez más exigentes de las altas temperaturas y presiones que hay en algunos pozos profundos, de alcance extendido u horizontal y, a la vez, evitar dañar el medio ambiente. Los componentes de los fluidos de perforación deben seleccionarse de manera que el impacto que se produce en el medio ambiente por el desecho de lodo o detritos sea mínimo. El cuidado de la salud del personal que trabaja en los pozos de petróleo es también un factor importante que influye en la utilización de estos fluidos; por tal razón, los productos se seleccionan para disminuir los riesgos para la salud. El nivel de daño que los fluidos de perforación producen en el medio ambiente depende del tipo de lodo que se use y de las condiciones medioambientales predominantes. El lodo a base de agua es por lo general el que menos daño ocasiona si se lo compara con el lodo en base aceite. Las pruebas de toxicidad también se utilizan para pronosticar el impacto de un contaminante en el medio ambiente. Los resultados de estos experimentos se utilizan para estimar la cantidad máxima de material que se puede desechar sin que produzca un efecto directo y tóxico en el medio ambiente.

Los principales aspectos ambientales que están relacionados a los fluidos de perforación en base aminas son los siguientes:

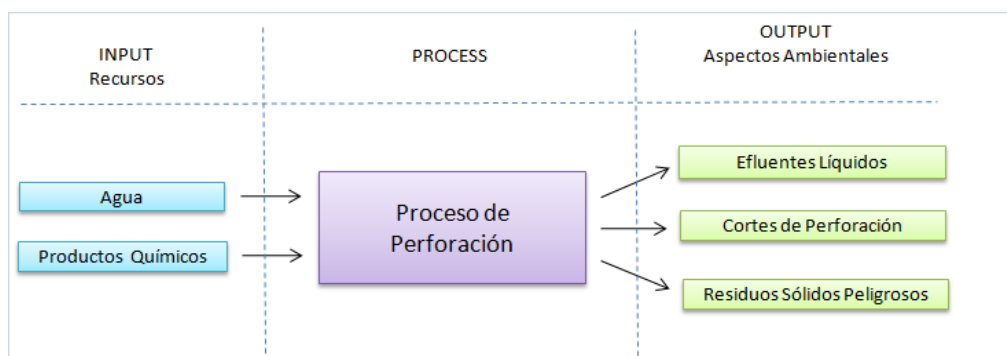


Fig. 7 Aspectos ambientales relacionados a los Fluidos de Perforación.

Como se puede apreciar los principales aspectos ambientales están relacionados a la disposición final de los efluentes líquidos, recortes de perforación y residuos peligrosos.

ASPECTO	IMPACTO
Generación de efluentes líquidos de la perforación	Contaminación de fuentes hídricas con efluentes líquidos fuera de los límites permisibles - DS N° 037-2008-PCM Límites Máximos Permisibles de Efluentes Líquidos para el Subsector Hidrocarburos
Generación de recortes de perforación	Contaminación de suelos con recortes de perforación impregnados con hidrocarburos u otro contaminante, fuera de los límites permisibles del Banco Mundial.
Generación de residuos sólidos peligrosos.	Contaminación de suelos con residuos sólidos peligrosos DS 037-2004 PCM Reglamento de la Ley general de residuos Sólidos.

Tabla 5 Aspectos e Impactos ambientales

2.8.1 Impactos

a. Contaminación de Fuentes Hídricas

Entendamos que contaminación de fuente hídrica o contaminación del agua es la acción o al efecto de introducir materiales, o inducir condiciones sobre el agua que, de modo directo o indirecto, impliquen una alteración perjudicial de su calidad en relación a sus usos posteriores o sus servicios ambientales.

Según la [OMS](#) (Organización Mundial de la Salud), el agua está contaminada cuando su composición se haya alterado de modo que no reúne las condiciones necesarias para el uso al que se la hubiera destinado, en su estado natural.

De acuerdo al DS N° 037 Límites máximos permisibles de efluentes líquidos en el sub-sector hidrocarburos se establecen los parámetros que deberían de tener todos los efluentes líquidos que se descartan de la operación de perforación.

Parámetro Regulado	Límites Máximos Permisibles (mg/l) (concentraciones en cualquier momento)
Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH)	20
Cloruro	500 (a rios, lagos y embalses). 2000 (estuarios)
Cromo Hexavalente	0.1
Cromo Total	0.5
Mercurio	0.02
Cadmio	0.1
Arsénico	0.2
Fenoles para efluentes de refinerías (FCC)	0.5
Sulfuros para efluentes de de refinerías FCC	1
Demanda bioquímica de oxígeno (DBO)	50
Demanda química de oxígeno (DQO)	250
Cloro residual	0.2
Nitrógeno amoniacal	40
Coliformes totales (NMP/100 ml)	< 1000
Coliformes fecales (NMP/100 ml)	< 400
Fósforo	2
Bario	5
PH	6.0 – 9.0
Aceites y grasas	20
Plomo	0.1
Incremento de temperatura (*)	< 3°C

Tabla 6 Parametros permisibles para efluentes líquidos

Como se puede apreciar las aminas no están reglamentadas bajo la legislación peruana; pero el fluido contiene otros elementos que necesariamente deben controlarse antes de ser dispuestos al ambiente, en la actualidad, en los equipos de perforación se cuenta con sistemas de control de sólidos y tratamiento de aguas que hacen alinear los efluentes a descartar bajo los parámetros establecidos por la legislación y de esta manera minimizar el impacto ambiental.

b. Contaminación de suelos con cortes de perforación

Los cortes de perforación constituyen uno de los pasivos ambientales más voluminosos al culminar la perforación de un pozo, en la actualidad no se cuenta con legislación alguna que reglamente los límites máximos permisibles para este residuo en el Perú, pero se pueden emplear estándares internacionales que hagan referencia a este impacto como es el caso de:

The environmental guide for the final disposal of wastes from petroleum and gas exploitation of the Natural Resources Department of the State of Louisiana (EPA, 1987)

PARAMETROS	EN BASE SECA mg/Kg	Lixiviados
PH	6-9	6-9
Poliaromáticos	NR	2.8×10^{-4}
Hidrocarburos totales TPH	30000	10
Cadmio	10	ND
Bario	20000	100
Nickel	NR	1.34
Mercurio	10	0.1
Cromo	500	5
Arsénico	10	5*
Plomo	500	1
Zinc	500	ND
Plata	200	ND
Aceites y grasas	<1%	ND
Conductividad eléctrica	<4 mmhos/cm	
Ratio de absorción de sodio	<12	
% de ion sodio intercambiable	<15%	

Tabla 7 Estándares requeridos para disposición de cortes de perforación

Como se puede apreciar el estándar internacional de US-EPA no cita a la amina como un componente que pueda causar un gran impacto ambiental negativo a los suelos.

c. Contaminación de suelos con residuos sólidos peligrosos,

Existe tres tipos de residuos: sólidos, líquidos y gaseosos, es importante notar que el alcance de esta clasificación puede fijarse en términos puramente descriptivos o, como es realizado en la practica, según la forma de manejo asociado : por

ejemplo un barril con aceite usado y que es considerado residuo, es intrínsecamente un líquido, pero su manejo va a ser como un sólido pues es transportado en camiones y no por un sistema de conducción hidráulica.

En general un residuo sólido peligroso se clasifica por sus características de composición y generación. El impacto que se pueda generar en la perforación de un pozo de petróleo está en el hecho de la determinación de los residuos que quedan en la perforación de pozos de petróleo y gas. La legislación peruana (DS 037-2004 PCM Reglamento de la Ley general de residuos sólidos) hace mención a una relación de residuos catalogados como peligrosos en el cual las aminas no se encuentran determinados como tal, lo que hace que los residuos de estos (embases, embalajes y otros) sean manejados como cualquier residuo doméstico.

También está probado que los fluidos de perforación en base a aminas cumplen con los estándares internacionales de toxicidad de concentración letal media LC50-96h (Agencia Protección Ambiental de los Estados Unidos EPA-US), por tal razón se hace recomendable su uso.

La planificación del desarrollo de los procesos y el cumplimiento de las nuevas regulaciones ambientales aseguran en cierta manera la minimización de los impactos ambientales que se originan en un proceso de perforación de pozos.

3 METODOLOGÍA

3.1 Descripción del caso

Se ha estudiado la posibilidad de mejorar la capacidad de inhibición de arcillas en las formaciones Colorado y Mugrosa en los sistemas de fluidos de perforación base agua usados en los pozos del área del Magdalena Medio.

Los sistemas de fluidos propuestos en esta área son:

- Sistema inhibidor base Potasio
- Sistema inhibidor cuyo componente principal es una amina.

Durante el transcurso de los años y según las necesidades, se han ido desarrollando una variedad de inhibidores de arcillas.

Aquí se va a mostrar una comparativa entre desempeño de las aminas e inhibidores convencionales.

Sabemos que es un reto utilizar sistemas de fluidos de perforación base agua en arcillas reactivas ya que traen problemas como la inestabilidad de hueco, torque y drag y requerimientos medioambientales. Este fue el caso del campo de Magdalena Medio.

Hace algunos años, en el área, se han utilizado diferentes sistemas de lodo base agua; sin embargo, no tuvieron el alto desempeño esperado por la operadora para perforar exitosamente formaciones arcillosas e arenas en intervalos de alto ángulo. El sistema Amina ha sido utilizado con muy buenos resultados.

De acuerdo a experiencias en el campo, el sistema Amina fue formulado para trabajar con las concentraciones adecuadas de cada producto para satisfacer la necesidad de un sistema que provea al mismo tiempo, buena inhibición, adecuadas propiedades reológicas y lubricidad durante la sección de construcción de ángulo.

Aquí, presentamos el desempeño del sistema Amina y sus logros medioambientales en un área medioambientalmente sensible.

3.1.1 Descripción de la Amina

Es un inhibidor de arcillas cuya base es un compuesto multivalente catiónico de amina el cual, al contacto con el agua del fluido de perforación, se produce el ión amonio el cual por su tamaño permite un intercambio catiónico entre el fluido y las arcillas evitando su hidratación y posterior hinchamiento.

Provee lubricidad al sistema facilitando viajes de tubería y minimizando problemas durante la perforación como embotamiento de broca y BHA.

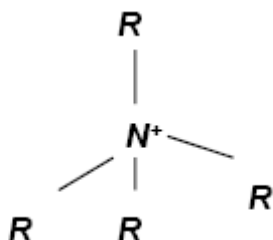
Este producto no presenta mayores riesgos para la salud y es biodegradable

3.1.2 Mecanismo de inhibición de la Amina

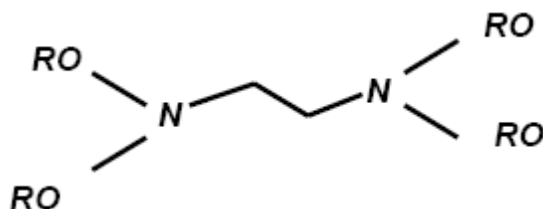
El mecanismo por el cual ocurre la reacción es por una reacción de intercambio catiónico entre los cationes comúnmente presentes en las arcillas por el catión amonio.

Sabemos que, el diámetro iónico del ión potasio es 2.66 Å, valor muy cercano a la distancia disponible de 2.8 Å, en el espacio cristalino de la arcilla (espacio entre capas que conforman la arcilla).

El catión amonio tiene un tamaño muy similar al catión potasio, es por eso que ofrece excelente capacidad inhibitoria.



Adicionalmente se desarrolla una película en la cara de la formación comparable con la membrana osmótica presentada en los sistemas Base Aceite, la cual actúa como mecanismo de inhibición mecánica evitando interacción con la formación. Para el óptimo funcionamiento del sistema no se requieren altas concentraciones de Amina.



3.1.3 Ventajas del sistema

Debido al tamaño del catión activo que posee la Amina, siendo fácilmente intercambiable con los cationes presentes en la arcilla, el sistema provee excelente inhibición; siendo la amina Soluble 100% en agua y térmicamente estable.

Asimismo, el filtrado del lodo por ser inhibido, no permite el hinchamiento de la matriz arcillosa, minimizando el daño de la formación; siendo compatible con los demás aditivos usados en la formulación de lodos base agua.

Mantiene un Menor contenido de Sólidos perforados, menor MBT; menor daño potencial a la formación, mayor productividad; menores tasas de dilución, menores volúmenes de lodo, menores costos en tratamientos y disposición final, beneficios ambientales.

La amina, permite mejores prácticas de perforación, mayor estabilidad de las arcillas y lutitas, diámetro del hueco más ajustado al diámetro de la broca, mejores operaciones de cementación, mejores lecturas de registros eléctricos.

El tratamiento de cortes de perforación, aguas y residuos asociados al lodo se realiza sin ninguna limitante ambiental, comparado con las Sales de Potasio, las cuales deben ser utilizadas en altas concentraciones para obtener niveles similares de inhibición.

3.1.4 Pruebas realizadas

Pruebas CST (Capillary Suction Test)

Se usa para medir la tendencia de las arcillas a hincharse al estar en contacto con diferentes fluidos.



Se realizaron unas pruebas CST para determinar la concentración correcta de la amina para proveer inhibición a las arcillas altamente reactivas de las formaciones Colorado y Mugrosa.

Todas las muestras de formación usadas (Colorado y Mugrosa) fueron tomadas directamente de los pozos:

- Lisama137R
- Tisquirama 9

Todas las pruebas descritas aquí se realizaron sobre una muestra del lodo base usado en los pozos del Magdalena Medio, variando la clase y concentración de inhibidor.

Pruebas de Dispersión.

Esta prueba involucra el macerado, tamizado y colocación de las partículas de arcilla dentro del fluido de perforación antes de envejecerlo, ya sea estáticamente o

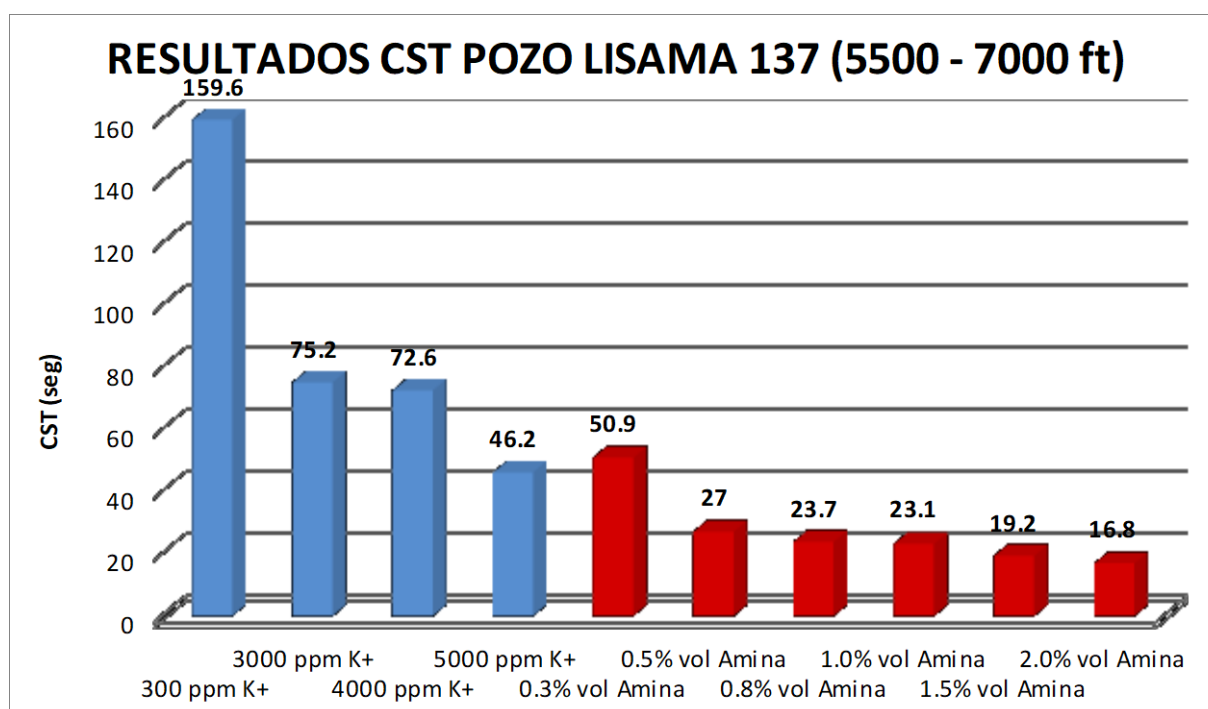
dinámicamente. El recobro, la limpieza y re-pesado de las partículas dará una indicación de la tendencia del fluido para prevenir la dispersión de la arcilla.

El procedimiento de las pruebas de Dispersión sigue los lineamientos de la norma “Desintegración de Partículas por medio de Hot Rolling”, API RP 13I.

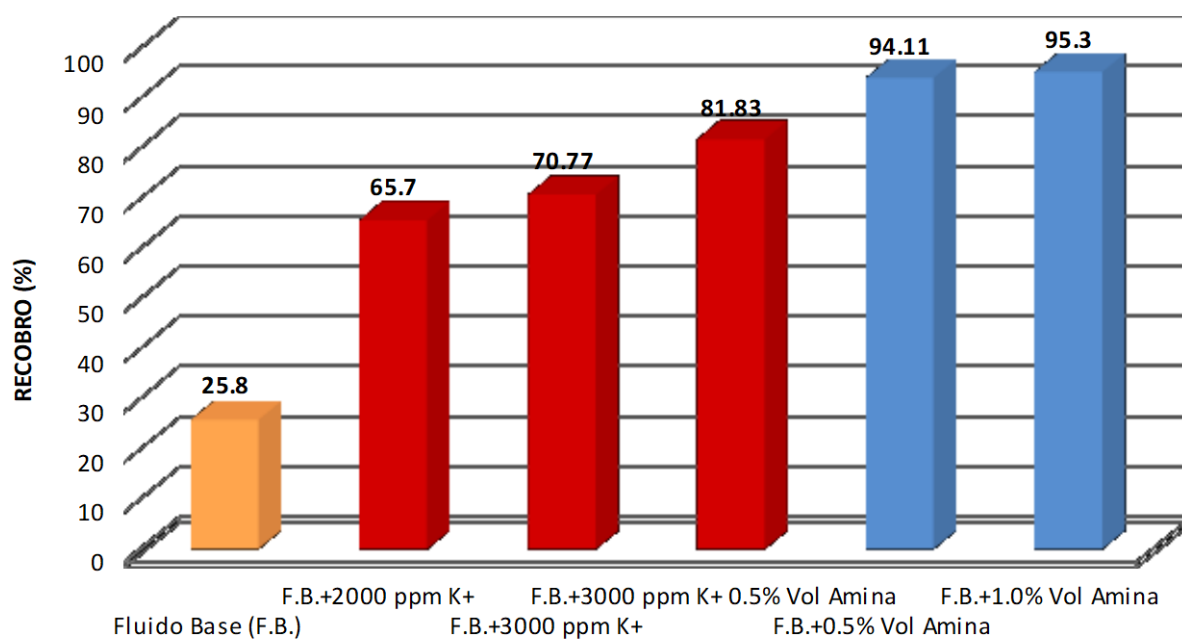
Consideraciones para las pruebas

- Se realizaron pruebas CST usando varias concentraciones de los inhibidores K+ y Aminas sobre un intervalo arcilloso del pozo Lisama 137R.
- De acuerdo con los resultados obtenidos en esta muestra se determinó qué concentraciones de inhibidores serían usados para las pruebas de Dispersión en las muestras de este pozo y los demás del área.
- Los resultados obtenidos en cada pozo fueron comparados con el fin de establecer que sistema inhibidor tenía el mejor desempeño.

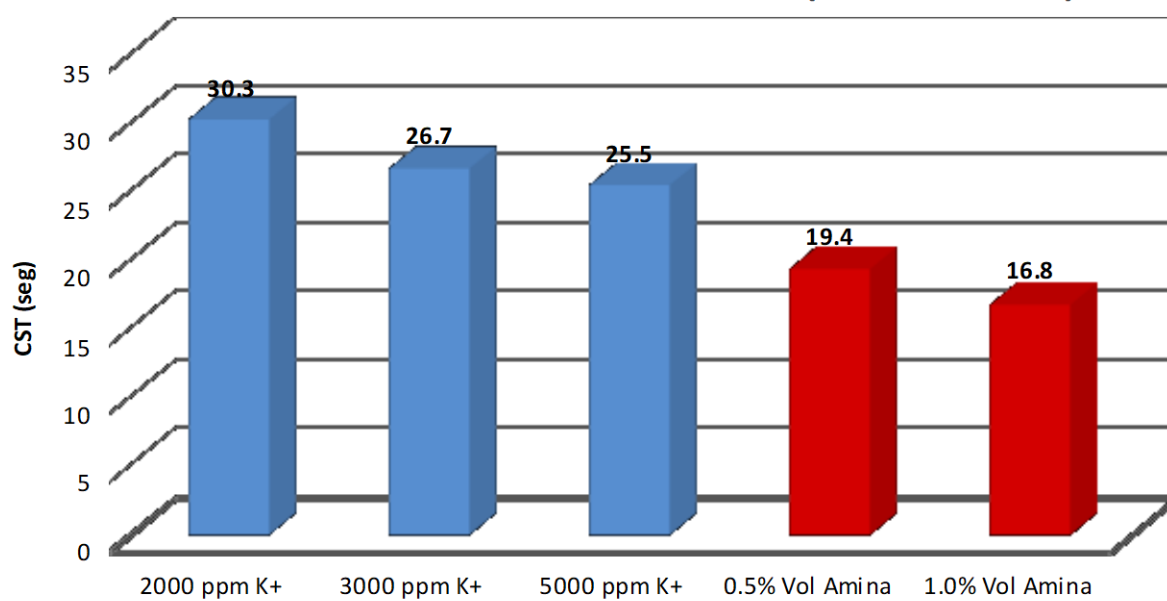
Aquí muestro los resultados de las pruebas:

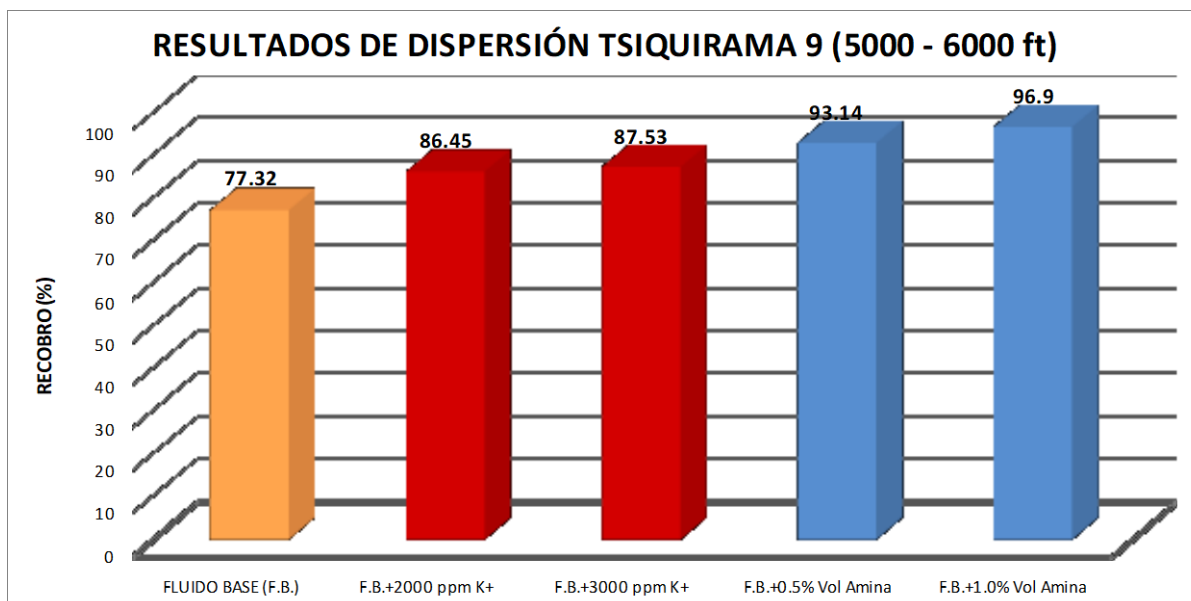


RESULTADOS PRUEBA DE DISPERSIÓN LISAMA 137 (5500 - 7000 ft)



RESULTADOS CST POZO TISQUIRAMA 9 (5000 - 6000 ft)





Los resultados de las propiedades de los fluidos fueron:

PROPIEDADES	FLUIDO BASE	F.B.+2000 ppm K	F.B.+3000 ppm K	F.B.+3000 ppm K+0.5%	F.B.+0.5% Vol Amina	F.B.+1.0% Vol Amina
θ_{600}	57	52	50	50	56	52
θ_{300}	37	34	32	32	36	34
θ_{200}	29	27	24	26	25	26
θ_{100}	19	18	11	13	17	17
θ_6	5	4	4	4	4	5
θ_3	4	3	3	3	3	3
VP (cp)	20	18	18	18	20	18
YP (lb/100 ft ²)	17	16	14	14	16	16
GELES (10 ⁶ /10 ⁶)	4/4	3/4	4/4	3/4	4/4	4/4
PH	10	9.7	9.7	8.9	9.1	8.6
FILTRADO API (ml)	7	7.5	7.5	7.5	7.5	6.8

Conductividad/Resistividad de los Inhibidores

CONCENTRACIONES	RESISTIVIDAD (Ohm*m)	CONDUCTIVIDAD (ns/cm)
3000 ppm K+	1.42	7042.2
0.5% Vol Amina	8	1250
1.0% Vol Amina	4.6	2174
1.5% Vol Amina	3.5	2857

4 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La integración exitosa de un pozo de petróleo y su costo dependen considerablemente de las propiedades del fluido de perforación. El tiempo es dinero. El costo del fluido de perforación en sí es relativamente bajo, pero la selección del fluido adecuado y el mantenimiento de las propiedades del mismo durante la perforación afectan profundamente el costo total del pozo. Por ejemplo, el número de días que se requieren para perforar a la profundidad total depende de la velocidad de penetración de la barrena y de la prevención de retrasos causados por derrumbes, tubos de perforación obstruidos, pérdidas de circulación, etc., los cuales se ven influenciados por las propiedades del fluido de perforación. Además, el fluido de perforación afecta la evaluación de las formaciones y la subsiguiente productividad del pozo.

Por lo tanto la selección de un fluido de perforación adecuado y el control diario de sus propiedades no es sólo la responsabilidad del ingeniero de fluidos, sino la del supervisor de la perforación, del operador de perforación y de los ingenieros de perforación, transporte y producción. El personal de perforación y producción no necesita un conocimiento detallado de los fluidos de perforación, pero deben entender los principios básicos que gobiernan su comportamiento y la relación de estos principios con el desempeño de la perforación y la producción del pozo.

COMPARACIÓN DE COSTOS

Costo del Sistema Base Amina

CONDICIONES DEL POZO: 7000 ft de hueco abierto de 8 ½", Washout: 10%

Dilución: 0.13 bbl/ft, Volumen Total de Lodo: 2000 bbl

Producto	Unidad	Concentr. Lb/bbl - % Vol.	Costo Total (US\$)
AMINA	55 GAL/TAMB	0.7 - 1.5	35280.00
GOMA XANTICA	55 LBS/SX	0.4 - 0.7	10582.00
PAC L	50 LBS/SX	1.0 - 1.5	5712.00
ALMIDON	50 LBS/SX	3.0 - 5.0	17400.00
GLICOL	55 GAL/TAMB	1.0 - 2.0 % Vol.	13455.00
PHPA	55 LBS/SX	1.0 - 2.0	7704.00
Material densificante y otros aditivos	Bactericida, Soda Cáustica y material densificante		17345.00
COSTO TOTAL DEL FLUIDO (US\$)			107478.00
COSTO POR BBL (US\$/BBL)			53.74

Costo del Sistema Base Potasio

CONDICIONES DEL POZO: 7000 ft de hueco abierto de 8 ½", Washout: 15%

Dilución: 0.15 bbl/ft, Volumen Total de Lodo: 2150 bbl

Producto	Unidad	Concentr. Lb/bbl - % Vol.	Costo Total (US\$)
ION POTASIO	110 LBS/SX	15 - 18	23040.00
GOMA XANTICA	55 LBS/SX	0.4 - 0.7	5148.00
PAC L	50 LBS/SX	1.0 - 2.5	10353.00
PAC R	50 LBS/SX	0.5 - 1.5	5775.00
GLICOL	55 GAL/TAMB	1.0 - 2.0 % Vol.	19305.00
PHPA	55 LBS/SX	1.0 - 2.0	16692.00
Material densificante y otros aditivos	Inhibidor de Corrosión, Bactericida, Soda Cáustica y material densificante		26634.00
COSTO TOTAL DEL FLUIDO (US\$)			106947.00
COSTO POR BBL (US\$/BBL)			49.74

SISTEMA	COSTO TOTAL (US\$)	COSTO/bbl	VOL. TOTAL (bbl)	DILUCION (bbl/ft)	WASHOUT (%)	MBT (lb/bbl eq.)	FILT. API	INHIB.
AMINA	107,478.00	53.74	2000	0.13	0.10	<17.5	<6.0	Alta
POTASIO	106,947.00	49.74	2150	0.15	0.15	<25	<6.0	Media

5 CONCLUSIONES

- ✓ Como se observó en los resultados obtenidos de las pruebas CST y de Dispersión, el sistema base Aminas provee una muy buena inhibición para las muestras de arcillas de las formaciones Colorado y Mugrosa.
- ✓ El Ion Potasio actuando solo, ofrece una capacidad de inhibición superior, aunque a medida que su concentración aumenta, si bien los valores de CST disminuyen, la tendencia de esta disminución es leve.
- ✓ El sistema base Aminas presenta bajas conductividades comparadas con el sistema base potasio en las concentraciones con las cuales se obtiene una óptima inhibición.
- ✓ Aunque los costos de cada sistema son similares, en cuanto a características de inhibición son diferentes. El valor de MBT en el sistema con Potasio es más bajo que en el de Amina evidenciando que su inhibición es media.
- ✓ El tamaño de hueco es más grande utilizando el sistema con Potasio como inhibidor.
- ✓ Si se quisiera igualar el sistema con Potasio al sistema con Amina en cuanto a valores de MBT (<17,5) y contenido de sólidos, el costo de este sistema se incrementaría sustancialmente debido a la dilución necesaria y la mayor adición de inhibidores.
- ✓ En el caso del sistema con Potasio se presentan limitaciones en la interpretación de los registros eléctricos por las altas conductividades, lo que no ocurre con el sistema con Amina.
- ✓ Desde el punto de vista ambiental el sistema con Potasio presenta limitaciones debido a la alta conductividad. El sistema con Amina no presenta estas desventajas.
- ✓ Los costos asociados a los tratamientos de los efluentes resultantes son minimizados debido a los menores volúmenes manejados.

6 BIBLIOGRAFIA

- ✓ Manual de Fluidos de Perforación MI-Drilling Fluids.
- ✓ Manual de Fluidos Baroid.
- ✓ Ximena Guerrero/Q'Max Solutions Inc.*. Mauricio Guerrero/Petrominerales Colombia Ltd., Brent Warren/Q'Max Solutions Inc.: **Use of Amine/PHPA System to Drill High Reactive Shales in the Orito Field in Colombia.**
- ✓ Arvind D. Patel, M-I SWACO: **Design and Development of Quaternary and Amine Compounds: Shale Inhibition with Improved Enviromental Profile.**