

**DISEÑO DE UN FLUIDO 100% BASE ACEITE A NIVEL DE LABORATORIO
PARA INTERVALOS DE OVERBURDEN**

**ANYELI BRAVO RODRIGUEZ
KEVIN MAURICIO PEREIRA IBAGON**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA 2014**

**DISEÑO DE UN FLUIDO 100% BASE ACEITE A NIVEL DE LABORATORIO
PARA INTERVALOS DE OVERBURDEN**

**ANYELI BRAVO RODRIGUEZ
KEVIN MAURICIO PEREIRA IBAGON**

Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

Director.
ING. WILLIAM A. URIBE RODRIGUEZ
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA 2014**

Nota de aceptación

Presidente del jurado

1er Jurado

2do Jurado

Neiva, Enero de 2014

DEDICATORIAS

A Dios principalmente por haberme regalado la bendición de tener vida y salud para lograr esta meta tan anhelada, por darme su fuerza para enfrentar los altibajos que se presentaron durante el camino y por permitirme compartir este triunfo con mis seres queridos. A mis padres y hermanos, especialmente a mi madre Carolina, por el apoyo incondicional que me han dado, por mantener viva en mí la esperanza de un mañana mejor y por compartir conmigo las tristezas y las alegrías. A los demás familiares, que de una u otra forma me apoyaron, especialmente a mi primo mayor William, quien siempre estuve conmigo apoyándome, dándome sus consejos y quien fue uno de los que hizo este sueño posible. A mis profesores, porque todos me dejaron enseñanzas muy grandes y valiosas y, de los que obtuve el conocimiento necesario para enfrentarme a los retos que me pondrá mi vida profesional. A mis amigos, por compartir conmigo las más gratas experiencias y darme su apoyo en los momentos que más lo necesité. En general, gracias a Dios y a todas aquellas personas que contribuyeron, para que esto fuera posible, hoy con gran orgullo y satisfacción puedo decirles “lo logré”.

ANYELI BRAVO RODRIGUEZ

A Nuestro Padre Dios y creador por el regalo tan grande de la vida, por tener buena salud y darme la fuerza para cumplir con esta meta, culminar con una etapa que estuvo llena de felicidad y tristezas, en el camino que me impusiste, y dar paso a una nueva con nuevos objetivos y aspiraciones. A mi madre Emilia por brindarme todo su amor de madre, sus enseñanzas para ser cada día mejor persona y por estar siempre ahí para mí, en cualquier cosa que necesite. A mi hermano por todo su apoyo incondicional en el diario vivir. A mi padre por el ánimo y empuje para poder cumplir con la meta propuesta y las diferentes oportunidades de aprendizaje de su carrera en la industria. A mis demás familiares que me apoyaron, dándome consejos, apoyo, enseñanzas, sobre la vida profesional y familiar. A todas las personas con las que conviví mi vida universitaria, profesores, compañeros, colegas y amigos por tan maravillosa experiencia, llena de enseñanzas tanto académicas como morales, de apoyo para seguir adelante antes las adversidades en los momentos justos, que contribuyeron a la culminación exitosa de esta etapa, de esta carrera de Ingeniería de Petróleos y dieron la base para el próximo paso de ser profesional. Solo queda decir “Gracias a todos

KEVIN MAURICIO PEREIRA IBAGÓN

AGRADECIMIENTOS

Ante todo agradecemos a Dios por permitirnos y darnos la fuerza de vivir y poder finalizar esta etapa de nuestras vidas.

Expresamos nuestra gratitud a:

Nuestros padres, CAROLINA RODRÍGUEZ RAMÍREZ, EMILIA IBAGÓN SÁNCHEZ, E IGNACIO PEREIRA NAVARRO, a nuestros hermanos MAURICIO, KATHERINE Y BRIAN CAMILO, por el apoyo incondicional en el desarrollo de este proyecto

Ingeniero WILLIAM URIBE R., nuestro director de tesis, por su apoyo, enseñanza y guía a través de sus conocimientos en el área de fluidos de perforación, en el desarrollo de este proyecto.

Ingeniera CONSTANZA VARGAS, codirectora del proyecto por su apoyo y asesoría.

Al profesor del programa de ingeniería de petróleo, ingeniero LUIS HUMBERTO ORDUZ, por su gran colaboración y apoyo durante este proceso.

A todos los docentes de la facultad de ingeniería, de la Universidad Surcolombiana, por su guía y colaboración en todo el proceso de aprendizaje durante la carrera.

A nuestros compañeros de carrera y a todas las personas que nos ofrecieron su ayuda y apoyo.

A *BAROID - HALLIBURTON LATÍN AMÉRICA S.A*, por abrirnos sus puertas, brindarnos su apoyo, asesoría, conocimientos y permitirnos realizar las prácticas necesarias para el desarrollo de este proyecto de grado, especialmente al equipo técnico de laboratorio: EDWAR CAMILO RAY, CARLOS JAVIER BAUTISTA, a los ingenieros CARLOS MONTOYA y HUMBERTO SIERRA. Gracias por dedicar parte de su tiempo para ayudarnos a cumplir esta meta.

CONTENIDO

	PAG.
INTRODUCCION	14
1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA DE HALLIBURTON S.A	15
2. MARCO TEORICO	18
2.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	18
2.1.1. OBJETIVO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	18
2.1.2. FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	18
2.1.3. COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	19
2.1.3.1. Fase líquida	19
2.1.3.2. Fase solida	20
2.1.4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	21
2.1.4.1. Densidad	21
2.1.4.2. Propiedades reológicas	21
2.1.4.3. Pérdida de filtrado	24
2.1.4.4. Contenido de sólidos	25
2.1.4.5. Estabilidad eléctrica	25
2.1.5. CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	25
2.1.5.1 Fluidos base agua.	25
2.1.5.2. Fluidos neumáticos.	26
2.1.5.3. Fluidos base aceite.	26
2.2. FLUIDO DE PERFORACIÓN 100% BASE ACEITE	27
2.2.1. COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS 100% ACEITE	27
2.2.2. APLICACIONES DE LOS FLUIDOS 100% ACEITE	28
2.2.3. DESVENTAJAS DE LOS FLUIDOS 100% BASE ACEITE	29
2.2.4. DIFERENCIAS ENTRE LOS SISTEMAS DE EMULSIÓN INVERSA Y LOS 100% ACEITE	30

2.3. REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	30
2.3.1. MODELOS REOLÓGICOS	31
2.3.1.1. Fluidos Newtonianos	31
2.3.1.2. Fluidos no Newtonianos	31
2.3.1.3. Modelo plástico de Bingham	32
2.3.1.4. Modelo de ley de potencia	33
2.3.1.5. Modelo Herschel-Bulkley (YPL)	33
2.4. ZONAS SOBRE-PRESURIZADAS (OVERBURDEN)	34
2.4.1. REQUERIMIENTOS DE SOBREPRESIÓN	35
2.4.1.1. Permeabilidad	35
2.4.1.2. Tiempo	35
2.4.1.3. Tipo de fluido	35
2.5. ANÁLISIS QUÍMICO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	36
2.5.1. ALCALINIDAD	36
2.5.2. CONTENIDO DE CLORUROS	37
2.5.3. CONTENIDO DE CALCIO	37
3. PROCEDIMIENTO REALIZADO EN LABORATORIO	39
3.1 RESUMEN	39
3.2 DEFINICION DE LA FORMULACION PARA EL LODO A Y EL LODO B	40
3.2.1 DEFINICION DE LA FORMULACION PARA EL LODO A	40
3.2.2 DEFINICION DE LA FORMULACION PARA EL LODO B	43
3.3 EFECTO DEL AGUA COMO CONTAMINANTE SOBRE UN SISTEMA DE FLUIDO 100% ACEITE	44
3.4 PRUEBAS REALIZADAS EN LABORATORIO PARA CADA UNA DE LAS MUESTRAS	44

4. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS	47
4.1 CONDENSADOS POR PRUEBA PARA TODAS LAS MUESTRAS ANALIZADAS	47
4.1.1 REOLOGÌA <i>FANN</i> 35	47
4.1.2 FILTRADO HPHT	51
4.1.3 LUBRICIDAD	51
4.1.4 ESTABILIDAD ELECTRICA	52
4.1.5 PRUEBAS QUIMICAS	52
4.1.6 <i>REOLOGIAS FANN</i> 70	53
4.1.7 RETORTA	58
4.1.8 <i>FANN</i> 90	58
4.1.9 ANALISIS ASG API	60
CONCLUSIONES	62
RECOMENDACIONES	63
BIBLIOGRAFIA	64
ANEXOS	66
ANEXOS 1. MUESTRA DE CÀLCULOS	66
ANEXO 2. INFORMACION TECNICA DE LOS PRODUCTOS UTILIZADOS EN EL DISEÑO DEL FLUIDO 100% ACEITE	68
ANEXO 3. INFORMACION TECNICA DE LOS EQUIPOS USADO EN LAS PRUEBAS DE LABORATORIO.	79

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Formulación inicial fluido patrón	39
Tabla 3.2 Resultados reología FANN 35. Ensayo 1	41
Tabla 3.3 Resultados reología FANN 35. Ensayo 2	42
Tabla 3.4 Formulación del lodo A	43
Tabla 3.5 Formulación del lodo B	43
Tabla 3.6 Pruebas realizadas en laboratorio al lodo A	45
Tabla 3.7 Pruebas realizadas en laboratorio al lodo B	46
Tabla 3.8 Pruebas realizadas en laboratorio a las muestras de lodo A	
Contaminadas con agua	46
Tabla 4.1 Resultados reología para el lodo A	47
Tabla 4.2 Resultados reología para las muestras de lodo A contaminadas	
Con agua	48
Tabla 4.3 Resultados reología para el lodo B	49
Tabla 4.4 Resultados filtrado HPHT para las muestras evaluadas	51
Tabla 4.5 Resultados de lubricidad para las muestras evaluadas	51
Tabla 4.6 Resultados de estabilidad eléctrica	52
Tabla 4.7 Resultados de pruebas químicas para las muestras	
Evaluadas	53
Tabla 4.8. Resultados reología <i>fann 70</i> para el lodo A	53
Tabla 4.9. Resultados reología <i>fann 70</i> para el lodo A, a condiciones de Rolado	54

Tabla 4,10. Resultados reología <i>fann 70</i> para el lodo A, contaminado Con 15% de agua	54
Tabla 4,11. Resultados reología <i>fann 70</i> para el lodo A, contaminado Con 15% de agua a condiciones de rolado	55
Tabla 4,12. Resultados de retorta para las muestras evaluadas	58
Tabla 4,13. Resultados de <i>fann 90</i> para las muestras evaluadas	58
Tabla 4,14. Anàlisis API para el lodo A	60
Tabla 4,15. Anàlisis API para el lodo A contaminado con 5% de agua	61
Tabla 4,16. Anàlisis API para el lodo A contaminado con 15% de agua.	61
Tabla A.1. Valores FANN 90 máximos recomendados	95
Tabla A.2. Especificaciones del Sistema de Filtración Dinámica APAT	95
Tabla A.3. Especificaciones del Reómetro FANN 70	99

LISTA DE FIGURAS

Figura 4.1 Comportamiento de la reología para el lodo A	47
Figura 4.2 Comportamiento de la reología para el lodo A contaminado Con 5%,10% y 15% de agua	48
Figura 4.3 Comportamiento de la reología para el lodo A contaminado Con 5%,10% y 15% de agua rolado a 48 horas	49
Figura 4.4 Comportamiento de la reología para el lodo A vs lodo B	50
Figura 4,5. Comportamiento de la reología <i>fann 70</i> del lodo A	55
Figura 4,6 Comportamiento de la reología <i>fann 70</i> para el lodo A, a condiciones de rolado	56
Figura 4,7 Comportamiento de la reología <i>fann 70</i> para el lodo A, Contaminado con 15% de agua	56
Figura 4,8 Comportamiento de la reología <i>fann 70</i> para el lodo A, Contaminado con 15% de agua a condiciones de rolado	57
Figura 4,9 Comportamiento <i>fann 90</i> para el lodo A	59
Figura 4,10 Comportamiento <i>fann 90</i> para el lodo A contaminado con 10% de agua	59
Figura A.1. Balanza presurizada FANN	79
Figura A.2. Viscosímetros rotarios FANN 35	81
Figura A.3. Medidor de estabilidad Eléctrica FANN 23E	84
Figura A.4. Lubricímetro FANN	86
Figura A.5. Equipo de Retorta	88
Figura A.6. Filtro Prensa APAT	91
Figura A.7. Filtrador Dinámico APAT FANN 90	94
Figura A.8. Reómetro automático Modelo FANN 70	98

RESUMEN

En Colombia, durante las operaciones de perforación, no se conocen casos en donde se haya utilizado lodos 100% base aceite, solo casos de emulsiones inversas; debido a ciertos factores como costos y otros que son determinantes a la hora de elegir entre un fluido base agua, aceite o emulsiones inversas. Sin embargo, se debe considerar las ventajas que tienen los lodos 100% base aceite en algunas zonas donde la utilización de otro tipo de lodo generaría problemas de inestabilidad de hueco, generando costos adicionales a la operación. Los fluidos de perforación 100% aceite son esenciales en operaciones a profundidades altas donde las condiciones de pozo no permiten el uso de sistemas a base agua, debido a las altas temperaturas.

En este trabajo se diseñó un fluido de perforación 100% base aceite, para intervalos de overburden, que son zonas que se encuentran geo presurizadas por la columna litológica que esta sobre ella, ubicadas inmediatamente sobre la zona el yacimiento. Se realizaron distintas pruebas de laboratorio para analizar el lodo 100% aceite diseñado y su comportamiento en caso de ser contaminado con agua en diferentes porcentajes de volumen. Se realizó el análisis a condiciones de laboratorio y a diferentes condiciones de presión y temperatura, a diferentes intervalos de tiempo, evaluando las propiedades tales como: densidad, viscosidad, resistencia al gel, filtrado estático y dinámico, contenido de sólidos, retorta, estabilidad eléctrica, esfuerzo de corte, salinidad, análisis químicos como alcalinidad, contenido de calcio y cloruro, entre otros.

Se obtuvo un diseño de lodo que garantiza una estabilidad de diferentes formaciones perforadas, ya que su fase continua es 100% aceite lo cual minimiza la actividad de formaciones reactivas como arcillas o lutitas.

ABSTRACT

In Colombia, during drilling operations there aren't cases known where it has been used a sludge 100% base oil, only cases of inverse emulsions, due to factors such as cost and others that are determining factors when we are going to choose among water-base, oil-base or invert emulsions fluids.

However, you should consider the advantages that oily sludges have in some areas where the use of other type of sludge will generate hole instability problems, causing additional costs to the operation. The drilling oily fluids are essential in operations at high depths where well conditions makes prohibited the use of water-base systems because of high temperatures.

In this work a 100% oil-base drilling fluid for overburden intervals is designed, which are areas that are geo-pressurized by the lithological column that is on it, located immediately above the reservoir. Different laboratory tests were perform to analyze the oily sludge and its behavior if were contaminated with water in different volume percentages.

The analysis was performed in different temperature and pressure and under laboratory conditions at different time intervals, evaluating properties such as density, viscosity, gel strength, static and dynamic filtering, solids content, retort, electrical stability, shear stress, salinity and chemical analysis like alkalinity, calcium and chloride content among others. A sludge design was obtained which guarantee a stability of different perforated formations due to its continuous phase is 100% oil which minimizes the activity of reactivities formations such as clays or shales.

INTRODUCCION

Los fluidos de perforación poseen características físicas y químicas, que deben ser apropiadas para realizar las labores de perforación de pozos. Con base en la experiencia de Ecopetrol, el Instituto Colombiano del Petróleo y mediante entrevistas a personal especializados en el área de fluidos de perforación, sabemos que en Colombia durante la etapa de perforación no se conocen casos donde hayan sido utilizados lodos 100% base aceite, se han corrido solo lodo base aceite emulsión inversa con relación aceite/agua que varían en un rango de 70/30 a 95/5. Las emulsiones inversas se han venido usando para perforar zonas inestables y altamente reactivas donde la utilización de un lodo base agua generaría muchas condiciones de inestabilidad de hueco.

A diferencia de las emulsiones inversas, estos sistemas de lodos base 100% aceite, no requieren la adición de agua para emulsificarse y viscosificarse, ni la adición de ningún tipo de sal ya que en estos sistemas no existen el concepto de salinidad de la fase acuosa.

Este proyecto tiene como fin diseñar a nivel de laboratorio un fluido base 100% aceite para perforar intervalos de overburden (intermedios), que son zonas que se encuentran geo-presurizadas debido a la columna litológica que está sobre ella, minimizando los problemas de estabilidad del hueco, de lubricidad e inhibición. Es un proyecto específico previo al análisis de las diferentes condiciones de perforación especialmente en las zonas de Cupiagua, Área del piedemonte llanero y Huila en el área de Arrayan y Balcón que son campos donde se están utilizando lodos base aceite tipo emulsión inversa.

Se harán distintas pruebas para comprobar el mejor diseño, evaluando las propiedades del lodo tales como: densidad, viscosidad, resistencia al gel, filtrado, contenido de sólidos, retorta, estabilidad eléctrica, esfuerzo de corte, salinidad, análisis químicos como alcalinidad, contenido de calcio y cloruro entre otros. Para este estudio, se tendrá en cuenta como variable de las propiedades del lodo, contaminación por agua y se evaluará cuáles serían sus efectos. Este proyecto se realizará únicamente a nivel de intervalos de overburden (intermedios) que es la zona donde se encuentra mayor problema de inestabilidad de hueco.

1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA DE HALLIBURTON S.A

Halliburton, fundada en 1919 por Erle P. Halliburton es una de las más grandes proveedoras de productos y servicios a la industria energética. Con más de 75,000 empleados, representando 140 nacionalidades en aproximadamente 80 países, la compañía presta servicios a la industria de petróleo y gas a través del ciclo de vida del yacimiento desde localización de hidrocarburos y manejo de datos geológicos, hasta perforación y evaluación de formaciones, construcción de pozos y completamientos, y optimización de producción.

Halliburton consta de 13 líneas de productos que operan en dos divisiones: Perforación y evaluación, y completamiento y producción. Además, poseen una unidad de consultoría y gestión de proyectos que trabaja a través de ambas divisiones y es la punta de lanza de su estrategia de servicios integrados.

En la década de 1930, Halliburton estableció sus primeros laboratorios de investigación donde la compañía probó mezclas de cemento, comenzó a ofrecer servicios de acidificación para romper la resistencia de las formaciones de piedra caliza y aumentar la producción de petróleo y gas y llevó a cabo su primer trabajo de cementación en alta mar utilizando una barcaza montada de un unidad de cementación en una plataforma en el Campo Criollo en el Golfo de México. Este fue el comienzo de lo que se convertiría en la compañía más extensa de servicios offshore en el mundo.

Empezó operaciones en Suramérica en Venezuela en el año 1940. Para 1946, la compañía - con ayuda de su tecnología innovadora - se había extendido en Colombia, Ecuador, Perú y el Medio Oriente y comenzó a realizar servicios para la Arabian-American Oil Company, el precursor de Saudi Aramco.

La compañía reorganizó su labor en las operaciones de Oriente y del hemisferio occidental en el 2006 y 2007 y dividió su oferta de servicios en dos divisiones: terminación y producción y de perforación y evaluación. Hoy, Halliburton ofrece una variedad más amplia de productos, servicios y soluciones integradas para la exploración de petróleo y gas, desarrollo y producción.

Halliburton comprende dos divisiones que ofrecen:

División de evaluación y perforación

- *Baroid*
- *Drill Bits and services*
- *Landamark Software and Services*
- *Sperry Drilling*

- *Testing and Subsea*
- *Wireline and perforating*

División de Completamiento y Producción

- *Artificial Lift*
- *Boots & Coots*
- *Cementing*
- *Completion Tolls*
- *Multi-Chem*
- *Production Enhancement*

HALLIBURTON EN COLOMBIA

En 1943, un cementador llamado Morgan Pruitt salió de Venezuela hacia el campo de Casabe en Barrancabermeja Colombia. Durante 3 años, Pruitt permaneció en Colombia ejecutando trabajos de cementación del campo El Difícil, en el área de Orito (Putumayo). De esta manera, desde 1943 Halliburton ha mantenido una presencia importante en la Industria de Hidrocarburos en Colombia.

Hoy en día, Halliburton Energy Services está integrado por las líneas de servicios de *Baroid, Cementing, Completion, Logging, Production Enhancement, Sperry Drilling, Security DBS, Tools & Testing y Reservoir Description*, las cuales operan de manera integral con el fin único de convertir a Halliburton Company en el líder indiscutible para el suministro de soluciones en tiempo real a los reservorios de sus clientes. Por medio de “Soluciones de Reservorios en Tiempo Real” (RTRS™) Halliburton se enfoca en las necesidades de sus clientes logrando así, mejorar sustancialmente la rapidez y calidad del proceso de toma de decisiones. Con el compromiso con RTRS™, Halliburton está desarrollando soluciones y tecnologías que ayuden a sus clientes a disminuir los costos operacionales y el gasto de capital, a incrementar las reservas y la producción. Para cumplir con eficiencia su visión de ser el líder indiscutible en la industria, nunca desatienden su compromiso con la salud, seguridad y medio ambiente.

VISION

La visión de Halliburton es ser una compañía basada en el conocimiento para prestar servicios en tiempo real en la industria de upstream.

Halliburton se encargara de alcanzar esta visión:

- Integrando conocimiento y tecnología con el propósito de maximizar el valor de los activos de sus clientes.

- Suministrando sistemas y tecnologías que permitan el desarrollo del trabajo en tiempo real.
- Demostrando flexibilidad comercial
- Protegiendo a la gente y el ambiente
- Brindando a la gente la posibilidad de hacer su trabajo

MISION

Halliburton Energy Services (HES), una unidad empresarial de Halliburton Company, provee productos, servicios y soluciones a la industria energética global. Para tener éxito, se enfocan en las necesidades de los clientes. Continuamente buscan soluciones creativas para maximizar la recuperación económica de los depósitos de petróleo y gas.

Contribuyen al éxito de sus clientes al alinearse con sus objetivos para reducir el costo de la producción de petróleo y gas, suministrando soluciones confiables y costo-efectivas, entregadas por un personal experto basado en los siguientes valores y principios:

- Desempeñarse con los más altos niveles de calidad de servicio, superando las expectativas de sus clientes.
- Tener la convicción de que todos los accidentes son evitables y esforzarse en lograr un lugar de trabajo libre de incidentes.
- Reconocer que son responsables de proteger el medio ambiente y cumplir con dicha responsabilidad cabalmente.
- Aplicar continuamente tecnologías nuevas que benefician a sus clientes y distinguir a Halliburton Energy Services de sus competidores como el líder en proveer soluciones adecuadas a un propósito particular.
- Fomentar una cultura de toma de decisiones en tiempo real y de agilidad para asegurar respuestas rápidas y efectivas a las necesidades de sus clientes.
- Mantener la integridad en todas sus acciones -- cumplir siempre sus compromisos.
- Ser flexibles e innovadores en sus modelos comerciales y ser reconocidos como la empresa líder con la cual es fácil hacer negocios.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Un fluido de perforación es una mezcla de líquidos, sólidos disueltos y sólidos en suspensión, que tiene propiedades físicas y químicas necesarias durante operaciones de perforación, protegiendo las formaciones que se atraviesen. Los fluidos de perforación no deben ser tóxicos al medio ambiente aunque con frecuencia lo son, ni corrosivos ni inflamables, deben ser inertes a las contaminaciones de sales solubles o minerales, además, deben ser estables a las altas temperaturas y presiones existentes en el fondo del pozo y ser capaces de mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones de perforación⁸.

Según el tipo de fluido que se va a usar, base agua o aceite, los aditivos cumplen una función, por lo tanto, cada fluido usa una serie de aditivos que reaccionan de diferente forma con cada uno de ellos.

En los fluidos base aceite, comúnmente 100% aceite mineral, los aditivos más comunes son: arcilla organofílica, aditivo polar, cal hidratada, controlador de filtrado, humectante, emulsificante, carbonato de calcio y barita.

2.1.1. OBJETIVO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación tienen diferentes usos, pero su propósito fundamental, es hacer una rápida y segura perforación. A través de diferentes pruebas se determinan sus propiedades, las cuales deben ser realizadas antes de que el fluido entre al pozo y luego que él salga de éste con el fin de realizar los ajustes que sean necesarios. Si el lodo no satisface una u otra función, se puede cambiar su composición o mejorarse agregándole más fluido base ya sea agua o aceite, arcillas comerciales, material densificante o algún producto químico que sea requerido para mejorar alguna de sus propiedades⁸.

2.1.2. FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN³

- Transportar ripios de perforación del fondo del pozo hacia la superficie.
- Mantener la suspensión de ripios.
- Controlar las presiones de formación.
- Enfriar y lubricar la broca y sarta de perforación.
- Mantener en sitio y estabilizada la pared del pozo.
- Ayudar a suspender el peso de la sarta y el revestimiento.
- Transmitir potencia hidráulica a la broca.

2.1.3. COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

La composición del fluido dependerá de los alcances y limitaciones de cada operación de perforación en particular. La perforación debe hacerse atravesando diferentes tipos de formación, que a la vez, pueden requerir diferentes tipos de fluidos. Por consiguiente, al fluido de perforación se le hacen mejoras necesarias para enfrentar las posibles condiciones y formaciones que se puedan encontrar durante la perforación. Por tal razón la variedad de fluidos para perforar es amplia y el proceso de elegir el apropiado para un pozo, es aquél que sea favorable en tres puntos importantes en el proceso de explotación de petróleo: económico en la perspectiva de seguridad, costos de perforación y producción. Por ejemplo un bajo costo inicial del fluido puede a la larga resultar muy costoso si se presentan problemas posteriores en la perforación o en la producción del pozo².

Los fluidos de perforación generalmente se componen de dos fases, una fase líquida y una fase sólida. En algunos casos especiales puede estar compuesto por aire o gas y es conocido como fluido neumático.

2.1.3.1. Fase líquida

La fase líquida de los fluidos de perforación está constituida por agua dulce o salada, por aceite ya sea 100% aceite o emulsiones inversas. El agua dulce es ideal para perforar zonas donde existen bajas presiones de formación y no hay la presencia de arcillas que sean hidratables con el agua dulce. Una de sus mayores ventajas es el costo del agua dulce y su disponibilidad ya que es sumamente económica y abundante, requiere un mínimo de tratamiento químico y es el mejor líquido para realizar los distintos métodos de evaluación de formaciones².

Generalmente, se usan lodos parcialmente saturados de sal cuando se perfora costa afuera debido a la abundancia de agua salada, también es usada en pozos poco profundos pero en presencia de arcillas que sean hidratables con el agua dulce. Decimos que se trata de un lodo de agua salada cuando contiene más de 10.000 ppm de NaCl y no ha sido convertido a algún otro tipo de lodo.

El aceite es usado como fase continua en lodos por una gran cantidad de funciones, entre ellas una mayor resistencia a las altas temperaturas y presiones, por ende, para ser utilizados a mayores profundidades que los base agua debido a que no se degradan tan fácilmente. Otra de las razones por la cual se usa aceite como fase continua en lodos de perforación es porque mejora la estabilidad del hueco, mantiene las arcillas hidratables inhibidas, minimiza el atascamiento de la tubería y ayuda a perforar zonas productivas que se pueden ver afectadas por el agua debido al efecto de filtración que normalmente ocurre en los fluidos de perforación⁸.

2.1.3.2. Fase solida

La fase solida comprende generalmente dos clases, solidos inertes y solidos reactivos.

- Solidos inertes

Los sólidos inertes son sólidos no reactivos de alta gravedad específica que tienen como función darle la densidad requerida al fluido de perforación. Dentro de los sólidos inertes se puede encontrar solidos deseables o indeseables. Los sólidos deseables, son sólidos requeridos para la preparación del lodo de perforación, como el sulfato de bario (BaSO_4) o el carbonato de calcio (CaCO_3), entre otros, que cumplen con la función de densificante. A continuación se nombran algunos de los agentes densificantes más comunes utilizados en la perforación de un pozo.

La barita, un mineral de sulfato de bario (BaSO_4) es el agente densificante que se emplea más comúnmente para lodos; su peso específico de 4,2 lo hace mucho más denso que la mayoría de los sólidos de perforación; los sólidos de perforación tienen generalmente un peso específico cercano a 2,6; la barita tiene la ventaja de ser inerte y no abrasiva y la densidad de los lodos puede ser aumentada hasta 20 lb/gal o más. El carbonato de calcio (CaCO_3) es un sólido densificante inactivo cuando está en el lodo, pero se disuelve en ácidos; las partículas de carbonato de calcio alojadas en los poros de las zonas productoras pueden ser removidas por medio de tratamiento con ácido, para lograr una mejor producción; otra característica deseable del carbonato de calcio es que el revoque formado por él se remueve fácilmente al iniciarse el flujo desde las formaciones; la aplicación principal del carbonato de calcio en los lodos es como agente densificante; sin embargo, su eficacia está limitada por su baja densidad, el peso específico del carbonato de calcio es 2,7.

Sin embargo, durante la perforación se pueden presentar solidos no deseables para el proceso de extracción de hidrocarburos. Los sólidos perforados como arena, caliza, dolomita, limolita son extremadamente abrasivos; estos sólidos si no son eficientemente removidos pueden causar severos daños a los pistones y cilindros de las bombas del sistema de circulación del equipo de perforación. La inestabilidad de un lodo aumenta a medida que el porcentaje de sólidos aumenta, el tratamiento químico puede incrementar la capacidad de un lodo a tolerar sólidos, pero solo hasta cierto punto. Muchos de los problemas de lodos son causados por el fracaso en controlar los sólidos en forma adecuada. La velocidad de penetración decrece a medida que aumenta el número de partículas sólidas en el lodo⁸.

- **Sólidos Reactivos**

Son sólidos arcillosos que poseen cargas eléctricas; se pueden agregar al fluido de perforación o incorporarse a éste durante la perforación desde la formación; entre los principales sólidos reactivos se tienen los sólidos arcillosos comerciales y los sólidos arcillosos de formación como son las arcillas contenidas en la lutita. El tamaño de las partículas sólidas en el lodo tiene también importancia. Las partículas de menos de 2 micrones se clasifican como coloides; su pequeño tamaño hace que sean muy sensibles a sus cargas eléctricas superficiales y por lo tanto, las partículas coloidales son los sólidos más activos. Este tipo de partícula forman la fracción coloidal de los lodos; estos sólidos activos, debido a sus cargas eléctricas, permiten reaccionar al tratamiento químico adicionado al lodo para controlar sus propiedades; también se hidratan o atraen y retienen líquido de la fase continua del lodo. En lodos base agua, el agua retenida por las arcillas pasa a ser parte de la fase dispersa; y de ella, depende la efectividad de las arcillas como agente viscosificantes².

2.1.4. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.1.4.1. Densidad

La densidad es definida como el peso por unidad de volumen. Este es expresado en libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/ft³), kilogramos por metro cúbico (kg/m³) o comparado al peso de un volumen igual de agua como gravedad específica. La presión ejercida por la columna estática del lodo depende de la densidad y de la profundidad. La densidad máxima del lodo que se requiere en la perforación de un pozo, está determinada por el gradiente de presión. Para prevenir la entrada de fluidos desde la formación al hoyo, el lodo debe proveer una presión mayor a la presión de la formación; un exceso en la densidad del fluido puede ocasionar la fractura de la formación⁵.

2.1.4.2. Propiedades reológicas

La reología se define como el estudio de la deformación y del flujo de un material. La reología permite determinar y controlar: la capacidad de limpieza del hueco, propiedades de suspensión, la caída de presiones producidas en la sarta y en el espacio anular, presiones de surgencia y reducir o minimizar las posibilidades de dañar la formación. Entre las propiedades reológicas tenemos:

- **Viscosidad:** resistencia de un fluido a fluir, el embudo de Marshall da un indicativo de la resistencia al flujo.

$$\text{Viscosidad} = \text{esfuerzo de corte} / \text{velocidad de corte}$$

- **Esfuerzo de corte:** resistencia interna a un esfuerzo aplicado para iniciar flujo. En un fluido de perforación se debe aplicar cierto esfuerzo de corte antes de producir corte o deformación.
- **Velocidad de corte:** es el gradiente de velocidad en el fluido. Es la velocidad con que diferentes capas del fluido se mueven una respecto a la otra dividido por las distancias con las que la separa. Con el viscosímetro se puede determinar la viscosidad que tiene el fluido a diferentes velocidades de corte. Los viscosímetros están calibrados para que las diferentes RPM correspondan a diferentes velocidades de corte.
- **Viscosidad plástica:** se define como la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica generada por los sólidos presentes en el fluido de perforación. Está es afectada principalmente por cuatro factores:
 - 1.- Concentración de sólidos.
 - 2.- Tamaño y forma de las partículas sólidas.
 - 3.- Viscosidad de la fase fluida.
 - 4.- Cantidad de agua presente en el lodo en forma de fase dispersa de una emulsión.

Un aumento en la viscosidad plástica, significa un aumento en el porcentaje volumétrico de sólidos, una reducción en el tamaño de las partículas sólidas, un cambio en la forma de las mismas o una combinación de todos estos factores. Todo aumento en la superficie total expuesta de los sólidos se refleja en una viscosidad plástica aumentada. Si una partícula sólida se parte por la mitad, se obtendrán dos porciones cuya superficie total expuesta será superior a la de la partícula original. Una partícula plana tiene más superficie expuesta que una partícula esférica del mismo volumen. Sin embargo, la mayoría de las veces, un aumento de la viscosidad plástica es la consecuencia de un aumento en el porcentaje de sólidos. La viscosidad plástica es expresada en centipoises (cps)⁸.

Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la siguiente ecuación:

$$VP (cp) = \theta 600 r.p.m. - \theta 300 r.p.m. \quad (2.1)$$

Dónde:

Vp: Viscosidad plástica, cp

θ 600 rpm: es la lectura a 600 rpm del viscosímetro FANN, cp

θ 300 rpm: es la lectura a 300 rpm del viscosímetro FANN, cp

- **Viscosidad aparente:** es la viscosidad que un fluido parece tener en un instrumento dado y a una tasa definida de corte. Es una función de la viscosidad plástica y del punto de cedencia. La viscosidad aparente se expresa en centipoises (cp). En un fluido newtoniano la viscosidad aparente es numéricamente idéntica a la viscosidad plástica.

Para determinar la viscosidad aparente se utiliza la siguiente ecuación:

$$Va (cp) = (\theta 600 r.p.m.) / 2 \quad (2.2)$$

Dónde:

Va: Viscosidad aparente, cp

θ 600 rpm: es la lectura a 600 rpm del viscosímetro FANN, cp

- **Punto de cedencia:** Es la parte de la resistencia al flujo causada por las fuerzas de atracción entre las partículas de los sólidos en el fluido. Es el punto en el cual el fluido comienza a moverse. Esta fuerza de atracción es una consecuencia de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida. La magnitud de esa fuerza es una función de:

- 1.- Los tipos de sólidos y las cargas eléctricas asociadas con ellos.
- 2.- La cantidad de sólidos.

El punto cedente, es comúnmente relacionado con la capacidad que tiene el lodo para realizar las labores de limpieza en el hoyo, es decir la capacidad de transporte de los cortes de perforación. En un fluido No-Newtoniano se deberá aplicar una fuerza determinada para iniciar el flujo, esta fuerza es el punto cedente que se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$YP = VP - \theta 300 rpm \quad (2.3)$$

Dónde:

YP: punto cedencia, cp

VP: Viscosidad plástica, cp

θ 300 rpm: lectura a 300 rpm del viscosímetro FANN, cp

- **Resistencia al gel:** Es la capacidad o la medida de la capacidad de un coloide para formar geles. Es una medida de las mismas fuerzas entre las partículas de un fluido que las que determinan el punto de cedencia, excepto que la resistencia al gel se mide en condiciones estáticas, mientras que el

punto de cedencia se determina en condiciones dinámicas. Las medidas comunes de resistencia al gel son la de gel inicial y la de gel de 10 minutos.

Cuando el lodo ha sido sometido a velocidades de corte cercanas a cero durante un cierto tiempo, el fluido tiende a desarrollar una estructura rígida o semi rígida, esta propiedad se conoce como tixotropía. Esta propiedad del fluido de perforación hace que adquiera una estructura de gel si se deja en reposo, pero que se convierte nuevamente en fluido por agitación mecánica o movimiento del fluido, este cambio es reversible. El viscosímetro FANN, el cual posee seis diferentes velocidades de corte (3, 6, 100, 200, 300, y 600 r.p.m), permite calcular de manera directa los valores de la fuerza de gel, para un periodo de reposo de 10 segundos y luego para un periodo de reposo de 10 minutos. Se aplica una velocidad de corte de 3 r.p.m. y se lee directamente del dial del viscosímetro el esfuerzo de corte. Esto se reporta como fuerza de gel inicial a los 10 segundos y fuerza de gel final a los 10 minutos en unidades de lb/ 100 pies⁹.

- **Yield Strength:** es la capacidad que tiene el lodo para levantar los cortes de perforación del fondo del pozo¹⁰. Para determinar el Yield Strength se utiliza la siguiente ecuación:

$$YS = (2 * \theta 3 \text{ rpm}) - \theta 6 \text{ rpm} \quad (2.4)$$

Dónde:

YS: Yield strength, cp

$\theta 3$ rpm: Lectura a 3 rpm del viscosímetro FANN, cp

$\theta 6$ rpm: Lectura a 6 rpm del viscosímetro FANN, cp

2.1.4.3. Pérdida de filtrado

La pérdida de fluido es la medición de la cantidad relativa de fluido perdido (filtrado), a través de las formaciones permeables cuando se somete el lodo a un diferencial de presión. Básicamente existen dos tipos de filtración, estática y dinámica⁸.

- **Filtración estática:** Esta ocurre cuando el fluido no está en movimiento. Durante el proceso de filtración estática, el revoque aumenta de espesor con el tiempo y la velocidad de filtración disminuye, por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir la formación de revoques muy gruesos.
- **Filtración Dinámica:** Ocurre cuando el lodo fluye a través de una superficie filtrante, se diferencia de la anterior en que el flujo de lodo

a medida que pasa por la pared del pozo tiende a raspar el revoque, a la vez que el mismo se va formando, hasta que el grosor se estabiliza con el tiempo y la velocidad de filtración se vuelve constante, por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir una pérdida excesiva de filtrado a la formación. La pérdida de fluidos depende de: la permeabilidad de la formación, el diferencial de presión existente, composición y temperatura del lodo.

2.1.4.4. Contenido de sólidos

En un fluido de perforación existen sólidos que son deseables y otros que no lo son, que se deben eliminar del sistema para que no causen cambios considerables en las propiedades del lodo. Un alto contenido de sólidos trae varios inconvenientes como un aumento en la viscosidad plástica, esto da como resultado un aumento en la presión de bombeo para poder mantener el caudal establecido, esto produce una contrapresión que es capaz de fracturar la formación y ocurrir una pérdida de circulación. Otro problema que ocasiona un alto contenido de sólidos es la capacidad abrasiva que tiene la arena y esto causa un rápido desgaste en las bombas, tuberías y todos los equipos que tienen contacto directo con el lodo durante la circulación⁸.

2.1.4.5. Estabilidad eléctrica

La estabilidad eléctrica es un indicativo de que tan bien emulsionada se encuentra el agua en el aceite. La prueba no indica necesariamente que un lodo base aceite esté en buenas o malas condiciones, sólo indica la tendencia que tiene el fluido a mantener o no estable la emulsión².

2.1.5. CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El término fluido de perforación incluye a los líquidos y a los gases. Los fluidos que son formulados con aire, gas o espuma son conocidos como fluidos neumáticos de perforación. El fluido que incluye líquidos ya sea agua o aceite es conocido como lodo de perforación. En cuanto a las emulsiones ya sean agua en aceite o aceite en agua la fase continua de una emulsión es la parte líquida en la cual se encuentran suspendidos los sólidos y otro líquido en forma de pequeñas gotas. Esas pequeñas gotas de líquidos suspendidos dentro de la fase continua es la fase dispersa; la fase continua de un lodo siempre es líquida, mientras que en la fase dispersa puede ser sólida, líquida o gaseosa.

2.1.5.1 Fluidos base agua.

Cuando se dice que un lodo tiene como fase continúa el agua o la emulsión es de aceite en agua, se habla de que este es un fluido base agua. El efecto ejercido

sobre el lodo por los sólidos perforados y las arcillas, podemos clasificar a los fluidos en dispersos y no dispersos, los fluidos pueden o no estar inhibidos.

Las arcillas reaccionan con los contaminantes. La presencia de sales, yeso y cemento en el agua, afectan el comportamiento de las arcillas. Estos contaminantes causan la floculación excesiva de las arcillas, por tanto se requiere la presencia de un adelgazante para prevenirla y eliminarla cuando exista. En este caso se habla de un lodo disperso, en el caso de los lodos no dispersos, no se utilizan adelgazantes y las arcillas comerciales agregadas al sistema encontrarán su propia condición de equilibrio, es decir, no habrá floculación excesiva. El término inhibido y no inhibido se refiere a los lodos que suprimen o no la hidratación y subsiguiente dispersión de la arcilla en el fluido.

2.1.5.2. Fluidos neumáticos.

La perforación con aire, gas o niebla es bastante común en áreas en que las formaciones contienen una cantidad relativamente pequeña de fluidos de formación. Son útiles en áreas donde la pérdida de circulación severa constituye un problema². Como el nombre lo indica, el fluido de perforación es aire, una niebla de agua, una espuma o en algunos casos gas natural.

Tienen como fase continua un gas a los cuales se le agrega poca cantidad de líquido para formar fluidos denominados neblinas o una cantidad mayor para formar espumas. El gas puede ser gas natural, aire o nitrógeno y el agua puede contener algún aditivo como hidróxido de potasio.

Las ventajas de usar este tipo de fluidos incluyen mayores velocidades de penetración, mayor vida de la broca, mejor control en áreas con pérdidas de circulación, un daño mínimo a las formaciones productivas y evaluación inmediata y continua de los hidrocarburos. El hecho de que la herramienta estará siempre en el fondo cuando se encuentre gas es una ventaja en el control de pozo⁸.

El principal problema de la perforación con aire parece ser las formaciones con gran contenido de agua. El caudal de influjo de agua que se puede tolerar depende de la operación. Si el caudal excede lo que puede ser manejado por la velocidad del aire durante un periodo extenso de tiempo, entonces debe emplearse otros métodos, como la niebla, la espuma o lodo aireado. Otras desventajas incluyen formaciones blandas o con desprendimientos y lo que es más serio, la posibilidad de incendios o explosiones en el fondo del pozo.

2.1.5.3. Fluidos base aceite.

En términos muy generales, los lodos base aceite son aquellos en los cuales la fase continua es el aceite, y si se habla de emulsiones inversas (agua en aceite) el agua es la fase dispersa. Los lodos base aceite tienen una gran cantidad de

ventajas que no pueden ofrecer los lodos base agua, como son: menos sensibles a las temperaturas y presiones, por ende son aplicables a grandes profundidades sin que estos pierdan sus propiedades; además, son utilizados cuando se está perforando zonas con arcillas hidratables y cuando se está perforando formaciones sujetas a pegas por presiones diferenciales⁸.

En los lodos 100% aceite no hay contenido de agua y básicamente el aceite utilizado como fase continua puede ser el aceite mineral, este tipo de aceite es un destilado de petróleo altamente refinado. Químicamente está compuesto de hidrocarburos alifáticos y aromáticos. Los aceites minerales son estables a altas temperaturas, su naturaleza inhibitoria y no dispersante estabiliza las lutitas que son sensibles al agua y difíciles de perforar; disminuyen los problemas asociados con pozos direccionales de alta inclinación ya que le proporcionan al fluido de perforación una buena capacidad de lubricidad. Este tipo de aceite es ideal para perforar zonas que contengan H₂S y CO₂ ya que su alto contenido de cal, estabiliza y neutraliza el sistema en contra de estos gases.

2.2. FLUIDO DE PERFORACIÓN 100% BASE ACEITE

Estos sistemas no contienen agua, son sistemas formulados íntegramente, a base de un aceite mineral o de otra naturaleza. Está diseñado para recuperar núcleos en su estado original, sin alteración. Este sistema utiliza un emulsificante débil, que tiene la habilidad de absorber agua de las formaciones perforadas y emulsionarlas de una manera efectiva. El aceite usado puede ser petróleo crudo, aceites refinados como el diésel, aceites minerales o fluidos orgánicos (no derivados de petróleo). Al no tener agua se usan materiales asfálticos para controlar el filtrado y la viscosidad y requieren de poco o ningún emulsificante

Los lodos 100% aceite pueden producir algún porcentaje de agua libre, pero si su concentración aumenta pasa a ser un contaminante en cuyo caso conviene convertir el sistema en una emulsión inversa. Si el agua libre no es emulsionada rápidamente los sólidos se humectan en agua y causan problemas de inestabilidad³.

2.2.1. COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS 100% ACEITE

Los fluidos de perforación 100% base aceite están normalmente compuestos por:

- ❖ Aceite mineral: Aceite altamente refinado que se caracteriza por ser biodegradable, no contaminante y carecer de compuestos aromáticos.
- ❖ Surfactante: orgánico multipropósito que actúa como aditivo emulsificante y humectante en sistemas base aceite. Sus funciones secundarias son el aumento de la estabilidad térmica y el control del filtrado a temperaturas y

presiones altas. Es eficaz en amplia escala de temperaturas y en presencia de contaminantes y disminuye los efectos adversos de la contaminación por agua.

- ❖ Arcilla organofílica que actúa como viscosificante y agente gelificante. Es efectiva en aplicaciones de altas temperaturas, esta cualidad ayuda a aumentar la capacidad de acarreo y suspensión de ripios.
- ❖ Gilsonita utilizada para el control de filtrado a alta presión y temperatura; es usada en formaciones depletadas; provee estabilidad a la emulsión y estabilidad térmica; además, es capaz de aumentar las viscosidades especialmente a bajas temperaturas.
- ❖ Controlador de reología: le da al sistema un punto de cedencia y aumenta la resistencia al gel con baja viscosidad plástica. Es utilizado en cualquier tipo de aceite para aumentar capacidad de transporte.
- ❖ Cal Hidratada: Se utiliza para mantener la alcalinidad adecuada en condiciones de perforación y un rango de pH en los niveles óptimos; también se usa para combatir gases de CO₂ y H₂S.
- ❖ Carbonato de calcio: Es un densificante. Actúa como sólido inactivo cuando está en un fluido de perforación pero se disuelve en ácidos. Es un agente puenteante que forma un revoque fácilmente removible con un proceso de acidificación.
- ❖ Barita: agente densificante que se emplea comúnmente en lodos de perforación. Su gravedad específica de 4.2 lo hace mucho más denso que la mayoría de los sólidos de perforación, tiene además la ventaja de ser inerte y no abrasivo³.

2.2.2. APLICACIONES DE LOS FLUIDOS 100% ACEITE

- ❖ Perforar lutitas problemáticas utilizando el concepto de actividad balanceada.
- ❖ Prevenir pérdidas de circulación en formaciones con bajo gradiente de presión. Los lodos base aceite permiten perforar bajo balance, es decir, se puede perforar con un peso menor al requerido con los lodos de base acuosa. La diferencia de peso puede variar de 0.2 a 0.4 lb/gal.
- ❖ Perforar zonas productoras ya que no causan problemas de hinchamiento de las arcillas de formación y en consecuencia no disminuyen la permeabilidad.

- ❖ Perforar pozos direccionales.
- ❖ Prevenir pegas de tubería en zonas permeables y huecos desviados, ya que los lodos base aceite poseen un alto coeficiente de lubricidad que ayuda a minimizar los problemas de torque y arrastre.
- ❖ Se aplican en situaciones de terminación profunda y con altas temperaturas, que harían normalmente prohibido el uso de sistemas base agua viscosificados con polímeros y densificados.
- ❖ No precisan de inhibidores de corrosión o elevado pH para controlar la corrosión.
- ❖ Perforar domos salinos, anhidrita, yeso, entre otros, los cuales son suficientemente solubles para causar la floculación de un lodo de base acuosa.
- ❖ En extracciones de núcleos o recortes de pared, ya que minimiza el daño que se le puede ocasionar a la herramienta de fondo.

2.2.3. DESVENTAJAS DE LOS FLUIDOS 100% BASE ACEITE

- ❖ El costo inicial de fabricación es alto, especialmente en formulaciones de aceite mineral o sintético. El costo se puede reducir mediante arreglo con la compañía de lodos pagando un arrendamiento o en proceso de reventa.
- ❖ La detección de un influjo es más difícil debido a la alta solubilidad del gas en lodo base aceite.
- ❖ Muy costoso en eventos de pérdida de circulación.
- ❖ Problemas ambientales relacionados con: descarga de cortes, pérdidas de lodo y su disposición final.
- ❖ Se deben tomar precauciones para evitar el contacto con la piel ya que pueden provocar alergias.
- ❖ Pueden ocasionar daños en las partes de elastómeros, tanto del sistema de circulación del equipo, así como de las herramientas direccionales, lo cual hace necesario el uso de elastómeros y materiales de empaque y sello que sean resistentes al aceite, tales como el nitrilo.

- ❖ Tienen riesgo potencial de incendio debido a los bajos “puntos de ignición” de los vapores que se liberan del lodo. Los aceites minerales y los sintéticos tienen un punto de ignición mayor que el del diésel.
- ❖ Por lo general se requiere de modificaciones y adiciones especiales al equipo de perforación para el manejo adecuado de lodos base aceite y para prevenir los derrames contaminantes.
- ❖ Los registros eléctricos deben ser modificados para correrse en lodos de base aceite.
- ❖ Al ser no conductivos los registros que miden la resistividad no trabajarán en lodo base aceite.
- ❖ Los lodos base aceite contienen emulsificantes muy potentes que pueden cambiar la humectabilidad de la roca a una condición mojada por aceite.
- ❖ Los lodos base aceite son más compresibles que los lodos de base agua, y por lo tanto, la densidad en el fondo del pozo puede variar considerablemente de aquella que se mide en superficie.

2.2.4. DIFERENCIAS ENTRE LOS SISTEMAS DE EMULSIÓN INVERSA Y LOS 100% ACEITE

Los Sistemas de Emulsión Inversa contienen agua como fase dispersa, mientras que los lodos 100% aceite no contienen agua en su composición. En los lodos de Emulsión Inversa la utilización de agentes de control de filtrado es opcional y se deben añadir después del humectante, en cambio, en los lodos base 100% aceite se usa como controlador de filtrado un asfalto especial que no contiene surfactante. Los lodos base 100% aceite se estabilizan en menor tiempo que los Sistemas de Emulsión Inversa, los cuales presenta un mayor tiempo para alcanzar la estabilidad del sistema. Para los Sistemas de Emulsión Inversa, se pueden utilizar aceites minerales o que posean una fracción mucho mayor de aromáticos como el diésel o kerosén, mientras que en los lodos base 100% aceite deben estar formulado integralmente a base de un aceite mineral o de otra naturaleza⁸.

2.3. REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

La reología está relacionada con la deformación de todas las formas de la materia, pero tiene un gran desarrollo en el estudio del comportamiento de flujo en suspensiones en tubería u otros conductos. Se tiene como punto de interés la relación entre la presión de flujo y la tasa de flujo y en la influencia que puede tener en las características de un fluido. Hay dos tipos diferentes de relaciones:

1. El régimen de flujo laminar que prevalece a bajas velocidades de flujo. Es un flujo ordenado y la relación presión-velocidad es en función de las propiedades viscosas del fluido.
2. El régimen de flujo turbulento que prevalece a altas velocidades. Es un flujo desordenado y es gobernado principalmente por las propiedades de inercia del fluido en movimiento. Las ecuaciones de flujo son empíricas.

2.3.1. MODELOS REOLÓGICOS

Los fluidos se describen como newtonianos o no newtonianos dependiendo de su respuesta a la cizalladura. El esfuerzo cortante de un fluido newtoniano es proporcional a la velocidad de corte. La mayoría de los fluidos de perforación son no newtonianos, disminuyendo su viscosidad a medida que aumenta la velocidad de corte y correspondiéndose mucho más con uno de los otros modelos reológicos existentes⁸.

2.3.1.1. Fluidos Newtonianos

Es un fluido que tiene una viscosidad constante a todas las velocidades de corte a temperatura y presión constantes, que puede describirse mediante un modelo reológico de un parámetro. El agua, las soluciones de azúcar, la glicerina, los aceites de silicona, los aceites de hidrocarburos livianos, el aire y otros gases son fluidos newtonianos. La mayoría de los fluidos de perforación son no newtonianos. A continuación se muestra una ecuación que describe un fluido newtoniano:

$$\tau = K (\dot{\gamma}) \quad (2.5)$$

Dónde:

τ = Esfuerzo de corte
 K = constante de Viscosidad
 $\dot{\gamma}$ = rata de corte

2.3.1.2. Fluidos no Newtonianos

Un fluido cuya viscosidad no es constante en todas las velocidades de corte y que no se comporta como un fluido newtoniano. La mayoría de los fluidos de perforación que dan mejores resultados son no newtonianos. Dentro de este grupo hay varios tipos generales y modelos matemáticos reológicos para describirlos. El pseudoplástico es un tipo general de comportamiento no newtoniano de fluidificación por esfuerzo cortante que es aconsejable para los fluidos de perforación. Los modelos, plástico de Bingham y de la ley de potencia describen el

comportamiento pseudoplástico utilizando sólo dos medidas (dos parámetros). El modelo de Herschel-Bulkley es un modelo reológico de tres parámetros.

Por ser los fluidos de perforación fluidos no newtonianos, que presentan una amplia variedad de relaciones de velocidad de corte - tensión de corte, no hay ecuación matemática que describa de forma precisa la reología de estos fluidos, ya que son muy variados y complejos.

En cambio, se han propuesto varias ecuaciones que se aproximan en cierto grado a la verdadera relación tensión de corte – velocidad de corte. Esas ecuaciones reciben el nombre de modelos reológicos. Un buen modelo reológico debe tener las siguientes propiedades:

- Debe aproximarse estrechamente a la relación verdadera entre tensión de corte y velocidad de corte.
- Debe basarse en mediciones que puedan realizarse en el campo de una forma rutinaria.
- Debe ser lo suficientemente simple, de modo que los cálculos que se basan en el modelo puedan aplicarse en el campo.

A continuación se explican los distintos modelos reológicos.

2.3.1.3. Modelo plástico de Bingham¹⁰

Es un modelo reológico de dos parámetros utilizado ampliamente en la industria de los fluidos de perforación para describir las características del flujo de muchos tipos de lodos. Puede describirse matemáticamente de la siguiente manera: Los fluidos que obedecen a este modelo se denominan fluidos plásticos de Bingham y exhiben un comportamiento lineal de esfuerzo cortante y velocidad de corte después de alcanzar un umbral inicial de esfuerzo cortante. La viscosidad plástica (VP) es la pendiente de la línea y el umbral de punto de cendencia (YP) es el esfuerzo de umbral. La VP debe ser lo más baja posible para que la perforación sea rápida y se consigue mejor mediante la reducción al mínimo de los sólidos coloidales. El YP debe ser suficientemente alto para sacar los recortes de perforación del pozo, pero no tan alto como para crear una presión excesiva de bombeo cuando se inicia el flujo del lodo. El YP se ajusta haciendo elecciones de los tratamientos de lodos. El reómetro rotacional de indicación directa fue diseñado específicamente para aplicar el modelo de fluidos plásticos de Bingham. Los fluidos plásticos de Bingham pueden describirse matemáticamente de la siguiente forma:

$$\tau = YP + PV(\gamma) \quad (2.6)$$

Dónde:

τ =	Esfuerzo de corte
YP=	punto de cedencia
VP=	viscosidad plástica
γ =	rata de corte

2.3.1.4. Modelo de ley de potencia¹⁰

Un fluido descrito por el modelo reológico de dos parámetros de un fluido pseudoplástico o un fluido cuya viscosidad disminuye a medida que aumenta la velocidad de corte. Los lodos de polímeros base agua, se ajustan mejor a la ecuación matemática de la ley de potencia que al modelo plástico de Bingham o cualquier otro modelo de dos parámetros. Los fluidos de ley de potencia pueden describirse matemáticamente de la siguiente forma:

$$\tau = K (\gamma)^n \quad (2.7)$$

Dónde:

τ =	esfuerzo de corte en dyn/cm ²
K=	índice de consistencia dyn-sec/cm ²
γ =	velocidad de corte seg ⁻¹
n=	índice de la ley de potencia o índice de flujo

El valor n indica el comportamiento no-newtoniano, es decir, la habilidad pseudoplástica de cada fluido. En el agua, fluido newtoniano n = 1; un fluido con valores bajos de n será mejor debido a que:

- Las tasas de penetración se aumentaran a causa de las bajas viscosidades en la broca y perdidas de presión menores en la sarta
- La capacidad de arrastre y de limpieza del fluido será mejor en especial en las secciones lavadas del hueco y en áreas de velocidades anulares bajas.
- La estabilidad de hueco se mejora al poder circular en flujo laminar a mayores velocidades anulares.

El índice de consistencia k da una idea de la viscosidad del sistema y de la capacidad de limpieza. Aumentando la k se incrementa la viscosidad anular efectiva y por consiguiente la capacidad de arrastre y de suspensión a bajas velocidades de corte.

2.3.1.5. Modelo Herschel-Bulkley (YPL)¹⁰

Este método describe el comportamiento reológico de los fluidos de perforación de una forma más aproximada que cualquier otro modelo. La ecuación de Herschel-

Bulkley es preferida antes que la ley de potencia o las relaciones de Bingham porque da como resultado modelos más precisos de comportamiento reológico cuando se dispone de datos experimentales adecuados. Algunos fluidos de perforación se ajustan al modelo de fluido Herschel-Bulkley, requiriendo un cierto esfuerzo mínimo para iniciar el flujo, pero disminuyendo el esfuerzo con el aumento de la cizalladura. Los fluidos de Herschel-Bulkley pueden describirse matemáticamente de la siguiente forma:

$$\tau = \tau_0 + K (\dot{\gamma})^n \quad (2.8)$$

Dónde:

$\tau =$	esfuerzo de corte, lb/100ft ²
$\tau_0 =$	esfuerzo cedente del fluido (esfuerzo de corte a velocidad de corte de cero) lb/100ft ²
$k =$	índice de consistencia del fluido en cP o lb/100ft ² sec
$n =$	índice de flujo
$\dot{\gamma} =$	velocidad de corte en sec ⁻¹

Si $n=1$, se tiene el modelo de Bingham

Si $\tau_0 = 0$, se tiene el modelo de Potencia

El modelo de YPL requiere un algoritmo en computador para obtener las soluciones. Los valores de k y n se calculan de forma diferente a como se calculan en el modelo de potencia. Se requiere un mínimo de tres mediciones de esfuerzo de corte, a tres diferentes velocidades de corte para obtener los resultados. La aproximación del modelo mejora con datos adicionales.

2.4. ZONAS SOBRE-PRESURIZADAS (OVERBURDEN)

Son zonas o formaciones que se encuentran sobre-presurizadas o presentan una sobrecarga por la columna litológica, la cual presenta una presión ejercida por el peso total de las formaciones superpuestas por encima del punto de interés, es decir, a una cierta profundidad la presión de sobrecarga es la presión ejercida por el peso acumulado de los sedimentos suprayacentes. Esta presión es una función de la densidad de las rocas, la porosidad y los fluidos congénitos. El peso acumulado de las rocas suprayacentes es función de la densidad total de la masa, es decir, el peso combinado de la matriz de roca y los fluidos de formación contenidos dentro del espacio poroso.

La sobrecarga aumenta con la profundidad, a medida que aumenta el valor de la densidad y disminuye la porosidad. Al aumentar la profundidad, el peso acumulado y la compactación, los fluidos son empujados fuera de los espacios de poro, de manera tal que la matriz aumenta con relación a los fluidos de poro. Esto

conduce a una disminución proporcional de la porosidad a medida que la compactación y la densidad total aumentan con la profundidad⁴.

2.4.1. REQUERIMIENTOS DE SOBREPRESIÓN

La sobrepresión se origina cuando los fluidos retenidos no pueden escapar a una tasa a la cual se mantendría el equilibrio de presión con una columna de agua que se extiende hasta la superficie. En la generación de sistemas sobre presurizados, se tienen en cuenta tres factores: la permeabilidad, el tiempo y el tipo de fluido.

2.4.1.1. Permeabilidad

Si existe comunicación, los fluidos siempre fluirán desde una zona de mayor presión a otra de menor presión. La permeabilidad relaciona la tasa a la cual fluye un cierto fluido, por unidad de tiempo, a lo largo de la línea de caída de presión. El grado de permeabilidad será un factor determinante en la facilidad con la cual los fluidos de poro iniciales pueden escapar durante la historia de una roca.

La sobrepresión resultante de la retención de fluidos será obviamente más común en las litologías de baja permeabilidad, de tipo no productivo, como la arcilla. La sobrepresión resultante de la retención de fluidos en las rocas permeables del tipo productivo o reservorio está determinada por la ausencia de permeabilidad, es decir, la calidad del sello en las rocas suprayacentes y circundantes⁶.

2.4.1.2. Tiempo

La sobrepresión, por definición, es una zona que se encuentra en estado de desequilibrio. Todas las condiciones de desequilibrio con el transcurso del tiempo se estabilizan en una condición de equilibrio.

El tiempo geológico es más que suficiente para tales cambios del equilibrio y dado incluso el grado más pequeño de permeabilidad, los fluidos se redistribuirán si existe un gradiente de presión. En el curso de la historia de las formaciones, por lo tanto, el grado de sobrepresión disminuirá a medida que los fluidos y la presión se redistribuyen hacia las zonas circundantes.

La única excepción es cuando existe un sello perfecto y cero permeabilidad, de manera tal que los fluidos no se pueden redistribuir. Sin embargo, un sello perfecto es muy difícil de mantener en el tiempo geológico, debido a los esfuerzos de sobrecarga, tectónicos y otros que constantemente actúan en una zona dada⁶.

2.4.1.3. Tipo de fluido

La densidad de las aguas de formación o en otras palabras, la cantidad de sales disueltas, determina el gradiente de presión en cualquier región, aunque zonas

individuales puedan tener diferentes grados de salinidad en su agua de poro o de formación y así también diferentes gradientes de presión, ésta aún será considerada como normal. Sin embargo, cuando los procesos químicos (ósmosis) conducen a un intercambio de sales disueltas entre fluidos, el cambio resultante en la densidad y la presión se considerará una desviación del gradiente de presión normal de la formación. Aún más importante, en términos del modelo de sobrepresión, el tipo de fluido determina las propiedades de flujo del mismo y por lo tanto, se relaciona con la permeabilidad y el tiempo para generar zonas de sobrepresión⁶.

Como se puede observar, los tres criterios para la generación de sobrepresión (permeabilidad, tiempo y tipo de fluido) son interactivos y/o interdependientes. La presencia de sobrepresión como tal, el grado de la misma y qué tan rápidamente aumenta o desaparece depende del ambiente específico o la causa del volumen anormal de fluido de poro. En otras palabras, para que ocurra sobrepresión se requiere un mecanismo específico que genere el exceso de fluido en primer lugar. Las zonas o formaciones sobre-presurizadas se pueden originar por: desequilibrio en la compactación, tectonismo, diagénesis, presurización acuatérmica, osmosis, fallas geológicas, depósitos de evaporita, generación y migración de hidrocarburos.

2.5. ANÁLISIS QUÍMICO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.5.1. ALCALINIDAD

El procedimiento de prueba de alcalinidad para un fluido de perforación es un método de titulación el cual mide el volumen de ácido de referencia necesario para reaccionar con la alcalinidad base en una muestra de fluido de perforación base aceite. El valor de la alcalinidad es usado para calcular la concentración de exceso de cal en el fluido de perforación. El exceso de materiales alcalinos, como la cal, ayudan a estabilizar la emulsión y también neutralizar los gases ácidos de CO₂ o H₂S. Durante la determinación de la alcalinidad por titulación, este proceso consumirá una pequeña cantidad de alcalinidad, BAD (Demanda de Base Alcalina), se puede determinar mediante el uso de 0,1 N de hidróxido de sodio para titular el punto final de fenolftaleína de la matriz de valoración sin ningún fluido de perforación. Una vez determinado, el BAD se puede añadir a la medición de alcalinidad para el fluido de perforación base de aceite, para obtener una representación más precisa del contenido de alcalinidad / cal⁷. La alcalinidad es determinada por la siguiente ecuación:

$$VSA = (VH_2SO_4 + BAD)/VS \quad (2.9)$$

Dónde:

BAD: Demanda de Base Alcalina, ml
 VSA: Alcalinidad del fluido de perforación
 VH₂SO₄: Volumen de H₂SO₄ 0,05 M, ml
 Vs: Volumen de la muestra de fluido de perforación, ml

El contenido de cal se determina mediante de la siguiente ecuación:

$$c[Ca(OH)_2]TOT = 1.295 * VSA, lbpb \quad (2.10)$$

Dónde:

$c[Ca(OH)_2]TOT$: contenido total de cal del fluido de perforación, lb/bbl

2.5.2. CONTENIDO DE CLORUROS

El procedimiento de determinación de cloruros, es un método de titulación que mide el nivel de volumen de nitrato de plata estándar requerido para reaccionar con iones cloruro para formar sales de cloruro de plata insoluble. Con este método se puede utilizar la misma muestra de la prueba de alcalinidad, siempre que la muestra sea ácida (pH inferior a 7,0). El valor de cloruro reportado del lodo de perforación base aceite se puede asignar a la fase de agua hasta el punto de saturación. La concentración de sal soluble en agua es relacionada con la eficacia de un fluido de perforación base aceite en el control de shale a través de la actividad de la fase acuosa. El valor de la salinidad de la fase acuosa es también necesario para ajustar el valor de agua de retorta para obtener un correcto contenido de sólidos para los fluidos base aceite⁷. El contenido de cloruros se calcula de la siguiente forma:

$$c(Cl^-)TOT = (10\ 000 \times VAgNO_3) / Vs \quad (2.11)$$

Dónde:

$c(Cl^-)TOT$: Contenido de cloruros del fluido de perforación, mg/l

VAgNO₃: Volumen del reactivo AgNO₃ 0.282 M gastado, ml

Vs: Volumen de muestra del fluido de perforación, ml

2.5.3. CONTENIDO DE CALCIO

El análisis de calcio del fluido de perforación, es un método de titulación que mide el volumen de un agente de quelación de calcio estándar requerido para reaccionar con el calcio y otros iones alcalino-térreos solubles en agua, liberado del fluido de perforación base aceite dentro de la fase acuosa, cuando es usada una mezcla de solventes para extraer el lodo. El calcio medido en esta prueba puede venir a partir de cloruro de calcio (CaCl₂) y cal (CaO o Ca(OH)₂) se utiliza para preparar el lodo base aceite; pero, un poco de calcio podría venir del yeso o

de anhidritas perforadas. Los resultados del análisis de calcio se pueden utilizar, junto con las pruebas de cloruro y de contenido de agua, para calcular la salinidad del CaCl_2 y cloruro de sodio (NaCl) de la fase acuosa del fluido de perforación⁷. El cálculo para la determinación del calcio se hace de la siguiente forma:

$$c(\text{Ca}++)_{TOT} = (4\,000 \times V_{EDTA})/V_s \quad (2.12)$$

Dónde:

$c(\text{Ca}++)_{TOT}$: Contenido de calcio del fluido de perforación, mg/l
 V_{EDTA} : Volumen de solución de EDTA 0.1 M, ml
 V_s : Volumen de muestra del fluido de perforación, ml

3. PROCEDIMIENTO REALIZADO EN LABORATORIO

3.1 RESUMEN

Para poder diseñar un fluido 100% base aceite que cumpla con las condiciones buscadas, se necesita tener un patrón sobre el cual se empiecen a realizar diferentes ensayos hasta encontrar la formulación adecuada.

En este caso la composición del fluido patrón y los diferentes aditivos utilizados para su elaboración son los que se muestran a continuación:

Tabla 3.1 Formulación inicial del fluido patrón

ADITIVO	CANTIDAD (lpb)	FAMILIA QUIMICA	APLICACIÓN
FLUIDO BASE ACEITE (ACEITE MINERAL LVT 200)	0,8		
GLICEROL	4	Glicerina	Activador
ACIDO GRASO POLIAMINADO – EMULSIONANTE	4	mezcla	Emulsionante
CAL	6	Inorgánico	Control de pH
POLIMERO	3	polímero	Aditivo
ARCILLA ORGANOFILICA VISCOSIFICANTE	8	Mezcla	Espesante
GRAFITO	5	grafito	Pérdida de circulación
MODIFICADOR DE REOLOGIA	1	Ácidos grasos polimerizados	Modificador de la reología
AGENTE DE HUMECTACION	1	Lípido	Que moja con aceite
CARBONATO DE CALCIO	20	Mineral	Control de pH
BARITA	200	Mineral	Aditivo de peso

A este diseño, se le realizaron diferentes pruebas en laboratorio y de acuerdo a los resultados obtenidos se hicieron las modificaciones necesarias en la formulación, en pro de buscar el fluido ideal para la estabilidad del pozo en los intervalos de *overburden*; se obtuvieron dos propuestas de diseño que se denotarán como lodo A y lodo B, a los que se les realizó un análisis en laboratorio para saber si cumplen o no con las características requeridas. El diseño principal, el cual fue evaluado con más detalle en este estudio es el lodo A, teniendo el lodo B como una segunda propuesta. En este capítulo, se encuentra el análisis que fue realizado a cada fluido.

3.2 DEFINICION DE LA FORMULACIÓN PARA EL LODO A Y EL LODO B

3.2.1 DEFINICION DE LA FORMULACIÓN PARA EL LODO A

Se realiza la elaboración del fluido descrito en la tabla 3.1, pero primero se requiere evaluar la capacidad de suspensión que tiene esta mezcla ya que este fluido contiene una buena cantidad de sólidos, por lo que la mezcla se hace de la siguiente manera:

- Volumen de fluido a preparar : 1bbl equivalentes a 350 ml en laboratorio
- Cantidad de aceite mineral LVT200 a utilizar para un barril:

$$\text{LVT 200: } \{ \} * \rho * \text{vol}$$

Donde:

LVT 200: cantidad de aceite a usar para un bbl de fluido (gr)

{ } : Concentración del aceite

ρ : densidad del aceite (gr/cc)

Vol.: volumen de aceite en (cc)

$$\text{LVT 200: } 0,8 * 0,8 \text{ (gr/cc)} * 350 \text{ (cc)}$$

$$\text{LVT 200: } 224 \text{ gr}$$

Se adicionan los demás aditivos líquidos en el siguiente orden teniendo en cuenta la familia química y las concentraciones dadas en la tabla 3.1 para cada uno:

- ACIDO GRASO POLIAMINADO
- POLIMERO
- CAL
- ARCILLA ORGANOFILICA VISCOSIFICANTE
- GLICEROL
- MODIFICADOR DE REOLOGIA

Luego de un tiempo prudente de mezcla, de tal modo que los aditivos se activen correctamente, se revisa la mezcla visualmente encontrándose muy fluida, por lo que se decide modificar la formulación de la tabla 3,1, agregando un producto viscosificante, en este caso un copolímero de hidrocarburo soluble en aceite, a una concentración de 4 libras por barril. Se realiza reología *Fann 35*, de acuerdo a los procedimientos establecidos en la norma API (*Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids. practice 13B-2*. Cuarta edición. Marzo de 2005.

Páginas 8 y 9), y se calcula viscosidad plástica, punto cedente, *yield strength*, para evaluar la capacidad de suspensión de la mezcla anterior. Los resultados son mostrados a continuación:

Tabla 3.2 Resultados reología *fann* 35 ensayo 1

	LECTURA
°600 rpm	72
°300 rpm	44
°200 rpm	33
°100 rpm	19
°6 rpm	4
°3 rpm	3
VP (cp.)	28
YP (lb/100ft ²)	16
YS (lb/100ft ²)	2
GEL 10 sg	3
GEL 10 min	5

Según resultados de la tabla anterior, se concluye que hay que modificar la formulación usada en el ensayo 1, ya que el *yield strength* obtenido es un valor muy bajo para un lodo base aceite. Para esto se realizan dos ensayos; ensayo 2 y ensayo 3; cambiando la arcilla organofilica viscosificante por dos tipos de viscosificantes diferentes, el usado en el ensayo 1, copolímero de hidrocarburo soluble en aceite y, un éster de ácido graso – modificador de viscosidad. En el ensayo 2, se tiene el copolímero de hidrocarburo soluble en aceite, pero a una concentración de 8 libras por barril; mientras en el ensayo 3, se tiene copolímero de hidrocarburo soluble en aceite a una concentración de 6 libras por barril y éster de ácido graso – modificador de viscosidad, a una concentración de 3 libras por barril. Los demás aditivos, conservan la concentración dada en la tabla 3,1. El orden de mezcla de los aditivos en ambos ensayos fue:

ENSAYO 2

- ácido graso poliaminado
- polímero
- cal
- copolímero de hidrocarburo soluble en aceite
- Glicerol
- Modificador de reología

ENSAYO 3

- ácido graso poliaminado
- polímero
- cal
- copolímero de hidrocarburo soluble en aceite
- éster de ácido graso – modificador de viscosidad
- Glicerol
- Modificador de reología

A estos dos ensayos se les realiza el mismo análisis del ensayo 1. Los resultados de reología *Fann 35* para el ensayo 2 y 3 se encuentran en la siguiente tabla

Tabla 3.3 Resultados reología fann 35 ensayo 2 y ensayo 3

	LECTURA ENSAYO 2	LECTURA ENSAYO 3
°600 rpm	168	87
°300 rpm	106	53
°200 rpm	81	39
°100 rpm	50	22
°6 rpm	6	3
°3 rpm	4	2
VP (cp.)	62	34
YP (lb/100ft ²)	44	19
YS (lb/100ft ²)	2	1
GEL 10 sg	4	3
GEL 10 min	7	5

Haciendo un análisis de los resultados de la tabla 3.3, se decide escoger el ensayo 3, como base para realizar el lodo A, ya que la mezcla del ensayo 3, tiene una buena capacidad de suspensión de sólidos y los resultados de viscosidad plástica y punto cedente son apropiados, mientras estos valores en el ensayo 2, sin la adición de los sólidos faltantes en la formulación como barita y carbonato de calcio, son muy altos y esto dificulta el manejo del lodo en un pozo. La única modificación que se realiza en la formulación del ensayo 3, es en la concentración del modificador de reología, (de 1 a 1,5 libras por barril), ya que el *yield strength* para este ensayo, dio un valor muy bajo y se requiere aumentarlo. Una vez escogida la base, se continúa con la preparación del lodo A. la formulación del lodo A y el orden de mezcla de los aditivos, para una densidad de 11.4 libras por galón, se muestra a continuación:

Tabla 3.4 Formulación del lodo A

ADITIVO	CANTIDAD (lpb)
FLUIDO BASE ACEITE (ACEITE MINERAL LVT 200)	0,8
ACIDO GRASO POLIAMINADO – EMULSIONANTE	4
POLIMERO	3
CAL	6
COPOLÌMERO DE HIDROCARBURO SOLUBLE EN ACEITE	6
ÈSTER DE ÀCIDO GRASO – MODIFICADOR DE VISCOSIDAD	3
GLICEROL	4
MODIFICADOR DE REOLOGIA	1,5
AGENTE DE HUMECTACION	1
GRAFITO	5
CARBONATO DE CALCIO	20
BARITA	200

3.2.2. DEFINICION DE LA FORMULACION DEL LODO B

Como una segunda opción, se propone un lodo con los mismos aditivos del lodo A, más arcilla organofílica viscosificante, con el fin de mirar el comportamiento de este material en un sistema 100% aceite. En este caso, se utilizó una concentración de modificador de reología menor a la usada en el lodo A para determinar como varían las lecturas reológicas. La formulación del lodo B y el orden de mezcla de los aditivos, están dados en la siguiente tabla:

Tabla 3,5. Formulación del lodo B

ADITIVO	CANTIDAD (lpb)
FLUIDO BASE ACEITE (ACEITE MINERAL LVT 200)	0,8
ARCILLA ORGANOFILICA VISCOSIFICANTE	8
ACIDO GRASO POLIAMINADO – EMULSIONANTE	4
POLIMERO	3
CAL	6
COPOLÌMERO DE HIDROCARBURO SOLUBLE EN ACEITE	6
ÈSTER DE ÀCIDO GRASO – MODIFICADOR DE VISCOSIDAD	3
GLICEROL	4
MODIFICADOR DE REOLOGIA	1,5
AGENTE DE HUMECTACION	1
GRAFITO	5
CARBONATO DE CALCIO	20
BARITA	200

3.3 EFECTO DEL AGUA COMO CONTAMINANTE SOBRE UN SISTEMA DE FLUIDO 100% ACEITE

Con el fin de prevenir un influjo de agua, se evaluó el comportamiento de un fluido 100% aceite, al ser contaminado con agua, para esto, se toman tres muestras (1 barril cada una), del lodo A y se contaminan con diferentes porcentajes de volumen de agua potable de la ciudad de Bogotá, 5%, 10% y 15% respectivamente. El cálculo para hallar el equivalente de estos porcentajes en ml de agua, se muestra a continuación:

1 bbl equivale a 350 ml.

Para el lodo A contaminado con 5% en volumen de agua:

$$\begin{array}{rcl} 350 \text{ ml} & \longrightarrow & 95\% \\ X & \longrightarrow & 100\% \end{array} \quad X = 18,42 \text{ ml}$$

18,42 ml es la cantidad de agua que debe agregarse a la muestra de lodo A para contaminarlo al 5%

El mismo procedimiento se hace para 10% y 15%. Los volúmenes de agua en ml, a adicionar a las muestras de lodo A, para contaminarlas son:

% DE AGUA	VOLUMEN DE AGUA AGREGADA (ml)
5	18,42
10	38,89
15	61,76

A estas muestras contaminadas, se les realiza una serie de pruebas en laboratorio, para analizar el efecto que tiene el agua como contaminante en un sistema 100% aceite, como el formulado para el lodo A

3.4 PRUEBAS REALIZADAS EN LABORATORIO PARA CADA UNA DE LAS MUESTRAS

Al lodo A, se le realiza prueba de rolado (aplicar condiciones de presión y temperatura, simulando condiciones de pozo), durante 16, 32, y 48 horas, para evaluar el efecto que tienen sobre las propiedades del lodo, variables como presión, temperatura y tiempo. Esta misma prueba se les realiza, a las tres muestras de lodo A contaminadas con agua, pero solo se evalúan a un tiempo de 48 horas.

Todas las pruebas realizadas en laboratorio, fueron hechas de acuerdo a lo establecido en la norma API (*Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids. practice 13B-2*. Cuarta edición. Marzo de 2005.¹)

Debido al tiempo disponible en laboratorio, la disposición de los equipos, el equipo técnico y el inventario de muestras existentes para realizar las pruebas; no fue posible realizar todas las pruebas planteadas, a todas las muestras de lodos, Sin embargo las pruebas realizadas fueron suficientes para predecir la tendencia del comportamiento del sistema base aceite propuesto.

Las pruebas realizadas en laboratorio a cada una de las muestras mencionadas, se encuentran en las tablas 3.6 a 3.8.

Tabla 3.6. Pruebas realizadas en laboratorio al lodo A.

PRUEBAS	LODO A FRESCO	ROLADO @ 250 °F -100 PSI		
		LODO A (16 HORAS)	LODO A (32 HORAS)	LODO A (48 HORAS)
REOLOGIA	X	X	X	X
FILTRADO HPHT	X	X		X
LUBRICIDAD	X	X		
ESTABILIDAD ELECTRICA	X			X
ALCALINIDAD	X			
CLORUROS	X			
CALCIOS	X			
FANN 70	X	X		
FANN 90	X			
RETORTA	X	X		X
CALCULOS DE CAL SALINIDAD Y SOLIDOS	X			

Tabla 3,7 Pruebas realizadas en laboratorio al lodo B

PRUEBAS	LODO B
REOLOGIA	X
FILTRADO HPHT	X
LUBRICIDAD	
ESTABILIDAD ELECTRICA	X
ALCALINIDAD	X
CLORUROS	X
CALCIOS	X
FANN 70	
FANN 90	
RETORTA	
CALCULOS DE CAL SALINIDAD Y SOLIDOS	X

Tabla 3,8. Pruebas realizadas en laboratorio a las muestras de lodo A contaminadas con agua

PRUEBAS	LODO ACONTAMINADO CON AGUA			LODO A CONTAMINADO CON AGUA ROLADOS A 48 HORAS		
	5%	10%	15%	5%	10%	15%
REOLOGIA	X	X	X	X	X	X
FILTRADO HPHT	X		X	X		X
LUBRICIDAD	X					
ESTABILIDAD ELECTRICA	X	X	X	X	X	
ALCALINIDAD	X	X	X		X	
CLORUROS	X	X	X		X	
CALCIOS	X	X	X		X	
FANN 70			X			X
FANN 90		X				
RETORTA	X		X	X	X	X
CALCULOS DE CAL SALINIDAD Y SOLIDOS	X	X	X		X	

4. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

4.1 CONDENSADOS POR PRUEBA PARA TODAS LAS MUESTRAS ANALIZADAS

4.1 .1 REOLOGIA FANN 35

Tabla 4.1. Resultados reologia para el lodo A

LECTURA	ROLADO @ 250 F -100 PSI			
	LODO A	LODO A(16 HORAS)	LODO A (32 HORAS)	LODO A (48 HORAS)
°600 rpm	147	188	179	214
°300 rpm	89	114	106	132
°200 rpm	66	84	78	100
°100 rpm	39	50	45	61
°6 rpm	5	8	8	9
°3 rpm	4	6	5	6
VP	58	74	73	82
YP	31	40	33	50
YS	3	4	2	3
GEL 10 sg	4	6	11	8
GEL 10 min	9	16	18	14

Figura 4.1. Comportamiento de la reologia para el lodo A

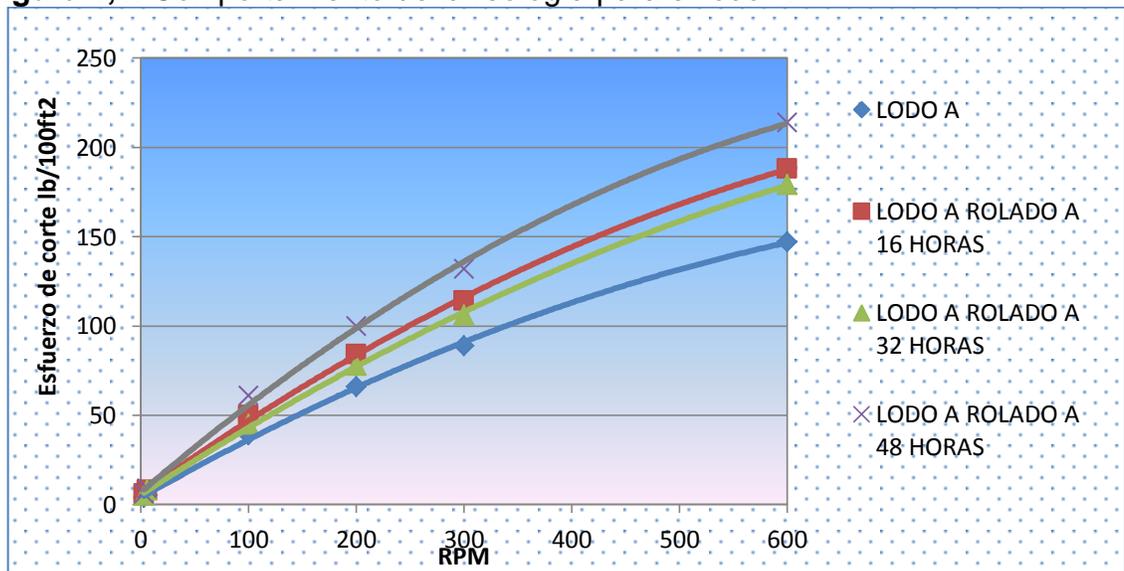


Tabla 4.2. Resultados reología para las muestras de lodo A, contaminadas con agua

LECTURA	LODO A CONTAMINADO CON AGUA			LODO A CONTAMINADO CON AGUA ROLADOS A 48 HORAS		
	5%	10%	15%	5%	10%	15%
°600 rpm	156	165	174	168	169	197
°300 rpm	97	102	106	102	105	120
°200 rpm	74	76	79	79	78	89
°100 rpm	44	47	48	49	49	54
°6 rpm	5	6	7	6	7	8
°3 rpm	4	4	5	4	5	6
VP	59	63	68	66	64	77
YP	38	39	38	36	41	43
YS	3	2	2	2	3	4
GEL 10 sg	4	6	7	5	6	7
GEL 10 min	10	10	10	7	9	8

Figura 4.2. Comportamiento de la reología para el lodo A, contaminado con 5%, 10% y 15% de agua

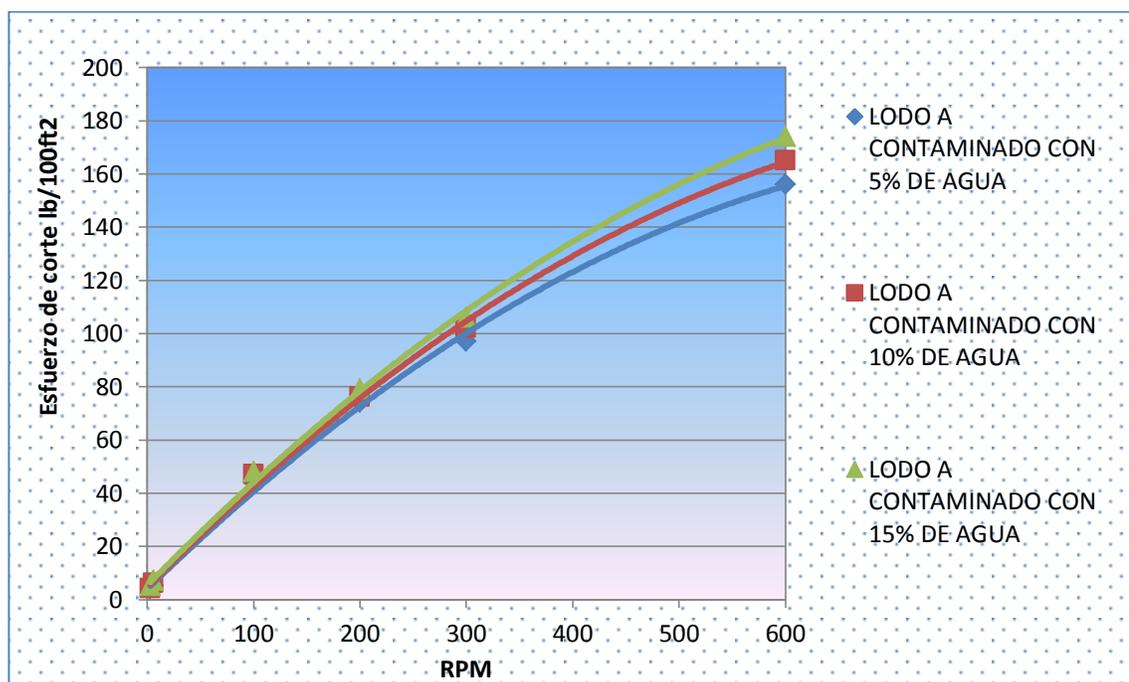


Figura 4.3. Comportamiento de la reología para el lodo A, contaminado con 5%, 10% y 15% de agua rolado a 48 horas

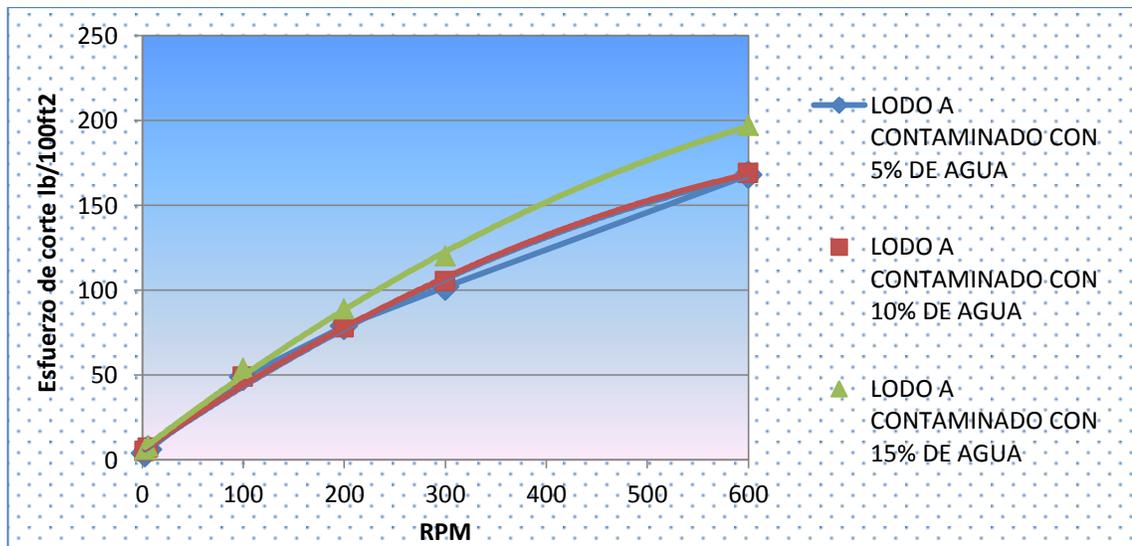
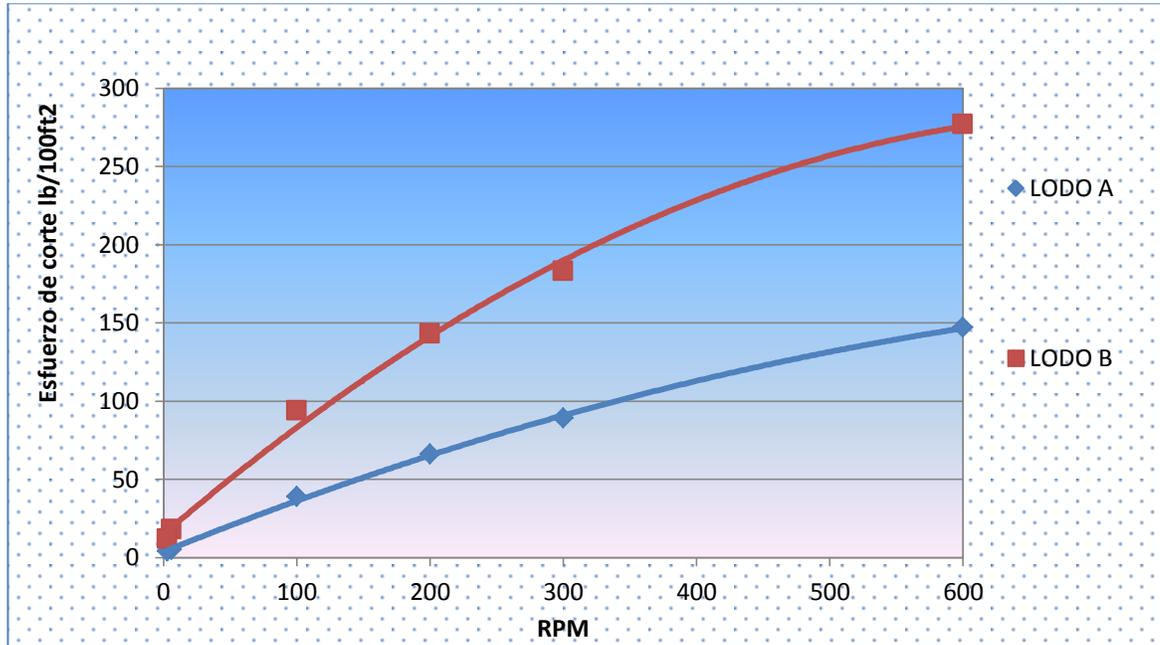


Tabla 4.3. Resultados de reología para el lodo B

LECTURA FANN 35	LODO B
°600 rpm	277
°300 rpm	183
°200 rpm	143
°100 rpm	94
°6 rpm	18
°3 rpm	12
VP	94
YP	89
YS	6
GEL 10 sg	15
GEL 10 min	21

Figura 4.4. Comportamiento de la reología del lodo A Vs lodo B



Analizando los datos de la tabla 4.1 y la figura 4,1, se puede observar que a condiciones de presión y temperaturas, como las dadas en el rolado, el comportamiento de la reología va aumentando de forma proporcional al tiempo, sin embargo sus propiedades reológicas tienden a mantenerse estables a las condiciones evaluadas en laboratorio.

Igualmente, observando los datos de la tabla 4,2 y mirando el comportamiento de estos datos en las figuras 4,2 y 4,3, se puede ver que a mayor volumen de agua como contaminante el valor de la reología aumenta, pero en una proporción muy pequeña, tanto a condiciones normales como a condiciones de rolado.

El comportamiento de la reología del lodo A contaminado con diferentes volúmenes de agua, se mantiene estable frente a los valores reológicos del lodo A.

Haciendo un análisis de los valores reológicos del lodo B, tabla 4,3, frente a los valores reológicos del lodo A, tabla 4.1, se puede observar que el lodo B, tiene mejor capacidad de suspensión y arrastre de sólidos que el lodo A, pero sus valores de viscosidad plástica y punto cedente son muy altos, lo que dificultaría su manejo en pozo

El modelo reológico, que mejor se ajusta a los datos obtenidos, es el modelo Herschel Bulkley (YPI) (Sección 2.3.1.5 página 33)

4.1.2 FILTRADO HPHT

Esta prueba se realizó a 250 °F y 500 Psi de diferencial. Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Tabla 4,4. Resultados filtrado HPHT para las muestras evaluadas

	ROLADO @ 250 F -100 PSI		LODO A CONTAMINADO CON AGUA		LODO A CONTAMINADO CON AGUA ROLADOS A 48 HORAS		LODO B
LODO A	LODO A(16 HORAS)	LODO A (48 HORAS)	5%	15%	5%	15%	
4,6 ml	4,4 ml	4 ml	3,6 ml	3,4ml	3,2ml	3,2 ml	2,8 ml

Según los datos de la tabla 4,4, se puede afirmar que el comportamiento del filtrado, disminuye frente al resultado obtenido para el lodo A, al modificar las condiciones tanto de presión, temperatura, tiempo y volumen de agua como contaminante. Sin embargo, estos cambios no son muy grandes, por lo que se puede decir que el comportamiento de filtrado tiende a ser estable.

4.1.3 LUBRICIDAD

Tabla 4,5. Resultados de lubricidad para las muestras evaluadas

LODO A	LODO A ROLADO (16 HORAS)	LODO A CONTAMINADO CON 5% AGUA
0,11	0,11	0,115

De los valores de la tabla 4.5, se puede inferir que la lubricidad del lodo permanece constante a las diferentes condiciones evaluadas. El valor obtenido de lubricidad de 0,11, es un valor bajo lo que garantiza una buena lubricidad del sistema.

4.1.4 ESTABILIDAD ELECTRICA

Esta prueba, no es necesaria hacerla a un sistema 100% aceite, debido a que estos sistemas tienen una sola fase continua, en este caso el aceite y este tipo de pruebas mide la estabilidad eléctrica que hay entre dos fases. En este caso verificamos la estabilidad de la emulsión al contaminar el lodo A con agua

Tabla 4,6 Resultados de estabilidad eléctrica para las muestras evaluadas

	ROLADO @ 250 F -100 PSI	LODO A CONTAMINADO CON AGUA			LODO A CONTAMINADO CON AGUA ROLADO A 48 HORAS		LODO B
LODO A	LODO A (48 HORAS)	5%	10%	15%	5%	10%	
2055,5	2046,5	2049	1884,5	951,5	1826,5	1272,5	2049

Revisando la tabla 4,6, se puede deducir que el valor de la estabilidad eléctrica obtenida para el lodo A, es buena y tiene una tendencia estable, al ser sometido a diferentes condiciones de presión y temperatura.

Se observa también, que al contaminar el lodo A con agua, el valor de la estabilidad eléctrica disminuye de forma directamente proporcional con el volumen de agua adicionado. Esto se debe a que el agua usada en este caso, es agua fresca potable, no es muy buena conductora de electricidad por lo que el valor de la estabilidad de la emulsión disminuye.

Sin embargo los valores de la estabilidad se encuentran bien y cumple con lo requerido, ya que el valor óptimo de estabilidad eléctrica debe ser mayor a 500.

4.1.5 PRUEBAS QUIMICAS

Los cálculos y procedimientos para realizar el análisis químico, está establecido en la norma API (*Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids. practice 13B-2*. Cuarta edición. Marzo de 2005. Páginas 17-22)¹

De los resultados de la tabla 4,7, se observa que la alcalinidad del lodo A, aumenta con la presencia del agua. La cantidad de cal en exceso en el lodo aumenta con la presencia de agua, esto se debe a la solubilidad de la cal en el agua.

En cuanto al contenido de calcio y cloruros, se puede observar que con presencia de agua disminuyen, ya que el agua al formar emulsión con el lodo A, dificulta la solubilidad de los iones calcio y cloruros.

Tabla 4,7 Resultados de pruebas químicas para las muestras evaluadas

ALCALINIDAD	LODO A CONTAMINADO CON AGUA				LODO A CONTAMINADO CON AGUA ROLADO A 48 HORAS	LODO B
	LODO A	5%	10%	15%	10%	
(ml) ACIDO SULFURICO	2,85	5,09	12,28	4,15	8,73	12,73
ALCALINIDAD	1,585	2,705	6,34	2,275	4,565	6,525
BAD	0,32	0,32	0,4	0,4	0,4	0,32
EXCESO DE CAL	2,05	3,503	8,21	2,946	5,91	8,45
CLORUROS						
ml NITRATO DE PLATA	1,52	1	0,9	0,85	0,88	0,75
CONTENIDO CL TOTAL (mg/lit)	7600	5000	4500	4250	4400	3750
CALCIOS						
ml TITULADOR DE CALCIOS 200 epm	1,41 ml	1,39	1,21	1,1	1,18	1,28
CONTENIDO Ca TOTAL (mg/lit)	2820	2780	2420	2200	2360	2560

4.1.6 REOLOGIAS FANN 70

Tabla 4,8. Resultados reología *fann 70* para el lodo A

LODO A						
LECTURA	150 F - 0 PSI	150 F- 4000PSI	200 F- 4500PSI	250F- 5000PSI	275F- 5500PSI	300F- 6000PSI
°600 rpm	147,3	193,1	67,7	48,8	45,9	45
°300 rpm	87,6	120,2	32,7	22,8	19,6	18,15
°200 rpm	65,8	90,4	23,9	15,2	13,1	11,7
°100 rpm	40,2	55,4	13,1	7,8	7,8	6,5
°6 rpm	3,9	6,5	1,3	1,3	1,3	2,6
°3 rpm	2,6	3,9	1,3	1,3	1,3	1,3
VP	59,7	72,9	35	26	26,3	26,85
YP	27,9	47,3	-2,3	-3,2	-6,7	-8,7
YS	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	0
GEL 10 sg	2,6	3,9	1,3	1,3	1,3	1,3
GEL 10 min	3,9	5,2	1,3	1,3	1,3	1,3

Tabla 4.9. Resultados reología *fann 70* para el lodo A, a condiciones de rolado

LODO A ROLADO @ 250 F -100 PSI (16 HORAS)						
LECTURA	150 F - 0 PSI	150 F- 4000PSI	200 F- 4500PSI	250F- 5000PSI	275F- 5500PSI	300F- 6000PSI
°600 rpm	143,4	191,9	63,9	49,7	45	41,2
°300 rpm	80	106,3	30,8	23,9	19,6	17,4
°200 rpm	57,3	76,2	21,7	17,4	11,7	10,4
°100 rpm	32,7	43,1	13,1	10,4	5,2	3,9
°6 rpm	2,6	3,9	1,3	1,3	1,3	1,3
°3 rpm	1,3	2,6	1,3	1,3	1,3	1,3
VP	63,4	85,6	33,1	25,8	25,4	23,8
YP	16,6	20,7	-2,3	-1,9	-5,8	-6,4
YS	0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
GEL 10 sg	1,3	2,6	1,3	1,3	1,3	1,3
GEL 10 min	2,6	3,9	1,3	1,3	1,3	1,3

Tabla 4.10. Resultados reología *fann 70* para el lodo A, contaminado con 5% de agua

LODO A ROLADO CONTAMINADO CON AGUA (15%)						
LECTURA	150 F - 0 PSI	150 F- 4000PSI	200 F- 4500PSI	250F- 5000PSI	275F- 5500PSI	300F- 6000PSI
°600 rpm	183,5	208,9	90,4	53,5	47,8	44
°300 rpm	111,8	141,5	48,8	27,9	22,8	16,6
°200 rpm	86,6	109	35,5	20,6	16,3	13,1
°100 rpm	56,3	71,5	21,7	13,1	9,1	6,5
°6 rpm	9,1	11,7	3,9	2,6	1,3	1,3
°3 rpm	6,5	7,8	2,6	1,3	1,3	1,3
VP	71,7	67,4	41,6	25,6	25	27,4
YP	40,1	74,1	7,2	2,3	-2,2	-10,8
YS	3,9	3,9	1,3	0	1,3	1,3
GEL 10 sg	6,5	9,1	2,6	1,3	1,3	1,3
GEL 10 min	9,1	10,4	3,9	1,3	1,3	1,3

Tabla 4,11. Resultados reología *fann 70* para el lodo A, contaminado con 5% de agua a condiciones de rolado

LODO A CONTAMINADO CON AGUA (15%) ROLADO A 250 °F-100 PSI A 48 HORAS						
LECTURA	150 F - 0 PSI	150 F- 4000PSI	200 F- 4500PSI	250F- 5000PSI	275F- 5500PSI	300F- 6000PSI
°600 rpm	191,9	194,3	70,5	50,7	43,1	42,1
°300 rpm	110,9	151,7	36,5	25	19,6	18,5
°200 rpm	83,8	112,8	27	17,4	13,1	6,5
°100 rpm	50,7	69,6	17,4	9,1	6,5	5,2
°6 rpm	6,5	10,4	2,6	1,3	1,3	1,3
°3 rpm	3,9	6,5	1,3	1,3	1,3	1,3
VP	81	42,6	34	25,7	23,5	23,6
YP	29,9	109,1	2,5	-0,7	-3,9	-5,1
YS	1,3	2,6	0	1,3	1,3	1,3
GEL 10 sg	5,2	7,8	1,3	1,3	1,3	1,3
GEL 10 min	5,2	7,8	2,6	1,3	1,3	1,3

Figura 4,5. Comportamiento de la reología *fann 70* del lodo A

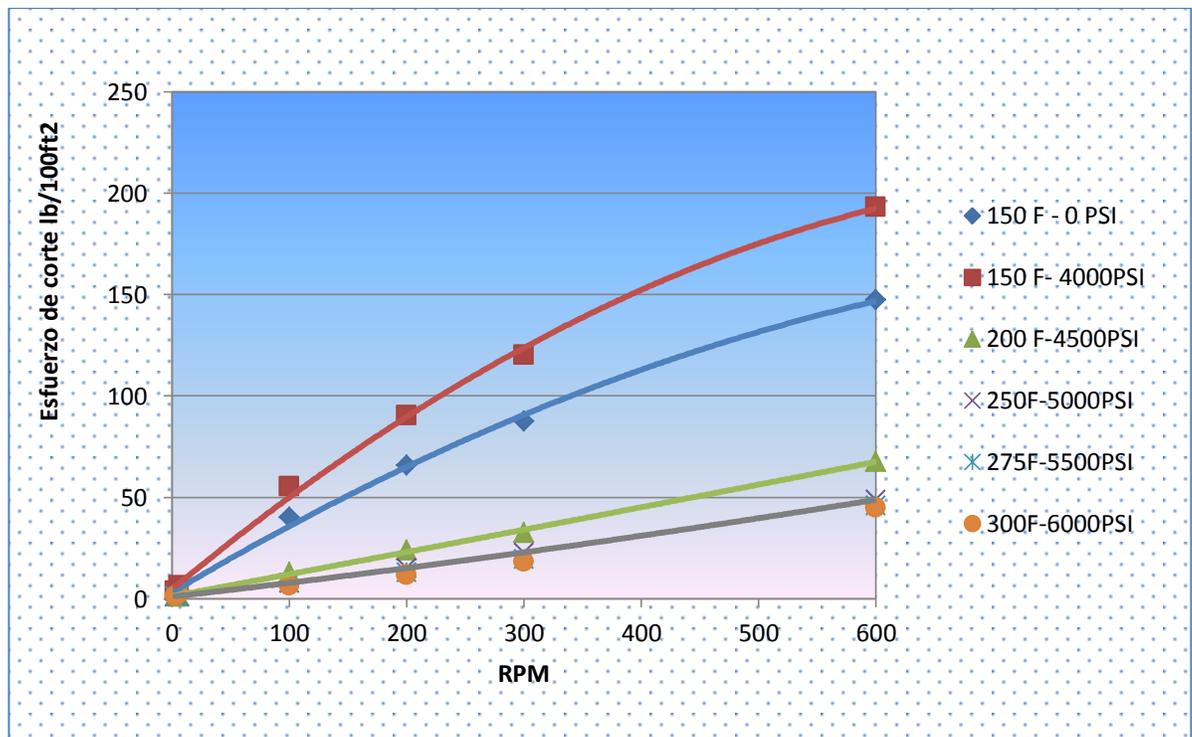


Figura 4,6. Comportamiento de la reología *fann 70* para el lodo A, a condiciones de rolado

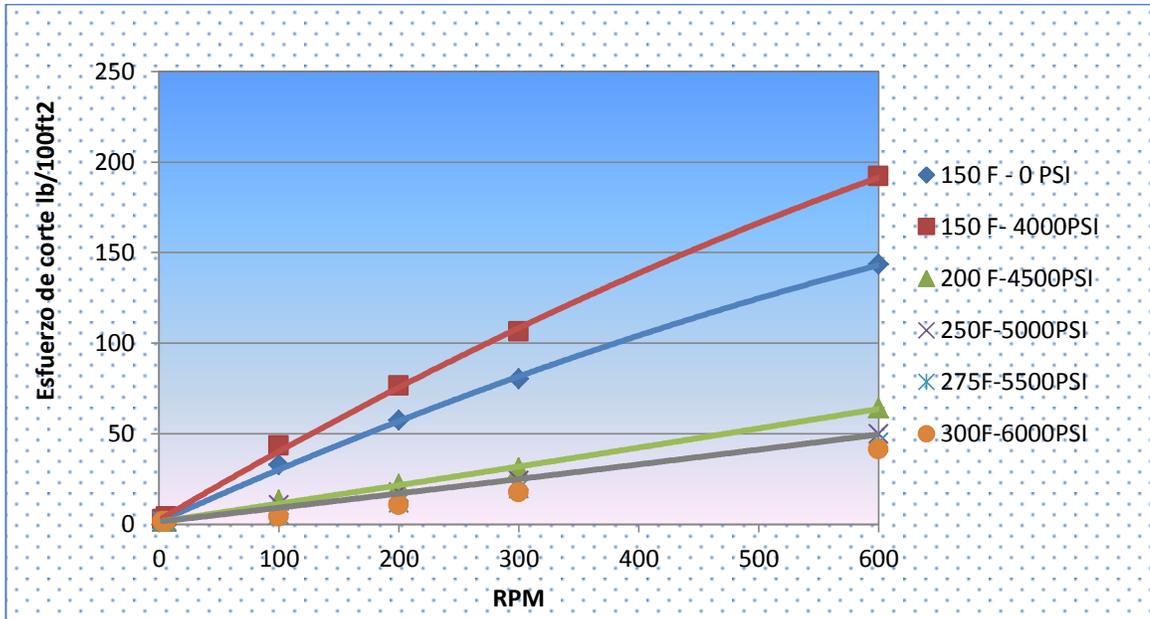


Figura 4,7. Comportamiento de la reología *fann 70* para el lodo A, contaminado con 5% de agua

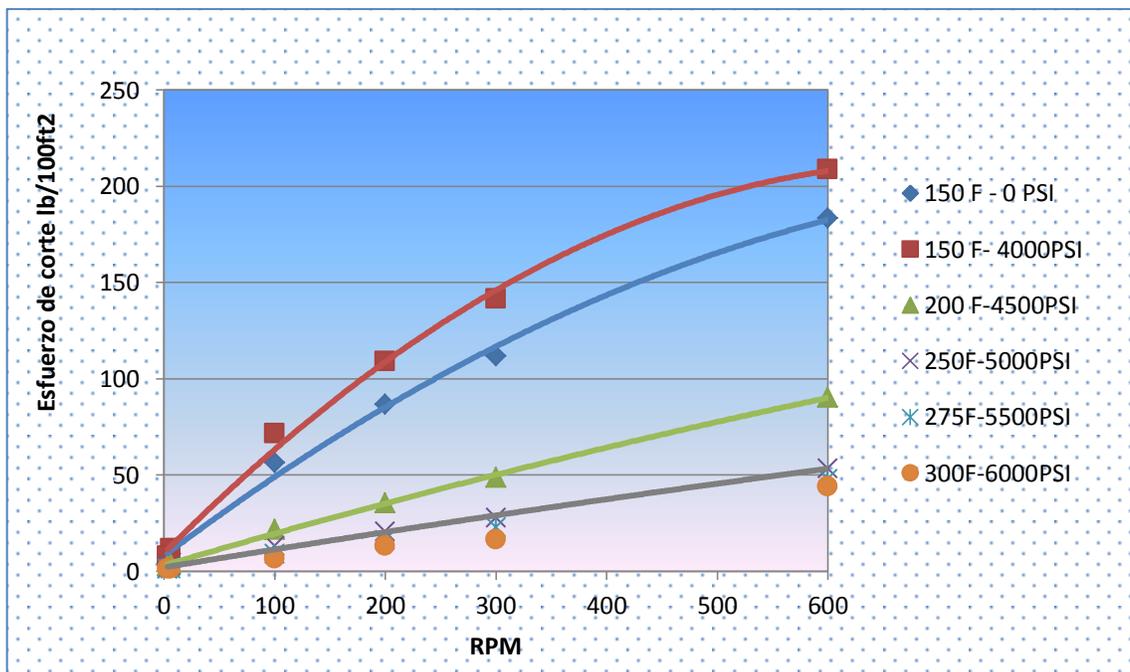
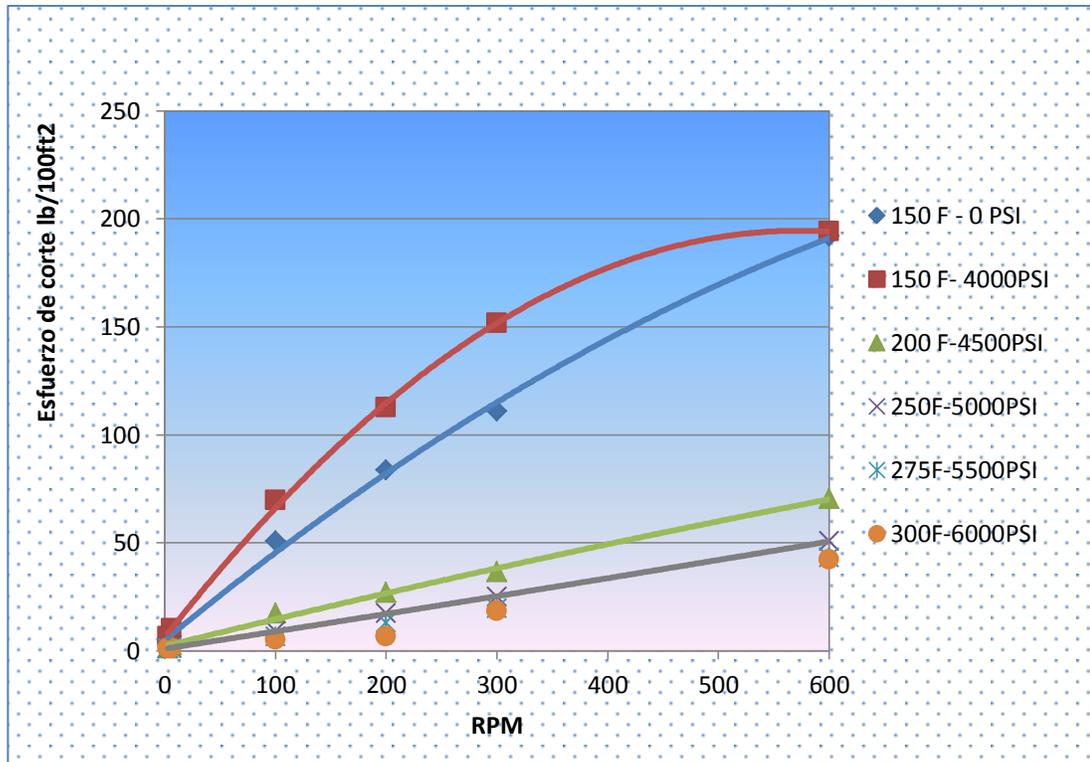


Figura 4,8. Comportamiento de la reología *fann 70* para el lodo A, contaminado con 5% de agua a condiciones de rolado



De los resultados de las tablas 4.8 a 4.11, se puede observar que a medida que aumentan las condiciones de presión y temperatura, los valores de reología tienden a disminuir.

Los valores de punto cedente (YP) negativos, indican que el lodo evaluado contiene gran cantidad de sólidos, como por ejemplo carbonatos, grafitos entre otros y poca capacidad de suspensión. A partir de los puntos de presión y temperatura a los cuales el punto cedente empieza a volverse negativo, es necesario hacer un ajuste de reología, para mejorar las condiciones de suspensión del lodo.

Tomando los valores de reología *fann 70* para el lodo A, tabla 4.8, las condiciones a las cuales el punto cedente se vuelve negativo es a 200 °F Y 4500 Psi, la profundidad en el pozo a la que corresponden estas condiciones sería:

$$P = 0.052 \cdot \rho \cdot h$$

$$h = P / 0.052 \cdot \rho$$

$$h = 4500 / 0.052 \cdot 11.4$$

$$h = 7591.1 \text{ ft}$$

Lo que significa que el lodo funciona bien hasta 7500 ft aproximadamente, a mayores profundidades se debe ajustar la reología.

4.1.7. RETORTA

Tabla 4,12. Resultados de retorta para las muestras evaluadas

	LODO A	ROLADO @ 250 F -100 PSI		LODO A CONTAMINADO CON AGUA		LODO A CONTAMINADO CON AGUA ROLADO A 48 HORAS		
		LODO A(16 HORAS)	LODO A (48 HORAS)	5%	15%	5%	10%	15%
filtrado	8,2 ml	8,6 ml	8,4 ml	8,2 ml	8,4ml	8,6 ml	8,7 ml	8,3 ml
% de aceite	82	86	84	82	84	86	87	83
% de solidos	18	14	16	18	16	13	4	16
% de agua	0	0	0	0	0	1	9	1

En la tabla 4.12, se encuentran los resultados para la prueba de retorta, y de ellos se deduce que el porcentaje de sólidos y aceite es estable para las muestras evaluadas, excepto para las muestras de lodo A contaminadas con agua a condiciones de rolado, ya que el porcentaje de aceite aumenta por la presencia de agua en el sistema, cuando se someten a presión y temperaturas. Se observa también, que a condiciones de rolado para el lodo A contaminado con agua, empieza a aparecer porcentajes mínimos de agua, lo que significa que el efecto del emulsificante empieza a disminuir y la emulsión tiende a romperse.

4.1.8 FANN 90

Esta prueba fue realizada a 250 °F y 500 Psi de diferencial, con un disco de 20µ

Tabla 4,13. Resultados de *fann* 90 para las muestras evaluadas

	LODO A	LODO A CONTAMINADO CON 10% DE AGUA
Rata de filtracion dinamica (ml/min)	0.04	0.04
Cake Deposition Index	25.85	26.65
volumen total (ml)	8.53	8.73

Figura 4.9. Comportamiento *fann 90* para el lodo A

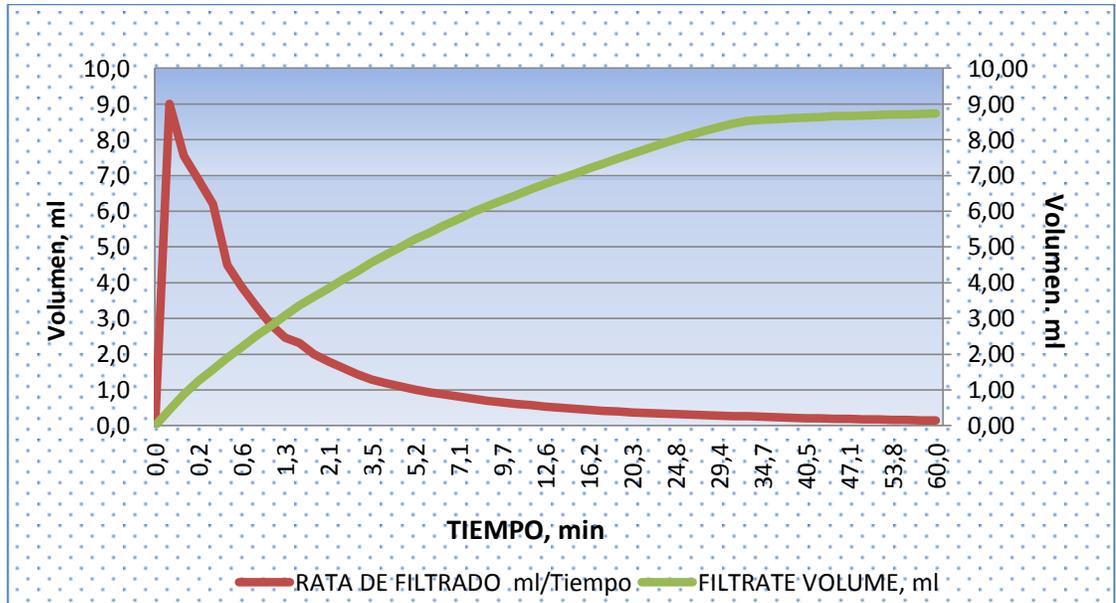
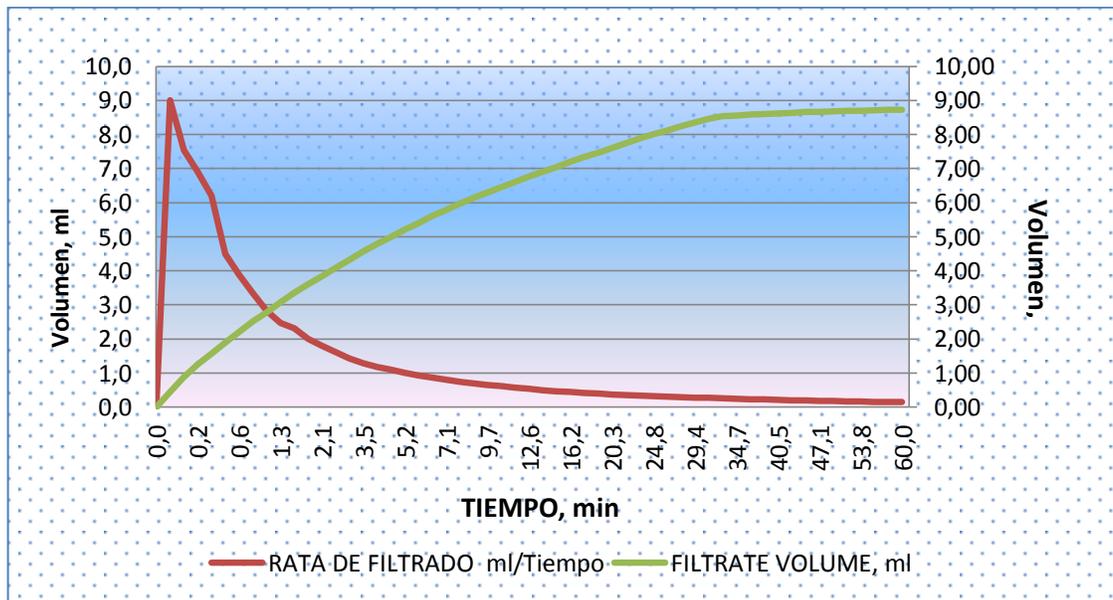


Figura 4.10. Comportamiento *fann 90* para el lodo A contaminado con 10% de agua



Analizando los resultados obtenidos en la prueba *fann* 90, tabla 4.13, se deduce que el comportamiento de filtrado de las muestras evaluadas presentan excelentes condiciones de filtración dinámica, para una temperatura de 250 °F y 500 psi de diferencial; ya que cumplen con los parámetros establecidos: rata de filtración dinámica menor a 0.2 ml/ min y el índice de depositación del *cake* menor a 10 ml/hr².

4.1.9 ANALISIS ASG API

Los siguientes datos, se obtuvieron a través del software DFG fluids engineering, utilizado por la empresa

Tabla 4,14.Análisis API para el lodo A

ASG API	
Mud Wt, lb/gal	11.4
% Oil From Retort	82
% Water From Retort	0
ml Total Hardness	1.41
ml Silver Nitrate	1.52
ml Sulfuric Acid	2.85
% Max Drill Solids	
Drill Solids SG	2.6
Wt Mat'l SG	4.2
Oil SG	0.8
ASG of Solids	3.94
LODO A	
Low Gravity Solids, % Vol	2.9
Low Gravity Solids, lb/bbl	26
High Gravity Solids, % Vol	15.1
High Gravity Solids, lb/bbl	223
Oil/Water Ratio	100./.
Oil/Brine Ratio	100./.
Retorted Solids %	18.
Adjusted Solids %	18.
Excess Lime, lb/bbl	1.85
Total WPS, mg/l	559280
Total WPS, ppm	400000
Brine SG	1.39
Chlorides Whole Mud, mg/l	7600
Chlorides Water Phase, mg/l	357308
Calcium Whole Mud, mg/l	2820
CaCl ₂ Whole Mud, mg/l	7809
CaCl ₂ , lb/bbl	2.7
CaCl ₂ , ppm	400000
CaCl ₂ (WPS), mg/l	559280
NaCl Whole Mud, mg/l	4303
Sol NaCl, lb/bbl	.
Insoluble NaCl, lb/bbl	1.5
NaCl, ppm	
Max NaCl, %	37.2
NaCl (WPS), mg/l	

Tabla 4,15.Análisis API para el lodo A contaminado con 5% de agua

ASG API	
Mud Wt, lb/gal	11.25
% Oil From Retort	82
% Water From Retort	0
ml Total Hardness	1.39
ml Silver Nitrate	1
ml Sulfuric Acid	5.09
% Max Drill Solids	
Drill Solids SG	2.6
Wt Mat'l SG	4.2
Oil SG	0.8
ASG of Solids	3.84
LODO A CONTAMINADO CON 5% DE AGUA	
Low Gravity Solids, % Vol	4
Low Gravity Solids, lb/bbl	36
High Gravity Solids, % Vol	14
High Gravity Solids, lb/bbl	206
Oil/Water Ratio	100./
Oil/Brine Ratio	100./
Retorted Solids %	18.
Adjusted Solids %	18.
Excess Lime, lb/bbl	3.3
Total WPS, mg/l	559280
Total WPS, ppm	400000
Brine SG	1.39
Chlorides Whole Mud, mg/l	5000
Chlorides Water Phase, mg/l	357308
Calcium Whole Mud, mg/l	2780
CaCl2 Whole Mud, mg/l	7698
CaCl2, lb/bbl	2.7
CaCl2, ppm	400000
CaCl2 (WPS), mg/l	559280
NaCl Whole Mud, mg/l	135
Sol NaCl, lb/bbl	.
Insoluble NaCl, lb/bbl	.
NaCl, ppm	
Max NaCl, %	50.2
NaCl (WPS), mg/l	

Tabla 4,16.Análisis API para el lodo A contaminado con 15% de agua

ASG API	
Mud Wt, lb/gal	10.94
% Oil From Retort	84
% Water From Retort	0
ml Total Hardness	1.1
ml Silver Nitrate	0.85
ml Sulfuric Acid	4.15
% Max Drill Solids	
Drill Solids SG	2.6
Wt Mat'l SG	4.2
Oil SG	0.8
ASG of Solids	3.99
LODO A CONTAMINADO CON 15% DE AGUA	
Low Gravity Solids, % Vol	2.1
Low Gravity Solids, lb/bbl	19
High Gravity Solids, % Vol	13.9
High Gravity Solids, lb/bbl	205
Oil/Water Ratio	100./
Oil/Brine Ratio	100./
Retorted Solids %	16.
Adjusted Solids %	16.
Excess Lime, lb/bbl	2.69
Total WPS, mg/l	559280
Total WPS, ppm	400000
Brine SG	1.39
Chlorides Whole Mud, mg/l	4250
Chlorides Water Phase, mg/l	357308
Calcium Whole Mud, mg/l	2200
CaCl2 Whole Mud, mg/l	6092
CaCl2, lb/bbl	2.1
CaCl2, ppm	400000
CaCl2 (WPS), mg/l	559280
NaCl Whole Mud, mg/l	590
Sol NaCl, lb/bbl	.
Insoluble NaCl, lb/bbl	.
NaCl, ppm	
Max NaCl, %	36.9
NaCl (WPS), mg/l	

CONCLUSIONES

Una vez realizados todos los estudios respectivos en laboratorio a las muestras de lodos A, a condiciones iniciales, a condiciones de rolado y contaminado con diferentes porcentajes de volúmenes de agua potable de la ciudad de Bogotá y luego de hacer el análisis de los resultados obtenidos se puede concluir que:

- Los valores reológicos y de filtración HPHT obtenidos, a las condiciones de presión y temperatura evaluados, son aceptables y muestran un comportamiento estable hasta 7500 ft aproximadamente, tanto como para el lodo A puro, como para el lodo A contaminado con agua
- A pesar de que el lodo B, tiene mejor capacidad de suspensión y arrastre de sólidos que el lodo A, sus valores de viscosidad plástica (94 cp) y punto cedente (89 libras/ 100 ft²) son muy altos, lo que dificultaría su manejo en pozo; por lo cual no se hizo mucho énfasis en el análisis del mismo
- El lodo A mostró un coeficiente de fricción muy bajo (0.11), el cual garantiza una buena lubricidad en el sistema
- De acuerdo con los resultados de la prueba de reología *fann 70*, tablas 4.8 a 4.11, después de ciertas condiciones de presión y temperatura, para una profundidad dada, cuando se alcanzan condiciones críticas es decir, donde la capacidad de suspensión sea menor y el contenido de sólidos muy alto (punto cedente negativo), se debe hacer un ajuste de la reología del lodo.
- En general los resultados obtenidos para el diseño del lodo A, son buenos, lo cual garantiza una estabilidad de diferentes formaciones perforadas hasta 7500 ft aproximadamente, ya que su fase continua es 100% aceite, lo cual minimiza la actividad de formaciones reactivas como arcillas o lutitas

RECOMENDACIONES

- Preparar un tipo de lodo como el formulado para el lodo A, el cual mostró propiedades muy estables, para iniciar operaciones
- De acuerdo a las pruebas de reología del *fann 70*, se debe ajustar reología del lodo, a partir de 7500 ft, esto puede lograrse mediante la adición de aditivos como arcilla organofillica viscosificante ò modificador de reología, dependiendo de las pruebas pilotos que se realicen en pozo.
Los valores de reología óptima, dependen de varios factores tales como: la hidráulica que se esté manejando, geometría del pozo, galonaje, ROP, densidad del lodo, entre otros y, éstos serán determinados por las simulaciones de los diseños de hidráulica.
- Es importante hacer una buena simulación de los diseños de hidráulica, para obtener los valores reológicos óptimos, con el fin de garantizar una buena limpieza de hueco y suspensión tanto de los cortes de perforación, como del material densificante y material de sello

BIBLIOGRAFÍA

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Recommended Practice for field Testing of Oil-based Drilling Fluids*. API recommended practice 13b-2. Fourth edition. Washington, D.C. March 2005. 114 p.
2. ARAQUE, Dayana; BRICEÑO, Hernan; BOSCAN, Freddy; GÓMEZ José y VARGAS, Endy. *Composición de los Fluidos de perforación*. Cabimas, Venezuela. Universidad de Zulia. 28 p.
3. BAKER HUGHES. Fluidos. Manual de ingeniería. INTEQ . 008902097 Rev. B, Agosto de 1998. Houston, TX 77267-0968. 568 p.
4. FLOREZ MILLA, Diego Fernando. *Detección temprana de sobrepresiones durante la perforación*. Trabajo de grado Ingeniero de Petroleos. Lima, Peru. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica. 2009. 91 p.
5. H.C.H DARLEY, GEORGE .R. GRAY. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. Fifth edition. Gulf Professional Publishing. Houston, TX. P. 1-63. 184-231.
6. HAWKER Dave. DATALOG. *Análisis de las presiones anormales de formación*. Version 2.1. Febrero 2001. Traducción 1.0 de la version al Español, Julio 2002. p. 5-17. 38-50.
7. MANUAL DE BAROID. Houston, TX 77251, USA. Agosto de 1997. 566 p.
8. RODRÍGUEZ F, Francisco A. *Estudio del comportamiento de las estructuras de gel y punto cedente, en presencia de contaminantes inertes y no inertes en fluidos de perforación base aceite*. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleo. Caracas, Venezuela. Universidad central de Venezuela. 176 p.
9. SEED Schlumberger Excellence in Educaion Development. [citado en 19 Enero de 2014] Disponible en internet: <<http://www.planetseed.com/es/relatedarticle/las-diversas-funciones-de-los-fluidos-de-perforacion>. >

10. SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [citado el 22 de Enero de 2014]
Disponble en internet:
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/herschel-bulkley_fluid.aspx>

ANEXOS

ANEXOS 1. MUESTRA DE CÁLCULOS

Los cálculos se realizaron con los datos obtenidos en las pruebas para el lodo A

- **PROPIEDADES REOLÓGICAS:** tomando los datos de reología *fann* 35, tabla 4.1, se tiene:

- **VISCOSIDAD PLÁSTICA (VP):**

$$VP = \theta_{600} - \theta_{300}$$

$$VP = 147 - 89$$

$$VP = 58 \text{ cp}$$

- **PUNTO DE CEDENCIA (YP):**

$$YP = \theta_{300} - VP$$

$$YP = 89 - 58$$

$$YP = 31 \text{ (libras/ 100 ft}^2\text{)}$$

- **YIELD STRENGTH (YS):**

$$YS = 2 * (\theta_3) - (\theta_6)$$

$$YS = 2 * (4) - 5$$

$$YS = 3 \text{ (libras/ 100 ft}^2\text{)}$$

- **PRUEBAS QUÍMICAS:** tomando los datos de la tabla 4.7, se tiene:

- **ALCALINIDAD:**

- **BAD=** ml gastados de NaOH

$$BAD = 0.32 \text{ ml}$$

- **ALCALINIDAD (VSA)=** (ml gastados de H₂SO₄ + BAD) / VOLUMEN MUESTRA DE LODO, ml

$$\text{VSA} = (2,85 \text{ ml} + 0.32 \text{ ml}) / 2 \text{ ml}$$

$$\text{VSA} = 1.585$$

- **EXCESO DE CAL** = $1.295 * \text{VSA}$
- **EXCESO DE CAL** : $1.295 * 1.585$
- **EXCESO DE CAL** : 2.05 lpb

- **CLORUROS:**

Contenido (Cl⁻) total: $(10000 * \text{ml gastados de AgNO}_3) / \text{volumen muestra de lodo, ml}$

$$\text{Contenido (Cl}^- \text{) total: } (10000 * 1.52) / 2$$

$$\text{Contenido (Cl}^- \text{) total: } 7600 \text{ mg/lt}$$

- **CALCIOS:**

Contenido (Ca⁺⁺) total: $(4000 * \text{ml gastados de titulador de calcio 200 epm}) / \text{volumen muestra de lodo, ml}$

$$\text{Contenido (Cl}^- \text{) total: } (4000 * 1.41 \text{ ml}) / 2 \text{ ml}$$

$$\text{Contenido (Cl}^- \text{) total: } 2820 \text{ mg/lt}$$

**ANEXO 2. INFORMACION TECNICA DE LOS PRODUCTOS UTILIZADOS EN
EL DISEÑO DEL FLUIDO 100% ACEITE**

CARBONATO DE CALCIO	
Producto	Agente Formador de Puentes
Descripción del producto	Carbonato de calcio de tamaño seleccionado, se encuentra disponible en seis tamaños: 5, 25, 50, 150, 600 y 2300.
Aplicaciones/Funciones	*5, 25 y 50 pueden utilizarse para: Aumentar la densidad de lodos base agua y base aceite. Aumentar la densidad de las salmueras Formar puentes para reducir las pérdidas por filtración. *50, 150, 600 y 2300: Problemas de pérdida de circulación. Mezclas para inyección.
Ventajas	Totalmente soluble en soluciones de HCL 15%. Promueve eficazmente la formación de puentes.
Propiedades características	Apariencia: Polvo o gránulos de color blanco. Gravedad específica, aproximadamente de 2.7.

SULFATO DE BARIO (BARITA)	
Producto	Agente Densificante
Descripción del producto	El agente densificante, sulfato de bario molido, satisface la especificación 13 ^a , Sección 2, del instituto Americano del petróleo para la baritina de fluidos de perforación base aceite y base agua hasta alcanzar 21 lbs/galón.
Aplicaciones/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> *Preparar tapones de sólidos para aplicaciones de control de pozos. *Aumentar la densidad del lodo hasta 21 lbs/galón. *Controlar las presiones de formación. *Estabilizar el pozo.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> *Estándar en la industria para agente densificante de fluidos de perforación *Químicamente inerte. *Eficaz desde el punto de vista de los costos.
Propiedades características	<ul style="list-style-type: none"> *Apariencia: Polvo *Gravedad específica, mínimo de 4.2.
Tratamiento aconsejado	<p>Utilizar las siguientes fórmulas de peso para determinar las concentraciones adecuadas que se deben agregar al sistema.</p> <ul style="list-style-type: none"> *Para un volumen inicial de 1 barril $X=1470(W_f-W_i)/(35-W_i)$ *Para un volumen final de un barril $X=1470(W_f-W_i)/(35-W_f)$ *Donde: X=cantidad necesaria de agente densificante, lbs/barril. W_i=densidad inicial del lodo, lbs/galón. W_f=densidad final deseada del lodo, lbs/galón.
Presentación	El agente densificante está disponible en bolsas de 100 lbs (45,4 kg) y a granel.

COPOLIMERO DE HIDROCARBURO SOLUBLE EN ACEITE	
Producto	Densificante
Descripción del producto	Copolimero de hidrocarburo soluble en aceite usado para viscosificar sistemas de emulsiones de agua y aceite y sistemas de todo aceite.
Aplicaciones/Funciones	Viscosificar sistemas de fluidos base aceite en operaciones de terminación de pozos en zonas productivas sensibles. Viscosificar fluidos todo aceite para empaquetamiento con grava.
Ventajas	*Completamente soluble en crudo o aceite mineral. *No es dañino para la formación productora *Tiene una alta eficiencia de espesamiento *Tiene buen espesamiento a la velocidad de corte *Estable a temperaturas por encima de los 300°F (149 °C)
Propiedades características	*Apariencia *Gravedad específica, 0,78. *Peso Molecular, 150000 *Punto de inflamación, 405°F (207 °C)
Tratamiento aconsejado	La concentración normal va desde 4 a 20 lb/bbl, deberá ser mezclado con diésel limpio libre de solidos cuando se esté usando para preparar fluidos de empaquetamiento con grava. La concentración requerida depende de la concentración de grava y del método de empaque utilizado. Se debe evitar la inhalación de los vapores y el prolongado contacto con la piel o los ojos de la solución. El polímero seco acumula electricidad estática independientemente del manejo. Todo el equipo deberá tener conexión a tierra para evitar descargas eléctricas.
Presentación	El agente densificante está disponible en bolsas de 40 lbs (18,14 kg)

ACIDO GRASO POLIAMINADO	
Producto	Densificante
Descripción del producto	Se utiliza para emulsificar aguas en aceite en los fluidos de perforación base aceite. Se emplea para mejorar las características de humectación en aceite y fue ideado para aplicarlo en fluidos base aceite con contenido de sales divalentes en la fase acuosa del fluido
Aplicaciones/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> *Mejorar la estabilidad de la emulsión. *Promover la humectación con aceite sistemas de emulsión inversa. *Reducir las propiedades de flujo de las emulsiones inversas.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> *Efectivo en bajas concentraciones *Puede agregarse directamente al sistema *Es estable a temperaturas superiores a los 500°F (260°C) *Es compatible con otros aditivos para lodos base aceite.
Propiedades características	<ul style="list-style-type: none"> *Apariencia, líquido espeso de color rojizo-ambar. *Gravedad específica, 0,96. *Punto de inflamación, 149°F (65 °C)
Presentación	El agente densificante está disponible en tambores de 55 galones con 400 lbs en 190kg de contenido neto.

GLICEROL	
Producto	Activador polar
Descripción del producto	Glicerol que mejora el rendimiento de los sistemas de perforación todo aceite y los sistemas de extracción de núcleos. Como en esos sistemas no hay agua agregada, el activador proporciona un ambiente en el cual los lignitos y arcillas organofílicas se desempeñan con eficacia. También suministra a los fluidos todo aceite un carácter osmótico similar a la alta salinidad de la fase acuosa.
Aplicaciones/Funciones	*Proporciona un ambiente donde los lignitos y arcillas organofílicas puedan actuar. *Proporcionar propiedades osmóticas
Ventajas	*Efectivo en bajas concentraciones *No es perjudicial para el medio ambiente *No necesita esfuerzo de corte
Propiedades características	*Apariencia, líquido de color claro *Gravedad específica, 1,26.
Tratamiento aconsejado	Agregar 0.5-1.5% en volumen para el tratamiento inicial cuando se utiliza un aditivo para el control de filtrado.
Presentación	Está disponible en baldes de 5 galones y en tambores de 55 galones.

GRAFITO	
Producto	Material obturante
Descripción del producto	El material flexible, angular de doble composición, a base de carbono, puede permitir que partículas empacadas ajustadamente bajo compresión en poros y fracturas se expandan o contraigan sin ser dislocadas o derrumbadas debido a cambios de presiones.
Aplicaciones/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> *Ayuda a reducir torque y arrastre. *Ayuda a sellar formaciones porosas y fracturadas. *Ayuda a impartir lubricidad a fluidos base agua.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> *Diseñado para prevención de pérdida de circulación en fluidos de perforación base sintéticos y base agua. *Incrementa las presiones de propagación de fracturas en pruebas con muestras expuestas a fluidos base aceite y sintéticos. *Exhibe una flexibilidad que le permite deformarse a medida que la fractura. *Agregado en concentraciones de hasta 100 lbs/bbl detiene las pérdidas sin taponar el equipo de perforación o afectar adversamente las propiedades reológicas.
Propiedades características	<ul style="list-style-type: none"> *Apariencia, material angular negro. *Gravedad específica, 1,75. *Granulometría, (%<mall 40) 100 *Granulometría, (%<mall 200) 95
Tratamiento aconsejado	<ol style="list-style-type: none"> 1. Como concentración básica para pérdidas por filtración y control de pérdidas de circulación 15-25 lbs/bbl. 2. Como píldora obturante para emplazar sobre zonas de pérdida ocasional en el fondo antes de hacer un viaje, 50-100 lbs/bbl. 3. Para lubricidad de fluidos base agua, 3-10 lbs/bbl.
Presentación	Está disponible en sacos de 50 lbs.

LECITINA (LÍPIDO)	
Producto	Agente de Humectación con aceite
Descripción del producto	Dispersión líquida de lecitina, puede modificar rápidamente las características de humectación de los sólidos de perforación y agentes densificantes de los lodos base aceite, haciendo que la humectación por aceite sea preferencial. El agente de humectación por aceite se utiliza como aditivo complementario de los lodos para mejorar las propiedades de flujo y la estabilidad de la emulsión. Las características humectantes del agente de humectación por aceite permiten utilizarlo en preparación y mantenimiento de todos los fluidos de completamiento base aceite.
Aplicaciones/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> * Aumenta la resistencia a la contaminación con agua en los lodos base aceite. * Promover la humectación por aceite en lodos base aceite. * Reducir las fuerzas entre partículas cuando se formulan fluidos base aceite de muy alta densidad.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> * Actúa como emulsificante secundario. * Mejora las propiedades de flujo. * Recubre la superficie de las lutitas y otros sólidos.
Propiedades características	<ul style="list-style-type: none"> * Apariencia, líquido viscoso de color ámbar. * Gravedad específica, 1. * Punto de inflamación, 200°F (93°C) * pH (solución acuosa al 10%), 6,5.
Tratamiento aconsejado	Agregar 0,25-2,0 lbs/bbl de agente de humectación por aceite directamente al sistema.
Presentación	Está disponible en baldes de 5 galones y en tambores de 55 galones.

MEZCLA ÁCIDOS GRASOS POLIMERIZADOS	
Producto	Modificador de reología
Descripción del producto	Ayuda a mejorar las características reológicas y de suspensión de los fluidos de emulsión inversa. Ayuda a aumentar las propiedades reológicas de baja velocidad de corte, lo que permite mejorar la capacidad de suspensión del lodo. El uso en perforaciones direccionales con lodos densificados ayuda a reducir al mínimo la tendencia a la decantación o precipitación de la baritina.
Aplicaciones/Funciones	*Ayuda a aumentar las propiedades reológicas de baja velocidad de corte. *Ayuda a mejorar el transporte de recortes en pozos muy desviados u horizontales. *Ayuda a disminuir la decantación de la baritina en pozos muy desviados.
Ventajas	*Ayuda a mejorar la capacidad de suspensión en un amplio rango de relaciones aceite/agua y éster/agua. *Puede proveer una alternativa eficaz desde el punto de vista de los costos, comparada con la suspensión mediante arcillas organofílicas. *Es estable a temperaturas próximas a los 450°F (232°C).
Propiedades características	*Apariencia, líquido de color oscuro. *Gravedad específica, 0.95. *Punto de inflamación, 475°F (246°C)
Tratamiento aconsejado	Agregar 0,25-1,5 lbs/bbl de modificador de reología,
Presentación	Está disponible en tambores con un peso neto de 400 lbs (181kg).

ARCILLA ORGANOFÍLICA	
Producto	Agente viscosificante
Descripción del producto	Aporta viscosidad y propiedades de suspensión a los fluidos de perforación base aceite. Es una arcilla bentonítica tratada con un compuesto de aminas a fin de aumentar su dispersión/rendimiento en los aceites. Este producto fue desarrollado para crear más rápidamente capacidad de suspensión y de acarreo de recortes en los lodos de aceite, con menor corte y temperaturas más bajas.
Aplicaciones/Funciones	*Viscosificar cualquier fluido de perforación base aceite. *Mejorar la limpieza de pozo durante las operaciones de perforación y completación. *Gelificar los lodos de aceite para suspensión de largo plazo.
Ventajas	*Estable a temperaturas próximas a los 350°F (177°C) *Contribuye al control del filtrado.
Propiedades características	*Apariencia, polvo de color castaño grisáceo. *Gravedad específica, 1,7.
Tratamiento aconsejado	Agregar con lentitud 2-15 lbs/bbl a través del embudo. Nota: Disminuir el tiempo para alcanzar su rendimiento, haciendo pasar simultáneamente una pequeña corriente de agua a través del embudo.
Presentación	Está disponible en bolsas de 50 lbs (22.7 kg)

COPOLIMERO	
Producto	Reductor de filtrado APAT
Descripción del producto	Copolimero que puede proveer control de filtrado APAT en todos los sistemas de fluidos no acuosos.
Aplicaciones/Funciones	* Reductor de filtrado HPHT en fluidos base aceite y sintéticos en rangos de temperatura por encima de 425 °F (218°C). *Puede proveer viscosidad secundaria.
Ventajas	*Es un reductor de filtrado ATAP efectivo en concentraciones de 1.0 a 4.0 lbs/bbl de bajas. *Fácilmente mezclado en forma seca a través del embudo con rápidos resultados. *Estable a temperaturas de 425°F. *Permite la formulación de fluidos para aguas profundas con una excelente tolerancia a bajas temperaturas.
Propiedades características	*Apariencia, polvo blancuzco *Gravedad específica, 1,03.
Tratamiento aconsejado	Agregar de 4 a 6 lbs/bbl a temperaturas por encima de 350°F (177°C). Agregar de 1 a 4 lbs/bbl hasta 325°F (163°C).
Presentación	Está disponible en bolsas de 55 lbs (25kg)

ACEITE DE BAJA TOXICIDAD	
Producto	Aceite Mineral
Descripción del producto	Un fluido sintético de base isoalcano producido específicamente para las necesidades de las operaciones de perforación.
Aplicaciones/Funciones	Disolvente
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> *No peligroso, formulación no tóxica. *Excelente rendimiento a baja temperatura con fluidez a temperatura superior a -40 ° F *Líquidos de alto rendimiento que promueven adelgazamiento por corte, transferencia de calor y mejorar la eficiencia de la perforación. *Cumple con los criterios de API para alcanos inherentemente biodegradables. *No fluorescente *El producto es estable.
Propiedades características	<ul style="list-style-type: none"> *Apariencia, líquido incoloro *Gravedad específica, 0.827. *Punto de inflamación, 204°F

ÉSTER DE ÁCIDO GRASO	
Producto	Agente para controlar la viscosidad
Aplicaciones/Funciones	Controlar viscosidad.
Propiedades características	<ul style="list-style-type: none"> *Apariencia, escama, de blanco a blanco hueso *Gravedad específica, no determinada. *Insoluble en agua

ANEXO 3. INFORMACION TECNICA DE LOS EQUIPOS USADOS EN LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

1. Balanza de lodo presurizada FANN



Figura A.1. Balanza Presurizada

Descripción

La balanza de lodo presurizada provee un simple y práctico método para medir con precisión la densidad del fluido. Esta balanza funciona de manera similar a una balanza de lodo convencional, excepto que utiliza presión. La presión se aplica a la copa de muertas. Los fluidos de perforación y lechadas de cemento a menudo contienen una considerable cantidad de aire atrapado. El volumen ocupado por las burbujas de aire puede afectar la medición de la densidad. Por presurizar el fluido, el volumen de aire arrastrado se puede disminuir a una cantidad insignificante. La balanza consiste en una barra graduada con una copa, una capa una base con punto de apoyo, un embolo y un estuche de plástico⁷. La barra tiene cuatro escalas graduadas (dos por lado):

- Libras por galón
- Gravedad especifica (SG)
- Libras por pie cubico
- Libras por pulgada cuadrada por 1000 pies

Operación

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Colocar el pedestal de base o el estuche portador sobre una superficie plana, bien horizontal.
3. Medir y registrar la temperatura de la muestra, luego transvasar la muestra a la taza de la balanza, llenando hasta entre 1/4 y 1/8 de pulgada del tope.

Dar varios golpes contra el costado de la copa para desprender cualquier burbuja de aire o gas que pudiera haber quedado atrapada.

4. Poner la tapa sobre la taza con la válvula de retención hacia abajo, es decir, en la posición de abierta.
Nota: Parte de la muestra del ensayo puede ser expulsada a través de la válvula.
5. Enjuagar la balanza y la boca de presurización con agua, aceite base o solvente y secar.
6. Deslizar la envoltura de la copa hasta por encima de la misma desde abajo, alineando la ranura con el brazo de la balanza. Enroscar la traba sobre la tapa presurizable y ajustar bien fuerte con la mano para asegurar que la tapa presurizable esté completamente asentada.
7. Llenar la bomba de presurización con la muestra a ensayar.
8. Empujar la nariz de la bomba contra la boca de presurización de la tapa.
9. Presurizar la taza con la muestra manteniendo una fuerza hacia abajo sobre la envoltura del cilindro. Al mismo tiempo, forzar la perilla hacia abajo, con una fuerza de entre 50 y 70 lbs y soltar la envoltura del cilindro. Remover la bomba.
Nota: La válvula de retención en la tapa es accionada a presión. Cuando hay presión en la taza, la válvula de retención es empujada hacia arriba a la posición de cerrada.
10. Limpiar la balanza desde la parte de afuera de la taza y de la tapa. Secar cualquier exceso de agua, aceite base o solvente.
11. Ubicar el borde afilado de la balanza en el soporte y equilibrar la barra moviendo el cursor a lo largo del brazo.
Nota: La balanza de lodo está nivelada cuando la línea en el vidrio del visor está centrada sobre la burbuja.
12. Registrar la densidad del costado del cursor más próximo a la taza de la balanza. Reportar la medición con una precisión de 0.1 lbs/gal, 1 lb/pie, 0.01 g/cm, ó 10.0 lbs/in/1,000 pies.
13. Reconectar el conjunto de émbolo vacío y empujar hacia abajo el cuerpo del cilindro para soltar la presión dentro de la taza.
14. Remover la tapa presurizable con cuidado de no derramar la muestra, luego sacar la muestra. Limpiar y secar todas las partes de la balanza a la mayor brevedad posible⁷.

Análisis de Pruebas

La densidad se puede leer directamente en unidades de libras / gal, gravedad específica, psi/100 pies, y lb/ft³. Este instrumento y método para medir la densidad del fluido cumple con los siguientes estándares API: API Práctica Recomendada para Well Testing Cementos API RP 10B-2/ISO 10426-2; API RP 13B-1 Práctica recomendada para fluidos de perforación a base de agua Pruebas de Campo; y API RP 13B-2 Práctica recomendada para fluidos de perforación las pruebas de campo a base de aceite.

2. Viscosímetro rotario FANN 35



Figura A.2. Viscosímetros rotarios FANN 35

Descripción

Los viscosímetros FANN 35 son instrumentos de lectura directa que están disponibles en diseños de 6 y 12 velocidades para su uso en 50hz o 60hz de energía eléctrica. La fuente de alimentación estándar es de 115 voltios, pero todos los modelos pueden estar equipados con un transformador, haciendo posible la operación con 220/230 voltios. Los viscosímetros FANN 35 se usan en la investigación y producción. Estos viscosímetros se recomiendan para la evaluación de propiedades reológicas de los fluidos, newtonianos y no newtonianos. El diseño incluye un Rotor, muelle de torsión y una copa de muestras de acero inoxidable para el ensayo de acuerdo con *American Petroleum Institute Recommended Practice for field Testing Water Based Drilling Fluids, API RP 13B-1/ISO 10414-1*¹.

Objetivo

Determinar las lecturas del viscosímetro para calcular lo siguiente de un fluido de perforación o de terminación/repación:

- Viscosidad plástica (VP), cp
- Punto cedente (YP), lbf/100ft² (kPa)
- Resistencia al gel, lbf/100ft² (kPa)
- Viscosidad aparente (VA), cp
- Índice de consistencia (K), lbf_xsegⁿ/100ft²
- Yield Strength (YS), lbf/100ft² (kPa)

- Índice de fluidez (n), sin unidad
- τ_{00} (τ_0), lbf/100ft² (kPa)

Operación⁷

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Colocar la muestra en una taza de viscosímetro termostáticamente controlada.
Nota: Dejar suficiente volumen vacío para el desplazamiento del colgante y la manga.
3. Sumergir la manga del rotor del viscosímetro exactamente hasta la línea marcada.
4. Calentar la muestra a la temperatura seleccionada.
Nota: Para obtener una temperatura uniforme de la muestra, revolver la muestra a una velocidad de arrastre intermitente o constante de 600 rpm mientras se calienta la muestra.
5. Hacer girar la manga del viscosímetro a 600 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial (θ_{600}).
6. Hacer girar la manga del viscosímetro a 300 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial (θ_{300}).
7. Revolver la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, y después dejar reposar el lodo durante 10 segundos.
8. Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura en el dial.
9. Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel de 10-segundos, lbf/100ft².
10. Revolver nuevamente la muestra durante 10 a 15 segundos a 600 rpm, y después dejar reposar la muestra sin tocar durante 10 minutos.
11. Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura del dial.
12. Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel de 10-minutos, lbf/100ft².

Análisis de pruebas⁷

Para calcular las características reológicas usando las medidas tomadas se utilizan las siguientes formulas:

$$VP, cP = 2600 - 2300 \text{ rpm} \quad (A.1)$$

$$YP, \text{lbf}/100 \text{ ft}^2 = 2300 \text{ rpm} - PV \quad (A.2)$$

$$VA, cP = \theta_{600} \text{ rpm} \div 2 \quad (A.3)$$

$$n = \log (\theta 600 \div \theta 300) \quad (\text{A.4})$$

$$K, \text{ lbf seg}^n/100\text{ft}^2 = 1.07 (\theta 300 \div 511^n) \quad (\text{A.5})$$

$$\text{Resistencia al Gel, lbf/100ft} = \text{Max. Lectura del dial a 3 rpm} \quad (\text{A.6})$$

$$YS, \text{ lbf/100ft}^2 = (2 \times \theta 3 \text{ rpm}) - (\theta 6 \text{ rpm}) \quad (\text{A.7})$$

Nota: El cálculo anterior es para un viscosímetro estándar.

Nota: Para calcular Tau 0, usar el programa de software de Baroid CFG+, DFG+ y DFG+ Win.

3. Medidor de Estabilidad Eléctrica FANN 23E



Figura A.3. Medidor de estabilidad Eléctrica FANN 23E

Descripción

El modelo FANN medidor de estabilidad eléctrica es un instrumento portable que mide la estabilidad eléctrica (ES) de un fluido de perforación base aceite. La estabilidad eléctrica relaciona la estabilidad de la emulsión y la capacidad de humectación del aceite. El medidor de estabilidad eléctrica cumple con el procedimiento de medida de estabilidad eléctrica como se describe en la norma *American Petroleum Institute Recommended Practice for field Testing Water Based Drillings Fluids, API RP 13B-1/ISO 10414-1*¹.

La estabilidad eléctrica se mide por aplicación de una tensión alterna sinusoidal cada vez mayor a través de un par de electrodos paralelos de placa plana sumergidas en el fluido de perforación a base de aceite. La corriente resultante se mantendrá muy bajo hasta que se alcanza un voltaje umbral. En esta tensión, la conducción entre los dos electrodos se produce, lo que resulta en un rápido aumento de la corriente. Cuando esta corriente alcanza $61\mu\text{A}$, se mide la tensión de pico y se expresa como la estabilidad eléctrica para el fluido de perforación o de otro material. La composición del fluido de perforación a base de aceite controla la magnitud absoluta de la estabilidad eléctrica de una manera compleja. Varias propiedades influyen en la estabilidad eléctrica de un fluido de perforación dado, tal como:

- Resistencia de la fase continua (por lo general un aceite)
- La conductividad de la fase no continua (por lo general las gotas de agua con sales disueltas)

- Propiedades de los sólidos en suspensión
- Tamaño
- Temperatura de la gotita
- Tipo de emulsionante
- Propiedades dieléctricas de los fluidos

En consecuencia, interpretar el estado húmedo de aceite de un fluido de perforación a partir de una sola medición de ES no es necesariamente representativo del fluido de perforación. Debido a que muchos factores influyen en la medición, la magnitud absoluta de una sola medición no es muy significativa. Se recomienda que se tomen varias lecturas para establecer una tendencia. Estas mediciones reflejan una condición precisa del fluido de perforación y proporcionar una base para tratamientos de fluidos de perforación⁷.

Operación

La primera revisión que el equipo realiza es una prueba automática.

1. Presionar el botón ON y esperar a que aparezcan las siguientes instrucciones en la pantalla.
2. Seguir las instrucciones en la pantalla y presionar el botón TEST.
3. Esperar que la prueba automática esté completa. El voltaje será de aproximadamente de 2000 voltios, y luego el mensaje en la pantalla dirá READY. El equipo está listo para realizar las pruebas.
4. Recoger una muestra de fluido de perforación.
5. Usar la taza de calentamiento para ajustar la temperatura del fluido a 120°F (49°C).
6. Verter la muestra en un recipiente no mayor a 10 ml.
7. Sumergir la punta de prueba en la muestra con el medidor desconectado. Asegurarse de que el fluido cubra las caras del electrodo.

8. Revolver la muestra con la punta de prueba por espacio de 15 a 30 segundos.
9. Encender el medidor de estabilidad eléctrica y oprimir el botón "Test" para empezar la prueba.
Nota: No mover la punta de prueba durante la prueba.
10. Registrar el voltaje cuando los valores reflejados se estabilicen

4. Medidor de Lubricidad FANN



Figura A.4. Lubricimetro FANN

Descripción

La resistencia de rozamiento a la rotación de la sarta de perforación se denomina torque, y la resistencia de fricción para subir y bajar la sarta de perforación es llamada arrastre. Muchos materiales han sido usados como aditivos de los fluidos de perforación para mejorar la lubricidad, reduciendo así la fricción. La lubricidad es una característica de importancia en la perforación direccional. Se espera un aumento de la fricción entre la sarta de perforación y el pozo cuando se perfora en forma vertical. La combinación EP (Presión extrema) y el medidor de lubricidad es un instrumento de alta calidad diseñado para medir la calidad de lubricación de los fluidos de perforación, que proporciona datos para evaluar el tipo y la cantidad de aditivos lubricantes que pueda requerir, y predecir tasas de desgaste de las partes mecánicas en sistemas de fluidos conocidos⁷.

Las pruebas EP se llevan a cabo por la aplicación de una medida de torque con un brazo de torque a un torque sensitivo, girando en una copa de rodamiento. Esto proporciona un medio de pruebas de lubricidad a condiciones extremas de presión y produce un indicador de la resistencia de la película del fluido que está siendo probado. El medidor de lubricidad mide el coeficiente de fricción entre el anillo de prueba y el bloque. El ensayo de lubricidad simula rotación de la tubería de perforación contra superficies pozo abajo. Usando un brazo de torsión es aplicada una carga constante de 150 lbs/in.

Interpretación⁷

Los resultados del ensayo de lubricidad son expresados como un valor único llamado coeficiente de lubricidad. Los siguientes coeficientes son reconocidos como aceptables:

- Para lodo base agua,, un coeficiente < 0.2
- Para lodo base aceite, un coeficiente < 0.1
- Para lodo base éster, un coeficiente < 0.1

Operación

1. Recoger una muestra de fluido de perforación
2. Llene la copa de acero inoxidable con la muestra de prueba. Ubique la copa y levántela de manera que el anillo de prueba, el bloque de prueba, y el soporte del bloque estén sumergidos en el líquido. Apriete le tornillo mariposa. Encienda el aparato ON.
3. Ajustarla manija hacia la derecha de modo que el torque se incremente a razón de 5pulg-lb por segundo hasta una carga aceptable para que se alcance la muestra, luego operar por 4 a 5 minutos. Anotar el torque leído en cientos de pulgadas.

5. Equipo de Retorta FANN



Figura A.5. Equipo de Retorta

Descripción

La retorta de agua y aceite provee una simple, fácil y acertada y correcta lectura para determinar porcentajes de agua, aceite y sólidos el cual se hacen los fluidos de perforación. Esta puede ser usada también para determinar la cantidad de agua o sólidos en muestras de aceite o la saturación de agua y aceite en muestras de núcleos.

Las retortas son eléctricamente calentadas y termostáticamente controladas para apagarse cuando una temperatura predeterminada ($930^{\circ}\text{F} \pm 70^{\circ}$) ($498^{\circ}\text{C} \pm 21^{\circ}$) ha sido alcanzada como se especifica en la API. Tres modelos están disponibles para ajustarse a la potencia eléctrica disponible. Estos son: 115 voltios y de 230 voltios, la combinación 115/12 voltios (batería de carro).

Operación

1. Recoger una muestra de fluido y enfriarla a aproximadamente 80°F (27°C).
2. Llenar la cámara superior de la retorta con lana de acero muy fina.
3. Lubricar las roscas de la taza de muestra y el condensador con una capa fina de lubricante/compuesto contra agarrotamiento.
Nota: Esto evitará pérdida de vapor a través de las roscas y también facilitará el desmontaje del equipo y su limpieza al final del ensayo.
4. Llenar la taza de muestra de la retorta con lodo libre de gas.

Nota: Cualquier aire atrapado causará lecturas falsas.

5. Colocar la tapa en la taza de la retorta; hacer girar la tapa lentamente.
Nota: Asegurarse de que algo de la muestra de prueba sea expulsado por el orificio de ventilación de la tapa.
6. Repasar a limpio todo exceso de lodo y atornillar la taza de muestra de la retorta a la cámara superior de la retorta.
7. Colocar la retorta en el bloque aislador y tapar el aislador.
8. Poner el receptor volumétrico debajo del drenaje del condensador.
9. Calentar la muestra hasta que deje de pasar líquido a través del tubo de drenaje del condensador, o hasta que se apague la luz piloto de las unidades controladas termostáticamente.
Nota: Comúnmente esto tarda de 45 a 60 minutos.
10. Retirar el receptor volumétrico y examinar el líquido recuperado.
Si hay sólidos en el líquido, se ha escapado lodo entero al hervir en la taza de la muestra y hay q repetir el ensayo.
Existe una banda de emulsión, calentar lentamente el receptor volumétrico a 120°F (49°C).
11. Dejar que el receptor volumétrico se enfríe hasta aproximadamente 80°F (27°C).
12. Leer y registrar los volúmenes de aceite, o sintético y agua en el receptor volumétrico⁷.

Cálculos

- Calcular el porcentaje en volumen de los componentes líquidos y sólidos del fluido.
 - a. % de agua en volumen = mL agua × 10
 - b. % de aceite/sintético en volumen = mL de aceite/sintético × 10
 - c. % de sólidos totales en volumen = 100 - % de agua en volumen - % de aceite/sintético en volumen
- Calcular la relación aceite/agua (RAA) o la relación sintético/agua (RSA) si el fluido es de lodo base agua o sintético.

$$\text{Fracción aceite} = 100 \times \frac{\% \text{ por volumen aceite/sintético}}{\% \text{ por volumen } \frac{\text{aceite}}{\text{sintético}} + \% \text{ por volumen agua}}$$

Fracción agua: 100 - fracción aceite/sintético

RAA: fracción aceite/fracción agua

RSA: fracción sintético/fracción agua

- Calcular % en volumen de sólidos no disueltos.

% sólidos no disueltos en volumen = % total sólidos en volumen - % sólidos disueltos en volumen

- Calcular % de salmuera en volumen.

% salmuera en volumen = % agua en volumen + % sólidos disueltos en volumen

- Calcular peso específico promedio (ASG) de sólidos.

$$ASG = \frac{(densidad\ lodo, lb/gal) (11.98) \& (\% \text{ vol. aceite})(SG_{aceite}) \& (\% \text{ volumen salmuera}) (SG \text{ salmuera})}{\% \text{ vol. sólidos no disueltos}}$$

6. Filtro Prensa de Alta Presión- Alta Temperatura (APAT)



Figura A.6. Filtro Prensa APAT

Descripción

La filtro prensa FANN de Alta Presión-Alta Temperatura es usada para evaluar las propiedades de filtración de los fluidos de perforación, cementos, y fluidos de fractura, y está diseñada para un seguro y eficiente testeo de acuerdo a las especificaciones API. El comportamiento de la filtración es afectado por la cantidad, tipo y tamaño de partículas, así mismo por la temperatura y presión. Midiendo las propiedades de filtración y observando el filtrado y las características del filtro de torta es fundamental para el tratamiento y control.

La filtro prensa simula una filtración contra una formación permeable a altas temperaturas y presiones. A la temperatura deseada, la muestra es filtrada a través del filtro medio mientras una presión es aplicada en el tope de la celda. Fuentes de presurización incluyen cartuchos de dióxido de carbono, nitrógeno embotellado, o un suministro de gas casero. Están disponibles en varios diseños. Hay dos tamaños disponibles de 175 ml y 500 ml. Las celdas de 175 ml pueden ser operados hasta 350°F (177°C), y las celdas de 500 ml se pueden operar hasta 500°F (260°C). Ambas unidades se puede presurizar a 1800 psig en la celda y 750 psig en el receptor contrapresión. Las celdas de muestra HPHT vienen en dos estilos - apertura sencilla o doble. También cuenta con válvulas en la parte superior e inferior que se pueden cerrar para el calor y enfriamiento. Con este diseño, la muestra puede ser envejecida y se agita en un rodillo de horno antes de la prueba de filtración. Opciones de filtro

son de papel filtro estándar API, discos cerámicos de diferentes porosidades, y pantallas de diferentes tamaños de malla⁷.

Objetivo

Medir el volumen del filtrado y la torta de lodo de un fluido de perforación usando el método de alta presión/alta temperatura (APAT).

Operación

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Precalentar la camisa de calefacción hasta 10°F (6°C) por encima de la temperatura de prueba deseada.
Nota: Si fuera necesario, ajustar el termostato para mantener esta temperatura.
3. Cerrar el vástago de la válvula sobre la celda del filtro y echar en la celda una muestra revuelta del fluido.
Nota: Dejar suficiente espacio vacío para dar lugar a la dilatación del lodo.
Si la temperatura °F (°C) es de:
 - Hasta 300 (149), el espacio vacío debe de ser de 1 in (2.5 cm)
 - De 300-350 (149-177), el espacio debe de ser de 1.5 in (3.8 cm)
 - De 400-500 (204-260), el espacio debe de ser de 2 in (5.1 cm)
4. Colocar el papel de filtro en la celda.
5. Poner la cubierta sobre la celda, ajustar todos los tornillos de sujeción, y cerrar el vástago de la válvula sobre la cubierta.
6. Colocar la celda en la chaqueta de calentamiento con la cubierta de la celda para abajo. Hacer girar la celda hasta que calce.
7. Poner un termómetro en el hueco para termómetro de la celda.
8. Conectar la unidad de presión al vástago superior de la válvula y enclavar la unidad en el sitio.
9. Conectar el receptor de presión al vástago inferior de la válvula y enclavar el receptor en el sitio.
10. Aplicar 200 psi (1380 kPa) a la parte superior 100 psi (690 kPa) en la parte inferior.
11. Abrir el vástago de válvula superior y mantener esta presión hasta alcanzar la temperatura de prueba deseada.
12. Abrir la válvula inferior cuando la celda llegue a la temperatura de prueba deseada.
13. Ajustar inmediatamente la presión sobre los reguladores superior e inferior. Usar como guía las siguientes especificaciones.
 - Si la temperatura es de hasta 300°F (149°C), el regulador superior debe de ser ajustado a 600 psi, y el inferior a 100 psi.
 - Si la temperatura esta entre 300-400°F (149-204°C), el regulador superior debe de ser ajustado a 700 psi, y el inferior a 200 psi.

- Si la temperatura esta entre 400-500°F (204-260°C), el regulador superior debe de ser ajustado a 800 psi, y el inferior a 300 psi.
- 14. Filtrar durante 30 minutos mientras la temperatura es mantenida a $\pm 5^\circ\text{F}$ ($\pm 3^\circ\text{C}$) de la temperatura de ensayo y manteniendo la presión.
Precaución: Si la presión del fondo sube 20 psi (138 kPa) por encima de la presión especificada durante la prueba, purgar con cuidado la presión drenando una porción del filtrado del receptor a un cilindro graduado.
- 15. Cerrar los vástagos de válvula superior e inferior.
- 16. Descargar la presión por el regulador superior y desconectar el sistema de presión.
- 17. Aflojar el tornillo T del regulador inferior.
- 18. Drenar con cuidado el filtrado del receptor a un cilindro graduado.
- 19. Esperar unos pocos segundos a que el filtrado drene al fondo del receptor.
- 20. Ajustar despacio el tornillo T para que todo filtrado restante en el receptor se escurra al cilindro graduado.
- 21. Descargar la presión por el regulador inferior y desconectar el sistema de presión.
- 22. Retirar la celda de la chaqueta de calentamiento y dejar que la celda se enfríe.
Precaución: La celda está sumamente caliente; por consiguiente, sacarla con cuidado de la chaqueta de calentamiento.
- 23. Mantener la celda del filtro con la tapa bajada y aflojar el vástago de válvula de la celda del filtro para descargar la presión.
- 24. Cerrar el vástago de válvula cuando toda la presión haya sido descargada.
- 25. Mantener la celda del filtro con la tapa levantada y aflojar el vástago de válvula.
- 26. Aflojar los tornillos de sujeción y quitar la tapa.
- 27. Quitar y medir la costra de lodo con aproximación de 1/32 in. (1.0 mm).
- 28. Registrar el filtrado APAT como el doble del volumen de filtrado recogido.

Análisis de Pruebas

El volumen de filtrado líquido recogido después de 30 minutos es reportado en mililitros (ml), a los 0,1 ml más cercanos. La temperatura de la prueba a la que el filtrado se produce también se registra en el informe de lodo de perforación. El volumen de filtrado se calcula por la fórmula:

$$\text{Volumen de filtrado (ml)} = 2 \times (\text{volumen recogido en 30 min, ml}) \times (10).. \text{ (F.1)}$$

El espesor de la torta de filtro resultante se mide en su centro, y se reporta a 1/32 pulgadas más cercana (0,8 mm).

7. Sistema de Filtración Dinámica APAT FANN 90



Figura A.7. Filtrador Dinámico APAT FANN 90

Descripción

El FANN 90, aparato de filtración dinámica radial, evalúa las propiedades de filtración de un fluido circulante a través de un núcleo cerámico. La filtración dinámica simula el efecto de movimiento del fluido (velocidad de corte) sobre la velocidad de filtración y la deposición de revoque en el filtro. Las condiciones normales de operación incluyen: C Temperaturas de hasta 500°F (260°C) C Núcleos con diámetros medios de poro de 5 a 190 micrones C Presión diferencial a través del núcleo de hasta 500 psi (3,447 kPa).

Interpretación.

Este ensayo determina si el fluido está debidamente acondicionado para perforar a través de formaciones permeables. Los resultados del ensayo incluyen dos números: índice de filtración dinámica e índice de deposición del revoque. El índice de filtración dinámica se calcula por la inclinación de la curva de volumen en función del tiempo. El CDI, que refleja la erosionabilidad del revoque, se calcula por la inclinación de la curva volumen/tiempo. El CDI y el índice de filtración dinámica se calculan usando datos recogidos después de

veinte minutos. Los valores máximos recomendados para índice de filtración dinámica y el CDI se ilustran en la Tabla A.1⁷.

Tabla A.1. Valores FANN 90 máximos recomendados

Peso del lodo, lb/gal (sg)	Índice de filtración, ml/min	CDI
9-12 (1.08-1.44)	0.22	25
12-15 (1.44-1.80)	0.18	20
15 o más (1.80 o más)	0.14	16

Especificaciones

El sistema de filtración dinámica, consiste en una celda externa, un núcleo de paredes gruesas con características similares a la toca, un computador regulador, y una pantalla LCD. En la tabla G.2 se encuentran ilustradas las especificaciones. El sistema es totalmente automático con un software. El usuario puede definir hasta 20 pasos de secuencia para programar la temperatura, presión, presión diferencial y la velocidad de cizalla. La celda es un recipiente a presión única que no requiere cierres roscados o atornilladas en sus extremos. Esta característica hace que sea fácil de abrir y cerrar, pero casi imposible de abrir cuando se presuriza. El controlador es un ordenador de 8 bits con un poco de memoria RAM sostenido por una batería interna que dura aproximadamente siete años. Los programas que se ejecutan el instrumento se almacenan en memoria de sólo lectura (ROM) y codificados en VBASIC. El voltaje de la línea se puede ajustar a 115 voltios o 230 voltios, haciendo que el modelo 90 listo para el funcionamiento en cualquier lugar.

Tabla A.2. Especificaciones del Sistema de Filtración Dinámica APAT

Categoría	Especificación
Temperatura máxima	500°F (260°C)
Presión diferencial máxima	500 psig (3447 kPa)
Presión de trabajo	2500 psig (7238 kPa)
Velocidad de calentamiento	10°F/minuto (5.6°C/minuto)
Velocidad de enfriamiento	2.8°F/minuto (1.5°C/minuto) desde 300°F (149°C) 5°F/minuto (2.8°C/minuto) desde 500°F (260°C) máxima
Volumen de filtrado	50 ml máximo
Volumen de la muestra	250 ml
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	12.5 x 11.75 x 28 in 31.75 x 45.10 x 71.12 cm
Potencia del calentador	1200 watt
Fuente de poder	120/240, 50/60 Hz
Peso	170 lb (77 kg)

Operación

1. Recoger una muestra fluido
2. Colocar el indicador de llenado en la celda
3. Se llena la celda con la muestra a probar hasta el fondo del indicador de llenado. Retire el indicador.
4. Prepare el equipo para la prueba
5. Cierre y asegure la puerta
6. Antes de ejecutar una prueba, limpiar la celda y celda colectora y calibrar el instrumento.
7. Seleccione Test Menu del Menú Principal.
8. Seleccione Run Test si esta prueba es la misma que la última prueba o si la prueba ya se ha editado como se desee.
9. Un mensaje de advertencia le indicará que a partir de esta prueba va a destruir los resultados de la última prueba. Si desea guardar los datos de la última prueba, imprimir o transferir los datos a un ordenador antes de continuar.
10. Cuando esté listo para iniciar la prueba, pulse Start como se indica en la pantalla de advertencia.
11. Observar el instrumento durante unos minutos para asegurarse de que está funcionando correctamente. Se emitirá un pitido intermitente hasta que el eje de corte es a la velocidad.
12. Cuando termine la prueba, imprimir los datos o transferir a un ordenador.
13. Desde el Test Menu, seleccione Cool and Vent.
14. Cierre el suministro de gas a alta presión y apague el instrumento si otra prueba no se inicia inmediatamente.

A continuación, se compara el volumen filtrado total medido por el equipo con el volumen real de fluido acumulado en el colector de filtrado.

15. Verter el filtrado que se encuentra en el tubo de filtrado en un cilindro graduado. El volumen de filtrado debe ser aproximadamente el mismo que el volumen final notificado en los datos.
16. Trasferir los datos al computador.

Análisis de pruebas

Cuatro características de filtración pueden ser observados o medidos utilizando los datos:

1. Volumen de Pérdida de Chorro - El volumen del filtrado obtenido en los primeros 10 segundos de la filtración. Es deseable disponer de un volumen de baja pérdida de chorro.

2. Taponamiento de partículas de espacios porosos - El principal factor que controla el volumen de chorro de pérdida. Si la distribución del tamaño de partícula de los sólidos de la muestra se ha optimizado para un tamaño de poro se específica, el taponamiento se produce, y el volumen de pérdida de chorro será minimizado.

3. La tasa de filtración dinámica - una tasa que se calcula como la tasa de cambio en el volumen del filtro en función del tiempo (ml/min). Se puede evaluar en cualquier intervalo durante el proceso de filtración. Es deseable tener una tasa de filtración bajo. La tasa debe ser inferior a 0,2 ml / min para la mayoría de los sistemas de fluido de perforación pozo de petróleo.

4. Índice de Depositación de Torta (CDI) - Un valor que se calcula como la tasa de variación de la tasa de filtración en función del tiempo [(ml/h)/hr]. Un bajo CDI indica que la formación de la torta de filtrado casi se ha alcanzado el estado estacionario. Nueva torta se está depositando en casi la misma velocidad que la torta que está siendo lavado o la torta adicional no tiene ningún efecto en la filtración. Para la mayoría de los sistemas de fluidos de perforación en pozos de aceite, un CDI de 10 ml/h² o menos es deseado.

8. Reómetro automático FANN 70



Figura A.8. Reómetro automático Modelo FANN 70

Descripción

EL reómetro automático es un cilindro de tipo coaxial que fue desarrollado para medir reología de los fluidos bajo altas presiones y temperaturas con un alto grado de seguridad. Se usa para determinar las propiedades reológicas de fluidos de perforación sujetos a temperaturas de hasta 500°F (260°C) y presiones de hasta 20,000 psi (137,895 kPa). Debido a que los aceites y ésteres son compresibles, la viscosidad de los fluidos preparados con estos fluidos base es afectada directamente por las presiones de operación. El ensayo FANN 70 se realiza cuando se sospecha decantación pozo abajo o ineficaz limpieza del pozo. Los resultados son que se presentan de la prueba incluyen todas las propiedades reológicas estándar más τ_0 (τ_0), n , y K . Un τ_0 menor de 6 puede indicar un problema de limpieza del pozo o de suspensión⁷.

Especificaciones

Tabla A.3. Especificaciones del Reómetro FANN 70

Geometría del equipo	Cilindro coaxial
Velocidad del rotor, RPM	1 a 600
Temperatura máxima de uso	600°F (316°C)
Presión máxima de uso	30000 psi (206843 kPa, 2041 atm)
Temperatura mínima de uso	23°F (-5°C)
Volumen de muestra	175 ml
Fuente de alimentación	220V, 60/50 Hz
Rango de viscosidad, cP	0-300 a 300 RRM
Viscosidad mínima, cP	5 a 600 RPM
Viscosidad máxima, cP	300 a 300 RPM
Tamaño de la celda, in (cm)	16-1/4 alto, 4-3/4 diámetro (41.3 x 12.1)
Peso de la celda, lb (kg)	36 (16.4)
Tamaño del reómetro, in (cm) (Alto x Ancho x Diámetro)	41-1/2 x 43-1/2 x 24 (105.4 x 110 x 61)
Peso del reómetro, lb (kg)	350, (159 kg)

Operación

1. Recoger una muestra de fluido
2. Verter la muestra en la celda de prueba
3. Ensamblar el equipo para su uso (el ensamble y calibración del equipo se puede encontrar en el manual del Reómetro FANN 70.)
4. Dependiendo de las medidas a tomar se programa para que la muestra alcance la temperatura deseada, por medio del tablero de control.
5. Se sumista presión hasta llegar a la presión requerida para la toma de datos. Si se pasa de la presión requerida abrir la válvula liberadora de presión lentamente.
6. Para la toma de datos se va seleccionando la velocidad por medio de una perilla ubicada a simple sobre el equipo, y se varía la velocidad en 600, 300, 200, 100, la opción Var que hace referencia a 6 RPM y la opción de Gel que hace referencia a 3 RPM.
7. Se lee las medidas de las pruebas de la pantalla del equipo.
8. Para el caso de toma de datos de los geles se procede a subir los RPM a 600 y dejar que se estabilice, luego se realiza el mismo procedimiento para los geles realizadas en le FANN 35. Se cuenta 10 segundos y luego se lleva la perilla a la opción de stop, se cuenta hasta 10 segundos o 10 minutos dependiendo del tipo de dato a tomar, y se gira la perilla hasta la opción de gel. Se toma el valor máximo marcado en la pantalla.
9. Se realizan los respectivos cálculos de las propiedades reológicas al igual que con el Modelo FANN 35.