

**EVALUACION DE UN FLUIDO DE PERFORACION BASE ACEITE CON
REOLOGIA PLANA PARA LA SECCION DE OVERBURDEN EN EL CAMPO
CUPIAGUA**

**DIANA CAROLINA HERNÁNDEZ ORTIZ
KAROL XIMENA TRUJILLO RIVERA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2008**

**EVALUACION DE UN FLUIDO DE PERFORACION BASE ACEITE CON
REOLOGIA PLANA PARA LA SECCION DE OVERBURDEN EN EL CAMPO
CUPIAGUA**

**DIANA CAROLINA HERNÁNDEZ ORTIZ
KAROL XIMENA TRUJILLO RIVERA**

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
JORGE MARIN
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector
HAYDEÉ MORALES
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2008**

Nota de Aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIA

Le doy gracias a DIOS, por darme la fuerza y sabiduría para poder realizar esta importante meta en mi vida, y por haberme dado la familia que tengo. A mi padre Luciano Hernández y mi madre Blanca Ortiz por su apoyo incondicional, y por creer en mí, por su paciencia y comprensión, a mis hermanas Martha y Mónica Hernández por los consejos, a todos ellos les agradeceré siempre por apoyarme y aceptar como soy. Al Maestro Rafael Serrano Barceló por su apoyo incondicional, por todas las palabras de aliento que fueron muy importantes para llevar a cabo este proceso. Otros protagonistas de mi vida universitaria y agradezco también a mis amigos y compañeros que me dejaron muchas enseñanzas y con quienes compartí muchos momentos de estudio y de diversión. A Néstor Eduardo Hoyos por ser un apoyo importante en el desarrollo de esta tesis y de mi vida.

Diana Carolina Hernández Ortiz

Le doy gracias a Dios por bendecirme y guiarme por el mejor camino, a mi madre Lucelida Rivera por todo su apoyo, entrega y amor que siempre me ha brindado a mi padre por su apoyo, a mis hermanos Hugo y Paola por su colaboración y apoyo cuando mas la necesitaba a Mario Aramburo por estar siempre a mi lado, a mis amigos que siempre estuvieron brindándome lo mejor de la vida (Ángela, Mary, Nana, Jaime, Rodrigo, Chiqui, Leonardo, Juan Pablo, Yeison), a mis cuñados Sergio y Lilian por sus buenos consejos, a mi sobrina hermosa Camila por existir y alegrarnos la vida y a todas aquellas personas que ya no están conmigo pero siempre me desearon lo mejor.

Karol Ximena Trujillo Rivera

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo expresan sus agradecimientos a:

La **UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA** por su aporte en la formación de profesionales en la carrera de ingeniería de petróleos.

Al **EQUIPO DE PROFESORES DE LA FACULTAD DE INGENIERIA Y EL PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS** de la Universidad Surcolombiana por poner su conocimiento a disposición de los estudiantes y su esfuerzo para formar unos buenos profesionales.

Al Ingeniero **JORGE MARIN**, director del proyecto, por su apoyo y orientación en el desarrollo del mismo.

Al Ingeniero **HUGO OSORIO**, por habernos dado la oportunidad de realizar este proyecto.

Ing. **LUIS HUMBERTO ORDUZ**, Profesor titular del Programa de ingeniería petróleos y evaluador del proyecto.

Ing. **FERNANDO BONILLA**, Jefe del Programa de ingeniería petróleos, profesor titular de este y evaluador del proyecto.

A **HALLIBURTON** por brindarnos el apoyo técnico con las instalaciones de el laboratorio de **BAROID** para poder realizar las pruebas de laboratorio, y el personal que estaba a cargo.

A las diferentes empresas petroleras que suministraron la información necesaria y a todas las personas que de una u otra manera colaboraron en el desarrollo del presente proyecto

CONTENIDO

	pág
INTRODUCCION	16
1. MARCO TEORICO	17
1.1 GENERALIDADES DE EL CAMPO CUPIAGUA	17
1.1.2 Marco Geológico	18
1.1.3 Estratigrafía	20
1.2. LODOS DE PERFORACION BASE ACEITE	23
1.2.1 Sistemas De Lodo Base Aceite	23
1.2.1.1 Sistemas de Emulsión Firme	24
1.2.1.2 Sistemas de Filtrado relajado	24
1.2.1.3 Sistemas de perforación/ extracción de núcleos 100% aceite	24
1.2.1.4 Sistemas de alto porcentaje de agua	25
1.2.2 Manejo del Lodo	25
1.3 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	25
1.3.1 Transporte de recortes y de derrumbes	25
1.3.2 Suspensión de partículas cuando se detiene la circulación	26
1.3.3 Control de Presiones subterráneas	26
1.3.4 Enfriamiento y lubricación del trepano y de la sarta	26
1.3.5 Sostén para las paredes del pozo	27
1.3.6 Suspensión de la sarta y del revestimiento	27
1.3.7 Transmisión de energía hidráulica	27
1.3.8 Medio de perfilaje de cable	28
2. PROBLEMAS OPERATIVOS DEL CAMPO CUPIAGUA	29
2.1 Asentamiento de Material Densificante	29
2.2 Pérdida de Circulación	29
2.3 Inestabilidad del Pozo	30
2.4 Pegamiento de la sarta	30
2.5 Mala limpieza del huevo	31
2.6 Manejo Ambiental	32
3 CARACTERÍSTICAS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	33
3.1 Densidad: Balanza De Lodos	33
3.2 Estabilidad Eléctrica	34
3.3 Filtrado: APAT	34

3.4 Análisis De Retorta	35
3.5 Propiedades Reológicas: Viscosímetro FANN 35	36
3.6 Ensayo FANN 70	37
3.7 Contenido de Cloruros y Calcios	38
4. FUIDO INNOVERT	39
4.1 Ventajas del sistema de fluido de alto desempeño INNOVERT	39
5. RESULTADOS	47
5.1 Primera Formulación	48
5.1.1 Los resultados de las pruebas de la primera formulación	49
5.2 Segunda Formulación	50
5.2.1 Resultados de las pruebas de la segunda Formulación	51
5.3 Tercera Formulación	52
5.3.1 Resultados de las pruebas de la tercera formulación	53
5.4 Formulación Final	54
5.4.1 Resultados de las pruebas de la Formulación final	55
6. ANALISIS DE RESULTADOS	58
7. ANALISIS ECONOMICO	63
8. CONCLUSIONES	65
9. RECOMENDACIONES	67
BIBLIOGRAFIA	68
ANEXOS	69

LISTA DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1	Ubicación de las licencias en las cuales se encuentran los campos de BP	18
Figura 2	Elementos tectónicos de Colombia mostrando la Cordillera Oriental Y los diferentes rasgos geológicos que la limitan	19
Figura 3	Columna estratigráfica generalizada de los campos presentes en la Licencia Piedemonte	20
Figura 4	Ilustración de aprisionamiento de la sarta de perforación causado por un derrumbe en el hueco	30
Figura 5	Ilustración de depositación de sólidos en el espacio anular de un pozo	31
Figura 6	Cuadro comparativo de costos por pérdida de circulación entre el fluido INNOVERT y el FACTANT	64

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Sistemas de Lodo Base Aceite	24
Tabla 2. Rango de datos de las propiedades de el fluido INNOVERT	42
Tabla 3. Rango de datos de las propiedades de el fluido INNOVERT	42
Tabla 4. Cantidad de aditivos de que componen el lodo FACTANT	43
Tabla 5. Descripción, funciones y ventajas de los aditivos del sistema INNOVERT.	46
Tabla 6. Concentración de aditivos primera formulación del lodo INNOVERT	48
Tabla 7. Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la primera formulación a temperatura y presión ambiente.	49
Tabla 8. Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la primera formulación a condiciones de yacimiento a temperatura de 250°F y movimiento durante 16 horas.	49
Tabla 9. Cantidad de concentraciones de los aditivos de la segunda formulación del lodo INNOVERT	50
Tabla 10. Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la segunda formulación a temperatura y presión ambiente.	51
Tabla 11. Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la segunda formulación a condiciones de yacimiento a temperatura de 250°F y movimiento durante 16 horas.	51
Tabla 12. Cantidad de concentraciones de los aditivos de la tercera formulación del lodo INNOVERT	52
Tabla 13. Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la tercera formulación a temperatura y presión ambiente.	53

Tabla 14	Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la tercera formulación a condiciones de yacimiento a temperatura de 250°F y movimiento durante 16 horas	53
Tabla 15	Cantidad de concentraciones de los aditivos de la formulación final del lodo INNOVERT	54
Tabla 16	Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la tercera formulación a temperatura y presión ambiente	55
Tabla 17	Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la tercera formulación a condiciones de yacimiento a temperatura de 250°F y movimiento durante 16 horas	56

LISTA DE GRAFICOS

		Pág.
Grafico 1.	Grafico de Tau0 Vs Presión y temperatura de los fluidos INNOVERT y un fluido Convencional base aceite.	40
Grafico 2.	Grafico comparativo de la presión que producen las bombas a velocidades de 10 SPM, 20 SPM y 30 SPM, de los fluidos INNOVERT y Convencional en 4 pozos diferentes.	41
Grafico 3.	Diagrama de barras de los resultados de PV de el equipo FANN 35 de el lodo INNOVERT Vs FACTANT.	58
Grafico 4.	Diagrama de barras de los resultados de ml de filtrado de el fluido INNOVERT Vs FACTANT (fluido que se usaba en el Campo Cupiagua) a diferentes densidades.	59
Grafico 5	Diagrama de barras de los resultados de YP de el fluido INNOVERT Vs FACTANT.	59
Grafico 6	Una representación del sistema INNOVERT que demuestra, que el comportamiento del tao.	60
Grafico 7	Reograma de muestras de la formulación final antes de rolar con el equipo FANN 35	61
Grafico 8	Reograma de muestras de la formulación final después de rolar con el equipo FANN 35	61
Grafico 9	Reograma muestra 1 de la última formulación con el equipo FANN 70	61
Grafico 10	Reograma muestra 2 de la última formulación con el equipo FANN 70	62
Grafico 11	Reograma muestra 2 de la última formulación con el equipo FANN 70	62
Grafico 12	Reograma muestra 3 de la última formulación con el equipo FANN 70	62

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Pruebas de Laboratorio	70
Anexo B. Reología e hidráulica	79

LISTA DE FOTOS

		Pág.
Foto 1.	Piscina de lodo	23
Foto 2.	Explosión de un equipo en un pozo de los Llanos Orientales	30
Foto 3.	Piscina de reserva de un equipo de Cupiagua	31
Foto 4.	Balanza de Lodos	33
Foto 5.	Filtro prensa Baroid 500 ml APAT	34
Foto 6.	Kit de Retorta Completo	35
Foto 7.	Viscosímetro rotatorio de cilindro concéntrico FANN 35 calibrado	36
Foto 8.	Viscosímetro APAT FANN 70 (alta presión, alta temperatura)	37
Foto 9.	Equipos de Laboratorio para determinar las pruebas químicas	38
Foto 10.	Jarro de lodos graduado 1 cuarto de galón (946 cm ³)	47
Foto 11.	Celdas de alta temperatura	55
Foto 12.	Horno de alta temperatura con rodillos para simular condiciones de yacimiento	57

GLOSARIO

- 📖 MEASURED DEPTH (MD): profundidad medida. Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria del pozo, no depende de la inclinación del mismo
- 📖 TRUE VERTICAL DEPTH (TVD): distancia vertical verdadera. Es la profundidad del pozo medida verticalmente, es decir, es calculada teniendo en cuenta la inclinación del pozo y la Measured Depth.
- 📖 TRUE VERTICAL DEPTH SUBSEA: profundidad Real por debajo del nivel del mar. Es la profundidad vertical del pozo teniendo en cuenta la inclinación del mismo y la Measured Depth tomando como referencia el nivel del mar.
- 📖 BUZAMIENTO: es la medida de la inclinación de los estratos con la horizontal
- 📖 ESTRUCTURA: hace referencia a la estructura (geológicamente hablando) que delimita o identifica cada uno de los campos, para este caso se evidencia la presencia de campos sucesivos con la profundidad
- 📖 GRUPO: es el más alto nivel en sentido estratigráfico, es decir, un conjunto de formaciones
- 📖 FORMACIÓN: cada una de las formaciones que definen un grupo. También se puede presentar la existencia de formaciones que no forman parte de ningún grupo, es el caso de la Formación Mirador
- 📖 MIEMBRO: es cada una de las subdivisiones que puede tener una formación, es el nivel estratigráfico más bajo. Están caracterizados por cambios litológicos. No todas las formaciones deben estar divididas en miembros.
- 📖 OVERBURDEN: se le denomina este nombre a la sección que va desde la primera formación atravesada hasta la formación productora.
- 📖 APAT / HPHT: alta presión, alta temperatura
- 📖 DEC: Densidad Equivalente de Circulación

RESUMEN

El fluido de perforación es un componente muy importante en el proceso de la perforación pues tiene muchas funciones favorables, debido a esto se le hace un estudio exhaustivo para determinar un lodo apropiado, en el lugar donde se va a usar, lo primero es determinar los problemas que se encuentran en las formaciones que se van a atravesar, pues una de las funciones principales es controlar los inconvenientes que pueda tener cada una de estas, desde allí se empieza a estudiar que propiedades pueden mejorar esos inconvenientes que al no corregirlos generan costos elevados por pérdida de tiempo y desgaste de materiales, además pueden generar un cierre total del pozo o un reventón y causar un accidente, otra variable para tener en cuenta al empezar a formular el fluido es la función que le va a proporcionar a los equipos de el proceso de perforación; teniendo muy en claro que es lo que se necesita mejorar y controlar se empieza a buscar que tipo de fluido es apropiado; en el campo Cupiagua la compañía BP después de hacer muchas investigaciones decidió usar fluidos base aceite debido a su buen rendimiento en estas formaciones, por lo tanto en esta investigación se desarrollo un fluido de este tipo.

Al empezar a desarrollar el fluido objeto de esta investigación se determinaron los puntos anteriormente planteados y se hicieron aproximadamente 5 formulaciones y a cada una de estas se le realizo 5 muestras a diferentes densidades con el fin de analizar el comportamiento de cada formulación al observar los resultados de las pruebas que se le realizaban a cada muestra en el laboratorio BAROID en donde se realizan los procedimientos con los equipos abalados por la API para fluidos base aceite, estas pruebas son: reología con el equipo FANN 35, contenido de sólidos con la Retorta de 10 ml, contenido de Cloruros y Calcio con los aditivos químicos que dice la norma, estabilidad eléctrica con el medidor de estabilidad eléctrica FANN Modelo 23D, el análisis de filtrado HPHT con las celdas de alta presión y alta temperatura que la norma aprueba, densidad con la balanza de lodo, y después de hacer todas estas pruebas se le realizo una con el equipo FANN 70 que proporciona condiciones de temperatura altas y de presión de hasta 20000 psi, simulando las condiciones que se van a encontrar en el yacimiento para así tener más exactitud en los resultados y finalmente escoger un fluido que a condiciones extremas no se dañe, sea resistente, eficiente y económico.

INTRODUCCION

En el método rotatorio de perforación de pozos se deben tener en cuenta varios aspectos para que su desarrollo sea óptimo, uno de los más importantes es la circulación de un fluido de perforación, que va hacia el fondo del pozo por la sarta a través de la broca y hacia arriba por el espacio anular; este fluido tiene varias funciones, entre ellas están : enfriar y lubricar la broca y la sarta, transportar los recortes de perforación y los derrumbes hacia la superficie, controlar la presión en el fondo, dar sostén a las paredes del pozo , ayudar a disminuir el peso de la sarta y el revestimiento, servir como medio adecuado para llevar a cabo los perfilajes de cable, entre otras.

Para que el fluido de perforación cumpla con todas estas funciones se deben tener en cuenta unas características como son la viscosidad, resistencia de gel, densidad, que se obtienen de la adición de aditivos químicos (líquidos y sólidos) que permiten aumentar o disminuir cada una de estas propiedades, dependiendo de lo que necesitemos para el pozo, que a través de diferentes pruebas de laboratorio se obtienen y analizan para así escoger el fluido más adecuado para determinado pozo.

La finalidad de esta investigación es hacer una evaluación del diseño de un fluido de perforación INNOVERT por medio de pruebas de laboratorio respectivas teniendo en cuenta las propiedades del campo como presión y temperatura, analizar su comportamiento y escoger la mejor formulación del fluido, donde se tendrá en cuenta el mejoramiento de las características reológicas como viscosidad y resistencia de gel, entre otras, y compararlos con los fluidos que se han venido usando en los pozos del Campo Cupiagua y así determinar si su viabilidad tanto económica como funcional es superior a estos.

1. MARCO TEORICO

1.1 GENERALIDADES DE EL CAMPO CUPIAGUA

De manera general la zona de estudio se encuentra en las estribaciones orientales de la Cordillera Oriental de Colombia, mejor conocido como el Piedemonte Llanero Colombiano, enmarcados políticamente dentro del departamento del Casanare (Figura 1). En esta zona se encuentran centralizadas las operaciones de **BP EXPLORATION COLOMBIA LTDA**, las cuales comenzaron en 1987.

En esta zona los trabajos están divididos según los campos que posee la compañía. Se destaca el Campo de Cusiana, el cual está en el contrato de asociación de Santiago de las Atalayas, Tauramena y Río Chitamina, donde **BP** posee como socios a **ECOPETROL** y **TOTAL**.

El segundo campo más destacado de la compañía es el de Cupiagua, el cual fue descubierto en 1992 y se encuentra en el contrato de asociación de Santiago de las Atalayas y Recetor. Estos campos conforman el mayor hallazgo petrolero de Colombia hasta la fecha, con unas reservas combinadas de 1.600 millones de barriles y actualmente aportan un 30% de la producción total nacional. El crudo producido es exportado gracias a un oleoducto que conduce desde el Casanare hasta el Puerto de Coveñas.

Para estos campos se presenta una gran variación composicional de los fluidos y calidad de reservorio, encontrándose fluidos que van desde gases condensados muy pobres y gases condensados ricos hasta petróleos volátiles en cuarzo arenitas con porosidades entre 3 y 10 por ciento. Esta variación está ligada a la historia evolutiva tanto estratigráfica (roca generadora, yacimiento y sello) como estructural (temporalidad entre deformación y generación de hidrocarburos).

Para el desarrollo de estos campos **BP** ha perforado alrededor de 125 pozos en terrenos abruptos y de geología complicada a una profundidad de hasta 20.000 ft. Adicionalmente programas intensos de exploración se han realizado y tienen como base la adquisición y procesamiento de varios programas sísmicos 2D (mas de 2000 kilómetros) y alrededor de 840 Km cuadrados en sísmica 3D y el mapeo geológico detallado de superficie.

Figura 1. Ubicación de las licencias en las cuales se encuentran los campos de BP. La zona de estudio para este trabajo está comprendida por los campos incluidos dentro de la Licencia de Piedemonte de la Compañía.



1.1.2 Marco Geológico

En Colombia, los Andes forman tres rasgos distintivos: la Cordillera Oriental, Central y Occidental. Estos rasgos para su formación pasaron por múltiples fases de tectonismo superpuestos debido a la deformación terciaria sufrida por los Andes y que da como resultado los relieves hoy conocidos.

La Cordillera Occidental está formada por un conjunto de rocas típicas de corteza oceánica amalgamadas asociadas a un arco volcánico y rocas plutónicas que fueron acrecionadas al margen noroccidental de Sur América a lo largo de zona de Falla de Romeral en el Cretácico Tardío al Paleoceno. Al este de la zona de Falla de Romeral se encuentra la cordillera Central, la cual descansa sobre corteza continental, la cual consiste en rocas metamórficas Precámbricas y Paleozoicas suprayacidos localmente por rocas volcánicas calco-alcalinas, clásticas y calizas. Las Cordilleras Central y Occidental son intruidas por granitoides Terciarios.

La Cordillera Oriental, como la Central es subyacida por corteza continental, la cual contiene rocas metasedimentarias. Adicionalmente la Cordillera presenta una delgada secuencia Jurásica y Cretácica Temprana que cubre sus flancos

orientales y occidentales. Los flancos, en general presentan mayor levantamiento que la parte central de la Cordillera, así como las rocas más antiguas están expuestas en los flancos y las rocas más jóvenes están preservadas en la parte central.

La Cordillera Oriental está limitada al Este por una cuenca tipo *Foreland* del Neógeno, conocida como la Cuenca de los Llanos; hacia la parte Oeste se encuentran las cuencas del Valle Medio y Alto del Magdalena (VMM, VSM), cuencas intramontanas las cuales separan la Cordillera Central de la Cordillera Oriental. Al Norte, la Cordillera está limitada por la falla de Bucaramanga – Santa Marta, una falla de tipo rumbo deslizante sinistral (strike slip) de edad Mioceno a Holoceno y la cual es la responsable de gran parte de la actividad sísmica en la actualidad. Hacia el Noreste de la Cordillera, se encuentra el Macizo de Santander, el cual es geológicamente distinguible por el número de plutones y contenido de rocas Precámbricas. El Macizo separa la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) de la cuenca del Maracaibo y Barinas – Apure en Venezuela, por último, se presentan Macizos Precámbricos (Quetame y Garzón) que separa la cuenca de los Llanos de la cuenca del Valle Superior del Magdalena (Figura 2).



Figura 2. Elementos tectónicos de Colombia, mostrando la Cordillera Oriental y los diferentes rasgos geológicos que la limitan, como lo son las cuencas del Valle del Magdalena y la de los Llanos. Tomado de Dengo, Carlos. Structure of the Eastern Cordillera of Colombia: Implications for Trap Styles and Regional Tectonics. 1993.

1.1.3 Estratigrafía

La estratigrafía del área involucra rocas que van desde el Paleozoico, Cretáceo y Terciario con presencia de múltiples discordancias regionales (Figura 3). Las rocas más antiguas en el área son arcillolitas del Ordovícico sobre las cuales yace de manera discordante la secuencia cretácica, la cual inicia con las Formaciones Fόμεque y Une (Albiano – Aptiano – Cenomaniano), seguida de la Formación Gachetá (Huroniano – Conoaciano – Santoniano) y el Grupo Guadalupe (Campaniano – Maastrichtiano). La secuencia Terciaria está dada por las Formaciones Barco y Los Cuervos (Paleoceno), Mirador (Eoceno), el Grupo Carbonera y la Formación León (Oligoceno - Mioceno), la Formación Guayabo (Mioceno – Pleistoceno) y los depósitos más recientes de la Formación Corneta.

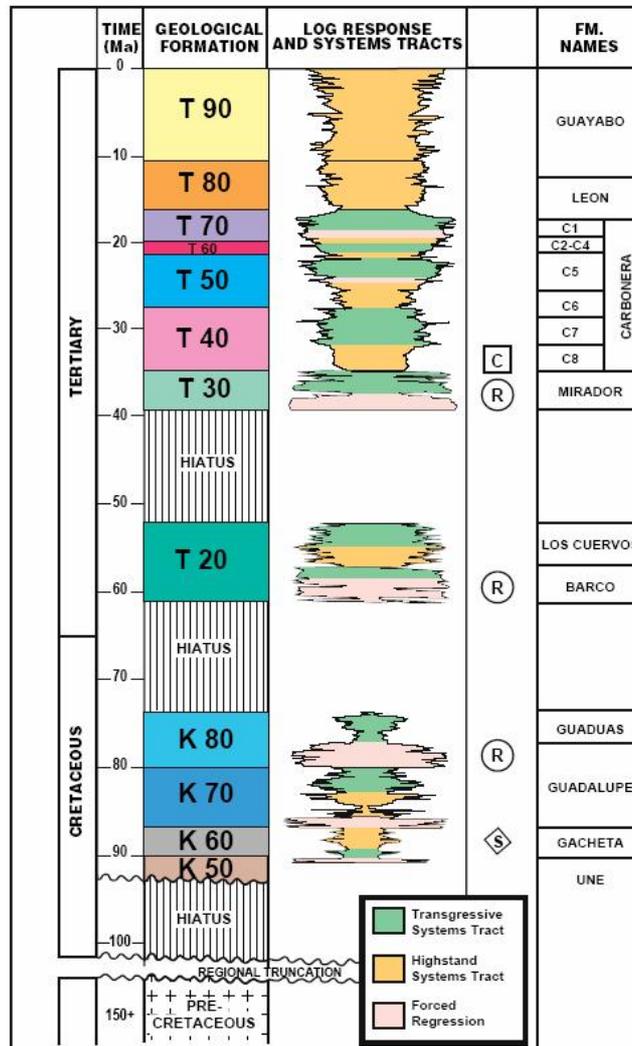


Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de los campos presentes en la Licencia Piedemonte. En la columna se distinguen las formaciones generadoras, reservorios y sello. Adicionalmente la respuesta de registro Gamma Ray para dicha formación. Tomado de Cooper. M. A. et al, *Basin Development and Tectonic History of the llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia*. AAPG Bulletin, V. 79, N° 10 (October 1995).

FORMACION GUAYABO: Constituida por una secuencia de características continentales con un espesor de 5000 pies de lodolitas varicoloreadas en donde predominan el marrón rojizo, rojo ladrillo con moteado de colores amarillentos. Son solubles, y moderadamente consolidadas, plásticas y pegajosas.

FORMACION LEON: Constituida por lodolitas grises, consolidadas; blocosas; astillosas; y con fisibilidad. Por lo general son micropiritas y ocasionalmente ocurren delgadas intercalaciones de limolitas.

GRUPO CARBONERA:

- Formación Carbonera C1: Es una unidad heterogénea de intercalaciones de lodolitas y areniscas con interlaminaciones menores de limolitas, tiene un espesor variable entre 140 y 1800 pies.
- Formación Carbonera C2: Secuencia homogénea de lodolitas de color gris verdoso, y tonos parduzcos, con un grado de consolidación de moderado a bien consolidado, astillosa, micropirítica, su espesor varía entre 450 y 800 pies.
- Formación Carbonera C3: Es una secuencia de intercalaciones de lodolitas, areniscas y limolitas, con un espesor que varía entre 300 y 400 pies.
- Formación Carbonera C4: Esta es una sección de lodolitas de color gris claro, gris medio, parduzco y verdoso; con un grado de consolidación moderado a bien consolidado, subblocosa, subastillosa; con inclusiones piritosas, el espesor de esta unidad va entre 20 y 250 pies.
- Formación Carbonera C5: Secuencia de lodolitas con frecuentes intercalaciones de areniscas y limolitas, de vez en cuando se presentan niveles carbonosos, y tiene un espesor que está entre 1200 y 1500 pies.
- Formación Carbonera C6: Esta formación está compuesta por una secuencia homogénea de lodolitas con pocas interlaminaciones de limolitas, tiene un espesor que va entre 300 y 500 pies.
- Formación Carbonera C7: Tiene intercalaciones de arenisca, limolitas y lodolitas con un espesor variable entre 400 y 800 pies.

- Formación Carbonera C8: Compuesta por una secuencia homogénea de lodolitas de color gris claro, verdoso, pardo claro y oscuro, su espesor va entre 450 y 600.

FORMACION MIRADOR: Es una secuencia masiva de arenisca cuarzosa, de color gris blancuzco y amarillo blancuzco, por tener aceite de formación, además de estar impregnada de lodo base aceite; la mayoría de grano es medio, localmente puede ser conglomerática de tamaño gránulo; muy dura y apretada; los granos son translúcidos y transparentes, pobremente seleccionada, bien cementada, tiene una porosidad muy pobre, es una arenisca muy limpia sin matriz. Generalmente están manchadas de aceite residual, de color negro, pegajoso y plástico, su espesor varia entre 320 y 450 pies, esta formación esta dividida en tres fases: en la fase superior tiene delgadas intercalaciones de lodolitas pardo cremosas, gris parduzco, un poco oscuro y limolitas pardas grisáceas. En su fase intermedia desarrolla una facie lodosa, denominada Mirador Medio que consiste en un paquete de lodolitas de color gris claro, blanco grisáceo con inclusiones de granos finos de cuarzo que le dan apariencia de toba, tiene delgadas intercalaciones de areniscas de color blanco grisáceo de grano fino a medio y por lo general no están manchadas con aceite. El Mirador Inferior esta compuesto por un cuerpo masivo de areniscas cuarzosas, de color blanco pardo muy claro de grano medio a grueso translúcidos.

FORMACION LOS CUERVOS: Es una secuencia principalmente de lodolitas con pocas intercalaciones de areniscas y limolitas, la entrada a esta formación esta marcada por la aparición de lodolitas abigarradas de colores pardo rojizo, amarillento, amarillo, mostaza, púrpura y violeta, al igual aparecen lodolitas carbonosas de color pardo oscuro, crema, gris claro y parduzco, y tiene un espesor que varía de 350 a 700 pies.

FORMACION BARCO: Esta secuencia de areniscas localmente presenta delgadas intercalaciones de lodolitas, constituye el segundo reservorio de importancia de hidrocarburos en el piedemonte. El tope de esta formación esta marcado por la aparición de una arenisca cuarzosa de grano medio, y fino; limpias con cemento silíceo, de vez en cuando tiene inclusiones piríticas y líticas oscuras, tiene un espesor de 200 a 450 pies.

GRUPO GUADALUPE: Que esta constituido de la base al tope por las lodolitas del Guadalupe Superior que son de color gris oscuro, negro grisáceo, subfísiles, astillosas, bien consolidadas, micropiritosas, y que tiene esta sección un espesor de 40 a 200 pies; las areniscas del Guadalupe Superior que constituyen el tercer reservorio en importancia de hidrocarburos en la Cuenca del Piedemonte y tiene intercalaciones de areniscas cuarzosas de

colores blancuzcos y amarillentos debido a el aceite de formación, duras blocosas y lodolitas; y también hacen parte de este grupo las Lodolitas del Guadalupe Medio que tienen intercalaciones menores de areniscas, son de color gris oscuro y algunas con inclusiones de granos finos de cuarzo, duras de grano fino a muy fino de porosidad visible muy pobre.

Estos tres paquetes se basan principalmente por el contenido de granos de fosfatos, que tienen la cualidad de presentar más alta porosidad y permeabilidad con respecto a la unidad con menor contenido de fosfatos.

1.2 LODOS DE PERFORACION BASE ACEITE

Los lodos base aceite son lodos en que la fase continua, o externa, es un aceite, como el diesel o aceite mineral low tox. En las propiedades de los lodos base aceite es importante tener en cuenta lo siguiente:

- Relación aceite/agua
- Tipo y concentración del emulsionante
- Contenido de sólidos
- Temperatura y presión pozo abajo



Foto 1. Piscina de lodo

1.2.1 Sistemas De Lodo Base Aceite

Los sistemas de lodo base aceite se clasifican en cuatro categorías. La Tabla 1 detalla los usos principales de estos diferentes sistemas.

Sistema	Aplicación
Emulsión firme o apretada	Para uso general y en áreas de altas temperaturas de hasta 500 °F (260°C)
Filtrado relajado (FR)	Para proveer más altos índices de ROP
Todo aceite	Para uso como fluido no perjudicial de extracción de núcleos y perforación
Alto contenido de agua	Para reducir la retención de aceite en los recortes; usado principalmente en zonas costa afuera que son ambientalmente sensibles

Tabla 1. Sistemas de lodo base aceite. Cada sistema de lodo base aceite fue creado para llenar específicas necesidades de perforación.

1.2.1.1 Sistemas de emulsión firme

Los sistemas de emulsión firme ofrecen estabilidad a alta temperatura y tolerancia a los contaminantes. Estos sistemas usan altas concentraciones de emulsionantes y agentes de pérdida de fluido para máxima estabilidad de la emulsión y mínima pérdida de filtrado. El volumen del filtrado APAT (alta presión, alta temperatura) es comúnmente menor de 15 mL y debe ser todo aceite.

1.2.1.2 Sistemas de filtrado relajado (FR)

Los sistemas de filtrado relajado no tienen nada o muy bajas concentraciones de emulsionante y agente de control de filtración. El aumento de filtrado en estos sistemas propende a más rápidas velocidades de perforación de los que son posibles con sistemas de emulsión firme. El volumen de la pérdida de fluido APAT es de 15 a 20 ml con optimizada pérdida instantánea. Estos sistemas son estables a temperaturas de hasta 325°F (163°C).

1.2.1.3 Sistema de perforación /extracción de núcleos 100% aceite

Sistema 100% aceite, se usa cuando el mantenimiento del estado nativo de la formación geológica constituye un factor primordial. Este sistema no se usa donde la contaminación del agua es un problema conocido.

1.2.1.3 Sistemas de alto porcentaje de agua

Los sistemas de alto porcentaje de agua fueron desarrollados para usar en áreas en que las descargas de aceite son restringidas, como en el Mar del Norte. Estos sistemas, que tienen una relación aceite-agua de 50/50, pueden reducir hasta en un 45 por ciento el aceite que queda en los recortes. Los sistemas de alto porcentaje de agua no son recomendados a temperaturas superiores a 250°F (121°C).

1.2.2. Manejo Del Lodo

Cuando se mantiene un sistema de lodo base aceite, observar las siguientes pautas guías que son las utilizadas por BP

- Mantener estabilidad eléctrica por encima de 400 voltios.
- Mantener un filtrado APAT todo aceite.
- No agregar agentes densificantes cuando se agregue agua.
- Mantener el exceso de cal a entre 1.5 y 3.0 lb/bbl (4.0 y 9.0 kg/m³).
- Usar equipo de control de sólidos para evitar acumulación de sólidos de bajo peso específico.
- Agregar despacio un emulsificante a medida que se agregan agentes densificantes para ayudar a mojar en aceite los sólidos adicionales.
- No saturar la fase agua con CaCl₂ porque podría ocurrir inestabilidad de la emulsión y mojado de los sólidos por agua.

El lodo INNOVERT no cumple con estas pautas debido a que no es un lodo tradicional

1.3 Funciones de los fluidos de perforación

1.3.1 Transporte de recortes y de derrumbes

Los recortes y los derrumbes son más pesados que el lodo. Por lo tanto, al mismo tiempo que el flujo del lodo en el anular los empuja hacia arriba, están sometidos a la fuerza de gravedad, que tiende a hacerlos caer hacia el fondo del pozo. La velocidad con la que esas partículas caen a través del lodo fluente depende principalmente de la densidad y la viscosidad del fluido, y del tamaño, forma y densidad de las partículas.

Dado que el fluido en el espacio anular circula hacia arriba, la velocidad a la que las partículas son elevadas es la diferencia entre la velocidad anular y la velocidad

de caída de los recortes y derrumbes. Si el pozo no se limpia en forma apropiada, el material sólido se acumulara en el espacio anular causando un aumento en la torsión, el arrastre, y en la presión hidrostática. Falla de la tubería, una tubería aprisionada, una velocidad reducida de penetración y la pérdida de circulación son consecuencias posibles de esa situación.

1.3.2 Suspensión de partículas cuando se detiene la circulación

Cuando el lodo no esta circulando, la fuerza de elevación por flujo ascendente es eliminada. Los recortes y derrumbes caerán hacia el fondo del pozo a menos que el lodo tenga la capacidad de formar una estructura de tipo gel cuando no esta fluyendo, el lodo debe, por supuesto, recuperar su fluidez cuando se reinicia la circulación.

1.3.3 Control de presiones subterráneas

El agua, el gas y el petróleo que se encuentran en el subsuelo están bajo gran presión. Esta presión debe ser sobrebalanceada para evitar un flujo incontrolado de esos fluidos de formación en el interior del pozo. El control se logra merced al mantenimiento de una presión hidrostática suficiente en el anular. La presión hidrostática es directamente proporcional a la densidad del lodo y a la altura de la columna de lodo.

1.3.4 Enfriamiento y lubricación del trepano y de la sarta

A medida que la broca raspa el fondo del pozo y que la sarta rota contra las paredes del pozo, se genera calor. El lodo debe absorber ese calor y conducirlo hacia fuera. Cualquier lodo líquido desempeñará esa función al circular. El fluido de perforación también ejerce un efecto lubricante para la broca, para la sarta y para el revestimiento durante el proceso de la perforación. Algunas partículas contenidas en el lodo no pueden tal vez ser consideradas propiamente como lubricantes; sin embargo, la facilidad con que se deslizan una al lado de la otra y su deposición sobre las paredes del pozo disminuyen la fricción y la abrasión. A veces se añaden materiales especiales al lodo para mejorar sus propiedades lubricantes. Entre los posibles beneficios se cuenta una vida más prolongada de la broca, una torsión y arrastre disminuidos, una menor presión de bombeo y menor desgaste por fricción en la sarta y en el revestimiento.

1.3.5 Sostén para las paredes del pozo

A medida que la broca penetra en una formación subterránea se suprime parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes del pozo. A menos que ese sostén sea reemplazado por el lodo de perforación hasta que el revestimiento haya sido colocado, la formación caerá en el interior del pozo. Los mecanismos que evitan que eso ocurra dependen de la naturaleza de la formación, si la formación es muy firme (el granito sería un ejemplo extremo) se necesita poco sostén por parte del lodo. Si la formación es moderadamente firme y consolidada (lutitas es un ejemplo), la densidad del lodo puede ofrecer un apoyo suficiente. Si la formación es débil y no-consolidada (como en el caso de la arena) el lodo debe ser suficientemente denso y debe, además tener la capacidad de formar una capa delgada pero resistente sobre las paredes del pozo.

1.3.6 Suspensión de la sarta y del revestimiento

El peso de una sarta de perforación o de una sarta de revestimiento puede exceder 200 toneladas. Un peso tal puede causar una gran tensión o esfuerzo sobre el equipo de superficie. Sin embargo, esas tuberías están parcialmente sostenidas por el empuje ascendente del lodo (principio de Arquímedes), de la misma manera que el empuje flotante del océano mantiene flotando a un buque de acero. La presión ascendente (sustentación hidráulica) depende de la presión ejercida por el fluido y de la sección transversal sobre la que esta presión se ejerce.

1.3.7 Transmisión de energía hidráulica

Durante la circulación, el lodo es expulsado a través de las boquillas de la broca a gran velocidad. Esta fuerza hidráulica hace que la superficie por debajo de la broca esté libre de recortes. Si no se remueven de allí los recortes, la broca sigue retriturando los viejos recortes, lo que reduce la velocidad de penetración. La remoción eficiente de los recortes que se forman en la superficie de la broca depende de las propiedades físicas del lodo y de su velocidad al salir por las boquillas.

En situaciones especiales la fuerza hidráulica del lodo se emplea también para hacer girar la broca. La broca está conectada a un motor hidráulico en el fondo del pozo; el conjunto está a su vez fijo al extremo inferior de la sarta. Este método se utiliza a menudo para lograr una perforación direccional y está asimismo ganando adeptos para perforación vertical rectilínea en ciertas áreas.

1.3.8 Medio para perfilajes de cable

Si bien el lodo perturba las características originales de las formaciones, su presencia es necesaria para realizar muchos de los perfiles de cable que se emplean para la evaluación de la formación. La utilización de esos perfiles requiere que el lodo sea buen conductor de la electricidad y que presente propiedades eléctricas diferentes de las de los fluidos de la formación. Una evaluación apropiada de la formación es difícil si la fase líquida del lodo penetra profundamente en la formación o si el lodo ha erosionado el pozo física o químicamente.

2. PROBLEMAS OPERATIVOS EN EL CAMPO CUIAGUA

Debido a las características de las formaciones del Campo Cuiagua en los pozos de este campo se manejan problemas operativos como los que están descritos a continuación que se presentan con el lodo FACTANT el cual se estaba usando y fue la razón principal para desarrollar esta investigación, ya que estos problemas causan grandes pérdidas económicas y atrasos en la operación de perforación.

2.1 Asentamiento de material densificante

Debido a altas viscosidades, gran resistencia de gel o exceso de sólidos se desarrollan problemas de presión de succión, de pistón y presión de circulación. Debido a un deficiente control de pérdida de fluido, el diámetro del pozo se reduce y ocasiona una excesiva presión de succión que aumenta el riesgo de ocurrir un reventón.

Al tener una viscosidad elevada, es posible que la presión de circulación se aumente demasiado lo que podría ser el causal de producir una pérdida de circulación en el pozo.

Cuando se tiene un lodo con alta concentración de sólidos se reduce la energía hidráulica disponible a nivel de la broca, aumenta el desgaste de la bomba y, en algunos casos, puede convertirse en imposible de bombear.

Este es uno de los principales problemas de el lodo FACTANT tiene una alta concentración de sólidos, por este motivo se quiere cambiar a un fluido que tenga bajo contenido de sólidos.

2.2 Pérdida de circulación

Uno de los problemas más usuales en el momento de perforar es la pérdida de circulación que acarrea un aumento en el costo del lodo, pues si no se soluciona a tiempo es mucho el lodo que se va a perder y por lo tanto el costo total del pozo aumentaría bastante, a parte de el peligro que puede haber que se produzca un reventón.



Foto 2. Explosión de un equipo en un pozo de los Llanos Orientales

Este problema se produce cuando la presión ejercida por el lodo excede la resistencia de la formación, esto se puede dar al emplear un lodo de alta densidad que genera altas presiones, al iniciar la circulación o mientras se está efectuando un viaje en el pozo.

2.3 Inestabilidad del pozo

En las formaciones del Campo Cupiagua uno de los grandes problemas es la erosión de las paredes del pozo por medios físicos o químicos esto causa la inestabilidad de la formación y puede dar por resultado el aprisionamiento de la tubería. Esta erosión física se reduce mucho bombeando el lodo en el espacio anular a una velocidad entre media y baja.

La erosión química es causada por la reacción química entre los componentes del lodo y los de la pared, para saber esto es importante tener en cuenta la cantidad de filtrado a altas presiones y temperaturas que produce el fluido, controlar la cantidad de sal que maneja la salmuera y tener en cuenta los valores de estabilidad eléctrica, todo esto con el fin que saber si hay un buen efecto de saponificación entre el lodo y la formación.

2.4 Pegamiento de la sarta (aprisionamiento)

Este problema puede ser causado por diferentes causas independientes o la unión de varios problemas, por ejemplo al existir pérdida de circulación, esta puede causar inestabilidad en las paredes del pozo y ocurrir un derrumbe que cause el aprisionamiento de la sarta contra las paredes del pozo, que eleva el costo de las

operaciones porque se puede perder la tubería atascada, o ocasionar costos elevados en operaciones de pesca.

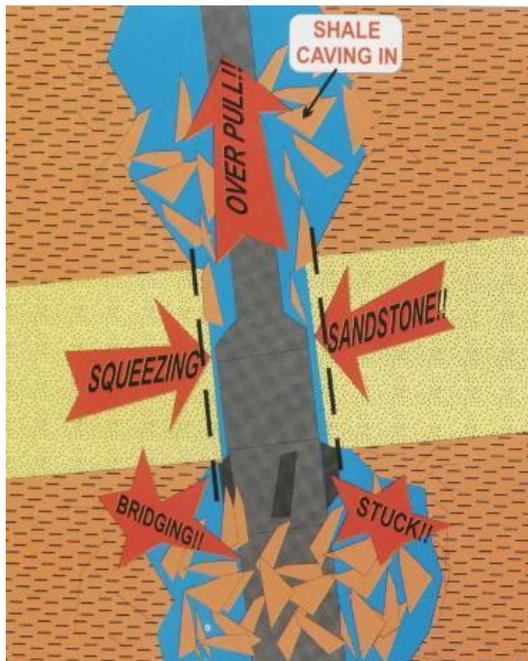


Figura 4. Ilustración de aprisionamiento de la sarta causado por un derrumbe

2.5 Mala limpieza del Hueco

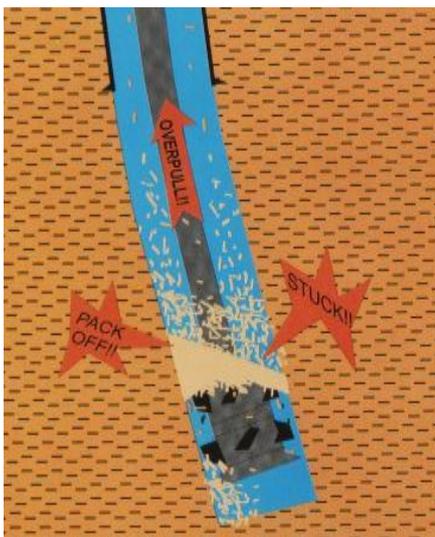


Fig 5. Ilustración de depositación de sólidos en el espacio anular de un pozo

El tipo más importante de pegamiento relacionado con el lodo que al adicionársele sólidos generados en la perforación aumenta el peso del lodo y por lo tanto la presión hidrostática del fluido de perforación quedaría mayor que la presión de formación y causa un derrumbe de las formaciones y por lo tanto el aprisionamiento de la sarta que ha logrado penetrar en el interior del pozo y capturar literalmente a la sarta por una acumulación excesiva de derrumbe en el pozo.

Una de las funciones principales del lodo es el transporte de recortes y derrumbes, por esto en el momento de elaborar un fluido de perforación se hacen pruebas reológicas como viscosidad, y resistencia de gel con el fin de determinar si el lodo es suficiente para arrastrar estos sólidos sin causar ningún problema a el hueco, pues si el pozo no se limpia en forma apropiada el material solido se acumula en el espacio anular causando un aumento en la torsión, desgaste de las bombas, el arrastre y en la presión hidrostática que causa falla de la tubería, pega de tubería, se reduce la velocidad de penetración, y pérdida de circulación entre otras.

Muchos operadores, en muchos lugares del mundo, hacen la disposición de los cortes aceitosos mediante su incorporación a una mezcla acuosa, la cual se reinyecta en un pozo existente, a gran profundidad bajo la superficie. Siempre y cuando esto se pueda lograr en forma segura, este se constituye en un método



excelente de disposición. Infortunadamente la conveniencia de la reinyección no constituye una opción viable, ya que implica un riesgo inaceptable. Específicamente, debido a la naturaleza de fallas de las formaciones que se están perforando, existe la posibilidad de que el material inyectado se comuniquen, bien sea con otros pozos o aún que aflore a la superficie. Esta fue la conclusión a la que llegó un equipo al que se le encargó la tarea de tomar la decisión en cuanto a si la inyección de los cortes de desecho constituía un método seguro para las empresas operadoras.

Foto 3. Piscina de reserva de un equipo de Cupiagua.

El criterio que se estableció a fin de determinar la alternativa adecuada era que la técnica a utilizarse debería reducir el aceite en los cortes a menos del 1% en peso (10.000 ppm), a partir de un nivel inicial típico del 11% (110.000 ppm).

Desde que se introdujeron las tecnologías más limpias, la cantidad de cortes que se han procesado utilizando la desorción térmica indirecta y la bioremediación a la fecha, es de 32.500 toneladas métricas (TM), lo cual representa 3.450 TM de diesel biodegradado o recuperado. Una proyección de la cantidad futura de cortes con lodos base aceite a ser tratada en los próximos dos años es de 250.000 TM, los que contendrán 26.700 TM de diesel, y que con una reducción del 96% en la cantidad de diesel se dispondrán sin riesgo ambiental, solamente 1176 TM de aceite.

3. CARACTERISTICAS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

Siendo esta investigación de tipo experimental, se elaboraron pruebas de laboratorio especiales para fluidos base aceite, en donde los procedimientos de cada una de las pruebas se hicieron de acuerdo al manual de fluidos de Baroid (ver anexo A), cumpliendo con lo que estipulan las normas API (en cuanto a equipos e instrumentos de trabajo, reactivos químicos, elementos de seguridad y procedimientos).

En este capítulo se describen las funciones y características que cumplen cada una de las pruebas que se desarrollaron en el laboratorio para observar la importancia del análisis de los resultados que estas aportan y poder realizar un tratamiento para mejorar las propiedades del lodo a tiempo y que sea efectivo, evitando la elevación de costos y la presencia de problemas en la perforación.

3.1 DENSIDAD



Foto 4. Balanza de lodos

Es importante medir el peso del lodo, pues tiene varios objetivos como son: lograr una óptima rata de penetración, controlar la pérdida de circulación, prevenir que la

presión de la formación sea mayor que la presión hidrostática y que halla un reventón, además de controlar el colapso del pozo en formaciones problemas.

3.2 ESTABILIDAD ELÉCTRICA

La medida de estabilidad eléctrica determina en un fluido base aceite si la emulsión ha tenido un buen proceso de saponificación, es decir si la emulsión es estable, lo que significa que en el filtrado solo se produzca aceite, pues al producirse agua también en este, podría tener problemas de inestabilidad en las formaciones inestables, ya que en esta zona de piedemonte en donde se encuentra el campo Cupiagua los mayores problemas son de este tipo.

3.3 FILTRADO: APAT



Foto 5. Filtro prensa Baroid 500 ml APAT.

En esta prueba se determina la capacidad de pérdida de filtrado que produce el lodo, y que es un problema para la perforación y al tener una pérdida de circulación se aumentan los costos del lodo, también produce daños a la formaciones que atraviesa, con mas abundancia en las formaciones que tienen poca estabilidad o una pobre compactación y que son sensibles a la presencia de el fluido de perforación y en zonas permeables en donde se pueden encontrar problemas de pegas diferenciales, es por eso que para evitar la pérdida de filtrado en el lodo se adicionan sustancias que proporcionan la formación de una costra o

torta de lodo que es delgada y permeable y no disminuye la capacidad de la filtración a la formación, otra forma es aumentarle la viscosidad a la fase líquida y evita el paso de filtrado a la formación, y a medida que aumenta el diferencial de presión se comprime la torta reduciendo la permeabilidad de esta y la capacidad de filtración y la temperatura hace que se disminuya la viscosidad del fluido de perforación y se aumente el filtrado y que algunos aditivos que sirven como controladores de filtrado sean menos efectivos con el aumento de temperatura, por ello esta prueba se hace a altas temperaturas como 300 °F y a un diferencial de presión de 500 psi para analizar que tratamiento seguirle al lodo con el fin de disminuir el filtrado y evitar que los nuevos aditivos dañen o no sean compatibles con las formaciones que se van a encontrar en el pozo.

3.4 ANÁLISIS DE RETORTA



Foto 6. Kit de retorta completo

Al realizar esta prueba se obtiene el porcentaje de aceite, agua y el total de sólidos suspendidos y en solución en el fluido de perforación que es importante conocer para determinar los problemas que estos puedan causar en las propiedades del lodo y/o en las formaciones atravesadas y determinar el tratamiento químico y mecánico que debe hacerse al sistema de perforación.

3.5 PROPIEDADES REOLÓGICAS: VISCOSÍMETRO FANN 35



Foto 7. Viscosímetro rotatorio de cilindro concéntrico FANN 35 calibrado

Una de las propiedades más importante para saber de un fluido de perforación con el fin de poderla controlar es la viscosidad, y la resistencia de gel, el punto de Cedencia y esfuerzos de Gel, que son proporcionadas al realizar las pruebas con el viscosímetro FANN 35, las dos primeras determinan la capacidad para remover los cortes de perforación y mantener estos cortes intactos para no tener información errónea de las formaciones penetradas, la capacidad de sostener los sólidos cuando no hay circulación, cuanto se va a reducir los daños que le pueden ocurrir a las paredes del pozo, y determinar un buen tratamiento químico para el lodo.

Al ir perforando el hueco, a el fluido de perforación se le adicionan sólidos activos, inertes y contaminantes que hace que se alteren estas dos propiedades al fluido o lodo que no es beneficiosa para la perforación y puede proporcionar los siguientes problemas:

- ◆ Derrumbes de Shales
- ◆ Desgaste del equipo debido a la contaminación del lodo por arena
- ◆ Debido a el aumento de la presión hidrostática, puede haber pérdida de circulación
- ◆ Se puede generar un reventón causado por el entrapamiento de gas en el lodo
- ◆ Al tener en aumento la viscosidad se requiere alta presión de bombeo para hacer circular el fluido

El punto de Cedencia representa el grado de dispersión o atracción entre los sólidos del lodo medido en condiciones dinámicas y es importante determinar esta propiedad para saber con que tratamiento se va a tratar el fluido, y los esfuerzos de Gel, son medidos para calcular la interacción química de las partículas cuando el lodo se encuentra quieto sin movimiento, y depende del tiempo, por esa razón,

se determina esta propiedad en tres tiempos diferentes, después de estar en un tiempo 0 a 600 RPM, se ubica el interruptor a 3 RPM E, se espera entre 10 segundos, 10 minutos, y 30 minutos cada prueba para analizar si los geles son o no progresivos

3.6 ENSAYO FANN 70



Foto 8. Viscosímetro APAT FANN 70 (alta presión y alta temperatura)

Debido a la necesidad de analizar las muestras en rangos reales (a condiciones de yacimiento) se realizó esta prueba que proporciona condiciones de presión y temperaturas altas como 300 °F y 20000 psi y determina los comportamientos reológicos (viscosidad, resistencia de gel, punto de cedencia, y esfuerzos de gel) de los lodos a las temperaturas y presiones a encontrar en el pozo.

3.7 CONTENIDO DE CLORUROS Y CALCIOS



Foto 9. Equipos de Laboratorio para desarrollar las pruebas químicas

Estas son denominadas las pruebas químicas en este caso de los lodos base aceite, es importante tenerlas en cuenta en el tren de pruebas para analizar el fluido, debido a que el lodo tiene que ser compatible con las propiedades de las formaciones que va a atravesar y se debe buscar que las propiedades del lodo sean optimas para que no vaya contaminar o causar problemas en las formaciones, en este caso se analiza la salinidad del lodo, que al tener contacto con el agua de la formación va a causar un proceso de ósmosis que consiste en que al haber dos fluidos salados el de la salmuera del lodo y el de el agua de las rocas de la formación, el agua tiende hacia el fluido

con menor salinidad entonces hay que tener en cuenta que la salinidad de el lodo no sea tan baja pues dejaría las rocas si nada de agua y en ese caso causaría problemas de inestabilidad de esa formación que me produciría derrumbe de esta, y si es muy alta saturaría y contaminaría la formación, entonces lo ideal es basado en los estudios que se le hacen a las cuencas, saber cual es el porcentaje de salinidad optimo para tener un buen desempeño de el lodo en el interior del pozo.

4. FLUIDO INNOVERT

Fluido De Emulsión Inversa A Base De Aceite Parafínico/Mineral

Basados en el sistema INNOVERT que nos proporciona unos rangos en los que podemos encontrar optimas condiciones, después de aproximadamente 30 formulaciones propuestas con el fin de encontrar la mas adecuada para este campo, finalmente encontramos una que mejora las características de el fluido de perforación que hoy en día se esta usando en el campo Cupiagua y es compatible con las formaciones que atraviesa.

Este sistema hace obsoletos los enfoques actuales para tratamiento de decantación de barita en fluidos a base de aceites parafínicos y minerales, mientras que otorga a los operadores un desempeño técnico y económico muy efectivo. La estructura de gel del fluido de perforación INNOVERT elimina también la necesidad de viscosificar excesivamente el lodo.

Más allá de eliminar la decantación de barita, las tecnologías usadas en estos sistemas de fluidos están ampliamente reconocidas por los operadores por proveer pérdidas de lodo entero marcadamente reducidas resultando en costos generales del pozo más bajos.

La reología del sistema INNOVERT y la de todos los sistemas de emulsión inversa de alto rendimiento se maneja mediante la aplicación de varios emulsionantes y ácidos grasos nuevos. Estos aditivos representan un importante distanciamiento con la arcilla y el lignito organofílicos comúnmente usados. La interacción de los componentes en este sistema libre de arcilla es una clave para proveer una robusta pero frágil estructura de gel.

4.1 VENTAJAS DEL SISTEMA DE FLUIDO DE ALTO DESEMPEÑO INNOVERT

- Propiedades estables de lodo en un amplio rango de temperatura y densidad (450°F [232.22°C] y más de (18.0 lpg).
- Frágiles esfuerzos de gel que pueden reducir pérdidas en el fondo del pozo hasta en un 80%, siendo la reducción promedio de 41%; lo que puede reducir los costos operativos y atenuar el impacto ambiental cuando se lo compara con fluidos de emulsión inversa convencionales.
- Propiedades reológicas únicas que pueden proporcionar bajas ECD con mayores propiedades de suspensión, eliminando así la necesidad de

agentes densificantes de granulometría fina a la vez que se provee una limpieza excelente del pozo.

- Altos esfuerzos de geles frágiles que requieren bajas presiones en superficie para romper los geles, eliminando la necesidad de modificar la reología del fluido antes de colocar la tubería de revestimiento.
- Más tolerancia a los contaminantes tales como sólidos e influjos de agua.
- Contenido de sólidos significativamente más bajo para ayudar a incrementar las velocidades de penetración.
- Menos productos que los requeridos para los sintéticos convencionales, lo que mejora la logística y el uso de espacio del equipo de perforación.
- Respuesta en tiempo real a los tratamientos con aditivos químicos, sin tiempo de espera para que los modificadores de reología funcionen (es decir, no hay necesidad de circulaciones múltiples).
- Puede ayudar a reducir los costos generales de construcción del pozo, incrementando el retorno de la inversión.
- No hay necesidad de separación por etapas en el pozo ni circulación para estabilizar la densidad del lodo después de largos períodos estáticos.
- Revoque de lodo extremadamente fino y baja invasión de fluidos para promover condiciones óptimas de registros eléctricos, mejor retorno a la permeabilidad y presiones bajas para quitarlo.

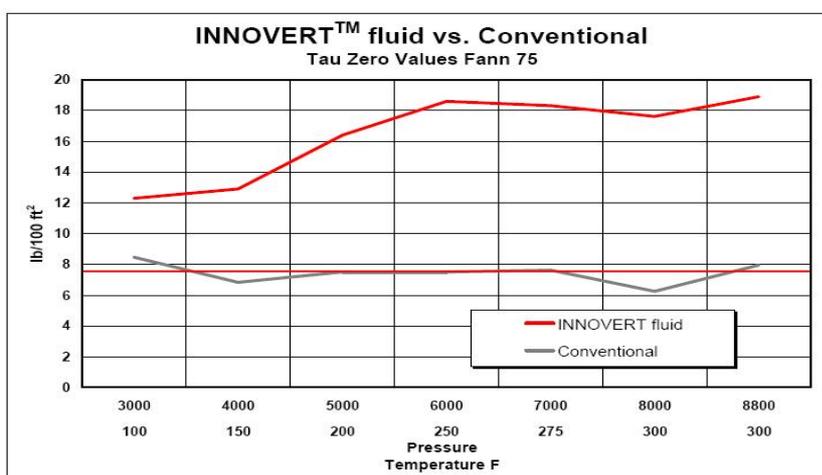


Grafico 1. Grafico de Tau0, y esfuerzos de corte Vs Presión y Temperatura de los fluidos INNOVERT y un fluido Convencional base aceite.

Por medio de la prueba FANN 75, que mide las propiedades reológicas del lodo se calculo el Tau zero con un software , es importante tener en cuenta que los valores de Tau0 en un pozo vertical es recomendable que sea mayor que 6 lb/100ft² debido a que este es el esfuerzo mínimo para evitar la precipitación de la barita, y en pozos desviados con estos problemas se recomienda tener un Tau0 mayor de 8 lb/ft² a 10 lb/ft²; se grafico los resultados de este con el esfuerzo de gel de los fluidos INNOVERT con un fluido Convencional en donde se observa que el fluido INNOVERT tiene esfuerzos de gel altos pero que al ser un fluido a base de polímeros, tiene como ventaja que no necesita mucha presión para romperlos, como se muestra en el cuadro a continuación.

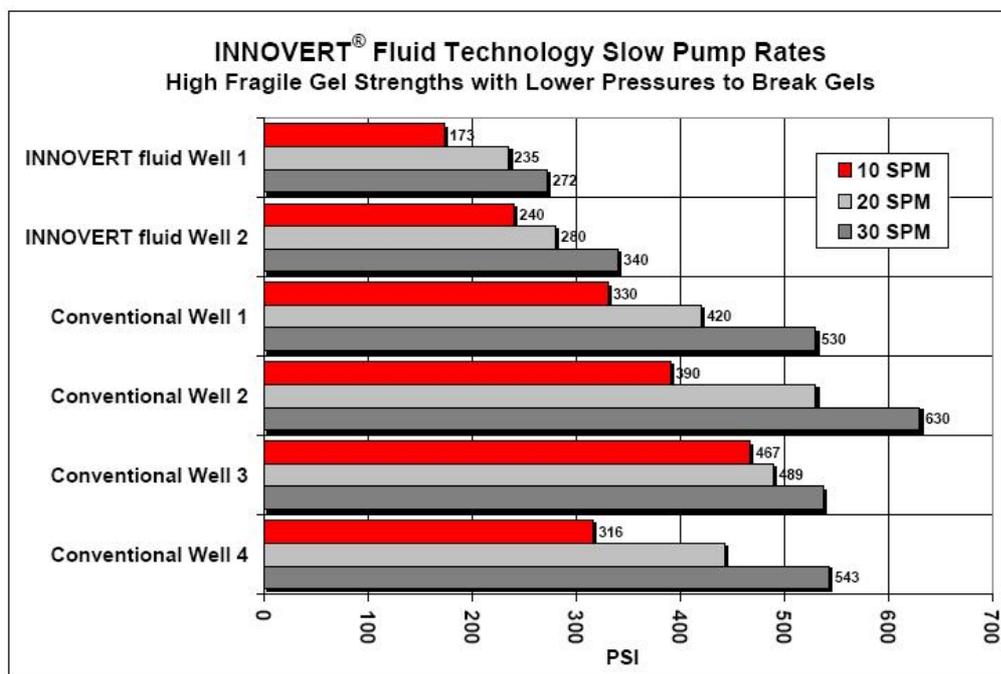


Grafico 2. Grafico comparativo de la presión que producen las bombas a velocidades de 10SPM, 20 SPM y 30 SPM para romper el gel y volver a poner el fluido en circulación, de los fluidos INNOVERT y Convencional en 4 pozos diferentes.

En este grafico se observa que el fluido INNOVERT a pesar de tener esfuerzos de gel altos, para romperlos no es necesario tanta presión en las bombas, por lo tanto no se van a tener presiones altas en el pozo que pueden causar fracturas en las formaciones del campo Cupiagua que son muy inestables, y es uno de los grandes problemas en el sistema de perforación de los pozos de ese campo.

Y las propiedades en general que se pueden obtener con el fluido INNOVERT son las siguientes:

PROPIEDADES DEL LODO PARA LA SECCION OVERBURDEN	
Densidad, ppg	9.2 – 15
PV, cps	24-65
YP, lb/100 sq	20 – 30
Geles, lb/ 100 sq	15/25/35
APAT filtrado, ml	< 3.0
Estabilidad Eléctrica, V	> 700
O / W Ratio	75/25 – 80/20
Salinidad (WPS) ppm x 1000	60 – 65

Tabla 2.Rango de datos de las propiedades del el fluido INNOVERT

El fluido FACTANT es un fluido base aceite de emulsión inversa que a pesar de tener buenas propiedades reológicas, como viscosidad, geles, filtrado, estabilidad eléctrica y concentración de sal entre otras, para darle estas propiedades se utilizaron aditivos sólidos, que debido a los problemas de inestabilidad de las formaciones del Campo Cupiagua, contaminan el lodo que esta circulando, y esto hace que las propiedades aumenten desmesuradamente ocasionando mas problemas por el aumento del peso del lodo como pérdida de circulación, siga causando inestabilidad por el aumento de presión, desgaste de la broca, e incluso un reventón, por este motivo la empresa operadora se vio en la obligación de cambiar el lodo FACTANT por un lodo que no tuviera muchos sólidos para que mejorara los problemas de cambios notables en la reología que es el causal principal de todos los problemas de estos pozos.

Las propiedades del fluido anterior llamado FACTANT se registran en el cuadro a continuación:

PROPIEDADES DEL LODO PARA LA SECCION OVERBURDEN	
Densidad, ppg	9.2 – 13.6
PV, cps	20-65
YP, lb/100 sq	25 – 30
Geles, lb/ 100 sq	15/25/35
APAT filtrado, ml	< 3.0
Estabilidad eléctrica, V	> 700
O / W Radio	75/25 – 80/20
Salinidad (WPS) ppm x 1000	60 – 65

Tabla 3.Rango de datos de las propiedades del el fluido FACTANT

La diferencia entre los rangos de propiedades de los dos fluidos de perforación no es mucha, la ventaja es la capacidad que tiene el fluido INNOVERT de que sus

propiedades no cambien al aumentar la profundidad, la temperatura y presión, adicional que a medida que se va perforando se incrementa la cantidad de sólidos, que afecta sustancialmente las propiedades aumentándolas, y causando problemas en el pozo, con este fluido se van a disminuir en gran proporción estos inconvenientes debido a que es un lodo a base de polímeros, con muy bajo contenido de sólidos, y por tal motivo al contaminarse con estos elementos no va a sufrir cambios significativos.

El fluido FACTANT tiene la siguiente composición:

Base Fluid (Mineral oil)	0.58 bbls
Agua	0.15
Barita	La requerida para el peso
FACTANT (Agente Emulsificante)	3 ppb
Cloruro de Calcio	4 ppb
Cal	6 ppb
GELTONE II (Viscosificante)	6 ppb
BAROTROL PLUS (Control de pérdida de fluido)	6 ppb
BARABLOK (Control de filtrado)	8 ppb
STEEL SEAL	8-10 ppb
DREAL TREAT	0.5 ppb

Tabla 4. Cantidad de aditivos de que componen el lodo FACTANT

Después de hacerle pruebas de laboratorio a un gran número de formulaciones, se determino que la apropiada porque tiene mejores propiedades y características como viscosidad, resistencia de gel, estabilidad eléctrica, contenido de sal, filtrado APAT, bajo contenido de sólidos, mayor capacidad de limpieza etc. que el fluido que se esta usando actualmente, se encuentra descrita en el siguiente cuadro en donde se describen cada uno de los aditivos usados con sus características, funciones y ventajas.

PRODUCTOS	APLICACIONES/FUNCIONES	VENTAJAS
<p>Producto 1 ADAPTA</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Puede reducir el filtrado a APAT en todos los sistemas de fluido base aceite y sintéticos en rangos de temperatura por encima de 425°F (218°C) • Puede proveer viscosidad secundaria 	<ul style="list-style-type: none"> • Es un reductor de filtrado de APAT sumamente efectivo en concentraciones de hasta 1 a 4 libras/barril • Estable a temperaturas de 425°F
<p>Producto 2 BARARESIN-VIS</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se usa para viscosificar sistemas de fluidos base aceite en operaciones de terminación de pozos en zonas productivas sensibles • Se usa además para fluidos todo aceite para empaquetamiento con grava 	<ul style="list-style-type: none"> • Completamente soluble en crudo o aceite diesel • 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 300°F (149°C)
<p>Producto 3 DRILTREAT</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Promover la humectación por aceite en los lodos base aceite • Aumentar la resistencia a la contaminación con agua en los lodos base aceite • Reducir las fuerzas entre partículas cuando se formulan fluidos base aceite de muy alta densidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Actúa como emulsificante secundario • Mejora las propiedades de flujo • Recubre la superficie de las lutitas y otros sólidos
<p>Producto 4</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Controla la velocidad de filtración • Provee una emulsión fuerte 	<ul style="list-style-type: none"> • Provee control de filtrado y emulsión estable en bajas concentraciones

<p>FACTANT</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sustituye emulsificantes tradicionales y agentes de control de filtrado 	<ul style="list-style-type: none"> • Compatible con otros emulsificantes y agentes humectantes • Estable a temperaturas de 400°F(204°C) • Permite la formulación de fluidos para aguas profundas con excelente reología a bajas temperaturas
<p>Producto 5 LE SUPERMUL</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ayuda a proveer la humectabilidad al aceite en sistemas de emulsión inversa • Ayuda a mejorar las medidas de estabilidad eléctrica • Ayuda a reducir las propiedades de flujo de emulsiones inversas 	<ul style="list-style-type: none"> • Efectivo en bajas concentraciones • Se puede agregar directamente al sistema • Térmicamente estable a temperaturas de más de 500°F(260°C) • Compatible con otros aditivos y sistemas base aceite y sintéticos.
<p>Producto 6 LIQUITONE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ayuda a reducir los índices de filtración APAT • Puede incrementar la viscosidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Puede reducir los requerimientos de arcillas organofílicas • Puede reducir el filtrado APAT a temperaturas de hasta 250°F(121°C) • Eficaz en todos los sistemas a base de aceite y emulsiones inversas • Fácil de mezclar y con resultados rápidos.
	<ul style="list-style-type: none"> • Ayuda a incrementar la viscosidad y las propiedades de suspensión de fluidos no 	<ul style="list-style-type: none"> • Ayuda a aumentar la reología en bajas concentraciones • Ayudar a aumentar las propiedades

<p>Producto 7</p> <p>RHEMOD L</p>	<p>acuosos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ayuda a estabilizar la emulsión como una función secundaria • Puede ser usados en sistemas formulados con o sin arcilla organofílica 	<p>reológicas a baja velocidad de corte</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ayuda a mejorar los geles planos, típicos en fluidos de emulsión invertida • Estable a temperaturas de 400°F(204°C) • Puede ser usado con todos los fluidos no acuosos
<p>Producto 8</p> <p>STEEL SEAL FINE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ayuda a sellar formaciones porosas y fracturadas • Ayuda a impartir lubricidad a fluidos base agua • Ayuda a reducir torque y arrastre 	<ul style="list-style-type: none"> • Diseñado para prevención de pérdida de circulación en fluidos de perforación a base de sintéticos y fluidos base agua • Incrementa las presiones de propagación de fracturas en pruebas con muestras expuestas a fluidos base aceite y base sintéticos • Presenta flexibilidad que le permite deformarse al tamaño de la fractura

Tabla 5. Descripciones, funciones y ventajas de los aditivos del sistema INNOVERT.

5. RESULTADOS

Para poder obtener la formulación final del fluido INNOVERT en donde se mejoran las propiedades reológicas, disminuye la cantidad de filtrado a alta presión y alta temperatura, tiene menos sólidos, y una buena estabilidad de la emulsión en comparación con el fluido FACTANT que es el que se está usando en el Campo Cupiagua, se hicieron varias formulaciones y a cada una de estas se le realizó las mismas pruebas de laboratorio como reología con el equipo FANN 35 y el FANN 70, estabilidad eléctrica, control de sólidos, filtrado APAT, pruebas químicas entre otras, estos experimentos se hicieron en cada uno de los lodos a una temperatura y presión ambiente, después los fluidos se depositaron en unas celdas bien tapadas para que se introdujeran en un horno que en su interior disponía de unos cilindros que al cerrarlo y encenderlo se graduaba a una temperatura de 250°F y con los movimientos de los cilindros simulaban condiciones de yacimiento durante 16 horas (rolar).



Foto 10. Jarro de lodos graduado $\frac{1}{4}$ de galón (946 cm³)

5.1 Primera Formulación.

Después de estudiar y analizar toda la información obtenida del fluido INNOVERT, de sus propiedades y de el tipo de aditivos que lo conformaban, incluyendo las concentraciones estandarizadas para determinados pesos, se procedió a realizar la primera formulación a tres pesos diferentes y determinar las propiedades de cada una haciendo las pruebas respectivas que ya han sido nombradas anteriormente, la tabla a continuación ilustra las concentraciones y los aditivos usados en la primera formulación.

	Formulation 1 (7.35 ppg)	Formulation 2 (7.1 ppg)	Formulation 3 (7.1 ppg)
PRODUCTS	Concentration (ppb)	Concentration (ppb)	Concentration (ppb)
LOW TOX	0.8 bbls	0.8	0.8
AGUA	0.09 bbls	0.09	0.09
EZ MUL	5	0	0
CaI	6	4	4
CaCl ₂	4	4	4
GELTONE	6	0	0
ADAPTA	4	2	0
RM 63	2	0	0
DRILTREAT	1	0	0
LE SUPERMUL	0	6	6
RHEMOD L	0	2	2
VIS PLUS	0	2	2
LIQUITONE	0	0	4

Tabla 6. Concentraciones aditivos primera formulación

5.1.1 Los resultados de las pruebas realizadas a esta formulación son los siguientes:

Results	Formulation 1	Formulation 2	Formulation 3
Reología @ 150 F			
R600/R300	18/10	11/6	12/7
R200/R100	8/5	5/3	6/4
R6/R3	3/3	3/2	2/1
Gel 10"/10'	6/7	2/3	4/3
VP	8	5	5
YP	2	1	2
APAT	12	2.1	10
Estabilidad Eléctrica	1800	684	342
Peso	7.35	7.1	7.1
Relación Agua/Aceite	80/20	80/20	75/25

Tabla 7. Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la primera formulación a temperatura y presión ambiente.

Resultados de los fluidos después de la simulación de condiciones de yacimiento a temperatura de 250°F y movimiento durante 16 horas (rolar).

Resultados	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3
Reología @ 150 F			
R600/R300	14/8	11/6	12/7
R200/R100	8/6	5/4	6/4
R6/R3	3/3	3/2	2/2
Gel 10"/10'	6/7	2/2	2/2
VP	6	5	5
YP	2	1	2
APAT	15	7	3.5
Estabilidad Eléctrica	1396	855	637
Peso	7.35	7.1	7.1
Relación Agua/Aceite	80/20	80/20	75/25

Tabla 8. Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la primera formulación después de la simulación de condiciones de yacimiento a temperatura de 250°F y movimiento durante 16 horas (rolar).

5.2 Segunda Formulación

Al observar los resultados de las pruebas de la primera formulación que se analizó y se identificó que propiedades necesitaban ser mejoradas y por lo tanto que aditivos incluirle a esta formulación para aumentarlas como la viscosidad, los geles, disminuir el filtrado, y la estabilidad eléctrica etc, de ahí salió la segunda formulación planteada a continuación, en donde se le adicionaron algo de sólidos como la barita para aumentar el peso de el lodo gradualmente, y otros viscosificantes:

	Formulación 1 (9 ppg)	Formulación 2 (10.51 ppg)	Formulación 3 (12 ppg)	Formulación 4 (13.5 ppg)	Formulación 5 (15 ppg)
PRODUCTS	Concentracion (ppb)	Concentracion (ppb)	Concentracion (ppb)	Concentracion (ppb)	Concentracion (ppb)
LOW TOX	0.709	0.663	0.621	0.578	0.535
AGUA	0.183	0.172	0.162	0.151	0.140
LE SUPERMUL	8	8	8	8	8
ADAPTA	2	2	2	2	2
BARARRESIN VIS	6	5	4	3	2
CaCl ₂	4.23	3.98	3.74	3.48	3.24
LIQUETONE	2	2	2	1	1
RHEMOD	2	2	2	2	2
FACTANT	1	1	1	1	1
CaCO ₃ 325	8	8	8	8	8
CaCO ₃ 200	8	8	8	8	8
STELL SEAL FINE	8	8	8	8	8
BARITA	72	151	230	310	389

Tabla 9. Cantidad de concentraciones de los aditivos de la segunda formulación del lodo INNOVERT.

5.2.1 Resultados segunda formulación

Resultados	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4	Formulación 5
Reología @ 150 F					
R600/R300	199/134	258/178	262/177	157/97	183/113
R200/R100	118/75	147/103	140/97	75/50	88/58
R6/R3	24/18	32/26	29/23	12/9	15/12
Gel 10"/10'	18/19	24/26	20/26	10/12	12/14
VP	65	80	85	60	70
YP	69	98	92	37	43
APAT	6.5	3	5	10	7
Estabilidad Eléctrica	385	639	360	202	830
Peso	9	10.5	12	13.5	15
Relación Agua/Aceite	80/20	80/20	75/25	85/15	80/20

Tabla 10. Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la segunda formulación a temperatura y Presión ambiente.

Resultados	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4	Formulación 5
Reología @ 150 F					
R600/R300	153/95	238/156	214/132	157/97	153/93
R200/R100	75/51	103/68	101/64	74/47	71/44
R6/R3	9/6	13/9	11/8	9/7	10/8
Gel 10"/10'	7/8	8/9	8/9	7/9	8/10
VP	58	82	82	60	60
YP	37	34	50	37	33
APAT	8	3.5	11	14	6
Estabilidad Eléctrica	430	449	424	377	424
Peso	9	10.5	12	13.5	15
Relación Agua/Aceite	80/20	80/20	75/25	85/15	80/20

Tabla 11. Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la segunda formulación después de la Simulación de condiciones de yacimiento a temperatura de 250°F y movimiento durante 16 horas (rolar).

5.3 Tercera Formulación

	Formulación 1 (9 ppg)	Formulación 2 (10.51 ppg)	Formulación 3 (12 ppg)	Formulación 4 (13.5 ppg)	Formulación 5 (15 ppg)
PRODUCTS	Concentracion (ppb)	Concentracion (ppb)	Concentracion (ppb)	Concentracion (ppb)	Concentracion (ppb)
LOW TOX	0.709	0.663	0.621	0.578	0.535
AGUA	0.183	0.172	0.162	0.151	0.140
LE SUPERMUL	8	8	8	8	8
ADAPTA	2	2	2	2	2
BARARRESIN VIS	3	3	3	3	3
CaCl ₂	4.23	3.98	3.74	3.48	3.24
LIQUETONE	2	2	2	1	1
RHEMOD	2	2	2	2	2
FACTANT	2	2	2	2	2
CaCO ₃ 325	8	8	8	8	8
CaCO ₃ 200	8	8	8	8	8
STELL SEAL FINE	8	8	8	8	8
BARITA	72	151	230	310	389
DREAL TREAT	1	1	1	1	1

Tabla 12. Cantidad de concentraciones de los aditivos de la tercera formulación del lodo INNOVERT.

En los resultados de la segunda formulación las viscosidades fueron muy altas, por lo tanto en la siguiente formulación se disminuye el viscosificante que es el BARARRESIN VIS y se aumenta el FACTANT para mejorar el control de filtrado, y se adiciona un nuevo producto DREAL TREAT que actúa como emulsificante para mejorar la emulsión.

5.3.1 Resultados Tercera Formulación

Resultados	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4	Formulación 5
Reología @ 150 F					
R600/R300	67/43	112/73	144/94	207/131	290/178
R200/R100	33721	56/36	73/48	101/67	150/138
R6/R3	6/4	8/6	11/8	17/12	49/39
Gel 10"/10'	6/7	7/9	9/10	15/16	17/18
VP	24	39	50	76	112
YP	19	34	44	55	66
APAT	5	1.5	1	1	1
Estabilidad Eléctrica	316	249	671	827	662
Peso	9	10.5	12	13.5	15
Relación Agua/Aceite	80/20	80/20	75/25	85/15	80/20

Tabla 13. Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la tercera formulación a temperatura y Presión ambiente.

Resultados	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4	Formulación 5
Reología @ 150 F					
R600/R300	64/41	108/71	120/76	168/100	261/158
R200/R100	32/21	56/38	55/33	75/46	120/74
R6/R3	4/3	11/8	5/3	7/5	14/10
Gel 10"/10'	4/4	9/11	4/6	5/6	9/10
VP	23	37	44	68	103
YP	18	34	32	32	55
APAT	1,5	2,5	2	2	1,5
Estabilidad Eléctrica	140	194	499	577	595
Peso	9	10.5	12	13.5	15
Relación Agua/Aceite	80/20	80/20	75/25	85/15	80/20

Tabla 14. Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la tercera formulación después de la Simulación de condiciones de yacimiento a temperatura de 250°F y movimiento durante 16 horas (rolar).

5.4 Formulación final

	Formulación 1 (9 ppg)	Formulación 2 (10.5 ppg)	Formulación 3 (12 ppg)	Formulación 4 (13.5 ppg)	Formulación 5 (15 ppg)
PRODUCTS	Concentración (ppb)	Concentración (ppb)	Concentración (ppb)	Concentración (ppb)	Concentración (ppb)
LOW TOX	0.74 bbls	0.704 bbls	0.66 bbls	0.62 bbls	0.58 bbls
AGUA	0.19 bbls	0.178 bbls	0.178 bbls	0.16 bbls	0.15 bbls
ADAPTA	3	2	2	2	2
BARRESIN VIS	2	2	2	2	1
CaCl ₂	4.23	3.98	3.74	3.48	3.24
LIQUITONE	3	3	2	1	1
RHEMOD	6	5	5	4	3
FACTANT	2	2	2	2	2
BAROTROL PLUS	4	4	4	4	4
Lime	2	2	2	2	2
CaCO ₃ 325/200	8/8	8/8	8/8	8/8	8/8
STEEL SEAL FINE	8	8	8	8	8
BARITA	95	174	253	332	411
DREAL TREAT	0.5	1	1.5	2	2

Tabla 15. Cantidad de concentraciones de los aditivos de la formulación final del lodo INNOVERT.

A medida que se van cambiando las formulaciones se observa que las propiedades también van mejorando, finalmente se llegó a la siguiente formulación que cumplió con los requerimientos que se querían mejorando sustancialmente las propiedades reológicas, de filtrado, estabilidad eléctrica entre otras de el fluido FACTANT que se usa actualmente en el Campo Cupiagua, reduciendo problemas operativos que aumentan los costos al momento de las operaciones de perforación

5.4.1 Resultados de la Formulación final

Resultados	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4	Formulación 5
Rheologia @ 150 F					
R600/R300	63/39	64/40	141/91	227/150	98/58
R200/R100	30/19	29/18	72/48	120/83	44/28
R6/R3	11/9	12/10	14/11	27/22	7/6
Gel 10"/10'/30'	5/6/7	4/5/5	10/11/11	26/27/26	6/7/8
VP	24	24	50	77	40
YP	15	16	41	73	18
APAT	4	6	3	5	1.3
Estabilidad eléctrica	142	319	687	546	631
Peso	9	10.5	12	13.5	15
Relación agua aceite	80/20	80/20	75/25	85/15	80/20

Tabla 16 Cuadro comparativo de los resultados de pruebas realizadas de la Formulación final del lodo INNOVERT a temperatura y Presión ambiente (antes de rolar).



Foto 11. Celdas para el lodo de alta temperatura.

En estas celdas se adiciona el lodo antes de introducirse en el horno



Foto 12. Horno de alta temperatura con rodillos, para simular condiciones de yacimiento

Resultados	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4	Formulación 5
Rheologia @ 150 F					
R600/R300	58/36	64/39	129/81	164/105	97/57
R200/R100	28/17	27/16	61/40	80/54	43/27
R6/R3	9/8	10/9	11/9	15/12	7/6
Gel 10''/10'/30'	4/5/5	3/4/5	9/9/9	12/15/19	6/7/8
VP	22	25	48	59	40
YP	14	14	36	46	17
APAT (ml)	3	3	2.4	2	2.2
Estabilidad Eléctrica	96	231	366	367	576
Peso	9	10.5	12	13.5	15
Relación agua/ aceite	80/20	80/20	75/25	85/15	80/20

Tabla 17. Cuadro comparativo de los resultados de las pruebas realizadas a la formulación final de los lodos de perforación base aceite después de rolar 16 horas a 250 °F

En la prueba APAT el filtrado de todos los lodos dio solo aceite lo que significa que la emulsión es estable, y por lo tanto no hay problemas de inestabilidad de la formaciones.

6. ANALISIS DE RESULTADOS

La ventaja y una de las razones por la cual se requiere cambiar el fluido de perforación que se está usando actualmente en el campo Cupiagua es porque para darle buena viscosidad al fluido, se usan aditivos sólidos, que al ir perforando se multiplican con los de las formaciones atravesadas, lo que implica que para romper el gel y volver a hacer circular el lodo se necesita más potencia de las bombas, y por lo tanto se ejerce más presión en el hueco que puede causar fracturas en las formaciones provocando otros problemas como de derrumbes, pérdidas de circulación, mientras que el fluido INNOVERT usa polímeros para proporcionar la viscosidad, mantener la reología plana que a pesar de someterse a altas condiciones de presión, temperatura estas propiedades no se alteran, y los esfuerzos de gel frágiles que requiere presiones superficiales más bajas para romper los geles lo que elimina la necesidad de modificar la reología del fluido antes de colocar la tubería de revestimiento.



Gráfico 3. Diagrama de barras de los resultados de PV de el equipo FANN 35 de el lodo INNOVERT Vs el FACTANT (fluido que se usaba en el Campo Cupiagua) a diferentes densidades.

En la gráfica 4 se observan los valores de filtrado de todos los fluidos no cambia mucho y está dentro del rango que la empresa que requiere este estudio tiene estipulado como bueno que es menor de 3 ml, y el filtrado de el fluido INNOVERT es totalmente aceite, esto es importante tenerlo en cuenta pues al tener menor filtrado se minimiza la invasión de fluidos a la formación, especialmente agua y la interacción con la rocas inestables que al tener contacto con estas podría tener problemas de derrumbes de las formaciones inestables.



Grafico 4. Diagrama de barras de los resultados de ml de filtrado de el lodo que se obtuvo en la prueba APAT de el fluido INNOVERT Vs el FACTANT (fluido que se usaba en el Campo Cupiguá) a diferentes densidades.

Analizando los valores de estabilidad eléctrica del fluido INNOVERT que no son altos, el filtrado no tiene agua por lo tanto se considera que la emulsión es estable, por lo tanto el proceso de saponificación se realiza de manera optima, es importante tenerlo en cuenta porque al tener una emulsión inestable acarrea varios problemas en el hueco como derrumbes debido a que se formaría inestabilidad en las formaciones atravesadas en la perforación.



Grafico 5. Diagrama de barras de los resultados de YP de el fluido INNOVERT Vs el FACTANT (fluido que se usaba en el Campo Cupiguá) a diferentes densidades.

Es importante evaluar el YP porque este determina la capacidad de limpieza de el lodo que es una función importante de este fluido, en el grafico 5 se encuentran representados los valores que se obtuvieron en el laboratorio, y se determino que este fluido tiene buena capacidad de limpieza del hueco, el tau 0 es una propiedad similar al YP pero este se asocia con el modelo de Binhang y el tau 0 a el de Herschel-Bukley.

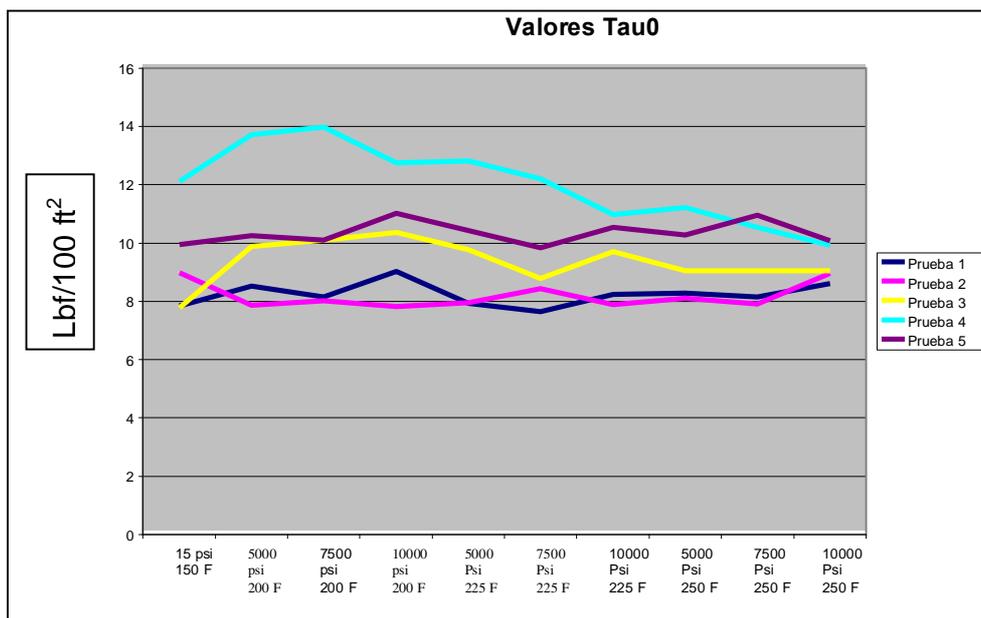


Grafico 6. Una representación del sistema INNOVERT que demuestra, que el comportamiento del tau no varia mucho 5 muestras a diferentes densidades del fluido.

El Tau0 es una propiedad que se calcula con un software del equipo FANN 70 que simula el comportamiento de la reología que en este equipo se calcula a diferentes presiones y temperaturas, como se muestra en el grafico 6, por lo tanto si el Tau0 es constante o las variaciones no son tan grandes quiere decir que el cambio de las propiedades reológicas no es significativo, siendo denominado este fluido INNOVERT de reología plana, cumpliendo así con los objetivos propuestos en esta investigación.

Una forma de determinar el tipo de fluido de acuerdo a los modelos reológicos es realizando un reograma de las medidas tomadas en cada muestra con el viscosímetro FANN 35 y FANN 70 que se muestran a continuación, en donde se concluye que estas muestras tienen un comportamiento normal de un fluido de perforación típico, y que a medida que se expone a altas temperaturas el comportamiento del fluido tiende a ser newtoniano, gráficamente lineal.

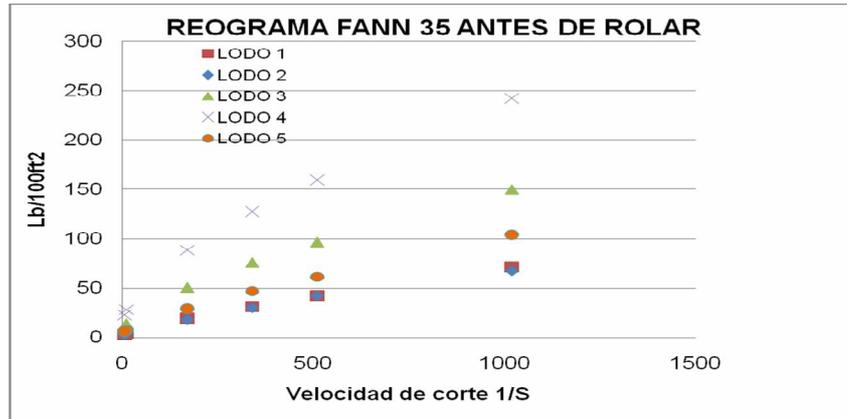


Grafico 7. Reograma de las Muestras formulacion final, antes de rolar con el equipo FANN 35

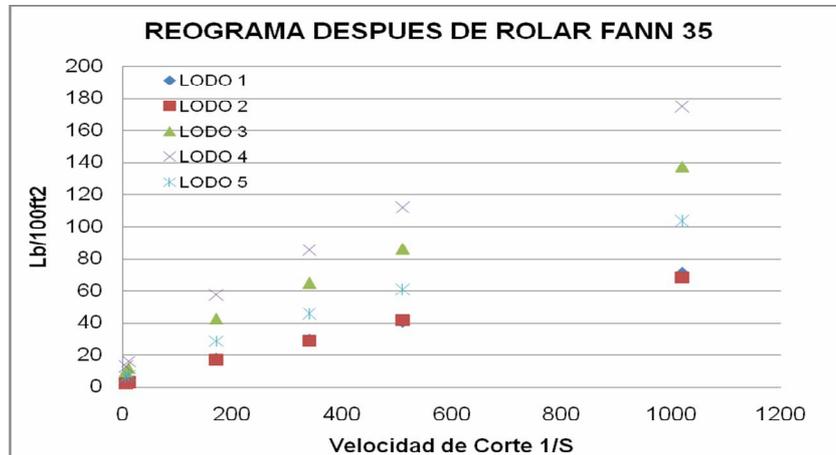


Grafico 8. Reograma de las muestras de la formulación final después de rolar con el equipo FANN 35.

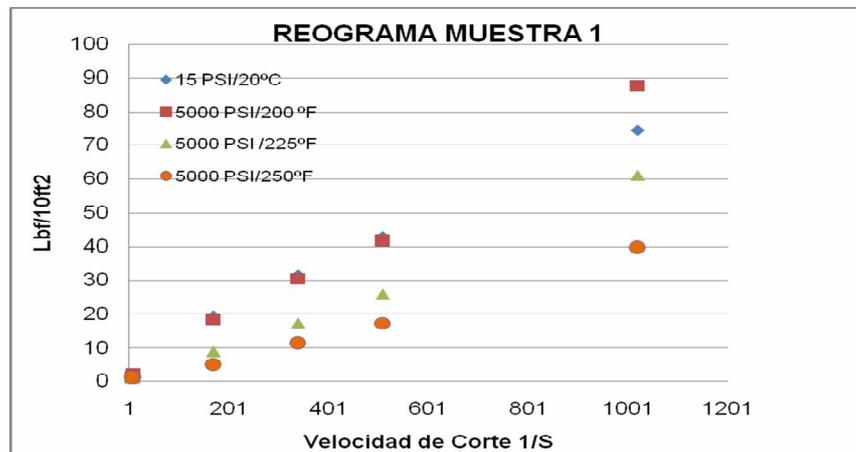


Grafico 9. Reograma muestra 1 de la última formulación con datos del equipo FANN 70 a 15 psi y 5000 psi, con cambios de temperatura.

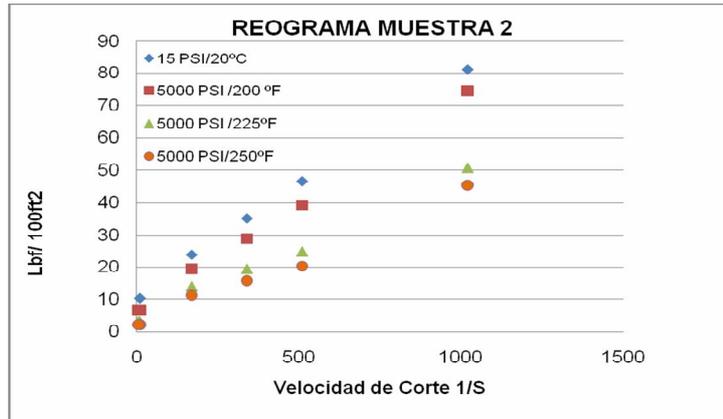


Grafico 10. Reograma muestra 2 de la última formulación con datos del equipo FANN 70 a 15 psi y 5000 psi, con cambios de temperatura.

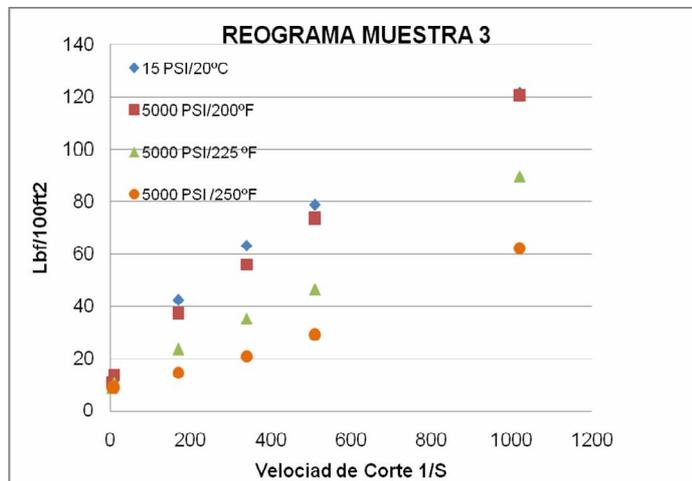


Grafico 11. Reograma muestra 3 de la última formulación con datos del equipo FANN 70 a 15 psi y 5000 psi, con cambios de temperatura.

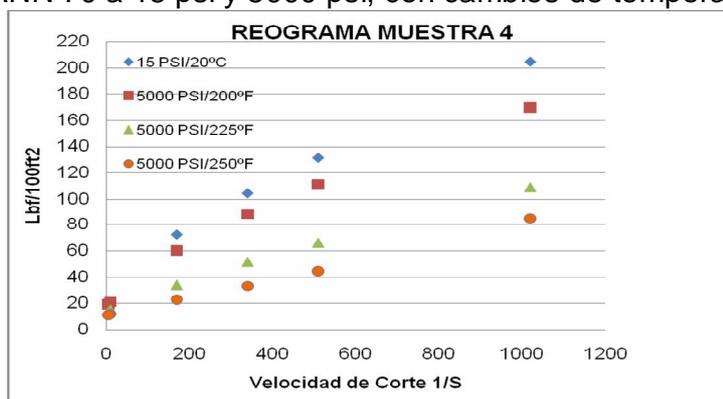


Grafico 12. Reograma muestra 4 de la última formulación con datos del equipo FANN 70 a 15 psi y 5000 psi, con cambios de temperatura.

7. ANALISIS ECONOMICO

Debido a las políticas de confidencialidad de la empresa no es permitido revelar las concentraciones ni los costos de los aditivos que se usan en la elaboración de los lodos, por lo tanto podemos decir que los costos de el fluido que se esta usando en el campo Cupiagua actualmente es de aproximadamente 200 dólares por barril, y el INNOVERT fluido base de esta investigación cuesta 210 dólares por barril, siendo mayor el segundo, pero de una manera no significativa, de todas maneras es importante aclarar que a largo plazo va a existir una disminución de costos debido a que se van a disminuir problemas como pega de tubería, pérdida de lodo y va a mejorar la estabilidad de las formaciones, evitando derrumbes; estos inconvenientes se disminuyen en este fluido sustancialmente debido a que esta compuesto por polímeros siendo un lodo bajo en contenido de sólidos, que al contaminarse con los sólidos producidos en la perforación no hace que cambien las propiedades reológicas como viscosidad, resistencia de gel, el peso, la cantidad de filtrado, el contenido de sal, e incluso no va a desestabilizar la emulsión, esta es la gran ventaja de el fluido INNOVERT y por estos motivos es mas económico y rentable que el fluido FACTANT en donde si se presentaban estos problemas, pues al tener gran contenido de sólidos en su formulación, y se le adicionaban los sólidos de las formaciones, se alteraban sus propiedades en gran medida, y causaba los problemas antes mencionados que con el fluido base de esta investigación se evita, lo que indica que a largo plazo se va a ver que el lodo INNOVERT es mas efectivo y en realidad no aumenta los costos.

La siguiente experiencia vivida en un pozo del Campo Cupiagua y es una comparación de reducción en los costos por pérdida de circulación entre el lodo FACTANT y el INNOVERT demostrando una vez más que utilizando el fluido INNOVERT se obtiene un gran beneficio económico.

El operador estaba experimentando pérdidas significativas por el fondo del pozo en pozos lindantes antes de usar el sistema INNOVERT en el siguiente pozo de aguas profundas. Baroid Fluid Services reemplazó al competidor e implementó exitosamente el sistema INNOVERT. El operador dice tener un 60% de reducción en pérdidas por el fondo del pozo, resultando en unos ahorros de aproximadamente \$200,000 cada 10,000 pies perforados.

Más aún, el cliente comentó que durante las operaciones del revestidor de 13 3/8", "se observaron presiones más bajas y las tan temidas pérdidas no ocurrieron. El nuevo sistema cumple con las expectativas." Después de cinco días de registros eléctricos en el pozo de 12 1/4", el operador no observó picos de excesiva presión al iniciar la circulación.

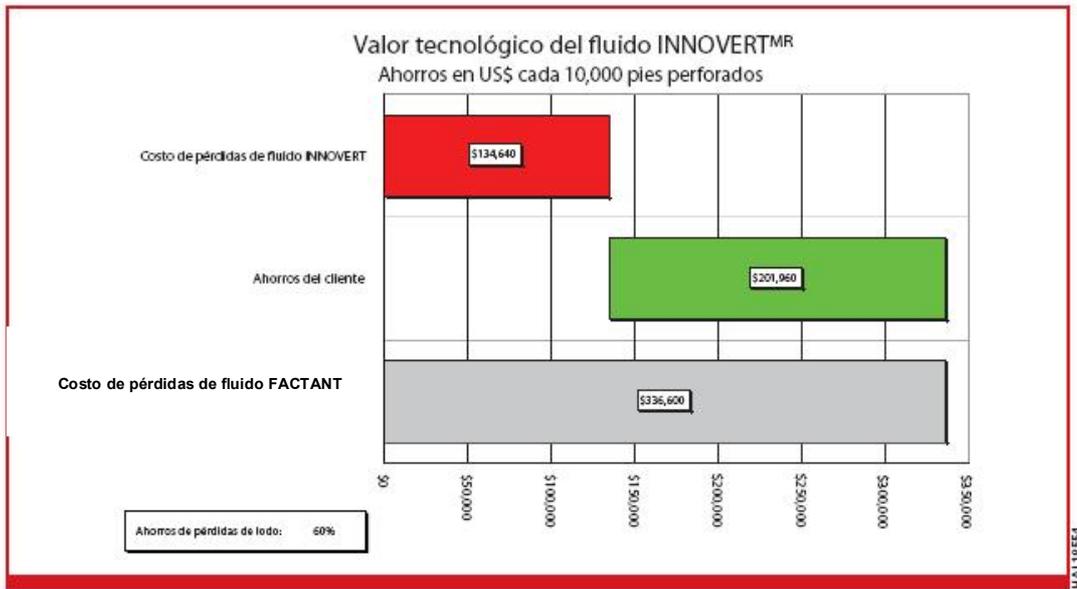


Figura 6. Cuadro comparativo de costos por pérdidas de circulación entre el fluido INNOVERT y el fluido FACTANT.

8. CONCLUSIONES

- El fluido escogido tiene mejores características reológicas, que proporcionan suficiente capacidad de arrastre y limpieza del hueco, aun bajo condiciones de alta presión y alta temperatura como se puede observar los resultados de reología como viscosidad plástica y punto de cendencia obtenidos en el equipo FANN 35 a 150°F y 14.7 Psia son mas altos que los del lodo que se usaba anteriormente FACTANT.
- De acuerdo a los resultados obtenidos en el equipo FANN 70 a temperaturas de 200-250 °F y presiones de 5000 a 10000 psia se demostró que el fluido INNOVERT a pesar de tener variaciones en la temperatura y presión tiene un cambio proporcional de la reología, esto se denomina reología plana.
- Por medio de el software CFG+, DFG+ y DFG+ Win, con los datos de reología obtenidos a las diferentes temperaturas y presiones del equipo FANN 70, se calculó el τ_0 , y los resultados de esta propiedad demostraron una vez mas el comportamiento plano de la reología que en cada una de las formulaciones a diferentes pesos se observa que oscila entre 8 y 12, comprobando que la variación no es significativa y cumpliendo así con uno de los objetivos de esta investigación.
- El aumento del costo del lodo INNOVERT no es significativo con respecto al fluido FACTANT que se usaba en el Campo Cupiagua, pues la diferencia es solo de US \$10 por barril, pero debido a la reducción de problemas que este lodo nuevo nos brinda como disminuir la pérdida de circulación que evita duplicar el volumen del lodo a utilizar, eso implica disminución de costos notablemente, además de ocasionar otros problemas como causar inestabilidad de las formaciones perforadas que conlleva a una pega de tubería en donde aumentarían los costos operativos para tratar de recuperar la tubería y el pozo.

- El valor de estabilidad eléctrica que maneja el fluido no es alto, el filtrado no tiene agua por lo tanto se considera que la emulsión es estable, es importante no tener agua en el filtrado debido a que produce inestabilidad química y al no tener la presencia del agua se evita un problema en el pozo.
- Al tener un bajo contenido de sólidos en el lodo INNOVERT nos permite obtener una Rata de penetración más alta, debido a la poca resistencia que opone el fluido respecto a la broca.

9. RECOMENDACIONES

- Es importante al utilizar un fluido de perforación base aceite, tener muy en cuenta que este es un fluido perjudicial para el medio ambiente, por eso es importante determinar en donde o como se van a tratar los cortes que están cubiertos de lodo base aceite, una de las formas de tratarlos mediante la fijación (estabilización química) de los cortes utilizando cal, antes de disponerlos en la tierra en fosos revestidos con geomembranas, no deja de generarse un riesgo potencial de afectación ambiental hacia el futuro, pues la finalidad es que los cortes aceitosos sean inocuos e inertes una vez son apropiadamente dispuestos en el entorno, existen otros métodos de reducir el aceite en los cortes como utilizando la desorción térmica indirecta y la bioremediación, por lo tanto es necesario que en el momento en que se sabe que se va a utilizar un lodo de este tipo, tener un plan de manejo ambiental con el fin de evitar cualquier contaminación al medio que lo rodea y a los animales que vivan en este medio.
- En el laboratorio es importante tener en cuenta que al momento de realizar el lodo necesario tener en cuenta el orden de adición de los aditivos y el tiempo de agitación, que es recomendable que no sea menor de 5 minutos con cada producto y en el orden que se enuncia a continuación:

	Observaciones
◆ LE SUPERMUL	Adición Lenta
◆ ADAPTA	
◆ BARARRESIN VIS	Colarlo y Adicionarlo lentamente
◆ LIQUITONE	
◆ RHEMOD	Adición lenta
◆ FACTANT	Adición lenta
◆ CaCO ₃	
◆ STEEL SEAL FINE	
◆ BARITA	
◆ DREAL TREAT	

BIBLIOGRAFIA

- COOPER, M.A., ADDISON, F.T et al. Basin Development And Tectonic History Of The Llanos Basin, Eastern Cordillera, And Middle Magdalena Valley, Colombia. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, V. 19, N° 10 (October 1995), P. 1421 – 1443.
- HURLEY, NEIL. Borehole Images. Basic Well Log Analysis: Apeg Methods Of Exploration. N° 16. Chapter 9. The American Association of Petroleum Geologist. Special Volumes. 2004
- MARTINEZ, Jaime. Modelamiento Estructural 3d Y Aplicaciones En La Exploración Y Explotación De Hidrocarburos En El Cinturón De Cabalgamiento Del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, Colombia. VII Simposio Bolivariano, Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas.
- BAROID. Manual De Fluidos de Perforación
- RAGAN, Donal. Geología Estructural, Introducción a las Técnicas Geométricas. Universidad de Arizona, Departamento de Geología. 1980.
- Información suministrada por el director de la base de datos de la perforación de los campos de Cupiagua.
- DATALOG TALLER LITOLOGICO: Características litológicas de las formaciones de piedemonte llanero. Bogota 2000. 1 – 14.
- BONILLA Luis Fernando. Manual de Fluidos de Perforación.

ANEXOS

ANEXO A. PRUEBAS DE LABORATORIO

A1. DENSIDAD: BALANZA DE LODOS

Objetivo

Medir la densidad de un fluido de perforación o de terminación/repación con una balanza de lodos.

Unidades

lb/gal, lb/pie³, g/cm³, lb/pulg²/1,000 pies, peso específico.

Ejemplo

Densidad fluido perf. = 12 lb/gal (1.44 g/cm³) o (peso específico = 1.44)

Equipo

- Balanza de lodos
- Jarro de lodos graduado 1 cuarto de galón (946 cm³)
- Termómetro: 32 a 220°F (0 a 104°C)

Procedimiento

1. Colocar el pedestal de base o caja portadora sobre una superficie plana y a nivel.
2. Tomar una muestra de fluido.
3. Medir y registrar la temperatura de la muestra; transferir la muestra al jarro de la balanza de lodo
4. Golpear suavemente el costado del jarro de la balanza de lodo con la tapa del jarro para hacer salir aire o gas atrapado.
Nota: Si hubiera aire o gas atrapado, usar la balanza de densidad de fluido bajo presión para determinar el peso del lodo. El procedimiento para usar la balanza de densidad de fluido bajo presión sigue a continuación de este procedimiento.
5. Colocar la tapa en la taza de la balanza de lodo con un movimiento de torsión y asegurarse de que algo de la muestra de prueba sea expulsado por el agujero de ventilación de la tapa.
Nota: Sumergir la tapa en la muestra de fluido contribuye a un cierre más seguro.
6. Tapar con un dedo el agujero de ventilación y limpiar la balanza con agua, aceite base, o solvente. Limpiar cualquier exceso de agua, aceite base, o solvente.

7. Calzar el borde agudo de la balanza en el fulcro de apoyo y equilibrar la balanza haciendo correr el cursor a lo largo del brazo.
Nota: La balanza está nivelada cuando la línea en el vidrio del visor está centrada sobre la burbuja.
8. Registrar la densidad del costado del cursor más próximo a la taza de la balanza (la flecha del cursor apunta a este lado). Registrar la medición con precisión de 0.1 lb/gal, 1 lb/pie³, 0.01 g/cm³, ó 10.0 lb/pulg²/1,000 pies

A2. ESTABILIDAD ELÉCTRICA

Objetivo

Medir la estabilidad eléctrica de un fluido de perforación base aceite o sintético.

Unidad

Voltios (V)

Ejemplo

Estabilidad eléctrica = 1,500 V

Equipo

- Medidor de estabilidad eléctrica Fann modelo 23D
- Tamiz malla 12 ó embudo de Marsh
- Termómetro: 32 a 220°F (0 a 104°C)
- Taza de calentamiento

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido de perforación.
2. Echar la muestra a través del tamiz malla 12 ó el embudo de Marsh.
3. Usar la taza de calentamiento para ajustar la temperatura del fluido a 120°F (49°C).
4. Sumergir la punta de prueba en la muestra con el medidor desconectado. Asegurarse de que el fluido cubra las caras del electrodo.
5. Revolver la muestra con la punta de prueba por espacio de 15 a 30 segundos.
6. 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.
7. Registrar el voltaje cuando los valores reflejados se estabilicen.

A4. FILTRADO: APAT

Objetivo

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

Unidad

ml/30 min

Ejemplo

Filtrado = 8.3 ml/30 min

Equipo

- Filtro prensa Baroid 175- ó 500-ml APAT
Nota: Usar el Baroid 175 únicamente con temperaturas de hasta 300°F (149°C); usar el Baroid 500 para temperaturas mayores de 300°F (149°C).
- Papel de filtro
- Cronómetro 30-minutos de intervalo
- Termómetro hasta 500°F (260°C)
- Cilindro graduado 25- ó 50-ml
- Mezclador alta velocidad
- Suministro de gas (CO₂ o nitrógeno)
Precaución: No usar óxido nitroso (NO₂) como fuente de presión para este ensayo. El NO₂ puede detonar cuando está sometido a temperatura y presión en presencia de aceite, grasa, o materiales carbonáceos. Usar únicamente dióxido de carbono (CO₂) o nitrógeno (N₂)

Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Precalear la chaqueta de calentamiento 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 es de..... (°F ó °C)	El espacio vacío debe ser de(Pulg ó cm)
Hasta 300 (149)	1 (2.5)
300-350 (149-177)	1.5 (3.8)
400-500 (204-260)	2 (5.1)

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.
Nota: Aplicar un lubricante equivalente a los tornillos de sujeción para evitar que los tornillos de sujeción queden trabados en el sitio.
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.
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 pulg. (1.0 mm).
28. Registrar el filtrado APAT como el doble del volumen de filtrado recogido.

A5. ANÁLISIS DE RETORTA

Objetivo

Determinar el contenido en líquidos y sólidos de un fluido de perforación.

Unidad

Porcentaje en volumen

Ejemplo

Contenido en líquido % vol = 80%

Equipo

- Kit de retorta completo
- Receptor volumétrico JP
- Lana de acero fina
- Lubricante de alta temperatura
- Limpia tubos
- Cuchillo para enmasillar o espátula con hoja

Procedimiento

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.....	Luego.....
Hay sólidos en el líquido,	Se ha escapado lodo entero al hervir en la taza de muestra y hay que 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 volumétrico.
13. 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
14. Calcular la relación aceite/agua (RAA) o la relación sintético/agua (RSA) si el fluido es de lodo base agua o sintético.

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

Fracción agua = 100 - fracción aceite/sintético

RAA = fracción aceite: fracción agua

RSA = fracción sintético: fracción agua

15. Calcular % en volumen de sólidos no disueltos.

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

Nota: Para el cálculo de sólidos disueltos en fluidos base aceite o sintéticos, ver los cálculos de salinidad fase agua. Para fluidos base agua, ver los cálculos de contenido en cloruros.

16. Calcular % de salmuera en volumen.

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

17. Calcular peso específico promedio (ASG) de sólidos.

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

Nota: Para lodos base aceite, ver los cálculos de salinidad fase agua para densidad-peso específico de salmuera. Para lodos base agua, ver los cálculos de contenido en cloruros para peso específico de salmuera.

18. Calcular % en vol. sólidos de bajo peso específico. (LGS).

$$\% LGS = \frac{(sg.wt.mtl - ASG)}{(sg.wt.mtl - sg.of.the.LGS)} * 100$$

19. Calcular lb/bbl de LGS.

$$lb/bbl LGS = \% LGS \times \text{peso esp. de los LGS} \times 3.505$$

20. Calcular % en volumen de sólidos de alto peso específico. (material de peso).

$$\% \text{ en vol. material de peso} = \% \text{ en vol. Sólidos disueltos} - \% \text{ en vol. de LGS}$$

21. Calcular lb/bbl de material de peso.

$$lb/bbl \text{ sólidos alto peso espec. (material de peso)} = \% \text{ material de peso} \times \text{peso específico del material de peso} \times 3.505$$

A6. PROPIEDADES REOLÓGICAS: VISCOSÍMETRO ROTATORIO

Objetivo

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

- Viscosidad plástica (PV)
- Punto cedente (YP)
- Resistencia del gel
- Viscosidad aparente (AV)
- Índice de consistencia (K)
- Esfuerzo cedente (YS) Índice de fluidez (n)
-
- Tau 0 (τ_0)

Unidad

- PV, centipoise (cP)
- YP, lbf/100 pies² (kPa)
- Resistencia del gel, lbf/100 pies² (kPa)
- Tau 0, lbf/100 pies² (kPa)
- AV, centipoise (cP)
- n [sin unidad]
- K, lbf × seg/100 pies² (dinas × seg/cm², o eq cP)

- YS, lbf/100 pies² (kPa)

Equipo

- Viscosímetro rotatorio de cilindro concéntrico FANN calibrado
- Taza calentadora de viscosímetro termostáticamente controlada
- Termómetro: 32 a 220°F (0 a 104°C)

Procedimiento

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 ($\Theta 600$).
6. Hacer girar la manga del viscosímetro a 300 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial ($\Theta 300$).
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/100 pies².
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/100 pies².

Fórmulas

- PV, cP = $\Theta 600 - \Theta 300$ rpm
- YP, lbf/100 pies² = $\Theta 300$ rpm - PV
- AV, cP = $\Theta 600$ rpm \div 2
- n = log ($\Theta 600 \div \Theta 300$)
- K, lbf segⁿ/100 pies² = 1.07 ($\Theta 300 \div 511^n$)
- Resist. Gel, lbf/100 pies² = Max. Lect. dial a 3 rpm
- YS, lbf/100 pies² = (2 \times $\Theta 3$ rpm) - $\Theta 6$ rpm

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.

A7. ENSAYO FANN 70

Descripción

El FANN 70, viscosímetro APAT (alta presión, alta temperatura), 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.

Interpretación

Los resultados son presentados en la siguiente Tabla, que incluye todas las propiedades reológicas estándar más Tau 0 (τ_0), n, y K. Un Tau 0 menor de 6 puede indicar un problema de limpieza del pozo o de suspensión.

Temperatura	150 °F (65.5 °C)		200 °F (93.3°C)		250°F (121.1 °C)		300 °F (148.9°C)		350 °F (176.6 °C)	
Presión	0	20000	2000	4000	4000	6000	6000	8000	8000	10000
600 rpm	44	50	34	38	28	31	25	27	21	22
300 rpm	32	36	25	27	21	22	17	18	14	15
200 rpm	26	28	20	21	16	17	13	14	10	11
100 rpm	20	22	15	17	12	13	10	11	8	9
6 rpm	10	10	7	8	6	7	5	5	4	4
3 rpm	9	9	7	7	5	6	4	5	3	3
Viscosidad plástica, cP	12	14	9	11	7	9	8	9	7	7
Punto cedente, lb/100 pies ²	20	22	16	16	14	13	9	9	7	8
n	0.608	0.619	0.494	0.647	0.596	0.697	0.729	0.703	0.790	0.709
K, lb/100pies ² seg ²	0.555	0.604	1.09	0.369	0.396	0.208	0.139	0.186	0.080	0.145
τ_0 , lb/100pies ²	7.8	7.6	1.5	6.4	4.3	5.9	4.08	3.7	3.27	3.07

Resultados del ensayo FANN 70. Esta tabla contiene datos que ilustran los efectos de la temperatura y la presión sobre las propiedades reológicas de un lodo base aceite.