

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL DISEÑO DE UN FLUIDO DE ALTA
TIXOTROPÍA FORMULADO CON SISTEMA DE MEZCLA DE ÓXIDOS DE
METAL (MMO) PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN RESERVORIO EN
EL CAMPO CASTILLA A PARTIR DE PRUEBAS DE LABORATORIO.

FABIO ERNESTO BAUTISTA ORDOÑEZ
MANUEL JOSÉ OVALLE MORÓN

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL DISEÑO DE UN FLUIDO DE ALTA
TIXOTROPÍA FORMULADO CON SISTEMA DE MEZCLA DE ÓXIDOS DE
METAL (MMO) PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN RESERVORIO EN
EL CAMPO CASTILLA A PARTIR DE PRUEBAS DE LABORATORIO.

FABIO ERNESTO BAUTISTA ORDOÑEZ
MANUEL JOSÉ OVALLE MORÓN

Proyecto integral para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
Jaime Castellanos Carvajal
Ingeniero Químico

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

Nota de aceptación

Ing. Leandro Uriel Gómez Barbosa
Orientador

Ing. Laydy Paola Mora Parrado
Jurado 1

Ing. Ivan Eduardo Peñaloza Cristancho
Jurado 2

Bogotá D.C., Febrero de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Este trabajo de grado se lo dedico a mis padres Fabio Enrique Bautista Ramírez y Rocio Consuelo Ordoñez Alfonso por su amor, trabajo y sacrificio todos estos años. Porque siempre me han apoyado incondicionalmente, por creer en mis decisiones y darme sus consejos para hacer de mi un ejemplo de ellos.

A mi familia y amigos que han hecho parte de este proceso académico, que siempre han creído en mí y me han apoyado durante este camino.

Finalmente se lo dedico a Dios por darme la fuerza y poner en mi camino a las personas que me rodean.

Fabio Ernesto Bautista Ordoñez

DEDICATORIA

Este trabajo de grado lo dedico primero que todo a Dios, señor de todas las cosas y de mi vida, por concederme la sabiduría, las ganas y la paciencia para poder culminar este ciclo académico, sin el nada de esto hubiera sido posible.

A mi padre Manuel Guillermo Ovalle, por su amor, dedicación y el mejor ejemplo de perseverancia que he podido tener, por su incansable y excelente labor como padre, consejero y amigo. Todo lo que soy y seré te lo debo a ti, y la vida no me alcanzará para poder retribuirte todo lo que has hecho por mí.

A mi madre María Salomé Morón, por su incasable e infinito amor, que fue el motor para levantarme todos los días, por su sublime labor como madre, por su esfuerzo, dedicación y todo eso valores y sentimientos que te hacen ser la excelente persona que eres, no podría haber tenido mejor ejemplo a seguir.

A mi abuelita Nina, el amor de mi vida, por su lecciones de vida, por sus palabras inundadas de amor, por su magia, por el amor más desenfrenado y puro, porque aunque no esté en este mundo, su recuerdo y sonrisa sigue siendo y será lo más bello e importante para mí.

A mi hermana Daniela, mi mejor amiga y compañera de vida, por su amor incondicional, paciencia y entendimiento.

Finalmente a todos mis familiares y amigos que creyeron en mí, a todos los que me han acompañado en este difícil pero hermoso camino que llamamos vida.

MANUEL JOSÉ OVALLE MORÓN.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la empresa Q'Max Solutions por permitirnos elaborar este trabajo de grado en sus instalaciones bajo su asesoría técnica, al ingeniero Juan Pablo Villaneda por la confianza depositada. A nuestro Director Jaime Castellanos Carvajal y Codirectora Elizabeth Plata Ruiz por compartir su conocimiento y constante orientación durante la realización del proyecto. A los ingenieros Juan Manuel Duque y Arlyn Gonzalez, y al resto del equipo del laboratorio por su apoyo y acompañamiento en el trabajo realizado en las instalaciones.

A la Universidad de América por tener a nuestra disposición asesores y profesores durante la realización del trabajo de grado. A los ingenieros Juan David Rengifo y Leandro Gómez por ser nuestros orientadores técnicos en el desarrollo y culminación del proyecto.

Un agradecimiento especial al ingeniero Gilberto Robledo con el cual nos encontramos en deuda infinita por el ánimo infundido, la confianza y el apoyo recibido a lo largo de la realización de este trabajo.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	26
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	26
1.2 LOCALIZACIÓN	26
1.3 MARCO GEOLÓGICO	28
1.3.1 Columna estratigráfica	28
1.3.2 Estratigrafía	28
1.3.2.1 Basamento	28
1.3.2.2 Formación Une	28
1.3.2.3 Formación Gachetá	30
1.3.2.4 Formación Guadalupe	30
1.3.2.5 Formación Barco	30
1.3.2.6 Formación Los Cuervos	30
1.3.2.7 Formación Mirador	31
1.3.2.8 Formación Carbonera	31
1.3.2.9 Formación León	32
1.3.2.10 Formación Guayabo	33
1.3.2.11 Formación Necesidad	33
1.3.3 Geología estructural	33
1.3.4 Geología del petróleo	34
1.3.4.1 Roca Generadora	34
1.3.4.2 Roca Sello	34
1.3.4.3 Roca Reservorio	34
1.3.4.4 Migración	35
1.3.4.5 Trampas	35
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA	35
1.4.1 Método de producción	36
1.4.2 Tiempo de producción	36
1.4.3 Caracterización del crudo	36
1.4.4 Producción acumulada	37

1.4.5 Propiedades petrofísicas del yacimiento	38
2. PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	39
2.1 FUNDAMENTOS	39
2.1.1 Causas geológicas	39
2.1.2 Causas operacionales	41
2.2 PROBLEMAS Y RIESGOS	43
2.3 MANEJO DE LAS PÉRDIDAS	43
2.3.1 Métodos de prevención	44
2.3.2 Métodos de remediación	45
2.4 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN CAMPO CASTILLA	47
3. FLUIDO DE PERFORACIÓN TIPO MMO (MIXED-METAL OXIDE)	48
3.1 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	48
3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	50
3.2.1 Fluidos base agua	50
3.2.2 Fluidos base aceite	51
3.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	51
3.3.1 Propiedades físicas	51
3.3.1.1 Tixotropía	51
3.3.1.2 Densidad del fluido de perforación	51
3.3.1.3 Filtrado de lodo	51
3.3.1.4 Propiedades reológicas	51
3.3.2 Propiedades químicas	53
3.3.2.1 PH	53
3.3.2.2 Alcalinidad	53
3.3.2.3 Cloruros	53
3.3.2.4 Dureza	53
3.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MMO	53
3.4.1 Componentes del sistema MMO	56
3.4.2 Características del sistema MMO	56
3.4.3 Casos históricos	58
4. DISEÑO, FORMULACIÓN Y RESULTADOS DEL PROYECTO	59
4.1 DISEÑO DEL PROYECTO	59
4.2 MATRIZ DE SELECCIÓN DE PRUEBAS	61
4.3 FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN TIPO MMO	63
4.3.1 Descripción de los productos	63
4.3.2 Selección de bentonita	63

4.3.3 Selección de controlador de filtrado	67
4.3.3.1 Controlador de filtrado 1	67
4.3.3.2 Controlador de filtrado 2	69
4.3.3.3 Controlador de filtrado 3	70
4.3.3.4 Comparación de los controladores de filtrado	71
4.3.4 Adición del almidón de maíz	73
4.4 FLUIDO DE PERFORACIÓN TIPO DRILL IN	79
4.5 COMPARACIÓN DE RESULTADOS	80
5. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO	86
5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN	88
5.1.1 Precio por barril de fluido	88
5.1.2 Calculo de barriles necesarios de operación	90
5.1.3 Costos operativos	93
5.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	94
5.2.1 Valor presente neto (VPN)	94
5.2.2 Tasa de interés de oportunidad (TIO)	95
5.2.3 Flujos de efectivo	96
5.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	97
6. CONCLUSIONES	98
7. RECOMENDACIONES	100
BIBLIOGRAFÍA	101
ANEXOS	103

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización del Campo Castilla	27
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales	29
Figura 3. Corte estructural del Campo Castilla	33
Figura 4. Mecanismos de filtración del fluido de perforación	40
Figura 5. Perfiles de pozo en función de la ECD	42
Figura 6. Programa integral de manejo de pérdida de circulación	44
Figura 7. Árbol de decisiones en caso de pérdidas de circulación	46
Figura 8. Tipos de fluidos de perforación base agua	50
Figura 9. Comportamiento de los cristales de MMO	54
Figura 10. Reología del sistema MMO frente a diferentes fluidos	55
Figura 11. Ventajas del sistema MMO	57
Figura 12. Esquema de realización del experimento	60
Figura 13. Estado Mecánico Pozo Castilla 348	87
Figura 14. Flujo de efectivo en línea de tiempo del VPN	94
Figura 15. Flujo de efectivo para el sistema Drill In	96
Figura 16. Flujo de efectivo para el sistema MMO	97

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción promedio de crudo por año en Campo Castilla	37
Gráfica 2. Propiedades reológicas en la selección de la relación	66
Gráfica 3. Resultados controlador de filtrado 1 con estabilizador	68
Gráfica 4. Resultados controlador de filtrado 2	69
Gráfica 5. Resultados controlador de filtrado 3	70
Gráfica 6. Resultados de propiedades físicas en la selección del controlador	72
Gráfica 7. Resultados de pruebas químicas en la selección del controlador	72
Gráfica 8. Propiedades físicas de formulación con almidón de maíz	74
Gráfica 9. Pruebas químicas de formulación con almidón de maíz	74
Gráfica 10. Lecturas reológicas HPHT del sistema MMO	76
Gráfica 11. Propiedades reológicas del sistema MMO en el fann ix77	77
Gráfica 12. Reología del sistema MMO vs Drill In	81
Gráfica 13. Propiedades reológicas del sistema MMO vs Drill In	81
Gráfica 14. Control de filtrado del sistema MMO vs Drill In	82
Gráfica 15. Pruebas químicas del sistema MMO vs Drill In	83
Gráfica 16. Lecturas reológicas HPHT del sistema Drill in	85

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Producción en Campo Castilla en BOPD	37
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del yacimiento	38
Tabla 3. Características generales del sistema MMO	57
Tabla 4. Propiedades del sistema MMO en Kurdistán – Irak	58
Tabla 5. Propiedades del sistema MMO en Onshore UK	58
Tabla 6. Matriz de selección de pruebas	61
Tabla 7. Prueba de calidad de bentonita no tratada	64
Tabla 8. Resultados de formulación con relación 7:0.7	65
Tabla 9. Selección de relación bentonita – MMO	66
Tabla 10. Características básicas en la formulación del sistema MMO	67
Tabla 11. Resultados controlador de filtrado 1 sin estabilizador	67
Tabla 12. Resultados controlados de filtrado 1 con estabilizador	68
Tabla 13. Resultados de controlador de filtrado 2	69
Tabla 14. Resultados de controlador de filtrado 3	70
Tabla 15. Comparación de controladores de filtrado	71
Tabla 16. Resultados de formulación con almidón de maíz	73
Tabla 17. Resultados prueba PPT en sistema MMO	75
Tabla 18. Reología HPHT del fluido de perforación tipo MMO	76
Tabla 19. Fluido de perforación Drill In	79
Tabla 20. Formulación de fluidos de perforación a comparar	80
Tabla 21. Comparación de fluidos de perforación estudiados	80
Tabla 22. Resultados de prueba de retorta y lubricidad	83
Tabla 23. Resultados de prueba PPT con disco de ranuras	84
Tabla 24. Reología HPHT del fluido de perforación Drill In	84
Tabla 25. Precio por libra de aditivos solidos	89
Tabla 26. Precio por galón de aditivos solidos	89
Tabla 27. Costo por barril del sistema Drill In	90
Tabla 28. Costo por barril del sistema MMO	90
Tabla 29. Características del estado mecánico	91
Tabla 30. Costos operativos del sistema Drill In	93
Tabla 31. Costos operativos del sistema MMO	94
Tabla 32. Flujo de efectivo por periodo	96

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Grado de pérdida de circulación	39
Cuadro 2. Componentes del sistema MMO	56
Cuadro 3. Aspectos claves del sistema MMO	56
Cuadro 4. Descripción de las pruebas a realizar	62
Cuadro 5. Descripción de los productos	63
Cuadro 6. Características percibidas del sistema MMO	78

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Densidad de circulación equivalente (ECD)	41
Ecuación 2. Viscosidad aparente (VA)	52
Ecuación 3. Viscosidad plástica (Vp)	52
Ecuación 4. Yield point (Yp)	52
Ecuación 5. Yield strength (Ys)	53
Ecuación 6. Capacidad de azul de metileno (Bentonita equivalente)	64
Ecuación 7. Capacidad de intercambio catiónico	64
Ecuación 8. Volumen sección 9 ⁵ / ₈	91
Ecuación 9. Volumen sección 8 ¹ / ₂	91
Ecuación 10. Volumen de dilución	92
Ecuación 11. Volumen total del pozo	92
Ecuación 12. Volumen en tanques de superficie	92
Ecuación 13. Volumen total del fluido de perforación	92
Ecuación 14. Valor presente neto (VPN)	95
Ecuación 15. Cambio de tasa de interés	95

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Procedimiento de pruebas realizadas en el laboratorio	104
Anexo B. Norma API 13A (Bentonita no tratada)	124
Anexo C. Pruebas estabilizador en controlador de filtrado 2	126
Anexo D. Pruebas al almidón de maíz como controlador de filtrado	129

ABREVIATURAS

°C	Grados Celsius.
°F	Grados Fahrenheit.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
API	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute).
Bbl	Barril.
BHP	Presión de Fondo (Bottom Hole Pressure).
BOPD	Barriles de Petróleo por Día.
COP	Peso colombiano
cP	Centipoise.
ft	Pies.
gal	Galones
gr	Gramo.
hr	Hora.
HPHT	Alta presión – Alta temperatura
Km	Kilometro.
L	Litro
m	Metro.
mm	Milímetro.
MBT	Prueba de azul de metileno.
MD	Profundidad medida (Measure Depth)
mD	Milidarcies.
min	minutos.
mL	Mililitros.
MMO	Mezcla de Óxidos de Metal (Mixed-Metal Oxide).
mg	Miligramo
MW	Peso del lodo (Mud Weight)
NPT	Tiempo No Productivo (Non Productive Time).
plg	Pulgada
psi	Libra por Pulgada Cuadrada.
lpg	Libra por Galón (Pounds Per Gallon).
QHSE	Quality, health, safety, environment
ROP	Rata de perforación (Rate of Penetration)
rpm	Revoluciones por Minuto.
SD	Siguiente día
TRM	Tasa de cambio representativa del mercado
USD	Dólar Estadounidense.
Vp	Viscosidad Plástica.
VPN	Valor Presente Neto.
Y	Punto Cedente (Yield Point).
Ys	Fuerza Cedente (Yield Strength)

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: es un lugar geográfico (continente, mar o zona litoral) caracterizado por un medio físico donde ocurre una combinación de procesos geológicos con dominancia de erosión, transporte y medio de depósito, caracterizado por condiciones ambientales particulares (clima) y un marco tectónico. Dado que las características ambientales que dominan un determinado lugar cambian y evolucionan a través del tiempo igual pasa con los procesos geológicos que ocurren en un determinado lugar.

ANULAR: espacio entre la tubería de perforación y la cara de la formación por el cual circula el fluido de perforación junto con cortes de formación.

ARCILLA: sedimento plástico cuando se humedece y que consiste en material muy fino, formado por partículas muy pequeñas con un tamaño inferior a 4 micras. Está compuesta principalmente por silicatos de aluminio hidratados (caolín, montmorillonita, illita, sericita, moscovita, biotita y clorita). Uno de los procesos más comunes de formación de arcilla es la descomposición química del feldespato.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria clásticas compuestas principalmente de arcillas, tienen un carácter masivo y pueden ser cualquier color proveniente de la descomposición de feldespatos. Sedimento de tamaño de grano fino menor a cuatro micrones.

ARENISCA: roca sedimentaria de origen detrítico, resultado de la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena. Los granos de arena pueden estar cementados por material arcilloso, calcáreo, por sílice y otros. Según el dominio del tamaño del grano se clasifican en finas, de 0.1 a 0.25 mm; medianas, de 0.25 a 0.5; gruesas, de 0.5 a 2 mm. Pueden ser, por su composición, arcosa, si son ricas en feldespatos; cuarzosas, ricas en SiO₄; grawacas, ricas en ferromagnesianos, y micazas ricas en micas.

BASAMENTO: corteza terrestre situada por debajo de los depósitos sedimentarios y que llega hasta la discontinuidad de Mohorovicic. La capa de roca por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos, a veces aludida como basamento económico. El basamento corresponde normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos, y por debajo del cual las rocas sedimentarias no son comunes. Las rocas de basamento habitualmente poseen diferente densidad, velocidad acústica y propiedades magnéticas que las rocas suprayacente

CAMPO: zona que cubre la superficie de una acumulación de hidrocarburos.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica de la composición del subsuelo usada en geología para describir de manera vertical las unidades que componen un área específica.

CONGLOMERADOS: material constituido de la acumulación de diferentes fracciones de rocas, de tamaño de grano mayor o igual a dos milímetros.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica y movimiento de las placas en la que se acumulan sedimentos. Zona de acumulación de sedimentos por medio del proceso de erosión.

DENSIDAD DEL LODO: propiedad de los fluidos de perforación que influye directamente en mantener la presión hidrostática de la columna de lodo.

DISCONTINUIDAD ESTRATIGRÁFICA: fallo en la depositación de las formaciones generado por los procesos de erosión, se presencia un contacto entre las capas de diferente composición.

DISCORDANCIA: depositación de capas de manera que poseen con contacto distinto al natural, se da entre rocas de mayor edad con rocas jóvenes.

EDAD GEOLÓGICA: una edad es una unidad geo cronológica formal de la escala temporal geológica que representa el tiempo correspondiente a la duración de un piso.

ESFUERZO DE GEL: propiedades de los fluidos de perforación que representa la resistencia al corte cuando se encuentran en estado estático, esta propiedad limita la capacidad de bombeo del fluido después de que se encuentre en estado estático.

ESPESOR: en la geología del campo el espesor es la distancia entre el tope y la base de una formación en una ubicación específica.

ESTRATIGRAFÍA: rama de la geología enfocada en la descripción de los estratos que forman la corteza terrestre. Estudia sus propiedades, características y composición con el fin de su identificación,

FALLA: fractura en la corteza terrestre a lo largo de la cual ha ocurrido un desplazamiento relativo de los bloques paralelos a la fractura. El movimiento causante de esa dislocación puede tener diversas direcciones: vertical, horizontal o una combinación de ambas. La zona de ruptura tiene una superficie generalmente bien definida denominada plano de falla y su formación va acompañada de un deslizamiento tangencial de las rocas respecto a ese plano. El tipo de movimiento a lo largo de una falla depende del tipo de falla, los principales tipos de fallas son: normales, inversas, inversas, de rumbo o desgarre, de cabalgamiento, transpresional etc.

FILTRADO: líquido que es forzado a atravesar un medio filtrante, medido en pruebas de los fluidos de perforación.

FORMACIÓN: es la principal unidad de división litoestratigráfica, que define cuerpos de rocas caracterizados por unas propiedades litológicas comunes (composición y estructura) que las diferencian de una formación de roca de otra. El espesor de la formación no tiene importancia en la definición, dado que una formación dada puede variar dentro de diferentes afloramientos. Las formaciones pueden ser subdivididas en miembros y juntos varias formaciones constituyen un grupo

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: rama de la geología enfocada en el estudio de la exploración y explotación de hidrocarburos.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología enfocada en el estudio de la corteza terrestre, estructura y relación entre las rocas que la conforman.

GRAVEDAD API: medida internacional definida por el Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en ingles), la cual data que tan pesado es el crudo en comparación con el agua.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: relación entre la densidad de una sustancia en relación con la densidad del agua.

LIMOLITA: roca sedimentaria clástica principalmente compuesta por limo, presenta un tamaño de grano promedio de 0.033 milímetros. También está compuesta por óxido de hierro, calcita y feldespatos.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica o clástica compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y del limo, tamaño de grano inferior a 0.062 milímetros. Pueden ser rocas madre de petróleo y de gas natural.

PEGA DE TUBERÍA: problema operacional dado durante el proceso de perforación en el cual la tubería queda atascada a la formación impidiendo su movimiento.

PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN: problema operacional asociado a la filtración sin retorno del fluido de perforación a la formación, la pérdida de circulación leve es inevitable, sin embargo se deben mantener los parámetros para mitigarlo.

PERMEABILIDAD: propiedad de la roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros.

POROSIDAD: es el espacio vacío en la roca o el volumen poroso de la roca en el cual puede almacenar fluidos.

PRE HIDRATACIÓN: la adición de un producto del fluido a perforación a agua dulce con un tiempo determinado antes de incorporarlo al sistema final del fluido. La bentonita es un producto cuyo rendimiento aumenta tras una previa hidratación.

ROCA GENERADORA: roca rica en materia orgánica expuesta a condiciones de temperatura y presión óptimas para generar hidrocarburos.

ROCA RESERVORIO: roca con propiedades de porosidad y permeabilidad que le permiten transmitir y almacenar fluidos. La roca reservorio se encuentra sellada para almacenar los hidrocarburos en su volumen poroso.

ROCA SELLO: roca de muy baja permeabilidad que no permite el flujo de hidrocarburos y forma una barrera o cubierta en la roca reservorio.

ROLADO: proceso de envejecimiento de un fluido de perforación, se expone durante 16 horas a una temperatura determinada con un movimiento constante. Las propiedades del fluido de perforación pueden variar tras este proceso.

TIEMPO NO PRODUCTIVO (NPT): tiempo no planeado utilizado para reparar problemas en las operaciones, este tiempo genera retrasos en la operación y aumento de gastos por parte de las empresas involucradas.

VISCOSIDAD: propiedad de los fluidos de perforación que determina la resistencia al flujo cuando se le aplica una fuerza.

VISCOSIDAD PLÁSTICA (VP): parámetro del modelo plástico de Bingham, es la pendiente de la línea de esfuerzo cortante sobre la velocidad de corte.

YIELD POINT (YP): es el punto cedente en un fluido de perforación, medida de las fuerzas de atracción del fluido de perforación.

RESUMEN

En este proyecto investigativo se inició describiendo las generalidades y geología del Campo Castilla, es necesario conocer su historial de producción y casos asociados a las pérdidas de circulación por fracturas naturales. Para solucionar este problema operativo se propone el uso de un fluido de perforación de alta tixotropía tipo Mezcla de óxidos de metal (MMO, Mixed-Metal Oxide) con el fin de mitigar los sobre costos generados, se describe el sistema con sus características y beneficios.

Se inició con la elección de la bentonita a usar, ya que la eficiencia del sistema depende de la calidad de esta, realizando pruebas de calidad a la bentonita verificando su naturaleza como no tratada, así mismo con la relación bentonita – MMO que se varió en un criterio de 10:1.

Se prepararon varias formulaciones para poder saber bajo criterios técnicos cual será la relación bentonita – MMO más adecuada para el sistema. Sabiendo cual es la mejor relación se pasó a la elección del controlador de filtrado con comportamiento más favorable, de los cuales dos son de naturaleza catiónica y el restante aniónico. Se dispone de un aditivo estabilizador de reología a altas temperaturas el cual se aplica a controladores que presentaron buenas propiedades. Mediante pruebas realizadas se descartó el controlador aniónico ya que su desempeño no fue eficiente, no presento estabilidad del sistema después de simular condiciones de fondo. La eficiencia de los controladores restantes se evaluó mediante prueba de filtrado API sin alterar características reológicas, y pruebas más específicas como el filtrado HPHT y pruebas químicas seleccionadas de interés. Al seleccionar el controlador de filtrado de mejor desempeño se adiciono un almidón de maíz y se realizaron pruebas de reología a alta presión y alta temperatura para comprobar su estabilidad, además prueba de PPT con disco ranurado para su eficiencia a nivel de laboratorio en el sello de fracturas.

El fluido tipo Drill In esta previamente formulado por la compañía Q'Max Solutions, se compararon sus propiedades y características operacionales para resaltar beneficios. Se finalizó con un análisis financiero a los dos panoramas operativos con el que se concluyó la viabilidad del estudio.

PALABRAS CLAVES:

- Fluidos Perforación
- Sistema MMO
- Fracturas Naturales
- Alta tixotropía

INTRODUCCIÓN

Las pérdidas de circulación son el problema operacional más común durante la perforación de nuevos pozos en la industria petrolera, Campo Castilla al ser un yacimiento maduro reporta depletamiento y caída de presión en sus formaciones generando que las pérdidas de circulación sean de carácter importante en el debido a sus fracturas naturales.

Los fluidos de perforación tienen gran importancia durante la perforación de pozos minimizando los daños y previniendo problemas operacionales como las pérdidas. Estos fluidos con el tiempo han optado por aditivos más complejos para así poder satisfacer y cumplir con todas las demandas y retos que la industria petrolera necesita. Esto con lleva a una búsqueda continua en la calidad de aditivos y en la eficiencia de prácticas realizadas amigables con el ambiente.

Aunque la tecnología ha avanzado mucho en la industria, las pérdidas de circulación todavía cuentan como un gran gasto en las operaciones de pozo, el sistema MMO es de última generación de productos base agua con sorprendentes propiedades para mitigar las pérdidas y limpieza de pozo. Este sistema lo caracteriza su alta tixotropía, a condiciones estáticas el sistema se considera como sólido pseudo deformable, sin embargo al aplicar energía mecánica este se convierte en líquido con facilidad. Su particular reología proviene de las interacciones entre los cristales de MMO y las plaquetas de bentonita.

El fin de este proyecto investigativo es estudiar el sistema MMO a fondo, con el objeto de presentarlo como una solución viable para la mitigar las pérdidas de fluido de perforación en el Campo Castilla. Se propone estudiar la importancia de la calidad y tipo de bentonita en la preparación de la lechada, así como la adecuada selección del controlador de filtrado y demás aditivos para garantizar la estabilidad y eficiencia del sistema.

Al ser comprobada su viabilidad técnica se proyectara su viabilidad financiera haciendo uso del indicativo valor presente neto bajo las condiciones económicas del país y las tasas de oportunidad que maneja la empresa Q'Max Solutions.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente el diseño de un fluido de alta tixotropía formulado con sistema de mezcla de óxidos de metal (MMO) para la perforación de la sección reservorio en el Campo Castilla a partir de pruebas de laboratorio.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Describir las generalidades y la geología del Campo Castilla.
2. Describir las principales causas asociadas a las pérdidas de circulación de la zona productora del Campo Castilla.
3. Definir las generalidades del sistema de alta tixotropía MMO (Mixed Metal Oxide).
4. Determinar diferentes formulaciones del fluido de perforación tipo MMO para la pérdida de circulación en la zona de interés.
5. Evaluar el desempeño de los fluidos de perforación a partir de las pruebas de laboratorio planteadas.
6. Seleccionar la formulación más adecuada según el desempeño en laboratorio del fluido de perforación y su rentabilidad frente a las demás formulaciones para la zona de interés del Campo Castilla.
7. Evaluar financieramente la viabilidad bajo el indicador financiero VPN (Valor Presente Neto) del uso del fluido de perforación tipo MMO para la zona productora del Campo Castilla.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

A continuación se describe las generalidades del campo, historia, localización, marco geológico, geología estructural, geología del petróleo e historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

De acuerdo con Ecopetrol S.A.¹ el pozo Castilla 1 fue perforado por Chevron en 1969 y alcanzó una profundidad de 7347 pies; probó crudo pesado en las Formaciones Mirador (10° API), Guadalupe y Une (13.7° API). El campo inicio producción en 1976 y desde entonces ha tomado un papel importante en la producción de crudo de Ecopetrol S.A. y para Colombia como uno de los campos más relevantes en la industria de los hidrocarburos. Este campo fue descubierto bajo el Contrato de Concesión de Cubarral, firmado el primero de julio de 1973 y tuvo un tiempo de operación de 25 años a partir de 1975, se extrajeron 94 millones de barriles de crudo, en el Contrato de Concesión de Cubarral fueron socios Ecopetrol S.A. y Chevron, se determinó una participación del 50% para cada uno, los yacimientos están comprendidos en un área de 97.540 acres ubicados en la jurisdicción de los municipios de Acacías y Castilla La Nueva (Meta).

Según El Tiempo² el Contrato de Concesión de Cubarral finalizó en el año 2000, el tiempo de operación fue ampliado hasta el 31 de julio del mismo año, para el momento de la finalización la producción de petróleo estaba cercana a los 20.000 barriles de crudo por día, a partir de la finalización del contrato Ecopetrol S.A. tomó operación directa y total del campo. Entre el año 2000 y 2003 Ecopetrol S.A. realizo inversiones alrededor de 50 millones de dólares en fortalecer las diferentes áreas asociadas a la producción de hidrocarburos en el Campo, desde el 2010 hasta la fecha la producción de crudo ha estado alrededor de los 110.000 BOPD.

1.2 LOCALIZACIÓN

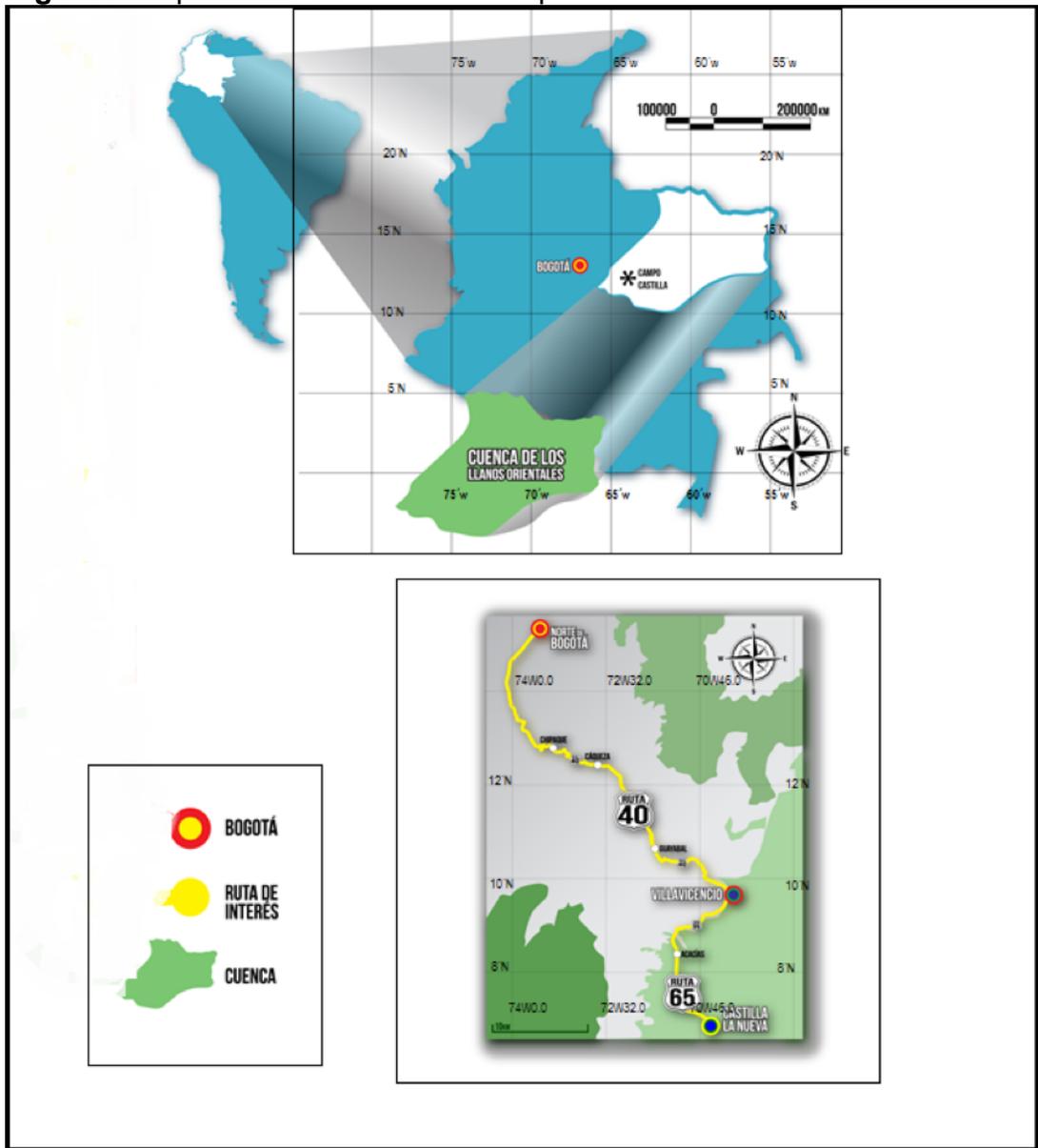
El Campo Castilla está localizado al Suroeste de la Cuenca Llanos Orientales, 50 kilómetros al Sur de la ciudad de Villavicencio en el departamento del Meta, en la **Figura 1** se representa la localización del campo con la ruta de acceso desde Bogotá.

¹ ECOPETROL. Castilla recargado. [En línea][Citado 16 noviembre, 2017]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm>

² EL TIEMPO. Castilla y Chichimene pasarán a Ecopetrol. [En línea][Citado 16 noviembre, 2017] Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1240507>>

La ruta para llegar al Campo Castilla se describirá desde Bogotá como punto de partida como esta en la **Figura 1**, desde la capital de Colombia se inicia tomando la avenida Boyacá hacia la salida Suroriente de Bogotá tomando la ruta 40, en dirección Bogotá – Villavicencio atravesando los municipios de Chipaque, Quetame y Guayabetal en un tramo aproximado de 100 kilómetros. Llegado a Villavicencio se toma la carrera 40 hacia la ruta 65, esta ruta va en dirección Villavicencio – Guamal atravesando el municipio de Acacias en un tramo aproximado de 38 kilómetros. En Guamal se toma la salida hacia el Oriente unos 12 kilómetros hasta llegar al municipio de Castilla La Nueva, el campo se encuentra a aproximadamente cinco kilómetros hacia el Este.

Figura1. Mapa de localización del Campo Castilla.



1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación se describirá la estratigráfica, geología estructural y la geología del petróleo del Campo Castilla ubicado en la Cuenca Llanos Orientales.

1.3.1 Columna estratigráfica. La columna estratigráfica presentada en la **Figura 2** muestra de manera generalizada la secuencia de depositación de las formaciones que comprenden la Cuenca Llanos Orientales, desde el Basamento, siendo el más antiguo, hasta la depositación de la Formación Necesidad siendo esta la más reciente.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se describen las formaciones presentes en la columna estratigráfica de la Cuenca Llanos Orientales, se describe la edad de depositación, litología, espesor promedio, ambiente de depositación y los contactos con las formaciones.

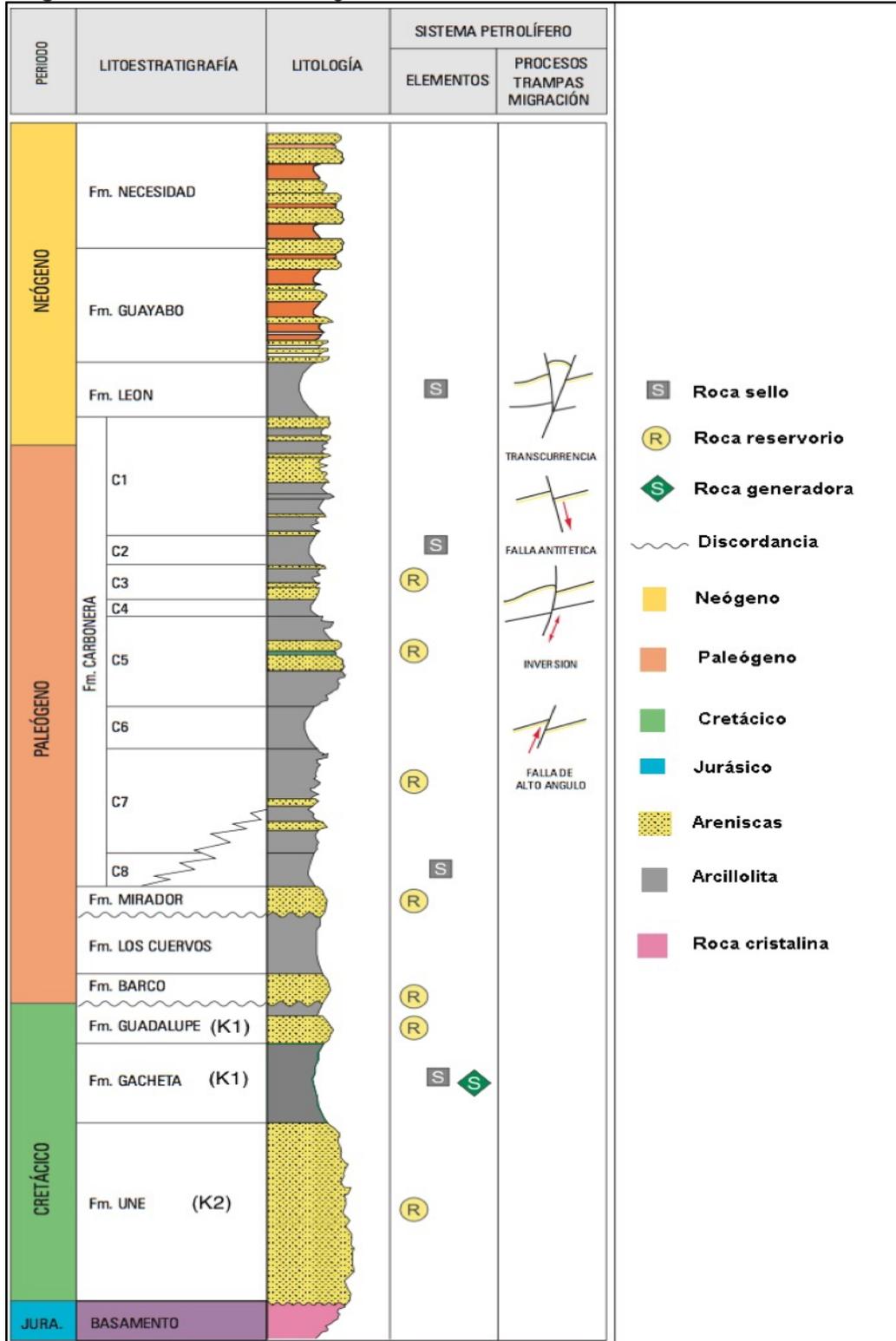
1.3.2.1 Basamento. Información publicada por la ANH³ indica un basamento ígneo – metamórfico de composición diorítica – sienítica y filitas – cuarcitas, la Cuenca Llanos Orientales fue depositada en el periodo Jurásico registrando una edad promedio de 200 millones de años, el basamento presenta ser una prolongación del Macizo de Quetame e infrayace discordantemente con la Formación Une. [3]

1.3.2.2 Formación Une. Según la ANH⁴ la Formación Une inicia una secuencia de depositación del periodo Cretácico inferior, se encuentra entre el Cenomaniano a Turoniano con aproximadamente 100 millones de años de edad. Esta formación está compuesta por areniscas cuarzosas con intercalaciones de limolitas carbonáceas. El espesor promedio va de 50 a 350 pies hacia el Meta, incluyendo el Campo Castilla en este rango, 300 a 600 pies hacia Arauca y alcanza un espesor máximo de 650 pies cerca al Piedemonte Llanero. El ambiente de sedimentación es de carácter marino. Al Sur de la cuenca se le conoce como Unidad K2, también ha presentado producción de aceite en el área de los Campos Apiay – Suria. Esta formación tiene contacto con el basamento en el inferior y subyace a la Formación Gachetá de forma concordante. Se caracteriza por ser una formación reservorio del Campo Castilla.

³ ANH, CUENCA LLANOS ORIENTALES. Integración Geológica de la Digitalización Análisis de Núcleos. [En línea] Bogotá, Diciembre, 2012.[Citado 16 Noviembre, 2017] p. 41. Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>>

⁴ Ibid., p.48.

Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: ANH. Ronda Colombia 2010. Modificado por los autores.

1.3.2.3 Formación Gachetá. La ANH⁵ describe que hace parte a la secuencia de depositación del periodo Cretácico Superior entre el Turoniano temprano a Coniaciano, se encuentra entre 86 y 93 millones de años de edad. Está compuesta por una intercalación entre lodolitas grises y negras con areniscas glauconíticas y con calizas. El espesor promedio va desde 300 pies hasta un espesor máximo de 600 pies que se encuentra al Suroccidente de la cuenca, en el Campo Castilla el espesor está próximo a los 450 pies. El ambiente de sedimentación es de carácter estaurino de dominio mareal. La Formación Gachetá también se le conoce como Unidad K1 (K1 inferior y K1 medio, en el Meta). Es de gran interés porque es productora de varios campos en la Cuenca Llanos Orientales. Esta formación subyace por debajo de la Formación Guadalupe y el límite inferior es con la Formación Une, con ambas presenta un contacto concordante.

1.3.2.4 Formación Guadalupe. Según el Léxico estratigráfico de Julivert⁶ la Formación Guadalupe analiza la secuencia de depositación del periodo Cretácico, se deposita en la edad Campaniano, tiene aproximadamente 75 millones de años de edad. Esta formación está constituida por pequeñas capas de carbón que se encuentran depositadas en una intercalación entre lutitas y areniscas masivas. El espesor máximo de la formación se encuentra hacia el área de Arauca con más de 600 pies. El ambiente de sedimentación de la formación es de carácter marino. La Formación Guadalupe es productora en la cuenca y se le conoce por Unidad K1 superior. Limita en el inferior con la Formación Gacheta de manera concordante y limita en la superficie con la Formación Barco de manera discordante.

1.3.2.5 Formación Barco. J. De Porta⁷ describe un inicio de una secuencia de depositación del periodo Paleógeno, se deposita en la época del Paleoceno con una edad aproximada de 59 millones de años. Está compuesta por areniscas, lutitas y arcillas intercaladas. El espesor promedio esta alrededor de los 450 pies. El ambiente de sedimentación de la formación es de carácter deltaico. La formación tiene contacto en el inferior con la Formación Guadalupe de manera discordante y un contacto superior concordante con la Formación Los Cuervos.

1.3.2.6 Formación Los Cuervos.⁸ Continúa la secuencia del periodo Paleógeno, se encuentra en el Paleoceno superior con una edad aproximadamente de 55 millones de años. La litología consiste en lutitas carbonáceas, arcillitas intercaladas con limolitas, areniscas de grano fino y carbones. Presenta un espesor desde los 825 hasta los 1.300 pies, el espesor de la formación tiene una tendencia a aumentar hacia el Norte de la cuenca. El ambiente de sedimentación es deltáico. La

⁵ ANH, CUENCA LLANOS ORIENTALES. Integración Geológica de la Digitalización Análisis de Núcleos. Op., Cit. p. 48.

⁶ JULIVERT, M. Léxico estratigráfico Vol. 5. América Latina, 1968. p. 265 – 274.

⁷ DE PORTA, J. Léxico estratigráfico Vol. 5. América Latina, 1974. p. 81 – 82.

⁸ Ibid., p. 333 – 336.

Formación Los Cuervos suprayace con la Formación Barco de manera concordante y en el límite superior yace la Formación Mirador de manera discordante.

1.3.2.7 Formación Mirador. J. De Porta⁹ la define como una formación depositada en el periodo Paleógeno inferior, en el Eoceno tardío con una edad aproximadamente de 38 millones de años. Está constituida por areniscas masivas con intercalaciones de lodolitas. Presenta un espesor que alcanza los 950 pies hacia el Occidente de la cuenca. El ambiente de depositación es continental. La formación contiene las areniscas que constituyen el reservorio más importante y por las cuales es productora de crudo pesado en varios campos de la Cuenca Llanos Orientales. Suprayace Formación Los Cuervos de manera discordante y en el límite superior contacta con la Formación Carbonera de manera concordante.

1.3.2.8 Formación Carbonera. Según la ANH¹⁰ finaliza la secuencia del periodo Paleógeno, está depositada en la época Oligoceno temprano y finaliza la depositación en el Mioceno Medio en el periodo Neógeno. Formación de gran espesor que está dividida en ocho unidades por la depositación de la litología y la facilidad para el manejo de datos, presenta una litología intercalada entre rocas arcillosas, limosas y arenisca. El espesor de la formación varía desde los 2.500 hasta los 9.000 pies hacia el área del Meta, incluyendo a castilla en sus valores de espesor alto. El ambiente de sedimentación varía de marino a continental. La Formación Carbonera limita en el contacto superior con la Formación León de manera concordante y en el contacto inferior con la Formación Mirador de la misma manera. Las unidades en las que está dividida se nombran desde C8 a C1.

- **Unidad C8 (Unidad E4).**¹¹ Esta unidad se conoce como una continuación de la Formación Mirador al poseer el mismo ambiente de depositación, carácter marino. Presenta un espesor variable en los 50 hasta los 400 pies.

- **Unidad C7 (Unidad T1).**¹² Tiene un espesor poco variable que se encuentra entre los 250 hasta los 280 pies en el centro de la Cuenca Llanos Orientales. La litología fue depositada en un ambiente de carácter marino, deltaico y continental, y está compuesta por areniscas.

- **Unidad C6 (Unidad E3).**¹³ La litología de la unidad está compuesta principalmente por arcilla. El espesor varía disminuyendo desde los 600 pies al Occidente hasta los 100 pies en el centro de la cuenca.

⁹ DE PORTA, J. Op., Cit. p. 366 – 369.

¹⁰ ANH, CUENCA LLANOS ORIENTALES. Integración Geológica de la Digitalización Análisis de Núcleos. Op., Cit. p. 49.

¹¹ Ibid., p. 50.

¹² Ibid., p. 50.

¹³ Ibid., p. 50.

- **Unidad C5.**¹⁴ Roca productora de hidrocarburo en la Cuenca de los Llanos Orientales. La litología de la unidad está compuesta por granos de tamaño medio de arcillolitas y areniscas poco consolidadas. El espesor varía desde 50 hasta 300 pies.
- **Unidad C4.**¹⁵ La litología de la unidad está compuesta por capas intercaladas de areniscas, limolitas y lutitas. El espesor esta entre 150 y 300 pies en la zona central de la cuenca y aumenta hasta los 700 pies hacia el Este de la cuenca.
- **Unidad C3.**¹⁶ La litología de la unidad está compuesta por intercalaciones de areniscas, limolitas y arcillolitas. El espesor está en un promedio de 150 pies en el centro de la cuenca y aumenta hacia el Este hasta un espesor de 700 pies.
- **Unidad C2 (Lutita E).**¹⁷ Esta formación corresponde a uno de los sellos mejor desarrollados, después de la Formación Leon.La litología de la unidad está compuesta por lutitas grises y se encuentra poca presencia de limolitas. El espesor esta entre 100 y 200 pies en la zona central de la cuenca y aumenta hacia el Occidente hasta alcanzar un espesor de 900 pies.
- **Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera).**¹⁸ Ultima unidad de la Formación Carbonera, hace contacto con la Formación León la cual la sella con lutitas. La litología está compuesta por areniscas alternadas con limolitas y lutitas. El espesor es mayor a las demás unidades alcanzando un espesor de 2.000 pies hacia el Occidente de la cuenca.

1.3.2.9 Formación León. Según J. De Porta¹⁹ esta formación hace parte del periodo Neógeno, fue depositada en el Mioceno Medio lo cual la data de una de edad aproximada de 14 millones de años. Está constituida principalmente por arcillas, corresponde a la roca sello más joven de la cuenca, tiene un espesor que alcanza los 2.000 pies hacia el Occidente de la cuenca disminuyendo hacia la zona central donde presenta un espesor promedio de 1.000 pies. El ambiente de depositación es de carácter marino somero. Hace contacto en el límite inferior con la Formación Carbonera de manera concordante, de igual manera hace contacto con la Formación Guayabo que la suprayace.

¹⁴ ANH, CUENCA LLANOS ORIENTALES. Integración Geológica de la Digitalización Análisis de Núcleos. Op., Cit. p. 51.

¹⁵ Ibid., p. 50.

¹⁶ Ibid., p. 50.

¹⁷ Ibid., p. 51.

¹⁸ Ibid., p. 51.

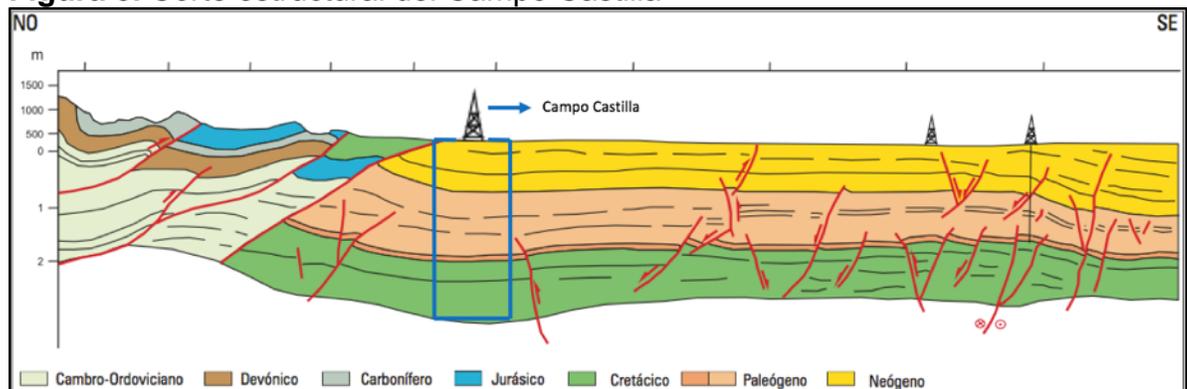
¹⁹ DE PORTA, J. Op., Cit. p. 324 – 325.

1.3.2.10 Formación Guayabo. J. De Porta²⁰ la describe parte del periodo Neógeno, fue depositado en el Mioceno Tardío lo cual la data de una edad aproximada de 10 millones de años. La litología está compuesta de manera intercalada de areniscas y arcillas. Presenta un espesor de que varía entre 2.000 a 8.000 pies en la zona central de la cuenca y hacia el Occidente alcanza un espesor máximo de 13.000 pies. El ambiente de depositación es de carácter marino y presenta una depositación fluvial hacia el tope. Hace contacto en el límite inferior con la Formación León de manera concordante y en el límite con la Formación Necesidad de manera concordante.

1.3.2.11 Formación Necesidad.²¹ La depositación se generó entre el Plioceno y el Pleistoceno, en el periodo Neógeno. La litología está compuesta por arcillas y areniscas de grano grueso. El espesor es desconocido pero se estima de aproximadamente unos 165 pies. El ambiente de depositación de carácter fluvial. Suprayace la Formación Guayabo siendo la formación que aflora en la superficie.

1.3.3 Geología estructural. La cuenca presenta fallas internas normales con interrupciones entre 30 y 120 pies, y fallas inversas, con interrupciones entre 30 y 50 pies, al costado Oriental. Las fallas no hacen parte del reservorio, la trampa del reservorio es estructural y no presenta fallas sellantes. La geología estructural está relacionada de un anticlinal asimétrico en una dirección N60E que posee aproximadamente cuatro kilómetros de ancho y 10 kilómetros de largo. La cuenca presenta rocas marinas y continentales que se adelgazan en dirección oriental.²² La **Figura 3** presenta el mapa estructural del campo.

Figura 3. Corte estructural del Campo Castilla



Fuente: ANH. Ronda Colombia 2010. Modificado por los autores.

²⁰ DE PORTA, J. Op., Cit. p. 259 – 261.

²¹ Ibid., p. 380.

²² CARRILLO, María Camila. Calibración del módulo de las tendencias del ensamblaje de fondo direccional en tres diferentes tipos de pozo para el campo castilla. Trabajo de grado Ingeniería de petróleo, Bogotá D.C.: Universidad de América, 2016. p. 32.

1.3.4 Geología del petróleo. En la cuenca se presentan reservas de crudo convencional y pesado lo cual nos lleva describir el sistema petrolífero con los principales parámetros que los componen.

1.3.4.1 Roca Generadora. Según la ANH²³ se presentan dos rocas generadoras, una principal y una secundaria, la principal está compuesta por las lutitas marino continentales de la Formación Gachetá ubicadas al inferior del flanco oriental de la Cordillera Oriental y fueron depositadas durante el Cretácico tardío. Las lutitas están asociadas a un Kerógeno tipo II y III. El contenido de carbono orgánico varía entre el 1% al 3%. Y el espesor efectivo se promedia entre los 50 a 100 metros. La segunda roca generadora se encuentra las formaciones terciarias Los Cuervos, Mirador y Carbonera (Unidad C8), está compuesta por lutitas ricas en material orgánico y se le refiere como la roca generadora secundaria por poseer menor tamaño.

1.3.4.2 Roca Sello. Para el sistema petrolífero que se presenta en la Formación Gachetá la roca sello regional es la sección de arcillolitas que se encuentran en la Formación León. Para la sección depositada en el Cretácico la unidad de shale de la Formación Gachetá trabaja como sello del sistema petrolífero en que se encuentra la Unidad K1 y K2, conservan el 57% de hidrocarburos pesados. La Formación Gachetá cumple función de roca generadora y roca sello gracias a la litología. La segunda roca sello de la región es una secuencia arcillolitas de las Unidades C8 y C6 de la Formación Carbonera las cuales generan los yacimientos de los hidrocarburos pesados que se encuentran en la Formación Mirador y en la Unidad C7.²⁴

1.3.4.3 Roca Reservorio. Las rocas reservorio que se presentan en la Cuenca Llanos Orientales son las unidades de arena que incluyen las formaciones Une, Carbonera, Guadalupe y Mirador, en estas formaciones se encuentran las unidades K1 y K2 descritas previamente, además las unidades C7, C5, C3 y C1 de la Formación Carbonera. Presentan un rango de depositación desde el Cretáceo Medio hasta el Mioceno Tardío. La mayor parte de los hidrocarburos pesados se encuentran en la Formación Une. El rango de porosidad de los reservorios va desde 10% hasta el 30 %.²⁵

²³ ANH. Área crudos pesados, informe de prospectividad. [En línea][Citado 16 noviembre, 2017]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf>

²⁴ ANH. Área crudos pesados, informe de respectividad. Op., Cit.

²⁵ ANH. Área crudos pesados, informe de respectividad. Op., Cit.

1.3.4.4 Migración. Según la ANH²⁶ la Cuenca Llanos Orientales data de dos pulsos de migración, el primero durante el Eoceno tardío - Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continua en la actualidad.

1.3.4.5 Trampas. Según data la ANH²⁷, la Cuenca Llanos Orientales presenta anticlinales, estructuras someras de poco relieve y fallas inversas, también trampas estratigráficas que son de interés estudiar. Sin embargo, el principal objetivo de estudio se ha centrado en las fallas normales antitéticas hasta el momento.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA

Campo Castilla inicio producción en 1976 y desde entonces ha presentado una tendencia aumentando la producción con el tiempo y por ende ha tomado un papel importante en la producción de crudo de Ecopetrol S.A. y para Colombia como uno de los campos más relevantes en la industria de los hidrocarburos. El Campo inicio producción bajo el Contrato de Concesión de Cubarral, la producción hasta el fin del contrato fue destinada a la multinacional Chevron y a Ecopetrol S.A. y durante la vigencia fueron extraídos 94 millones de barriles, al momento de finalización del contrato la producción diaria alcanzaba los 20.000 barriles de crudo por día.²⁸

Desde el momento de la toma de la totalidad del campo por parte de Ecopetrol S.A.²⁹ data que mes de julio del año 2000 la producción de crudo de los campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este ha presentado una tendencia de aumentado hasta la fecha, esto gracias a análisis de potencialidad del campo y estrategias de explotación que se le realizaron una vez culmino el contrato. Campo Castilla inicio la producción de crudo pesado, para el año 2003 Campo Castilla había logrado casi duplicar la producción de crudo desde los 20.000 barriles hasta un promedio alcanzado de los 32.000 barriles por día para el año 2003.

La ANH³⁰ publica que en el mes de Agosto de 2007 se presenta en la Cuenca Llanos Orientales una producción diaria de 102.953 barriles de crudo por día, de esta cantidad corresponde a los campos Castilla 20.504 BOPD, Castilla Este 804 BOPD y Castilla Norte 35.886 BOPD, un total de 57.194 BOPD convirtiendo a Castilla el representante de aproximadamente el 55% de la producción total de la Cuenca Llanos Orientales.

²⁶ ANH. Llanos Orientales, Open Round Colombia 2010. [En línea][Citado 16 noviembre, 2017]. Disponible en: <[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)>

²⁷ ANH. Llanos Orientales, Open Round Colombia 2010. Op., Cit.

²⁸ EL TIEMPO. Castilla y Chichimene pasarán a Ecopetrol. Op., Cit.

²⁹ ECOPETROL. Castilla recargado. Op., Cit.

³⁰ ANH. Área crudos pesados, informe de prospectividad. Op., Cit.

Ecopetrol S.A.³¹ publica que en el año 2014 la producción del Campo Castilla alcanzo la producción diaria de 104.405 barriles, logró aumentar aproximadamente la producción desde el 2007. Campo Castilla logra un nuevo logro en la producción de hidrocarburos en el país en el año 2015 cuando logra la producción de 125.699 BOPD en el mes de noviembre convirtiéndolo en el campo de mayor producción para Ecopetrol S.A. representando el 21% de la producción de la empresa y el 12% de la producción de crudo en Colombia. Ecopetrol S.A. destaca este logro como el fruto del trabajo en las estrategias de producción para el país.

1.4.1 Método de producción. Campo Castilla cuenta con un mecanismo de empuje por acuifero activo el cual genera presión para lograr el flujo de hidrocarburos a través de los pozos, sin embargo la fuerza no es lo suficiente para la sostenibilidad del campo y por ende los pozos ubicados en Castilla cuentan en su totalidad con un sistema de levantamiento artificial. El 93% de los pozos productores en Castilla implementan un sistema de bombeo electrosumergible y el 7% restante implementa el bombeo mecánico para la producción de crudo. Una ventaja es la alta temperatura que presenta en fondo, la viscosidad de los fluidos disminuye y se facilita la movilidad.

1.4.2 Tiempo en producción. La producción de hidrocarburos en Castilla inicia en 1976 por parte de Chevron con Ecopetrol S.A. y en la actualidad continua por parte de Ecopetrol S.A. en la totalidad. Hasta la fecha Castilla tiene 41 años en producción.

1.4.3 Caracterización del crudo. El crudo producido en Campo Castilla lleva como etiqueta el nombre de Castilla Blend para la caracterización y facilitar la comercialización. Las propiedades con la que cuentan son un grado API de 18,8° lo cual lo caracteriza como un crudo pesado, además un porcentaje de azufre de 1,97%.³²

³¹ ECOPETROL. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. [En línea][Citado 16 noviembre,2017] Disponible en: <<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>>

³² ECOPETROL. Exportaciones de Crudo. [En línea][Citado 16 noviembre,2017] Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/comercio-internacional/exportaciones/exportaciones-decrudo!/ut/p/z0/04_Sj9CPyKssy0xPLMnMz0vMAfIjo8ziLQIMHd09DQy9DQJDDQ0cjZNPJ3CHIMCvE30C7IdFQHDKIKO/>

1.4.4 Producción fiscalizada. Para hablar de producción acumulada del Campo Castilla es necesario unificar las subdivisiones que presenta, Campo Castilla se divide en Castilla, Castilla Norte y Castilla Este; La producción promedio de cada subdivisión del campo se ve en la **Tabla 1**, la producción se representa en BOPD (barriles de petróleo por día) a través de los últimos años.

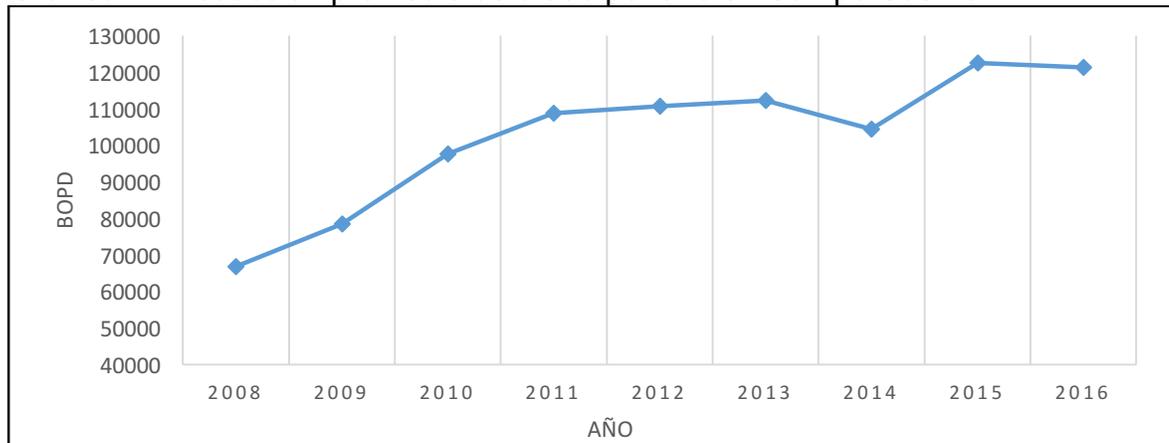
Tabla 1. Producción en Campo Castilla en BOPD

Campo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Castilla	31.513	38.746	59.594	68.390	63.439	63.815	61.380	76.171	79.604
Castilla Norte	35.285	39.699	38.143	40.452	47.311	48.444	42.483	45.840	41.416
Castilla Este	-	-	-	-	-	-	535	527	318
Producción total	66.798	78.445	97.737	108.842	110.750	112.259	104.398	122538	121.338

Fuente: Acp. Informe estadístico petrolero (IEP). 2017. Modificado por los autores.

A continuación se representan los valores de producción en la **Gráfica 1** donde se aprecia el aumento en la producción a través del tiempo.

Gráfica 1. Producción promedio de crudo por año en Campo Castilla



1.4.5 Propiedades petrofísicas del yacimiento. La **Tabla 2** presenta las propiedades de las unidades K1 y K2.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas del yacimiento

PARÁMETRO	UNIDAD K1	UNIDAD K2
Litofacies	Arena laminada	Arena homogénea
Tipo de crudo	Aceite negro	Aceite negro
Mecanismo de empuje	Gas en solución	Acuífero activo
Fracturas naturales	No	Si
Permeabilidad (mD)	1 – 1667	465 – 2423
Porosidad (%)	10,8 – 28	13,9 – 23,4
Saturación de agua inicial (%)	20	20
Espesor neto (ft)	39 – 109	203 – 528
Presión actual promedio (Psi)	2691	2691
Riesgo de inestabilidad	Moderado	Bajo
Temperatura (°F)	193	198
Gravedad específica del gas	0.906	0.906
Gravedad API	13,7	20
GOR (scf/stb)	100 – 300	100 – 300
Presión de burbuja (Psi)	90	148

Fuente: Ecopetrol S.A, 2012; Modificado por los autores.

2. PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

La pérdida del lodo de perforación a la formación se le denomina como pérdida de circulación. Las pérdidas de circulación afectan el proceso de perforación de un pozo y conlleva a varios problemas y riesgos. En el presente capítulo se hablará de los fundamentos de las pérdidas, problemas y riesgos que causan, el manejo de estrategias para evitarlas y remediarlas.

2.1 FUNDAMENTOS

Las pérdidas de circulación son la pérdida o filtración del fluido de perforación en la formación del pozo durante la perforación. Las pérdidas han significado un aumento en los costos del lodo y en los tiempos no productivos en los peores casos. Según la cantidad del lodo que se filtra en la formación las pérdidas se clasifican en tres clases descritas a continuación en la **Cuadro 1**.

Cuadro 1. Grado de pérdida de circulación

Grado de la pérdida	Cantidad
Pérdidas menores	Menos de 10 Bbl/hr
Pérdidas de retornos parciales	Entre 10 a 100 Bbl/hr
Pérdida de circulación total	Más de 100 Bbl/hr

Fuente: Q'Max Solutions

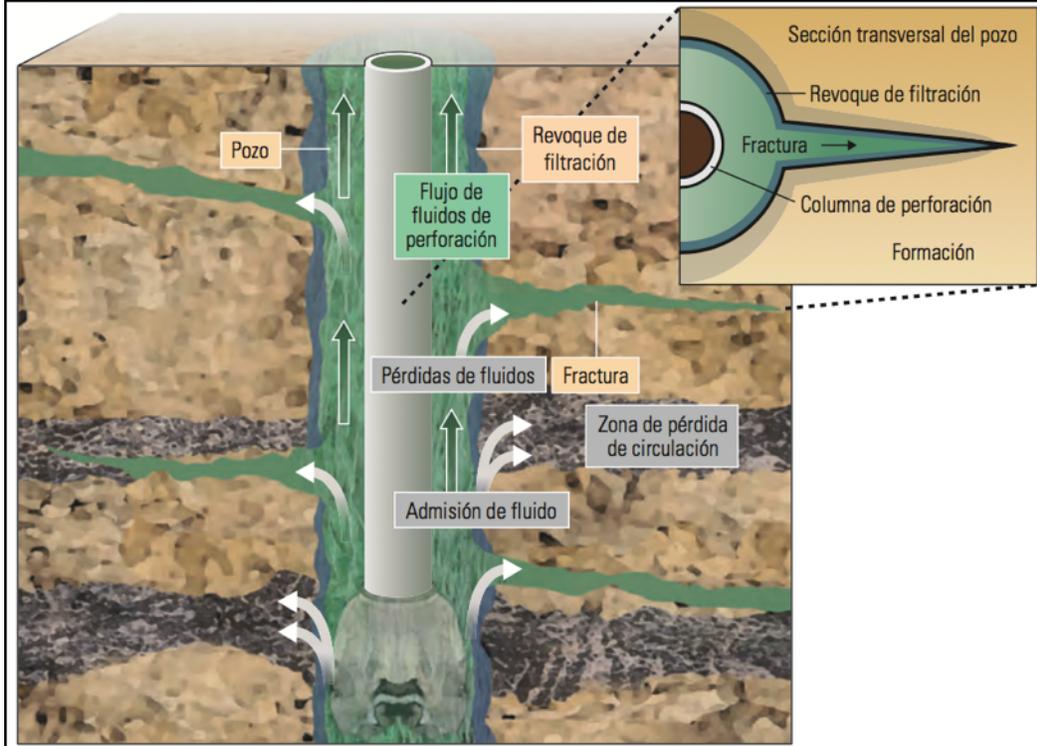
Según el grado de la pérdida de circulación se recomiendan técnicas de manejo para remediarlas, para pérdidas menores se modifican los tamaño de grano para el puenteo y para los retornos parciales y pérdidas totales se recomienda el uso de píldoras con materiales de pérdida de circulación (LCM).

Existen dos causas básicas por las cuales el fluido de perforación se filtra a la formación.

2.1.1 Causas geológicas. También denominada por invasión por el instituto americano del petróleo³³, la pérdida de circulación está presente hacia las formaciones de alta permeabilidad, formaciones fracturadas o formaciones cavernosas. La invasión del fluido a formaciones de alta permeabilidad se da en la mayoría de los casos en arenas, estas también son formaciones que se desgastan con el tiempo y serán de cuidado para evitar pérdidas severas del fluido. La invasión hacia formaciones fracturadas se debe manejar a través de métodos preventivos o remediales para evitar pérdidas totales. A continuación se ve el comportamiento de la invasión del fluido de perforación hacia la formación durante el proceso de perforación en la **Figura 4**.

³³ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas. Febrero de 2001. p.14.2

Figura 4. Mecanismos de filtración del fluido de perforación



Fuente: Oilfield Review. Vol. 23, no.4. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación, 2012. p.27

- **Formaciones permeables:** En las formaciones permeables las pérdidas de circulación no son significativas, ubicándose en el rango de volumen de menor severidad. Las pérdidas en estos casos se calculan en una reducción en el volumen de los tanques de almacenamiento del lodo.³⁴
- **Formaciones cavernosas:** Las formaciones cavernosas hacen referencia a formaciones de piedra caliza y estratos de dolomitas. Este tipo de formaciones presentan pérdidas parciales o pérdidas totales de circulación de forma inmediata.³⁵
- **Formaciones fracturadas:** Las fracturas presentes en formaciones generan pérdidas parciales o pérdidas totales de circulación de forma inmediata. Las formaciones fracturadas naturalmente, o fracturas generadas por exceso de presión en el fluido de perforación, son el peor caso en la cantidad de fluido que se filtra hacia la formación.³⁶

³⁴ BAROID. Manual de fluidos. Houston, USA. Agosto de 1997. p. 241

³⁵ Ibid., p. 239

³⁶ Ibid., p. 240

2.1.1 Causas operacionales. Se dan por una falta en el manejo de operacional del plan de perforación en el cual se excede la presión de fractura de formación provocando fracturas en la formaciones de alto riesgo porque una vez generada presentará desde pérdidas parciales hasta totales, remediar una fractura será de alto costo, una vez se haya fracturado la pérdida persistirá aun así se reduzca la presión.³⁷ Los siguientes son parámetros operacionales a tener en cuenta.

- **Ventana de densidad de lodo.** Es un plan de seguimiento durante la perforación que enfrenta la profundidad del pozo contra presión del mismo, el espacio comprendido entre la presión de poro y presión de fractura es el rango óptimo de operación para minimizar problemas de fracturas e influjos de la formación. El peso del lodo (Mud Weight, MW) debe estar comprendido entre este rango.
- **Densidad de circulación equivalente (ECD).** La **Ecuación 1** da el valor de la ECD en donde el parámetro que la afecta con mayor magnitud será el peso del lodo.

Ecuación 1.Densidad de circulación equivalente (ECD)

$$ECD \text{ (lb/gal)} = MW \text{ (lb/gal)} + \frac{P_a \text{ (psi)}}{0,052 * TVD \text{ (ft)}}$$

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2011. p.5.26

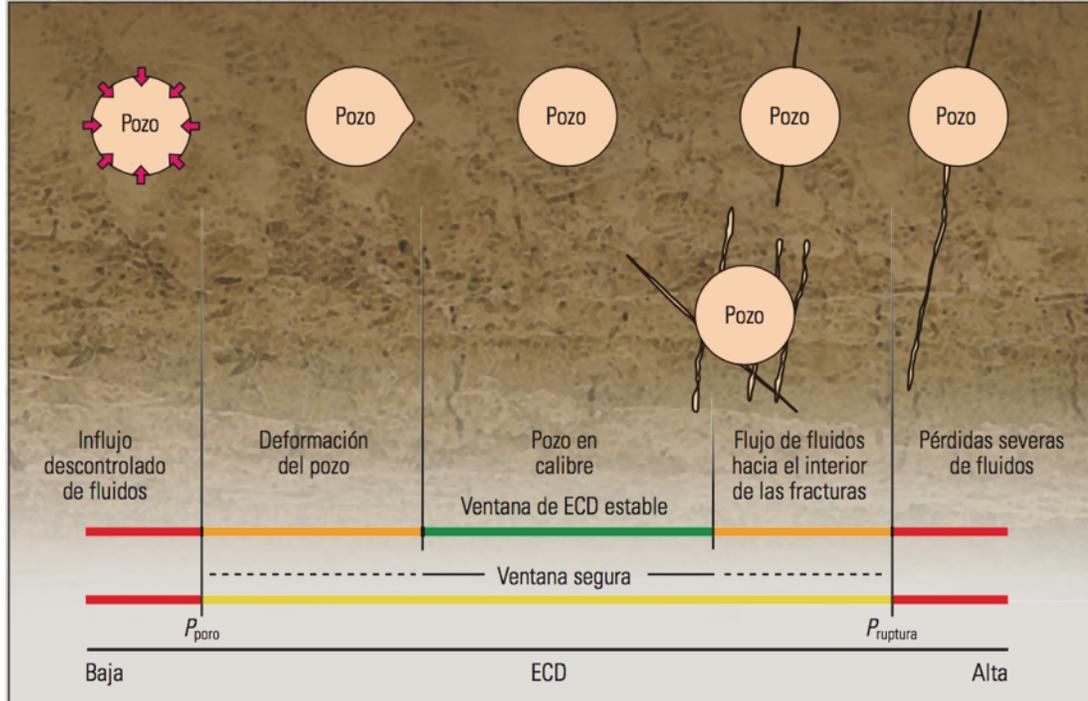
Donde:

MW. Peso del fluido de perforación
Pa. Caída de presión en el intervalo
TVD. Profundidad vertical verdadera

Un buen manejo de la ECD comprenderá una buena práctica de perforación con la selección del fluido adecuado, a continuación en la **Figura 5** está la importancia de mantener el pozo en calibre.

³⁷ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas. Febrero de 2001. p.14.3

Figura 5. Perfiles de pozo en función de la ECD



Fuente: Oilfield Review. Vol. 23, no.4. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación, 2011/2012. p.29

Para mantener el pozo en calibre es necesario que la ECD genere una presión hidrostática comprendida entre la presión de poro y la presión de ruptura. En un rango equilibrado se mantiene una ventana segura que asegurará la estabilidad del pozo, si la densidad del fluido o la ECD disminuye el pozo entrará a una ventana de inestabilidad que genera una leve deformación del pozo, al reducirse tal que supere la presión de poro el fluido en el yacimiento entrará al pozo generando problemas mayores. Por el otro lado al aumentar la ECD primero se llegará a una ventana de inestabilidad que genera una sobre presión sobre la formación formando el flujo de fluidos hacia las fracturas existentes en la formación, en caso que la densidad aumente hasta superar la presión de ruptura se generarán fracturas en la formación en donde el fluido de perforación se perderá en grandes cantidades.³⁸

- **Ubicación incorrecta del revestimiento.** Las fracturas se pueden generar por una colocación incorrecta del revestimiento en el proceso de cementación del pozo, el revestimiento se ubica por encima de la zona de transición generando que cuando se introduzca un fluido de mayor peso que exceda la presión de la formación, genere fracturas en el asentamiento de la zapata.³⁹

³⁸ COOK, John y GROWCOCK, Fred. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. En: Oilfield Review. Houston, Texas. Vol.23, no. 4 (2011/2012); p.26 – 35.

³⁹ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas. Febrero de 2001. p.14.3

2.2 PROBLEMAS Y RIESGOS

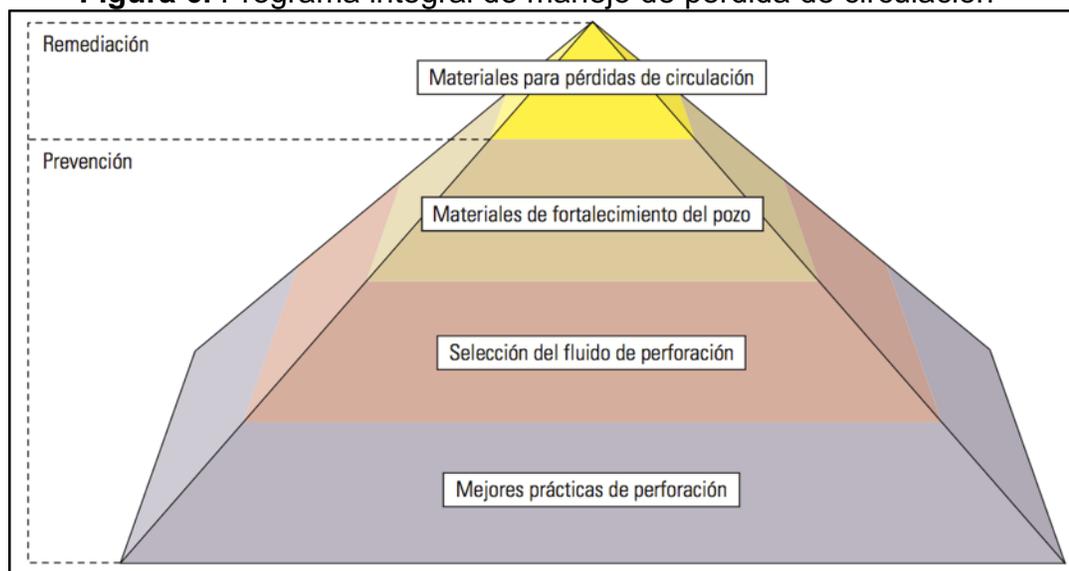
Las pérdidas de circulación han involucrado un aumento de costos en los trabajos de perforación debido a los problemas y riesgos que traen consigo, a continuación se describen consecuencias asociadas a la pérdida de fluido en la formación:

- **Costos operacionales:** Cuando se presenta una pérdida parcial o total del fluido de perforación se reduce el volumen de fluido en los tanques y con esto la insuficiencia del fluido para la perforación. Al preparar más fluido se incrementa el costo operacional.
- **Tiempos no productivos (NPT):** Las pérdidas totales de circulación conllevan a una pausa en el plan de perforación que se maneja, se requiere de un tiempo para solucionar la pérdida total y para preparar más fluido de perforación. Los tiempos no productivos traen un incremento de costo alto y depende de la severidad de la situación un tiempo no productivo mayor.
- **Inestabilidad del pozo:** Con la presencia de pérdidas severas de circulación el volumen del lodo en la columna se ve reducido y las propiedades mecánicas no cumplen la función. La inestabilidad del pozo indica posibles derrumbes en la formación.
- **Pega de tubería:** Este problema puede generar por uno de dos causas asociadas con la pérdida de circulación. La pega de la tubería, de los problemas más comunes y graves de los procesos de perforación, genera tiempo no productivos e inversión en procesos de pesca. La perturbación en la geometría y el empaquetamiento del pozo, son problemas generados de la inestabilidad de pozo, son los causantes de la pega de tubería.
- **Patadas de pozo:** Se le conoce a patada de pozo al influjo del fluido de la formación hacia el pozo, ocurre cuando la presión de formación supera la presión hidrostática del fluido de perforación, al presenciar pérdidas severas de circulación la presión hidrostática disminuye y la presión de poro la sobrepasa generando el influjo.

2.3 MANEJO DE LAS PÉRDIDAS

A medida que se descubren fuentes de hidrocarburos en lugares más remotos y complejos de alcanzar, junto a nuevas tecnologías en los procesos extracción y perforación, la industria en fluidos de perforación avanzará para superar desafíos que impidan mantener la integridad del pozo y minimizar riesgos económicos. Para minimizar riesgos económicos en el área de fluidos de perforación se ha generado un plan de manejo, prevención y remediación, para mitigar las pérdidas de circulación. El plan de manejo representado en la **Figura 6** se divide en métodos de prevención y remediación.

Figura 6. Programa integral de manejo de pérdida de circulación



Fuente: Oilfield Review. Vol. 23, no.4. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación, 2012. p.26

Los tres niveles inferiores de la pirámide del programa están centralizados en la prevención de las pérdidas y el nivel superior está dedicado a métodos de remediación a partir de la adición de materiales para las pérdidas.

2.3.1 Métodos de prevención. Existen distintos métodos para evitar las pérdidas de circulación y mitigar los gastos en métodos de remediación.

- **Mejores prácticas de perforación:** A partir de una práctica eficiente de perforación se evitan las fracturas inducidas, el perforador debe prestar atención a no exceder ni estar por debajo del rango de presión para mantener la estabilidad del pozo. Para mantener la estabilidad del pozo es de gran importancia tener en cuenta la densidad de circulación equivalente (ECD).⁴⁰
- **Selección del fluido de perforación:** La selección del fluido de perforación es el método preventivo de mayor importancia y eficacia hacia mitigar las pérdidas de circulación, el peso del lodo es la fuente principal de la presión hidrostática durante un pozo, durante la circulación del fluido, contribuye a la densidad de circulación equivalente.

Al tener conocimiento previo de la geología y comportamiento del yacimiento a perforar, el fluido de perforación se realiza para combatir las dificultades que se han estudiado previamente. El fluido de perforación debe contener los

⁴⁰ COOK, John y GROWCOCK, Fred. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. Op., Cit.

aditivos necesarios para mitigar las pérdidas, para esto se le realiza pruebas en el laboratorio y se comprueba que el fluido se ajuste a las necesidades del plan de perforación. En este aspecto se centra el presente trabajo, evaluar el fluido que a partir de pruebas de laboratorio se compruebe eficaz para el campo a estudiar.

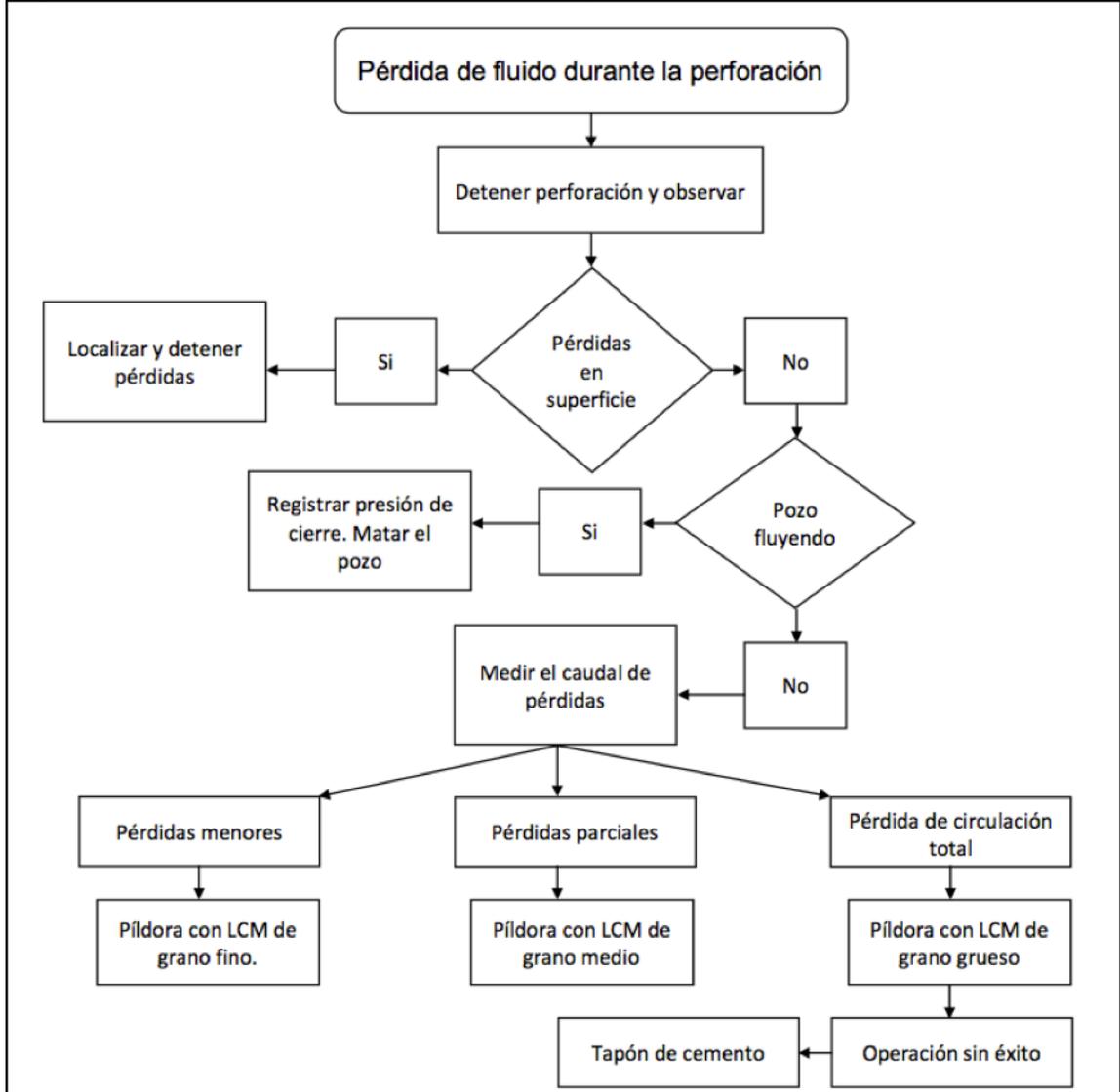
- **Materiales de fortalecimiento del pozo:** Estos son agregados al fluido de perforación para prevenir las pérdidas de circulación hacia la formación, estos protegen la formación generando resistencia a la propagación de la fractura, aislamiento del pozo y esfuerzo a cierre de fractura, entre otros. El fluido puede contener mármol, grafito sintético, fibras granulares duras y asfalto para fortalecer el pozo.⁴¹

2.3.2 Métodos de remediación. Una vez se ha presenciado una pérdida de circulación de un volumen apreciable se debe utilizar un método de remediación para evitar que el fluido se siga filtrando a la formación y genere pérdidas severas. Para empezar primero se debe localizar la pérdida, posteriormente se debe medir la severidad de la pérdida para saber el método de remediación a aplicar. La **Figura 7** presenta el árbol de decisiones a seguir en el momento de la presencia de pérdidas.⁴²

⁴¹ COOK, John y GROWCOCK, Fred. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. Op., Cit.

⁴² API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas. Febrero de 2001. p.14.27

Figura 7. Árbol de decisiones en caso de pérdidas de circulación



Fuente: Q'Max Solutions

Las píldoras son un método de remediación de pérdidas que contienen una cantidad de fluido de perforación menor a 200 barriles de una mezcla especial con características distintas del sistema activo, con el fin de realizar trabajos que el fluido actual no realiza.

La técnica de sacar la tubería y esperar es usada para pérdidas de circulación parciales, es la única técnica que no requiere de materiales de pérdida de circulación (LCM). Al hablar de LCM se hace referencia a aditivos agregados al fluido de perforación con el fin de remediar la filtración de fluido hacia la formación.⁴³

⁴³ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas. Febrero de 2001. p.14.12

2.4 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN CAMPO CASTILLA

Un estudio realizado⁴⁴ describe las pérdidas de circulación como un problema operacional importante, el estudio se realizó monitoreando el volumen de las pérdidas en diferentes pozos distribuidos a lo largo del campo. Resultado del estudio de los volúmenes perdidos dio como principal problema la unidad K2 debido a las fracturas naturales presentes, caso que no sucede en la unidad K1 pero también se presenta en la Formación San Fernando. La Formación San Fernando presenta pérdidas de circulación en la zona norte alrededor de 1.800 y en la parte central 1.000 barriles por día. La Formación Guadalupe K2 presento el mayor volumen de pérdidas en la zona Norte y en la zona Sur del campo. La severidad de las pérdidas alcanza un valor de 3.800 barriles por día en el Sur y 2.000 barriles por día en el Norte del campo. Estas pérdidas se asocian al sistema de fallas y a las fracturas naturales que presenta el campo.

⁴⁴ LOZANO, viera; RIVAS, Diego; LOZA, Jaime; SUÁREZ, Diego y CALDERON, Zuly. “Metodología para la selección de pozos candidatos a perforar en condiciones bajo-balance. Aplicación al Campo Castilla de Ecopetrol S.A.”. En: El Reventón Energético. Colombia. Vol. 9, no. 2 de 2011; p. 63 – 71

3. FLUIDO DE PERFORACIÓN TIPO MMO (MIXED-METAL OXIDE).

En el siguiente capítulo se hará una breve descripción de los fluidos de perforación y sus propiedades, enfocando en el sistema tipo MMO, además se describirá las características del sistema, su aplicación y mecanismo.

Se entiende como fluido de perforación a la mezcla de sustancias con características fisicoquímicas que contiene aditivos químicos en estado sólido y líquido que cumplan con funciones requeridas para garantizar la estabilidad del pozo y el éxito de la operación. Este fluido debe ser lo más amigable con el ambiente, no debe ser tóxico, ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a las altas temperaturas y altas presiones.

3.1 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación cumplen un papel importante en los procesos operacionales de la perforación, a partir de sus propiedades se garantiza la buena práctica en la perforación, a continuación se describirán sus 12 funciones.⁴⁵

- **Retirar los recortes del pozo.** El fluido de perforación debe tener la capacidad de poder transportar los recortes hasta superficie a medida de que son generados por la broca, esto depende tanto del tamaño y la forma de los recortes como de velocidad de penetración, densidad, viscosidad y velocidad anular del fluido de perforación.
- **Control de las presiones de la formación.** A medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación, así se garantiza la estabilidad del pozo y se evita un influjo. La columna hidrostática que se crea está en función de la densidad y la altura vertical de pozo. Las formaciones con presiones por debajo de lo común se perforan con fluidos de muy bajo peso frecuentemente con aire, gas, espuma rígida, lodo aireado o fluidos especiales.⁴⁶
- **Suspender y descargar recortes.** Las altas concentraciones de sólidos de perforación son perjudiciales para prácticamente cada aspecto de la operación de perforación, por ello el lodo de perforación debe asegurar la suspensión de recortes y material pesante, además de permitir la remoción de los recortes en los equipos de control de sólidos.
- **Obturar formaciones permeables.** Cuando la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, se producen pérdidas por filtrado,

⁴⁵ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas. Febrero de 2001. p. 2.1

⁴⁶ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas. Febrero de 2001. p. 2.4

ya que la fase líquida invade la formación a través de un revoque que se deposita en la pared del pozo. Los lodos deben estar diseñados para depositar sobre la formación un revoque delgado de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado.

- **Mantener la estabilidad del agujero.** La estabilidad del pozo se debe a un equilibrio entre factores mecánicos y químicos, esta se obtiene cuando el pozo mantiene su tamaño y forma cilíndrica original. Con los fluidos base agua la interacción entre el fluido y la lutita genera el hinchamiento de arcillas provocando la inestabilidad del pozo, aditivos químicos son agregados para minimizar esta reacción entre el lodo y la lutita.
- **Minimizar los daños al yacimiento.** El fluido de perforación no debe provocar reducción de la porosidad y permeabilidad natural de una formación productora, pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas y mecánicas con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo.
- **Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación.** Las fuerzas mecánicas e hidráulicas ejercidas durante el proceso de perforación del pozo, especialmente sobre la broca del taladro, genera temperaturas altas que alcanzan a afectar las herramientas y generar problemas operacionales. La circulación del fluido de perforación a través de la sarta y el espacio anular distribuye el calor generado por estas fuerzas reduciendo y previniendo los problemas asociados. Además lubrica la sarta para reducir la fricción ejercida sobre la formación. La columna de fluido a través del anular también beneficia mantener en calibre y continuar con un proceso de perforación óptimo.⁴⁷
- **Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.** La energía hidráulica generada por el fluido de perforación se usa para un aumento de la tasa de perforación (ROP), también ayuda a la rotación de las herramientas de fondo garantizando el funcionamiento de los componentes de la sarta.
- **Asegurar una evaluación adecuada de la formación.** La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, el fluido debe tener una alta calidad para facilitar la toma de núcleos y la evaluación de las formaciones perforadas, sobre todo cuando se trata de la zona productora.

⁴⁷ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas. Febrero de 2001. p. 2.7

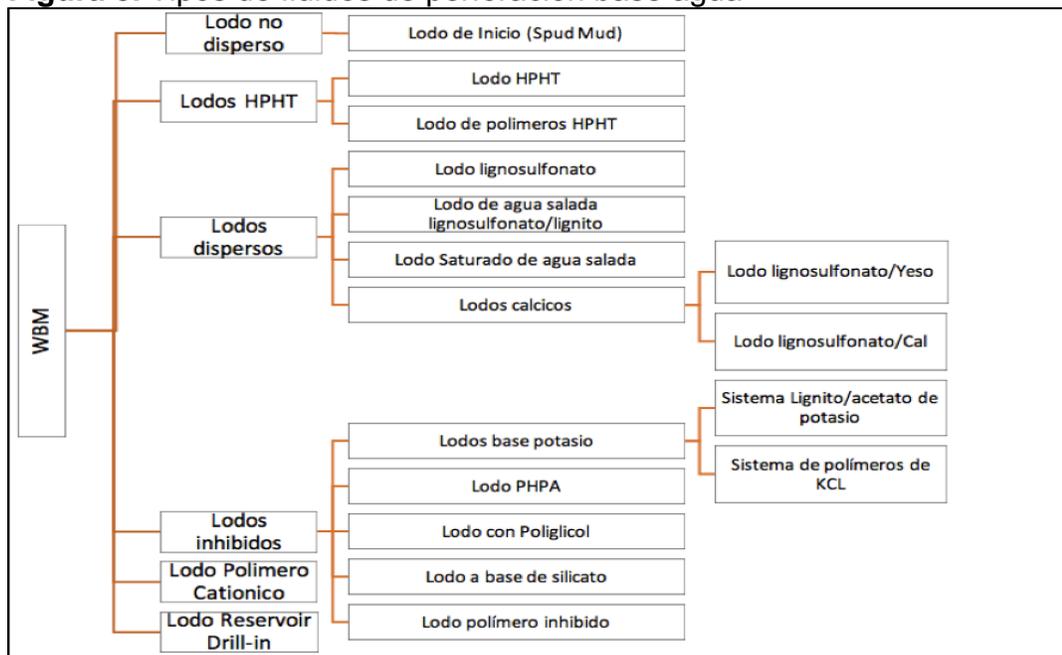
- **Controlar la corrosión.** Los gases contaminantes a los que están expuestas las herramientas de la sarta en la formación generan corrosión y desgaste de estas, el fluido de perforación con un pH controlado y con inhibidores de corrosión ayuda a disminuir los contaminantes y proteger las herramientas.
- **Facilitar la cementación y la completación.** El fluido de perforación debe asegurar la perforación de un pozo bajo calibre por el cual será fácil retirar la sarta e iniciar proceso de cementación, se debe retirar la sarta sin generar fracturas minimizando el suabeo. El fluido debe manejar la reología más baja posible para facilitar el desplazamiento del equipo.
- **Minimizar el impacto al ambiente.** Cuando el fluido cumple su vida útil, este se convierte en desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales vigentes sin causar un gran impacto al ambiente.

3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

Los fluidos de perforación se pueden clasificar en fluidos base agua y fluidos base aceite, cada uno de ellos se usa dependiendo las condiciones que presente el pozo a la hora de iniciar la perforación.

3.2.1 Fluidos base agua. Son aquellos en donde las partículas de sólidos están suspendidas o mezcladas en agua o salmuera, el agua es la fase principal o continua. En la **Figura 8** se presentan los tipos de fluido base agua.

Figura 8. Tipos de fluidos de perforación base agua



Fuente: API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas.

3.1.2 Fluidos base aceite. Son aquellos donde las partículas de sólidos están suspendidas o mezcladas en el aceite como fase principal o continua, sus características están principalmente influenciadas por la relación entre aceite y agua que presente. Los fluidos base aceite presentan mejor estabilidad de las propiedades.

3.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

A continuación se describirá las propiedades de los fluidos de perforación a estudiar en el desarrollo de la investigación propuesta.

3.3.1 Propiedades físicas. Las propiedades físicas son aquellas que se pueden medir sin que se afecte la composición o la identidad de la sustancia

3.3.1.1 Tixotropía. Es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando están estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte, en estado estático genera a través de cambios moleculares un fraccionamiento y una posterior reconstrucción de estas moléculas al sufrir una fuerza. La mayoría de los fluidos de perforación base agua demuestran esta propiedad, debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente o polímeros especiales que se enlazan entre sí para formar una matriz rígida.⁴⁸

3.3.1.2 Densidad del fluido de perforación. Esta se expresa en libras por galón (lpg) y da una referencia de manera cualitativa del peso por volumen unitario. También es uno de los factores de los que cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Se obtiene con la balanza de lodo.

3.3.1.3 Filtrado de lodo. El filtrado indica la cantidad relativa de fase líquida que se pierde a través del cake hacia las formaciones permeables, debido a la existencia de un diferencial de presión. Se obtiene a través de pruebas de filtrado API, HPHT y PPT.

3.3.1.4 Propiedades Reológicas. La reología es la propiedad física que analiza la forma en la cual la materia se deforma y fluye, puede afectar tanto positivamente como negativamente las características y funciones de lodo de perforación.⁴⁹ A partir del esfuerzo de corte de un fluido se determinan diferentes propiedades a partir de sus lecturas en un viscosímetro.

• **Viscosidad Aparente (VA).** También conocida como viscosidad efectiva obtenida por un esfuerzo de corte realizado, es dada por la **Ecuación 2.**

⁴⁸ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas. Febrero de 2001. p. 5.6

⁴⁹ API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas. Febrero de 2001. p. 5.1

Ecuación 2. Viscosidad aparente (VA)

$$VA = \frac{\Theta 600}{2}$$

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2011. p.5.3

Donde:

$\Theta 600$. Lectura en el viscosímetro a 600 rpm

• **Viscosidad plástica (Vp)**. La restricción al flujo por fricción mecánica de partículas existentes en el fluido. Se calcula con la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Viscosidad plástica (Vp)

$$Vp = \Theta 600 - \Theta 300$$

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2011. p.5.3

Donde:

$\Theta 600$. Lectura en el viscosímetro a 600 rpm

$\Theta 300$. Lectura en el viscosímetro a 300 rpm

• **Punto cedente o yield point (Yp)**. Propiedad de un fluido que se refiere a la fuerza de atracción entre las partículas bajo condiciones dinámicas, esta medida se relaciona con la capacidad de limpieza del fluido y constituye la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento. Se calcula con la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Yield point (Yp)

$$Yp = \Theta 300 - Vp$$

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2011. p.5.4

Donde:

$\Theta 300$. Lectura en el viscosímetro a 300 rpm

Vp. Viscosidad plástica del fluido

• **Fuerza cedente o yield strength (Ys)**. Capacidad del fluido de transportar cortes de formación por el espacio anular. Se calcula con la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Yield strength (Ys)

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

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2011. p.5.4

Donde:

θ_6 . Lectura en el viscosímetro a 6 rpm

θ_3 . Lectura en el viscosímetro a 3 rpm

• **Fuerza de gel.** Es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones de no flujo, el buen manejo de esta permite el asentamiento de los sólidos, la limpieza del hoyo y el éxito del buen desempeño del fluido de perforación.

3.3.2 Propiedades químicas. Una propiedad química es cualquier propiedad en que la materia cambia de composición.

3.3.2.1 PH. Es la medida de acidez o basicidad de una sustancia, esta indica la concentración de iones de hidrógeno determinada en el fluido de perforación. [33]

3.3.2.2 Alcalinidad. Se define como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos.

3.3.2.3 Cloruros. Referencia cuantitativa de la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del lodo.

3.3.2.4 Dureza. Es la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del lodo.

3.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MMO

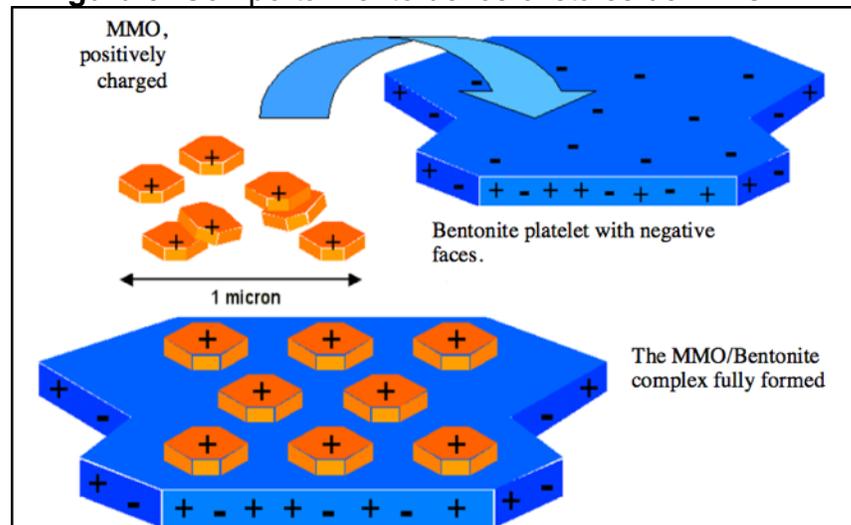
El fluido de perforación base agua tipo MMO (Mixed Metal Oxide) presenta características de alta tixotropía las cuales lo convierten en un fluido para mitigar las pérdidas de circulación en las zonas donde se complica el uso de píldoras. El sistema MMO también es recomendado para garantizar buena limpieza del pozo, como en tamaños grandes de pozo, pozos desviados y pozos horizontales, etc.⁵⁰

⁵⁰ Q'Max Solution. Water-Based Drilling Fluids, DRILSMOOTH. [En línea][Citado 16 noviembre, 2017] Disponible en: <http://www.qmax.com/upload/media_element/42/01/drilsmooth.pdf>

Las características excepcionales de este tipo de fluido de perforación está directamente relacionada en la interacción entre las partículas de MMO y las arcillas, ambas agregadas y perforadas. Su viscosidad es el resultado de la interacción de las partículas cuando el agua abarca por completo el sistema, este reacciona en un rango de pH entre 10.5 – 11. Cuando los cristales de MMO son agregados al sistema compuesto por plaquetas de bentonita no tratada, los cristales catiónicos desplazan las partículas de sodio y otras partículas catiónicas residentes por naturaleza formando fuertes enlaces con las cargas aniónicas en las arcillas.⁵¹ En la **Figura 9** se representa el comportamiento de las partículas al reemplazar las cargas aniónicas ubicadas en el sistema con bentonita.

La interacción representada es en tamaño de las partículas, el MMO es del tamaño de un micrón, diez veces menor al tamaño de las plaquetas de bentonita, y tiene siete veces la densidad de carga. El mecanismo es electrostático y esto explica su comportamiento como solido deformable en estado estático y su instantánea transición de solido a liquido al mínimo esfuerzo de corte.

Figura 9. Comportamiento de los cristales de MMO



Fuente: SPE 110341. Uniquely Characteristics Mixed-Metal Oxide (MMO) Fluid Cure Lost Circulation While Meeting European Environmental Regulations. 2007. p.5

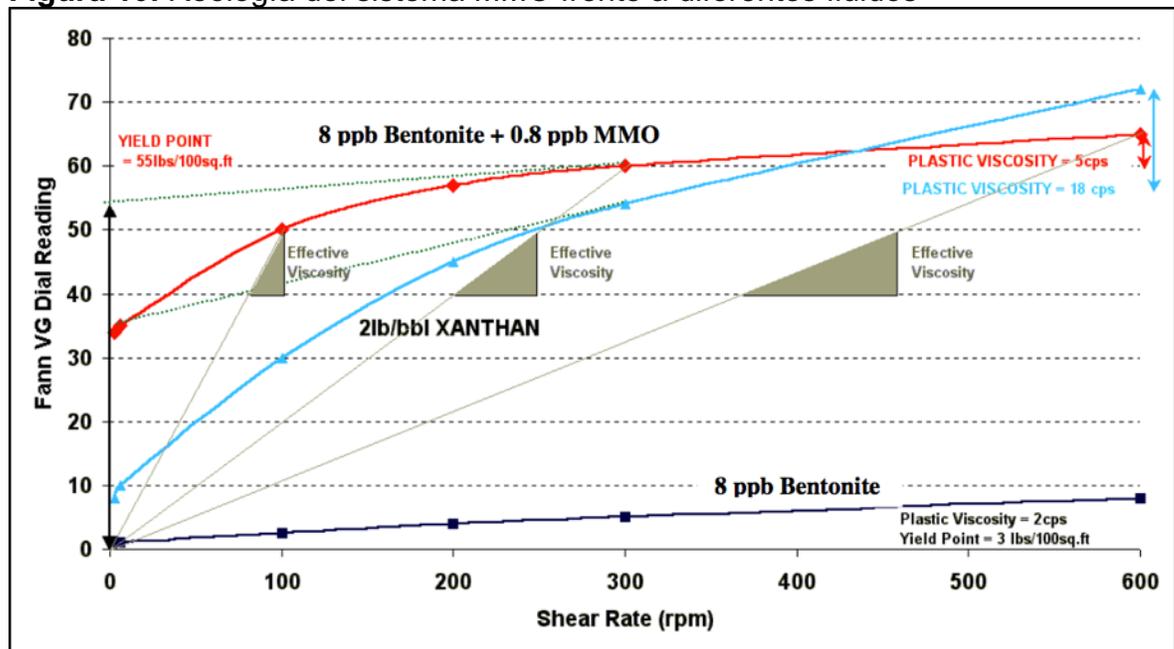
El fluido presenta una viscosidad plástica baja y un alto yield point, los beneficios de esta reología son la capacidad de suspensión de sólidos, bajas presiones de circulación, mayor potencia hidráulica en la broca, el acarreo de solidos a superficie y el manejo de las pérdidas de circulación en formaciones fracturadas y de alta

⁵¹ OSWALD, Reinhard; Petrom y MARINESCU, Pavel. Uniquely Characteristics Mixed-Metal Oxide (MMO) Fluid Cure Lost Circulation While Meeting European Environmental Regulations. En: SPE 110341. Octubre de 2007, Indonesia.

permeabilidad especialmente por su comportamiento tixotrópico. En la **Figura 10** se presenta gráficamente el comportamiento de fluidos no newtonianos y parámetros de viscosidad plástica y yield point. Se presenta el comportamiento de tres fluidos diferentes, un sistema MMO, uno a base de goma xántica y finalmente uno básico con ocho libras por barril de bentonita.

El sistema básico con bentonita presenta un comportamiento parecido a un fluido newtoniano donde sus lecturas son casi directamente proporcionales a su esfuerzo de corte, el sistema a base de goma xántica presenta el comportamiento de un fluido no newtoniano, pero su comportamiento no es plano como el sistema MMO el cual presenta una baja viscosidad plástica y un alto yield point favorables para los beneficios nombrados.

Figura 10. Reología del sistema MMO frente a diferentes fluidos



Fuente: SPE 110341. Uniquely Characteristics Mixed-Metal Oxide (MMO) Fluid Cure Lost Circulation While Meeting European Environmental Regulations. 2007. p.5

La reología del sistema MMO es un claro ejemplo de los fluidos no newtonianos. El resultado de su perfil de flujo es conocido como un flujo tapón en el cual el perfil de velocidad en la tubería es plano, esto quiere decir que la velocidad del fluido en las paredes de un tubo es casi estático, pero la mayor parte del fluido se mueve a casi la misma velocidad en el centro de la tubería. En el proceso de perforación el fluido tendrá un comportamiento estático en la cara de la formación sellando las fracturas presentes.⁵²

⁵² Q'Max Solution. Water-Based Drilling Fluids, DRILSMOOTH. Op., Cit.

3.4.1 Componentes del sistema MMO. Una de las grandes características del sistema MMO es su sencillez en la cantidad de aditivos necesarios para su elaboración. De la ligera cantidad de aditivos también se deriva el poco daño que genera a la formación. En la **Cuadro 2** se nombran los principales componentes del sistema con su función.

Cuadro 2. Componentes del sistema MMO

Producto	Función
Agua	Fase continua del fluido
Soda Ash	Control de durezas; pH
Bentonita no tratada	Viscosificante
MMO	Extendedor de bentonita
Soda Caustica	Control de alcalinidad
Celulosa no aniónica	Control de filtrado
Carbonatos de calcio	Material pesante

Fuente: Q'Max Solutions

En la selección de los productos que componen el sistema se debe tener en cuenta recomendaciones establecidas para su función, este aspecto y otros aspectos claves en el cuidado del fluido son nombrados en el **Cuadro 3**.

Cuadro 3. Aspectos claves del sistema MMO

Aspectos claves
Mantener relación 10:1 de Bentonita a MMO
No usar productos de carga aniónica
Productos aniónicos afectan la tixotropía del sistema
Bajo pH adelgazará el fluido
Valores bajos de filtración son difíciles de lograr
Geles deben ser altos y planos
Hidratación previa de la bentonita de mínimo un día

Fuente: Q'Max Solutions

3.4.2 Características del sistema MMO. Siguiendo las recomendaciones y aspectos claves del sistema se obtendrá un fluido de alta tixotropía con características para la reducción de pérdidas en las fracturas y presentará una buena limpieza de pozo. El fluido de perforación a preparar debe cumplir con las siguientes características del sistema descritas en el **Tabla 3**.

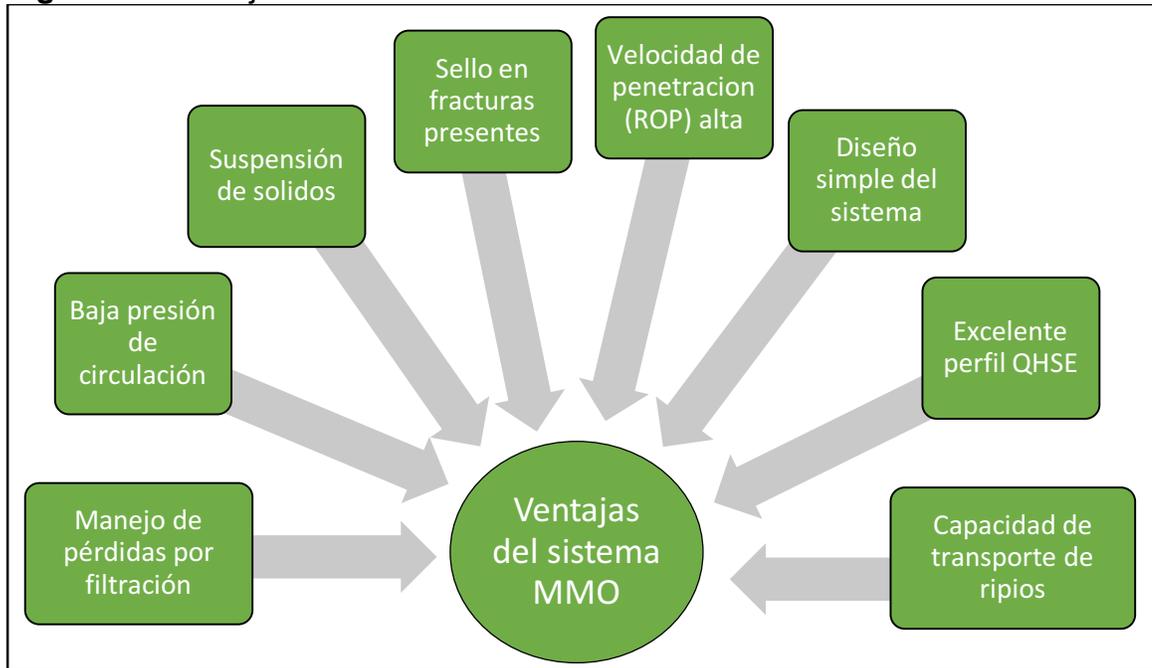
Tabla 3. Características generales del sistema MMO

Propiedad	Min / Max Recomendado
Densidad del lodo (lpg)	8.8 – 12.5
Viscosidad plástica (cP)	Baja como sea posible
Yield Point (lb/100ft ²)	40 – 60
Ø6 / Ø3 (rpm)	35 – 45
Geles (10"/10'/30')	20-30/30-40/35-45
pH	10 – 11
Calcios (mg/L)	< 100
Filtrado API (mL)	< 6

Fuente: Q'Max Solutions

Un fluido de perforación tipo MMO con las características descritas presentará ventajas y beneficios operativos, en la **Figura 11** se presentan ventajas del sistema.

Figura 11. Ventajas del sistema MMO



La baja presión de circulación se debe al peso del fluido de circulación, este sistema trabaja con baja densidad garantizando un manejo eficaz de la ECD. El fluido tipo MMO presenta una viscosidad plástica baja lo que facilita la circulación del fluido por la sarta garantizando una velocidad de perforación alta. Los aditivos utilizados en el sistema garantizan un fluido amigable con el medio ambiente que no presenta riesgos en el equipo durante la perforación.

3.4.3 Casos históricos. Los siguientes son casos conocidos mundialmente en donde la eficiencia del sistema cumplió con lo requerido.

- **Kurdistán – Irak**⁵³. En este caso se tenía que más de 148.050 barriles de petróleo por día se estaban perdiendo por las fracturas de la Formación Kartified. La implementación del sistema MMO en este campo ayudo a reducir hasta en un 33% las pérdidas con un costo del 18% menos que el fluido de perforación anterior, además ahorrando un 13% en tiempo del taladro y dinero. Las propiedades del sistema MMO utilizado se presentan en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Propiedades del sistema MMO en Kurdistán – Irak

Propiedad	Valor
Densidad del lodo (lpg)	8.8 – 9.2
Viscosidad plástica (cP)	5 – 7
Yield Point (lb/100ft ²)	50 – 90
Geles (10’’/10’)	45 / 65
Ø6 / Ø3 (rpm)	35 – 45
pH	10.5 – 11.5
Calcios (mg/L)	0 – 40
Cloruros (mg/L)	< 13000

Fuente: IDEC. Drilsmooth a solution for better return.

- **Onshore UK**⁵⁴. Otro caso en el que el sistema MMO ha sido utilizado para poder controlar las pérdidas en una formación de areniscas con falla. Más de 5.000 barriles se perdieron en el pozo anterior. Al implementar el sistema MMO se redujo un 16% las pérdidas iniciales (800 barriles) y se limitaron las pérdidas totales a 1.200 barriles, con un costo del lodo del 20% del plan de perforación. Las propiedades del sistema MMO utilizado se presentan en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Propiedades del sistema MMO en Onshore UK

Propiedad	Valor
Densidad del lodo (lpg)	9 – 9.4
Viscosidad plástica (cP)	5
Yield Point (lb/100ft ²)	30 – 35
Geles (10’’/10’)	65 / 65
Ø6 / Ø3 (rpm)	30 – 45
pH	9 – 10.5

Fuente: IDEC. Drilsmooth a solution for better return.

⁵³ IDEC. Drilsmooth a solution for better return. Houston, Texas.

⁵⁴ IDEC. Drilsmooth a solution for better return. Houston, Texas.

4. DISEÑO, FORMULACIÓN Y RESULTADOS DEL PROYECTO

En el siguiente capítulo se presentará el diseño, la formulación de los fluidos a estudiar y la comparación de los resultados del experimento. Las actividades se realizarán en el laboratorio de fluidos de perforación de la empresa Q'Max Solutions ubicados en Parque Industrial Potrero Chico en el kilómetro 1.5 vía Cota – Siberia. El diseño y las pruebas se realizarán bajo orientación en las instalaciones de la empresa.

4.1 DISEÑO DEL PROYECTO

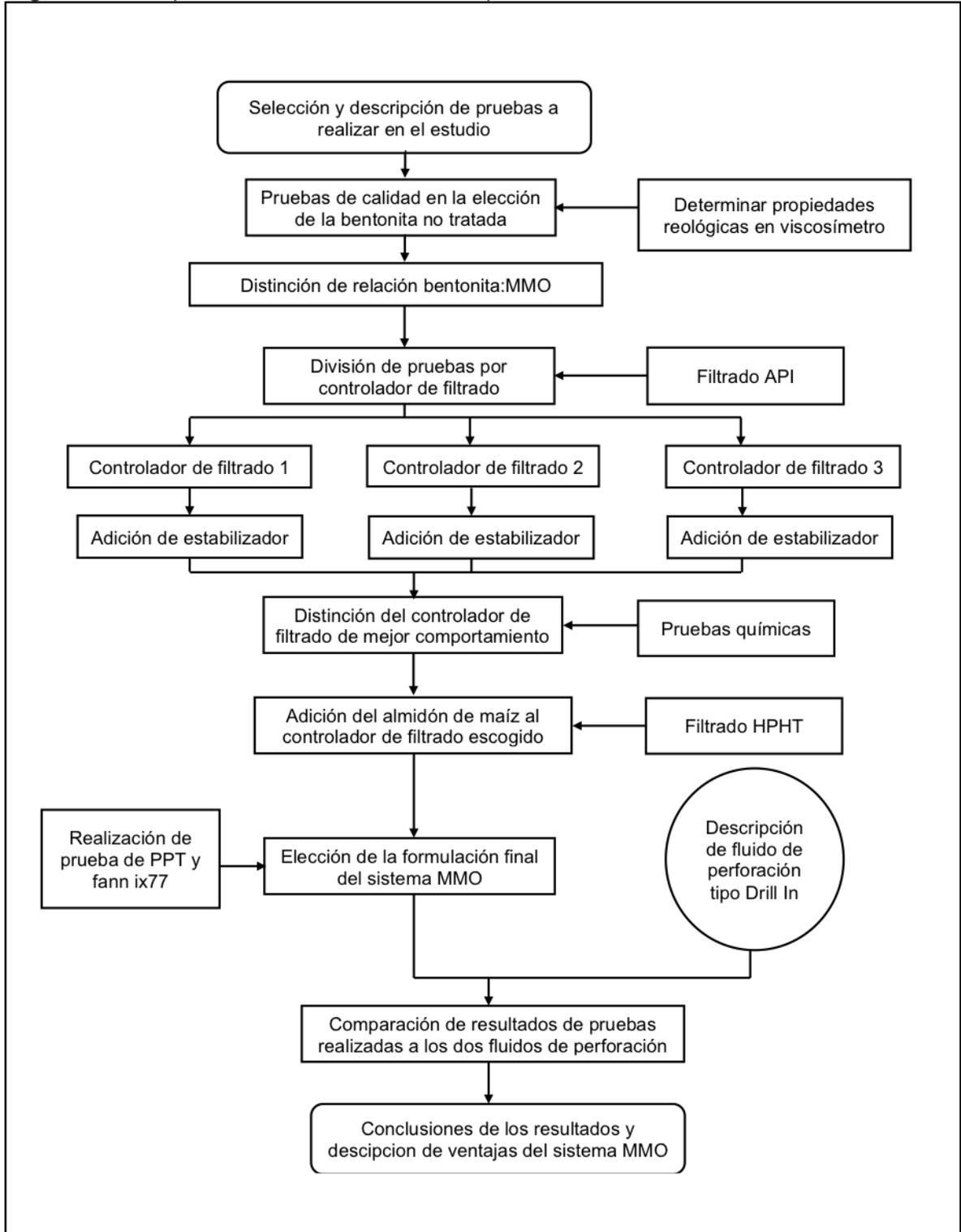
Para el desarrollo del experimento se inicia conociendo un aspecto clave en el sistema MMO, la selección de los aditivos es muy influyente en el funcionamiento del fluido y la bentonita lo afecta de manera crítica al ser la base del sistema.⁵⁵ Se estudiará la calidad de la bentonita, a partir de la selección de esta también se estudiarán tres controladores de filtrado. En la **Figura 12** se presenta el esquema de realización del fluido tipo MMO.

Se consta de tres etapas en el diseño del sistema MMO, la selección de la bentonita, la selección del controlador de filtrado y la selección de concentración óptima. Se debe tener en cuenta que el fluido ha presentado problemas de estabilidad a la empresa, no todos los aditivos mantienen sus propiedades después de pasarlos por las condiciones de pozo en el horno de rolado o al estar en inactividad por días, por lo cual se debe considerar el comportamiento del fluido después de pasar por el horno de rolado a 150 °F durante 16 horas, se ajusta el pH previamente para mantener propiedades. Además de los aditivos que se comparan, se tienen dos aditivos extra, un estabilizador y controlador de filtrado a base de almidón de maíz, los cuales fueron recomendados a probar por los orientadores y su momento de la adición está descrito en la **Figura 12**. Inicialmente se reconocen pruebas requeridas durante el estudio, las cuales están agregadas en el esquema de realización del experimento, una vez se incluye la prueba o parámetro se mantendrá en seguimiento hasta la finalización del experimento.

El fluido tipo Drill In, al contrario que el sistema MMO, ya está previamente formulado por la compañía Q'Max Solutions y en este caso se le realizará las mismas pruebas para compararlo de manera operacional en la reducción de las pérdidas de circulación. Se definirá la mejor opción funcional en sellar las fracturas en un Campo con fracturas naturales. Para comparar los resultados de los fluidos de perforación se tendrá en cuenta los valores obtenidos después de rolado, por otro lado los resultados químicos serán tomados antes de rolado.

⁵⁵ PAIUK, Benjamin y OAKLEY, Doug. The Influence of Bentonite Source on the use of Mixed Metal Oxide Drilling Fluid Systems for Geothermal Drilling. En: Geothermal Resources Council Transactions. Vol. 28. Septiembre de 2004. p. 163 – 167

Figura 12. Esquema de realización del experimento



4.2 MATRIZ DE SELECCIÓN DE PRUEBAS

Para la realización de un experimento es necesario realizar previamente una matriz de selección de pruebas como se visualiza en la **Tabla 6**. En esta se nombran pruebas existentes en el laboratorio de fluidos, se seleccionarán las pruebas a realizar, las cuales servirán para caracterizar los fluidos de perforación a lo largo del diseño descrito y se les dará un valor de peso para el proyecto según su trascendencia. El valor del peso de la prueba estará en una escala de porcentaje siendo 100% un valor crítico en importancia, el peso es dado según pautas operacionales del sistema MMO.

Tabla 6. Matriz de selección de pruebas

PRUEBA	TIPO DE PRUEBA		PESO	PRUEBA A REALIZAR
	Química	Física		
Alcalinidad	X		60%	X
Cloruros	X		60%	X
Contenido de arena		X	0%	
Densidad		X	60%	X
Durezas	X		60%	X
Fann ix77		X	75%	X
Fann 90		X	0%	
Filtrado API		X	80%	X
Filtrado HPHT		X	80%	X
Lubricidad		X	60%	X
MBT	X		60%	X
pH	X		70%	X
PPT		X	90%	X
Retorta		X	60%	X
Viscosidad de embudo		X	0%	
Viscosidad plástica		X	80%	X
Yield Point		X	80%	X
Yield Strength		X	80%	X

A continuación en el **Cuadro 4** se presenta una descripción breve de las pruebas a realizar, cada prueba estará descrita detalladamente en el **Anexo A**.

Cuadro 4. Descripción de las pruebas a realizar

Prueba	Descripción
Alcalinidad	Por medio de la alcalinidad del filtrado se puede determinar la cantidad de iones solubles en el agua que logran neutralizar ácidos.
Cloruros	Determina la cantidad de cloruros presentes en el fluido los cuales pueden afectar sus propiedades reológicas.
Densidad de fluido	Por medio de la balanza del lodo se determina el peso en libras por galón.
Dureza	Determina la cantidad de calcio presentes en el lodo por medio de titulación con EDTA.
Fann ix77 (Reología dinámica HPHT)	El fluido es sometido a distintas condiciones de presión y temperatura previamente determinados con lecturas de alta precisión.
Filtrado API	El fluido se introduce en una celda donde se somete a una diferencial de presión de 100 psi durante 30 min para determinar la efectividad del control del filtrado.
Filtrado HPHT	El fluido se introduce en una celda donde se somete a una diferencial de presión de 500 psi a 250 °F para determinar la efectividad del control del filtrado.
Lubricidad	Por medio del lubricímetro se evalúa el impacto de la fricción generada por el fluido.
MBT	Prueba química con el fin de determinar la capacidad de intercambio catiónico en una muestra de fluido.
pH	Por medio de un pH-metro se determina el grado de acidez o basicidad del fluido.
PPT	Determina el filtrado al pasar a través de un disco cerámico de porosidad determinada, en este caso será a través de un disco de ranuras de 2 mm a un diferencial de presión de 1000 psi y una temperatura de 250 °F.
Retorta	Esta prueba consiste en someter el fluido a altas temperaturas con el fin de cuantificar el contenido de líquidos y sólidos del sistema.
Viscosímetro	Se introduce el fluido al equipo en una temperatura de 120 °F donde se obtienen las propiedades reológicas.

Fuente. Q'Max Solutions

4.3 FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN TIPO MMO

La formulación óptima del fluido tipo MMO se conseguirá siguiendo el esquema descrito en el diseño del experimento, para ello primero de debe conocer los productos y posteriormente realizar las pruebas.

4.3.1 Descripción de los productos. Antes de iniciar a realizar las pruebas es de vital importancia conocer los productos que se utilizarán y describir las características y funciones de cada uno. Los productos y la información necesaria esta en el **Cuadro 5**.

Cuadro 5. Descripción de los productos

Producto	Descripción
Almidón de maíz	Se utiliza en lodos base agua para el control del filtrado. Recomendado para el fluido tipo MMO adicional a otro controlador de filtrado.
Bentonita no tratada	Bentonita con menos contaminantes. Viscosificante natural
Carbonato de sodio	Comúnmente conocido como soda ash. Utilizado para aumento de pH y controlar durezas.
Carbonato de calcio (CaCO₃)	Utilizado como material pesante. Empleado en diferentes tamaños para sellar la formación.
Controlador de filtrado 1	Controlador de filtrado de uso en el sistema MMO. Resistente a la degradación por bacterias.
Controlador de filtrado 2	Controlador de filtrado de naturaleza no aniónico. Recomendado en concentraciones entre 3 – 5 lpb.
Controlador de filtrado 3	Controlador de filtrado de naturaleza aniónica. Diseñado para mantener reología a bajas tasas de corte agregando poca viscosidad.
Estabilizador	Líquido que neutraliza contaminantes aniónicos. Restaura propiedades reológicas del lodo. Mejora la estabilidad del fluido a altas temperaturas.
MMO	Producto de cristales de MMO, interactúa directamente con la bentonita no tratada formando un fluido de perforación tixotrópico.
Soda cáustica	También conocido como hidróxido de sodio. Utilizado para el aumento de pH en los fluidos.

4.3.2 Selección de bentonita. Es un factor clave para el sistema tipo MMO, los cristales de MMO reaccionan directamente con la bentonita y este motivo vuelve clave la selección adecuada. Para esto se tendrá en cuenta la norma API 13A, incluida en el **Anexo B**, la cual da los parámetros del instituto americano de petróleo para caracterizar la bentonita como bentonita no tratada. Su estudio está dado en

la **Tabla 7** donde se indica el valor estándar y el resultado conseguido durante la prueba de calidad.

Tabla 7. Prueba de calidad de la bentonita no tratada

Requerimiento	Estándar	Resultado
Punto Cedente / Viscosidad plástica	Máximo 1.5	0.267
Viscosidad plástica dispersa	Mínimo 10	13
Volumen de filtrado disperso	Máximo 12.5	10.2

La bentonita aprueba los parámetros de bentonita no tratada según la norma, adicional se realiza la prueba MBT para descarta un cambio en el comportamiento catiónico con el tiempo. Para la prueba MBT se prepara una mezcla con 30 libras de bentonita por barril. Se calcula con la **Ecuación 6** y **Ecuación 7**.

Ecuación 6. Capacidad de azul de metileno
(Bentonita equivalente)

$$Bent. equiv. \left(\frac{lb}{Bbl} \right) = 5 * CEC$$

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2011. p.3.14

Donde:

CEC. Capacidad de intercambio catiónico

Ecuación 7. Capacidad de intercambio catiónico

$$CEC = \frac{mL \text{ de azul de metileno}}{mL \text{ de muestra de fluido}}$$

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2011. p.3.14

$$Bent. equiv. \left(\frac{lb}{Bbl} \right) = 5 * \frac{mL \text{ de azul de metileno}}{mL \text{ de muestra de fluido}} = 5 * \frac{9 \text{ mL}}{2 \text{ mL}} = 22.5 \text{ lb/Bbl}$$

$$1 \text{ DIA DESPÚES} \rightarrow Bent. equiv. \left(\frac{lb}{Bbl} \right) = 5 * \frac{9 \text{ ml}}{2 \text{ ml}} = 22.5 \text{ lb/Bbl}$$

El resultado de la prueba descarta la variación en la capacidad de intercambio catiónico de la bentonita con el paso de los días. Sin embargo teóricamente el resultado debe ser cercano a la concentración de bentonita en la mezcla.

Seleccionada la bentonita no tratada se debe fijar la concentración de Bentonita y MMO, se debe seguir con la recomendación de manejar la relación de 10:1 respectivamente, tener en cuenta que se requiere una pre-hidratación de la bentonita por un día y proporcionar tiempos amplios en la preparación para la reacción de los productos.

La bentonita se pre-hidrata durante un día en una lechada de concentración de 35 libras por barril con soda ash para el manejo de durezas en el lodo. Este procedimiento se realizará para todos los estudios del fluido. A partir de la lechada se tomará la concentración de bentonita necesaria para los estudios de laboratorio.

Para esto se inició con una relación de 7:0.7 lpb y se variará en mayor cantidad o menor al ver resultados. Se maneja un peso de lodo (MW, Mud Weight) en 9.1 libras por galón, para esto se adicionan 45 lpb de carbonato de calcio. En la **Tabla 8** están los resultados iniciales y a los siguientes días (SD).

Tabla 8. Resultados de formulación con relación 7:0.7

Producto	Formulación		
Bentonita no tratada	7 lpb		
MMO	0.7 lpb		
CaCO ₃	45 lpb		
Soda Ash	0.1 lpb		
Propiedad	Inicial	1 SD	2 SD
pH	10.8	10.8	10.8
MW (lpg)	9.1	9.1	9.1
Ø600 (rpm)	76	177	202
Ø300 (rpm)	68	159	179
Ø200 (rpm)	68	142	156
Ø100 (rpm)	64	114	131
Ø6 (rpm)	27	37	53
Ø3 (rpm)	23	32	44
Geles (lb/100ft ²)	41 / 41	47 / 95	97 / 98
Vp (cP)	8	18	32
Yp (lb/100ft ²)	60	141	138

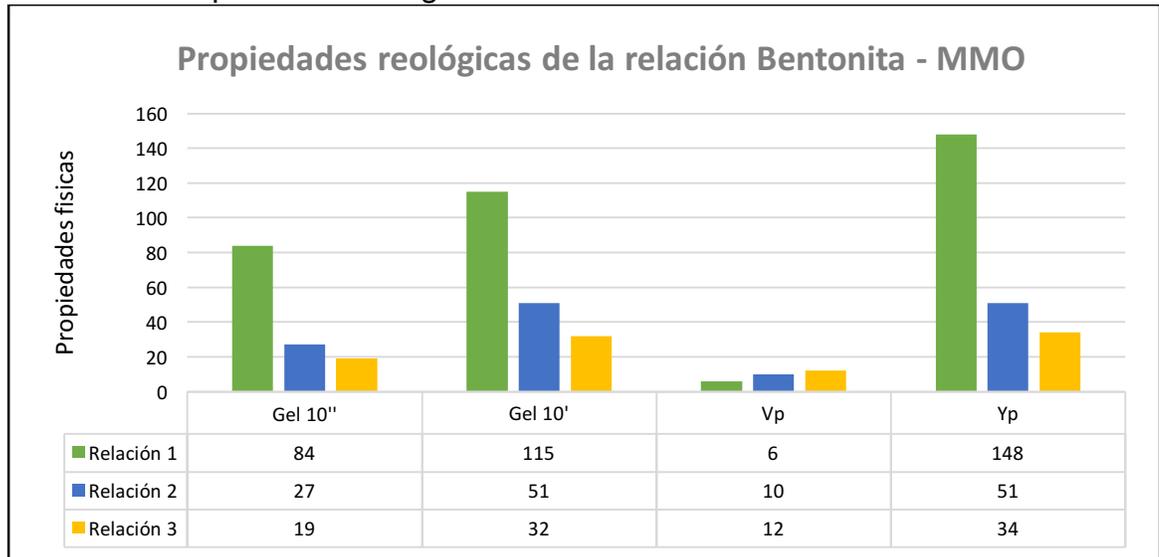
Se experimenta que el fluido aumenta sus lecturas y propiedades reológicas con el paso de los días, un YP desde 60 hasta 138 lb/100ft², la bentonita continua reaccionando por lo cual se procede a tomar el controlador de filtrado 1 en la preparación base con el fin de estabilizar el fluido, con base a recomendaciones recibidas por parte de la empresa. En la **Tabla 9** están los resultados del fluido base.

Tabla 9. Selección de relación bentonita – MMO

Producto	Relación 1		Relación 2		Relación 3	
Bentonita	7 lpb		6 lpb		5 lpb	
MMO	0.7 lpb		0.6 lpb		0.5 lpb	
CaCO ₃	45 lpb		45 lpb		45 lpb	
Controlador 1	4 lpb		4 lpb		4 lpb	
Soda Ash	0.1 lpb		0.1 lpb		0.1 lpb	
Propiedad	Inicial	1 SD	Inicial	1 SD	Inicial	1 SD
pH	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
MW (lpg)	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1
Ø600 (rpm)	160	168	71	77	58	61
Ø300 (rpm)	154	160	61	73	46	48
Ø200 (rpm)	150	156	49	72	41	41
Ø100 (rpm)	141	149	42	66	33	34
Ø6 (rpm)	110	116	37	48	24	26
Ø3 (rpm)	105	108	35	44	24	27
Geles (lb/100ft ²)	84 / 115	78 / 144	27 / 51	30 / 58	19 / 32	22 / 51
Vp (cP)	6	8	10	4	12	13
Yp (lb/100ft ²)	148	152	51	69	34	35

Según las características del sistema ... véase en el capítulo 3.4, en la **Tabla 3** ... la relación inicial posee un YP elevado y se procede a realizar pruebas con relaciones bajas. Los datos destacados se representan en la **Gráfica 2**. La relación que mejor se proyecta para el desarrollo del experimento es la relación 3 (5 – 0.5), las relaciones con mayor concentración se descartan al presentar propiedades que no cumplen con las características del sistema.

Gráfica 2. Propiedades reológicas en la selección de la relación



4.3.3 Selección de controlador de filtrado. Se realizará la comparación de tres controladores de filtrados diferentes descritos previamente en tres concentraciones iguales (4, 5 y 6 lpb), se busca el valor de filtrado más bajo posible a partir de la prueba de filtrado API sin afectar las propiedades reológicas características del sistema MMO ... véase en el capítulo 3.4, en la **Tabla 3** ... También se tendrá en cuenta las pruebas químicas de interés.

A partir de este punto es práctico presentar en la **Tabla 10** las características y los productos seleccionados que no varían en la selección del controlador del filtrado.

Tabla 10. Características básicas en la formulación del sistema MMO

Característica	Valor	Característica	Valor
MW	9.1 lpg	Bentonita	5 lpb
CaCO ₃ M600	5 lpb	MMO	0.5 lpb
CaCO ₃ M400	27 lpb	Soda Ash	0.1 lpb
CaCO ₃ M325	9 lpb	pH	10.8

4.3.3.1 Controlador de filtrado 1. Diseñado especialmente para el sistema MMO, resistente a la degradación por bacterias. Se aumentara la concentración en cantidades de una libra por barril, los resultados se encuentran en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Resultados controlador de filtrado 1 sin estabilizador

Producto	Formulación 1		Formulación 2		Formulación 3	
Controlador 1	4 lpb		5 lpb		6 lpb	
Lectura	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
Ø600 (rpm)	58	59	99	101	125	127
Ø300 (rpm)	46	43	82	80	102	103
Ø200 (rpm)	41	38	68	68	88	89
Ø100 (rpm)	33	34	56	57	74	76
Ø6 (rpm)	24	29	51	39	60	61
Ø3 (rpm)	24	27	48	39	56	60
Geles (lb/100ft ²)	19/32/41	23/28/29	38/43/56	33/38/38	42/58/67	44/49/49
Vp (cP)	12	16	17	21	23	24
Yp (lb/100ft ²)	34	27	65	59	79	79
Ys (lb/100ft ²)	24	27	48	39	56	60
Filtrado API (mL)	6.4	7	5.5	5.6	5.3	5.4

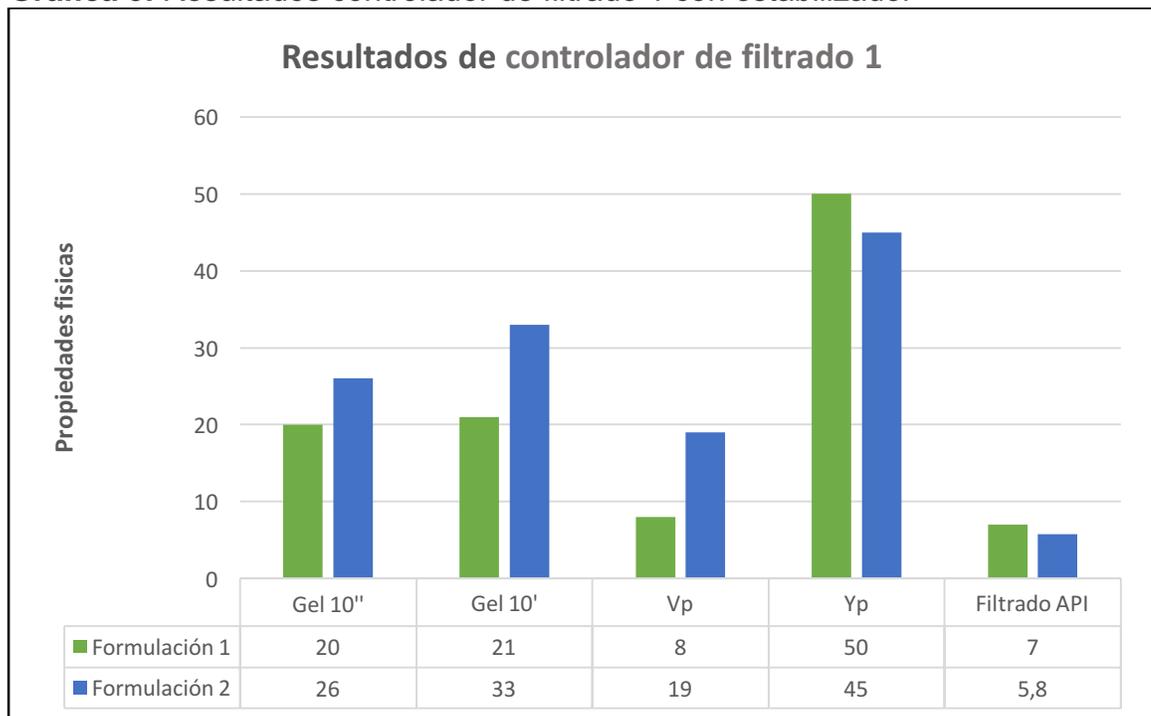
Se adiciona el aditivo estabilizador a las formulaciones uno y dos estudiadas, la formulación tres presenta un yield point por encima del rango, este aditivo restaura la reología de contaminantes aniónicos existentes en el lodo y mejora la estabilidad a alta temperatura. Los resultados se encuentran en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Resultados controlador de filtrado 1 con estabilizador

Producto	Formulación 1		Formulación 2	
Controlador 1	4		5	
Estabilizador	0.05 % v/v		0.05 % v/v	
Lectura	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
Ø600 (rpm)	71	66	96	83
Ø300 (rpm)	60	58	73	64
Ø200 (rpm)	56	49	64	54
Ø100 (rpm)	49	40	56	45
Ø6 (rpm)	39	32	46	38
Ø3 (rpm)	38	29	45	37
Geles (lb/100ft ²)	29/56/63	20/21/23	30/67/85	26/33/35
Vp (cP)	11	8	23	19
Yp (lb/100ft ²)	49	50	50	45
Ys (lb/100ft ²)	37	26	44	36
Filtrado API (mL)	7.2	7	5.7	5.8

Los resultados de los fluidos al pasar por el horno de rolado se presentan en la **Gráfica 3** en donde comparan sus propiedades reológicas y su control del filtrado. Se define la formulación dos la indicada por un mejor control de filtrado (5,8 mL) aun manteniendo las propiedades reológicas del sistema MMO. Se tendrá en cuenta para la comparación con las formulaciones de los otros controladores de filtrado.

Gráfica 3. Resultados controlador de filtrado 1 con estabilizador



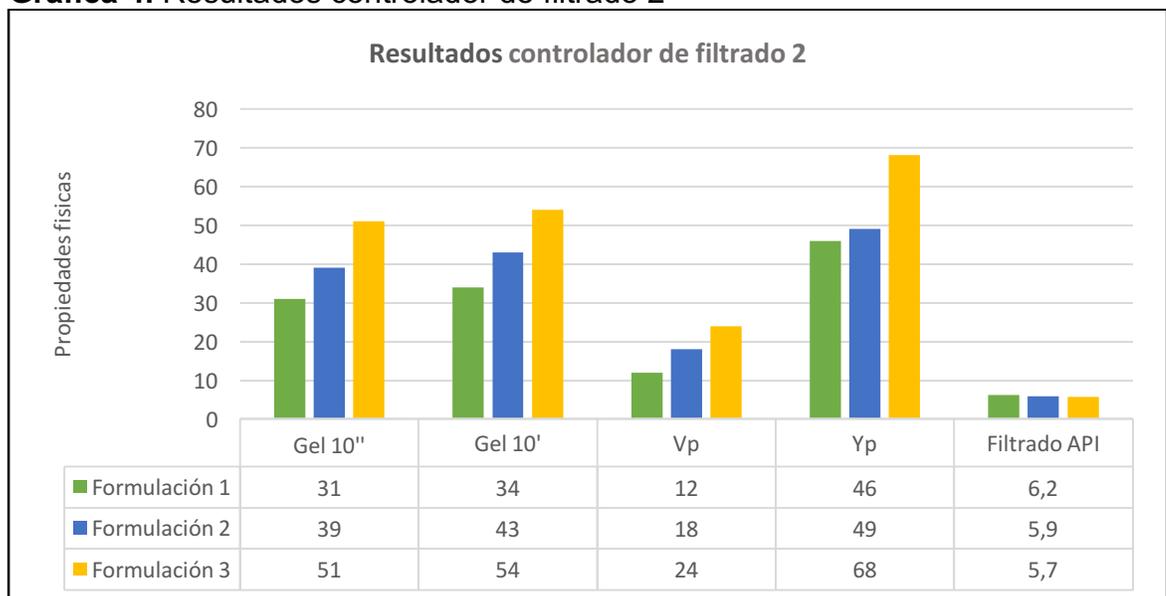
4.3.3.2 Controlador de filtrado 2. De naturaleza no aniónico. Recomendado en concentraciones entre 3 – 5 lpb, en pruebas realizadas presentes en el **Anexo C** se conoce que no es compatible con el estabilizador. Los resultados de la variación de este controlador se encuentran en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Resultados controlador de filtrado 2

Producto	Formulación 1		Formulación 2		Formulación 3	
Controlador 2	4 lpb		5 lpb		6 lpb	
Lectura	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
Ø600 (rpm)	74	70	94	85	127	116
Ø300 (rpm)	63	58	84	67	105	92
Ø200 (rpm)	58	49	74	61	97	87
Ø100 (rpm)	53	43	66	54	86	79
Ø6 (rpm)	45	41	56	48	72	67
Ø3 (rpm)	44	40	55	47	71	66
Geles (lb/100ft ²)	34/65/83	31/34/36	44/81/108	39/43/43	59/87/97	51/54/55
Vp (cP)	11	12	14	18	22	24
Yp (lb/100ft ²)	52	46	66	49	83	68
Ys (lb/100ft ²)	43	39	54	46	70	65
Filtrado API (mL)	6.6	6.2	6	5.9	5.8	5.7

Los resultados de los fluidos al pasar por el horno de rolado se presentan en la **Gráfica 4** en donde comparan sus propiedades reológicas y su control del filtrado. Se define la formulación uno la indicada por mantener las características del sistema MMO en las lecturas bajas Ø6 / Ø3 de 41 / 40 rpm. Se tendrá en cuenta para la comparación próxima con las formulaciones de los otros controladores de filtrado.

Gráfica 4. Resultados controlador de filtrado 2



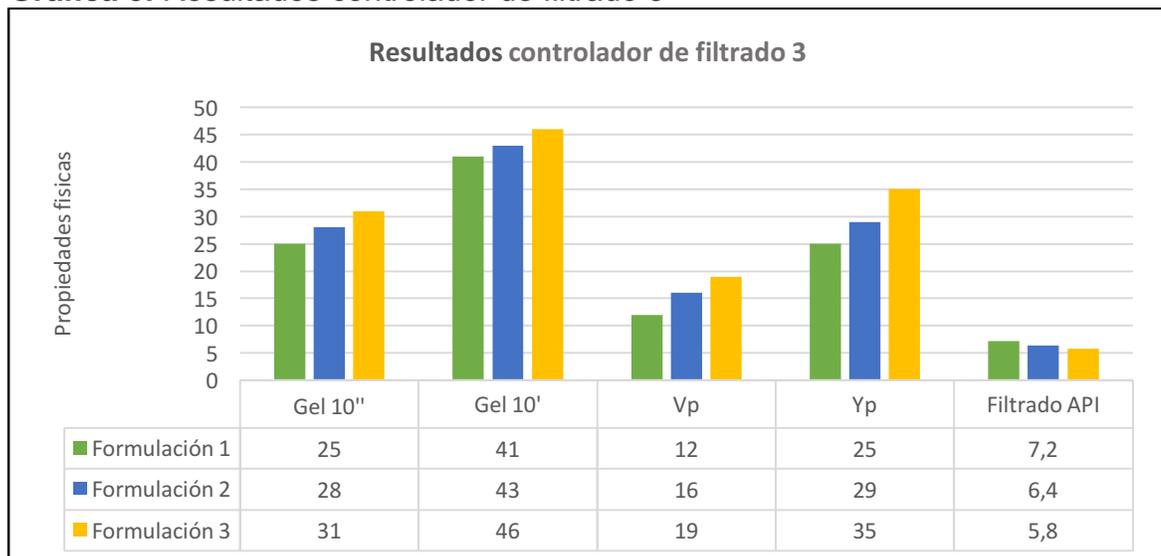
4.3.3.3 Controlador de filtrado 3. De naturaleza aniónica. Diseñado para mantener reología a bajas tasas de corte agregando poca viscosidad al fluido. Se aumentara la concentración en cantidades de una libra por barril, los resultados se encuentran en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Resultados controlador de filtrado 3

Producto	Formulación 1		Formulación 2		Formulación 3	
Controlador 3	4 lpb		5 lpb		6 lpb	
Lectura	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
Ø600 (rpm)	57	49	76	61	96	73
Ø300 (rpm)	49	37	65	45	82	54
Ø200 (rpm)	44	33	59	40	75	48
Ø100 (rpm)	39	30	52	35	66	40
Ø6 (rpm)	36	28	46	31	56	34
Ø3 (rpm)	36	28	46	30	56	33
Geles (lb/100ft ²)	31/46/56	25/41/48	39/58/70	28/43/49	48/70/85	31/46/50
Vp (cP)	8	12	11	16	14	19
Yp (lb/100ft ²)	41	25	54	29	68	35
Ys (lb/100ft ²)	36	28	46	29	56	32
Filtrado API (mL)	8.2	7.2	7,2	6,4	6.2	5.8

El tercer controlador de filtrado estudiado es de naturaleza aniónica, naturaleza que afecta la estabilidad del sistema MMO y se refleja en su comportamiento después de estar en el horno de rolado, sus propiedades reológicas cambian perdiendo características únicas del sistema tixotrópico y presentando las de un fluido viscoso. Los resultados se presentan en la **Gráfica 5**. Se selecciona la formulación tres.

Gráfica 5. Resultados controlador de filtrado 3



4.3.3.4 Comparación de los controladores de filtrado. Se estudiaron tres controladores de filtrado diferentes con características diferentes para sistemas base agua, uno de ellos de naturaleza aniónica y no mantiene la estabilidad en las propiedades tixotrópicas del sistema. Los resultados de los fluidos seleccionados previamente, junto a los resultados de sus pruebas químicas se encuentran en la **Tabla 15**, se agregan pruebas químicas al estudio.

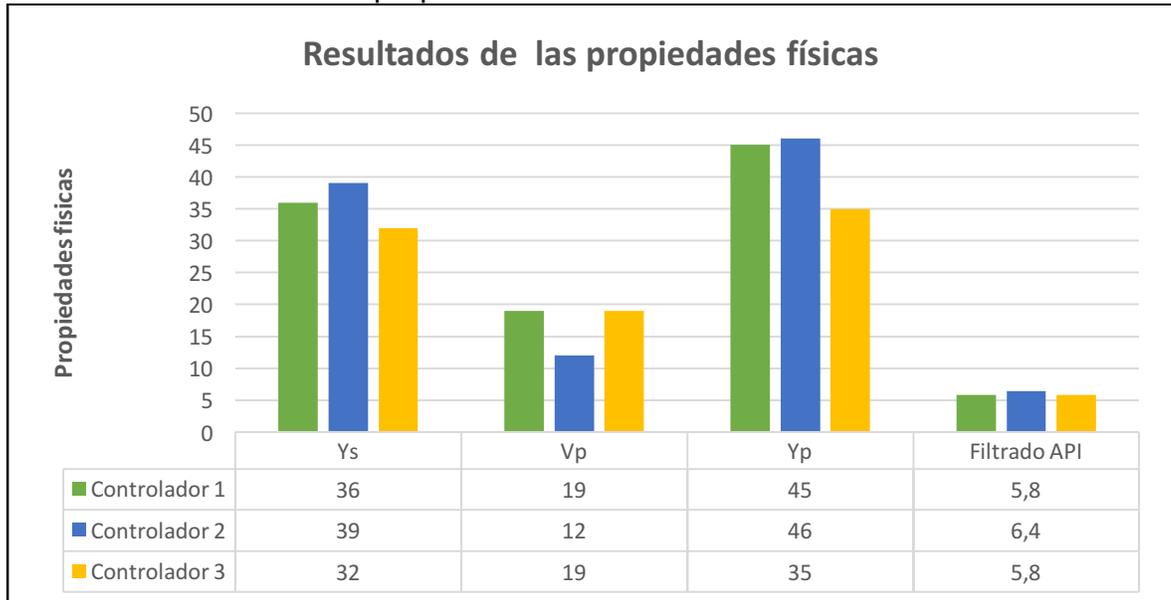
Tabla 15. Comparación de controladores de filtrado

Producto	Controlador 1		Controlador 2		Controlador 3	
Controlador de filtrado	5 lpb		4 lpb		6 lpb	
Estabilizador	0.05 % v/v		-		-	
Lectura	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
Ø600 (rpm)	96	83	74	70	96	73
Ø300 (rpm)	73	64	63	58	82	54
Ø200 (rpm)	64	54	58	49	75	48
Ø100 (rpm)	56	45	53	43	66	40
Ø6 (rpm)	46	38	45	41	56	34
Ø3 (rpm)	45	37	44	40	56	33
Geles (lb/100ft²)	30/67/85	26/33/35	34/65/83	31/34/36	48/70/85	31/46/50
Vp (cP)	23	19	11	12	14	19
Yp (lb/100ft²)	50	45	52	46	68	35
Ys (lb/100ft²)	44	36	43	39	56	32
Filtrado API (mL)	5.7	5.8	6.6	6.2	6.2	5.8
Pf / Mf (mL H₂SO₄)	0.33 / 0.88		0.15 / 0.55		0.42 / 1.14	
Cloruros (ppm)	760		1300		2500	
Durezas (mg/L)	28		60		18	

Los datos de la **Gráfica 6** presentan las propiedades reológicas y valores de filtrado al rolar. Los controladores de filtrado uno y dos presentan propiedades reológicas dentro de los rangos característicos del sistema MMO... véase en el capítulo 3.4, en la **Tabla 3** ... Por otro lado el tercer fluido pierde propiedades tixotropidas después de rolado, no mantiene relación de viscosidad plástica baja y yield point alto característico de un fluido tixotrópico.

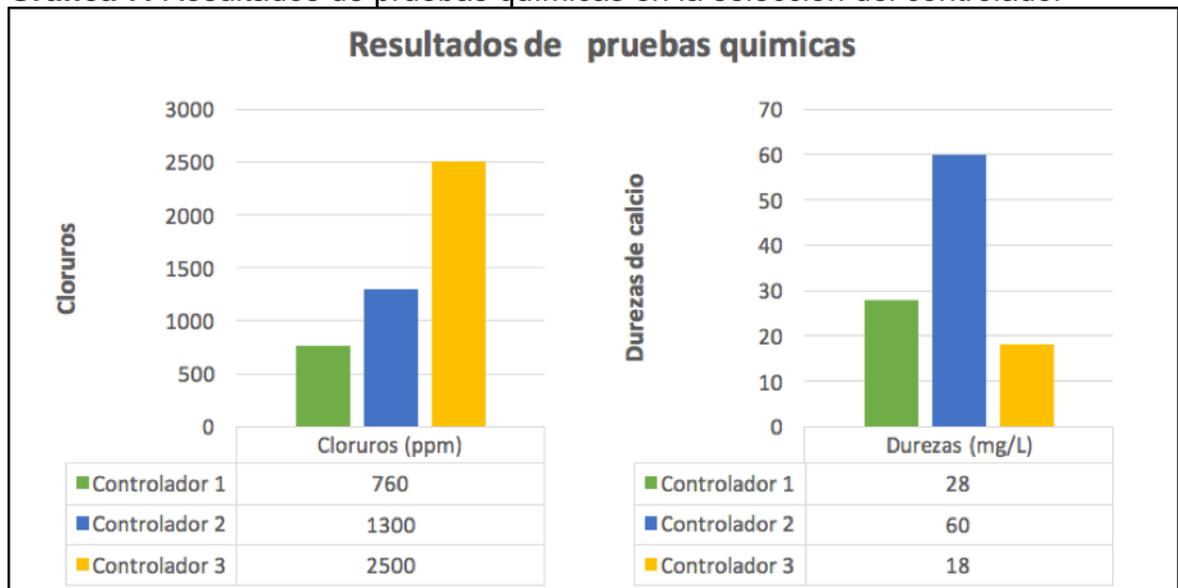
En la **Gráfica 7** se presentan las pruebas químicas realizadas a los tres controladores donde se resalta el controlador uno por sus bajas concentraciones en cloruros y durezas de calcio, propiedades importantes al resaltar que se planea el uso del fluido de perforación en formaciones productoras de petróleo.

Gráfica 6. Resultados de propiedades físicas en la selección del controlador



En la comparación de los resultados de las propiedades físicas se puede descartar el controlador de filtrado tres por no mantener características del sistema MMO. Además se resalta el primer controlador frente al segundo al presentar un menor volumen de filtrado.

Gráfica 7. Resultados de pruebas químicas en la selección del controlador



La concentración de calcio y cloruros en el controlador 1 es menor. A partir de esto y del análisis de las propiedades físicas, el controlador 1 se selecciona para la continuación del estudio.

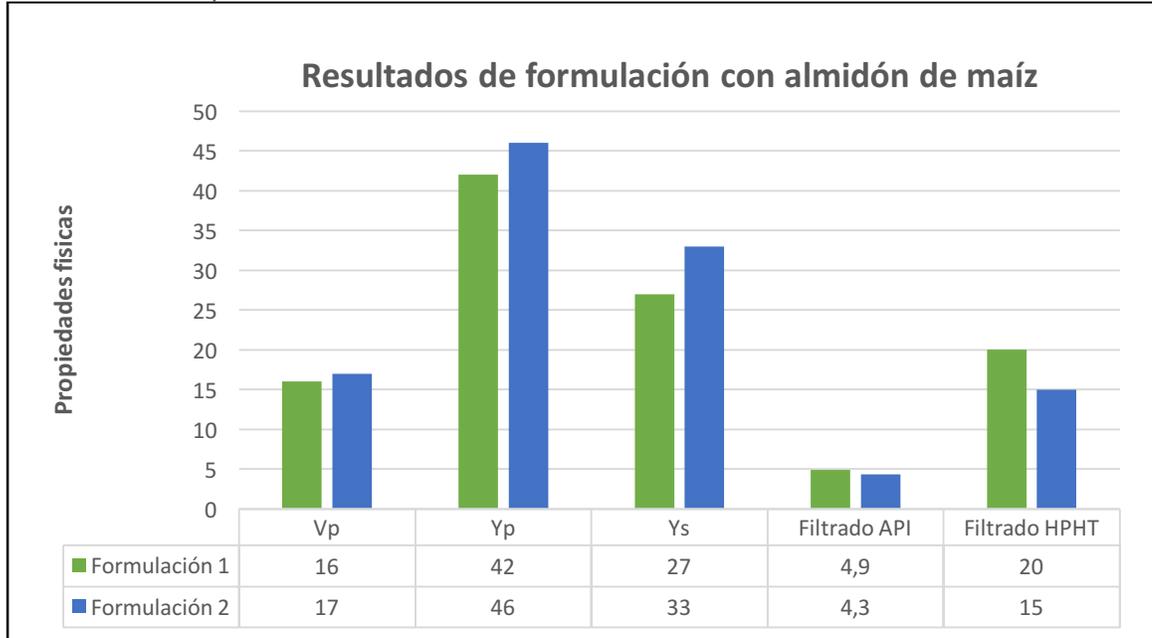
4.3.4 Adición de almidón de maíz. El controlador de filtrado 1 fue seleccionado por su desempeño y se le realizará pruebas utilizando la adición de un aditivo derivado del almidón de maíz, producto recomendado de uso en el sistema MMO. Se realizará pruebas de reología al sistema con el nuevo aditivo como controlador de filtrado, los resultados están en el **Anexo D** y se evidenció su baja de estabilidad al someterlo a altas temperaturas, se confirmó que su función es de potencializar las propiedades del sistema, para esto se realizarán dos fluidos de perforación en una concentración uno a uno. Las formulaciones y resultados de pruebas se presentan en la **Tabla 16**, se agrega prueba de filtrado HPHT.

Tabla 16. Resultados de formulación con almidón de maíz

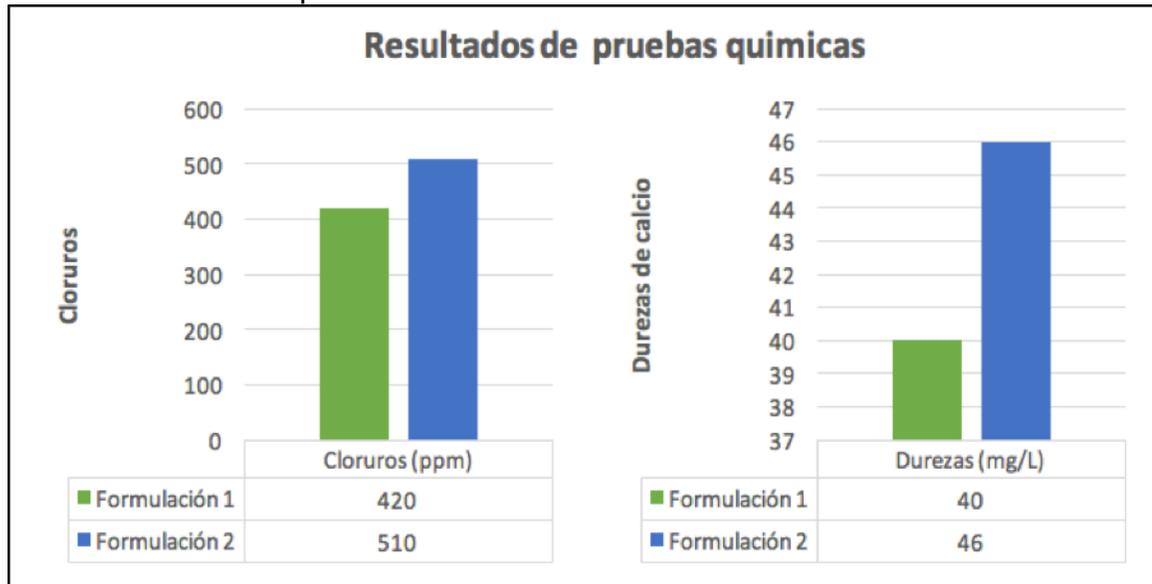
Producto	Formulación 1		Formulación 2	
Bentonita no tratada	5 lpb		5 lpb	
MMO	0.5 lpb		0.5 lpb	
CaCO ₃	45 lpb		45 lpb	
Soda Ash	0.1 lpb		0.1 lpb	
Controlador de filtrado 1	3 lpb		4 lpb	
Almidón de maíz	3 lpb		4 lpb	
Estabilizador liquido	0.05 % v/v		0.05 % v/v	
Propiedad	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
MW	9.1 lpg		9.1 lpg	
pH	10.8		10.8	
Ø600 (rpm)	71	74	80	80
Ø300 (rpm)	55	58	62	63
Ø200 (rpm)	44	51	55	57
Ø100 (rpm)	35	43	42	46
Ø6 (rpm)	26	31	33	37
Ø3 (rpm)	25	29	31	35
Geles (lb/100ft ²)	17/31/36	22/30/30	18/36/46	28/34/36
Vp (cP)	16	16	18	17
Yp (lb/100ft ²)	39	42	44	46
Ys (lb/100ft ²)	24	27	29	33
Filtrado API (mL)	4.8	4.9	4.2	4.3
Filtrado HPHT (mL)	20	20	15	15
Pf / Mf (mL H ₂ SO ₄)	0.32 / 0.66		0.31/0.69	
Cloruros (ppm)	420		510	
Durezas (mg/L)	40		46	

Los datos de la **Gráfica 8** presentan las propiedades reológicas y valores de filtrado al rolar. La formulación dos se destaca por el control del filtrado y exhibir valores cercanos a los nombrados en el momento de la descripción del fluido ... véase en el capítulo 3.4, en la **Tabla 3** ... Los datos de la **Gráfica 9** presentan las pruebas químicas realizadas.

Gráfica 8. Propiedades físicas de formulación con almidón de maíz



Gráfica 9. Pruebas químicas de formulación con almidón de maíz

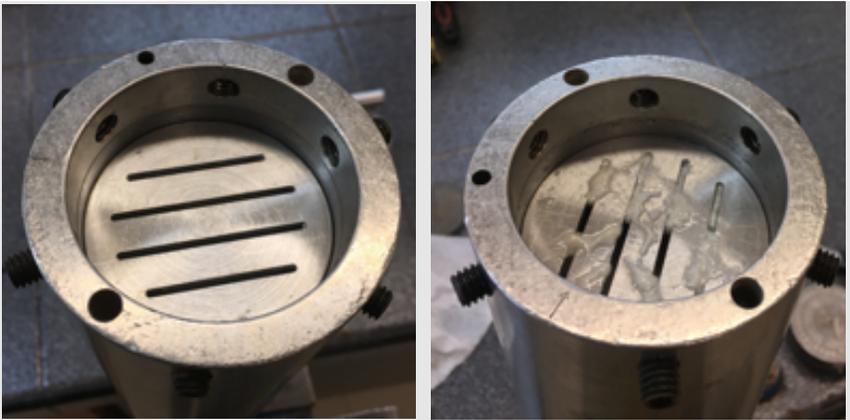


La concentración de calcio y cloruros en la formulación uno es menor sin embargo la diferencia es despreciable. A partir de esto y del análisis de las propiedades físicas, la formulación 2 es la formulación final conseguida para el sistema MMO.

Al obtener la formulación para el sistema MMO se realizarán pruebas para verificar su estabilidad y propiedades a diferentes condiciones, se analizará a través de PPT con disco de ranura de 2mm y reología dinámica HPHT en el fann ix 77.

Por medio de PPT en la variación de un disco con ranuras de 2 mm, generalmente se realiza con disco de cerámica de permeabilidad determinada, con disco de ranuras se comprobaba su eficiencia en el sello de fracturas naturales en la formación, esta prueba se lleva a cabo a un diferencial de presión de 1000 psi y una temperatura de 250 °F, en la **Tabla 17** se presentan los resultados y descripción.

Tabla 17. Resultados prueba PPT en sistema MMO

Prueba PPT	MMO
Spurt loss (mL)	0
Filtrado 30 min (mL)	0
Total PPT	0 mL
Imagen	
Descripción	<p>La imagen de la izquierda es la celda con el disco de ranuras de 2 mm antes de iniciar la prueba. A la derecha se encuentra el resultado. Se presencia fluido de perforación gelificado en las ranuras del disco. Se espera que al destapar la celda sin manipulación de ella se encuentren las ranuras selladas completamente.</p>

El resultado de la prueba afirma el comportamiento descrito del fluido, el cual sella las fracturas naturales gracias a sus propiedades de tomar el estado de un sólido deformable al estar estático en las cavidades de la celda, de esta manera se depositará en las fracturas presentes en las formaciones de la zona de interés mitigando las pérdidas de circulación y cumpliendo con el propósito del proyecto.

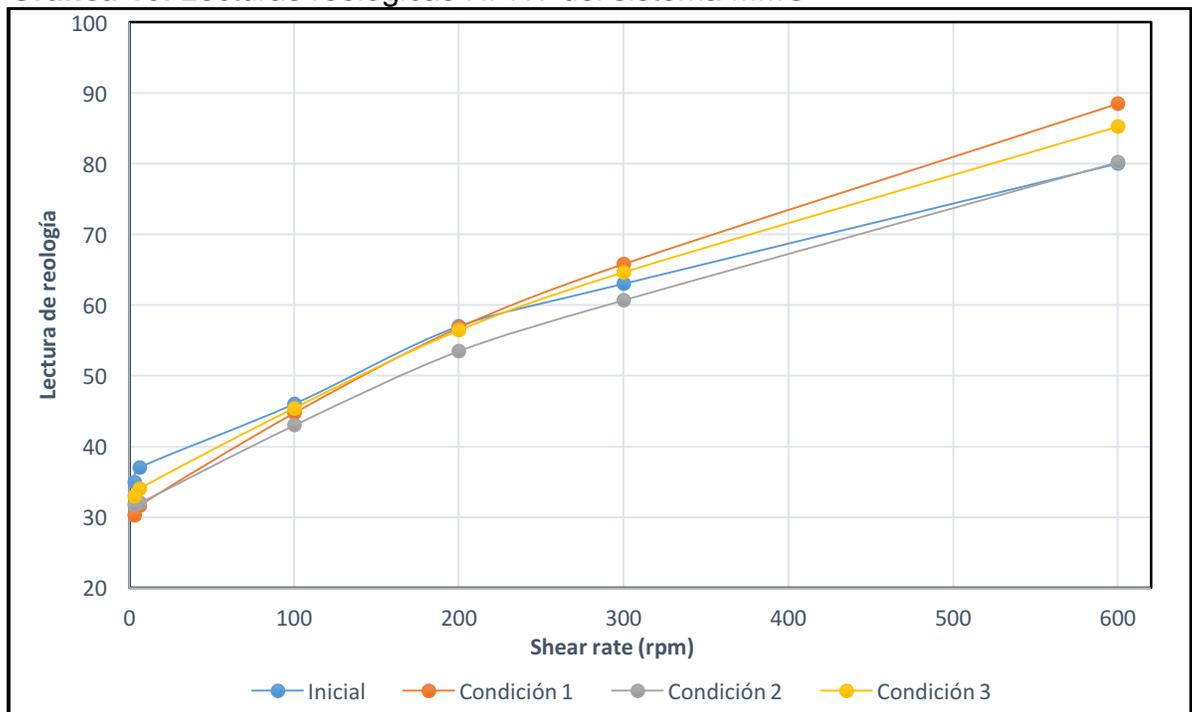
Posteriormente se realiza la prueba de reología a alta presión y alta temperatura para confirmar y analizar su estabilidad a altas temperaturas, los fluidos de perforación al estar en condiciones de formación pueden perder sus propiedades reológicas y significar un problema operacional para la perforación. En la **Tabla 18** se presentan los resultados de la prueba corrida en el equipo fann ix77.

Tabla 18. Reología HPHT del fluido de perforación tipo MMO

Parámetro	Inicial T: 120 °F P: Ambiente	Condición 1 T: 150 °F P: 3000 psi	Condición 2 T: 180 °F P: 3000 psi	Condición 3 T: 180 °F P: 5000 psi
Ø600 (rpm)	80	88,5	80,2	85,2
Ø300 (rpm)	63	65,8	60,7	64,6
Ø200 (rpm)	57	56,8	53,5	56,4
Ø100 (rpm)	46	44,7	43,0	45,4
Ø6 (rpm)	37	31,6	32,0	34,0
Ø3 (rpm)	35	30,2	31,8	32,9
Gel 10''	28	24,9	26,8	27,6
Gel 10'	34	32,2	31,2	33,0
Gel 30'	36	33,5	32,6	34,9
Vp (cP)	17	22,7	19,4	20,6
Yp (lb/100ft ²)	46	43,1	41,3	43,9
Ys (lb/100ft ²)	33	28,8	31,6	31,8

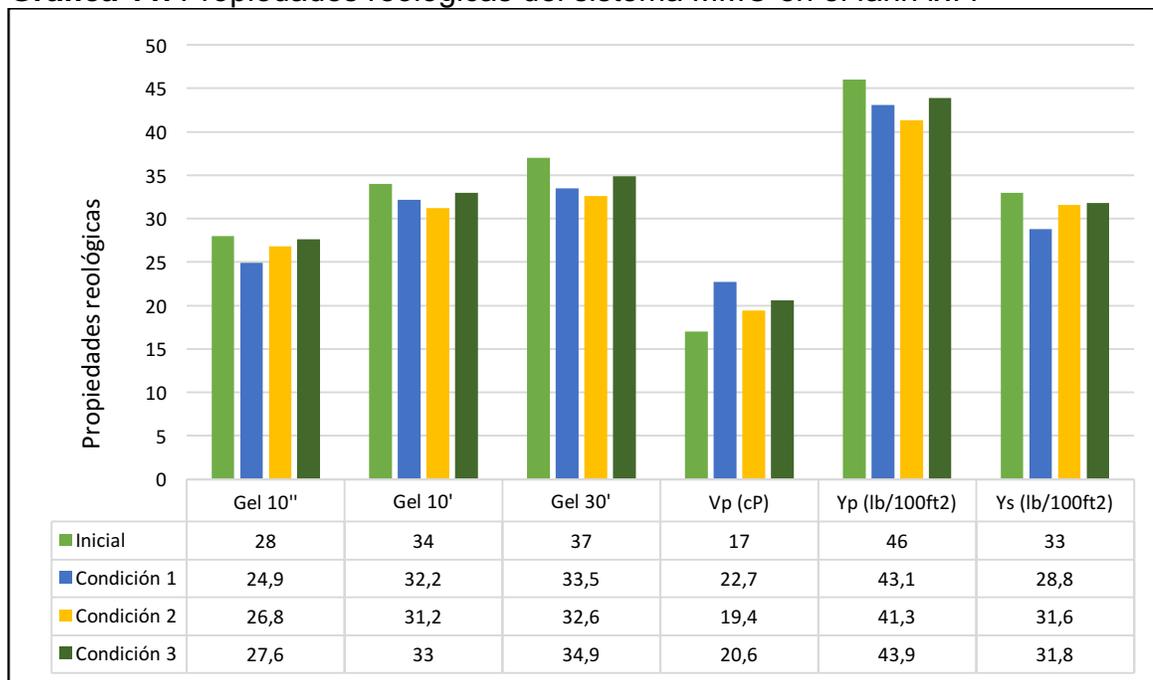
El equipo da lecturas reológicas de alta precisión a diferentes condiciones, en la **Gráfica 10** se presentan los resultados.

Gráfica 10. Lecturas reológicas HPHT del sistema MMO



Los fluidos de perforación base agua tienen comportamientos característicos al estar expuestos a diferentes condiciones, al aumentar la temperatura las lecturas se reducirán dando valores de propiedades menores, por otro lado al aumentar la presión se da el comportamiento contrario. En la gráfica se visualiza el comportamiento característico de un fluido base agua, sin embargo este fenómeno no se debe presentar en gran diferencia, un fluido de perforación deberá ser estable a diferentes condiciones para evitar problemas operacionales. El sistema MMO presenta el comportamiento descrito manteniendo la estabilidad en su reología, sus lecturas bajas se reducen levemente a las diferentes condiciones mientras las demás presentan cambios ligeros que se consideran estables. En la **Gráfica 11** se presentan las propiedades reológicas obtenidas en la prueba.

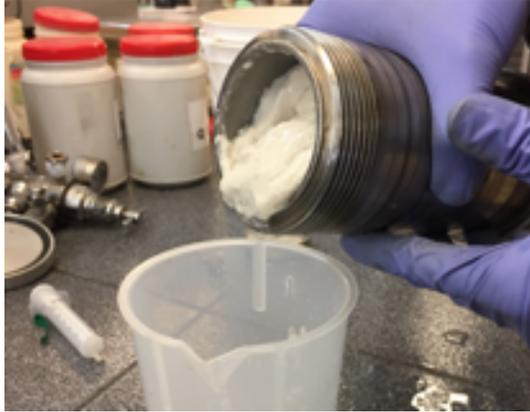
Gráfica 11. Propiedades reológicas del sistema MMO en el fann ix77



El resultado de las propiedades reológicas muestra como conclusión la estabilidad del fluido a diferentes condiciones, presentan cambios ligeros pero considerables entre un comportamiento estable. Los geles de 10 y 30 minutos se presentan en comportamiento plano, característico del sistema. La viscosidad plástica aumenta levemente en los tres casos y entre las condiciones presenta comportamiento estable, comportamiento contrario en el yield point el cual disminuye en los tres casos. La fuerza cedente o yield strength disminuye en la primera condición sin embargo es una propiedad estable a las diferentes condiciones.

El fluido de perforación formulado permite visualizar las características y ventajas descritas previamente, en el **Cuadro 6** se presenta visualmente varias de estas propiedades descritas previamente.

Cuadro 6. Características percibidas del sistema MMO

Imagen	Descripción
	<p>El sistema MMO es un fluido tixotrópico, al estar en estado estático tiene el comportamiento de un sólido deformable, esto permite la suspensión de los cortes garantizando la limpieza en pozos de alto diámetro y previniendo el atascamiento de la sarta por la acumulación de ripios al detener la circulación.</p>
	<p>Presenta una instantánea transición de sólido a líquido al mínimo esfuerzo de corte, en el anular la velocidad del fluido en las paredes de la sarta es plana y en las paredes de la formación será estático sellando las fracturas presentes en la formación.</p>
	<p>A pesar de tener una transición breve, en estado estático crea conglomerados en lugares donde el esfuerzo de corte no lo alcanza, los cuales se depositarán en las fracturas sellándolas.</p>
	<p>El manejo de las pérdidas por filtración a la formación se debe al cake que forma el fluido, en el caso del sistema MMO es un cake delgado que reduce problemas de perforación y atascamiento de tubería.</p>

4.4 FLUIDO DE PERFORACIÓN TIPO DRILL IN

La compañía Q'Max Solutions ha diseñado un fluido de perforación denominado Drill In para uso en zona de interés, fluido base agua formulado para cumplir con características de reservorio y enfocado en un sector con fracturas naturales. Su formulación para este caso de estudio y principales características se presentan en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Fluido de perforación Drill In

Producto	Formulación	
Bentonita	4 lpb	
Goma xántica	0.8 lpb	
Pac Lv	2 lpb	
Almidón de papa	5 lpb	
Fibra Vegetal	5 lpb	
CaCO₃ M400	10 lpb	
CaCO₃ M200	10 lpb	
CaCO₃ M40-100	20 lpb	
CaCO₃ M10-40	10 lpb	
Propiedad	Inicial	Rolado
MW	9.1 lpg	
pH	9.5 – 10	
Ø600 (rpm)	74	67
Ø300 (rpm)	49	44
Ø200 (rpm)	43	35
Ø100 (rpm)	29	24
Ø6 (rpm)	11	8
Ø3 (rpm)	9	7
Geles (lb/100ft²)	9/12/15	7/10/13
Vp (cP)	25	23
Yp (lb/100ft²)	24	21
Ys (lb/100ft²)	7	6
Filtrado API (mL)	5.1	4.7
Filtrado HPHT (mL)	16	16
Pf / Mf (mL H₂SO₄)	0.14/0.96	
Cloruros (ppm)	1260	
Durezas (mg/L)	288	

4.5 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

El fluido de perforación tipo MMO formulado se analizará contra el fluido Drill In, su formulación está en la **Tabla 20** y sus datos se presentan en la **Tabla 21**, las pruebas realizadas se comparan gráficamente y se describirá las ventajas y desventajas entre los fluidos.

Tabla 20. Formulación de fluidos de perforación a comparar

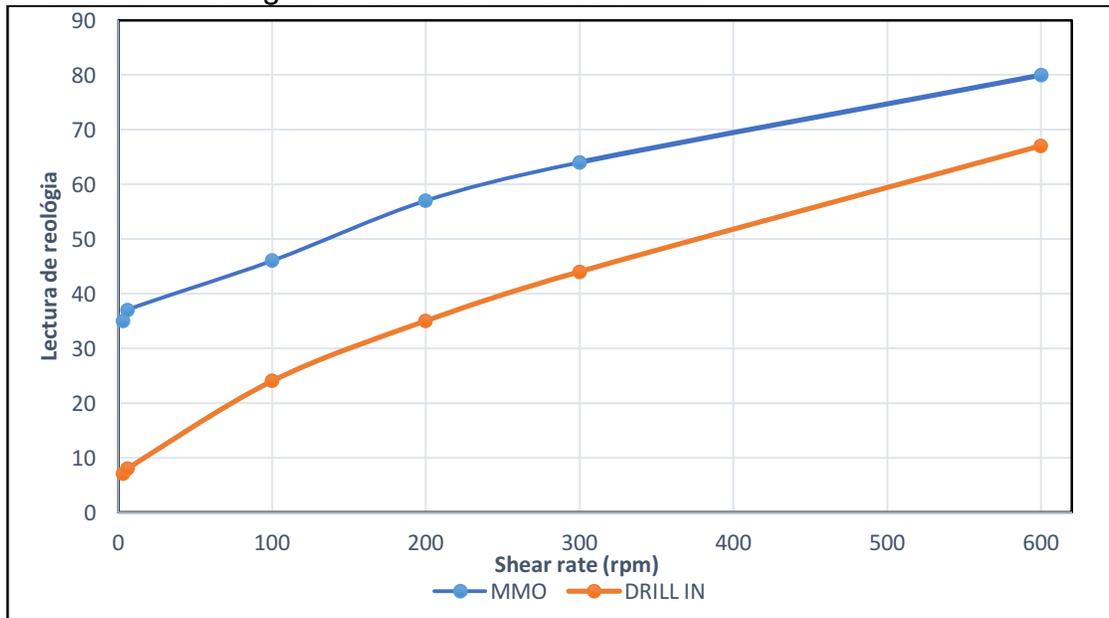
Producto	MMO	Producto	Drill In
Bentonita no tratada	5 lpb	Bentonita	4 lpb
MMO	0.5 lpb	Goma xántica	0.5 lpb
Control de filtrado	4 lpb	Pac Lv	2 lpb
Almidón de maíz	4 lpb	Almidón de papa	5 lpb
Estabilizador	0.05 % v/v	Fibra Vegetal	5 lpb
Soda Ash	0.1 lpb	CaCO ₃ M400	10 lpb
CaCO ₃ M600	7 lpb	CaCO ₃ M200	10 lpb
CaCO ₃ M400	27 lpb	CaCO ₃ M40-100	20 lpb
CaCO ₃ M325	11 lpb	CaCO ₃ M10-40	10 lpb
Soda cáustica	pH 10.5 - 11	Soda cáustica	pH 9.5 – 10

Tabla 21. Comparación de fluidos de perforación estudiados

Propiedad	MMO		Drill In	
	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
MW	9.1 lpg		9.1 lpg	
pH	10.8		9.7	
Ø600 (rpm)	80	80	74	67
Ø300 (rpm)	62	63	49	44
Ø200 (rpm)	55	57	43	35
Ø100 (rpm)	42	46	29	24
Ø6 (rpm)	33	37	11	8
Ø3 (rpm)	31	35	9	7
Geles (lb/100ft ²)	18/36/46	28/34/36	9/12/15	7/10/13
Vp (cP)	18	17	25	23
Yp (lb/100ft ²)	44	46	24	21
Ys (lb/100ft ²)	29	33	7	6
Filtrado API (mL)	4.2	4.3	5.1	4.7
Filtrado HPHT (mL)	15	15	16	16
Pf / Mf (mL H ₂ SO ₄)	0.31/0.69		0.14/0.96	
Cloruros (ppm)	510		1260	
Durezas (mg/L)	46		288	

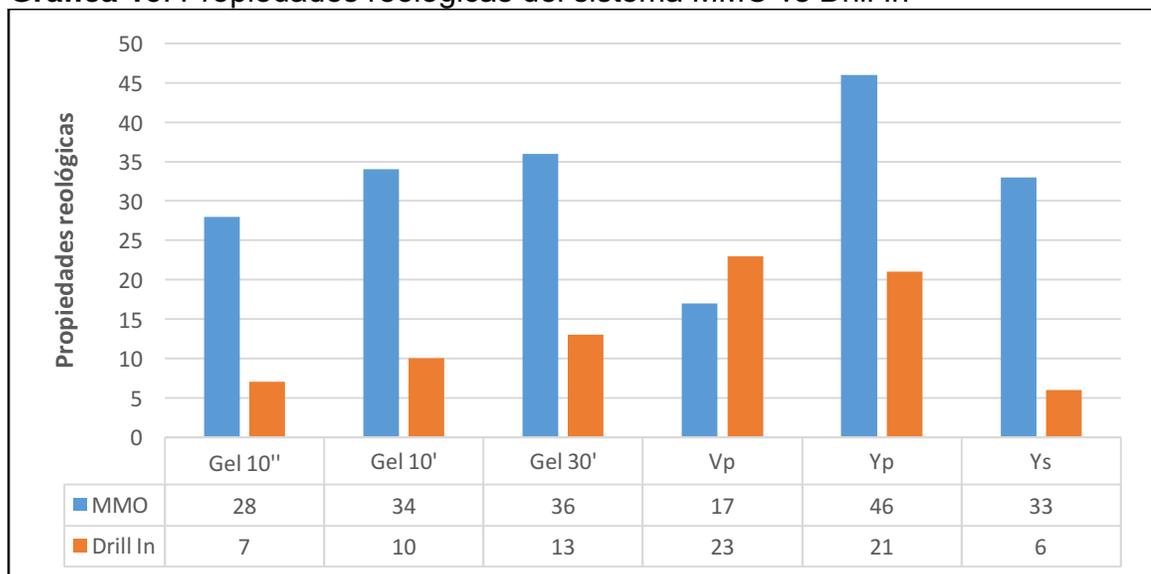
En la **Gráfica 12** se presenta las lecturas reológicas de ambos fluidos de perforación, los fluidos exhiben el comportamiento de un fluido no newtoniano, el sistema MMO da valores de resistencia al corte superiores pero con un comportamiento con tendencia a ser plano lo cual representa una viscosidad plástica más baja junto a un yield point elevado.

Gráfica 12. Reología del sistema MMO vs Drill In



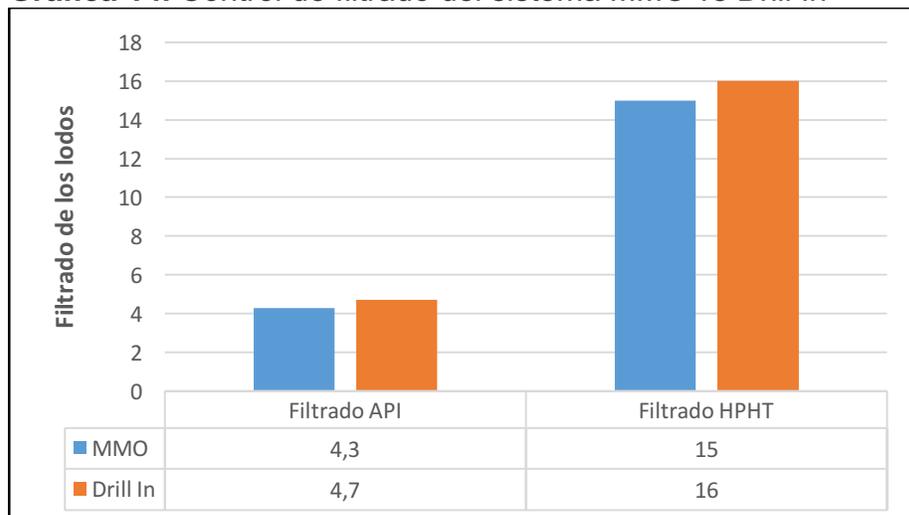
Los datos de la **Gráfica 13** presentan las propiedades reológicas de ambos fluidos de estudio.

Gráfica 13. Propiedades reológicas del sistema MMO vs Drill In



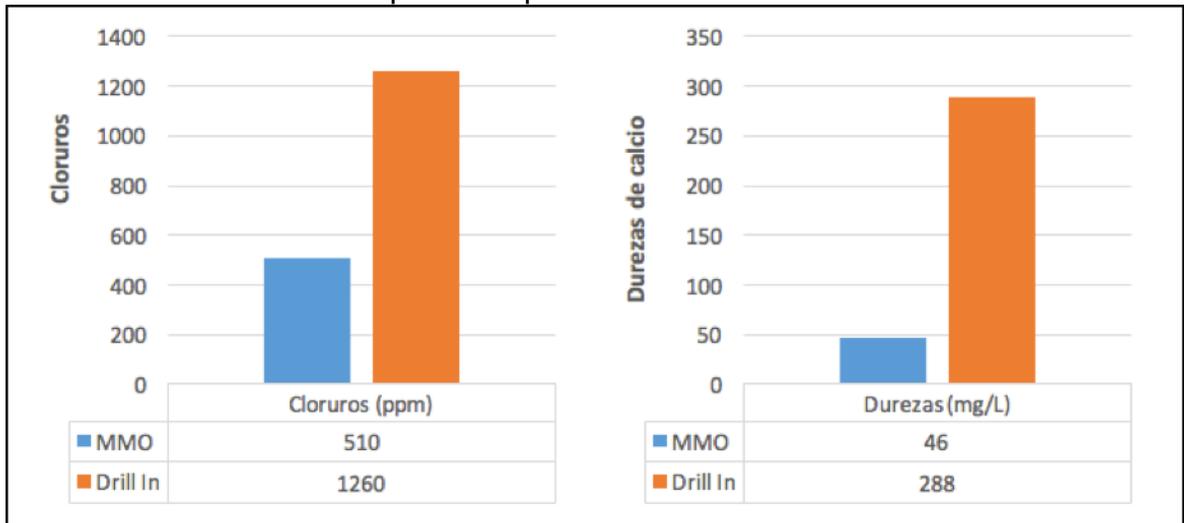
- Los geles son la medida de atracción física y electroquímica en condiciones de no flujo, un buen valor de esta permite la suspensión de los ripios asegurando una buena limpieza de hoyo y previniendo pega de tubería en fondo. El sistema MMO posee lectura de geles altos (10"/10'/30' de 28/34/36) y planos debidos a su alta tixotropía asegurando el asentamiento de sólidos en el fluido. Por otro lado se deberá manejar con cuidado la presión de la bomba al iniciar circulación, una alta presión en bomba con geles altos dará como resultado fracturas en formación.
- La baja viscosidad plástica (Vp) es una gran ventaja del sistema MMO y equivale a una baja cantidad de solidos disueltos en el fluido, en el fluido tipo MMO de 17 cP frente a una Vp de 23 cP. Los beneficios de la viscosidad plástica baja son la capacidad de perforación a mayor velocidad, reducción del riesgo de una pega diferencial, representa menor ECD y menor presión de surgencia y suabeo.
- El yield point (Yp) se relaciona con la capacidad de limpieza del fluido y constituye la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento. Una característica del sistema MMO es su valor alto de Yp (46 lb/100ft²) dando como beneficio la limpieza en pozos de diámetro grande.
- Al tener altos valores en las lecturas bajas de reología se consigue una fuerza cedente (Ys) alta, entre mayor es el Ys el fluido tendrá más capacidad de transporte de ripios por el espacio anular a la superficie.
- El control del filtrado de ambos fluidos es cercano, sin embargo es levemente menor en el sistema MMO formulado, esta propiedad esta presentada en la **Gráfica 14**, esta propiedad reduce las pérdidas de la fase liquida hacia formaciones permeables debido a un diferencial de presión.

Gráfica 14. Control de filtrado del sistema MMO vs Drill In



Las pruebas químicas de interés realizadas a ambos fluidos se presentan en la **Gráfica 15**, donde se observa la menor presencia de cloruros y durezas de calcio en el fluido de alta tixotropía tipo MMO.

Gráfica 15. Resultados de pruebas químicas del sistema MMO vs Drill In



En la **Tabla 22** se presentan los resultados de la prueba de la retorta y de lubricidad. Pruebas del manual API para continuar con la caracterización de los fluidos de perforación. El sistema MMO se destaca por contener menos sólidos disueltos, así mismo posee un coeficiente de lubricidad menor lo que significa que generara menor fuerza de fricción contra las paredes de la tubería.

Tabla 22. Resultados de prueba de retorta y lubricidad

Prueba Retorta	MMO	Drill In
Porcentaje de sólidos	4 %	8 %
Porcentaje de líquidos	96 %	92 %
Prueba de lubricidad		
Coefficiente de lubricidad	0,19	0,27

Con el fin de simular fracturas en la formaciones se planteó la realización de la prueba PPT con un disco de ranuras de 2 mm, esta prueba generalmente se realiza con un disco de cerámica que simula la porosidad de la formación y la capacidad que tiene el fluido de traspasar por el disco, en este caso se medirá la capacidad del fluido de perforación de sellar la ranura y evitar la pérdida de lodo a través de ella. Los resultados de esta prueba están en la **Tabla 23** a continuación.

Tabla 23. Resultados de prueba PPT con disco de ranuras

Prueba PPT	MMO	Drill In
Spurt loss (mL)	0	1
Filtrado 30 min (mL)	0	3
Total PPT	0	7

El fluido tipo MMO, a nivel de laboratorio, asegura el sello de las fracturas de 2mm de tamaño a un diferencial de presión de 1000 psi y una temperatura de 250 °F, a diferencia del fluido tipo Drill In el cual, a pesar de su buen desempeño en la simulación debido a su arreglo de carbonatos de gran tamaño, si permite el filtrado y la pérdida de fluido en fracturas a nivel de laboratorio . El spurt loss es la cantidad de fluido que entra en la formación al recibir el primer impacto de presión y es medido a los 30 segundo de iniciada la prueba. El dato total tiene en cuenta el valor del spurt loss y el filtrado durante los 30 minutos de duración de la prueba.

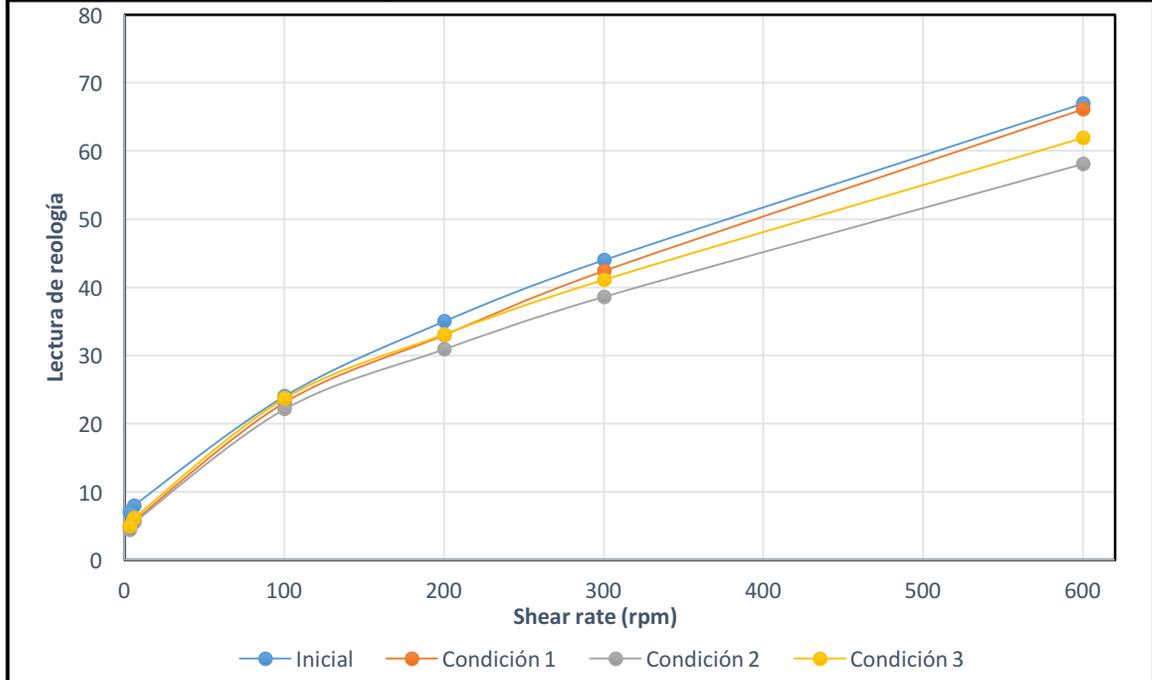
Del mismo modo y con las mismas condiciones de presión y temperatura se le realizo una prueba de reología dinámica HPHT en el equipo fann ix77 al fluido de perforación tipo Drill In. Los resultados se encuentran en la **Tabla 24**. Este fluido es de tipo base agua por lo cual se esperan el mismo comportamiento con la presión y la temperatura que el sistema MMO, que a mayor temperatura sus lecturas bajas y a mayor presión aumenten.

Tabla 24. Reología HPHT del fluido de perforación Drill In

Parámetro	Inicial	Condición 1	Condición 2	Condición 3
	T: 120 °F P: Ambiente	T: 150 °F P: 3000 psi	T: 180 °F P: 3000 psi	T: 180 °F P: 5000 psi
Ø600 (rpm)	67	66,1	58,1	61,9
Ø300 (rpm)	44	42,4	38,6	41,1
Ø200 (rpm)	35	33,0	30,9	33,1
Ø100 (rpm)	24	23,1	22,1	23,7
Ø6 (rpm)	8	5,8	5,5	6,2
Ø3 (rpm)	7	5,0	4,4	5,0
Gel 10''	7	5,1	4,2	4,3
Gel 10'	10	8,2	5,7	7,2
Gel 30'	13	12,7	7,2	10,8
Vp (cP)	23	23,7	19,5	20,7
Yp (lb/100ft ²)	21	18,7	19,1	20,4
Ys (lb/100ft ²)	6	4,2	3,3	3,8

El equipo da lecturas reológicas de alta precisión a diferentes condiciones, en la **Gráfica 16** se presentan los resultados.

Gráfica 16. Lecturas reológicas HPHT del sistema Drill In



Al igual que el fluido tipo MMO, el Drill In presenta el comportamiento característico de un fluido base agua con variaciones en pocas unidades como se aprecia en la gráfica, sus lecturas en las diferentes condiciones no se distancian, denominándolo como estable. Sus propiedades reológicas se mantienen y dan por el mismo orden que las lecturas iniciales. Al enfrentar la **Gráfica 16** con la **Gráfica 10** se establece la buena estabilidad de los dos fluidos de perforación estudiados durante el proyecto.

El sistema MMO posee las ventajas operacionales descritas a lo largo de la comparación de los dos fluidos, sin embargo se deben reconocer las restricciones que presenta.

- Los contaminantes en formación alteran las propiedades reológicas del sistema alterando su pH y adelgazando el lodo.
- En caso de la presencia de problemas operacionales no se podrá hacer uso de aditivos aniónicos los cuales afectan la naturaleza de la carga del fluido alterando la reacción química y alteran el desempeño del fluido.
- Los geles altos se deben manejar con cuidado para evitar generar fracturas en la formación ocasionadas por aumento de presión en el fondo al iniciar la circulación con bombas a alta presión.

5. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

Actualmente Campo Castilla tiene aproximadamente 40 años de historia de producción desde el primer pozo productor instalado, representa gran parte de la historia petrolera en Colombia y por consiguiente se considera un campo maduro el cual su gradiente de presión ha disminuido y sus formaciones productoras se han depletado con el tiempo presentando fracturas naturales principalmente en la unidad K2, la severidad de las pérdidas en esta unidad varían desde 2.000 hasta 3.800 BOPD de fluido de perforación utilizado en el proceso de perforación.

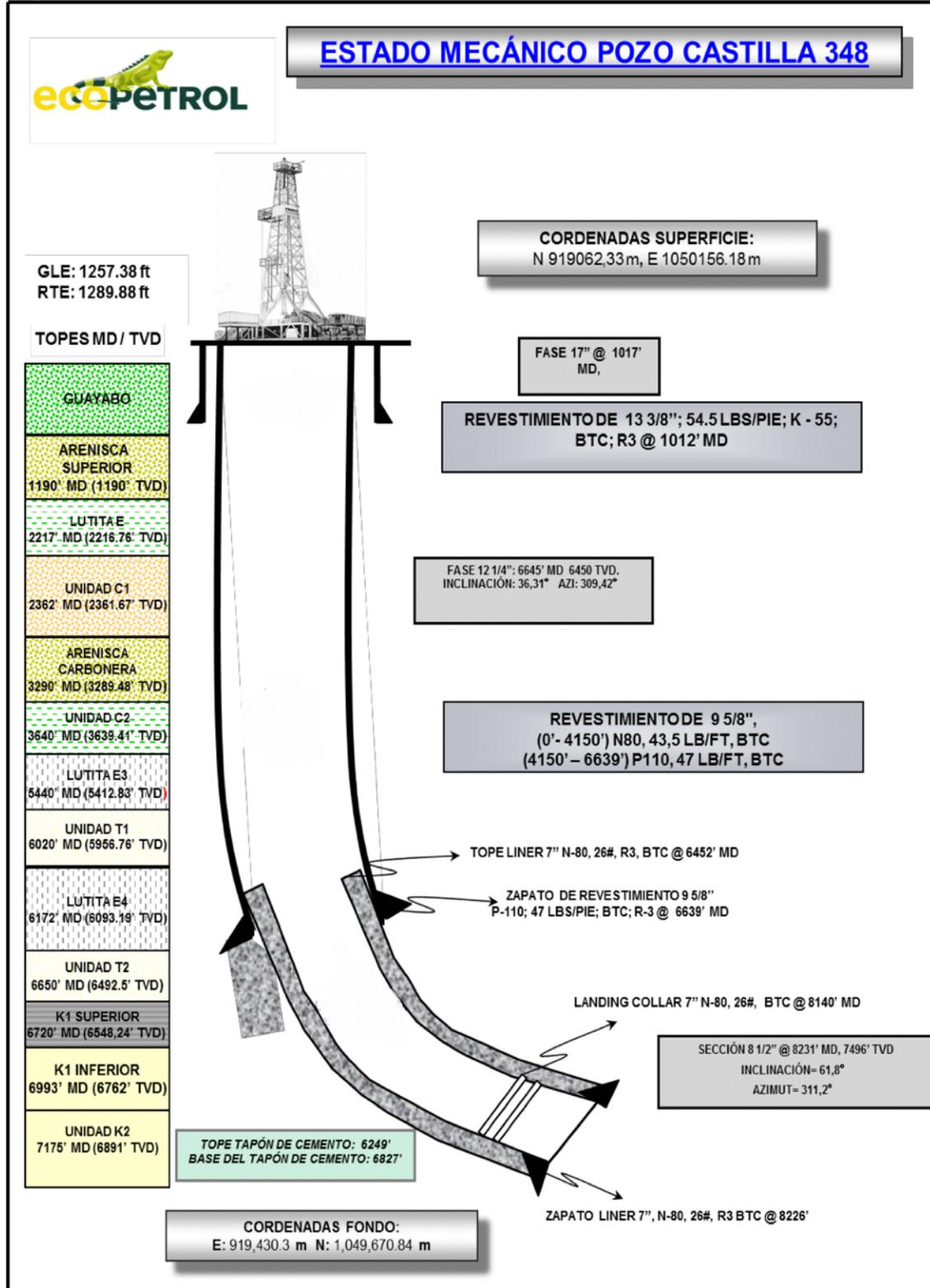
La información sobre las pérdidas que se presentan en el campo son de gran importancia para las compañías prestadores del servicio de fluidos de perforación las cuales han optado por fluidos de perforación enfocados en mitigar pérdidas para reducir los costos operativos y problemas asociados. Para solucionar problemas de pérdidas de fluido se han aplicado métodos de remediación como las píldoras, la selección de fluidos formulados con materiales para sellar fracturas como lo son los carbonatos en arreglos de gran tamaño. La buena selección del fluido de perforación antes de iniciar operaciones es un método de prevención utilizado en la industria, el enfoque del trabajo es proponer un fluido tixotrópico que prevenga y disminuya las pérdidas de circulación.

El sistema MMO es una tecnología moderna previamente utilizada con éxito en mitigar pérdidas para disminuir el volumen total de lodo necesario en las operaciones de perforación. La empresa Q'Max Solutions ha empleado un fluido de perforación Drill In el cual, a pesar de no presentar volúmenes graves, presenta pérdidas de circulación las cuales se esperan reducir con el fluido estudiado en el proyecto.

El análisis financiero del proyecto se realizará para operaciones asociadas en la perforación de la zona de interés del Campo Castilla, se evaluará bajo el indicador Valor Presente Neto (VPN) desde el punto de vista de compañía operadora para una campaña de perforación en el año 2018 de seis pozos, en la **Figura 13** se presenta el estado mecánico seleccionado para los seis pozos. Para el cálculo del VPN se ha establecido una tasa de interés de oportunidad (TIO) de 10% efectivo anual, la unidad monetaria de uso es el dólar americano (USD) y se presenta un horizonte de tiempo de seis meses, siendo la operación de un pozo por mes durante la campaña de perforación.

La TIO del 10% establecida para el proyecto es dada por parámetros de la compañía haciendo referencia a la rentabilidad mínima que la compañía o los inversionistas están dispuestos a obtener, esta depende de la tasa del mercado financiero, tasa esperada de inflación, tasa esperada por el inversionista y la tasa esperada por el empresario.

Figura 13. Estado Mecánico Pozo Castilla 348



Fuente: ECOPETROL S.A.

5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN

La compañía Q'Max Solutions presta servicios de fluidos de perforación, servicio indispensable durante las operaciones de perforación de pozos, por lo cual debe presentar propuestas que cumplan con los parámetros y los requisitos operativos dados por la compañía operadora para una práctica eficiente a precios viables consiguiéndolo a partir de un fluido de perforación económico, teniendo en cuenta el precio por barril que se utilizará y los posibles problemas operacionales.

Se deben definir dos indicadores en el análisis financiero para determinar el sentido que el proyecto tiene hacia el análisis de costos. El primero será el concepto del Capex (Capital Expenditures o inversiones de bienes capitales) el cual se refiere a las inversiones de capital que generan beneficio a la compañía, por ejemplo la compra de maquinaria, compra de equipos modernos, fábricas, etc. Por otro lado está el Opex (Operational Expenditures o gastos operativos) el cual se refiere a los costos que se tienen al llevar a cabo la ejecución del trabajo, por ejemplo el gasto en materia prima, mano de obra, salarios, etc.⁵⁶

El análisis de costos del proyecto no consta de inversiones de bienes capitales, en este caso no hay una inversión inicial. Los costos generados en el proyecto son de gastos operativos (Opex) ya que se trata del funcionamiento de un producto, en este caso el producto son los barriles de fluido de perforación los cuales se deben realizar la compra de los suministros a la medida que se requiera durante la operación.

5.1.1 Precio por barril de fluido. Se presentará el costo de por barril del fluido tipo MMO formulado en el desarrollo del proyecto y un fluido previamente formulado por la compañía, en la **Tabla 25** se presentan los aditivos sólidos utilizados por los dos fluidos y su valor económico en el indicador monetario de peso colombiano (COP). Los aditivos sólidos se disponen por sacos con el respectivo precio, para conocer el precio por barril de fluido se debe convertir el precio de los aditivos en su costo por libra.

⁵⁶ César Castillo López. Indicadores para la gestión: CapEX vs OpEX. [En línea] Mayo de 2011 [Citado 17 Enero, 2018]. Disponible en: <<http://www.cesarcastillolopez.com/2011/05/indicadores-para-la-gestion-capex-vs.html>>

Tabla 25. Precio por libra de aditivos solidos

Aditivo	Presentación Saco (lb)	Precio por saco (COP)	Precio por libra (COP/lb)
Almidón de maíz	50	230.000,00	4.600,00
Almidón de papa	50	285.715,00	5.714,30
Bentonita	100	42.000,00	420,00
Bentonita no tratada	50	27.000,00	540,00
CaCO₃ M10-40	110	21.000,00	190,91
CaCO₃ M40-100	110	21.000,00	190,91
CaCO₃ M200	110	21.000,00	190,91
CaCO₃ M325	110	21.000,00	190,91
CaCO₃ M400	110	21.000,00	190,91
CaCO₃ M600	55	18.000,00	327,27
Control de filtrado (MMO)	50	246.000,00	4.920,00
Fibra vegetal	40	101.600,00	2.540,00
Goma Xántica	25	260.870,00	10.434,80
MMO	25	381.000,00	15.240,00
Pac Lv	50	207.000,00	4.140,00
Soda Ash	55	69.000,00	1.254,54
Soda cáustica	55	60.000,00	1.090,91

Fuente: Q'Max Solutions

Los aditivos líquidos se disponen por canecas con el respectivo precio, para conocer el precio por barril de fluido se debe convertir el precio de los aditivos en su precio por barril. La **Tabla 26** contiene la información del aditivo líquido utilizado durante el trabajo realizado.

Tabla 26. Precio por galón de aditivos solidos

Aditivo	Presentación Caneca (gal)	Precio por caneca (COP)	Precio por galón (COP/gal)
Estabilizador	5	508.238,00	101.647,6

Fuente: Q'Max Solutions

Con el precio de los aditivos utilizados y conociendo la formulación de los fluidos a estudiar, se sabrá el precio total por barril de fluido. En la **Tabla 27** se presenta la concentración de cada aditivo y su precio total por barril del sistema Drill In, en la **Tabla 28** se presenta la misma información para el sistema MMO, la suma de los costos de los aditivos será el precio total por barril de fluido en pesos colombianos como unidad monetaria, se realiza el cambio de unidad monetaria a dólar americano al costo total por barril, se utiliza la tasa de cambio representativa del mercado (TRM) del dólar con la que inicio el 2018, la TRM vigente al primero de Enero era

de 2.984 pesos colombianos. Las concentración de soda cáustica son un valor estimado para alcanzar y mantener el pH del lodo.

Tabla 27. Costo por barril del sistema Drill In

Producto	Concentración	Precio de aditivo (COP/Bbl)
Bentonita	4 lpb	1.680,00
Goma xántica	0.5 lpb	5.217,40
Pac Lv	2 lpb	8.280,00
Almidón de papa	5 lpb	28.571,50
Fibra Vegetal	5 lpb	12.700,00
CaCO ₃ M400	10 lpb	1.909,10
CaCO ₃ M200	10 lpb	1.909,10
CaCO ₃ M40-100	20 lpb	3.818,18
CaCO ₃ M10-40	10 lpb	1.909,10
Soda cáustica	4 lpb	4.363,64
COSTO TOTAL POR BARRIL (COP)		70.358,00
COSTO TOTAL POR BARRIL (USD)		23,58

Tabla 28. Costo por barril del sistema MMO

Producto	Concentración	Precio de aditivo (COP/Bbl)
Bentonita no tratada	5 lpb	2.700,00
MMO	0.5 lpb	7.620,00
Control de filtrado	4 lpb	19.680,00
Almidón de maíz	4 lpb	18.400,00
Estabilizador	0,021 gal	2.134,60
Soda Ash	0.1 lpb	125,50
CaCO ₃ M600	7 lpb	2.290,89
CaCO ₃ M400	27 lpb	5.154,57
CaCO ₃ M325	11 lpb	2.100,00
Soda cáustica	6 lpb	6.545,46
COSTO TOTAL POR BARRIL (COP)		66.751,02
COSTO TOTAL POR BARRIL (USD)		22,37

5.1.2 Calculo de barriles necesarios de operación. Se conoce el precio por barril de los dos fluidos estudiados para la perforación de los seis pozos de la campaña de perforación, para conocer la cantidad de barriles necesarios de fluido para cada pozo se debe calcular el volumen total del estado mecánico descrito previamente en la **Figura 12**. En la **Tabla 29** se presenta el resumen de las características necesarias para el cálculo de volúmenes del estado mecánico. La sección de 8½ pulgadas será calculada en el momento de perforar, para el cálculo de su volumen se debe tener en cuenta el diámetro de hueco abierto.

Tabla 29. Características del estado mecánico

Sección	Diámetro interno (plg)	Longitud MD (ft)
Sección 9 ⁵ / ₈ pulgadas	8,75	6.639
Sección 8 ¹ / ₂ pulgadas	-	1.592

Conociendo las medidas de las secciones se puede calcular el volumen del hueco a partir del cálculo por sección. Inicialmente se calcula el volumen de la primera sección, la cual cuenta con un revestimiento con casing de 9⁵/₈, el volumen se calcula con la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Volumen sección 9⁵/₈

$$\text{Volumen} \left(\text{Sección } 9 \frac{5}{8} \right) = \frac{\text{Diámetro interno}^2}{1029,4} * \text{Profundidad}$$

$$\text{Volumen} \left(\text{Sección } 9 \frac{5}{8} \right) = \frac{(8,75 \text{ plg})^2}{1029,4} * 6.639 \text{ ft} = 494 \text{ Bbl}$$

Posteriormente se calcula el volumen de la sección de interés, fue perforada con una broca de diámetro de 8 ¹/₂, se debe tener en cuenta el washout generado en el momento de la perforación, para este caso se le adicionara un 5% del volumen de la sección y para esto se multiplica por 1,05 en la ecuación, el volumen se calcula con la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Volumen sección 8 ¹/₂

$$\text{Volumen} \left(\text{Sección } 8 \frac{1}{2} \right) = \frac{\text{Diámetro interno}^2}{1029,4} * \text{Profundidad} * 1,05$$

$$\text{Volumen} \left(\text{Sección } 8 \frac{1}{2} \right) = \frac{(8,5 \text{ plg})^2}{1029,4} * 1.592 \text{ ft} * 1,05 = 118 \text{ Bbl}$$

Durante el proceso de perforación el fluido queda impregnado a los ripios generados por la broca, estos ripios se transportan a superficie y llegan al equipo de control de sólidos. La cantidad de fluido que se pierde por esta operación de denomina volumen de dilución y se debe tener en cuenta en el momento del cálculo de los barriles necesarios en operación, en este caso se establece que se pierde 0,15 barriles por pie perforado, el volumen se calcula con la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Volumen de dilución

$$\text{Volumen de dilución} = \text{Profundidad Sección } 8\frac{1}{2} * 0,15 \text{ Bbl/ft}$$

$$\text{Volumen de dilución} = 1.592 \text{ ft} * 0,15 \text{ Bbl/ft} = 239 \text{ Bbl}$$

Conociendo el volumen de cada sección es posible conocer el volumen de fluido necesario para perforar el pozo, se calcula con la **Ecuación 11** donde se suman los volúmenes previamente obtenidos.

Ecuación 11. Volumen total del pozo

$$\text{Barriles Totales del pozo} = \text{Bbl Sección } 9\frac{5}{8} + \text{Bbl Sección } 8\frac{1}{2}$$

$$\text{Barriles Totales} = 494 \text{ Bbl} + 118 \text{ Bbl} = 612 \text{ Bbl}$$

Se conoce el volumen total del pozo, sin embargo se debe tener presente los tanques de superficie y su volumen. El volumen en superficie se calcula a partir del factor de seguridad de la operación, es este caso el factor de seguridad es igual a uno. Para el cálculo del volumen de superficie se debe emplear la **Ecuación 12**.

Ecuación 12. Volumen en tanques de superficie

$$\text{Volumen en superficie} = \text{Barriles totales del pozo} * \text{Factor de seguridad}$$

$$\text{Volumen en superficie} = 612 \text{ Bbl} * 1 = 612 \text{ Bbl}$$

Para finalizar el cálculo del volumen total del fluido de perforación necesario para realizar la operación de perforar la zona de interés del campo se sumarán los volúmenes calculados con anticipación, utilizando la **Ecuación 13** se conocerá el volumen total del fluido.

Ecuación 13. Volumen total del fluido de perforación

$$\begin{aligned} \text{Volumen total del fluido} \\ = \text{Barriles total del pozo} + \text{Barriles en tanques} + \text{Barriles de dilución} \end{aligned}$$

$$\text{Volumen total del fluido} = 612 \text{ Bbl} + 612 \text{ Bbl} + 239 \text{ Bbl} = 1.463 \text{ Bbl}$$

5.1.3 Costos operativos. La compañía operadora debe tener en cuenta los costos operativos que serán generados por el servicio de los fluidos de perforación en el proceso de perforación de la zona de interés, para esto, además del costo generado por los barriles de fluido necesarios para perforar, se tiene en cuenta sobre costos ocasionados por las pérdidas de circulación. La compañía generó para la realización del proyecto un estimado de una tasa de pérdidas de 84 barriles por hora para el fluido utilizado previamente, lo que significa un promedio de 2.000 barriles por día. El proceso de perforación de la zona de interés de un pozo se puede llevar a cabo en 5 días, lo que genera un volumen total de pérdidas de 10.000 barriles de fluido que origina unos 5 días en tiempos no productivos. El fluido de perforación estudiado proyecta un beneficio de un 60% en la reducción de las pérdidas de circulación y sus problemas asociados, esto reduce un volumen de pérdidas a 4.000 barriles y 2 días de NPT asociados a problemas durante la operación.

En la **Tabla 30** se presentan los costos operativos asociados el fluido de perforación tipo Drill In, se encuentra el precio por barril, cantidad de barriles necesarios para el proceso de perforación, cantidad de barriles estimados en las pérdidas y el valor de los tiempos no productivos. Los tiempos no productivos es el tiempo en el cual el equipo se encuentra sin operar, sin embargo se continúan generando costos para las compañías por lo cual el costo que generan los NPT serán de alto valor, esto se debe al tiempo que se emplea curando las pérdidas de circulación.

Tabla 30. Costos operativos del sistema Drill In

Aspecto operacional	Valor
Costo por barril	23,58 USD
Volumen total del fluido	1.463 Barriles
Volumen de pérdidas esperadas	10.000 Barriles
Costo total por barriles	270.297,54 USD
Tiempos no productivos (NPT)	5 días
Costo de día operativo	60.000,00 USD
Costo por NPT	300.000,00 USD
Costos operativos totales	570.297,54 USD

En la **Tabla 31** se presentan los costos operativos asociados el fluido de perforación tipo MMO, se encuentra el precio por barril, cantidad de barriles necesarios para el proceso de perforación, cantidad de barriles estimados en las pérdidas y el valor de los tiempos no productivos.

Tabla 31. Costos operativos del sistema MMO

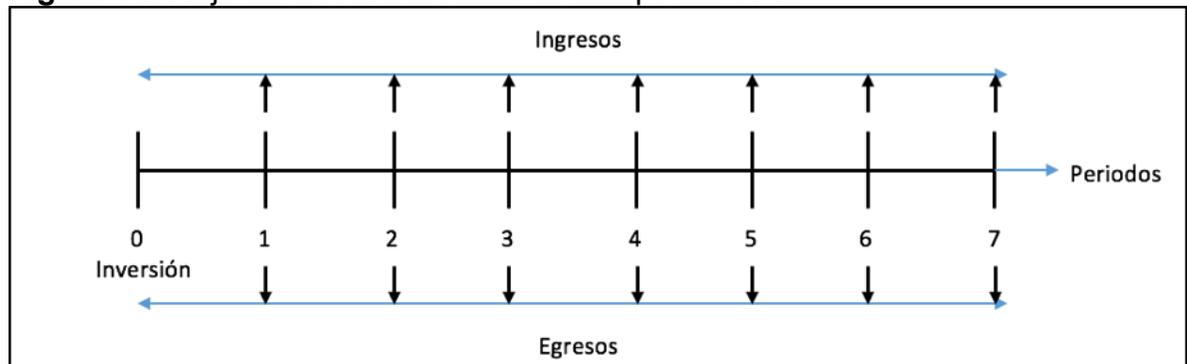
Aspecto operacional	Valor
Costo por barril	22,37 USD
Volumen total del fluido	1.463 Barriles
Volumen de pérdidas esperadas	4.000 Barriles
Costo total por barriles	122.207,31 USD
Tiempos no productivos (NPT)	2 días
Costo de día operativo	60.000,00 USD
Costo por NPT	120.000,00 USD
Costos operativos totales	242.207,31 USD

5.2 EVALUACION FINANCIERA

En el proyecto realizado posee dos casos de estudio determinados por los dos fluidos de perforación presentados. El valor de cada periodo será igual a el costo operativo de cada fluido y se estudiarán a través del indicador financiero de valor presente neto (VPN).

5.2.1 Valor presente neto (VPN). Los indicadores financieros sirven como parámetro para saber si un proyecto de inversión es aconsejable o no, para el presente caso se usará el VPN. Este indicador financiero es el más común en la evaluación de proyectos porque permite traer ingresos y egresos futuros a su valor hoy.⁵⁷ Se debe preparar una línea de tiempo separada en periodos como se presenta en la **Figura 14** donde los ingresos se ubican en la parte superior y los egresos estarán en la parte inferior.

Figura 14. Flujo de efectivo en línea de tiempo del VPN



⁵⁷ BACA, Guillermo. Ingeniería económica, Bogotá. Fondo Educativo Panamericano (2005), p. 197.

Para evaluar un proyecto entre dos casos se realizará el mismo procedimiento conociendo el flujo de efectivo generado para cada uno, a través de la **Ecuación 14** se obtendrá un valor económico al día de hoy, el caso que presente el mayor valor será la opción más rentable.

Ecuación 14. Valor presente neto (VPN)

$$VPN = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente: Baca, Guillermo. Ingeniería económica, Bogotá. 2005. p.197

Donde:

- F.** Flujo de efectivo en cada periodo
- n.** Periodo del flujo de efectivo
- i.** Tasa de interés de oportunidad (TIO)
- F₀.** Inversión del proyecto

5.2.2 Tasa de interés de oportunidad (TIO). Es la tasa de interés más alta que el inversionista planifica con el fin de evaluar y realizar un proyecto.⁵⁸ Para los casos de estudio de cuenta con una TIO de 10% anual, el proyecto está planeado para su realización en 6 meses dividiéndolo en periodos mensuales. Con el fin de la realización del estudio económico se debe convertir de una tasa anual a una tasa mensual. La **Ecuación 15** nos ayuda a convertir de una tasa de interés conocida a la tasa de interés de utilidad.

Ecuación 15. Cambio de tasa de interés

$$(1 + i_1)^{m1} = (1 + i_2)^{m2}$$

Fuente: Baca, Guillermo. Ingeniería económica, Bogotá. 2005. p.24

Donde:

- i₁.** Tasa conocida o inicial
- i₂.** Nueva tasa o tasa a calcular
- m1.** Periodos iniciales que hay en un año de la tasa conocida
- m2.** Periodos en un año de la nueva tasa

⁵⁸ BACA, Guillermo. Ingeniería económica, Bogotá. Fondo Educativo Panamericano (2005), p. 197.

De la **Ecuación 15** se despeja la i_2 para el cálculo de una tasa de interés mensual a partir de la tasa de interés anual del 10%.

$$(1 + 0,1)^1 = (1 + i_2)^{12} \rightarrow i_2 = [(1,1^{1/12}) - 1] * 100$$

Tasa de interés mensual = 0,79741 %

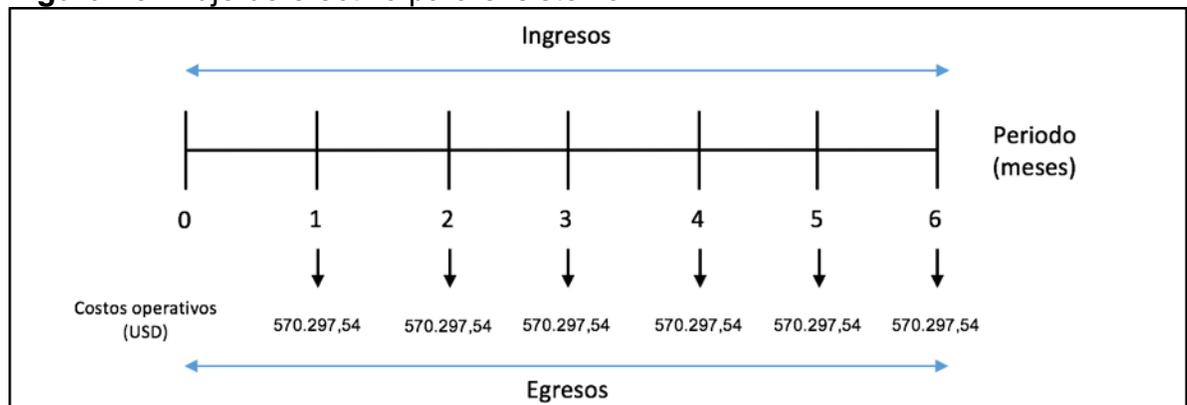
5.2.3 Flujos de efectivo. El horizonte del proyecto es de seis meses durante los cuales se llevará a cabo la campaña de perforación de seis pozos. La **Tabla 32** presenta el valor del flujo de efectivo en cada periodo para los dos casos de estudio.

Tabla 32. Flujo de efectivo por periodo

Periodo	Sistema Drill In Costo operativo total (USD)	Sistema MMO Costo operativo total (USD)
0	0,00	0,00
1	570.297,54	242.207,31
2	570.297,54	242.207,31
3	570.297,54	242.207,31
4	570.297,54	242.207,31
5	570.297,54	242.207,31
6	570.297,54	242.207,31

El primer caso de estudio será el fluido de perforación utilizado por la compañía, en la **Figura 15** se presenta su flujo de efectivo y se calculará su VPN.

Figura 15. Flujo de efectivo para el sistema Drill In

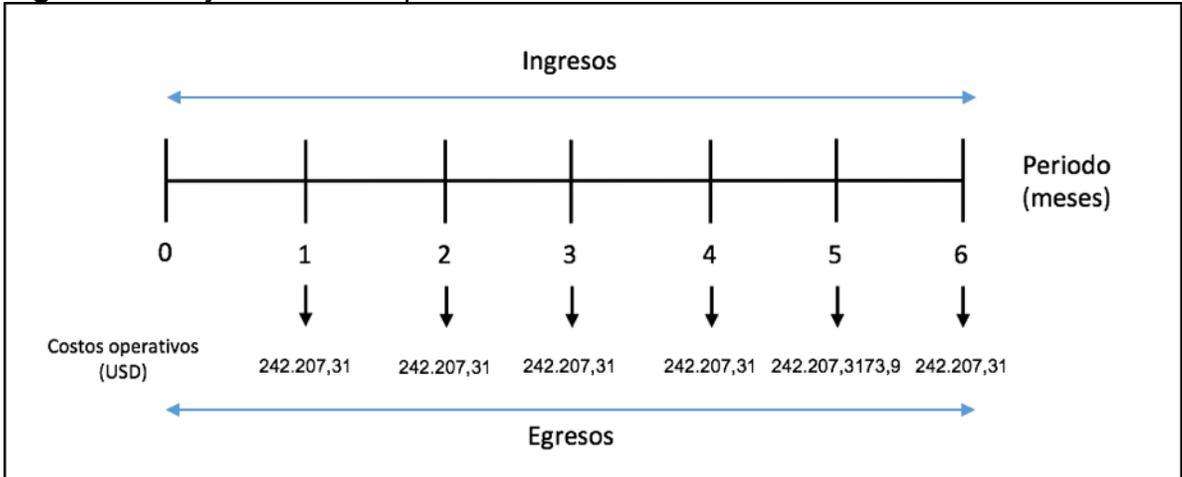


$$\begin{aligned}
 VPN = & - 570.297,54(1 + 0,0079741)^{-1} - 570.297,54(1 + 0,0079741)^{-2} \\
 & - 570.297,54(1 + 0,0079741)^{-3} - 570.297,54(1 + 0,0079741)^{-4} \\
 & - 570.297,54(1 + 0,0079741)^{-5} - 570.297,54(1 + 0,0079741)^{-6}
 \end{aligned}$$

$$VPN = -3'328.280,31 \text{ USD}$$

El segundo caso de estudio será el fluido de perforación analizado en el proyecto, en la **Figura 16** se presenta su flujo de efectivo y se calculará su VPN.

Figura 16. Flujo de efectivo para el sistema MMO



$$\begin{aligned}
 VPN = & - 242.207,31(1 + 0,0079741)^{-1} - 242.207,31(1 + 0,0079741)^{-2} \\
 & - 242.207,31(1 + 0,0079741)^{-3} - 242.207,31(1 + 0,0079741)^{-4} \\
 & - 242.207,31(1 + 0,0079741)^{-5} - 242.207,31(1 + 0,0079741)^{-6}
 \end{aligned}$$

$$VPN = -1'453.243,86 \text{ USD}$$

5.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, el mejor fluido a presentar para la siguiente campaña de perforación en el Campo Castilla será el sistema MMO, este fluido representará para la compañía menos egresos. El nuevo fluido de perforación representa un valor por barril cercano al actual y se espera una reducción en la cantidad de las pérdidas de circulación generando una disminución de costos en la solución de este problema operacional lo que significa menores tiempos no productivos, este último parámetro siendo el aspecto que más impacta los gastos operacionales.

Al comparar los dos resultados de estudio se tiene un fluido de perforación tipo MMO con un VPN de -1'453.243,86 USD, el cual genera un ahorro de 56,3% en los costos. El fluido de perforación tipo Drill In con un VPN de -3'328.280,31 USD en valor presente al día de hoy, siendo el sistema MMO el más rentable.

6. CONCLUSIONES

- A partir del conocimiento de las generalidades y geología del Campo Castilla se reconoce que al tratarse de un campo maduro de más de 40 años de producción sus unidades geológicas productoras K1 y K2 se han depletado generando fracturas naturales debido a su largo historial de producción. La presión de formación de estas unidades se ha disminuido con el tiempo aumentando su cuidado en los diferentes trabajos operacionales.
- Las pérdidas de circulación son un problema operacional común en procesos de perforación, la filtración del fluido a la formación aumenta los costos operacionales y los tiempos no productivos (NPT), además generan otros problemas como la pega de tubería y patadas de pozo en casos de pérdidas severas. Su manejo es de gran interés en la industria aumentando sus estudios de prevención y nuevas tecnologías en los fluidos de perforación.
- Campo Castilla presenta grandes pérdidas de circulación en la unidad K2 debido a la presencia de fracturas naturales y las propiedades petrofísicas del yacimiento. La sección de reservorio del campo es el enfoque de estudios en reducir pérdidas, esta sección data de 2.000 a 3.800 barriles diarios en pérdidas.
- Los aditivos de carga aniónica desfavorecen el sistema de mezcla de óxidos de metal, el controlador de filtrado 2 (de carga aniónica) no mantuvo la estabilidad al ser rolado. Para este tipo de fluido se deberá tener en cuenta una selección con cuidado en los aditivos a utilizar.
- El controlador de filtrado seleccionado por su rendimiento mejora el comportamiento al funcionar en conjunto con el almidón de maíz, sus propiedades de filtrado y viscosidad plástica disminuyen favorablemente. Filtrado API de 5,8 a 4,3 mL y viscosidad plástica de de 19 a 17 cP.
- El fluido de perforación tipo MMO posee beneficios y características únicas de alta tixotropía que lo convierten en una opción operacional, posee propiedades que aseguran la buena limpieza de pozo, lecturas en viscosímetro $\Theta 6 / \Theta 3$ de 37 / 35 rpm y un Yp de 46 lb/100ft².
- El sistema MMO presenta un buen control del filtrado en las pruebas de filtrado API y filtrado HPHT, 4,7 y 16 mL correspondientemente, convirtiéndolo en un fluido de perforación que no perderá gran cantidad de su fase líquida en formaciones permeables.

- A través de la prueba PPT se simuló la presencia de fracturas naturales, el resultado de esta fue un sello eficaz dando como resultado 0 mL de filtrado de lodo a través de las ranuras, se evidencio la gelificacion del fluido en las ranuras. Con la prueba de reologia dinámica HPHT en el equipo fann ix77 se comprobó la estabilidad del sistema a tres condiciones de alta presión y alta temperatura conservando su comportamiento tixotrópico.
- El fluido de perforación Drill In posee buenas propiedades de un fluido de perforación de reservorio, sin embargo la prueba PPT demostró que este fluido no sella fracturas, con un resultado de 7mL se estima una pérdida de lodo a la formación a nivel de laboratorio, a diferencia del sistema MMO el cual su resultado fue 0 mL.
- El fluido de perforación tipo Drill In tiene geles y lecturas bajas menores al sistema MMO (Drill In 7/10/13 y MMO 28/34/36; Drill In $\Theta 6 / \Theta 3$ de 8 / 7 rpm y MMO $\Theta 6 / \Theta 3$ de 37 / 35 rpm) por lo cual sobresale la buena limpieza de pozo que realizara el sistema de alta tixotropía.
- El sistema MMO financieramente es mejor opción al reducir sus costos operacionales, la reducción en pérdidas de circulación estimada a través de los resultados vistos se traducen en una disminución de 6.000 barriles de fluido, sin embargo el parámetro que más afecta el estudio financiero es la reducción de tiempos no productivos (NPT) generados por las pérdidas de circulación, siendo este el gran beneficio del sistema. Con la metodología del VPN en una campaña de perforación de seis pozos se concluye un ahorro en gastos de -3'328.280 USD hasta -1'453.243,86 USD, un ahorro del 56,3%.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas de calidad según la norma API a los aditivos que se van a utilizar para asegurar la reacción más eficiente del sistema.
- Probar diferentes bentonitas no tratadas, ya que el sistema depende directamente de la calidad de esta.
- Evaluar el comportamiento del sistema con grandes variaciones del pH, entre 9 – 11, para conseguir un seguimiento más completo de este parámetro sobre el sistema MMO.
- Realizar pruebas con concentraciones diferentes de los aditivos.
- Variar el orden y los tiempos de adición de los aditivos para el fluido de perforación y realizar pruebas correspondientes de caracterización.
- Comparar el sistema MMO frente a un fluido tixotrópico de características similares para lograr un conocimiento más amplio de los beneficios de los sistemas de alta tixotropía.
- Preparar el fluido de perforación tipo MMO con diferentes tiempos de hidratación de la bentonita y modelar el comportamiento.
- Evaluar hidráulica de pozo con la reología del fluido para conocer el desempeño del fluido con respecto a la limpieza del pozo.
- Realizar estudio con el diseño de una matriz de experimentos.

BIBLIOGRAFÍA

ANH. Área crudos pesados, informe de prospectividad. [En línea][Consultado el 16 de noviembre, 2017]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf>

ANH, CUENCA LLANOS ORIENTALES. Integración Geológica de la Digitalización Análisis de Núcleos. [En línea] Bogotá, Diciembre, 2012.[Consultado el 16 de Noviembre, 2017] Disponible en: <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>>

ANH. Llanos Orientales, Open Round Colombia 2010. [En línea][Consultado el 16 de noviembre, 2017]. Disponible en: <[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)>

API, Energy. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas. Febrero de 2001.

BACA, Guillermo. Ingeniería económica, Bogotá. Fondo Educativo Panamericano (2005).

BAROID. Manual de fluidos. Houston, USA. Agosto de 1997.

CARRILLO, María Camila. Calibración del módulo de las tendencias del ensamblaje de fondo direccional en tres diferentes tipos de pozo para el campo castilla. Trabajo de grado Ingeniería de petróleo, Bogotá D.C.: Universidad de América, 2016.

COOK, John y GROWCOCK, Fred. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. En: Oilfield Review. Houston, Texas. Vol.23, no. 4 (2011/2012).

DE PORTA, J. Léxico estratigráfico Vol. 5. América Latina, 1974.

ECOPETROL. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. [En línea][Consultado el 16 de noviembre, 2017] Disponible en: <<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>>

ECOPETROL. Castilla recargado. [En línea][Consultado el 16 de noviembre, 2017]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm>

ECOPETROL. Exportaciones de Crudo. [En línea][Consultado el 16 de noviembre,2017] Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/comercio-internacional/exportaciones/exportaciones-decrudo/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLQIMHd09DQy9DQJDDQ0cjQzNPJ3CHIMCvE30C7ldFQHDKIKO/>

EL TIEMPO. Castilla y Chichimene pasarán a Ecopetrol. [En línea][Consultado el 16 de noviembre, 2017] Disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1240507>>

IDEC. Drilsmooth a solution for better return. Houston, Texas.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 2008.

_____. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 2008. P 33.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998.

JULIVERT, M. Léxico estratigráfico Vol. 5. América Latina, 1968.

LÓPEZ, César Castillo. Indicadores para la gestión: CapEX vs OpEX. [En línea]Mayo de 2011 [Consultado el 17 de Enero, 2018]. Disponible en: <<http://www.cesarcastillolopez.com/2011/05/indicadores-para-la-gestion-capex-vs.html>>

LOZANO, viera; RIVAS, Diego; LOZA, Jaime; SUÁREZ, Diego y CALDERON, Zuly. “Metodología para la selección de pozos candidatos a perforar en condiciones bajo-balance. Aplicación al Campo Castilla de Ecopetrol S.A.”. En: El Reventón Energético. Colombia. Vol. 9, no. 2 de 2011.

OSWALD, Reinhard; Petrom y MARINESCU, Pavel. Uniquely Characteristics Mixed-Metal Oxide (MMO) Fluid Cure Lost Circulation While Meeting European Environmental Regulations. En: SPE 110341. Octubre de 2007, Indonesia.

PAIUK, Benjamin y OAKLEY, Doug. The Influence of Bentonite Source on the use of Mixed Metal Oxide Drilling Fluid Systems for Geothermal Drilling. En: Geothermal Resources Council Transactions. Vol. 28. Septiembre de 2004.

Q'Max Solution. Water-Based Drilling Fluids, DRILSMOOTH. [En línea][Consultado el 16 de noviembre, 2017] Disponible en: <http://www.qmax.com/upload/media_element/42/01/drilsmooth.pdf>

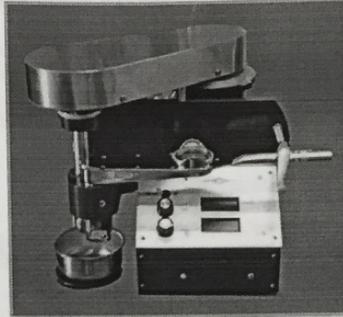
ANEXOS

ANEXO A.

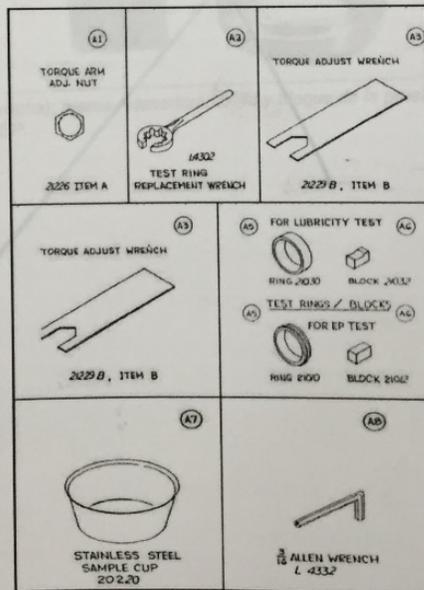
PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS REALIZADAS EN EL LABORATORIO

PRUEBA DE LUBRICIDAD.

PROCEDIMIENTO PARA PRUEBA DE LUBRICIDAD



El equipo es un instrumento de alta calidad usado para medir la calidad lubricante de los fluidos de perforación, provee datos para evaluar el tipo y cantidad de aditivos lubricantes que pueden ser requeridos, y predecir las ratas de desgaste de las partes mecánicas en sistemas de fluidos conocidos. La prueba consiste en medir el torque de un bloque de acero mientras esta siendo presionado contra un anillo de acero rotando. El límite del torque es 600 pulg-lb.



PRUEBA DE LUBRICIDAD

Eje Principal (main shaft)

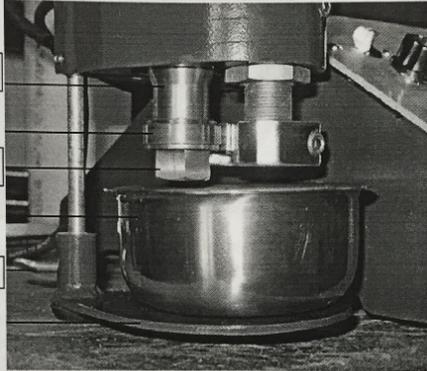
Anillo de prueba

Tuerca retenedora

Copa de muestra

Tornillo de ajuste

Stand de la copa



1. Limpiar el anillo y el bloque con acetona y lávelos completamente con agua destilada. Todas las partes de la maquina en el área de la muestra deben estar limpias antes de comenzar la prueba. **No tocar las áreas de contacto metálicas con las manos. La contaminación puede dar resultados erróneos. Evitar tocar la parte externa del anillo de prueba.**
2. Colocar el anillo de la prueba de lubricidad alineado dentro de la parte adelgazada del eje principal. Usando una llave de 15/16", asegurar la tuerca retenedora del anillo de prueba. Asegurarse que el anillo encaje bien en la parte adelgazada del eje.
3. Encender el equipo y deje que corra aproximadamente 15 minutos.
4. Colocar el bloque de la prueba de lubricidad en el portabloque con el lado cóncavo hacia afuera y alineado con el anillo de prueba.
5. Rotar el control de velocidad hasta que el indicador registre 60 RPM.
6. Después de que la unidad haya corrido por 15 minutos, rotar la perilla del torque a cero. Correr la unidad aproximadamente por otros cinco minutos y ajustarlo nuevamente si se requiere.
7. Llenar la copa de la muestra con agua destilada (260-280 ml) y colocarla en el stand inferior de la copa. Levantar la copa hasta que el anillo, bloque y portabloque estén completamente sumergidos. Apretar el tornillo de ajuste para asegurar el stand de la copa.
8. Posicionar el brazo del torque de modo que este ajuste dentro de la parte cóncava de la abrazadera del brazo del torque. Dar vuelta a la manivela en sentido horario hasta que el indicador de torque en el brazo lea 150 pulg-lb. Si es necesario, volver a ajustar la velocidad a 60 RPM. **Nunca aplicar torque al anillo de prueba a menos que este sumergido en el fluido.**
9. Dejar que el equipo opere por cinco minutos y registrar la lectura del torque. Esta lectura debe ser 34 ± 2 (entre 32 y 36). Si la lectura esta fuera de este rango, pasar a la sección "Estandarización del Bloque de Prueba". De otra forma seguir al paso 10.

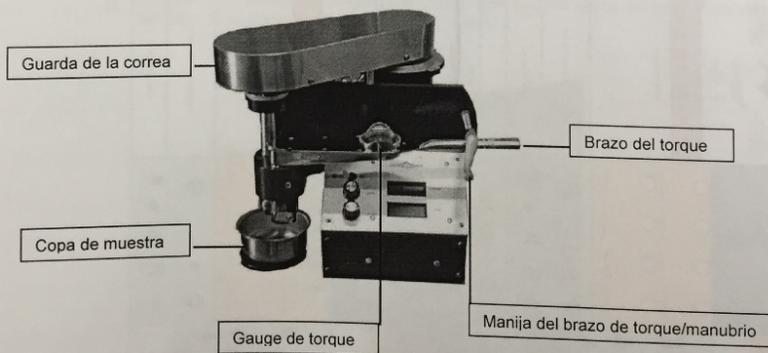
Soporte Bloque de prueba

Bloque de prueba

Copa de muestra



10. Rotar el manubrio del ajuste del torque en sentido anti horario hasta que el torque registre cero. Bajar el stand de la copa y descartar el fluido. Limpiar cualquier fluido remanente de la copa de muestra, bloque, soporte de bloque y anillo de prueba.
11. Mezclar el fluido de prueba (260-280 ml) por al menos 10 minutos. Depositar el fluido dentro de la copa de acero inoxidable. Colocar la copa en el stand y subirlo hasta que el soporte del bloque y el anillo de prueba estén completamente sumergidos en el fluido. Asegurar el stand en su lugar con el tornillo.
12. Mover la perilla del control de velocidad hasta que se registre 60 RPM. Ajustar la perilla del torque a cero. Poner a funcionar el equipo por aproximadamente 5 minutos y ajustar de nuevo si es necesario.
13. Ajustar la manija del torque en sentido horario hasta que se hayan aplicado 150 pulg-lb de torque en el bloque de prueba. Dejar que el equipo funcione por 3 a 5 minutos.
14. Después de 3 a 5 minutos, registrar la lectura del torque y liberar el torque en el brazo.



PRUEBA DE DENSIDAD DEL FLUIDO

Densidad del Fluido (Peso del Lodo).

La densidad o peso del lodo significa el peso por volumen unitario y se mide pesando el lodo. El peso del lodo se puede expresar en libras por galón (lb/gal), libras por pie cúbico (lb/pie³), gramos por centímetro cúbico (g/cm³), Gravedad Específica (SG) o gradiente de presión hidrostática en lb/pulg² por 1.000 pies de profundidad vertical (psi/1.000 pies). El instrumento utilizado para esta prueba es la balanza de lodos con un margen de error sólo de ±0.1 lb/gal (0.01 g/cm³ o 10 kg/m³).

La balanza esta diseñada de modo que la copa conteniendo el fluido de perforación, en un extremo de la viga, esta balanceada por un contrapeso fijo en el otro extremo, con un pasador deslizante a lo largo de una escala graduada.

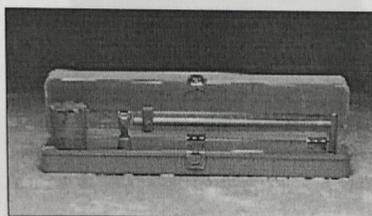


Figura 1. Balanza de lodos típica

Las conversiones para las unidades de densidad son:

$$SG = \frac{lb/gal}{8,345} \text{ o } \frac{lb/pie^3}{62,3} \text{ o } \frac{g}{cm^3}$$

Procedimiento. Balanza de lodos normal.

1. Quitar la tapa del vaso y llenarlo completamente con el lodo a probar.
2. Volver a poner la tapa y girar hasta que esté firmemente asentada, asegurándose que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa, para liberar el aire o gas que haya podido quedar atrapado.
3. Tapar con un dedo el agujero de ventilación y limpiar el lodo que está fuera del vaso y secarlo.
4. Colocar el brazo de la balanza sobre la base, descansando sobre el punto de apoyo. La base de la balanza debe estar asentada sobre una superficie uniforme.
5. Desplazar la guía deslizante hasta que la burbuja se encuentre entre la línea central.
6. En el borde de la guía deslizante, leer la densidad o el peso del lodo.
7. Ajustar el resultado a la graduación de escala más próxima, en lb/gal, lb/pie³, psi/1.000 pies de profundidad o en Gravedad Específica (SG).
8. Es esencial que todas las partes de la balanza estén completamente limpias para obtener unos resultados exactos y verificar que el fluido no tenga aire atrapado en el.

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

Calibración

Realizó: E.P.R.

Page 1

PRUEBA DE REOLOGÍA (VISCOSIDAD APARENTE, VISCOSIDAD PLÁSTICA, PUNTO CEDENTE Y GELES)



Figure 4. Viscosímetro Rotacional

Son instrumentos de tipo rotacional accionados por medio de un motor eléctrico. Los modelos eléctricos generalmente están disponibles en 6 velocidades: 600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM. El fluido de perforación está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior de rotor es accionado a una velocidad rotacional (RPM – revoluciones por minuto) constante. Esta rotación en el fluido impone un torque sobre el balancín o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al balancín.

Las lecturas a 600 y 300 RPM se utilizan para determinar la Viscosidad aparente (VA), Viscosidad plástica (VP) y Yield point (YP). También se pueden obtener otras mediciones como Índice de consistencia (K), Esfuerzo Cedente (YS), Índice de Fluidez (n). Las unidades en que se reportan estos valores son:

VP: centipoise (cP)
YP: lbf/100 pies² (kPa)
Resistencia del gel: lbf/100 pies² (kPa)
VA: centipoise (cP)
N: [sin unidad]
K: lbf × segⁿ/100 pies² (dinas × segⁿ/cm², o eq cP)
YS: lbf/100 pies² (kPa)

Procedimiento para la determinación de la Viscosidad aparente, la Viscosidad plástica, el Punto cedente y Geles.

1. Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito de rotor.
2. Calentar o enfriar la muestra hasta 120°F (49°C). Agitar a alta velocidad (600 RPM) mientras se ajusta la temperatura.

Precaución: si se está usando una copa termostática para controlar la temperatura del lodo, la temperatura de operación Máxima es de 200°F (93°C). El líquido atrapado dentro del cuerpo hueco puede evaporarse cuando se lo sumerge en fluidos con temperaturas muy altas, y causar la explosión del cuerpo.

3. Cuando alcance la temperatura, registrar la lectura estable del dial (θ_{600}).
4. Hacer girar la manga del viscosímetro a 300 rpm hasta obtener una lectura estable en el dial. Registrar la lectura del dial (θ_{300}).
5. Girar la perilla a las velocidades de 200 y 100 rpm hasta obtener lectura estable y registrar los valores.
6. Agitar la muestra durante 10 segundos a alta velocidad y después dejar reposar el lodo durante 10 segundos.
7. Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura (deflexión) en el dial.

Realizó: E.P.R.

Page 5

8. Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel de 10-segundos, lbf/100 pies². Si el indicador del dial no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar, esto es una característica del fluido probado.
9. Agitar nuevamente la muestra durante 10 segundos a alta velocidad y después dejar reposar la muestra sin tocar durante 10 minutos.
10. Hacer girar la manga del viscosímetro a 3 rpm hasta obtener la máxima lectura del dial.
11. Registrar la máxima lectura del dial obtenida como resistencia del gel de 10-minutos, lbf/100 pies².
12. Realizar el mismo procedimiento para la lectura de gel también para 30 minutos.
13. Indicar la temperatura medida.
14. Tener en cuenta que siempre que se desee la lectura en otras velocidades, siempre realizar la medida desde las mayores rpm hacia las menores rpm y luego la resistencia de gel, de ser necesaria.

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

Cálculos

$$\begin{aligned}
 VP, \text{ cP} &= \theta_{600} - \theta_{300} \text{ rpm} \\
 YP, \text{ lbf/100 pies}^2 &= \theta_{300} \text{ rpm} - VP \\
 AV, \text{ cP} &= \theta_{600} \text{ rpm} + 2 \\
 N &= \log (\theta_{600} + \theta_{300}) \\
 K, \text{ lbf seg}^n / 100 \text{ pies}^2 &= 1.07 (\theta_{300} + 511^n) \\
 \text{Resist. Gel, lbf/100 pies}^2 &= \text{Max. Lect. dial a 3 rpm} \\
 YS, \text{ lbf/100 pies}^2 &= (2 \times \theta_3 \text{ rpm}) - \theta_6 \text{ rpm}
 \end{aligned}$$

Cuidado del Instrumento

Limpiar el viscosímetro inmediatamente después de usarlo operándolo a gran velocidad con el manguito de rotor sumergido en agua u otro solvente. Retirar el manguito o manga de rotor desenroscándolo (modelos OFITE). Limpiar minuciosamente el balancín y las otras piezas con un trapo limpio y seco o una servilleta de papel. Tener cuidado cuando se realice la prueba, no posicionar el fluido mas arriba de la línea marcada en el rotor, ni debajo de los huecos de este, lo cual lleva a lecturas erróneas.

PRUEBA DE FILTRADO API

Filtración

La propiedad de filtración o formación de la torta de un lodo sobre las paredes del pozo es determinada con una filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro. La prueba es realizada bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión especificadas. Después de la prueba se mide el espesor de la torta que se ha asentado.

A) PRUEBA DE FILTRADO API

La prueba de filtrado API es realizada a la temperatura ambiente y a una presión de 100 psi, y los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos.

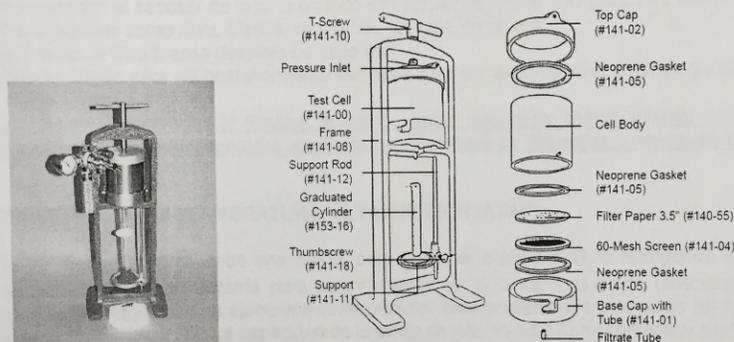


Figura 5. Filtroprensa API.

Este instrumento consta de una celda de lodo, un regulador de presión, y un indicador de esta; se debe contar con un cronómetro y un cilindro graduado.

La celda en la parte inferior cuenta con una tapa provista de una rejilla y sus respectivos empaques. El orden de montaje es: tapa inferior, empaque, malla, papel filtro y empaque. Se coloca la tapa firmemente contra el papel filtro y se gira hacia la derecha hasta que quede apretada a mano. Esto empuja la hoja de papel filtro contra la junta tórica que fue previamente introducida en la base de la celda. La presión es proporcionada por un pequeño cartucho de gas carbónico. Se proporciona una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda.

Procedimiento

1. Asegurarse de que cada pieza de la celda esté limpia y seca, y que los empaques no estén deformes o gastados. Verter la muestra de fluido en la celda hasta $\frac{1}{2}$ pulg. (13 mm) de la parte superior y completar el ensamblaje con el papel de filtro en su lugar.
2. Instalar la celda dentro del marco; colocar y ajustar la tapa sobre la celda, teniendo cuidado que el empaque superior quede en su lugar.
3. Colocar un cilindro graduado seco debajo del tubo de drenaje.

4. Cerrar la válvula de alivio y ajustar el regulador para que sea aplicada una presión de 100 ± 5 psi (690 ± 35 kPa) en 30 segundos o menos.
5. Mantener la presión a 100 ± 5 psi durante 30 minutos.
6. Después de los 30 minutos soltar la válvula mariposa en el regulador de presión y abrir la válvula de alivio (perilla roja).
7. Registrar el volumen de filtrado en el cilindro graduado con precisión del más próximo ml.

OBSERVACIÓN: Si se usa una filtro prensa de media área, multiplicar por 2 el volumen del filtrado.

8. Retirar la celda del marco.
9. Desarmar la celda y descartar el lodo.
10. Dejar la torta de lodo sobre el papel y lavar ligeramente con el fluido base para quitar todo exceso de lodo.
11. Medir y registrar el espesor de la torta de lodo con aproximación de $1/32$ pulg. (1.0 mm). Describir la torta con anotaciones como *dura, blanda, resistente, gomosa, firme, etc.*
12. Lavar y secar la filtro prensa después de cada uso.
13. Guardar el filtrado para ser posteriormente sometido a las correspondientes pruebas químicas

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

B) FILTRACIÓN DE ALTA TEMPERATURA, ALTA PRESIÓN (ATAP)

El ensamble completo consiste de una fuente controlada de presión (CO_2 o Nitrógeno), reguladores, celda de alta presión y un sistema para calentamiento de la celda, una celda colectora de filtrado presurizada que trabaja con una apropiada contrapresión, para prevenir la evaporación del filtrado, y un sistema de soporte adecuado. La capacidad de la celda de lodo es de 175 ml con una superficie de filtro de $3,5 \text{ pulg}^2$.

Se registra el filtrado a temperaturas elevadas como el doble del número de mililitros perdidos en 30 minutos.

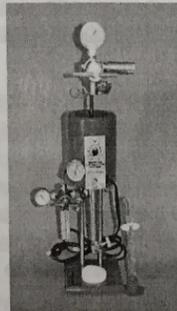


Figura 6. Filtroprensa HPHT (ATAP).

Procedimiento: Temperaturas < 300 F (149 C)

1. Conectar el cable de la camisa de calentamiento, a una fuente apropiada de poder. Colocar el termómetro metálico dentro del orificio que posee la camisa de calentamiento, y precalentar hasta una temperatura de 10°F (6°C) por arriba de la temperatura de ensayo deseada. Se encenderá una luz piloto cuando la camisa de calentamiento se encuentre a la temperatura deseada, lo cual ha sido seleccionado por la perilla de control del termostato.
2. Agitar la muestra por 10 minutos, con un mezclador de alta velocidad. Asegurarse que todos los O-Rings en las válvulas de vástago estén trabajando adecuadamente (que no posean cortes, muescas, etc.) y que no se hayan dañado durante los procedimientos de armado o ensamblado. Colocar una delgada capa de grasa de silicona sobre todos los O-Rings. Ajustar la válvula de vástago de entrada, para sellar la celda, y cuidadosamente volcar la muestra de lodo dentro de la celda. No llenar la celda más allá de 0.5 plg (13 mm) de la ranura donde se encuentra el O-Ring, para permitir la expansión de calor del fluido y no derramar fluido sobre el O-Ring, dentro de la celda.
3. Instalar un O-Ring en la celda y otro en la ranura de la tapa de la celda. Colocar un papel de filtro sobre la parte superior del O-Ring de la celda y, lentamente, empujar la tapa de la celda dentro de la misma, asegurándose que los asientos de los tornillos de ajuste de la tapa se emparejen con los tornillos que ya están colocados en el cuerpo de la celda. *Nota: Si los asientos de los tornillos de ajuste de la tapa de la celda están deformados, existe la posibilidad de fallas debido a stress y, en tal caso, la tapa debería ser reemplazada.*
4. Ajustar los tornillos de bloqueo de la tapa, cerrar (ajustando) las dos válvulas de vástago, y colocar la celda en la camisa de calentamiento, con la salida o extremo filtrante de la celda, orientado apropiadamente hacia abajo. Rotar la celda en la camisa de calentamiento, para que la chaveta en el fondo del hueco de calentamiento se asiente en el orificio que tiene la celda en su parte inferior. Esto inmovilizará la celda dentro del hueco de calentamiento, y prevendrá que la celda rote cuando las válvulas de vástago se abran o se cierren. Transferir el termómetro desde la camisa de calentamiento hasta el orificio para termómetros que posee la celda.
5. Conectar el ensamble de presurización a la válvula de vástago superior y bloquearla en su lugar, con la chaveta de retención. Conectar el receptor de contrapresión en el ensamble, sobre el ensamble de la válvula de fondo y también bloquearla en su lugar con la chaveta de retención.
6. Manteniendo las válvulas cerradas, ajustar los reguladores superior e inferior a 100 psi. Abrir (aflojar) ½ vuelta la válvula de vástago superior y aplicar 100 psi a la muestra de fluido que está dentro de la celda. Mantener esta presión en el fluido hasta que se alcance y estabilice la temperatura deseada, indicada por el termómetro.
7. Cuando la muestra de fluido alcance la temperatura de ensayo deseada, incrementar la presión de la unidad superior a 600 psi. Abrir inmediatamente (aflojar) la válvula de vástago de fondo ½ vuelta para iniciar la filtración.
8. Colectar el filtrado por un período de 30 minutos, manteniendo la temperatura de ensayo seleccionada dentro de un rango de ±5°F (±3°C). Si la contrapresión se eleva por arriba de los 100 psi durante el ensayo, reducir cuidadosamente la presión, abriendo la válvula del recolector y descargando algo del filtrado dentro de la probeta graduada. Esta descarga se hace varias veces durante los 30 minutos, no dejar la válvula de la descarga abierta.
9. Al final del ensayo, cierre (ajuste) las válvulas de vástago superior e inferior, para sellar la celda. Girar el regulador de tornillo T en contra de las agujas del reloj, para cerrar el flujo de gas presurizador. Abrir la válvula de salida del recolector y descargue todo el filtrado dentro de la probeta graduada. Liberar la presión de las unidades superior e inferior, abriendo las válvulas de aguja y/o de alivio.

10. Remover las chavetas de ajuste de las válvulas de vástago superior e inferior, y desconectar los ensambles de presión superior y de contrapresión. Drenar todo filtrado residual que se haya acumulado en el recolector, dentro de la probeta graduada. Remover la celda de la camisa de calentamiento, luego de haber chequeado nuevamente que las válvulas de vástago de la celda estén fuertemente cerradas. Permitir que la celda se enfríe a temperatura ambiente, o enfriar rápidamente la celda por inmersión en agua fría.

Precaución: La presión dentro de la celda de muestra continuará siendo de aproximadamente 500 psi. Mantener la celda hacia arriba y enfriarla a temperatura ambiente antes de desarmarla. La celda deberá enfriarse al menos por una hora a temperatura ambiente, o por los menos durante 10 minutos en contacto con agua fría, antes de aflojar los tornillos de bloqueo de la tapa y remover la tapa de la celda.

11. Corregir el volumen de filtrado total recolectado con respecto al área estándar del ensayo de filtración, que es de 7.1 plg² (45.8 cm²), lo cual se realiza multiplicando por 2 el volumen de filtrado colectado en 30 minutos. Registrar el volumen de filtrado total (multiplicado por 2), la temperatura, presión y tiempo.
12. Usando extremo cuidado para recuperar el papel de filtro y el revoque depositado, colocar la celda enfriada verticalmente hacia arriba, con el extremo de salida (lado de la tapa) o lado filtrante hacia abajo. Abrir (aflojar) la válvula de vástago de entrada para drenar la presión del cuerpo de la celda. La presión no puede desalojarse de la celda por apertura de la válvula de vástago de salida, debido a que el revoque sellará la celda. Es una buena idea abrir la válvula de vástago con la celda dentro de una batea, o con un paño sobre la válvula de vástago, para evitar que usted sea alcanzado por cualquier eyección de líquido de la misma. Aflojar, pero no remover, los 6 tornillos de bloqueo de la tapa, y separar la tapa de la celda con un ligero movimiento oscilatorio. Desechar el fluido dentro de la celda, a menos que se lo requiera para posteriores ensayos, y conservar el revoque del filtrado.
13. Lavar el revoque depositado sobre el papel de filtro con una suave corriente de agua. Medir y reportar el espesor del revoque más cercano a 1/32 plg (0.8 mm).
14. Limpiar y secar el aparato profundamente, luego de cada uso. Inspeccione todos los O-Rings y reemplazarlos si es necesario

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores

Comentarios

1. Los límites superiores e inferiores de la presión diferencial de ensayo se determinan por la temperatura del ensayo. Si la temperatura excede los 212°F (100°C), la contrapresión deberá incrementarse para prevenir la vaporización del filtrado. La presión superior, o de alta, tendrá que incrementarse en relación, para mantener una presión diferencial de 500 psi. La tabla que figura a continuación muestra las presiones recomendadas para varias temperaturas de ensayo.

Contrapresión Mínima Recomendada

T de Prueba		Presión de Vapor		Contrapresión mínima	
°F	°C	Psi	KPa	Psi	KPa
212	100	14,7	101	100	690
250	121	30	207	100	690
300	149	67	462	100	690
350	177	135	932	160	1104

Realizó: E.P.R.

Page 11

CONTENIDO DE LÍQUIDOS Y SÓLIDOS

Contenido de Líquidos y Sólidos

Para esta prueba se usa una retorta de lodo con capacidad de calefacción en el "horno". El fluido se coloca en un contenedor de acero y se calienta hasta que se evaporen los componentes líquidos. Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado. El volumen de líquido, petróleo y agua se mide directamente en porcentajes. Los sólidos suspendidos y disueltos son determinados restando de 100% o leyendo el espacio vacío en la parte superior del cilindro.

Se pueden calcular los volúmenes relativos a los sólidos de baja gravedad específica y materiales densificantes.

Equipo

1. Kit de retorta completo (retortas de 10, 20 ó 50 ml están disponibles).
2. Receptor volumétrico
3. Lana de acero fina
4. Limpiatubos
5. Espátula
6. Grasa para altas temperaturas (Never-Seez®).

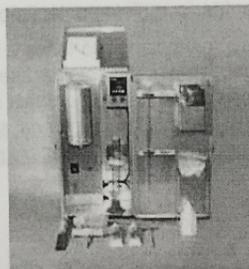


Figura 8 y 9. Retorta de 10 ml y de 50 ml respectivamente.

A) PROCEDIMIENTO: RETORTA

1. Recolectar una muestra representativa del fluido de perforación y hacerla pasar a través de la malla del embudo Marsh, para remover cualquier material de mayor tamaño, como cuttings, materiales de pérdida de circulación, u otro desperdicio.
2. Registrar la temperatura de la muestra. Esta debería estar dentro de los 10°F de la temperatura a la cual se determinó la densidad del lodo.
3. Si la muestra contiene burbujas de gas o de aire, agregar de 2 - 3 gotas de antiespumante, a una muestra de 300 ml de lodo. Agitar lentamente por 2 o 3 minutos, para permitir el desprendimiento de los gases atrapados. El atrapamiento de gas o de aire resultará en medidas de alto contenido de sólidos de retorta, las cuales serán erróneas, debido a que el gas y el aire atrapados redujeron inicialmente el volumen de muestra líquida.
4. Desmontar la retorta y lubricar las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas (Never-Seez®). Llenar el vaso de muestra con el fluido a probar hasta el nivel máximo. Colocar

la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener el volumen exacto – se requiere un volumen de 10, ó 50 ml. Limpiar el fluido derramado sobre la tapa y las roscas.

5. Llenar la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y luego atornillar el vaso de muestra a la cámara de expansión. Las virutas de acero deberían atrapar los sólidos extraídos por ebullición. Mantener el montaje vertical para evitar que el lodo fluya dentro del tubo de drenaje.
6. Introducir o atornillar el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándolo firmemente. Colocar el cilindro graduado, el cual debería estar sujetado al condensador con abrazaderas.
7. Enchufar el cable de alimentación en el voltaje correcto y mantener la unidad encendida hasta que termine la destilación, lo cual depende de las características del contenido de petróleo, agua y sólidos. Continuar calentando por 10 minutos más allá del tiempo transcurrido, luego de que no se ha recolectado más condensado. Si el lodo, como tal, ebulle sobre el tubo de recolección, el ensayo deberá repetirse.
8. Dejar enfriar el destilado a la temperatura ambiente.
9. Leer el porcentaje de agua, petróleo y sólidos directamente en la probeta graduada.
10. Al final de la prueba, enfriar completamente, limpiar y secar el montaje de retorta.
11. Hacer circular un producto limpiador de tubos a través del orificio del condensador y del tubo de drenaje de la retorta para limpiar y mantener íntegro el calibre de los orificios.

OBSERVACIÓN: No permitir que el tubo de drenaje quede restringido.

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

Retorta de 50 ml:

Para establecer la temperatura sobre la retorta OFI de 50 ml con el controlador de temperatura electrónico, presione hacia arriba el botón "Λ" o hacia abajo el botón "v". Lubricar las roscas en el receptáculo de muestra con una ligera capa de Never-Seez®. Esto prevendrá la pérdida de vapores a través de las roscas y facilitará el desarmado del equipo al final del ensayo. Debido a que se usa un volumen mas alto de muestra, es lógico que usando la retorta de 50 ml, la prueba tome más tiempo.

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

PRUEBA DE AZUL DE METILENO

Prueba de Azul de Metileno (MBT)

Procedimiento de campo para determinar la capacidad de intercambio catiónico (CEC)

Equipo

1. Jeringa y pipetas adecuadas.
2. Erlenmeyer de 120 ml.
3. Varilla de agitación.
4. Placa calentadora.
5. Papel filtro: 11 cm de diámetro, Whatman N° 1 o equivalente.

Reactivos

1. Solución de azul de metileno: 1 ml = 0,01 miliequivalentes 3,74 g de azul de metileno de calidad USP ($C_{16}H_{18}N_3SCl \cdot 3H_2O$) por litro.
2. Peróxido de hidrógeno, solución al 3%.
3. Solución de ácido sulfúrico 5 N.

Procedimiento

1. Añadir 2 ml de lodo a 10 ml de agua destilada en el matraz Erlenmeyer. Añadir 15 ml de peróxido de hidrógeno de 3% y 0,5 ml de la solución de ácido sulfúrico 5 N, y mezclar revolviendo antes de calentar. Hervir a fuego lento durante 10 minutos y después diluir con agua hasta obtener una solución de aproximadamente 50 ml.

OBSERVACIÓN: El tratamiento con peróxido de hidrógeno tiene por objeto eliminar el efecto de las materias orgánicas tales como CMC (carboximetilcelulosa), poliacrilatos, lignosulfonatos y lignitos.

2. Añadir la solución de azul de metileno, agregando cada vez una cantidad de 0,5 ml. Después de cada adición, agitar el contenido del matraz durante unos 30 segundos.
3. Mientras que los sólidos están suspendidos, extraer una gota del matraz con una varilla de vidrio y colocarla sobre el papel filtro. Se alcanza el punto final de la valoración cuando el colorante aparece en la forma de un círculo azul verdoso alrededor de los sólidos teñidos.
4. Al detectar el color azul verdoso que se está propagando a partir del punto, agitar el matraz durante 2 minutos adicionales y añadir otra gota al papel filtro. Si se observa otro círculo azul verdoso, quiere decir que se alcanzó el punto final de la valoración. Si el círculo no aparece, repetir la operación anterior hasta que una gota extraída después de agitar por 2 minutos muestre el color azul verdoso.
5. Registrar el volumen (ml) de solución de azul de metileno usado.
6. Capacidad de azul de metileno (MBC) del lodo

Calcular MBT:

$$MBT \left(\frac{lb}{bb \text{ equ. bentonita}} \right) = \frac{cm^3 \text{ de azul de metileno}}{cm^3 \text{ de lodo}} \times 5$$

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

PRUEBA DE PH

Concentración Iónica de Hidrógeno (pH)

Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del pH, al igual que en el control de los procesos de corrosión causada por ácidos y el sulfuro.

Se usan dos métodos para medir el pH del lodo de perforación base agua dulce: un método colorimétrico, usando tiras de prueba; y el método potenciométrico, usando el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio.

A) PAPEL PH (TIRAS INDICADORAS)

El método de tira de plástico se usa frecuentemente para medir el pH en el campo, pero no constituye el método preferido. Este método sólo es fiable para los lodos base agua que tienen una composición muy simple. Los sólidos del lodo, las sales y los productos químicos disueltos, y los fluidos de color oscuro causan errores en los valores indicados por las tiras de plástico indicadoras de pH.

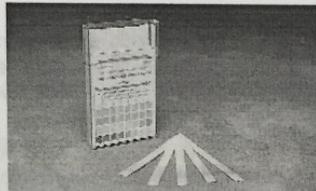


Figura 10. Tiras de papel para medir pH.

Las tiras indicadoras de pH (ver la Figura 10) están revestidas con indicadores cuyo color depende del pH del fluido donde se introducen. Se proporcionan tablas de colores estándar para fines de comparación con la tira de prueba, lo cual permite estimar el pH con una precisión de $\pm 0,5$ sobre todo el rango de pH.

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

Procedimiento

1. Colocar una tira indicadora de pH en el lodo y dejarla hasta que el color se estabilice, lo cual requiere generalmente menos de un minuto.
Enjuagar la tira con agua desionizada, sin secar con un trapo.
2. Comparar los colores de la tira con el patrón de color proporcionado y estimar el pH del lodo.
3. Ajustar el pH del lodo a la unidad de pH 0,5 más próxima.

B) MEDIDOR DE PH

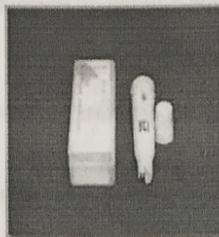


Figura 11. Phmetro electrónico.

Para medir el pH del fluido de perforación, se recomienda el método que emplea el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio. Este medidor es preciso y proporciona valores de pH confiables, visto que está esencialmente libre de interferencias.

Equipo

1. Medidor de pH.
2. Electrodo de vidrio medidor de pH.
3. Soluciones amortiguadoras (pH 4, 7 y 10).
4. Agua destilada o desionizada.
5. Papel fino suave para secar los electrodos.

Procedimiento

1. Obtener la muestra de fluido a probar y dejar que alcance la temperatura de $75\pm 5^{\circ}\text{F}$ ($24\pm 3^{\circ}\text{C}$).
2. Dejar que las soluciones amortiguadoras alcancen la misma temperatura que el fluido a probar.
1. Para obtener una medida precisa del pH del fluido de la prueba, la solución amortiguadora y el electrodo de referencia deben estar a la misma temperatura. El pH de la solución amortiguadora indicado en la etiqueta del recipiente sólo es para 75°F (24°C).
2. Limpiar los electrodos – lavarlos con agua destilada y secar.
3. Colocar la sonda dentro de la solución amortiguadora de pH 7,0.
4. Activar el medidor, esperar 60 segundos para que la indicación se estabilice. Si la indicación del medidor no se estabiliza, consultar los procedimientos de limpieza.
5. Fijar la indicación del medidor a "7,0" usando el botón de "cal".
6. Enjuagar y secar la sonda.
7. Repetir las Etapas 2 a 6 usando una solución amortiguadora de pH 4,0 ó 10,0. Usar la solución de pH 4,0 para la muestra de bajo pH, o la solución de pH 10,0 para la muestra alcalina. Ajustar el medidor a "4,0" o "10,0" respectivamente.
8. Controlar de nuevo el medidor con la solución amortiguadora de pH 7,0. Si la indicación ha cambiado, fijarla de nuevo a "7,0" con el botón de "calibración".
9. Si el medidor calibra correctamente, enjuagar y secar los electrodos.
10. Colocar la muestra a probar. Esperar unos 60 segundos para que la indicación se estabilice.
11. Registrar el pH medido, junto con la temperatura de la muestra probada. Indicar si se probó el lodo o el filtrado.
12. Limpiar minuciosamente los electrodos, preparándolos para el próximo uso. Colocar dentro de una botella de almacenamiento, con el electrodo a través del tapón. Usar una solución amortiguadora de pH 7,0 para almacenar el electrodo. En general no se recomienda usar agua

PRUEBA DE ALCALINIDAD

Análisis Químico de los Fluidos de Perforación base Agua

A) ALCALINIDAD (P_f , M_f , P_m Y CONTENIDO DE CAL)

Los siguientes materiales son necesarios para determinar la alcalinidad y el contenido de cal de los fluidos de perforación:

1. Solución de ácido sulfúrico normalizada, 0,02 N (N/50).
(OBSERVACIÓN: También se puede utilizar la solución ácida normalizada 0,1N (N/10), pero convirtiéndola al equivalente ml 0,02 N multiplicando por 5).
2. Solución indicadora de fenolftaleína.
3. Solución indicadora de naranja de metilo.
4. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
5. Pipetas graduadas: una de 1 ml y otra de 10 ml.
6. Varilla de agitación.
7. Una jeringa de 1 ml.
8. Medidor de pH con electrodo de vidrio (sugerido).

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

PROCEDIMIENTO PARA LA ALCALINIDAD DEL FILTRADO (P_f Y M_f)

1. Medir 1 ml de filtrado dentro del recipiente de valoración y añadir 5 ml de agua desionizada.
2. Añadir 3 o más gotas de indicador de fenolftaleína. Si la solución no cambia de color (rosado) entonces $P_f = 0$.
3. Si se presenta el cambio de color, añadir ácido 0,02 N gota a gota de la pipeta, agitando hasta que el color rosado desaparezca. Si la muestra está tan coloreada que no se puede observar el cambio de color del indicador, el punto final será tomado cuando el pH cae a 8,3, según sea medido por el medidor de pH con electrodo de vidrio. (La muestra puede ser diluida con agua destilada.).
4. Indicar la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado, P_f , como número de ml de ácido 0,02 N requeridos por ml de filtrado para lograr el punto final.
5. Añadir 3 a 4 gotas de indicador de naranja de metilo a la misma muestra que fue utilizada para medir P_f ; un color naranja aparecerá.
6. Valorar con ácido 0,02 N hasta que el color se vuelva rosado salmón. Esto ocurrirá al pH 4,3.
7. M_f se indica como el volumen total (ml) de ácido utilizado para P_f más esta última valoración.

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se obtiene las concentraciones de iones hidroxilo, carbonatos y bicarbonatos presentes en el fluido.

PRUEBA DE CLORUROS

B) CLORUROS (Cl⁻)

La sal puede provenir del agua de preparación, sacos, capas discontinuas, estratos o corrientes de agua salada.

Los siguientes materiales son necesarios para determinar la concentración iónica de cloruro en el filtrado de lodo.

1. Solución de nitrato de plata (AgNO₃), 0,0282N o 0,282N (fuerte) almacenada en un cilindro opaco o de color ámbar.
2. Solución indicadora de cromato de potasio.
3. Solución de ácido sulfúrico o nítrico 0,02 N.
4. Agua destilada.
5. Dos pipetas graduadas: una de 1 ml y otra de 10 ml.
6. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
7. Varilla de agitación.

Procedimiento

1. Medir 1 o 2 ml de filtrado dentro de un recipiente de valoración.
2. Añadir la cantidad de ácido requerida para la valoración de P_f.
3. Añadir 25 ml de agua destilada y 10 gotas de la solución de cromato de potasio. Agitar continuamente y valorar con la solución normal de nitrato de plata, gota a gota de la pipeta, hasta que el color pase de amarillo a rojo anaranjado y permanezca en este color durante 30 segundos.
4. Registrar el número de ml de nitrato de plata requeridos para lograr el punto final. (Si se utiliza más de 10 ml de solución de nitrato de plata 0,282N, considerar repetir la prueba con una muestra más pequeña de filtrado medida con precisión, o diluir usando el factor de dilución.)

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

Cálculos

Si la concentración iónica de cloruro del filtrado es inferior a 10.000 mg/l, utilizar la solución de nitrato de plata 0,0282 N equivalente a 0,001 g de ion Cl⁻ por ml. Indicar la concentración iónica de cloruro del filtrado en miligramos por litro, calculada de la siguiente manera:

$$Cl^{-} \left(\frac{mg}{lt} \right) = \frac{ml \ AgNO_3 \ 0.0282 \times \ 1.000}{ml \ de \ filtrado}$$

Si la concentración iónica de cloruro del filtrado es mayor de 10.000 mg/l, utilizar el nitrato de plata 0,282 N (equivalente a 0,01 g de ion Cl⁻ por ml.). Indicar la concentración iónica de cloruro del filtrado en mg/l, calculada de la siguiente manera:

$$Cl^{-} \left(\frac{mg}{lt} \right) = \frac{ml \ AgNO_3 \ 0.282 \times \ 10.000}{ml \ de \ filtrado}$$

Para cualquier normalidad de nitrato de plata:

PRUEBA DE CALCIOS

$$Cl^{-} \text{ (mg/lit)} = \frac{N \times 35.000 \times \text{ml utilizado}}{\text{ml de muestra de filtrado}}$$

C) CALCIO – ANÁLISIS CUALITATIVO

El agua que contiene una gran cantidad de sales disueltas de calcio y magnesio se llama "agua dura". Las arcillas de perforación tienen bajos puntos cedentes cuando son mezcladas en agua dura. Cuanto más dura sea el agua, más bentonita será necesaria para obtener un lodo con un esfuerzo de gel satisfactorio. El calcio puede ser arrastrado durante la perforación de los tapones de cemento y a veces al penetrar en las secciones de lutita caliza. Cualquier contaminación extensa de calcio puede producir grandes pérdidas de agua y altos geles.

El efecto perjudicial del cemento sobre la P_m más alta se debe a la alta alcalinidad (contenido de cal).

D) DUREZA TOTAL CALCIO Y MAGNESIO JUNTOS ANÁLISIS CUANTITATIVO

Equipo

1. Solución de ácido etilendiaminotetraacético (EDTA) (Versenato Estándar) 0,01 M (1 ml = 400 mg Ca^{2+} o 1.000 mg $CaCO_3$).
2. Solución amortiguadora fuerte (buffer amoniacal).
3. Solución de Indicador de dureza
4. Recipiente de valoración, 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
5. Tres pipetas graduadas: una de 1 ml, una de 5 ml y una de 10 ml.
6. Cilindro graduado, 50 ml.
7. Agua destilada.
8. Varilla de agitación.

Esta prueba es realizada para obtener la dureza total en ppm, registrada como concentración de calcio en el formulario del informe de lodo.

Puede que sea necesario determinar la concentración de magnesio además de la de calcio. En este caso, utilizar el procedimiento descrito en 2) Calcio y magnesio separadamente. Este procedimiento mide específicamente el calcio, en vez de indicar Mg^{2+} como Ca^{2+} . Una vez que se conoce la concentración de calcio, se puede calcular la concentración de magnesio a partir de la diferencia entre las dos valoraciones. La soda cáustica (designada aquí como "solución amortiguadora de calcio") precipita el magnesio como el hidróxido, y el calcio se valora con un indicador usado específicamente para el calcio.

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

Procedimiento (dureza total como Ca^{2+})

1. Añadir aproximadamente 20 ml de agua destilada al recipiente de valoración.
2. Añadir 1 ml del agua o filtrado a probar.
3. Añadir 1 ml de solución amortiguadora fuerte (base de NH_4OH).
4. Añadir unas 6 gotas de indicador de dureza y mezclar con una varilla de agitación. Un color rojo tinto aparecerá si la muestra contiene calcio y/o magnesio.

- Usando una pipeta, valorar con la Solución de Versenato Estándar (EDTA), agitando continuamente hasta que la muestra se vuelva azul por primera vez, sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el número de ml de solución de Versenato Estándar utilizados.

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

Cálculos

$$\text{Dureza total como } Ca^{2+} \left(\frac{mg}{lt} \right) = \frac{\text{ml Versenato Estándar} \times 400}{\text{ml de muestra}}$$

$$CaCO_3 \left(\frac{mg}{lt} \right) = \frac{\text{ml Versenato Estándar} \times 1.000}{\text{ml de muestra}}$$

En la primera ecuación, si la titulación se hace con EDTA 40 o EDTA 4000, se cambia el valor de 400 por el que se use. Ocasionalmente, en un filtrado de color oscuro, es difícil observar el punto final para determinar la dureza total. El siguiente método puede ser usado para observar mejor el punto final. Los cálculos siguen siendo iguales.

- Añadir aproximadamente 20 ml de agua destilada al recipiente de valoración.
- Añadir 1 ml de filtrado al recipiente de valoración (se puede usar un volumen de 0,5 ml medido con precisión, si no se puede observar el punto final con una muestra de 1 ml).
- Añadir 1 ml de Agente de Enmascaramiento.
- Añadir 1 ml de solución amortiguadora fuerte.
- Añadir 6 gotas de Indicador de dureza y agitar.
- Usando una pipeta, valorar con la solución de Versenato Estándar hasta que el color pase a azul/verde. Registrar el número de ml utilizados y calcular de la misma manera que antes.

Cálculos

$$\text{Dureza total como } CaCO_3 \left(\frac{mg}{lt} \right) = \frac{\text{ml Versenato Estándar} \times 1.000}{\text{ml de muestra}}$$

CALCIO Y MAGNESIO SEPARADAMENTE

- Añadir aproximadamente 20 ml de agua destilada al recipiente de valoración.
- Añadir la misma cantidad de agua o filtrado a probar de la misma manera que en la prueba de dureza anterior.
- Añadir 1 ml de Agente de Enmascaramiento.
- Añadir 1 ml de NaOH 8N o KOH y $\frac{1}{2}$ de cuchara de porcelana (0,2 g) de Indicador Calcon, y mezclar con una varilla de agitación.
- Valorar con la solución de Versenato Estándar hasta que el indicador pase de rojo tinto a azul, sin que quede ningún rastro de rojo. Registrar el número de ml de Versenato Estándar requeridos (registrar este valor como "B" ml).

Nota: Los residuos generados al finalizar la prueba serán dispuestos temporalmente en el área de residuos peligrosos y estarán separados según las características en diferentes contenedores.

PRUEBA PPT

PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD PPT.

Equipo

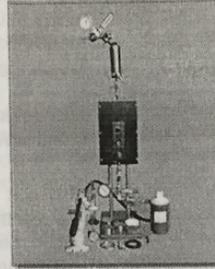


Figura 17. Equipo PPT

1. Celda cilíndrica, adaptada para aceptar un disco poroso de $\frac{1}{4}$ pulgada de espesor.
2. Envuelta exterior calefactora.
3. Anillo distanciador.
4. Dos tapas finales (una con malla para el extremo hidráulico).
5. Dos vástagos: uno con conexión rápida para la manguera hidráulica y el otro con una válvula para la parte superior de la celda.
6. Bomba hidráulica con manguera de conexión rápida y acoplamiento.
7. Fluido hidráulico.
8. Pistón con juntas tóricas para separar el fluido hidráulico del lodo.
9. Llave de barra T para posicionamiento del pistón.
10. Celda colectora de depósito con válvula de purga.
11. Accesorio regulador de contrapresión.
12. Dos termómetros.
13. Dos clavijas de cierre de seguridad.

Procedimiento

1. Precalentar la envuelta exterior calefactora a la temperatura deseada. Abrir la celda y examinar toda las juntas tóricas, reemplazando las que estén dañadas. Aplicar una capa delgada de grasa de silicona sobre las dos juntas tóricas en el pistón flotante. Enroscar el pistón flotante sobre la llave de barra T e instalar el pistón en el fondo de la celda, desplazándolo hacia arriba y hacia abajo para confirmar el movimiento libre del pistón dentro de la celda.

OBSERVACIÓN: el fondo de la celda es el extremo con el receso más corto. Colocar el pistón de manera que esté cerca del borde inferior de la celda y desenroscarlo de la llave. Esto constituye el extremo de admisión y también se puede llamar extremo hidráulico.

2. Antes de desenroscar la llave de barra T, alinear el pistón con el borde del receso. Colocar una junta tórica en el receso del extremo de admisión de la celda. Instalar la tapa del extremo (tapa del extremo inferior) de la celda hidráulica dentro del extremo de admisión de la celda. Usar una grasa de silicona para revestir ligeramente la junta tórica en la tapa del extremo, a fin de facilitar la instalación. Instalar los tornillos de fijación, buscar los indicadores de alineación, alinear correctamente y apretar ajustando perfectamente dentro de los recesos de la tapa del extremo de la celda.

ANEXOS B

NORMA API 13A (BENTONITA NO TRATADA)

10 Non-treated bentonite

10.1 Principle

10.1.1 Drilling-grade non-treated bentonite clay, composed principally of the mineral smectite, is dried and ground, but not chemically treated. It can also contain accessory minerals, such as quartz, mica, feldspar and calcite.

10.1.2 Drilling-grade non-treated bentonite shall be deemed to meet the requirements of this International Standard if a composite sample representing no more than one day's production conforms to the physical specifications of Table 9, represents the product produced and is controlled by the manufacturer.

Table 9 — Non-treated bentonite physical specifications

Requirement	Standard
Suspension properties:	
Yield point/plastic viscosity ratio	maximum 1,5
Dispersed plastic viscosity, millipascal-seconds	minimum 10
Dispersed filtrate volume, millilitres	maximum 12,5

10.2 Reagents and apparatus — Suspension properties

10.2.1 **Sodium hexametaphosphate** (CAS No. 10124-56-8) solution, 10 % ± 0,5 % by mass.

10.2.2 **Deionized (or distilled) water.**

10.2.3 **Balance**, with an accuracy of 0,01 g.

10.2.4 **Mixer** (e.g. Multimixer® Model 9B with 9B29X impellers, or equivalent), having each spindle fitted with a single sine-wave impeller approximately 25 mm (1 in) in diameter, mounted flash side up.

10.2.5 **Container**, approximate dimensions: depth, 180 mm (7,1 in); *d* top, 97 mm (3-5/6 in); *d* bottom, 70 mm; (2,75 in) (e.g. Hamilton Beach® mixer cup No. M110-D, or equivalent).

10.2.6 **Viscometer**, motor-driven, direct-indicating, in accordance with ISO 10414-1.

10.2.7 **Filter press**, low-pressure/low temperature, in accordance with ISO 10414-1:2008, Clause 7.

10.2.8 **Spatula.**

10.2.9 **Thermometer**, accurate to ± 0,5 °C (± 1,0 °F) over the range specified in this procedure.

10.2.10 **Two graduated cylinders**, 500 ml ± 5 ml (TC) and 10 ml ± 0,1 ml (TC).

10.2.11 **Container**, with lid, capacity about 500 ml.

10.2.12 **Syringe or pipette**, 5 ml ± 0,1 ml.

10.2.13 **Two timers**, mechanical or electrical, with accuracy of 0,1 min over the test interval.

10.3 Procedure — Rheology of the suspension

10.3.1 Prepare a suspension of nontreated bentonite. Add 25 g ± 0,01 g of clay (as received) to 350 ml ± 5 ml of deionized water while stirring on the mixer.

10.3.2 After stirring 5 min ± 0,5 min, remove the container from the mixer and scrape its sides with the spatula to dislodge any bentonite adhering to the container walls. Be sure that all bentonite clinging to the spatula is incorporated into the suspension.

10.3.3 Replace the container on the mixer and continue to stir. If necessary, the container may be removed from the mixer and the sides scraped to dislodge any clay clinging to the container walls after another 5 min and after 10 min. Total stirring time shall equal 20 min ± 1 min.

10.3.4 Age the bentonite suspension up to 16 h in a sealed container at room temperature or in a constant-temperature device. Record the storage temperature and storage duration.

10.3.5 After ageing the bentonite suspension, shake well and then pour the suspension into the mixer container. Stir the suspension on the mixer for 5 min ± 0,5 min.

10.3.6 Pour the suspension into the viscometer cup provided with the direct-indicating viscometer. The dial readings at 600 r/min and 300 r/min rotor speed settings of the viscometer shall be recorded when a constant value for each rotational velocity is reached. Readings shall be taken at a suspension test temperature of 25 °C ± 1 °C (77 °F ± 2 °F).

10.4 Calculation — Rheology of the suspension

Calculate the plastic viscosity, η_P , in millipascal-seconds, according to Equation (25), the yield point, η_Y , in pounds per 100 ft², according to Equation (26), and the yield point/plastic viscosity ratio, b , according to Equation (27):

$$\eta_P = R_{600} - R_{300} \quad (25)$$

$$\eta_Y = R_{300} - \eta_P \quad (26)$$

$$b = \frac{\eta_Y}{\eta_P} \quad (27)$$

where

R_{600} is the viscometer dial reading at 600 r/min;

R_{300} is the viscometer dial reading at 300 r/min.

Record the calculated values for plastic viscosity, yield point and yield point/plastic viscosity ratio.

10.5 Procedure — Dispersed plastic viscosity of the suspension

10.5.1 Recombine all of the bentonite suspension, as prepared and tested in 10.3, and stir in the container for 1 min ± 0,5 min on the mixer.

10.5.2 Add 5 ml ± 0,1 ml of a 10 % solution of sodium hexametaphosphate to the suspension and stir for 3 min ± 0,5 min on the mixer.

10.5.3 Pour the suspension into the viscometer cup provided with the direct-indicating viscometer. The dial readings at 600 r/min and 300 r/min rotor speed settings of the viscometer shall be recorded when a constant value for each rotational velocity is reached. Readings shall be taken at a suspension test temperature of 25 °C ± 1 °C (77 °F ± 2 °F).

10.5.4 Calculate and record the dispersed plastic viscosity as per Equation (25).

10.6 Procedure — Dispersed filtrate volume of the suspension

10.6.1 Recombine all of the suspension as prepared and tested in 10.5 and stir in the container for 1 min ± 0,5 min on the mixer. Adjust the suspension temperature to 25 °C ± 1 °C (77 °F ± 2 °F).

10.6.2 Pour the suspension into the filter press cell. Before adding the suspension, be sure each part of the filter cell is dry and that none of the gaskets is distorted or worn. Pour the suspension to within about 13 mm (0,5 in) of the top of the cell. Complete the assembly of the filter press cell. Place the filter cell in the frame and close the relief valve. Place a container under the drain tube.

10.6.3 Set one timer for 7,5 min ± 0,1 min and the second timer for 30 min ± 0,1 min. Start both timers and adjust the pressure on the cell to 690 kPa ± 35 kPa (100 psi ± 5 psi). Both of these steps shall be completed in less than 15 s. Pressure shall be supplied by compressed air, nitrogen or helium.

10.6.4 At 7,5 min ± 0,1 min on the first timer, remove the container and any liquid adhering on the drain tube and discard. Place the dry 10 ml graduated cylinder under the drain tube and continue collecting filtrate to the end of the second timer set at 30 min. Remove the graduated cylinder and record the volume of filtrate collected.

10.7 Calculation — Dispersed filtrate volume of the suspension

Calculate the filtrate volume, V , in millilitres, of the clay suspension as given in Equation (28):

$$V = 2 \cdot V_c \quad (28)$$

where V_c is the filtrate volume, expressed in millilitres, collected between 7,5 min and 30 min.

Record the calculated filtrate volume.

ANEXO C
PRUEBAS ESTABILIZADOR EN CONTROLADOR DE FILTRADO 2

Producto	Formulación 1	Formulación 2
Bentonita	5 lpb	5 lpb
MMO	0.5 lpb	0.5 lpb
CaCO ₃	45 lpb	45 lpb
Controlador 2	5 lpb	5 lpb
Soda Ash	0.1 lpb	0.1 lpb
Estabilizador	-	0.05% vol

Producto	Formulación 1		Formulación 2	
Controlador 2	5 lpb		5 lpb	
Lectura	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
Ø600 (rpm)	94	85	89	78
Ø300 (rpm)	84	67	71	63
Ø200 (rpm)	74	61	65	60
Ø100 (rpm)	66	54	59	54
Ø6 (rpm)	56	48	44	38
Ø3 (rpm)	55	47	41	35
Geles (lb/100ft ²)	44/81/108	39/43/43	41/55/78	37/44/48
Vp (cP)	14	18	18	15
Yp (lb/100ft ²)	66	49	53	48
Ys (lb/100ft ²)	54	46	70	65
Filtrado API (mL)	6	5.9	6.4	6.1

Como se observa en la tabla anterior, al agregar el estabilizador se genera una reducción en la reología del sistema, al parecer este no reacciona de la manera más eficiente provocando un comportamiento diferente en las propiedades del fluido. La adición del estabilizador influye directamente en el control de filtrado y se ve afectado de manera negativa por él.

Producto	Formulación 1
Bentonita	5 lpb
MMO	0.5 lpb
CaCO ₃	45 lpb
Controlador 2	5 lpb
Soda Ash	0.1 lpb
Estabilizador	-

Sin Rolar				
		1SD	2 SD	3 SD
Θ600 (rpm)	94	98	96	110
Θ 300 (rpm)	84	85	80	90
Θ 200 (rpm)	74	78	75	84
Θ 100 (rpm)	66	70	66	77
Θ 6 (rpm)	56	65	58	63
Θ 3(rpm)	55	58	50	63
GEL (lb/100ft ²)	44/81/108	46/77/111	32/61/71	39/68/95
VP(cP)	14	11	16	20
YP (lb/100ft ²)	66	47	64	70
pH	10.9	11	10.9	10.9

ROLADO 16HR 150F			
		1SD	2 SD
Θ600 (rpm)	85	91	95
Θ 300 (rpm)	67	74	79
Θ 200 (rpm)	61	67	75
Θ 100 (rpm)	54	59	68
Θ 6 (rpm)	48	53	64
Θ 3(rpm)	47	52	63
GEL (lb/100ft ²)	39/43/43	41/46/49	50/58/60
VP(cP)	18	17	16
YP (lb/100ft ²)	49	57	63
pH (ml)	11	10.77	10.85

Se observa como el fluido posee estabilidad con el calor, ya que su reología no se ve afectada después de rolado, pero el fluido sigue reaccionando antes y después de rolado, ya que al tercer día sus propiedades siguen cambiando.

Producto	Formulación 1
Bentonita	5 lpb
MMO	0.5 lpb
CaCO ₃	45 lpb
Controlador 2	5 lpb
Soda Ash	0.1 lpb
Estabilizador	0.05 %vol

Sin Rolar			
		1SD	2 SD
Ø600 (rpm)	89	76	82
Ø 300 (rpm)	71	61	65
Ø 200 (rpm)	65	57	58
Ø 100 (rpm)	59	51	50
Ø 6 (rpm)	44	43	41
Ø 3(rpm)	41	43	41
GEL (lb/100ft ²)	41/55/78	34/60/65	35/58/70
VP(cP)	18	15	17
YP (lb/100ft ²)	53	46	48
pH (ml)	10.8	10.8	10.9

ROLADO 16HR 150F			
		1SD	2 SD
Ø600 (rpm)	78	80	72
Ø 300 (rpm)	63	68	55
Ø 200 (rpm)	60	65	51
Ø 100 (rpm)	54	59	48
Ø 6 (rpm)	38	53	37
Ø 3(rpm)	35	52	36
GEL (lb/100ft ²)	37/44/48	41/46/49	24/30/35
VP(cP)	15	12	17
YP (lb/100ft ²)	48	56	38
pH (ml)	11	10.8	10.85

Al agregar el estabilizador el sistema pierde reología además de una variación en sus valores de Vp y Yp. El sistema sigue reaccionando, confirmando el efecto negativo que tiene el estabilizador en el fluido.

ANEXO D
PRUEBAS AL ALMIDÓN DE MAÍZ COMO CONTROLADOR DE FILTRADO

Producto	Formulación 1	Formulación 2
Bentonita	5 lpb	5 lpb
MMO	0.5 lpb	0.5 lpb
CaCO₃	45 lpb	45 lpb
Almidón de maíz	5 lpb	6
Soda Ash	0.1 lpb	0.1
Estabilizador	-	0.05%vol

	Formulación 1	Formulación 2
pH	10.8	10.7
Θ600 (rpm)	55	58
Θ 300 (rpm)	39	40
Θ 200 (rpm)	33	36
Θ 100 (rpm)	27	33
Θ 6 (rpm)	19	25
Θ 3(rpm)	17	20
GEL (lb/100ft²)	16/20/20	20/31/32
VP (cP)	16	18
YP (lb/100ft²)	23	22
Filtrado API (ml)	15	11

Se puede concluir que el valor de filtrado es muy alto, considerando la cantidad de controlador que se está utilizando. Además de su poca estabilidad con la temperatura, pero pruebas posteriores demostraron su aporte reológico y mejora en el filtrado al combinarlo con controlador de filtrado con estabilidad a la temperatura.