TECNÓLOGICO NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez

INGENIERIA QUIMICA GENERAL

INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

Estudio del comportamiento del fluido de perforación a base diesel expuesto a diferentes concentraciones de contaminantes

Empresa:

Petróleos Mexicanos (PEMEX Exploración y Producción)

Presenta

Gilber Fabián Flores Urbina

Tuxtla Gutiérrez Chiapas

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN 3
1. JUSTIFICACIÓN 4
1.1 OBJETIVO GENERAL Y ESPECÍFICO 5
1.2 CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA 6
1.3 PROBLEMA A RESOLVER 6
1.4 ALCANCES Y LIMITACIONES 7
2. FUNDAMENTO TEÓRICO 8
2.1. DEFINICIÓN DEL FLUIDO PERFORACIÓN 8
2.1.1 Funciones del Fluido de Perforación 9
2.2 RETIRAR LOS RECORTES DEL POZO 10
2.2.1 Control de las presiones de la formación 13
2.2.2. Suspensión y descarga de recortes 14
2.2.3. Obturación de las formaciones permeables 15
2.2.4. Mantenimiento de la estabilidad del agujero 16
2.2.5. Minimización de los daños a la formación 18
2.2.6. Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación 19
2.2.7. Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena 21
2.2.8. Asegurar la evaluación adecuada de la formación 22
2.2.9. Control de la corrosión 25
2.2.10. Facilitar la cementación y completación 26
2.2.11. Minimizar el impacto sobre el medio ambiente 26
2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN 27
2.3.1. Fluidos base agua 27
2.3.2. Fluidos lignosulfonato 27
2.3.3. Fluidos calinos 28
2.3.4 Polímeros 28
2.4 ADITIVOS PARA LA PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN 29
2.4.1. Aditivos inorgánicos de uso común 34
2.4.2. Aditivos orgánicos usados para controlar filtrado Cmc (carboxi-metil-celulosa) 36

2.5 MATERIALES PARA CONTROLAR PH. 38
2.6 MATERIALES PARA CONTROLAR REOLOGÍA. 39
2.7. NORMAS DE REFERENCIA PARA DETERMINAR LA CALIDAD DE LOS SISTEMAS POLIMÉRICOS DE BAJA DENSIDAD 40
2.7.1. ESPECIFICACIONES 41
3. PROCEDIMIENTO Y DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES 42
3.1. LECTURAS OBTENIDAS CON VISCOSÍMETRO FANN – 35ª 52
Relación: 70/30 52
Cantidad de emulsificante: 10 l/m^3 52
3.2. LECTURAS OBTENIDAS CON VISCOSIMETRO FANN – 35A 64
RELACIÓN: 65/35 64
CANTIDAD DE EMULSIFICANTE: 10 L/M^3 64
3.3 LECTURAS OBTENIDAS CON VISCOSIMETRO FANN – 35A 76
RELACIÓN: 60/40 76
CANTIDAD DE EMULSIFICANTE: 10 LTS/M^3 76
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 88
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 89
GLOSARIO 90
ANEXOS 92

INTRODUCCIÓN

El fluido de perforación es una mezcla de líquidos, sólidos y gases con propiedades definidas y estables que sirven para la perforación de pozos.

Los beneficios derivados de las adecuadas propiedades del fluido son de gran importancia debido a que se efectúa la perforación del pozo de acuerdo a lo planeado y por consiguiente este incrementa la producción del petróleo por día.

El mal estado en las propiedades del fluido ya sea el aumento o la disminución de la densidad y viscosidad genera una disminución en la recuperación de los recortes teniendo como consecuencia la pérdida de la tubería y de la herramienta en el fondo del pozo, el aumento de la viscosidad genera un incremento en la presión ejercida a la formación y un aumento en la presión de la tubería y en los motores de fondo provocando en algunas ocasiones perdidas de circulación por sobrepasar el gradiente de presión.

1. JUSTIFICACIÓN

En la actualidad se utilizan diversos sistemas de fluidos diseñados para la perforación de cada etapa del pozo. En nuestro caso el sistema analizado es el sistema polimérico de baja densidad generalmente este sistema se utiliza en la perforación del yacimiento ya que son formaciones altamente fracturadas.

Este sistema presenta dos problemáticas incremento de las propiedades reológicas y separación de fases, la problemática derivada del aumento en la viscosidad del fluido de perforación en sistemas poliméricos de baja densidad presentada en las operaciones de perforación en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zap provoca grandes pérdidas económicas por el diferimiento en la extracción del petróleo. Por tal motivo se percibió la necesidad de realizar el presente proyecto para el análisis del comportamiento del fluido de perforación adicionándole compuestos que se tienen presentes en las instalaciones con el fin de auxiliar a los ingenieros químicos encargados de la perforación en el caso del aumento en dicha propiedad.

Para que el fluido adquiera las características necesarias para la perforación del pozo es necesario adicionar agentes elevadores o reductores de viscosidad según sea el caso. Debido a que en la actualidad no se cuenta con un manual de cómo “componer” un fluido de perforación, la mayoría de los ingenieros recurren a procedimientos de agregado de material, lo cual genera en ocasiones el aumento en las propiedades no deseadas del fluido.

1.1 OBJETIVO GENERAL Y ESPECÍFICO

1.1.2 Objetivo general.

Describir el comportamiento reológico de los fluidos a base Polimérico de Baja Densidad variando las concentraciones de los contaminantes que se presentan durante la perforación de los posos.

1.1.3 Objetivo específico.

- Conocer a detalle el fluido de sistema polimérico baja de densidad.
- Encontrar la formulación ideal o preferente para la preparación del fluido de perforación.
- Analizar los compuestos necesarios para reducir la viscosidad de un fluido de perforación a valores deseados.
- Aportar los conocimientos adquiridos para la elaboración de un manual de ingenieros químicos a bordo de los centros de trabajo.

1.2 CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA

El presente proyecto se realizó dentro de la sección de fluidos de perforación perteneciente a la unidad de perforación Ku-Maloob-Zaap la cual presta sus servicios a las áreas de: Perforación de pozos, Reparación y Terminación de pozos y Diseño de pozos.

El objetivo de la sección de Fluidos de Perforación es el de diseñar el fluido de perforación con los parámetros físico-químicos óptimos para desempeñar las funciones de retirar los recortes del pozo, controlar las presiones de la formación, mantener la estabilidad del agujero, enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación, entre otras.

Las pruebas del proyecto fueron realizadas en los laboratorios de la Universidad Autónoma de Ciudad del Carmen (UNACAR), utilizando materias primas de la compañía Global.

1.3 PROBLEMA A RESOLVER

La falta de información y el tiempo limitado por el barco generador en la preparación del fluido origina que el fluido no siempre tenga las propiedades deseadas por lo cual se vio la necesidad de realizar el presente proyecto para encontrar la formulación óptima y el compuesto para la reducción de la viscosidad de manera efectiva.

1.4 ALCANCES Y LIMITACIONES

1.4.1 Alcances

El presente proyecto se realizó para apoyar al área de fluidos de perforación de la unidad de perforación Ku-Maloob-Zaap quienes monitorean día a día el estado del fluido con el que se realiza la perforación en los centros de trabajo propios de dicha unidad.

1.4.2 Limitaciones

- Desconocimiento de ingenieros en el centro de trabajo sobre el tratamiento necesario del fluido.
- Poco tiempo para el desarrollo del proyecto.
- Acceso al centro de trabajo.

2. FUNDAMENTO TEÓRICO

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo. La responsabilidad de la ejecución de estas funciones es asumida conjuntamente por el ingeniero responsable de controlar y verificar las características de lodos y las personas que dirigen la operación de perforación. El deber de las personas encargadas de perforar el agujero - incluyendo el representante de la compañía operadora, el contratista de perforación y la cuadrilla del equipo de perforación - es asegurar la aplicación de los procedimientos correctos de perforación. La obligación principal del ingeniero de lodo es asegurarse que las propiedades del lodo sean correctas para el ambiente de perforación específico. El ingeniero de lodo también debería recomendar modificaciones de las prácticas de perforación que ayuden a lograr los objetivos de la perforación.

2.1. DEFINICIÓN DEL FLUIDO PERFORACIÓN

En las operaciones de campo se utilizan cuatro tipos de fluidos, cada uno de los cuales cumple su función de acuerdo con la actividad que se realice en el pozo, como es perforar, completar, reparar y rehabilitar. Por ello se habla de fluidos de perforación, completación, reparación y rehabilitación.

Todos los fluidos ayudan a minimizar problemas y costos operacionales, pero en ningún caso ninguno de ellos constituyen la panacea de la operación.

El fluido utilizado usualmente en las operaciones de perforación es una mezcla de agua y/o aceite con determinado porcentaje de sólidos que se caracteriza por no ser toxico, corrosivo ni inflamable, pero si inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a las altas temperaturas. Además, un buen fluido debe estar exento a cualquier tipo de degradación.

2.1.1 Funciones del Fluido de Perforación

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

1. Retirar los recortes del pozo.
2. Controlar las presiones de la formación.
3. Suspender y descargar los recortes.
4. Obturar las formaciones permeables.
5. Mantener la estabilidad del agujero.
6. Minimizar los daños al yacimiento.
7. Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación.
8. Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
9. Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
10. Controlar la corrosión.
11. Facilitar la cementación y la completación.
12. Minimizar el impacto al ambiente.

2.2 RETIRAR 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.

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

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

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

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

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

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

b. El uso de un alto caudal y de un lodo fluido para obtener un flujo turbulento. El flujo turbulento proporcionará una buena limpieza del pozo e impedirá que los recortes se sedimenten durante la circulación, pero éstos se sedimentarán rápidamente cuando se interrumpa la circulación. Este método funciona manteniendo los recortes suspendidos bajo el efecto de la turbulencia y de las altas velocidades anulares. Es más eficaz cuando se usan fluidos no densificados de baja densidad en formaciones competentes (que no se desgastan fácilmente). La eficacia de esta técnica puede ser limitada por distintos factores, incluyendo un agujero de gran tamaño, una bomba de baja capacidad, una integridad insuficiente de la formación y el uso de motores de fondo y herramientas de fondo que limitan el caudal.

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

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

2.2.1 Control de las presiones de la formación

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

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

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

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

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

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

2.2.2. Suspensión y descarga de recortes

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

Las altas concentraciones de sólidos de perforación son perjudiciales para prácticamente cada aspecto de la operación de perforación, principalmente la eficacia de la perforación y la velocidad de penetración (ROP). Estas concentraciones aumentan el peso y la viscosidad del lodo, produciendo mayores costos de

mantenimiento y una mayor necesidad de dilución. También aumentan la potencia requerida para la circulación, el espesor del revoque, el torque y el arrastre, y la probabilidad de pegadura por presión diferencial.

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

Para lograr un control de sólidos eficaz, los sólidos de perforación deben ser extraídos del fluido de perforación durante la primera circulación proveniente del pozo. Al ser circulados de nuevo, los recortes se descomponen en partículas más pequeñas que son más difíciles de retirar. Un simple método para confirmar la remoción de los sólidos de perforación consiste en comparar el porcentaje de arena en el lodo en la línea de flujo y en el tanque de succión.

2.2.3. Obturación de las formaciones permeables

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

condiciones de pozo “reducido”, registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación, y daños a la formación.

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

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

2.2.4. Mantenimiento de la estabilidad del agujero

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

La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar.

El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada. El ensanchamiento del pozo a través de las formaciones de arena y arenisca se debe principalmente a las acciones mecánicas, siendo la erosión generalmente causada por las fuerzas hidráulicas y las velocidades excesivas a través de las toberas de la barrena. Se puede reducir considerablemente el ensanchamiento del pozo a través de las secciones de arena adoptando un programa de hidráulica más prudente, especialmente en lo que se refiere a la fuerza de impacto y a la velocidad de la tobera. Las arenas mal consolidadas y débiles requieren un ligero sobre balance y un revoque de buena calidad que contenga bentonita para limitar el ensanchamiento del pozo.

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

Varios inhibidores o aditivos químicos pueden ser agregados para facilitar el control de las interacciones entre el lodo y la lutita. Los sistemas con altos niveles de calcio, potasio u otros inhibidores químicos son mejores para perforar en formaciones sensibles al agua. Sales, polímeros, materiales asfálticos, glicoles, aceites, agentes tensión activos y otros inhibidores de lutita pueden ser usados en los fluidos de

perforación a base de agua para inhibir el hinchamiento de la lutita e impedir el derrumbe. La lutita está caracterizada por composiciones y sensibilidades tan variadas que no se puede aplicar universalmente ningún aditivo en particular.

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

2.2.5. 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).

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

y/o gas, sería prudente tener en cuenta los posibles daños a la formación al seleccionar un fluido para perforar los intervalos productivos potenciales.

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

a) Invasión de la matriz de la formación por el lodo o los sólidos de perforación, obturando los poros.

b) Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento, reduciendo la permeabilidad.

c) Precipitación de los sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.

d) Precipitación de los sólidos del filtrado del lodo con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de completación o estimulación.

e) Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad.

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

2.2.6. Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación

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

enfría la barrena y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción. Las barrenas, los motores de fondo y los componentes de la columna de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación.

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

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

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

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

El peso que una torre de perforación puede sostener está limitado por su capacidad mecánica, un factor que se hace cada vez más importante con el aumento de la profundidad, a medida que el peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento se hace enorme. Aunque la mayoría de los equipos de perforación tengan suficiente capacidad para manejar el peso de la columna de perforación sin flotabilidad, éste es un factor importante que se debe tener en cuenta al evaluar el punto neutro (cuando la columna de perforación no está sometida a ningún esfuerzo de tensión o compresión). Sin embargo, cuando se introducen largas y pesadas tuberías de revestimiento, se puede usar la flotabilidad para proporcionar una ventaja importante. Cuando se usa la flotabilidad, es posible introducir tuberías de revestimiento cuyo peso excede la capacidad de carga del gancho de un equipo de perforación. Si la tubería de revestimiento no está completamente llena de lodo al ser introducida dentro del agujero, el volumen vacío dentro de la tubería de revestimiento aumenta la flotabilidad, reduciendo considerablemente la carga del gancho a utilizar. Este proceso se llama “introducción por flotación” (“floating in”) de la tubería de revestimiento.

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

2.2.8. Asegurar la evaluación adecuada de la formación

La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación. Las condiciones físicas y químicas del agujero después de la perforación también afectan la evaluación de la formación. Durante la perforación, técnicos llamados registradores de lodo (Mud

Loggers) controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas. Estos técnicos examinan los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos. Esta información se registra en un registro geológico (Mud log) que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de gas y los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes.

Los registros eléctricos con cable son realizados para evaluar la formación con el fin de obtener información adicional. También se pueden obtener núcleos de pared usando herramientas transportadas por cable de alambre. Los registros con cable incluyen la medición de las propiedades eléctricas, sónicas, nucleares y de resonancia magnética de la formación, para identificar la litología y los fluidos de la formación. Herramientas de LWD están disponibles para obtener un registro continuo mientras se perfora el pozo. También se perfora una sección cilíndrica de la roca (un núcleo) en las zonas de producción para realizar la evaluación en el laboratorio con el fin de obtener la información deseada. Las zonas productivas potenciales son aisladas y evaluadas mediante la realización de Pruebas de Intervalo (FT) o Pruebas de Productividad Potencial de la Formación (DST) para obtener datos de presión y muestras de fluido.

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

alta o variable del filtrado puede dificultar o impedir la interpretación de los registros eléctricos.

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

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

2.2.9. Control de la corrosión

Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros. Cuando los fluidos de la formación y/o otras condiciones de fondo lo justifican, metales y elastómeros especiales deberían ser usados. Muestras de corrosión deberían ser obtenidas durante todas las operaciones de perforación para controlar los tipos y las velocidades de corrosión.

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

El sulfuro de hidrógeno puede causar una falla rápida y catastrófica de la columna de perforación. Este producto también es mortal para los seres humanos, incluso después de cortos periodos de exposición y en bajas concentraciones. Cuando se perfora en ambientes de alto contenido de H2S, se recomienda usar fluidos de alto pH, combinados con un producto químico secuestrador de sulfuro, tal como el cinc.

2.2.10. 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 pisto neo, 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.

2.2.11. Minimizar el impacto sobre el medio ambiente

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

La mayoría de los países han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación. Los fluidos a base de agua, a base de petróleo, anhidros y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones. Esto se debe principalmente a las condiciones complejas y cambiantes que existen por todo el mundo – la ubicación y densidad de las poblaciones humanas, la situación geográfica local (costa afuera o en tierra), altos o bajos niveles de precipitación, la proximidad del sitio de eliminación respecto a las fuentes de agua superficiales y subterráneas, la fauna y flora local, y otras condiciones.

2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.3.1. Fluidos base agua

Un fluido base agua es aquel cuya fase continua es agua. El aceite adicionado a un fluido base agua forma parte de la fase dispersa, se comporta como sólido suspendido.

Los fluidos base agua pueden disperso, no disperso, inhibidos y no inhibidos.

Los dispersos contienen adelgazantes químicos y los no dispersos no. Los inhibidos tienen iones inhibidores de lutitas y los no inhibidos no. De hecho, un lodo disperso no inhibido es aquel que contiene adelgazantes químicos, pero no tiene ningún tipo de ion inhibidor.

El potasio (K) es los iones más usados para inhibir arcillas, por su reducido tamaño y su baja capacidad de hidratación. La fuente suplidora de potasio más común es el Cloruro de Potasio (KCl).

2.3.2. Fluidos lignosulfonato

Estos fluidos son dispersos no inhibidos a base de arcilla. Se utilizan para perforar formaciones superficiales deleznables altamente permeables que se estabilizan con revoque y peso. Estos fluidos se caracterizan por ser muy sensibles a la acción de cualquier contaminante. Se formulan con soda cáustica, bentonita, lignosulfonatos y lignitos.

Estos fluidos requieren del agregado diario de soda cáustica para mantener el pH entre 9.5 y 11.5. La bentonita es agregada en forma pre hidratada para lograr un mejor control de la capacidad de transporte y suspensión del fluido y para obtener revoques delgados, flexibles, poco permeables y altamente compresibles que minimizan la pérdida de agua. La acción adelgazante la logran a través de los lignosulfonatos y los lignitos.

En condiciones normales de perforación, estos fluidos funcionan bien en una relación de concentración de 2 a 1, es decir que por cada dos libras de lignosulfonato se agrega

una libra de lignito, pero a medida que aumenta la temperatura y con el fin de lograr un mejor control del filtrado, es aconsejable invertir la relación. Estos productos son poderosos adelgazantes, al extremo de que un exceso de lignosulfonato inhibe por completo al sistema y causa la formación de espuma. En estos casos el fluido adquiere un color bastante renegrido y al igual que el filtrado.

2.3.3. Fluidos Calinos

Estos fluidos son dispersos inhibidos a base de cal. Se utilizan para perforar arcillas hidratables del tipo jumbo y se caracterizan por:

a) presentar viscosidades más bajas que un fluido disperso de la misma densidad

b) ofrecer mayor tolerancia a los sólidos que cualquier sistema disperso.

Este tipo de fluido se desempeña muy bien en temperaturas de 250ºF - 300ºF, y si en su formulación contiene un estabilizador térmico podrá soportar hasta 400ºF, conservando así la cadena de polímeros y controlando la invasión del fluido a la formación. El sistema se obtiene mediante el proceso de “breakover” convirtiendo la arcilla sódica a cálcica. Este intercambio de bases de un catión monovalente de sodio a un catión bivalente de calcio, con su mayor energía de enlace, tiende a que las plaquetas de arcillas se mantengan unidas. A medida que estas plaquetas se deshidratan, el agua adsorbida en la arcilla hidratada se libera. De esto resulta una reducción en el tamaño de las partículas y un aumento en el volumen del agua libre, con la correspondiente reducción en la viscosidad. Este fenómeno permite mantener mayor cantidad de sólidos con una viscosidad y una resistencia de gel mínimas.

2.3.4 Polímeros

Son coloides orgánicos de cadena larga que se utilizan para vis cosificar, controlar filtrado, adelgazar o encapsular sólidos. Son sustancias compuestas por unidades estructurales o monómeros que se repiten en cadena mediante un proceso de polimerización. Estos monómeros pueden ser iguales o diferentes.

Si son iguales el producto es un homopolímero, pero si son diferentes el producto es un copolímero. El peso molecular es proporcional al grado de polimerización y corresponde al número de monómeros en el polímero. Tanto las propiedades físicas como las propiedades químicas del polímero son controladas principalmente por el peso molecular y dependen además del tipo de monómero, de la cantidad de ramificaciones y del tipo de modificaciones químicas de los diferentes grupos de polímeros.

Estructuralmente, el polímero puede ser lineal o ramificado. Los lineales son más susceptibles a la degradación mecánica que los polímeros ramificados pero son más resistentes a la degradación termal.

2.4 ADITIVOS PARA LA PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Precipitantes

Son aditivos que se agregan al sistema con el propósito de remover componentes solubles mediante una reacción que los convierte en un precipitado insoluble. Los carbonatos se remueven de los fluidos de perforación mediante la adición de cantidades calculadas de cal o yeso. El calcio, a su vez, se trata con adiciones controladas de soda ash. El magnesio se remueve elevando el pH a más de 10 con soda cáustica.

Minerales

Estos materiales se explotan como minerales y se utilizan prácticamente sin modificación, sin otro procedimiento que su clasificación, secado y molienda. Esto es en contraste con los otros productos que requieren modificación o deben ser especialmente manufacturados. Entre ellos están la Barita, la Bentonita, etc.

Barita

Es Sulfato de Bario (BaSO4) natural, contiene generalmente 65.7% de BaO y 34.3% de S03. La gravedad específica de la barita comercial se ve reducida por la presencia de impurezas como cuarzo, calcita, anhidrita etc.

Al tener la barita contaminación con un mineral de hierro, la gravedad específica tiende a aumentar

El color del mineral varía de gris claro a marrón. La barita se origina en ambientes sedimentarios y en rocas ígneas y metamórficas. Los depósitos comerciales de barita se encuentran como depósitos residuales, llenando cavidades o como formaciones. Una vez que se identifica un yacimiento se debe hacer un estudio intensivo para determinar sus propiedades. Una barita comercial debe tener una gravedad específica de por lo menos 4.2 y contener menos de 250 ppm calcio.

Como la barita pura tiene una gravedad específica de 4.2 el mineral puede permitir una contaminación de hasta 15% sin disminuir su gravedad específica por debajo de 4.2. El mineral es insoluble en agua y no reacciona con los otros componentes del fluido de perforación. El tipo y cantidad de los contaminantes es lo que va a determinar si puede ser usada en la formulación de un fluido de perforación.

La presencia de minerales de arcilla causan viscosidades excesivas. El yeso y los carbonatos también pueden impedir su uso comercial. Los minerales como ¡a pirita pueden oxidarse y formar sales solubles que afectaran en forma adversa las propiedades del fluido. Para contrarrestar los efectos de los posibles contaminantes se mezcla, a veces, la baritina con pequeñas cantidades de fosfatos tales como TSPP o SAPP. Esta operación se realiza durante el proceso de molienda. El TSPP es básico (pH 10) y tóxico, mientras que el SAPP es ácido (pH 4.8) y no tóxico.

Algunas empresas consideran que la barita está contaminada por carbonatos cuando contiene más de 3000 ppm. Sin embargo, API no establece ninguna especificación al respecto.

La barita se utiliza para lograr densidades de hasta 20 lb/gal tanto en lodos base agua como en lodos base aceite. Al lograrse densidades de ± 19 lb/gal, los valores reológicos resultan muy elevados, debido al alto contenido de sólidos. Por ello, resulta bastante difícil controlar la viscosidad del lodo. En este caso es recomendable utilizar hematita en lugar de barita.

Minerales de hierro

Este grupo incluye a todos los minerales que contienen hierro como el componente dominante. Entre ellos podemos mencionar: hematita, magnetita, siderita

Carbonato de calcio

El carbonato de calcio se utiliza como densificante y como agente para controlar pérdida de circulación en formaciones productoras de hidrocarburos. El producto no daña la formación y es completamente soluble en ácido clorhídrico al 15%. El tamaño de las partículas varía de 1-

30 micrones, siendo su gravedad específica de 2.7. Este producto procede del mármol molido a diferente granulometría. Se dispersa con mayor facilidad que la barita en lodos base aceite. La máxima densidad que puede lograrse con este material es de 2 lb/gal por encima del peso original. El carbonato de calcio dolomítico tiene propiedades similares al carbonato de calcio de origen calcáreo, pero es más resistente a la degración (atricción) y es de mayores gravedades pacifica.

Sulfuro de plomo

Galena (SPb) con una gravedad específica de 7.4 - 7.7, se utiliza solamente para preparar píldoras de alta densidad con el fin de controlar presiones muy altas, siendo este producto caro y muy tóxico. La máxima densidad que se puede obtener es de 30 lb/gal y se requieren 1200 libras de galena para preparar un barril del fluido.

Sales solubles

Se utilizan en la formulación de las salmueras, que son fluidos libre de sólidos.

Algunas de las sales tales como el cloruro de potasio y el cloruro de calcio tienen el doble propósito de incrementar la densidad e inhibir las formaciones lutíticas sensibles al agua.

Taninos

Son productos solubles en agua de muy bajo pH. (3.8) y peso molecular, se extraen del quebracho por medio de agua caliente a presión. El agua se evapora y se recupera una pulpa espesa, la cual se mezcla con arcilla o carbonato de calcio para evitar que el material se solidifique. La estructura del material es compleja y cambiante.

Lignosulfonatos

Son aditivos mucho más versátiles, los cuales trabajan bien en todos los lodos de base acuosa y a todos los niveles de pH.

Estos aditivos resisten temperaturas de 400 a 500 °F. (204 a 260°C) cuando se exponen durante cortos períodos de tiempo. De lo contrario, no resisten más de 300 °F (149 °C). En este caso se degradan y dan lugar a la formación de C02 y H2S. (Gases ácidos).

El pH natural de los lignosulfonatos es 7. Sin embargo, se logra aumentar el pH a 10.5 pre tratándolos con soda cáustica, de esta manera disminuye la necesidad de usar soda cáustica en la formulación del lodo.

Estos productos des floculan a los lodos base agua al neutralizar las cargas eléctricas de las arcillas, o sea, se adhieren a las partículas de bentonita incrementando la carga superficial de las mismas a niveles de pH entre 9 y 10, lo cual causa una repulsión entre esas partículas y en consecuencia una des floculación del lodo.

Los lignosulfonatos de bajo peso molecular tienen mayor acción adelgazante que los de alto peso molecular, pero son menos efectivos en el control del filtrado y viceversa. Sin embargo, ambos resultan solubles cuando contienen un mínimo de 3.5% de sulfonato.

Lignito

Su función principal es la de controlar filtrado y servir como estabilizador de las propiedades de! lodo base agua a altas temperaturas. Este material es un lignito oxidado y su nombre se aplica a todos los lignitos oxidados que tienen un contenido del 80% de. Ácido húmico. Este ácido se halla estrechamente asociado a compuestos de carboxil. Los pesos moleculares varían entre 300 y 4000. El mineral se explota en cielo abierto dejándolo secar para que su contenido de humedad sea reducido a un 15 ó 20%. Finalmente se muele el producto.

Los lignitos son menos solubles que los lignosulfonatos por carecer del grupo sulfonato. Sin embargo, su solubilidad ha sido mejorada pretratándo los con soda cáustica en una relación de 6/1. Esto hace que los lignitos se disuelvan en una forma más completa que los lignosulfonatos. Los lignitos son solubles a un pH entre 10.5 y 11, mientras que los lignosulfonatos se disuelven de una manera más lenta pero sobre un rango de pH más amplio.

Los lignitos pueden ser sencillos o complejos. Los sencillos son poco solubles y se usan por lo general en lodos de bajo pH. Los lignitos complejos eran pre tratado con cromo para extender el rango de temperatura y se usaban en combinación con los lignosulfonatos para completar su efectividad y compensar los efectos nocivos de la temperatura sobre las propiedades del lodo. Sin embargo, el cromo está fuera de uso por el peligro que representa para la salud.

El lignito es naturalmente ácido (pH 5) y no posee buenas propiedades adelgazantes en lodos con elevado contenido de calcio. Tampoco adelgaza lodos salados debido a la ausencia de grupos funcionales fuertes como sulfonato o sulfato. Su estabilidad a altas temperaturas es mejor que la de cualquier adelgazante.

Las altas temperaturas ayudan a la solubilidad del lignito. De hecho, cuando se agregan en altas concentraciones (10-15 lb/bbl) se origina un sistema coloidal que forma un revoque impermeable.

Los lignitos se usan, por lo general, en sistemas de pH de normal a alto y en lodos de cal. El producto es compatible con todo tipo de adelgazante y los fluidos tratados con lignito muestran una mayor tolerancia a los influjos del agua salada.

2.4.1. Aditivos inorgánicos de uso común

Hidróxido de Sodio o Soda Cáustica. - NaOH - pH 13.

Se usa para dar y mantener pH. Disminuye la solubilidad de la mayoría de las sales de calcio. Es irritante fuerte y delicuescente, absorbe humedad.

Bicarbonato de Sodio. - NaHCO3 - pH 8.4.

Se utiliza para tratar contaminaciones de cemento en lodos base agua.

Carbonato de sodio o Soda Ash. - Na2CO3 - pH 11.6.

Se usa para tratar el calcio de formación y eliminar la dureza del agua.

Hidróxido de Potasio o Potasa Cáustica KOH –

Se utiliza para el control del pH de los lodos base potasio. Da pH y suministra potasio, utilizado como un inhibidor de lutitas.

Cloruro de Potasio. - KCl

Se usa para formular lodos a base de KCl y salmueras hasta 9.7 lb/gal. Además, da inhibición a través del ion potasio.

Cloruro de Sodio. - NaCl

Sal cristalina. Se utiliza en sistemas salados o saturados y en la preparación de fluidos de completación con una densidad hasta 10 lb/gal.

Cloruro de Calcio. - CaCl2

Se aplica principalmente en los fluidos de completación con una densidad hasta 11.6 lb/gal. Se utiliza en las emulsiones inversas para lograr un balance de actividad entre el lodo y la formación, cuando se perforan lutitas sensibles al agua. Es delicuescente por absorber vapor de agua del aire y disolverse en él.

Bromuro de Calcio. - CaBr2

Su principal aplicación se encuentra en la preparación de salmueras de alta densidad. (15.1 lb/gal). Se usa en combinación con CaCl2.

Bromuro de Zinc.-Zn Br2

Usado en combinación con CaCl2 y CaBr2 para preparar salmueras pesadas

(19.1 - lb/gal).

Hidróxido de Calcio o Cal Hidratada - Ca (OH)2 - pH 12

Es un irritante de la piel. Se aplica en la preparación de lodos calados y en el tratamiento de contaminaciones de Carbonatos y Bicarbonatos.

Óxido de Calcio o Cal Viva. - CaO

Es un fuerte irritante de la piel y produce un calor intenso cuando se mezcla con agua. Se utiliza en los lodos base aceite para formar jabones cálcicos.

Sulfato de Calcio o Yeso. - CaSO4 2H20. PH 6

Es un polvo cristalino soluble en agua. Se Utiliza para preparar lodos a base de yeso y para tratar, al igual que la cal, las contaminaciones de CO3 y HCO3

Bisulfito de Amonio. - NH4HSO3

Se usa disuelto en agua como un secuestrador de oxígeno.

2.4.2. Aditivos orgánicos usados para controlar filtrado Cmc (carboxi-metil-celulosa)

Polímero aniánico que disminuye la pérdida de agua al formar una película o envoltura alrededor de las partículas de arcilla, a las cuales se adhiere con facilidad. Una limitación del CMC es que su efectividad disminuye al aumentar la salinidad del lodo (50000 ppm Cl) y se precipita con calcio y magnesio al incrementar el pH del sistema.

Entre las ventajas que ofrece este producto están la de no sufrir degradación bacteriana como el almidón y la de ser estable a temperaturas cercanas a los

250 °F. No obstante, se degrada en ambiente ácido con pH inferior a 6 y temperatura por debajo de los 140 °F.

En el mercado existen tres grados de CMC: el técnico o de-baja viscosidad, el regular o de viscosidad media y el puro o de alta viscosidad. El de baja viscosidad se utiliza para reducir la pérdida de agua en lodos pesados.

El CMC es un polímero muy versátil y ampliamente utilizado. Requiere un rango de pH entre 8.5-9.5 para lograr su óptima solubilización. El CMC se mezcla a través del embudo a razón de 30 a 45 minutos por saco, aproximadamente.

CYPAN

Poliacrilato de sodio. Este producto no sufre degradación bacteriana y es termalmente estable a temperaturas de 250 °F. Sin embargo, es afectado adversamente si el calcio soluble es aproximadamente igual a 100 ppm. Esta limitación impide su uso en lodos a base de cal, yeso, agua salada o cualquier otro tipo de lodo donde la concentración de calcio soluble sea alta.

Todo poliacrilato de sodio está limitado por el ion calcio. Por esta razón, se debe utilizar soda ash para controlar cuidadosamente el calcio en solución y tratar de mantenerlo por debajo de 100 ppm.

DRISPAC

Polímero celulósico polianiánico que se dispersa fácilmente en los lodos de base acuosa. Está disponible en dos grados de viscosidad: Regular y Superlo. El primero es de cadenas largas que da viscosidad en lodos con alto contenido de sólidos, mientras que el segundo es de cadenas más cortas, por lo cual produce menos viscosidad. Este polímero controla la pérdida de agua con un aumento mínimo de la viscosidad en comparación con el Drispac Regular.

Por lo general, la viscosidad de un lodo con un alto contenido de sólidos difícilmente disminuye cuando se agrega un polímero. Sin embargo, si se agrega primero una pequeña cantidad de Drispac Superlo a un lodo con un alto contenido de sólidos, se puede agregar el Drispac Regular con un aumento mínimo de la viscosidad.

ALMIDÓN

Polímero natural no iónico cuya función primaria es la de proveer control de filtración, especialmente en lodos salados y en sistemas catiónicos. Como función secundaria está la de proporcionar viscosidad.

El almidón sufre degradación por: temperatura, agitación y ataque bacteriano.

Además, precipita con calcio al ser agregado al mismo tiempo que se esté adicionando soda cáustica.

2.5 MATERIALES PARA CONTROLAR PH.

Para mantener un rango de pH en el sistema que asegure el máximo desempeño de los otros aditivos empleados en la formulación del fluido se utilizan aditivos alcalinos en concentración que varía de acuerdo al pH deseado.

El pH puede variar entre 7.5 y 9.5 para un fluido de bajo pH, y entre 9.5 y 11.5 para un fluido de alto pH, de acuerdo a la exigencia de la perforación.

Materiales usados. Entre los materiales suplidores de iones OH^- están los siguientes: Sosa Cáustica NaOH, Hidróxido de Potasio (KOH) y Cal ($Ca(OH)_2$). De estos productos, la Soda Cáustica es la que se utiliza comúnmente en el campo para dar y mantener el pH de los fluidos base agua. El calcio es otro contaminante que se hace menos soluble en un ambiente altamente alcalino, por consiguiente resulta menos dañino

Variación del pH. El pH natural de los Lignosulfonatos de cromo varía entre 4 y 7.

Sin embargo, estos productos son pre tratados con soda cáustica para elevar su pH a 10.5 Esto disminuye el uso de soda cáustica durante la formulación del fluido.

Como se ha definido el objetivo principal del de este proyecto es controlar las propiedades reológicas que se genera durante la perforación de los pozos petroleros a continuación se describe los materiales que se utilizan en la industria para este fin.

2.6 MATERIALES PARA CONTROLAR REOLOGÍA.

La reología está relacionada con la capacidad de limpieza y suspensión de los fluidos de perforación. Esta se incrementa con agentes viscosificantes y se disminuye con adelgazantes químicos o mediante un proceso de dilución.

Aditivos. Como controladores reológicos se utilizan básicamente: lignosulfontos, lignitos y adelgazantes poliméricos**.**

Lignosulfonatos. Son compuestos complejos libre de cromo que:

- Ofrecen mayor estabilidad de temperatura que cualquier otro producto químico.
- Son más versátiles, los cuales trabajan bien en todos los fluidos de base acuosa y a todos los niveles de pH.

Funciones. La función principal de los Lignosulfonatos es actuar como adelgazantes químicos cuando hay exceso de sólidos reactivos en el fluido y su función secundaria es controlar filtrado y ayudar a estabilizar las condiciones del fluido a altas temperaturas.

Los Lignosulfonatos de floculan a los fluidos base agua al neutralizar las cargas eléctricas de las arcillas, o sea, se adhieren a las partículas de bentonita incrementando la carga superficial de las mismas a niveles de pH entre 9 y 10, lo cual causa una repulsión entre esas partículas y por lo tanto, una de floculación del fluido.

Los Lignosulfonatos de bajo peso molecular tienen mayor acción adelgazante que los de alto peso molecular, pero son menos efectivos en el control del filtrado y viceversa. Sin embargo, ambos resultan solubles cuando contienen un mínimo de 3.5% de sulfonato.

Tipos. Existe una variedad muy amplia de Lignosulfonatos en el mercado y la experiencia de campo indica grandes diferencias de comportamiento entre ellos.

Temperatura. Resisten temperaturas de +400 a 500ºF. (204 a 260ºC) cuando se exponen durante cortos períodos de tiempo. De lo contrario, no resisten más de 300ºF. (149ºC). En este caso se degradan y dan lugar a la formación de CO 2 Y H 2S. (Gases ácidos). La reacción de estos gases con el OH - de la soda cáustica produce la formación de carbonatos. El uso de resinas sintéticas ayuda a la estabilidad de los Lignosulfonatos a altas temperaturas.

2.7. NORMAS DE REFERENCIA PARA DETERMINAR LA CALIDAD DE LOS SISTEMAS POLIMÉRICOS DE BAJA DENSIDAD

Para llevar a cabo este sistema de los fluidos se necesita el cumplimiento de las normas.

NMX-L-153-1996

EXPLORACION DEL PETROLEO-EMULSIFICANTES PARA FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD EMPLEADOS EN PERFORACION DE POZOS PETROLEROS-ESPECIFICACIONES Y METODOS DE PRUEBA.

NMX-168-SCFI-2003

EXPLOTACION DE PETROLEO-SISTEMA DE FLUIDO DE BAJA DENCIDAD EMPLEANDOS EN PERFORACION, TERMINACION Y MANTENIMIENTO DE POZOS PETROLEROS- ESPECIFICACIONES Y METODOS DE PRUEBA.

CAMPO DE APLICACIÓN

Esta norma es de aplicación para los fluidos de control en las actividades de perforación, terminación y mantenimiento de pozos de las diferencias regiones petroleras de la república mexicana. No están incluidos las espumas ni los fluidos aireados.

2.7.1. ESPECIFICACIONES

Los fluidos de baja densidad se clasifican de acuerdo a su térmica, como se indica en las tablas de especificaciones 1y 2

TABLA.1.-Especificaciones

parámetros	especificaciones	Método De ver inciso 7.1
resistencia térmica	(120ºC)	
separación de fases; Aceite (%)	5,0 máximo	
propiedades reológicas; viscosidad plástica viscosidad aparente Punto de cedencia.	20,0 mínimo 30,0 mínimo 4,8 mínimo	ver inciso 7,2
L6 (Pa)	4,1 mínimo	
L3 (Pa)	3,1 mínimo	
ΔL0=2L3-L6 (Pa)	2,1 mínimo	
Filtrado API (ml)	6,0 máximo	ver inciso 7,3
Densidad (g/cm3)	0,8 a 0,99	ver inciso 7,3

TABLA 2.-Especificaciopnes

Parámetros	especificaciones	Método De ver inciso 7.1
resistencia térmica	(150ºC)	
separación de fases; Aceite (%)	5,0 máximo	
propiedades reológicas; viscosidad plástica viscosidad aparente punto de cedencia	20,0 mínimo 30,0 mínimo 4,8 mínimo	ver inciso 7,2
L6 (Pa)	4,1 mínimo	
L3 (Pa)	3,1 mínimo	
ΔL0=2L3-L6 (Pa)	2,1 mínimo	
Filtrado API (ml)	6,0 máximo	ver inciso 7,3
Densidad (g/cm3)	0,8 a 0,99	ver inciso 7,3

3. PROCEDIMIENTO Y DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES

Actividades realizadas

Para observar el comportamiento del fluido ante la modificación de sus propiedades se determinó hacer pruebas repetitivas variando:

- Relación aceite/agua (70/30, 65/35, 60/40).
- Cantidad de emulsificante en su formulación (10 y 8 Lts/m^3).
- Agregado de agentes reductores de viscosidad propuestos para éste proyecto (Cloruro de Calcio, Cal, Lignito-Sosa).

Generando cuarenta y cinco combinaciones para cada uno de los tres emulsificante, los resultados obtenidos en cada variación fueron comparados con sus respectivas muestras base (sin agregado de agentes reductores), de ésta manera se observaron

los agentes favorables y la determinación de la formulación para generar el fluido de perforación.

Se prepararon los fluidos muestra base con los emulsificantes identificados como NCR-MAT-1-016, NCR-MAT-1-017 y NCR-MAT-1-018 (mencionados más adelante como ID 016, 017 y 018 respectivamente) con una relación aceite/agua de 70/30 y 10 Lts/m^3 de emulsificante, se determinan valores No determinados, los cuales sobrepasan el límite del viscosímetro, se les asigna con (* ND), y se preparan con la siguiente formulación:

Tabla 3.1. Formulación base de fluidos

Material	
Bentonita	10.0 Kg/m^3
Sosa Caustica	1.0 Kg/m^3
Pac-L	1.0 Kg/m^3
Wel-Hib-A	15.0 lts/m^3
Wel-Mul-E	10.0 lts/m^3

Tabla 3.2. Material utilizado para la preparación de 7 L de fluido relación 70/30 con 10 lts de emulsificante.

Material	**Cantidad utilizada**
Agua	2,037 ml.
Diesel	4,753 ml.
Bentonita	70 gr.
Sosa Caustica	7 gr.
Pac-L	7 gr.
Wel-Hib-A	105 ml.
Wel-Mul-E	70 ml.

PROCEDIMIENTO "PREPARACIÓN DE FLUIDO":

1. Colocar 2,037 ml de agua en un recipiente y agregar 70 gr de bentonita y agitar con agitador KAM por 10 minutos para homogenizar.
2. Agregar 7 gr de Sosa caustica y continuar agitando por 10 minutos.
3. Agregar 7 gr de polímero (Pac-L) y agitar por 10 minutos.
4. Agregar 105 ml de inhibidor (Wel-Hib-A) y dejar agitando por 10 minutos.
5. Agregar 70 ml de emulsificante (ID 016, 017 o 018 según sea el caso), dejar agitando por 20 minutos para homogeneizar, esto permitirá la integración del diesel en la mezcla.
6. Agregar 4,753 ml de diesel y continuar agitando 20 minutos hasta que se homogenice la mezcla.

Nota: La cantidad de material usado corresponde a la preparación de 7 lts de fluido de perforación con relación 70/30 y 10 lts/m^3 de emulsificante.

Con el fluido preparado, de realizó la primer prueba de densidad utilizando la balanza de lodos obteniendo como resultado: ID-016 con 0.86 gr/cc, ID-017 con 0.88 gr/cc é ID-018 con 0.89 gr/cc, tomando como referencia que un sistema polimérico de baja densidad debe tener una densidad por debajo de 1.0 gr/cc. Después se tomó una muestra de 500 ml del fluido medidos con una probeta graduada y se colocó en el recipiente del viscosímetro Fann 35-A para la toma de lecturas a 600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM (Revoluciones Por Minuto) y la propiedad de gel a 0 y 10 minutos, esto para obtener las viscosidad aparente (Va), plástica (Vp) y Punto Cedente (Pc), inicialmente a temperatura ambiente (86°F), posteriormente se elevó la temperatura a 120°F para simular las condiciones del pozo y se tomaron nuevamente las lecturas, para observar los cambios en el fluido cuando está en circulación se agitó por 5 minutos en el MULTIMUXER y se tomaron las lecturas a 86° y 120° F.

Desde la preparación en la relación 70/30 el fluido adquirió una apariencia pastosa al grado que ya no se mezclaba de manera uniforme con el agitador KAM y

se observaba una ligera capa de diesel en la superficie esto ocurrió en los tres emulsificantes. En las pruebas con el viscosímetro Fann 35-A las lecturas de 600 y 300 RPM se obtuvieron valores no determinados y en las demás valores altos lo cual indica que la viscosidad es muy alta.

Siguiendo el procedimiento “Preparación de Fluido” agregando la cantidad de material mostrada en la tabla 3.3 se continuó con la relación 65/35, en ésta se observó desde su preparación la mejora de la viscosidad a la deseada, lo cual se corroboró con las lecturas del viscosímetro Fann 35-A a las diferentes temperaturas y tiempos de agitato propuestos, sin embargo continuaba siendo alta según los parámetros establecidos con los cuales se perfora en esta sonda. En éste fluido también se realizó la prueba de peso de densidad obteniendo como resultado: ID-016 con 0.88 gr/cc, ID-017 con 0.88 gr/cc é ID-018 con 0.89 gr/cc.

Tabla 3.3. Material utilizado para la preparación de 7 L de fluido relación 65/35 con 10 lts de emulsificante.

Material	**Cantidad utilizada**
Agua	2,373 ml.
Diesel	4,410 ml.
Bentonita	70 gr.
Sosa Caustica	7 gr.
Pac-L	7 gr.
Wel-Hib-A	105 ml.
Wel-Mul-E	70 ml.

De igual forma y utilizando las cantidades mostradas en la tabla 3.4 se preparó el fluido con una relación de 60/40, mostrando una baja considerable de las lecturas del viscosímetro con respecto a los anteriores, los valores obtenidos fueron muy cercanos al rango de preferencia mientras la densidad permanecía igual que en los otros fluidos ID-016 con 0.88 gr/cc, ID-017 con 0.88 gr/cc é ID-018 con 0.89 gr/cc. A simple vista se podía observar un líquido fluido.

Tabla 3.4. Material utilizado para la preparación de 7 L de fluido relación 60/40 con 10 lts de emulsificante.

Material	**Cantidad utilizada**
Agua	2,716 ml.
Diesel	4,074 ml.
Bentonita	70 gr.
Sosa Caustica	7 gr.
Pac-L	7 gr.
Wel-Hib-A	105 ml.
Wel-Mul-E	70 ml.

PROCEDIMIENTOS EMPLEADOS

Balanza de Lodos

La balanza permite conocer, además de la densidad en lbs/gal y lbs/ pie^3, la gravedad específica y el gradiente de presión por cada mil pies.

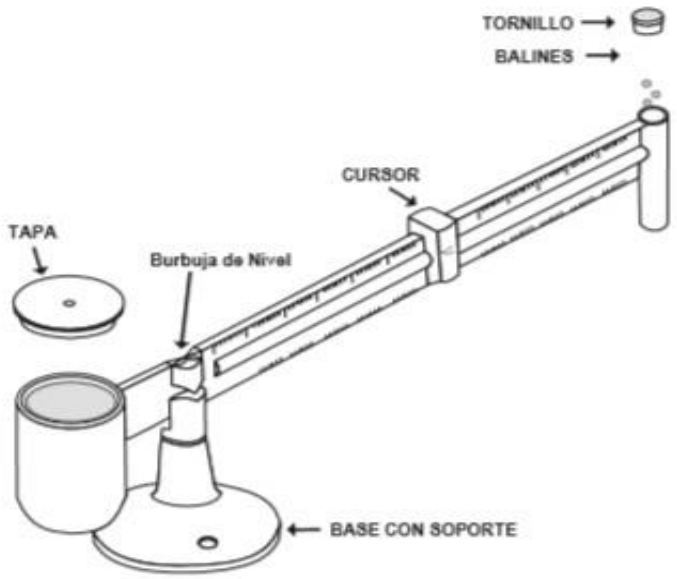


Figura 3.1. Balanza de lodos utilizada en campo.

Procedimiento

1. Llenar la copa de la balanza con fluido a analizar.
2. Colocar la tapa sobre la copa y asentarla firmemente, pero en forma lenta con un movimiento giratorio. Asegúrese que el exceso de fluido salga por el orificio de la tapa
3. Colocar el dedo pulgar sobre el orificio de la tapa y limpiar la balanza con un trapo seco.
4. Colocar la balanza sobre el soporte y mover el cursor a lo largo del brazo graduado hasta que la burbuja del nivel indique la nivelación correcta
5. Leer la densidad o peso del fluido en el lado izquierdo del cursor.

Viscosímetro Fann 35-A

Determinar la capacidad de limpieza y suspensión del fluido con base a sus propiedades reológicas.

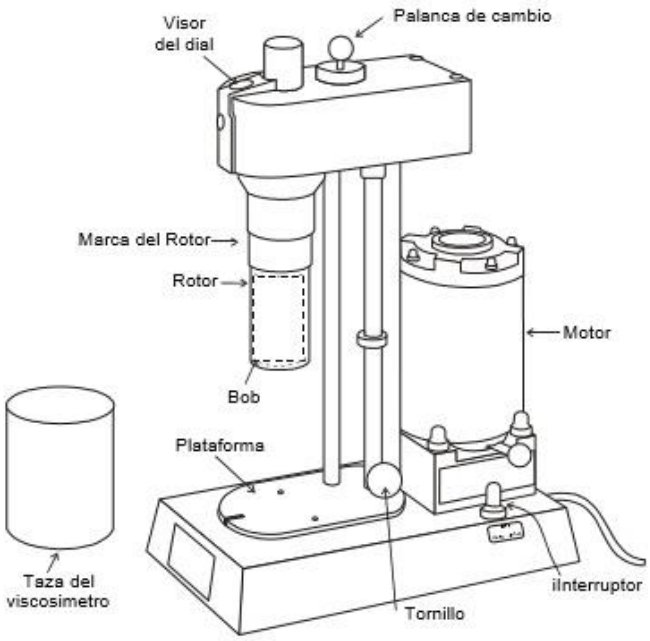


Figura 3.2. Viscosímetro Fann 35-A de campo.

Procedimiento

1. Conectar el instrumento a la fuente de poder apropiada
2. Llenar hasta la marca que posee la taza del viscosímetro con la muestra de fluido recién agitada
3. Colocar la taza del viscosímetro en el thermo cup y calentar a 120ºF, si el fluido es base aceite. La reología de los fluidos base agua se corre, según API, a temperatura ambiente.
4. Colocar el thermo cup en la plataforma del viscosímetro y levantarla hasta hacer coincidir el nivel de la muestra con la marca del rotor. Apretar el tornillo de la plataforma.
5. Encender el equipo y colocar la palanca de cambios o perilla en posición baja y el switche de velocidad en posición alta para obtener 600 RPM.

6. Registrar la lectura como " Lectura a 600 RPM”, cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.

7. Mantener la palanca de cambios o perilla en la posición baja y colocar el switche de velocidad en posición baja (perilla inferior hacia atrás) para obtener 300 RPM.

8. Registrar la lectura como " Lectura a 300 RPM ", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.

9. Colocar la palanca de cambios o perilla y el switche de velocidad en la posición alta, para obtener 200 RPM.

10. Registrar la lectura como " Lectura a 200 RPM ", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.

11. Mantener la palanca de cambios o perilla en posición alta y el switche de velocidad en posición baja, para obtener 100 RPM.

12. Registrar esta lectura como "Lectura a 100 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.

13. Colocar la palanca de cambios o perilla en posición media y el switche en la posición alta, para obtener 6 RPM.

14. Registrar la lectura como " Lectura a 6 RPM ", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.

15. Mantener la palanca de cambio o perilla en posición media y el switche de velocidad en posición baja, para obtener 3 RPM.

16. Registrar la lectura como " Lectura a 3 RPM ", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.

17. Medir a 3 RPM la fuerza de gel a 10 seg., con la palanca de cambios o perilla en posición media y el switche de velocidad en posición baja.

18. El procedimiento consiste en:

19. Apagar el motor, colocando el switche de velocidad en posición media y esperar a que el fluido se mantenga estático por 10 seg.

20. Colocar el switche de velocidad en posición baja, después de haber transcurrido 10 seg y observar cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial.

NOTA1: el informe de los resultados al aplicar los métodos de prueba de las normas, se reportan de acuerdo a lo indicado de las tablas 1 y 2, indicándose la formulación empleada.

Agentes reductores de viscosidad.

Los agentes reductores de viscosidad fueron seleccionados por tenerse a bordo del centro de trabajo (plataforma de perforación) debido a que se es muy difícil llevar un agente específico para tal función, debido a las características de los materiales encontrados en la literatura se llegó a la decisión de observar el comportamiento agregando por separado al fluido de perforación de manera gradual 2, 4 y 6 Kg/m^3 de Cloruro de Calcio (CaCl), Cal y Lignito – Sosa.

Tratamiento con Cloruro de Calcio (CaCl).

Se tomaron tres muestras de 500 ml del fluido medidos con una probeta, y se agregó 1gr de CaCl diluido en 1 ml de agua destilada a la muestra 1, 2gr diluidos en 4 ml de agua destilada en la muestra 2 y 3gr diluidos en 4 ml de agua destilada en la muestra 3. Se colocaron en el “MULTIMIXER” y se agitaron por 5 minutos para homogenizar, posteriormente se colocaron las muestras en el viscosímetro Fann 35-A para la toma de las lecturas a 86°F y 120°F como lo marca la norma oficial mexicana NMX-L-168-2003 obteniendo los resultados mostrados en las tablas 4a, 4b y 4c utilizando cada uno de los tres emulsificante.

Tratamiento con Cal.

Se tomaron tres muestras de 500 ml del fluido medidos con una probeta, y se agregó 1gr de Cal diluida en 1 ml de agua destilada a la muestra 1, 2gr diluidos en 4 ml de agua destilada en la muestra 2 y 3gr diluidos en 4 ml de agua destilada en la muestra 3. Se colocaron en el “MULTIMIXER” y se agitaron por 5 minutos para homogenizar, posteriormente se colocaron las muestras en el viscosímetro Fann 35-A para la toma de las lecturas a 86°F y 120°F como lo marca la norma oficial mexicana NMX-L-168-2003 obteniendo los resultados mostrados en las tablas 5a, 5b y 5c utilizando cada uno de los tres emulsificantes.

Tratamiento con Lignito-Sosa.

Se tomaron tres muestras de 500 ml del fluido medidos con una probeta, y se agregó 1gr de Lignito y 0.3 gr de Sosa caustica diluidos en 1 ml de agua destilada a la muestra 1, 2gr de Lignito y 0.6gr de Sosa diluidos en 4 ml de agua destilada en la muestra 2 y 3gr de Lignito y 0.8 gr de Sosa diluidos en 4 ml de agua destilada en la muestra 3. Se colocaron en el “MULTIMIXER” y se agitaron por 5 minutos para homogenizar, posteriormente se colocaron las muestras en el viscosímetro Fann 35-A para la toma de las lecturas a 86°F y 120°F como lo marca la norma oficial mexicana NMX-L-168-2003 obteniendo los resultados mostrados en las tablas 6a, 6b y 6c utilizando cada uno de los tres emulsificantes.

3.1. LECTURAS OBTENIDAS CON VISCOSÍMETRO FANN – 35ª

Relación: 70/30

Cantidad de emulsificante: 10 l/m^3

Resultados, planos, gráficas y programas.

Lecturas obtenidas con el viscosímetro Fann 35-A

Los fluidos se prepararon bajo las condiciones de las normas establecidas

Tabla 1. Datos obtenidos del fluido preparado con el emulsificante ID-016, éstos valores serán tomados como base de comparación para la relación 70/30 con 10 l/m^3 de emulsificante.

ID-016	**Con 5 min de agitación**	
	86°F	120°F
L600	ND	ND
L300	ND	ND
L200	ND	299
L100	ND	238
L6	246	114
L3	207	94
GEL 0 min	196	91
GEL 10 min	199	92
Va(cps)	ND	ND
Vp(cps)	ND	ND
Pc (lb/100 ft2)	ND	ND
Densidad	0.86 gr/cc	

Tabla 2. Datos obtenidos del fluido preparado con el emulsificante ID-017, éstos valores serán tomados como base de comparación para la relación 70/30 con 10 l/m^3 de emulsificante.

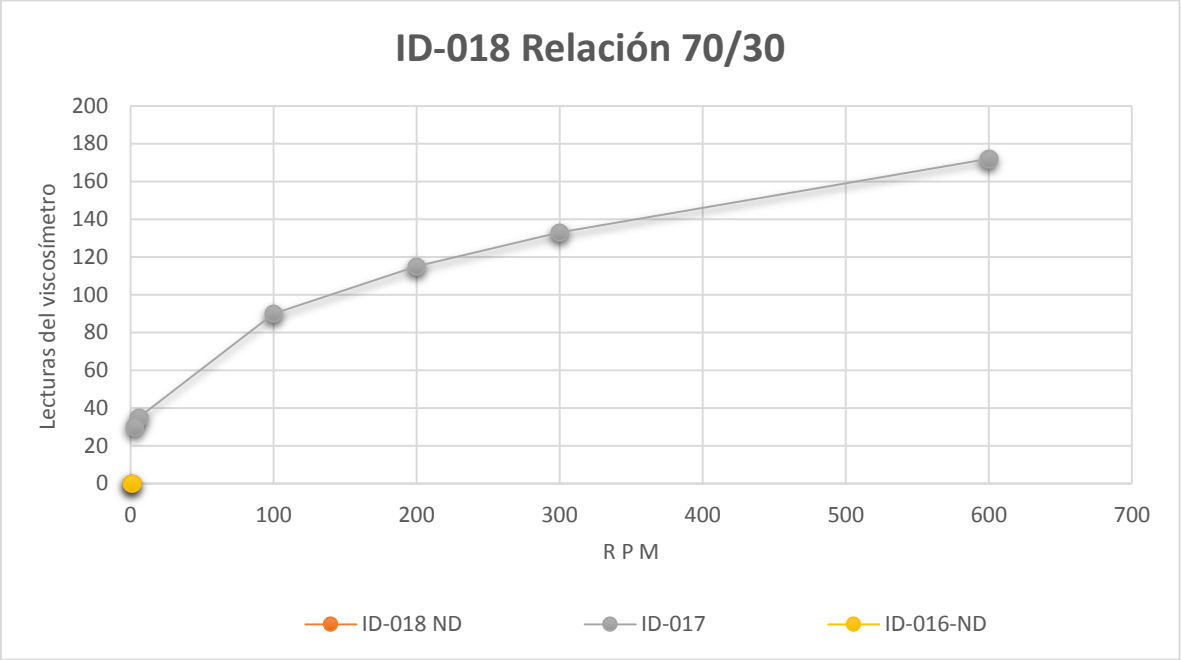
ID-017	**Con 5 min de agitación**	
	86°F	120°F
L600	ND	ND
L300	ND	ND
L200	ND	ND
L100	ND	298
L6	165	133
L3	126	88
GEL 0 min	118	83
GEL 10 min	122	88
Va(cps)	ND	ND
Vp(cps)	ND	ND
Pc (lb/100 ft2)	ND	ND
Densidad	0.88 gr/cc	

Tabla 3. Datos obtenidos del fluido preparado con el emulsificante ID-018, éstos valores serán tomados como base de comparación para la relación 70/30 con 10 L/m^3 de emulsificante

ID-018	**Con 5 min de agitación**	
	86°F	120°F
L600	*ND	*ND
L300	246	251
L200	205	211
L100	206	159
L6	66	67
L3	57	60
GEL 0 min	54	55
GEL 10 min	57	56
Va(cps)	*ND	*ND
Vp(cps)	*ND	*ND
Pc (lb/100 ft2)	*ND	*ND
Densidad	0.89 gr/cc	

Nota 1 * valor no determinado fuera de escala

Grafica comparativa de los emulsificante con una relación 70/30



RELACION 70/30	ID-018	ID-017	ID-016
L600	ND	192	ND
L300	251	146	350
L200	211	124	299
L100	159	96	238
L6	67	42	114
L3	60	39	94

NOTA: se obtuvieron los resultados fuera de escala de las muestras ID- 018 Y 016, por lo tanto se grafica el comportamiento ID -017

Contaminación con Cloruro de Calcio (CaCl)

Tabla 4a. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-016 relación 70/30.

ID-016	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE CaCl		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE CaCl	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	*ND	252	* ND	249
L300	*ND	197	240	186
L200	289	171	210	154
L100	225	134	155	104
L6	106	50	69	42
L3	85	46	60	36
GEL 0 min	75	36	46	29
GEL 10 min	76	36	47	30
Va(cps)	ND	126	ND	124.5
Vp(cps)	ND	55	ND	63
Pc (lb/100 ft2)	ND	142	ND	123
Densidad	0.86 gr/cc		0.86 gr/cc	

Tabla 4b. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-017 relación 70/30.

ID-017	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m³ DE CaCl		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m³ DE CaCl	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	ND	202	207	192
L300	239	153	159	146
L200	202	130	136	124
L100	156	101	108	96
L6	75	45	52	42
L3	66	42	60	39
GEL 0 min	63	37	43	35
GEL 10 min	67	37	44	36
Va(cps)	ND	101	103.5	96
Vp(cps)	ND	49	48	46
Pc (lb/100 ft2)	ND	104	111	100
Densidad	0.88 gr/cc.		0.88 gr/cc.	

Tabla 4c. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m³ de emulsificante ID-018 relación 70/30.

ID-018	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m³ DE CaCl		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m³ DE CaCl	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	ND	* ND	* ND	* ND
L300	ND	265	299	235
L200	290	231	259	264
L100	233	187	208	164
L6	121	102	107	83
L3	109	92	95	71
GEL 0 min	97	85	85	66
GEL 10 min	101	87	86	66
Va(cps)	ND	ND	ND	ND
Vp(cps)	ND	ND	ND	ND
Pc (lb/100 ft2)	ND	ND	ND	ND
Densidad	0.89 gr/cc.		0.89 gr/cc.	

Contaminación con Cal.

Tabla 5a. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-016 relación 70/30.

ID-016	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE Cal		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE Cal	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	*ND	*ND	*ND	*ND
L300	*ND	*ND	*ND	*ND
L200	*ND	*ND	*ND	*ND
L100	262	ND	ND	*ND
L6	130	185	190	177
L3	115	170	174	175
GEL 0 min	98	149	150	143
GEL 10 min	97	152	150	ND
Va(cps)	ND	ND	ND	ND
Vp(cps)	ND	ND	ND	ND
Pc (lb/100 ft2)	ND	ND	ND	ND
Densidad	0.87 gr/cc.		0.87 gr/cc.	

Tabla 5b. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-017 relación 70/30.

ID-017	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE Cal		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE Cal	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	250	211	*ND	215
L300	180	153	246	154
L200	149	127	205	131
L100	109	93	156	96
L6	35	31	66	33
L3	31	25	62	26
GEL 0 min	26	22	43	25
GEL 10 min	89	27	46	29
Va(cps)	125	105.5	ND	107.5
Vp(cps)	70	58	ND	61
Pc (lb/100 ft2)	110	95	ND	93
Densidad	0.88 gr/cc.		0.88 gr/cc.	

Tabla 5c. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-018 relación 70/30.

ID-018	**MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE Cal**		**MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE Cal**	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	*ND	*ND	*ND	*ND
L300	*ND	264	*ND	262
L200	284	228	287	224
L100	224	179	223	177
L6	114	95	110	92
L3	103	85	98	83
GEL 0 min	93	75	86	75
GEL 10 min	3	77	88	77
Va(cps)	ND	ND	ND	ND
Vp(cps)	ND	ND	ND	ND
Pc (lb/100 ft2)	ND	ND	ND	ND
Densidad	0.89 gr/cc.		0.89 gr/cc.	

Contaminación con Lignito-Sosa

Tabla 6a. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-016 relación 70/30.

ID-016	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	ND	ND	ND	ND
L300	ND	ND	ND	ND
L200	ND	ND	ND	ND
L100	ND	ND	ND	ND
L6	223	229	ND	ND
L3	188	183	ND	ND
GEL 0 m.	165	180	177	189
GEL 10 m.	151	184	164	193
Va(cps)	ND	ND	ND	ND
Vp(cps)	ND	ND	ND	ND
Pc (lb/100 ft2)	ND	ND	ND	ND
Densidad	0.86 gr/cc		0.86 gr/cc	

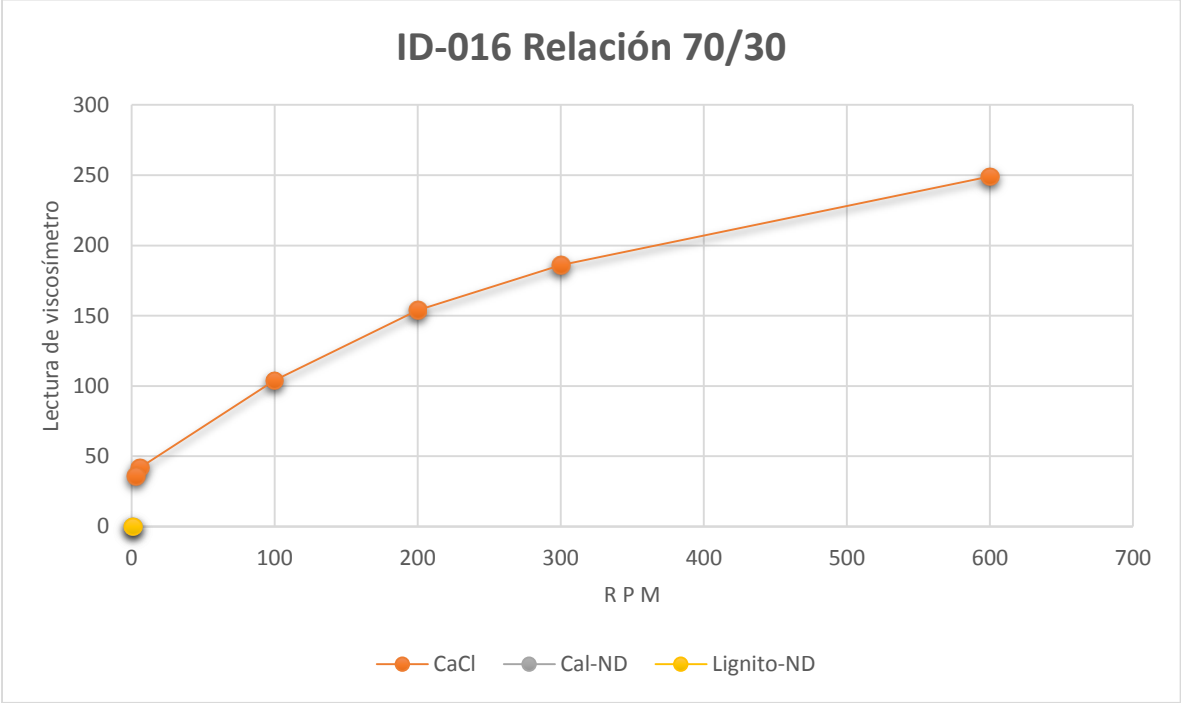
Tabla 6b. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-017 relación 70/30.

ID-017	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	ND	184	ND	200
L300	214	128	238	150
L200	172	106	204	127
L100	123	75	158	95
L6	30	17	65	27
L3	25	12	58	20
GEL 0 m.	27	15	47	19
GEL 10 m.	36	23	62	28
Va(cps)	ND	92	ND	100
Vp(cps)	ND	56	ND	50
Pc (lb/100 ft2)	ND	72	ND	100
Densidad	0.88 gr/cc		0.88 gr/cc	

Tabla 6c. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-018 relación 70/30.

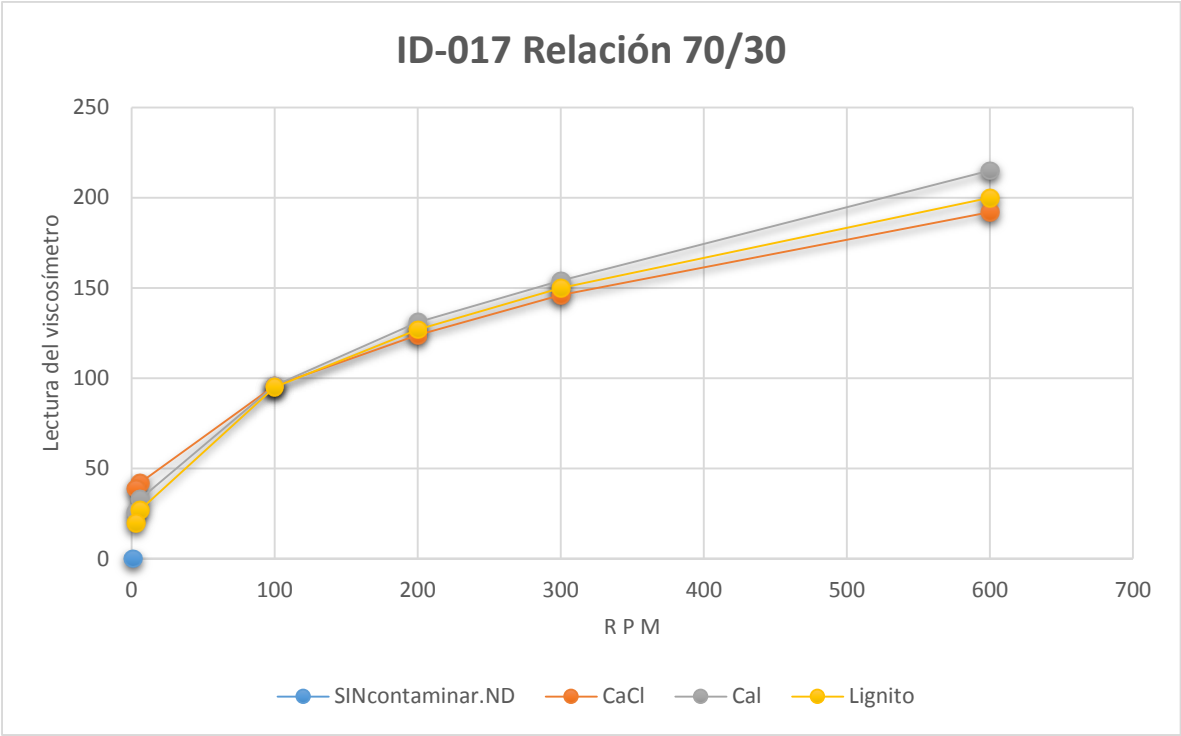
ID-018	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 6 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 6 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	ND	ND	ND	ND
L300	370	272	291	230
L200	276	229	237	194
L100	207	180	173	146
L6	86	92	69	63
L3	72	83	58	54
GEL 0 m.	68	30	53	49
GEL 10 m.	70	32	51	51
Va(cps)	ND	ND	ND	ND
Vp(cps)	ND	ND	ND	ND
Pc (lb/100 ft2)	ND	ND	ND	ND
Densidad	0.89 gr/cc		0.89 gr/cc	

GRAFICAS DE LOS EMULSIFICANTE TRATADOS



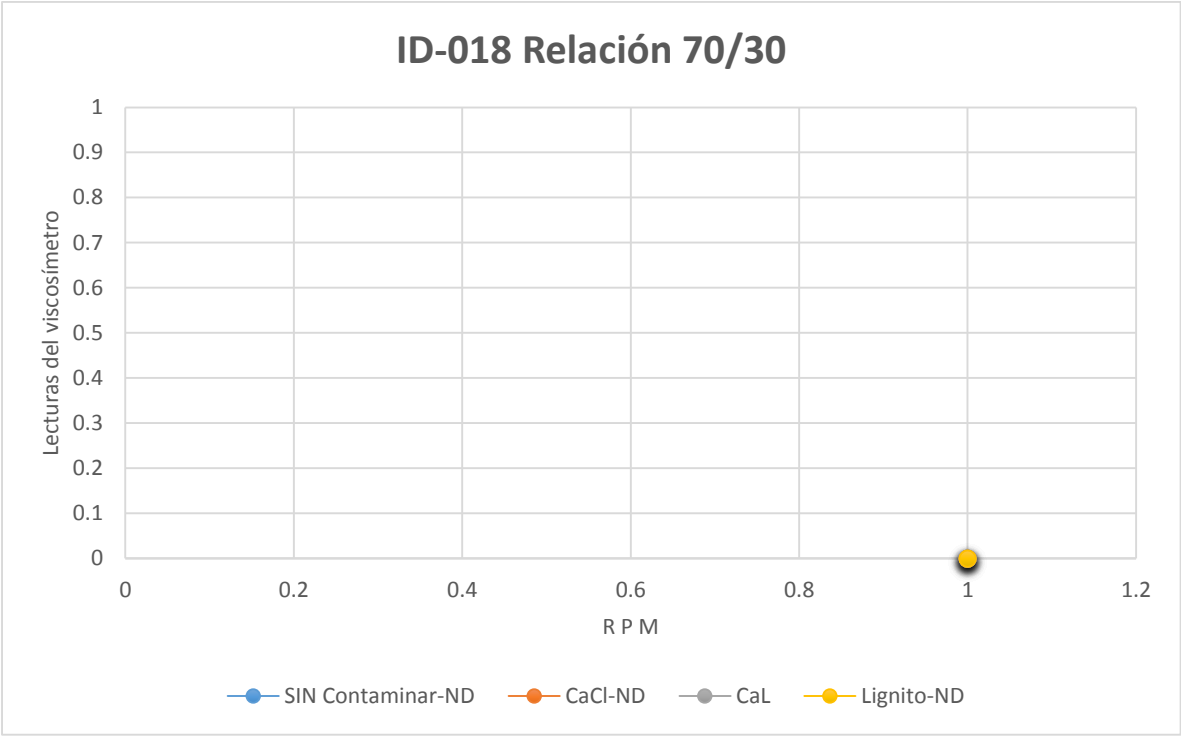
ID-016 70/30	SIN TRATAR	CaCl	Cal	Lignito
L600	ND	249	ND	ND
L300	ND	186	ND	ND
L200	299	154	ND	ND
L100	238	104	ND	ND
L6	114	42	177	229
L3	94	36	175	183

Nota; Estas lecturas se tomaron con forme a las normas de fluidos de baja densidad, de acuerdo a esto se tomaron con 5 minutos de agitación a 120^{0}F, de acuerdo con emulsificante 016 se vio que no tuvo mucha reacción por el fluido que es muy viscoso con Cal y el Lignito debido a que tienen muchos sólidos, se reflejó que CaCl la reacción que fue muy distinta disminuyo la viscosidad.



ID-017- 70/30	SIN TRATAR	CaCl	Cal	Lignito
L600	ND	192	215	200
L300	ND	146	154	150
L200	ND	124	131	127
L100	298	96	96	95
L6	133	42	33	27
L3	88	39	26	20

Nota; Estas lecturas se tomaron con forme a las normas de fluidos de baja densidad, de acuerdo a esto se tomaron con 5 minutos de agitación a 120^{0}F, de acuerdo con emulsificante 017 se determinó las reología disminuye con el Cal, lignito y CaCl. Esta reacción se determinó conforme al emulsificante, se determina en la gráfica.



ID_018-70/30	SIN TRATAR	CaCl	Cal	Lignito
L600	ND	ND	ND	ND
L300	251	235	262	230
L200	211	203	224	194
L100	159	164	177	146
L6	67	83	92	63
L3	60	71	83	54

Nota: Tomando en cuenta todos los criterios de las normas del fluido de baja densidad este emulsificante se determina No determinados los fluidos ni con los tratamientos CaCl, Cal y el Lignito, las lecturas nos indican que sobrepasan el límite del viscosímetro, de acuerdo a esto se realizó más viscoso el fluido

3.2. LECTURAS OBTENIDAS CON VISCOSIMETRO FANN – 35A

RELACIÓN: 65/35

CANTIDAD DE EMULSIFICANTE: 10 L/M^3

Lecturas obtenidas con el viscosímetro Fann 35-A

Tabla 1. Datos obtenidos del fluido preparado con el emulsificante ID-016, éstos valores serán tomados como base de comparación para la relación 65/35 con 10 l/m^3 de emulsificante.

ID-016	Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F
L600	293	380
L300	211	232
L200	178	201
L100	138	161
L6	63	77
L3	54	65
GEL 0 min	52	63
GEL 10 min	53	65
Va(cps)	146.5	190
Vp(cps)	82	148
Pc (lb/100 ft2)	129	84
Densidad	0.86 gr/cc	

Tabla 2. Datos obtenidos del fluido preparado con el emulsificante ID-017, éstos valores serán tomados como base de comparación para la relación 65/35 con 10 l/m^3 de emulsificante.

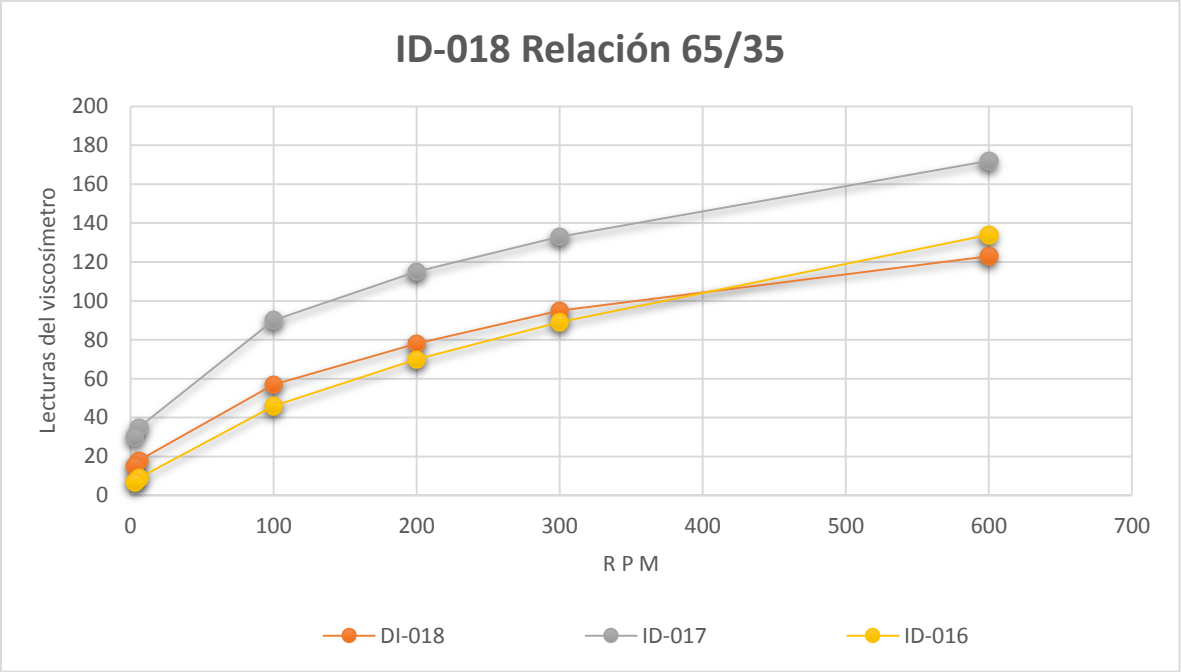
ID-017	Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F
L600	289	209
L300	223	164
L200	194	142
L100	151	115
L6	75	57
L3	65	48
GEL 0 min	61	47
GEL 10 min	73	55
Va(cps)	144.5	104.5
Vp(cps)	66	45
Pc (lb/100 ft2)	157	119
Densidad	0.88 gr/cc	

Tabla 3. Datos obtenidos del fluido preparado con el emulsificante ID-018, éstos valores serán tomados como base de comparación para la relación 65/35con 10 L/m^3 de emulsificante

ID-018	Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F
L600	202	158
L300	130	103
L200	99	80
L100	64	53
L6	13	12
L3	10	10
GEL 0 min	10	10
GEL 10 min	12	12
Va(cps)	101	79
Vp(cps)	72	55
Pc (lb/100 ft2)	58	48
Densidad	0.89 gr/cc	

.

GRAFICA COMPARATIVA DE LOS EMULSIFICANTES



RELACION 65/35	ID-018	ID-017	ID-016
L600	158	152	205
L300	103	110	150
L200	80	91	123
L100	53	67	90
L6	12	26	32
L3	10	24	26

Nota: en esta grafica representamos la el fluido que es menos viscoso comparándolo con diferentes emulsificante. De acuerdo a esta tabla de datos todos los tres emulsificante tratamientos que se le dará a cada fluido correspondiente a los emulsificante

Tratamiento Cloruro de Calcio (CaCl)

Tabla 4a. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-016 relación 65/35.

ID-016	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE CaCl		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE CaCl	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	291	222	254	205
L300	210	160	184	150
L200	174	133	152	123
L100	129	99	111	90
L6	47	36	39	32
L3	40	31	32	26
GEL 0 min	37	29	30	24
GEL 10 min	39	30	31	26
Va(cps)	145.5	111	127	102.5
Vp(cps)	81	62	70	55
Pc (lb/100 ft2)	129	98	114	95
Densidad	0.86 gr/cc		0.86 gr/cc	

Tabla 4b. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-017 relación 65/35.

ID-017	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE CaCl		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE CaCl	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	189	110	190	152
L300	128	63	145	110
L200	104	55	125	91
L100	73	39	92	67
L6	22	12	38	26
L3	18	10	35	24
GEL 0 min	17	11	33	24
GEL 10 min	19	12	34	25
Va(cps)	94.5	55	95	76
Vp(cps)	61	47	45	42
Pc (lb/100 ft2)	67	16	100	68
Densidad	0.88 gr/cc.		0.88 gr/cc.	

Tabla 4c. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-018 relación 65/35.

ID-018	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE CaCl		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE CaCl	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	239	199	205	145
L300	179	148	148	106
L200	149	120	124	88
L100	114	92	91	65
L6	49	38	32	24
L3	44	35	27	20
GEL 0 min	40	32	26	20
GEL 10 min	40	32	27	21
Va(cps)	119.5	99.5	102.5	72.5
Vp(cps)	60	51	57	39
Pc (lb/100 ft2)	119	97	91	67
Densidad	0.89 gr/cc.		0.89 gr/cc.	

Tratamiento con Cal.

Tabla 5a. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-016 relación 65/35.

ID-016	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE Cal		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE Cal	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	380	380	380	380
L300	259	221	276	250
L200	210	188	229	209
L100	151	142	169	158
L6	52	61	62	67
L3	43	53	52	58
GEL 0 min	41	48	45	53
GEL 10 min	42	48	45	54
Va(cps)	190	190	190	190
Vp(cps)	121	159	104	130
Pc (lb/100 ft2)	138	62	172	120
Densidad	0.87 gr/cc.		0.87 gr/cc.	

Tabla 5b. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-017 relación 65/35.

ID-017	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE Cal		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE Cal	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	201	156	195	134
L300	136	105	124	88
L200	109	85	95	69
L100	76	59	62	47
L6	27	16	12	13
L3	26	13	10	10
GEL 0 min	22	11	8	8
GEL 10 min	23	12	9	11
Va(cps)	100.5	78	97.5	67
Vp(cps)	65	51	71	46
Pc (lb/100 ft2)	71	54	53	42
Densidad	0.88 gr/cc.		0.88 gr/cc.	

Tabla 5c. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-018 relación 65/35.

ID-018	**MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE Cal**		**MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE Cal**	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	263	214	248	170
L300	182	151	175	123
L200	148	124	139	101
L100	105	91	98	73
L6	34	34	31	26
L3	28	28	25	22
GEL 0 min	27	27	23	20
GEL 10 min	28	28	24	21
Va(cps)	131.5	107	124	85
Vp(cps)	81	63	73	47
Pc (lb/100 ft2)	101	88	102	76
Densidad	0.89 gr/cc.		0.89 gr/cc.	

Tratamiento con Lignito-Sosa.

Tabla 6a. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-016 relación 65/35.

ID-016	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	380	380	380	380
L300	254	252	255	256
L200	210	219	211	225
L100	163	175	161	186
L6	72	80	70	92
L3	62	67	60	77
GEL 0 m.	54	65	56	76
GEL 10 m.	60	65	59	76
Va(cps)	190	190	190	190
Vp(cps)	126	128	125	124
Pc (lb/100 ft2)	128	124	130	132
Densidad	0.86 gr/cc		0.86 gr/cc	

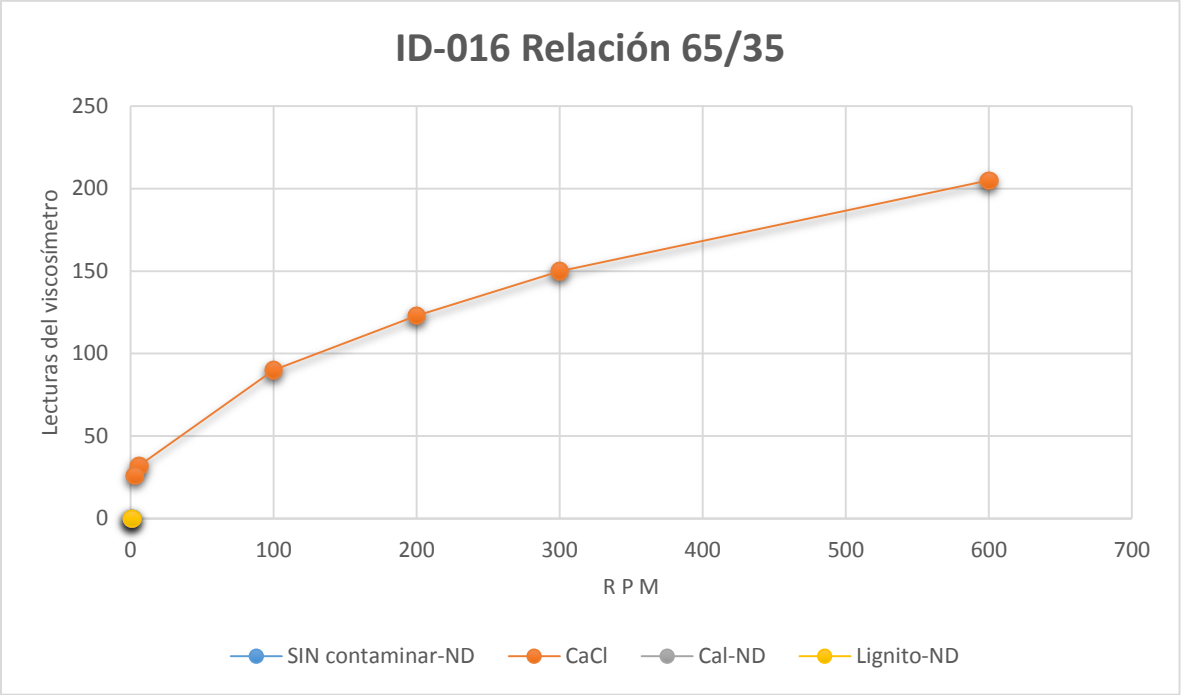
Tabla 6b. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-017 relación 65/35.

ID-017	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	252	151	240	145
L300	186	109	173	105
L200	154	91	144	86
L100	115	65	106	61
L6	38	15	32	12
L3	29	10	24	8
GEL 0 m.	26	12	21	8
GEL 10 m.	39	22	29	16
Va(cps)	126	75.5	120	72.5
Vp(cps)	66	42	67	40
Pc (lb/100 ft2)	120	67	106	65
Densidad	**0.88 gr/cc**		0.88 gr/cc	

Tabla 6c. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-018 relación 65/35.

ID-018	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	283	228	220	171
L300	188	153	143	113
L200	147	130	111	89
L100	99	94	73	60
L6	25	32	16	15
L3	18	27	11	11
GEL 0 m.	18	26	11	11
GEL 10 m.	20	27	12	13
Va(cps)	141.5	114	110	85.5
Vp(cps)	95	75	77	58
Pc (lb/100 ft2)	93	78	66	55
Densidad	0.89 gr/cc		0.89 gr/cc	

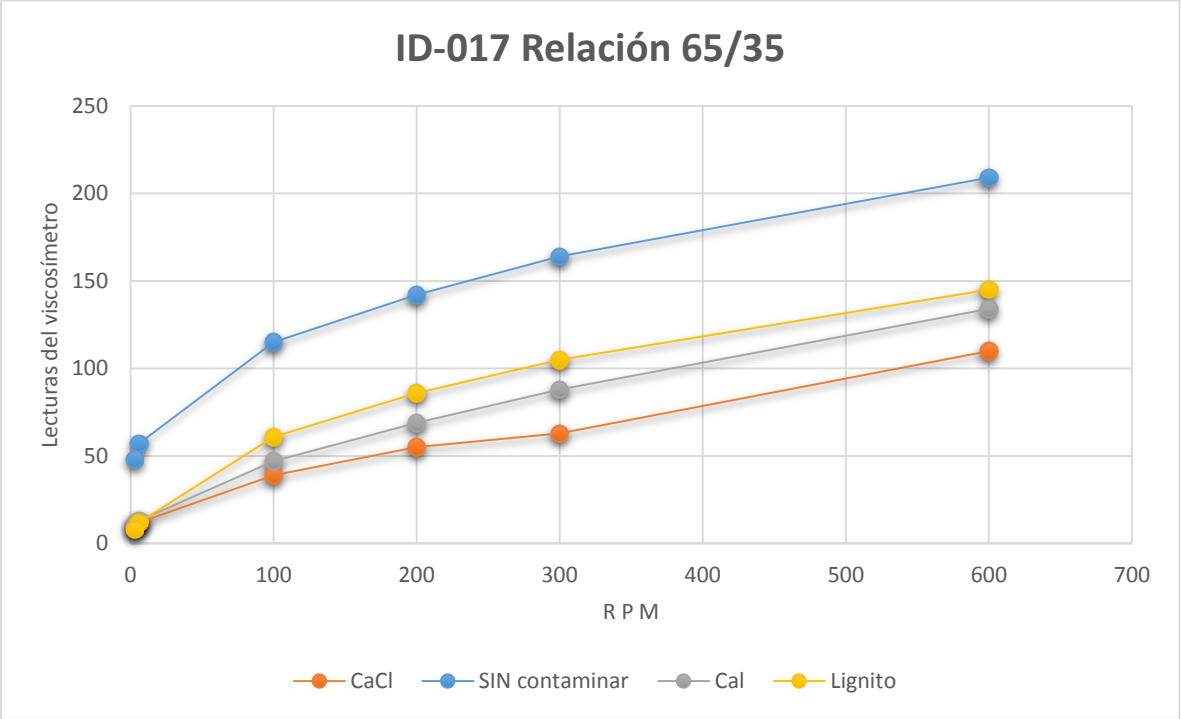
Graficas con respectó a los emulsificante y contaminadas con diferentes químicos



ID-016-65/35	SIN TRATAR	CaCl	Cal	Lignito
L600	ND	205	ND	ND
L300	232	150	250	256
L200	201	123	209	225
L100	161	90	158	186
L6	77	32	67	92
L3	65	26	58	77

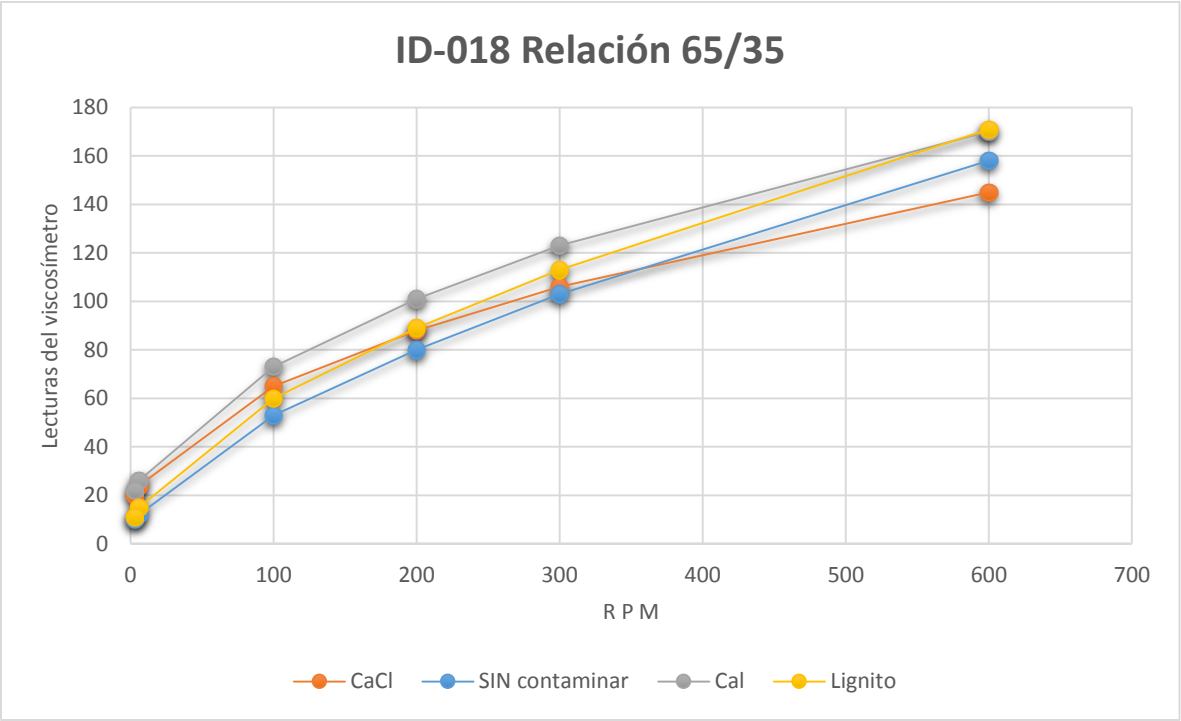
NOTA; el emulsificante 016 se identificó que el fluido esta fuera de rango es no determinado, el cloruro de calcio como no tiene muchos sólidos se observa cambios en las lecturas, y utilizando lo la Cal y Lignito contienen más sólidos y eso hace que el fluido sea más viscoso.

GRAFICAS COMPARATIVA



ID-017-65/35	SIN TRATAR	CaCl	Cal	Lignito
L600	209	110	134	145
L300	164	63	88	105
L200	142	55	69	86
L100	115	39	47	61
L6	57	12	13	12
L3	48	10	10	8

Nota; el emulsificante 017 se observó que tuvo las mejores lecturas, se observó que al utilizar el tratamiento el fluido fue disminuyendo su viscosidad ,con el cloruro de calcio tiene menos sólidos se dispersó el fluido actuando menos viscoso y con el Cal y Lignito se observa que aunque tienen más sólidos disminuye su viscosidad



ID-018-65/35	SIN TRATAR	CaCl	Cal
L600	158	145	170
L300	103	106	123
L200	80	88	101
L100	53	65	73
L6	12	24	26
L3	10	20	22

Nota; el emulsificante en esta relación dentro del rango, al tratarlo con Cal y Lignito se determinó que tienen más sólidos y sobre pasa al no tratado, en cambio con el CaCl como tiene menos sólidos disminuye un poco la v viscosidad.

3.3 LECTURAS OBTENIDAS CON VISCOSIMETRO FANN – 35A
RELACIÓN: 60/40
CANTIDAD DE EMULSIFICANTE: 10 l/m^3
Resultados, planos, gráficas y programas.

Lecturas obtenidas con el viscosímetro Fann 35-A

Tabla 1. Datos obtenidos del fluido preparado con el emulsificante ID-016, éstos valores serán tomados como base de comparación para la relación 60/40 con 10 L/m^3 de emulsificante.

ID-016	**Con 5 min de agitación**	
	86°F	120°F
L600	206	239
L300	145	190
L200	120	168
L100	91	134
L6	40	57
L3	35	36
GEL 0 min	33	36
GEL 10 min	36	34
Va(cps)	103	119.5
Vp(cps)	61	49
Pc (lb/100 ft2)	84	141
Densidad	0.86 gr/cc	

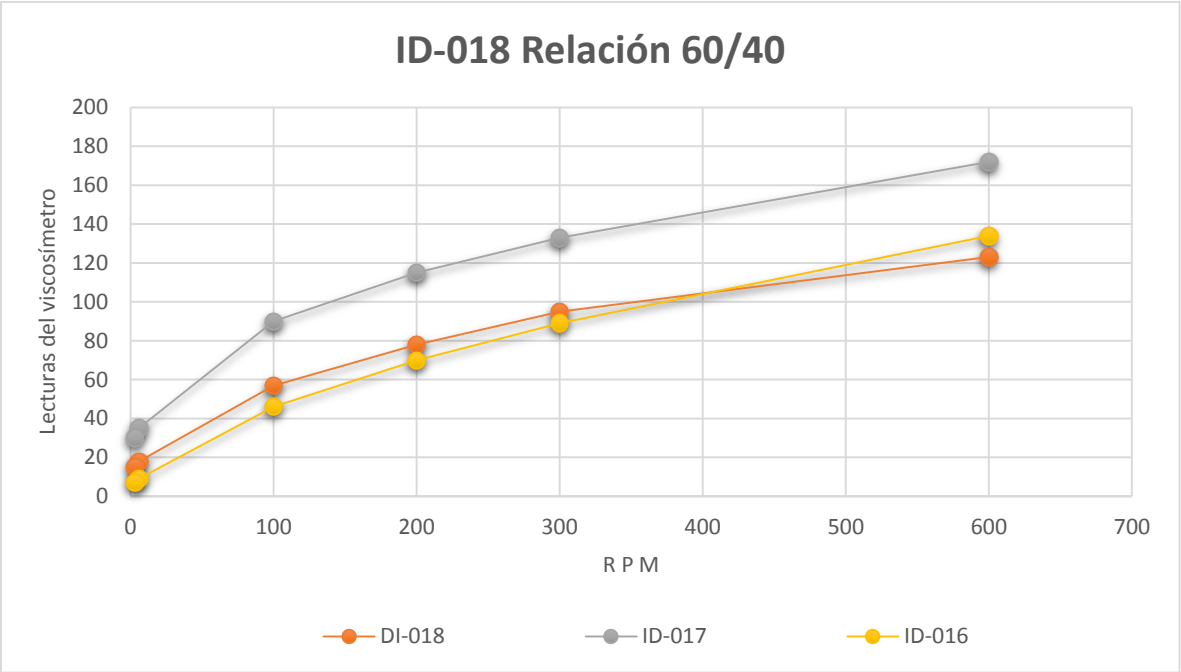
Tabla 2. Datos obtenidos del fluido preparado con el emulsificante ID-017, éstos valores serán tomados como base de comparación para la relación 60/40con 10 L/m^3 de emulsificante.

ID-017	**Con 5 min de agitación**	
	86°F	120°F
L600	200	172
L300	147	133
L200	125	115
L100	94	90
L6	30	35
L3	23	30
GEL 0 min	22	29
GEL 10 min	30	32
Va(cps)	100	86
Vp(cps)	53	39
Pc (lb/100 ft2)	94	94
Densidad	0.88 gr/cc	

Tabla 3. Datos obtenidos del fluido preparado con el emulsificante ID-018, éstos valores serán tomados como base de comparación para la relación 60/40 con 10 L/m^3 de emulsificante

ID-018	**Con 5 min de agitación**	
	86°F	120°F
L600	196	120
L300	120	75
L200	89	57
L100	55	35
L6	8	6
L3	6	5
GEL 0 min	5	5
GEL 10 min	7	8
Va(cps)	98	60
Vp(cps)	76	45
Pc (lb/100 ft2)	44	30
Densidad	0.89 gr/cc	

.



RELACION 60/40	ID-016	ID-017	ID-018
L600	134	4	123
L300	89	79	95
L200	70	65	78
L100	46	47	57
L6	9	16	18
L3	7	14	15

Nota: este fluido es determinado bajo las normas específicas ya antes mencionadas, debido a la relación que es 60/40 , lo maneja más consecutivamente debido a las primeras capas de perforación.se observa en la gráfica de los emulsificante que todos actúan diferente, debido a su calidad del emulsificante.

Tratado con Cloruro de Calcio (CaCl).

Tabla 4a. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-016 relación 60/40.

ID-016	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE CaCl		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE CaCl	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	177	145	190	134
L300	114	94	123	89
L200	87	72	95	70
L100	55	46	62	46
L6	10	8	11	9
L3	7	6	8	7
GEL 0 min	6	5	8	6
GEL 10 min	8	5	8	6
Va(cps)	88.5	72.5	95	67
Vp(cps)	63	51	67	45
Pc (lb/100 ft2)	51	43	56	44
Densidad	0.86 gr/cc		0.86 gr/cc	

Tabla 4b. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-017 relación 60/40.

ID-017	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE CaCl		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE CaCl	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	160	135	129	104
L300	112	94	90	79
L200	91	76	72	65
L100	65	54	50	47
L6	24	17	15	16
L3	23	15	13	14
GEL 0 min	22	14	12	14
GEL 10 min	24	15	13	15
Va(cps)	80	67.5	64.5	52
Vp(cps)	48	41	39	25
Pc (lb/100 ft2)	64	53	51	54
Densidad	0.88 gr/cc.		0.88 gr/cc.	

Tabla 4c. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-018 relación 60/40.

ID-018	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE CaCl		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE CaCl	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	167	125	184	123
L300	118	87	128	95
L200	94	70	105	78
L100	65	49	75	57
L6	17	13	22	18
L3	14	11	18	15
GEL 0 min	13	10	17	14
GEL 10 min	15	12	19	15
Va(cps)	83.5	62.5	92	61.5
Vp(cps)	49	38	56	28
Pc (lb/100 ft2)	69	49	72	67
Densidad	0.89 gr/cc.		0.89 gr/cc.	

Tratado con Cal.

Tabla 5a. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-016 relación 60/40.

ID-016	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE Cal		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE Cal	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	242	161	161	143
L300	152	106	95	90
L200	115	83	69	69
L100	71	54	41	45
L6	12	12	6	8
L3	9	9	5	6
GEL 0 min	8	8	5	7
GEL 10 min	9	9	6	8
Va(cps)	121	80.5	80.5	71.5
Vp(cps)	90	55	66	53
Pc (lb/100 ft2)	62	51	29	37
Densidad	0.87 gr/cc.		0.87 gr/cc.	

Tabla 5b. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-017 relación 60/40.

ID-017	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE Cal		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE Cal	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	148	112	159	120
L300	92	76	104	80
L200	70	61	81	63
L100	45	43	55	42
L6	7	13	22	11
L3	6	12	17	9
GEL 0 min	5	11	14	7
GEL 10 min	7	9	11	8
Va(cps)	74	56	79.5	60
Vp(cps)	56	36	55	40
Pc (lb/100 ft2)	36	40	49	40
Densidad	0.88 gr/cc.		0.88 gr/cc.	

Tabla 5c. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-018 relación 60/40.

ID-018	**MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE Cal**		**MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE Cal**	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	185	128	222	127
L300	113	80	140	78
L200	85	61	108	60
L100	53	40	69	38
L6	8	7	14	6
L3	6	6	11	4
GEL 0 min	7	5	11	5
GEL 10 min	6	7	14	6
Va(cps)	92.5	64	111	63.5
Vp(cps)	72	48	82	49
Pc (lb/100 ft2)	41	32	58	29
Densidad	0.89 gr/cc.		0.89 gr/cc.	

Tratado con Lignito-Sosa.

Tabla 6a. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-016 relación 60/40.

ID-016	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	268	296	202	210
L300	195	231	139	167
L200	166	205	114	146
L100	131	165	84	117
L6	61	54	34	41
L3	50	31	29	24
GEL 0 m.	52	36	28	29
GEL 10 m.	52	39	28	29
Va(cps)	134	148	101	105
Vp(cps)	73	65	63	43
Pc (lb/100 ft2)	122	166	76	124
Densidad	0.86 gr/cc		0.86 gr/cc	

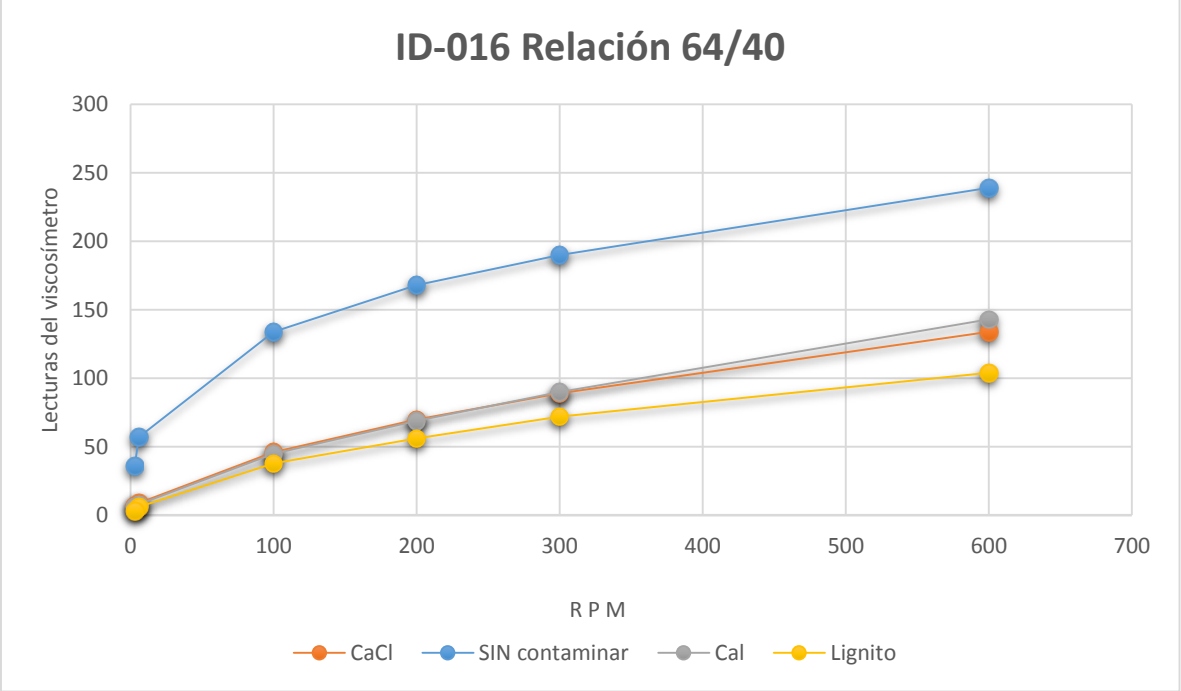
Tabla 6b. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-017 relación 70/30.

ID-017	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	189	114	143	104
L300	131	80	93	72
L200	106	64	72	56
L100	74	44	48	38
L6	15	7	6	6
L3	11	5	4	3
GEL 0 m.	10	4	4	3
GEL 10 m.	15	7	5	5
Va(cps)	94.5	57	71.5	52
Vp(cps)	58	34	50	32
Pc (lb/100 ft2)	73	46	43	40
Densidad	0.88 gr/cc		0.88 gr/cc	

Tabla 6c. Resultados obtenidos con el uso de 10 l/m^3 de emulsificante ID-018 relación 60/40.

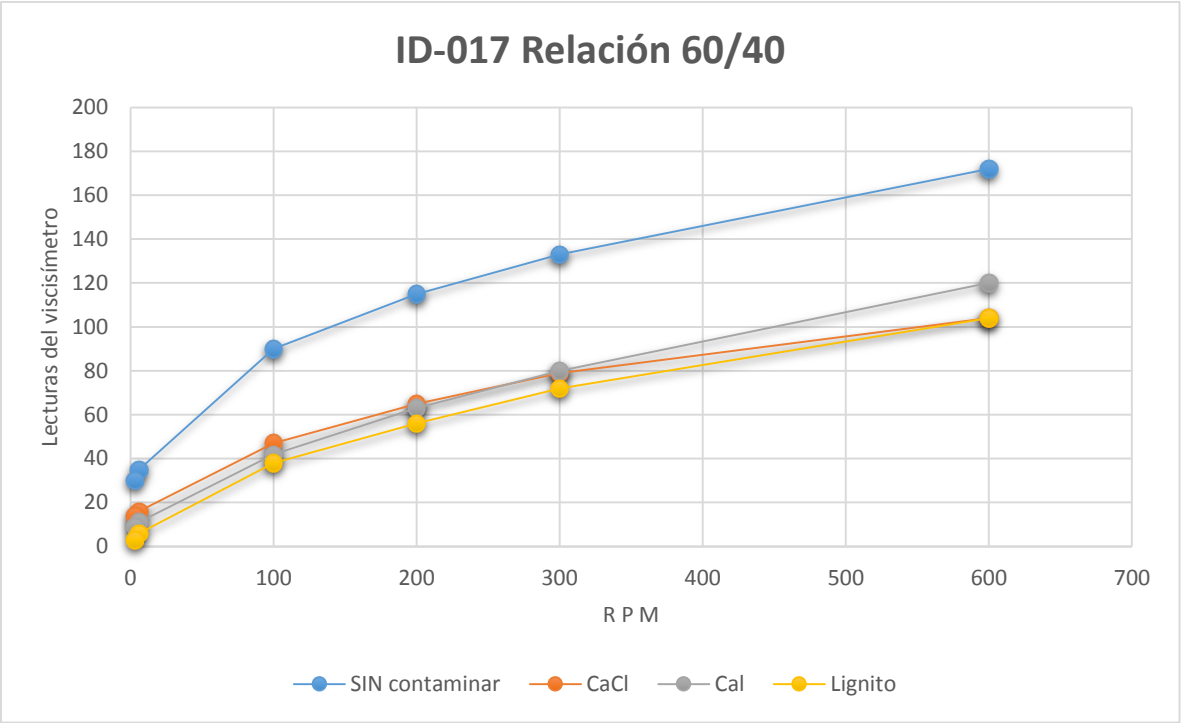
ID-018	MUESTRA CONTAMINADA CON 4 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA		MUESTRA CONTAMINADA CON 6 kg/m^3 DE LIGNITO-SOSA	
	Con 5 min de agitación		Con 5 min de agitación	
	86°F	120°F	86°F	120°F
L600	175	117	162	104
L300	103	70	95	62
L200	76	52	69	46
L100	45	32	40	27
L6	6	4	5	4
L3	4	3	3	3
GEL 0 m.	4	4	4	3
GEL 10 m.	5	7	5	4
Va(cps)	87.5	58.5	81	52
Vp(cps)	72	47	67	42
Pc (lb/100 ft2)	31	23	28	20
Densidad	0.89 gr/cc		0.89 gr/cc	

GRAFICA DE REACCION



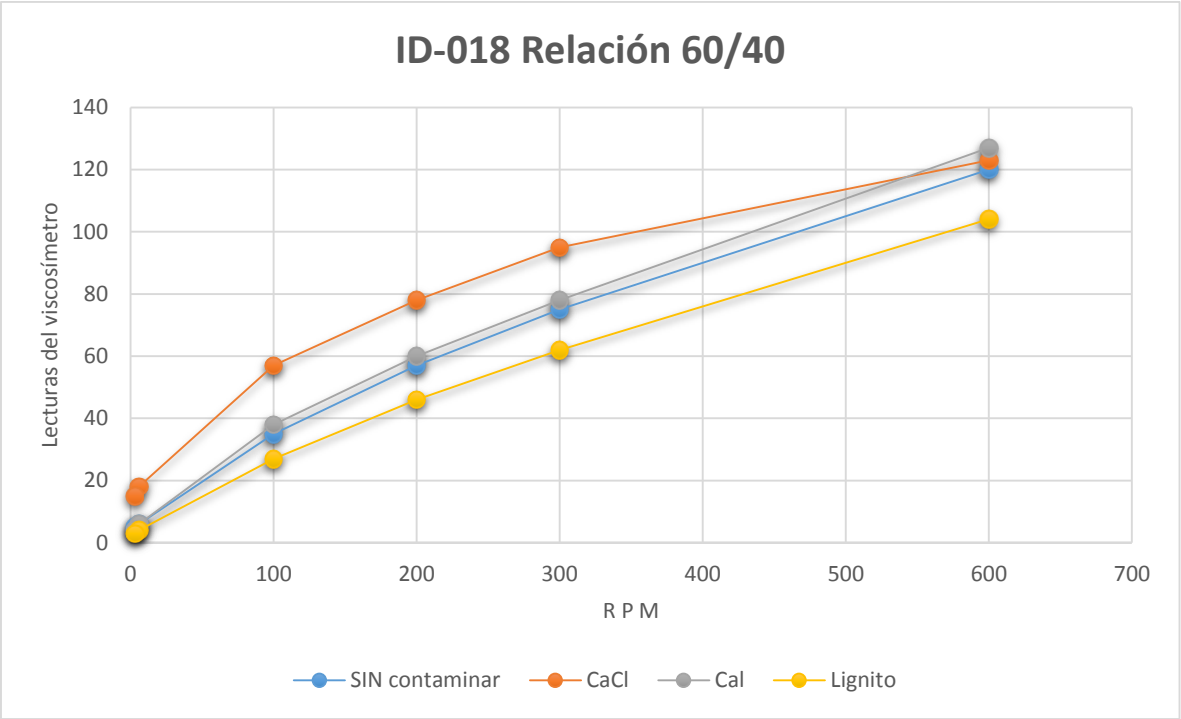
60/40	SIN TRATAR	CaCl	Cal	Lignito
L600	239	134	143	104
L300	190	89	90	72
L200	168	70	69	56
L100	134	46	45	38
L6	57	9	8	6
L3	36	7	6	3

Nota: de acuerdo a las normas de preparación del fluido, correspondemos al objetivo de tratar el fluido y observamos los cambios que obtuvimos con los diferentes tipos tratamientos y el emulsificante ID-016 se observa su comportamiento.



60/40	SIN tratar	CaCl	Cal	Lignito
L600	172	104	120	104
L300	133	79	80	72
L200	115	65	63	56
L100	90	47	42	38
L6	35	16	11	6
L3	30	14	9	3

Nota: de acuerdo a las normas de preparación del fluido, correspondemos al objetivo de tratar el fluido y observamos los cambios que obtuvimos con los diferentes tipos tratamientos y el emulsificante ID-017 se observa su comportamiento.



60/40	SIN TRATAR	CaCl	Cal	Lignito
L600	120	123	127	104
L300	75	95	78	62
L200	57	78	60	46
L100	35	57	38	27
L6	6	18	6	4
L3	5	15	4	3

Nota: De acuerdo a las normas de preparación del fluido, correspondemos al objetivo de tratar el fluido y observamos los cambios que obtuvimos con los diferentes tipos tratamientos y el emulsificante ID-018 se observa su comportamiento ya que no tuvimos muchos cambios en este fluido debido al emulsificante

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La composición del fluido dependerá de las exigencias de cada operación de perforación en particular. La perforación debe hacerse atravesando diferentes tipos de formaciones, que a la vez, pueden requerir diferentes tipos de fluidos. Por consiguiente, es lógico esperar que varias mejoras sean necesarias efectuarle al fluido para enfrentar las distintas condiciones que se encuentran a medida que la perforación se hace cada vez más profunda en búsqueda de petróleo. Debido a esto tuvimos la necesidad de hacer comprobaciones reduciendo la reología se logra controlar mediante la concentración del viscosificante primario que se utiliza en el sistema. Sin embargo, cuando no se puede lograr un control efectivo de la reología mediante el uso de estos productos, se deben, utilizar materiales adelgazantes, dispersantes o de floculantes. Estos materiales son aniónicos y se adhieren a las partículas Cal, Lignito y CaCl haciéndolas más negativas. El efecto es el reducir las fuerzas de atracción, incrementar la dispersión, y por lo tanto, reducir la resistencia al flujo. De tal manera observamos en las gráficas las reacciones del fluido y a si determinamos la relación que tuvo más éxito durante las comparaciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1.-Admon. S., M. Green, and Y. Avnimelech (2001) Biodegradation kinetic of hydrocarbon in soil dring land treatmen of oily sludge Bioremediation. Journal 5:193-209, Proyecto 2.7 (2006-

2007) de la CIC-UMSNH.

2.-A.M Pourcher, P. Morand, F. Picard-Bonnaud, S. Billaudel, S. Monpoecho, M. Federighi,

V. Ferre, G. Moguedet. (2005) Decrease of enteric micro-organisms from rural sewagesludge during their composting in straw mixture. Journal of Applied Microbiology 2005, 99, 528–539

3.-Carlos Mastandrea; Carlos Chichizola; Beatriz Ludueña; Héctor Sánchez; Horacio Álvarez;

Andrea Gutierrez (2005). Hidrocarburos Aromáticos Policiclicos riesgo para la salud y marcadores biológicos. Alkemy-Center Lab. Departamento de toxicología clínica.

4.-F.J. Stevenson. (1994) Humus Chemistry: Genesis, Composition, Reaction Second Edition

1994. pp 34-42. Department of Agronomy University of Illinois]

5.-Henri Dinel, Todd Marche, Morris Schnitzer, Théophile Pare, Pascale Champagne. (2004)

Co-composting of paper Mill Sludge and Hardwood Sawdust Under two Types of In-vessel Processes. Journal of environmental science and health. Part B—Pesticides, Food Contaminants, and Agricultural Wastes Vol. B39, No. 1, pp. 139–151, 2004

6.-Jenny Neumann; Auxilia Mallia; Horaima Pérez; Alejandro Ramos. (2002) Diseño de un sistema de tratamiento biológico para la disposición final del lodo petrolizado de una refinería;

GLOSARIO

· **Profundidad Medida (MD):** es la distancia o longitud del hoyo. Representa la distancia de la trayectoria del pozo o la medición de la tubería en el hoyo.

· **Profundidad Vertical Verdadera ("True Vertical Depth"):** es la proyección de la profundidad medida en la vertical. Representa la distancia vertical de cualquier punto del hoyo al sistema de referencia.

· **Desvío**: es la distancia horizontal de cualquier punto del hoyo al eje vertical de referencia, también se le conoce como desplazamiento o desviación horizontal.

· **Punto de arranque ("Kickoff Point, KOP"):** es la profundidad del hoyo en la cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío.

· **Ángulo de inclinación:** es el ángulo formado del pozo con respecto a la vertical.

· **Tasa de incremento o disminución de ángulo**: es la cantidad de grados por unidad de longitud necesarios para incrementar o disminuir el ángulo.

· **Dirección u orientación**: ángulo fuera del Norte o Sur (hacia el Este u Oeste), que muestra la orientación y el desplazamiento.

· **Azimuth**: ángulo desde el Norte, en dirección de las agujas del reloj, de la desviación del hoyo.

· **Sección aumentada**: sección del hoyo, después del KOP, donde el ángulo de inclinación aumenta.

· **Sección tangencial**: sección del hoyo donde el ángulo de inclinación y dirección permanecen constante.

· **Sección de descenso**: sección del hoyo donde el ángulo de inclinación disminuye.

· **Giro**: es el movimiento necesario desde la superficie para obtener un cambio de dirección u orientación.

· **Registro**: es la medición por medio de instrumentos, del ángulo de inclinación y dirección en cierto punto del hoyo.

· **Coordenadas**: son las distancias en las direcciones N-S y E-O de un punto dado.

· **Rumbo**: es la intersección entre el estrato y un plano horizontal, medido desde el plano N-S.

· **Buzamiento**: es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo.

· **"Pata de Perro":** cualquier cambio severo de ángulo y trayectoria del pozo.

· **Severidad de "Pata de Perro":** es la tasa de cambio del ángulo entre dos secciones, expresado en grados por unidad de longitud. Objetivo (Target): es un punto fijo del subsuelo que corresponde a la formación que debe ser penetrada por el pozo.

• **Física**. El lugar sobre una herramienta desviadora, señalado comúnmente con una línea de marca, que se posiciona hacia una orientación determinada mientras se perfora, para determinar el curso futuro del pozo.

• **Conceptual**. En el pozo, el término "cara de la herramienta (toolface)" es a menudo utilizado como frase corta para referirse a la orientación de la misma (orientation toolface). Por ejemplo, puede ser la orientación del sustituto de navegación de un motor dirigible, expresada como una dirección desde el Norte o desde la boca del pozo.

Orientación de la cara de la herramienta, como ya se mencionó, es la medida angular de la cara de una herramienta flexionada con respecto al lado alto del pozo o al Norte.

ANEXOS