



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Validación técnica del uso, formulación
y evaluación de fluidos de perforación
de emulsión inversa**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Hugo Cesar Mondragon Basurto

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Juan Antonio Hernández Martínez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimiento

Agradecimiento

Investigación realizada gracias al Programa de Apoyo a Proyectos para Innovación y Mejoramiento de la Enseñanza (PAPIME) de la UNAM PE102923, "DISEÑO Y DESARROLLO DE NUEVAS PRACTICAS DE LABORATORIO PARA LA EVALUACION DE SISTEMAS DE EMULSIONES INVERSAS, EN FLUIDOS DE PERFORACION DE POZOS PETROLEROS.", a cargo del M.I. Israel Castro Herrera.

Agradecimientos

Agradezco a mi familia que me ha apoyado y alentado en mi vida, agradezco a mis hermanos Miguel Angel y Luis Antonio a mi hermana Blanca Estela y a mi papa Mayolo sin ellos no estaría donde estoy.

Agradezco a mis amigos de quienes he aprendido y compartido durante mi desarrollo como adulto, agradezco Juan Antonio, Rosa de Jesús, a El Juan, Rubén, Felipe, Brandon, Fernanda, Laura, Gisel, Liss, Marcos.

Índice

Validación técnica del uso, formulación y evaluación de fluidos de perforación de emulsión inversa	0
Índice	3
Objetivo	6
Justificación	7
Objetivos específicos	8
1. Introducción a los fluidos de perforación	9
.....	10
1.1. Uso de fluidos de perforación base aceite	10
1.2. Composición de los fluidos de perforación de emulsión inversa	12
1.3. La diferencia entre los lodos base agua a los lodos base aceite.....	12
1.3.1. Argumentos para el uso del aceite mineral.....	13
1.4. La fase acuosa en los lodos base aceite	14
1.4.1. Emulsificantes	15
1.4.2. Químicos alcalinos.....	16
1.4.3. Químicos mojantes al aceite	16
1.4.4. Uso de materiales gelantes	17
1.4.5. Materiales Densificante	18
1.4.6. Aditivos para controlar el filtrado	19
1.5. Formación de emulsiones agua en aceite	20
1.6. Relación agua aceite y área de la superficie.....	21
1.6.1. Cantidad de emulsificantes	22
1.7. Determinar la estabilidad con la prueba API.....	22
1.8. Procedimiento de campo	23
1.8.1. Formulación de los lodos base aceite.	23
1.9. Mezclado de fluidos base aceite	24
1.9.1. Equipo de control de sólidos en fluidos base aceite	25
1.9.2. Análisis de lodos base aceite con el equipo retorta	26
1.9.3. Comprobación del equipo para el control de un fluido de emulsión inversa	26
1.9.4. Comprobación de seguridad e higiene en la implementación de fluidos de emulsión inversa.	28
1.9.5. Control de presiones osmóticas de formaciones problemáticas con fluidos de perforación de emulsión inversa.....	29

1.9.6. Desplazamiento de la lechada de cemento en una operación con fluido de emulsión inversa	30
2. Tratamiento de la arcilla	31
2.1. Materiales de laboratorio	34
2.2. Preparación de la arcilla organofílica	35
3. Elaboración del lodo de emulsión inversa.....	36
3.1. Formulación	36
3.1.1. Orden de agregado recomendado	37
3.1.2. Equipo de laboratorio a utilizar:.....	37
3.1.3. Método:	37
4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa	38
4.1. Prueba de Densidad	38
4.2. Prueba de Viscosidad marsh	39
4.3. Prueba de Reología y tixotropía	40
4.4. Prueba de Retorta	42
4.5. Prueba de Filtrado	44
4.6. Prueba de Alcalinidad	47
4.7. Prueba de Salinidad.....	48
4.8. Prueba de Estabilidad eléctrica	49
4.9. Resultados de las pruebas que se le realizaron al fluido	50
4.9.1. Prueba de Densidad	50
4.9.2. Prueba de Viscosidad marsh	51
4.9.3. Prueba de Reología	51
4.9.4. Prueba de Retorta	52
4.9.5. Prueba de Filtrado.....	54
4.9.6. Prueba de Alcalinidad.....	54
4.9.7. Prueba de Salinidad.....	54
4.9.8. Prueba de Estabilidad eléctrica	55
4.9.9. Datos salidos del manual de baroid para fluidos de emulsión inversa	55
4.9.10. Contraste de los resultados obtenidos con el producto de baroid y el fluido generado en el laboratorio	56
4.9.11. Análisis de la comparación entre los fluidos de baroid y el formulado en laboratorio.	56
4.9.11.1. Densidad	56
4.9.11.2. Viscosidad marsh	56

4.9.11.3. Viscosidad plástica	56
4.9.11.4. Punto de cedencia	57
4.9.11.5. Esfuerzo gel	57
4.9.11.6. Filtrado API.....	57
4.9.11.7. Estabilidad eléctrica	57
4.9.11.8. Salinidad.....	57
4.9.11.9. Relación A/A.....	57
Conclusiones.....	58
Recomendaciones.....	59
Bibliografía.....	60

Objetivo

Objetivo

Conocer, analizar y determinar la composición acorde con la aplicación de los fluidos de perforación de emulsión inversa.

Comprobar que se puede elaborar el fluido de emulsión inversa con materiales más accesibles optimizando los costos, tiempos almacenaje.

Justificación

En este trabajo de investigación se establecen los criterios de aplicación de los fluidos de perforación de emulsión inversa, así como el tratamiento de bentonita haciéndola organofílica, con la cual se hace posible intervenir los diferentes escenarios de aplicación técnica en donde estos fluidos ofrecen ventajas en campo, durante la perforación de pozos y así generar un fluido que inhiba formaciones problemáticas, alcanzando densidades mayores a las que podría uno de emulsión directa y con mayor estabilidad térmica.

Objetivos específicos

Identificar los escenarios donde usar lodos base aceite supondría un beneficio.

Enlistar los componentes de los fluidos base aceite y saber en general los tipos de químicos de estos componentes para la formulación establecida por la literatura con modificaciones para mejorar el rendimiento.

Reconocer el propósito de distintos productos comerciales para lodos base aceite de compañías proveedoras.

Preparar bentonita organofílica que funcione para la elaboración de fluidos de emulsión inversa.

Comprobar en el laboratorio de fluidos de perforación la aplicación de los fluidos base aceite.

Comprobar la factibilidad técnica de los lodos de perforación base aceite por medio de las evaluaciones pertinentes.

Aplicar un control de sólidos apropiados en las operaciones con el lodo base aceite.

Ser consciente de los riesgos de usar lodos base aceite desde el punto de vista del personal y el daño al ambiente y como prevenir estos riesgos de ocurrir.

1. Introducción a los fluidos de perforación

Durante la perforación rotatoria se generan recortes, los cuales son evacuados por medio de un fluido de manera que estos no atasquen la barrena, para esto el fluido debe ser más viscoso que el agua y así poder acarrearlos a la superficie. A su vez durante la perforación existe la necesidad de suspender actividades debido a alguna contingencia deteniendo la circulación y por ende el bombeo, para lo cual es necesario que los recortes que viajan en el fluido no se precipiten en el fondo del pozo atrapando la tubería de perforación para lo que este se diseña con capacidad de suspender los recortes y así se pueda reanudar las actividades de perforación. Conforme se va perforando se interactúa con los distintos tipos de roca que se deben de atravesar hasta llegar al yacimiento, estos en sus poros y matrices contienen fluidos los cuales se encuentran a las condiciones de las formaciones y de forma correspondiente la presión de estos fluidos debe ser contenida por la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido que expulsa los recortes; dicha presión hidrostática debe ser mayor a la presión de los fluidos en las formaciones pero no tan grande que fracture a las formaciones y la única herramienta que tenemos para modular la presión es la densidad del fluido. Este fluido debe ser diseñado para no perderse al permearse entre las fracturas por lo que debe de generar una barrera impermeable en las paredes del pozo, estas son las funciones principales que deben considerarse en el diseño de un fluido que posibilite el alcance del punto objetivo de la operación, por tanto, podemos definir que el fluido de perforación es el sistema reológico diseñado con las propiedades necesarias para cumplir las funciones requeridas en la perforación rotatoria.

Los fluidos de perforación en relación con su conformación pueden estudiarse conforme a su principal fase constituyente. La base del fluido genera una clasificación de fluidos base gas, fluidos base agua y fluidos base aceite, siendo estos últimos, motivo de este documento.

Los fluidos base agua para cumplir con las propiedades necesarias son preparados con una arcilla viscosificante un material densificante que puede ser la sal mineral barita y agua como fase continua

Para su diseño se emplean las emulsiones inversas que son mezclas formadas por partículas coloidales y un medio portador, el medio portador forma la fase continua y las partículas coloidales forman la fase dispersa, la cual dota al fluido de las propiedades necesarias para llevar a cabo sus funciones, sin embargo, entre más compleja es la operación, el fluido de perforación también se hace más complejo en respuesta para prever los problemas operativos que se puedan suscitar.

1. Introducción a los fluidos de perforación



Figura 1 Fluido de perforación de emulsión inversa recién elaborado.



Figura 2 Fluido de perforación de emulsión inversa después de 48 horas sin agitación.

1.1. Uso de fluidos de perforación base aceite

Los principales usos de los ejercicios de perforación con fluidos base aceite se presentan a continuación en los distintos escenarios en la perforación:

- Presencia de gases ácidos: ácido sulfhídrico y ácido carbónico en las formaciones siendo perforadas que pueden causar fallas severas y catastróficas para lo que son usados los fluidos base aceite, es neutralizar el efecto de grandes cantidades de ácidos evitando la interacción en medios acuosos en los distintos elementos de la perforación manteniendo aislados por medio del exceso de emulsificantes y la propia naturaleza del aceite de la emulsión y en superficie se separan estos ácidos de forma inocua.
- Alta temperatura en perforaciones: con una temperatura mayor a 150°C resultan más económicos que los lodos base agua en especial para lodos de densidad elevada, debido a que en estas condiciones adversas se mantienen las propiedades del fluido, la viscosidad del fluido disminuye con el aumento de temperatura a su vez, el aumento de presión aumenta la viscosidad en el sistema, como la relación entre la temperatura y la presión en estos sistemas mantienen las

1. Introducción a los fluidos de perforación

propiedades en balance permitiendo que realice sus funciones de control de presiones y acarreo de recortes.

- Arcillas hidratables: en perforación de arcillas hidratables con un fluido base agua estas se hinchan causando problemas, en el fluido base aceite debido a que el agua forma parte de la fase dispersa no entra en contacto con las arcillas hidratables mitigando este problema.
- Perforación en formaciones salinas: los fluidos base agua pueden causar una ampliación del agujero por disolución por lo que los lodos base aceite mantendrán mejor las dimensiones del agujero evitando problemas en las operaciones del pozo alcanzando las densidades que requiere la perforación en estratos de sales también son usados para perforar en anhidrita y en otras sales debido a que el agua al igual que en el punto anterior no interactúa con las formaciones de forma directa.
- Perforación de pozos con una alta inclinación: en agujeros de alta inclinación que deben usar un torque elevado e interactuar con el enjarre los lodos base aceite pueden proveer mejor lubricidad con un enjarre de menor espesor siendo igual de impermeable, una de las aplicaciones de los pozos de alto ángulo es tener mayor área de contacto con el yacimiento y los beneficios que provee la emulsión inversa es también reducir el daño a la formación productora.
- Mejor preservación del núcleo en la toma de núcleos al no reaccionar con el agua del núcleo.

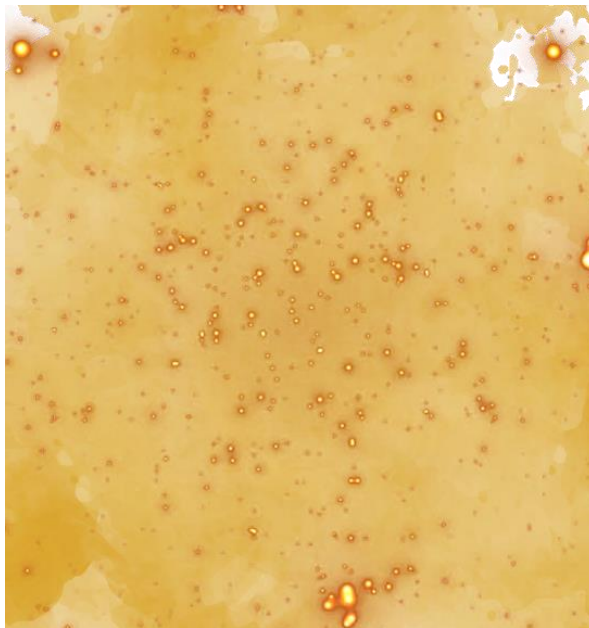


Figura 3 Se muestra como en el sistema coloidal base aceite se aíslan los elementos invasores

1.2. Composición de los fluidos de perforación de emulsión inversa

Principalmente igual que los lodos base agua estos contienen sólidos y líquidos, pero en estos los líquidos consisten en aceites, agua que disuelve los emulsificantes y sales disueltas los sólidos incluyen barita, arcilla + surfactantes y gelantes.

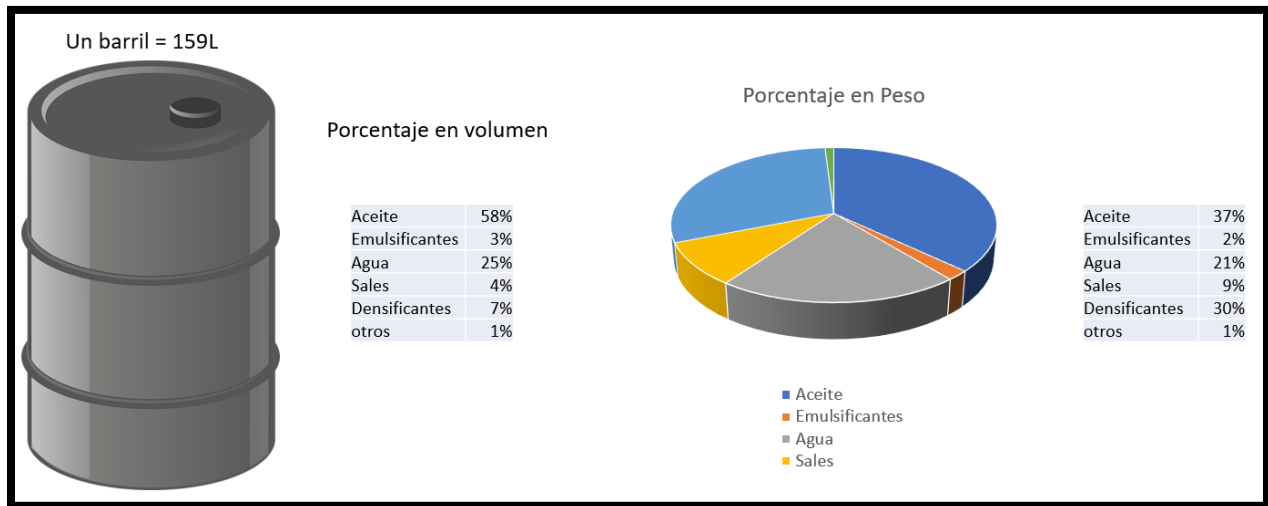


Figura 4 Proporción común en la que se los materiales ocupados para elaborar el lodo de perforación de emulsión inversa, Datos referenciados en el manual de la Baroid citado en la bibliografía.

1.3. La diferencia entre los lodos base agua a los lodos base aceite

Los fluidos base agua se componen principalmente por sólidos, bentonita como viscosificante y barita como densificante y agua como el medio portador; mientras que los fluidos base aceite tienen tres componentes principales, el medio portador el aceite, una fase acuosa y emulsificantes además de la presencia de otros químicos para controlar las propiedades de estos fluidos.

Para la mayoría de los fluidos la base usada es el aceite Diésel, el punto de anilina debe ser mayor a 130°F y menor a 170°F posiblemente con el Diésel haya un exceso de aromáticos (un bajo punto de anilina) lo que podría causar daño al caucho con el que interactúe en el sistema de circulación y puede ser dañino para el personal de piso también.

1. Introducción a los fluidos de perforación



Figura 5 El fluido de emulsión inversa, el de la izquierda muestra menor separación de fases después de un día de no recibir agitación alguna

1.3.1. Argumentos para el uso del aceite mineral

A continuación, se enlistan los argumentos principales para el uso de aceite mineral en la preparación del fluido de perforación de emulsión inversa:

Razones para el uso del aceite mineral.

- Es menos dañino al ambiente, es menos nocivo para la salud de los trabajadores de piso, tiene menor viscosidad a mayor ritmo de penetración y desprende menor olor.

Razones para no usar aceite mineral.

- Costo más alto, no está disponible en muchos lugares y no trabaja bien con algunos aditivos
- La viscosidad del aceite se reduce mucho cuando la temperatura se incrementa y a su vez pasa lo mismo con el lodo de perforación en consecuencia.

1. Introducción a los fluidos de perforación



Figura 6 Aceite mineral, procede de la refinación y tiene una composición menos variable a otros tipos de aceites.

1.4. La fase acuosa en los lodos base aceite

La salmuera de cloruro de calcio es comúnmente la fase acuosa empleada en el rango de 25% a 40% de agua; El cual tiene emulsificantes químicos y otros aditivos compatibles con el cloruro de calcio.

El cloruro de sodio es ocupado a menudo por razones económicas hay una probabilidad de tener sal no disuelta en el lodo con una posibilidad de una pobre solubilidad por tanto una mala calidad de la emulsión.

La salmuera de cloruro de magnesio es más soluble que la de cloruro de calcio esta es usada cuando se perfora un estrato de carnalita para prevenir expansión.

Las gotículas de agua actúan como viscosificantes y contribuyen sustancialmente a la resistencia de gel, al control de filtrado y a la suspensión de la Barita. Gotitas emulsionadas más pequeñas dan por resultado una mayor viscosidad, mejor suspensión del densificante y menor pérdida de filtrado.

1. Introducción a los fluidos de perforación



Figura 7 preparación de la fase acuosa con cloruro de calcio.

1.4.1. Emulsificantes

El emulsificante a es diseñado para funcionar solo en caso de ser necesario, pero no daría la estabilidad máxima, lo cual reduce la tensión interfacial de la fase acuosa para permitir la formación de pequeñas gotas estos químicos son típicamente poliamidas imidazolina, alquilinoamidas y químicos sintéticos similares.

Emulsificante “b” la formación de una capa en la interfase será usada, pero puede ser omitida esta le dará una mayor estabilidad a la emulsión y mayor tolerancia a temperaturas altas, menor pérdida de filtrado, mejor acarreo de sólidos en general. Puede retardar el ritmo de penetración cuando se usa. Tales químicos son comúnmente ácidos grasos jabones de calcio usualmente hechos de adicionar arcilla y ácido graso libre y permitir que reaccionen en el mismo lugar.

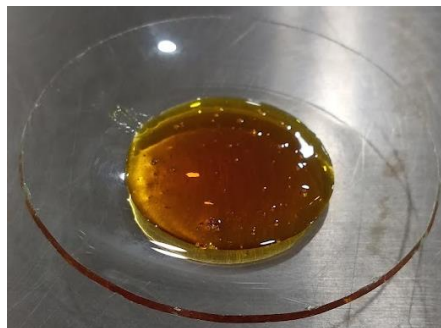


Figura 8 La lecitina, en este procedimiento se ocupó como emulsificante debido a sus propiedades naturales.

1. Introducción a los fluidos de perforación

1.4.2. Químicos alcalinos

Adición de hidróxido de calcio a los fluidos base aceite:

El hidróxido de calcio es importante en los fluidos base aceites ya que reacciona con los ácidos grasos del emulsificante b y de forma secundaria reacciona con los gases ácidos que pueden entrar al lodo durante la perforación como ácido sulfhídrico y ácido de carbónico.

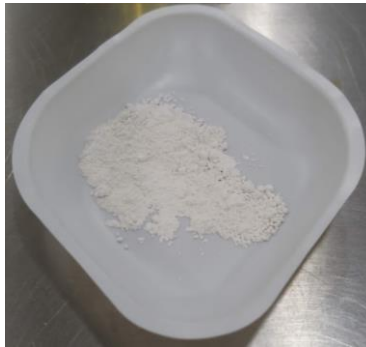


Figura 9 Hidróxido de calcio, sustancia alcalinizante en los fluidos de emulsión inversa que también ayuda a dar mayor estabilidad a la emulsión.

1.4.3. Químicos mojantes al aceite

La poliamida, una amina derivada de ácidos grasos es uno de los aditivos que permite la mojabilidad con aceite más ocupada recubriendo los sólidos emulsionados evitando que se formen cúmulos que se puedan asentar y que lleguen a taponar los equipos mecánicos separadores de sólidos.

La lecitina es un fosfolípido que funciona de forma suplementaria como un agente que permite la mojabilidad al aceite y en su forma concentrada este ayuda a combatir problemas de sólidos mojados por agua mientras ocurre la contaminación del lodo o la lechada de cemento.

1. Introducción a los fluidos de perforación

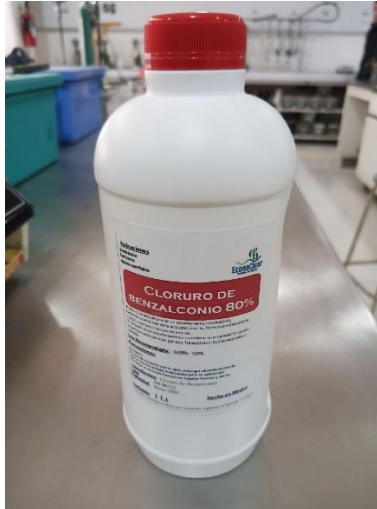


Figura 10 El Cloruro de Benzalconio, es la amina cuaternaria de quita generación utilizada para el tratamiento de la bentonita.

1.4.4. Uso de materiales gelantes

La reología en fluidos base aceite depende principalmente de la temperatura y la presión y del comportamiento reológico de las gotas de agua y los sólidos emulsionados. Existe interacción con el gelante en la interfase aceite-agua.

La bentonita tratada con amina es usada como agente gelante en los fluidos base aceite Diésel ya que es efectiva y de bajo costo. La mayoría de las bentonitas son tratadas aplicando aminas cuaternarias y después pulverizadas acorde a los estándares API.

La hectorina tratada con amina es preferible como material de fluidos base aceite debido al menor daño por bajo contenido de aromáticos, pero es más caro por libra, pero más económico en la aplicación.

El polímero elastomérico es un producto que contiene elastómeros poliméricos mezclado con las arcillas tratadas con aminas, es útil para los aceites minerales y los lodos recién mezclados a velocidades y temperaturas bajas.

El polímero estireno sulfonado es una emulsión lechosa de polímero activado al 30% que interactúa con la fase acuosa de la emulsión después de haber sido calentado a más de 250°F para ofrecer gelación a altas temperaturas.

Los asfaltos oxidados por aire no son gelantes ideales, estos proveen una viscosidad newtoniana que solo es efectiva a bajas temperaturas y reduce la velocidad de penetración.

1. Introducción a los fluidos de perforación

Las resinas conocidas como dímeros y trímeros de resinas no saturadas son efectivas para dar viscosidad a velocidades de corte bajas, son útiles en suspensión manteniendo agentes en pozos horizontales y altamente inclinados.

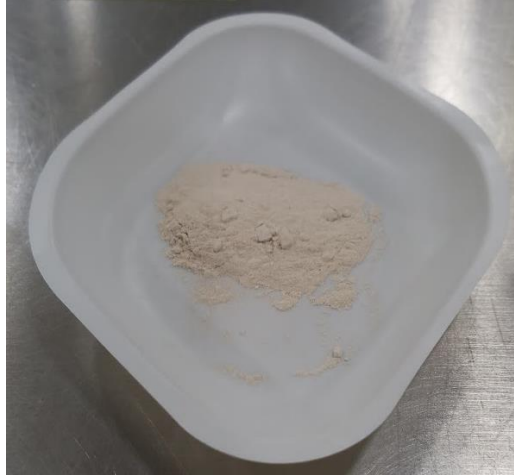


Figura 11 Bentonita organofílica, tratada con aminas para implementarse en el sistema de emulsión inversa.

1.4.5. Materiales Densificante

Son materiales que poseen alta gravedad específica, usados en el control de presiones de las formaciones.

A continuación, se describen las aplicaciones de los principales materiales:

Material	Densidad (g/cc)
Barita	4.2
Hematita	5.05
Carbonato de calcio	2.7
Siderita	3.8
Ilmenita	4.6

Tabla 1 Materiales densificantes

Solo la Barita y la Hematita han alcanzado mayor aplicación en los fluidos de perforación tanto por su aptitud técnica como por su disponibilidad.

La barita es comúnmente utilizada en fluidos base aceite para incrementar su densidad una alta cantidad de finos hace que sea necesario adecuar los agentes mojados por aceite.

La hematita es utilizada comúnmente en densidades mayores a 14 lb/gal es preferible ocuparlo con aceite mineral cuando se emplea una taza de penetración mayor tomando ventaja de la baja viscosidad debido

1. Introducción a los fluidos de perforación

a al hierro y a las características de la superficie es importante usar un agente mojante en aceite compatible con el óxido de hierro como poliamida aminas.

El carbonato de calcio es usado en fluidos base aceite y en pozos donde se planee un tratamiento ácido.



Figura 12 Barita, Sulfato de Bario, material densificante pulverizado a tamaño coloidal.

1.4.6. Aditivos para controlar el filtrado

Las gotas de agua emulsificada son la principal forma de controlar la pérdida de fluido en lodos base aceite. Una función importante de la fase acuosa es proveer varias gotas pequeñas en el fluido base aceite para taponar los poros en las paredes de la roca. Si estas gotas no son estables tenderán a coalescer por lo que la presencia de los emulsificantes que lo impida son muy importantes y harán que las gotas sean más efectivas como la principal forma de control de pérdida de fluido.

Los asfáltenos oxidados solo son ligeramente solubles en el aceite Diésel y aun menos en el aceite mineral. Los asfáltenos de tamaño fino se adelgazan en el aceite a la temperatura de la operación sirviendo como partículas taponantes en el lodo de perforación.

La Gilsonita es otro de los aditivos utilizados y algunas ocasiones este mineral tiene un punto de fusión alto y presenta mínima solubilidad en aceite, también funciona bastante bien para controlar la filtración a temperaturas altas.

Las arcillas tratadas con aminas tienen un principal uso como agente gelante, pero también este aditivo contribuye al control de filtrado en los fluidos base aceite.

1. Introducción a los fluidos de perforación

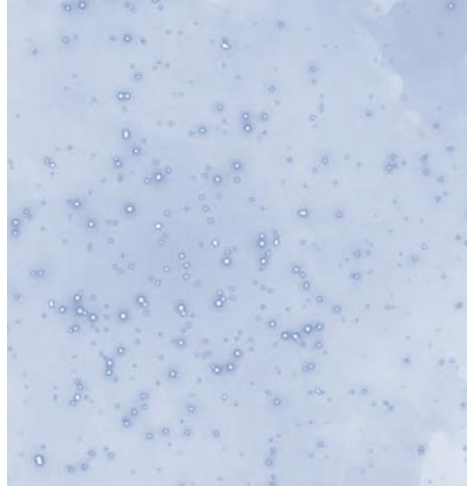


Figura 13 La fase acuosa, está conformada por gotículas de agua emulsificada.

1.5. Formación de emulsiones agua en aceite

El agua no se mezcla con el aceite sin embargo al adicionar un surfactante de forma efectiva y de bajo costo se puede mezclar fácilmente.

Para fluidos base aceite los surfactantes a alta temperatura se mantienen estables con un alto contenido en sales y con alto contenido de sólidos.

Las moléculas deben poseer un adecuado balance (número HLB) entre la parte lipofílica y una parte de debe ser hidrofílica. El sistema HLB es un método semi empírico para predecir qué tipo de propiedades surfactantes proporcionara una estructura molecular.

Las partículas de la emulsión deben poseer una tensión superficial resistente, las gotas de la emulsión deben rebotar entre si cuando colisionen de no ser así estas tenderían a coalescer y separar las fases del fluido.

1. Introducción a los fluidos de perforación

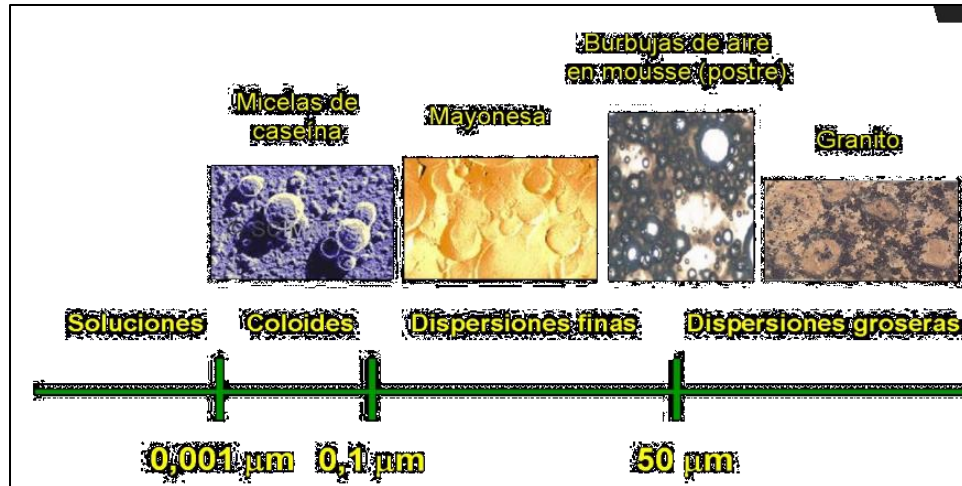


Figura 14 relación de tamaño de partículas, en sistemas coloidales.

1.6. Relación agua aceite y área de la superficie

Esta relación del volumen de agua que debe ser emulsionado es una consideración importante en la formación de emulsiones.

El tamaño de la gota de agua es relevante para conocer la cantidad adecuada del emulsificante requerido y la efectividad de este es acorde al tamaño de la gota.

Los lodos de perforación más estable tienen un tamaño de partícula más fino y uniforme en la fase dispersa por consiguiente estos tienden a permitir menor filtrado proveen mayor tolerancia en la contaminación del lodo y es menor la posibilidad de que se hidraten con agua.

Relación aceite agua	Porcentaje de salmuera	Diámetro de las microgotas (micras)	Área de la interfase liquido - liquido X10 ⁶
70/30	25%	10	24
70/31	25%	1	240
75/25	21%	10	20
75/25	21%	1	200
80/20	17%	10	16
80/20	17%	1	163
100/0	0%	sin gotas	no aplica

1. Introducción a los fluidos de perforación

Tabla 2 Efecto del tamaño de gota en la relación aceite agua

1.6.1. Cantidad de emulsificantes

Los fluidos de perforación deben poseer un exceso de emulsificantes en caso de un influjo de agua compensan su proporción manteniendo las propiedades del sistema coloidal, esto se puede comprobar con la prueba de estabilidad eléctrica la cual muestra la estabilidad de la emulsión, en emulsiones base aceite los valores de esta prueba deben ser valores altos para que la emulsión se mantenga y no se presenten los siguientes escenarios:

- No deben coalescer las gotas cuando las estas colisionen entre sí.
- No deben romperse las gotas cuando colisionen con partículas sólidas.
- No deben romperse las gotas cuando si se alojan en la porosidad de las paredes del pozo.
- No deben romperse las gotas cuando formen parte del enjarre.
- Si las gotas se rompen el agua mojará los sólidos causando que se acumulen y se asienten.

Los lodos de emulsión inversa también deben tener una reserva de químicos emulsificantes en la fase oleosa esperando a tomar el lugar de cualquiera que sea destruido o removido en cantidades suficientes.

1.7. Determinar la estabilidad con la prueba API

El equipo de procedimientos de prueba API es útil para monitorear la estabilidad de la emulsión entre mayor es el número más estable es la emulsión.

La medición de estabilidad eléctrica mide el voltaje que un lodo base aceite puede conducir el voltaje de una corriente de 61 microamperios a través de una capa de 0.061 pulgadas de espesor el rango del instrumento va de cero a 2000 voltios.

Dos tipos de mediciones son usadas actualmente con el modelo de la marca Baroid 23F que usa una fuente y da una lectura de $\frac{1}{2}$ de los leído con el modelo fann 23C.

Es de gran importancia el valor absoluto de la prueba estabilidad eléctrica así que se grafica diariamente para monitorear sus variaciones día a día en busca de patrones de tendencia que informen acerca de la estabilidad del lodo.

1.8. Procedimiento de campo

1.8.1. Formulación de los lodos base aceite.

- Elementos que hay que considerar en la formulación de un fluido de perforación base aceites.

La formulación requiere de lo siguiente:

- Valorar si debe ser Diésel o aceite mineral.
- El aceite puede ser muy costoso o no estar disponible.
- El Diésel debe ser probado antes de usarlo para su punto de anilina y su punto de vaporización.
- Cuando diferentes aceites están en uso, se requiere hacer una prueba de compatibilidad.
- Elegir el agente Densificante barita contra hematita.
- Para una densidad menor a 1.68g/cc la barita es usada en la mayoría de los casos.
- Para una densidad mayor a 2.15g/cc la hematita es usada en la mayoría de los casos.
- Determinar la salinidad adecuada de la fase acuosa.
- Tipo de sal.
- Cantidad de sal.
- Para la mayoría de las situaciones la sal cloruro de calcio al 30%.
- Para situaciones especiales usar la salinidad apropiada.
- Relación Aceite/Agua inicial utilizar una adecuación a los cambios que pudieran presentarse.
- Para la mezcla inicial use menos agua para permitir el influjo durante la operación del cambio de fluido.
- Ajuste la relación aceite agua para mejorar el desempeño y la economía en general.
- Monitoree el contenido de agua y aceite empleando la prueba de retorta.
- Planear control de la pérdida inicial y ajustes en el plan.
- Comience con mayor pérdida y planea para ajustarla durante la operación.
- Sea consciente de la alta pérdida que sucede en las zonas permeables.
- Aditivos especiales.
- Si se encuentra ácido sulfhídrico se exacerbará el uso de la arcilla o se empleará óxido de zinc.
- Para perforación con una alta inclinación, se requerirá el uso de una reología especial para este caso.

1. Introducción a los fluidos de perforación

- Para lodo recién mezclado que requiera ser transportado una distancia larga se necesitara un gelante especial.

1.9. Mezclado de fluidos base aceite

Un nuevo fluido base aceite debe ser hecho en una planta equipada con los tanques, tolvas y bombas de lodos requeridas. Las cantidades de los materiales son calculadas en base a la relación Aceite /Agua, la densidad del lodo, la salinidad de la fase acuosa, la densidad del aceite y la pureza de los productos disponibles. El orden de adición y procedimiento de mezclado son críticos.

Procedimiento de mezclado:

- Adicione la base aceite a la presa de lodo con la bomba.
- Prepare la fase acuosa disolviendo la sal en el agua en un contenedor más pequeño y bombee hacia la presa de lodo.
- Lentamente incorpore el volumen apropiado de la fase acuosa del contenedor a la presa de lodo dentro de la región de agitación de la presa de lodo, esto normalmente se hace en la tolva.
- Después de que la base ha sido preparada y mediada en su calidad, adicione el gelante, normalmente bentonita tratada con amina o hectorina.
- Adicionada lentamente en un periodo mayor a una hora. simultáneamente adicionar el aditivo reductor de filtrado, aunque estos también se pueden incorporar por medio de las tolvas.
- Después de que la emulsión ha ganado una tixotropía suficiente adicionar el aditivo Densificante lentamente a través de la tolva. adicionar el Densificante paulatinamente para prevenir la formación de cúmulos y el asentamiento del material Densificante en el fondo de las presas de lodo.
- Cuando el lodo ha sido emulsionado exitosamente es probado por estabilidad de la emulsión, filtración, propiedades reológicas y tixotrópicas.

Ocasionalmente el aceite del lodo debe ser preparado en las presas de lodo adecuarse que todas las presas, líneas de flujo y mangueras están limpias de agua del lodo y siga el procedimiento antes descrito tan parecido como las condiciones se lo permitan. para altas velocidades circule la preparación final del lodo a través de una boquilla (esto puede ser dentro del pozo).

1. Introducción a los fluidos de perforación



Figura 15 Multimixer, equipo de mezclado de los fluidos base aceite en el laboratorio de fluidos de perforación.

1.9.1. Equipo de control de sólidos en fluidos base aceite

Tipos de equipos para el control de sólidos para lodos base aceite.

El método principal para controlar los sólidos en lodo de perforación de emulsión inversa son temblorinas con películas finas este es la mejor aproximación a este problema los recortes removidos por las temblorinas no causaran acumulación después el movimiento lineal de la película fina (Derrick Floline) es ideal para esta aplicación. en algunos casos, puede haber la necesidad de ocupar las temblorinas normales. nota nunca saltarse el paso de remoción de sólidos.

Desarenador y limpiadora de lodos no hay aplicación de estos hidrociclones en el procesado de los fluidos base aceite.

Limpiador de lodo: este es una película en la temblorina que procesa lo descartado por el desarenador. no puede ser usado con tamices más finos que los usados en movimiento lineal por lo tanto no removerá sólidos más pequeños que los poros de las películas.

Centrifugas una centrifuga Low-G opera por sí misma y no será de ayuda en la mayoría de los lodos base aceite sin embargo puede ser usada para alimentar una centrifuga G.

Debajo está el diagrama del equipo de control de sólidos para un lodo base aceite. se muestran dos equipos de temblorinas controlando la línea de flujo después de una salida amplia después el filtrado va a otras dos o tres temblorinas de movimiento lineal que puede procesar el total del flujo con una malla

1. Introducción a los fluidos de perforación

210. Nótese que la temblorina está proveyendo su caudal a medida que se alimenta la centrifuga G descartando los sólidos de dos tipos en la centrifuga high G la limpiadora de lodos es opcional pero usualmente no se recomienda para fluidos base aceite.



Figura 16 Temblorina, primer equipo mecánico separador de sólidos, encargado de los recortes de mayor tamaño.

1.9.2. Análisis de lodos base aceite con el equipo retorta

La composición de aceite/agua es 70/30.

Colocar el volumen exacto de aceite dentro de la copa de la retorta para volatilizar el aceite y el agua y recolectar el lodo en el interior de la copa. el calor volatiliza el aceite y el agua. se almacena en y se determina el volumen y la diferencia de las fases liquidas con la diferencia del volumen inicial nos da el contenido de sólidos.

Determinación de la relación aceite agua en un lodo de perforación de emulsión inversa.

1.9.3. Comprobación del equipo para el control de un fluido de emulsión inversa

Antes de traer el lodo de emulsión inversa a la locación destino los pasos de preparación son indispensables, tenga en consideración que en una operación costa fuera la complejidad se incrementa.

Limpiar y reparar las presas de lodos. inspeccionar las compuertas los cuerpos, sellos de las válvulas y las mangueras del equipo.

Limpiar el conjunto de preventores.

Instalar en el piso el sistema de drene para la disposición de posibles derrames de la línea.

1. Introducción a los fluidos de perforación

Instalar una barrera de 6 pulgadas al rededor del piso de trabajo para protección del medio ambiente.

Instalar la válvula de lodos en la parte inferior del Kelly para reducir derrames durante las conexiones.

Instalar mangueras y empaques resistentes al aceite en la tubería de limpieza en los elementos del preventor en los soportes de las temblorinas en las entradas de las temblorinas en los cauchos de la tubería de perforación en los elastómeros de la bomba.

El nivel de la entrada de lodo en la caja de la temblorina para que no tenga sobre flujos asegurara que las líneas de entrada están debajo de la caja de lodo para que no se llene de recortes.

Instalar la línea de abastecimiento de aceite lavando el piso.

Proveer aun absorbente en caso de algún derrame.

Proveer la línea de abastecimiento a la temblorina y el área de pruebas use aceite para lavar la pantalla con un cepillo suave y limpie la balanza de lodos y embudo marsh.

prever una línea de alta presión para una boquilla en la presa de lodo esto para preparar rápidamente los espaciadores y otros fluidos base aceite.

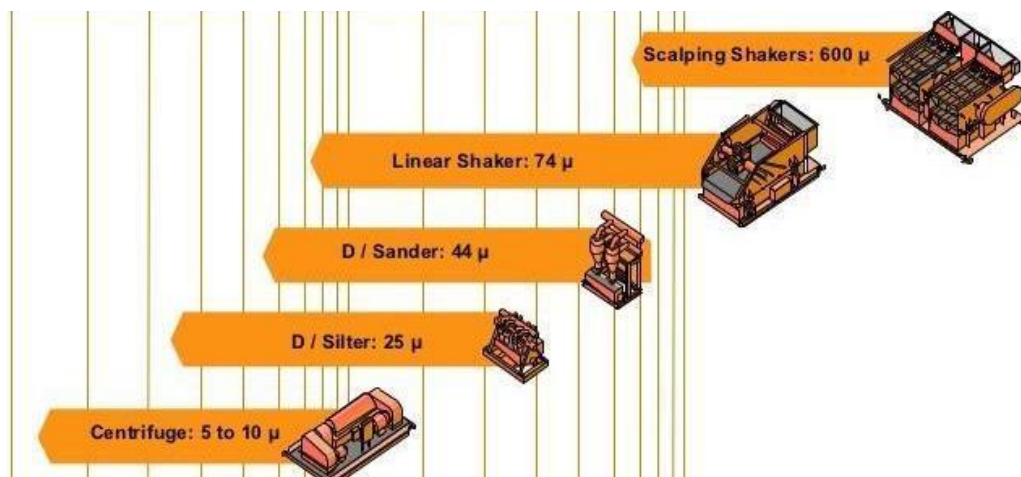


Figura 17 Temblorinas, desarenadores desarcilladores y centrifugas, empleadas en la limpieza y acondicionamiento del lodo

1. Introducción a los fluidos de perforación

1.9.4. Comprobación de seguridad e higiene en la implementación de fluidos de emulsión inversa.

Antes de traer el lodo a la ubicación hay varios pasos que deben ser realizados. la preparación será más compleja en operaciones costa afuera.

Asegure una ventilación adecuada en el área de las presas de lodo y piso de trabajo cuando sean utilizados los lodos de perforación de emulsión inversa en instalaciones costa afuera se debe hacer una prueba de ventilación para protección de explosiones tener medidores y alarmas en todas las áreas de presas y almacenamiento de aceite.

Absolutamente se prohíbe fumar lo cual deba ser señalado claramente.

Envolver los escalones y escaleras que halla con una de fibra que impida los deslizamientos esto también mantendrá limpias las áreas comunes de limpieza cambie la fibra frecuentemente.

Tener suficiente absorbente para aceite a la mano. asegurarse de disponer de este adecuadamente después de ser utilizado.

Proveer instalaciones de lavado para el personal. estar seguro de que los trabajadores remuevan el aceite de sus botas antes de entrar a sus áreas de vivienda.

Estar seguro de que el personal posea el equipo de seguridad adecuado: googles, guantes de goma largos, traje impermeable, botas resistentes al aceite, ungüento para la piel en caso de abrasiones.

Disponer de los desechos adecuadamente, en conformidad con tu compañía y como dicta el estado.

Desplazamiento del lodo base agua con el lodo base aceite.

Los lodos de perforación deben ser reemplazados a lodos base aceite dentro del agujero con una cantidad mínima.

El lodo base aceite comúnmente es requerido después de que es asentada la tubería de revestimiento por lo tanto después de comprobar en el fondo con una prueba de integridad completada el lodo base aceite debe ser introducido en el agujero si se requiere colocar más cemento este debe ser emplazado antes de introducir el fluido base aceite.

1. Introducción a los fluidos de perforación

Para el agujero entubado: si más del 80% del agujero está entubado, usualmente hay una necesidad de una pequeña cantidad de fluido base aceite como un espaciador preparado sin la salinidad. también un espaciador de agua en ocasiones tratado con un adelgazador químico, el lignosulfonato para permitir el flujo no use un espaciador de aceite.

Agujero descubierto, si más del 20% del agujero está abierto, limpiado el desplazamiento del fluido base agua con un fluido base aceite es más complicado

Sí hay una gran cantidad de lodo base agua, el enjarre y los recortes son sustituidos por el bache de aceite. este es peor cuando se atasca la tubería de perforación. para minimizar los problemas, diluya con agua tanto como sea practico, posteriormente el fluido base aceite coloca una larga columna de fluido base aceite como espaciador. prepárelo con alta viscosidad y no salinidad en la fase acuosa. durante el desplazamiento, bombee lentamente. si la tubería de perforación está atascada buscar que se consolide el enjarre en esta zona si la tubería está libre rote lentamente por lo tanto no emplee el bache espaciador.

1.9.5. Control de presiones osmóticas de formaciones problemáticas con fluidos de perforación de emulsión inversa

En las perforaciones utilizando un fluido base agua la capacidad de ionizar sales genera una diferencia de altura debido al intercambio iónico entre el agua de las formaciones y el agua del lodo de perforación utilizando un fluido de emulsión inversa se minimiza este efecto y que la principal interacción del agua de las formaciones es con la fase continua; en este caso el aceite.

Las arcillas se hinchan y colapsan en el pozo conforme son adsorbidas por el agua en los lodos. el movimiento del agua es conducido en parte por un potencial químico de inbalance entre el agua en las arcillas y el agua en los lodos de perforación y la presión hidráulica del inbalance.

La actividad del balance del fluido base aceite en la cual la actividad del agua se balancea por lo tanto no se lleva a cabo el hinchamiento y colapso del agujero.

La actividad del agua de un fluido base aceite es reducida por la adición de sal a la fase acuosa la sal provee una succión osmótica a medida que entra en contacto la actividad del agua.

El cloruro de calcio es usado por su alta solubilidad en el agua lo que permite que esta actividad del agua se minimice.

1. Introducción a los fluidos de perforación

En algunas áreas se emplea cloruro de sodio. el cloruro de sodio en la fase acuosa del fluido base aceite también limita la actividad, pero debido a su solubilidad menor también se busca emplearla en una proporción menor.

En los fluidos base aceite la actividad del agua puede ser menor en arcillas, el agua se remueve de la arcilla y el total del contenido de agua del lodo se incrementa. esto incrementa la actividad del agua en el lodo lo que transfiere agua hasta alcanzar un balance.

En los fluidos base aceite la actividad del agua puede ser más alta que la de la arcilla, el agua es transferida a la arcilla y el agua del lodo es reducida hasta que se ha alcanzado un balance.

El movimiento de agua dentro y fuera de un fluido base aceite conduce el sistema arcilla lodo a un estado de balance lo cual es el efecto deseado.

Debe considerarse especial cuidado para no adicionar sal o agua a un fluido base aceite mientras se está buscando el equilibrio. el estado de balance antes descrito es adquirido usualmente después de dos o tres días de perforación y se refleja en el lodo teniendo una cantidad de agua constante y reflejado por la medida del electrohigrómetro en la superficie del lodo.

El electrohigrómetro mide la humedad relativa del aire sobre el lodo el cual casi iguala a la actividad del agua en el lodo cien veces más.

1.9.6. Desplazamiento de la lechada de cemento en una operación con fluido de emulsión inversa

La calidad de la lechada de cemento se ve afectada por la interacción con otros fluidos debido a las interacciones químicas entre sus componentes como las sales o polímeros actúan como retardadores o aceleradores de fraguado contaminando al concreto modificando su dureza y resistencia a esfuerzos en el interior del pozo, estas interacciones suceden cuando otros fluidos de control de naturaleza acuosa entran en contacto con la lechada en las operaciones esto puede suceder cuando se usan fluidos acuosos para desplazar la lechada de cemento pero se puede minimizar utilizando el fluido de emulsión inversa como un bache desplazador de fluido lechada de cemento en el pozo.

Para evadir el asentamiento inmediato evadir la contaminación del cemento con cloruro de calcio esta sal está presente en la fase acuosa de la mayoría de los lodos de perforación de emulsión inversa, el cloruro

2. Tratamiento de la arcilla

de calcio es un acelerador del fraguado del cemento lo que lo puede hacer fraguar antes de haber sido bombeado a la posición correcta en el espacio anular.

Para evadir la contaminación prepare un bache espaciador usando un lodo nuevo agua sin cloruro de calcio como fase acuosa coloque aproximadamente a 500 ft de distancia del bache y el cemento.

Haga el bache espaciador 25% menos viscoso que el sementó de esa forma no fluirá entre el lodo de perforación del que se separa también es apropiado hacerlo ligeramente más denso y así no invadirá al tapo de lechada de sementó.

2. Tratamiento de la arcilla

Para la generación de fluidos de emulsión inversa existen distintos compuestos y materiales que funcionan como agentes que homogenizan al sistema y lo dotan de las propiedades reológicas tixotrópicas necesarias para operar en la industria se emplea el Geltone de la Empresa Baroid que es una arcilla organofílica y en los lodos de perforación de base acuosa de naturaleza arcillosa es la bentonita; para poder emplear también la bentonita en los fluidos de emulsión inversa, esta requiere un tratamiento que modifique su interacción con el aceite.

La arcilla organofílica consiste en una arcilla mineral cuya superficie ha sido cubierta con un químico para hacerlas compatibles con el aceite y así se puedan integrar en un sistema coloidal. Estos materiales tienen la capacidad de generar tixotropía y viscosidad en sistemas base aceite gracias a un proceso de intercambio catiónico con el cual se dispersan en el aceite y se precipitan al contacto con el agua.

Para su tratamiento se debe considerar que las arcillas son silicatos de aluminio cuya estructura se ilustra en la siguiente figura.

2. Tratamiento de la arcilla

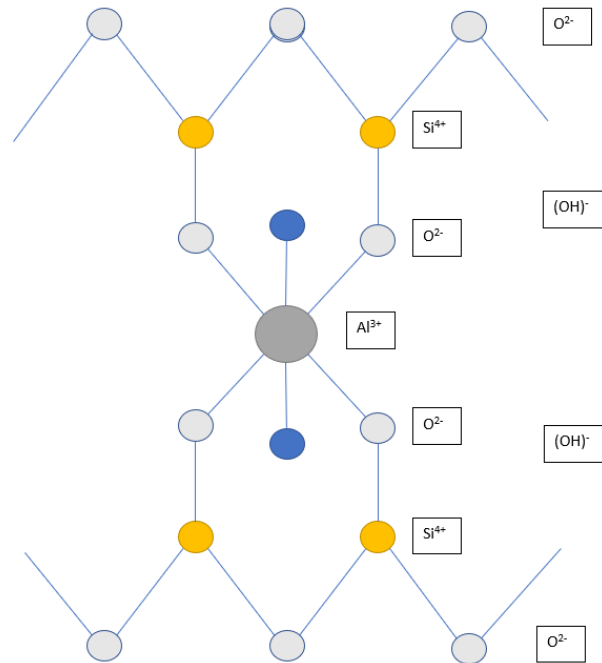


Figura 18 Representación gráfica de la formula estructural de las láminas de Bentonita (Montmorillonita)

Debido a la estructura laminar de las partículas de arcilla previa a la interacción con el agua, estas se encuentran dispersas y en desorden como se ilustra a continuación.

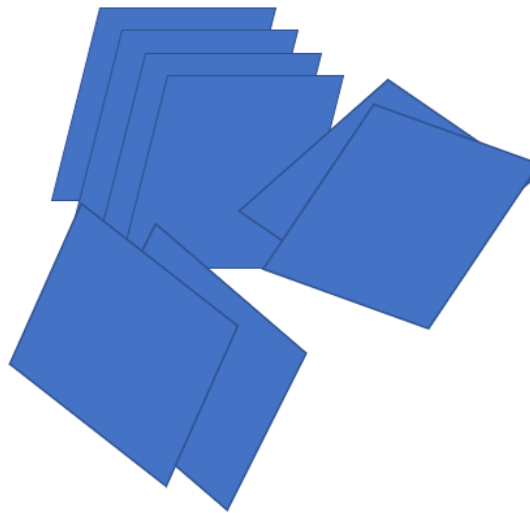


Figura 19 Representación de las partículas de arcillas.

2. Tratamiento de la arcilla

Este tipo de arcillas son silicatos de aluminio que desarrollan plasticidad al adsorber agua. Hay montmorillota sódica y cálcica siendo la del tipo sódico la más utilizada debido a su afinidad con el agua y a su capacidad de hidratarse.

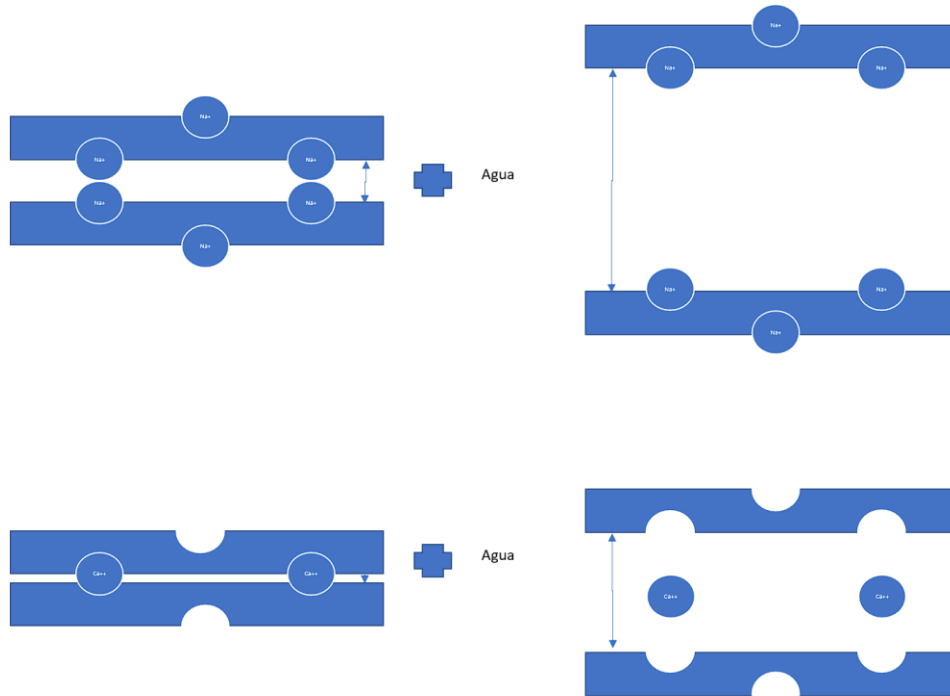


Figura 20 Hidratación de arcillas sódica y cálcica

En la primera representación se muestra como la adsorción sucede en la bentonita sódica y la hidratación de la arcilla cálcica

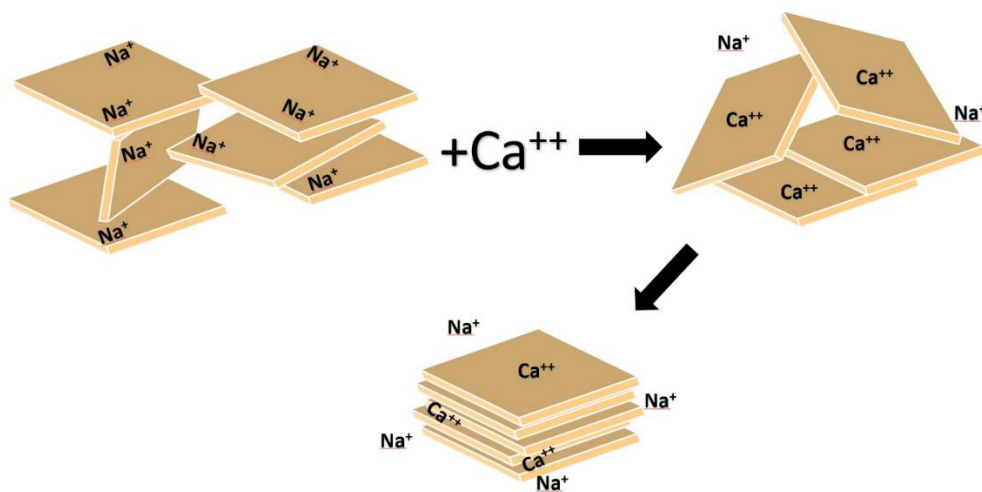


Figura 21 descripción grafica de la floculación con el calcio en bentonita sódica

2. Tratamiento de la arcilla

Un fenómeno que considerar en el tratamiento de la arcilla es la floculación, que es un estado de aglutinamiento de las partículas sólidas en un sistema coloidal, en el caso donde la bentonita forma parte de ese sistema, el no disponer de la agitación apropiada o introducirla al sistema muy rápido puede dar lugar a este fenómeno.

Para que la montmorillonita pueda formar parte del sistema de emulsión inversa, esta debe de ser tratada mediante sales de amonio de quinta generación con lo que se logra un recubrimiento a la partícula de arcilla y así se logre el cambio de adsorción natural de la montmorillonita generando así la Bentonita organofilica.

Las arcillas tratadas con aminos tienen diversas aplicaciones industriales como: adsorbentes de contaminantes, como material de reforzamiento en plásticos, como materiales eléctricos y agentes de control reológico. En estas aplicaciones, el comportamiento y propiedades de la arcilla modificada depende en gran medida de la estructura y del ambiente molecular.

A continuación, se detalla el procedimiento de laboratorio para el tratamiento de la arcilla anteriormente descrita.

2.1. Materiales de laboratorio

- Amonia cuaternaria de quinta generación
- Nitrato de plata
- Agua destilada
- Agua desionizada
- Dicromato de potasio
- Papel filtro
- Bentonita sódica
- Bentonita cálcica
- Dicromato de potasio
- Nitrato de plata

Equipos e instrumentos de laboratorio

- Vaso de precipitado

2. Tratamiento de la arcilla

- Embudo
- Matraz de Kitasato
- Bomba de succión
- Parrilla de agitación
- Píldora de agitación
- Bureta
- Matraz Erlenmeyer

2.2. Preparación de la arcilla organofílica

- Dilución de la amina cuaternaria hasta la concentración requerida acorde con el volumen de arcillas a tratar.
- Diluir, con agua desionizada, el amonio cuaternario de quinta generación a la concentración de 5000 ppm para el tratamiento de la arcilla.
- Verter la arcilla en la amina con una agitación de 400 RPM continuando con la agitación durante dos horas.
- Al término de la agitación, filtrar con un papel filtro en un embudo sobre el matraz Kitasato conectado al sistema de vacío, con el fin de acelerar la precipitación del agua con las sales de amonio disueltas.
- Vaciar las arcillas en agua desionizada y agitar durante 30 minutos, filtrar nuevamente ocupando el matraz Kitasato para remover las sales de aminas remanentes hasta obtener una salinidad mínima e irreducible.
- Comprobar la salinidad en la muestra de agua filtrada mediante la precipitación de cloruros empleando nitrato de plata. Para ello en un matraz Erlenmeyer agregar 5ml del agua producto de la filtración, la cual se diluye con agua destilada y se afora con cromato de potasio (K_2CrO_4), dándole un color amarillo a la muestra.
- Llenar la bureta con Nitrato de Plata ($AgNO_3$) y se sujeta al soporte universal.
- Colocar el matraz Erlenmeyer con la muestra sobre la parrilla de agitación debajo de la boquilla de la bureta y agregar la píldora de agitación.
- Comenzar la agitación de la muestra y abrir la válvula de la bureta dejando caer paulatinamente el nitrato de plata en el matraz hasta observar el vire a color rojo ladrillo y en ese momento cerrar la válvula de la bureta.

3. Elaboración del lodo de emulsión inversa

- En base al volumen ocupado de nitrato de plata para precipitar las sales presentes en la muestra calcular la salinidad.

$$\% \text{en peso } CaCl_2 = \frac{V_{(AgNO_3)} * 15.65 * 100}{V_{(AgNO_3)} * 15.65 + (\text{fracc agua} * 1000)}$$

ppm de $CaCl_2$ = % en peso de $CaCl_2$ * 10,000

- Secar la arcilla tratada en el horno a 70° C durante treinta horas.
- Pulverizar empleando mortero y pistilo.
- Asegurar el tamaño coloidal de la arcilla organofílica con la filtración empleando el equipo Rotab.

3. Elaboración del lodo de emulsión inversa

Procedimiento de elaboración del lodo de emulsión inversa 80/20 densidad 1.2 g/cc y salinidad de 200,000ppm como objetivo para comparación.

Una emulsión se define como una dispersión de partículas finas de un líquido en otro líquido. Para una emulsión inversa el agua salada esta dispersa en gotas pequeñas dentro de una fase continua de aceite. Las gotitas se llaman la *fase dispersa*. El aceite es la *fase continua* porque el aceite es la fase externa que rodea las gotículas de agua de una emulsión inversa. En una buena emulsión inversa no debe haber tendencia de separación de las fases, continuando así con sus funciones establecidas donde las gotas de agua no serán capaces de abrirse paso en medio de la fase continua o de entrar en contacto con las paredes del pozo o con la sarta.

3.1. Formulación

Material	Concentración masa (g)	Concentración volumen (ml)
Diésel		1,075.53
Cal	22.68	
Lecitina		75.00
Propilen Glicol		50.00
Bentonita Organofílica	12.84	
Barita	560.12	

3. Elaboración del lodo de emulsión inversa

Cloruro de Calcio (CaCl)	53.70	
Agua		268.47

Tabla 3 Formulación del fluido de emulsión inversa.

3.1.1. Orden de agregado recomendado

1. Diésel
2. Emulsionante A
3. Cal
4. Emulsionante B
5. Salmuera
6. Bentonita organofílica
7. Barita

3.1.2. Equipo de laboratorio a utilizar:

- Agitador Multimixer
- Vaso metálico de 800ml
- Jeringa de plástico de 10cc
- Jeringa de plástico de 5cc
- Balanza analítica
- Probeta de vidrio 500ml
- Vaso de precipitado de 500ml

3.1.3. Método:

- En el vaso metálico se vierte el Diésel y se inicia la agitación en el Multimixer, agitar a una velocidad baja de 14,000rpm.
- Agregar paulatinamente con ayuda de la jeringa la lecitina, agitar por 10min a la misma velocidad.
- Agregar la cal paulatinamente mientras se está mezclando, agitar por 10min a la misma velocidad.
- Agregar el Propilen glicol con ayuda de la jeringa, agitar por 10min a la misma velocidad.
- Preparar la salmuera mezclando el agua con el cloruro de calcio, teniendo especial cuidado con la reacción exotérmica que se presenta al agregar, hasta que se forme una mezcla homogénea.
- Agregar la salmuera a la mezcla del Diésel preparada previamente, agitar por 10min a la misma velocidad.

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

- Una vez conformada la emulsión agregar la bentonita organofílica, agitar por 15min a la misma velocidad.
- Agregar la barita, agitar por 10min a la misma velocidad.

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

4.1. Prueba de Densidad

Para corroborar la densidad en los fluidos de perforación se emplea la balanza de lodos la cual consiste en un equipo que relaciona el peso del volumen de lodo que puede guardar en uno de sus extremos con el peso del pilón movedizo en el lado opuesto sobre la regleta graduada con distintas unidades de densidad y una unidad de presión hidrostática las cuales por la relación lineal que guardan gracias al ingenioso diseño de este equipo se determina la densidad de fluido contenido en la copa en donde se encuentra en equilibrio con el pilón movedizo, hecho que se comprueba con la niveleta.



Figura 2 Balanza hidrostática de lodos, marca FANN

Equipo

- Balanza hidrostática de lodos

Procedimiento

1. Abrir el estuche de la balanza de lodos, colocarlo sobre una mesa nivelada verificando que todas las piezas estén secas.

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

2. Dado el diseño de la balanza colocar el equipo sobre el pedestal y de ser requerido calibrar el equipo.
 - a. Proceso de calibración
 - b. Llenar la copa de la balanza con un fluido de densidad conocida dadas las condiciones a las que se encuentre.
 - c. Colocar sobre el pedestal y de no encontrarse en equilibrio retirar la tapa del sistema de calibración que se encuentra en el extremo opuesto a la copa.
 - d. Insertar un balín como contrapeso y colocar la tapa en el sistema de calibración repetir este paso hasta alcanzar el equilibrio con el nivel de burbuja.
3. Llenar la copa con el fluido del cual se desea conocer la densidad y colocar la tapa de la copa, la tapa permite retirar el fluido en exceso para esta prueba el cual se derrama por los lados y expulsa por el orificio de la tapa al presionar la tapa contra la copa con lo que se asegura el volumen indicado para la prueba.
4. Limpiar el fluido en el exterior de la balanza y colocar en el pedestal.
5. Mover el pilón movetizo en la regleta hasta encontrar el equilibrio con ayuda del nivel de burbuja. ubicado sobre el punto de apoyo de la balanza.

4.2. Prueba de Viscosidad marsh

La prueba de viscosidad marsh se fundamenta en una comparativa del tiempo de escurrimiento de los fluidos a través del embudo marsh el cual tiene una capacidad de litro y medio en la prueba API se mide el tiempo en el que escurre un cuarto de galón, pero lo que se maneja en el laboratorio de fluidos de perforación es el tiempo en el que se precipita mil centímetros cúbicos. Gracias a esta medida que sirve como una referencia comparativa de viscosidad cinemática entre los fluidos a los que se les mida su tiempo de escurrimiento con este equipo.

Equipo

- Embudo marsh
- Jarra de kit de embudo marsh

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa



Figura 22 Embudo Marsh, marca Baroid

Procedimiento

1. Colocar vertical el embudo marsh sujetándolo por su manija y tapar el orificio inferior
2. Verter el lodo de perforación en su interior hasta llegar al nivel superior, a nivel de la malla metálica.
3. Colocar la jarra a la salida del embudo marsh.
4. Preparar el cronometro para tomar el tiempo e iniciarlo en el mismo tiempo que libera la tapa inferior del embudo.
5. Detener el cronometro en cuanto se alcance el volumen de mil centímetros cúbicos y registrar el tiempo transcurrido.
6. Realizar 3 lecturas y sacar el promedio para mejorar la precisión

4.3. Prueba de Reología y tixotropía

La prueba de reología y tixotropía se lleva a cabo con el viscosímetro rotacional de la marca fann modelo 35 el cual se fundamenta en generar un flujo laminar con un cilindro sumergido en el fluido rotando a determinadas revoluciones por minuto con la energía que recibe del motor y que es

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

regulada por medio de un interruptor con dos posiciones y una palanca de cambios con tres velocidades. Dicho flujo laminar genera un arrastre que es percibido por el cilindro interior y es transmitido a un resorte calibrado que por medio de un eje y con ley de Hooke el esfuerzo que recibe lo transmite al dial ofreciendo una lectura de esfuerzo en respuesta a la velocidad aplicada.



Figura 23 viscosímetro rotacional, marca FANN, modelo 35

Equipo

- Viscosímetro rotacional Fann 35

Procedimiento

Preparación y ensamblado del equipo.

- a. Acoplar el cilindro exterior al cuerpo del rotor del viscosímetro con ayuda de la muesca que este posee en el exterior. Sujetar el eje del rotor y girar levemente para que el cilindro rotativo quede correctamente asegurado.
2. Llenar el vaso de la prueba del viscosímetro rotacional con el fluido de perforación hasta la marca señalada en el vaso.

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

3. Colocar el vaso con la muestra en la plataforma elevadiza del viscosímetro haciendo coincidir los borles debajo del vaso con los espacios en la plataforma.
4. Subir la plataforma hasta que el nivel de fluido llegue al nivel señalado en el cilindro móvil del equipo y apretar el seguro de la plataforma.
5. Comenzar la prueba realizando las lecturas a 3, 6, 100, 200, 300 y 600 revoluciones por minuto con ayuda del cambio de velocidades del equipo.
6. Realizar una nueva medición a 3 RPM y apagar el equipo durante 10 segundos e inmediatamente encenderlo a esta velocidad registrando la lectura de inmediato. Repetir el procedimiento de este punto dejando apagado 10 minutos el equipo.
7. Realizar el reograma correspondiente a las lecturas de viscosímetro para determinar la naturaleza reológica del fluido.

4.4. Prueba de Retorta

La prueba de retorta consiste en la separación de fases que conforman al fluido de perforación promedio de la destilación obteniendo las partes de agua, aceite y sólidos. El kit de retorta que realizara este proceso se conforma de un estuche que sirve para guardar y transportar las partes de este kit, también posee una recamara de calentamiento aislada térmicamente la cual se calienta con electricidad y una resistencia acomodada en su interior de forma cilíndrica para concentrar el calor que ésta genera en la cual, en la parte inferior se encuentra el recipiente de volumen de control donde se coloca la muestra de lodo. Al alcanzar la temperatura de ebullición el vapor del fluido viaja por la parte superior, entre la lana metálica, hacia el condensador donde el vapor cede calor y vuelve a su fase líquida precipitándose en una probeta en el exterior mientras que la fase sólida se queda en el interior y así se pueden cuantificar las fases presentes en el lodo de perforación.

Equipo

- Kit Retorta de 10cc
- Grasa lubricante
- Probeta de 10cc

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa



Figura 24 Kit de Retorta, marca FANN

Procedimiento

1. Homogenizar la muestra de ser necesario para llenar.
2. Preparación de la retorta
 - a. Engrasar las roscas de la celda porta muestras, parte inferior de la recamara de calentamiento, y la rosca a la que esta se acopla, también engrasar la conexión con el condensador. Engrasar solo con un lubricante de silicona resistente a altas temperaturas.
 - b. En la parte superior de la recamara de calentamiento colocar lana metálica, con el fin de filtrar los sólidos y así prevenir que estos lleguen a la tubería superior donde viaja el vapor al cilindro condensador y los puedan obstruir.
3. Ingresar el fluido a la celda porta muestras y colocar la tapa empujándola para desbordar el volumen que pueda haber en exceso en la celda por el orificio de la tapa, limpiar el exceso.
4. Sin mover la celda enroscar la parte superior de la recamara de calentamiento.
5. Sin mover la celda de calentamiento enroscar el cilindro condensador al tubo que sale de la recamara de calentamiento dejándolo con el tubo sesgado de la salida del fluido apuntando hacia abajo justo antes de apretarlo a tope.
6. Insertar este ensamblado en la recamara de calentamiento en el estuche de la retorta.
7. Colocar la probeta, de 10ml, provista en el kit debajo de la salida del condensador.

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

8. Cerrar la recámara de calentamiento y conectar la retorta a la energía eléctrica.
9. Pasados de 15 a 20 minutos una vez que deje de gotear el condensador desconectar de la electricidad, retirar la probeta y registrar las cantidades de destilado.

4.5. Prueba de Filtrado

La prueba de filtrado se lleva a cabo con el filtro prensa y consiste en simular las condiciones de la pared de pozo durante la perforación, que es donde sucede el filtrado para representar la presión en las paredes del pozo causada por la columna hidrostática del lodo de perforación. Se reproduce presurizando la celda del filtro prensa por medio de un sistema de alta presión con un gas inerte al fluido que no interfiera con la experimentación. Mientras que la porosidad y la permeabilidad de las paredes del pozo son representadas con distintos medios filtrantes; papel filtro para la permeabilidad y malla metálica para la porosidad. Al finalizar la prueba de filtrado también se puede analizar el depósito de sólidos del fluido de perforación que forman la membrana impermeable requerida en las paredes del pozo llamada enjarre.

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa



Figura 25 Ensamble de Filtro Prensa

Equipo

- Sistema de alta presión
- Celda de retorta
- Malla metálica
- Probeta
- Papel filtro

Procedimiento

1. Homogenizar el fluido de así requerirlo.
2. Preparación de la celda
 - a. Colocar en la tapa inferior de la celda un empaque, sobre el empaque colocar la malla metálica con el borde rugoso hacia abajo, encima el papel filtro y sobre el papel filtro el otro empaque.

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

- b. Insertar el cilindro metálico que funciona como la chaqueta de la celda haciendo coincidir los dos pernos en los lados con las ranuras en la base de la celda y girar hasta que quede sujeto.
3. Verter el fluido en la celda, hasta un centímetro por debajo del nivel máximo.
4. Colocar en el pedestal haciendo coincidir el tubo que evacua el filtrado con la ranura en el pedestal.
5. Colocar la tapa superior en el cilindro, revisando que esta tenga un empaque y asegurar con el tornillo del pedestal.
6. Colocar una probeta bajo el tubo de la tapa inferior.
7. Verificar la presión en 100psi en el manómetro del sistema de presión y verificar también que la válvula de paso está cerrada al igual que la válvula de alivio.
8. Abrir la válvula de paso a la celda e iniciar el temporizador a 30 minutos.
9. Habiendo pasado los 30 minutos cerrar la válvula de paso y verificar el volumen filtrado en la probeta.
10. Abrir la válvula de alivio y aflojar el tronillo del pedestal.
11. Desmontar la celda, devolver el lodo y retirar el papel filtro con ayuda de una espátula.
12. Medir el espesor del enjarre obtenido.

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

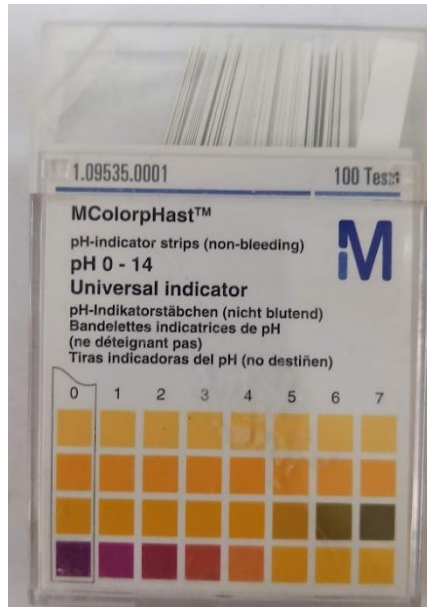


Figura 26 Tiras indicadoras, impregnadas de indicador universal

4.6. Prueba de Alcalinidad

La prueba de alcalinidad es un método químico para cuantificar los iones de hidrogeno en el agua. Para ello se emplea la escala de pH, potencial de Hidrogeno, la cual va de 0 a 14 siendo el 7 el único valor neutro y los valores superiores a 7 son considerados alcalinos. Existen diferentes maneras de identificar la alcalinidad como los métodos eléctricos, con distintas presentaciones de potenciómetros, así como métodos colorimétricos con sustancias que cambian de color en relación con la concentración de la escala de pH. Para sustancias alcalinas se emplea la fenolftaleína, la cual en un pH neutro es transparente y en ambientes alcalinos como el rango de pH en el cual se desea que este el lodo de perforación, su color vira a rosa mexicano; si fuese más ácido, se volvería a tornar incoloro y también si fuera neutro. También se pueden utilizar tiras impregnadas de indicador universal.

Equipo

- Tiras pH impregnadas con indicador universal
- Fenolftaleína
- Vaso de precipitados

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

- Probeta de 10ml

Procedimiento

1. Introducir una tira impregnada con indicador universal en el lodo de perforación
2. Contrastar el vire de color con la escala de colores de la caja de tiras pH.
3. Tomar una muestra del fluido de perforación.
4. Agregar unas gotas de fenolftaleína.
5. Identificar el vire de color.

4.7. Prueba de Salinidad

Esta consiste en la precipitación de haluros empleando nitrato de plata que reacciona con las sales disueltas formando cloruro de plata, un precipitado sólido de color blanco, y podemos saber cuándo se han precipitado todas las sales en solución con ayuda de cromato de potasio, el cual en el momento que se tiene nitrato de plata en exceso una vez que ya precipito todos los aniones de cloruro con el catión de plata, este reacciona con el anión cromato para formar un sólido de color rojo ladrillo que indicará que se han precipitado todas las sales disueltas y con la cantidad de nitrato de plata empleado para alcanzar este vire, calcular cuántas sales se presentan en solución.

Equipo y material

- Agitador magnético
- Parrilla agitadora
- Bureta
- Matraz Erlenmeyer
- Pipeta
- Propipeta
- Nitrato de plata con normalidad de 0.028N
- Cromato de potación
- Agua destilada

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

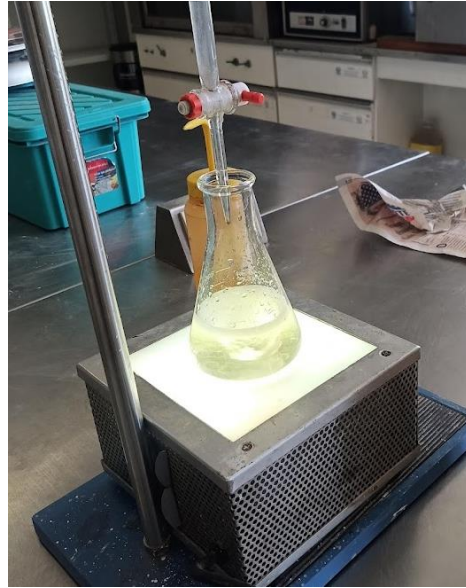


Figura 27 Muestra de agua en agitación parte del metodo de Mohr

Procedimiento

1. Agregar 5ml del agua de la fase acuosa, la cual se diluye con agua destilada y se afora con cromato de potasio (K_2CrO_4), dándole un color amarillo a la muestra.
2. Llenar la bureta con Nitrato de Plata ($AgNO_3$) y se sujeta al soporte universal.
3. Colocar el matraz Erlenmeyer con la muestra sobre la parrilla de agitación debajo de la boquilla de la bureta y agregar la píldora de agitación.
4. Comenzar la agitación de la muestra y abrir la válvula de la bureta dejando caer paulatinamente el nitrato de plata en el matraz hasta observar el vire a color rojo ladrillo y en ese momento cerrar la válvula de la bureta.
5. En base al volumen ocupado de nitrato de plata para precipitar las sales presentes en la muestra calcular la salinidad.

$$\% \text{en peso } CaCl_2 = \frac{Vol(AgNO_3) * 15.65 * 100}{Vol(AgNO_3) * 15.65 + (fracc \text{ agua} * 1000)}$$

$$\text{ppm de } CaCl_2 = \% \text{ en peso de } CaCl_2 * 10,000$$

4.8. Prueba de Estabilidad eléctrica

La estabilidad eléctrica indica que tan bien el agua está emulsionada en la fase de aceite. Altos valores de estabilidad indican que la emulsión es más fuerte y el fluido es más estable. El aceite y los fluidos

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

eléctricos no conducen la electricidad. En esta prueba, se aumenta el voltaje de los electrodos de una sonda de anchura fija hasta que las gotas de agua emulsionada se conecten para formar un circuito continuo; por lo tanto, entre más fuerte sea la emulsión, más alto debe ser el voltaje requerido para romperla.



Figura 28 Checador de resistividad de emulsiones (EST)

Equipo

- Probador de estabilidad de las emulsiones

Procedimiento

1. Sumergir el electrodo en la emulsion cubriendo la ranura y la region plana en la punta del electrodo.
2. Llevar el fluido a la temperatura de 145°F
3. Accionar el boton de voltaje ala vez que se gira la perilla hasta la posicion en donde se ilumine el led indicador rojo sobre la perilla y registrar la lectura de voltaje.

4.9. Resultados de las pruebas que se le realizaron al fluido

4.9.1. Prueba de Densidad

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa



Figura 29 realización de prueba de Balanza hidrostática de lodos.

La densidad de diseño con la que se calculó el lodo es de 1.2g/cc y la densidad obtenida en la prueba es de 1.18g/cc obteniendo un error de 1.666% de error

4.9.2. Prueba de Viscosidad marsh



Figura 30 realización de prueba de Embudo Marsh.

El tiempo de escurrimiento del lodo de perforación fue de

4.9.3. Prueba de Reología

Se efectuó la evaluación reológica del fluido a dos temperaturas diferentes, temperatura ambiente a 71°F y a 150°F que es el estándar para las pruebas de fluidos de perforación.

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa



Figura 31 realización de prueba de viscosímetro rotacional.

RPM	lecturas @22°F	lecturas @150°F
Θ3	2	2
Θ6	3	3
Θ100	10	8
Θ200	16	13
Θ300	21	16
Θ600	38	24
Θ3(10segundos)	3	2
Θ3(10minutos)	4	3
Vp (cp)	17	8
Va (cp)	19	12
Pc (lb/100ft ²)	4	8
Eg (lb/100ft ²)	¾	2/3
N (adim)	0.8551	0.5846

Tabla 4 Mediciones de lectura de reologia

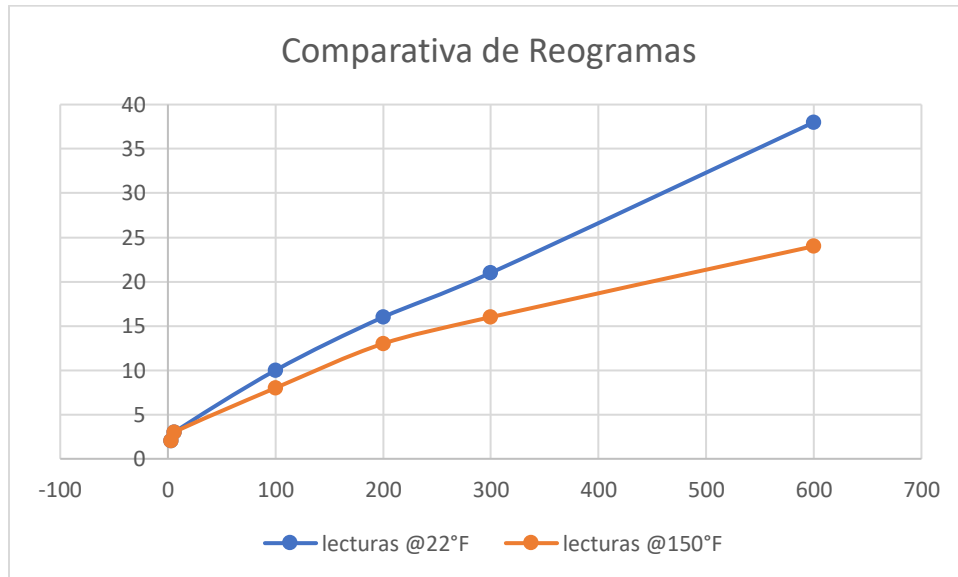


Figura 32 Grafico comparativo del comportamiento reologico de fluido a distintas temperaturas.

En los reogramas del fluido a distintas temperaturas se percibe el comportamiento de la viscosidad, como la pendiente de la curva debido a su aplicación en los cálculos de hidráulica se emplea

4.9.4. Prueba de Retorta

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

Análisis de retorta

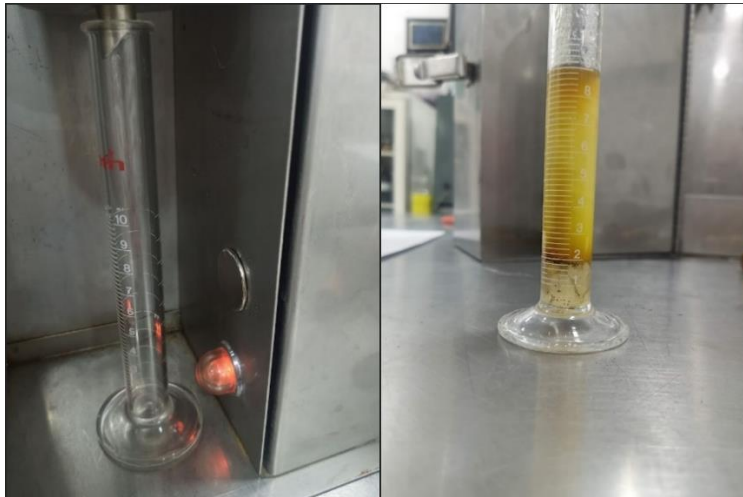


Figura 4 Realización de prueba de Retorta.

$$\%Volumen \text{ de aceite} = 71$$

$$\%Volumen \text{ de agua} = 19$$

$$\%Volumen \text{ de solidos} = 10$$

$$\text{Masa de solidos} = 3.7g$$

$$\text{densidad de solidos} = 3.7g/cc$$

$$\%de \text{ aceite en la fase liquida} = \frac{\%Volumen \text{ de aceite}}{\%Volumen \text{ de aceite} + \%Volumen \text{ de agua}} * 100 = 78.88$$

$$\%de \text{ agua en la fase liquida} = \frac{\%Volumen \text{ de agua}}{\%Volumen \text{ de agua} + \%Volumen \text{ de aceite}} * 100 = 21.11$$

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

4.9.5. Prueba de Filtrado



Figura 5 Realización de prueba de filtrado.

Volumen filtrado = 5.8ml @30minutos

4.9.6. Prueba de Alcalinidad



Figura 6 medición de pH.

En los colores de la tira pH coinciden con los del pH de 11

4.9.7. Prueba de Salinidad

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

4.9.8. Prueba de Estabilidad eléctrica



Figura 7 medición de resistividad.

promedio de estabilidad eléctrica de 196 volts

Diseño de fluido de perforación de emulsión inversa de acuerdo a los estándares de la baroid

Por años los sistemas de emulsión inversa de Baroid fueron utilizados con un éxito notable, produciendo pozos prácticamente libres de problemas, y en excelentes condiciones. La ventaja adicional de una mejor lubricidad, mayor tolerancia a altas temperaturas, lo hicieron prácticamente el fluido de perforación perfecto. Estos sistemas se aplican en áreas donde se perforan formaciones con fuertes tendencias a perder circulación o formaciones que tengan presiones de poros subnormales.

4.9.9. Datos salidos del manual de baroid para fluidos de emulsión inversa

Densidad, g/cc	1.2
Viscosidad marsh, s	42
Viscosidad Plastica, cp	21
Punto Cedente, lb/100ft	7
Geles, lb/100ft	4
Filtrado API, cc	3
Estabilidad electrica volts	650
Salinidad ppm*1000	312
Relacion A/A	80/20

Tabla 5 Propiedades del lodo de perforación de emulsión inversa Baroid

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

4.9.10. Contraste de los resultados obtenidos con el producto de baroid y el fluido generado en el laboratorio

	BAROID	FORMULADO
Densidad, g/cc	1.2	1.2
Viscosidad marsh, s	42	44.5
Viscosidad Plastica, cp	21	17
Punto Cedente, lb/100ft	7	4
Geles, lb/100ft	4	4
Filtrado API, cc	3	5.8
Estabilidad electrica, volts	650	196
Salinidad ppm*1000	312	200
Relacion A/A	80/20	80/20

Tabla 6 Comparativa de las propiedades típicas del sistema Baroid con la formulación diseñada en el laboratorio.

4.9.11. Análisis de la comparación entre los fluidos de baroid y el formulado en laboratorio.

4.9.11.1. Densidad

En relación con la densidad, desde la formulación del fluido con ayuda de una elaboración de balance de materia, este parámetro quedó determinado y mediante la experimentación se comprobó que el valor de la densidad fue igual para ambos casos.

4.9.11.2. Viscosidad marsh

La viscosidad marsh reportada, varió con respecto a la formulación y aditivos de la baroid en un margen aceptable de 5.61% por lo que no se esperaría que causara problemas operativos con dicha variación. Esto lo hace un fluido bombeable, capaz de arrastrar los recortes generados por las operaciones de perforación.

4.9.11.3. Viscosidad plástica

Debido a que se empleó Bentonita organofílica elaborada a base de aminas en contraste con el Geltone ocupado en la formulación de la BAROID, se puede decir que el producto de la baroid es más efectivo para generar viscosidad en el sistema de emulsión inversa sin embargo la bentonita organofílica también genera viscosidad en una proporción aceptable.

4. Análisis que se realizan a los fluidos de perforación de emulsión inversa

4.9.11.4. Punto de cedencia

El fluido de la Baroid requiere más energía para poner de nuevo los recortes en movimiento mientras que con la formulación de laboratorio es más fácil reanudar operaciones después de parar la perforación dotando al fluido de una suspensión de recortes aceptable.

4.9.11.5. Esfuerzo gel

La tixotropía de los dos sistemas probó ser la misma, demostrando que ambos poseen la capacidad para suspender recortes.

4.9.11.6. Filtrado API

En el fluido de baroid el filtrado fue menor lo que hace que se pierda menos de la fase continua mientras que la formulación de laboratorio tendrá un radio de invasión mayor lo que incidirá en una mayor pérdida de la fase continua del fluido de perforación.

4.9.11.7. Estabilidad eléctrica

La formulación de laboratorio presentó valores demasiado bajos en la prueba de estabilidad eléctrica para lo cual se pueden implementar distintos aditivos. Esta menor resistividad indica que la fase dispersa de la emulsión, no se encuentra consolidada.

4.9.11.8. Salinidad

La salinidad reportada es menor, pero está en función de la capacidad de solubilidad de la fase acuosa y la densidad del sistema a manera tal que no interactúe con la arcilla de las formaciones previniendo la actividad osmótica del sistema.

4.9.11.9. Relación A/A

Se diseñó la relación Aceite/Agua para hacer una comparación directa entre los dos sistemas y como se comprueba en los cálculos de la prueba de Retorta la proporción se mantuvo.

Conclusiones

De acuerdo con el análisis desarrollado en este trabajo, se comprobó que se puede elaborar un fluido de perforación que cumpla con las funciones necesarias e indispensables para su implementación en campo.

Se constato que a través del tratamiento con aminas cuaternarias se puede tratar la bentonita para hacerla oleofílica, cualidad con la cual esta se puede utilizar para elaborar un fluido de perforación de emulsión inversa que mantenga sus propiedades durante las pruebas y por ende durante las operaciones.

La implementación de los fluidos de perforación permite la intervención en escenarios problemáticos, lo que hace necesario conocer los componentes esenciales para correcto diseño, elaboración e implementación.

Dentro de la validación de los fluidos de emulsión inversa, fue necesario comprobar en el sistema diseñado, el comportamiento de la bentonita organofílica generada en el laboratorio como paso indispensable ya que tendrá que suplir la funcionalidad del Geltone utilizado originalmente por la compañía Baroid en esta industria, mediante las pruebas realizadas en este trabajo.

En conclusión, fue posible sustituir el sistema de emulsión inversa de la compañía baroid donde utilizan una formulación patentada sustituyendo con materiales accesibles los aditivos exclusivos de la compañía logrando llegar a resultados similares probando así que se pueden llevar a cabo este tipo de fluidos en la enseñanza y en la formación de los futuros ingenieros petroleros fortaleciendo su perfil profesional.

Recomendaciones

La formulación de laboratorio presento valores demasiado bajos en la prueba de estabilidad eléctrica para lo cual se pueden implementar distintos aditivos como la Cal para mejorar los valores de esta prueba dando mejor consistencia a la emulsión. Este aditivo se evaluará en distintas proporciones para mejorar el sistema.

Es necesario complementar el conocimiento teórico que se puede encontrar en la literatura con el desarrollo practico en la formación de los ingenieros para fortalecer su capacidad de aplicar estos conocimientos en sus vidas profesionales.

Bibliografía

Manual de Fluidos (1st ed.). (1999). BAROID INDUSTRIAL DRILLING PRODUCTS.

Drilling Fluids Manual (6/94 ed.). (1994). [Book]. Amoco Production Company.

Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids (Fifth Edition). (2009). API energy.

MANUAL QMAX DE FLUIDOS DE PERFORACION (Primera edición). (n.d.).

Growcock, F. B., Ellis, C. F., & Schmidt, D. D. (1994). Electrical Stability, Emulsion Stability, and Wettability of Invert Oil-Based Muds. *SPE Drilling & Completion*, 9(01), 39–46. <https://doi.org/10.2118/20435-pa>

Fluidos de perforación (e. d. 1). (2002). PDVSA.

Fluidos de perforación de emulsión inversa. (n.d.). *Sistema PROTEXIL-EI-IMP*.