



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**ESTUDIO EXPERIMENTAL DE
REOLOGÍA CONSTANTE PARA
FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN
AMBIENTES DE AGUAS PROFUNDAS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

JUAN ISRAEL MANTÚFAR BARRERA
SAYRA RUBÍ TORRES TORRES

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MARIA. CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA

CO-DIRECTOR DE TESIS:

M.C. IGNACIO RAMÓN CORTÉS MONROY



MÉXICO, CIUDAD UNIVERSITARIA, 2012

A mis padres

Juan Mantúfar Valencia y Mariana Barrera Flores

A mi papa porque eres el hombre más grande y maravilloso del mundo que siempre he admirado. Gracias por guiar mi vida con energía, por escucharme, enseñarme y apoyarme en todo, infundiéndome en mí los valores necesarios para convertirme en el hombre de bien que siempre soñaste formar, gracias por ser mi padre, mi maestro pero sobre todo mi mejor amigo.

A mi mama porque eres la mujer más linda y maravillosa del universo. Gracias por siempre apoyarme y darme ánimos, cariño y comprensión que siempre me has brindado, por haberme llevado en tu vientre, dándome la vida y guiándome a través de ella, estando junto a mí en los momentos más difíciles.

Les doy gracias por haber creído en mí, alentándome a cumplir una de mis metas. LOS AMO

A mi hermano Iszael Mantúfar Barrera, por apoyarme incondicionalmente, por soportarme a pesar de mis defectos, por esas peleas y siempre reconciliarnos, por ser bien evenflos pero siempre divertirnos como enanos, por siempre ser parte de mi vida, por ser mi hermanito, por hacer más feliz mi vida. Por poder compartir contigo una conquista mas, que también es tuya. TE AMO

A toda mi familia por siempre apoyarme y alentarme a continuar, por enseñarme el calor de la familia, en especial a mis abuelitos (Epifanio, María, Merced y Apolinar) a mis tíos (Guillermo, Martín, Camerino, Rosa, Virginia, Sergio, Víctor, Guillermo, Elvira, Benigno, Yolanda, Manuel) a mis primos y sobrinos y espero que este sea un aliciente para que continúen con sus estudios.

Iván, Martín y Omar: por pasar juntos tantas travesuras y a pesar del tiempo me sigo sintiendo niño junto a ustedes.

Dulce (comadrita): Por siempre tener ese consejo que me impulsa a ser mejor, a analizar las cosas y mostrarme las bondades de la vida. Gracias por nunca dejarme caer, gracias amiga...

Gisela (tiky-tiky): Princesita fresa por enseñarme que no hay límites en esta vida y tu amistad eterna vip.

Valeria (sole): Por estar siempre al pendiente de mí y brindarme una amistad sincera, a pesar de las adversidades de la vida.

Fernando (Socrates): Porque a pesar del tiempo nuestra amistad sigue siendo incondicional.

Beatriz (bettyliu): Por enseñarme que siempre hay que sonreírle a la vida.

Mireya: Por hacer de cada día de esta etapa una historia diferente, por apoyarme, por escucharme, por ser la persona que me recordó mis sueños, por estar siempre ahí..... Te quiero.

Agradecimientos

A toda la banda del ex505.

Nayeli : Hija mía gracias por aceptarme e integrarme junto a ti en los tiempos más difíciles de mi vida.

Avendaño por siempre apoyarme y brindarme una amistad sincera. Nos divertimos mucho y lo que nos falta.

Irandy(moronita) por siempre escucharme y darme el buen consejo, por siempre divertirnos en las clases y fuera de clases.

Susana (brinkitos): Por siempre mantenerme bien informado..... Entenderme y aconsejarme.

Nataly (chikita): Por hacerme reír, enojar, estudiar pero sobre todo por divertirme tanto contigo.

Carlos, Everardo e Izai: Porque en esta pequeña travesía me dejaron ser su compañero, amigo, hasta convertirnos en hermanos, por siempre apoyarme y permitirme ser parte de su vida, por siempre estar al pendiente de mí y cuidarme. Siempre llevare en mi corazón cada noche de estudio, fiesta, examen, clase, canción,..... LOS QUIERO MUCHO

Sayra (pimposha): "Simplemente la compañera perfecta" Gracias por hacer esta travesía muy divertida, llena de risas, canciones, bailes, caminatas, platicas intensas, ilusiones, tristezas, enojos, regaños, por escucharme y darme el buen consejo, por nunca flaquear ni en los momentos más adversos y darme los ánimos para nunca parar. Gracias por ser mi amiga, mi confidente. Nunca olvidare todas las locuras que pasamos juntos. TE QUIERE JUAN.

A todos mis profesores y compañeros de la primaria "Josefa Ortiz de Domínguez", secundaria "671", ENP "9" y FI de la UNAM, los cuales contribuyeron de manera importante en las bases de mi formación y a todos aquellos que por alguna u otra causa estoy omitiendo, les pido una disculpa y les doy las gracias, porque sé que de alguna u otra manera estuvieron conmigo en el momento justo y me alentaron para concluir esta meta.

Juan Israel Mantúfar Barrera

Son muchas las personas especiales las que me gustaría agradecer su amistad, apoyo, ánimo y compañía en las diferentes etapas de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y mi corazón. Sin importaren dónde estén o si alguna vez llegan a leer estas dedicatorias quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado y por todas sus bendiciones.

Mami, no me equivoco si digo que eres la mejor mamá del mundo. Has sido sin duda mi mejor maestra, me has enseñado sobre el amor, la valentía, la fortaleza, la paciencia, la honestidad, la humildad, el respeto, etc. Te agradezco por tu infinito amor. Definitivamente eres mi modelo a seguir!!! Te amo más!!!

*Mi angelito que siempre me cuida, gracias Anai por darnos un pedacito de cielo en tus ojos.
Gracias Dios por todas tus bendiciones!*

Sayra

ÍNDICE DE IMÁGENES	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
RESUMEN	XV
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Perforación en Aguas Profundas	2
1.3 Fluidos de Perforación	3
1.4 Hidratos de Gas	3
1.5 Geología y Formaciones Reactivas	4
1.6 Presión de Poro y Bajos Gradientes de Fractura	5
1.7 Volúmenes del Riser y Tubería de Revestimiento	6
1.8 Pérdida de Circulación	6
1.9 Temperaturas Bajas de la Línea de Flujo	8
1.10 Limpieza del Pozo	8
1.11 Control del Pozo	8
1.12 Costo Diario del Equipo	9
CAPÍTULO 2 HISTORIA DE LOS FLUIDOS SINTÉTICOS Y LOS RETOS DE SU APLICACIÓN EN MÉXICO	11
2.1 Generaciones de Fluidos SBM	12
2.2 SBM sin Arcilla	13
2.3 Aplicación en México	14
2.4 Consideraciones de la Reología Constante	16
2.4.1 La importancia de la Viscosidad Para la Limpieza del Pozo	17
2.4.2 Aditivos Especiales Para Reología Constante	17
2.4.3 Importancia de la Temperatura	20
2.4.4 Ventajas y Desventajas de Usar Reología Constante	21

2.5 Reología a Bajas Velocidades de Corte	21
2.5.1 Velocidad de Asentamiento de las partículas.	22
2.5.2 Velocidad en el Espacio Anular / limpieza del pozo	23
2.5.3 Predicción de Asentamiento de la Barita	23
CAPÍTULO 3 ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS Y REOLOGÍA CONSTANTE	27
3.1 Parámetros de Análisis	27
3.1.1 Físicoquímicos	27
3.1.2 Reológicos	28
Esfuerzo de Corte y Velocidad de Corte	28
Viscosidad Plástica	29
Punto Cedente	30
Viscosidad a Baja Velocidad de Corte	31
Tixotropía y Esfuerzos de Gel	31
3.2 Caracterización Físicoquímica	33
3.3 Caracterización Reológica	34
3.3.1 Diseño del Experimento	35
3.3.2 Infraestructura Experimental	37
3.3.3 Resultados Reológicos	39
CAPÍTULO 4 IMPACTO EN LA HIDRÁULICA	65
4.1 Análisis de la Hidráulica	65
4.2 Simulador de Hidráulica del Pozo	66
4.2.1 Descripción del Software	66
4.2.2 Modelo Reológico y Procedimiento del Simulador	67
4.1.2 FLUJO DE TRABAJO PAARA EL ANALISIS DE LA HIDRÁULICA	69
4.2.3 Caso de Estudio	70
4.3 Resultados de la Simulación	72
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89
APÉNDICE A: MÉTODO API	91
APÉNDICE B: ECUACIONES DEL SOFTWARE	95
APÉNDICE C: TABLAS DE RESULTADOS	99
GLOSARIO	105
BIBLIOGRAFÍA	119

ÍNDICE DE IMÁGENES

<i>Imagen 2-1: Reología como denominador común en el equilibrio de la DEC y la limpieza del pozo.</i>	12
<i>Imagen 2-2: Comparación entre fluido convencional y fluido con perfil reológico constante.</i>	12
<i>Imagen 2-3: Efecto de la temperatura a presión atmosférica de fluidos convencionales y de reología constante a temperaturas de 40 a 150°F.</i>	19
<i>Imagen 3-1: Curva que representa la relación del esfuerzo de corte y la velocidad de corte.</i>	32
<i>Imagen 3-2: Esfuerzo de Corte de un fluido convencional a 4°, 27° y 70°C.</i>	45
<i>Imagen 3-3: Esfuerzo de corte de un fluido con perfil reológico constante.</i>	45
<i>Imagen 3-4: Esfuerzo de Corte contra la velocidad de corte para el Fluido C.</i>	46
<i>Imagen 3-5: Comparación entre el Fluido G evaluado a presión atmosférica y a presiones de operación.</i>	47
<i>Imagen 3-6: Efecto de la contaminación a bajas temperaturas.</i>	47
<i>Imagen 3-7: Efecto de las contaminaciones a temperatura de 70°C.</i>	48
<i>Imagen 3-8: Límites obtenidos para la Lectura L6.</i>	48
<i>Imagen 3-9: Límites obtenidos para la lectura L3.</i>	49
<i>Imagen 3-10: Límites para la lectura L6 para la visualización del efecto de las contaminaciones.</i>	49
<i>Imagen 3-11: Límites de L3 para la visualización del efecto de la contaminación.</i>	50
<i>Imagen 3-12: Límites para L6 en la visualización del efecto de la presión.</i>	51
<i>Imagen 3-13 Límites para L3 en la visualización del efecto de la presión.</i>	51
<i>Imagen 3-14: Límites en la viscosidad aparente para los Fluidos experimentales.</i>	52
<i>Imagen 3-15: Límites en la viscosidad aparente para efectos de contaminación.</i>	53
<i>Imagen 3-16: Límites en la viscosidad aparente para la visualización de los efectos de la presión.</i>	53
<i>Imagen 3-17: Límites en la Viscosidad plástica y fluidos A, C y G.</i>	54
<i>Imagen 3-18: Límites en la viscosidad plástica para fluidos contaminados.</i>	55
<i>Imagen 3-19: Límites en la viscosidad plástica para un fluido de reología constante.</i>	55
<i>Imagen 3-20: Esfuerzo Gel Fluido C.</i>	56
<i>Imagen 3-21: Esfuerzo Gel Fluido Convencional.</i>	56
<i>Imagen 3-22: Esfuerzo Gel Fluido Con Reología Constante.</i>	57
<i>Imagen 3-23: Esfuerzo Gel Fluido A.</i>	58
<i>Imagen 3-24: Esfuerzo Gel Fluido A contaminado con salmuera.</i>	58
<i>Imagen 3-25: Esfuerzo Gel Fluido contaminado con CO2.</i>	59
<i>Imagen 3-26: Límites de Punto Cedente para los fluidos experimentales.</i>	60
<i>Imagen 3-27: Puntos Cedentes para fluidos contaminados.</i>	60
<i>Imagen 3-28: Punto Cedente para los fluidos evaluados con presión.</i>	61
<i>Imagen 3-29: Punto Cedente a Bajas Velocidades de corte para fluidos experimentales.</i>	62
<i>Imagen 3-30: Punto Cedente a Bajas Velocidades de corte para fluidos evaluados a presión.</i>	62
<i>Imagen 3-31: Punto Cedente a Bajas Velocidades de Corte para fluidos contaminados.</i>	63
<i>Imagen 4-1: Estado mecánico del Pozo CUPI.</i>	71
<i>Imagen 4-2: Índice de flujo para los fluidos evaluados a presión.</i>	76
<i>Imagen 4-3: Índice de flujo de los fluidos contaminados.</i>	77
<i>Imagen 4-4: Comparación Índice de flujo del fluido G evaluado con presión y sin presión.</i>	77
<i>Imagen 4-5: Índice de consistencia para fluidos evaluados a presión.</i>	78
<i>Imagen 4-6: Índice de consistencia de fluidos contaminados.</i>	78
<i>Imagen 4-7. Índice de consistencia para el fluido G.</i>	79
<i>Imagen 4-8: Punto cedente $t(0)$ para fluidos evaluados con presión.</i>	80
<i>Imagen 4-9: Punto cedente $t(0)$ para fluidos contaminados.</i>	80
<i>Imagen 4-10: Punto cedente $t(0)$ para el fluido G.</i>	81
<i>Imagen 4-11: V_p calculada con el simulador para fluidos evaluados con presión.</i>	81
<i>Imagen 4-12: Gasto Máximo.</i>	82
<i>Imagen 4-13: Gasto Máximo.</i>	83
<i>Imagen 4-14: Gasto máximo.</i>	83

Contenido

<i>Imagen 4-15: DEC de fondo para los fluidos evaluados a presión</i>	84
<i>Imagen 4-16: DEC para fluidos contaminados</i>	85
<i>Imagen 4-17: DEC para el fluido G</i>	85
<i>Imagen 4-18: formación de camas a 90°</i>	86
<i>Imagen 4-19: Formación de camas a 90°</i>	86
<i>Imagen 4-20: Gasto mínimo a 90° para fluidos evaluados a presión</i>	87
<i>Imagen 4-21: Gasto Mínimo a 90°</i>	88
<i>Imagen 4-22: Gasto mínimo a 90° para el fluido G</i>	88

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 2-1: Comparación de Componentes Típicos en los Fluidos Sintéticos Convencional y de Reología Constante</i>	18
<i>Tabla 3-1: Fluidos de Distintas Densidades Analizados en este Trabajo</i>	27
<i>Tabla 3-2: Caracterización Físicoquímica</i>	34
<i>Tabla 3-3: Resultados de la Caracterización Físicoquímica</i>	34
<i>Tabla 3-4: Matriz Experimental para cada Fluido Analizado</i>	36
<i>Tabla 3-5: Número de Pruebas Analizadas para Cada Fluido.</i>	39
<i>Tabla 3-6: Pruebas Aprobadas para Perfil Reológico Constante</i>	40
<i>Tabla 3-7: Resultados Fluido Convencional</i>	41
<i>Tabla 3-8: Resultados Fluido con Perfil Reológico Constante</i>	41
<i>Tabla 3-9: Resultados Fluido A</i>	42
<i>Tabla 3-10: Resultados Fluido C</i>	42
<i>Tabla 3-11: Resultados fluido A Contaminado con Salmuera</i>	43
<i>Tabla 3-12: Resultados fluido A Contaminado con CO₂</i>	43
<i>Tabla 3-13: Resultados Fluido G</i>	44
<i>Tabla 3-14: Resultados Fluido G Evaluado a Distintas Presiones</i>	44
<i>Tabla 4-1: Generalidades del Pozo</i>	70
<i>Tabla 4-2: Generalidades de la Perforación</i>	70
<i>Tabla 4-3: Resultados de Simulación Fluido Convencional</i>	72
<i>Tabla 4-4: Resultados Simulación Fluido de Reología Constante</i>	73
<i>Tabla 4-5: Resultados Simulación Fluido A</i>	73
<i>Tabla 4-6: Resultados Simulación Fluido A Contaminado con Salmuera</i>	74
<i>Tabla 4-7: Resultados Simulación Fluido A Contaminado con CO₂</i>	74
<i>Tabla 4-8: Resultados Simulación Fluido G</i>	75
<i>Tabla 4-9: Resultados Simulación fluido G Evaluado con Presión</i>	75

Resumen

El fluido de perforación juega un papel clave en todas las operaciones de perforación, y toma mayor relevancia en ambientes de aguas profundas. En algunos casos, en ambientes de aguas profundas el reto principal para la construcción del pozo está asociado a los problemas de riesgos someros, dobles gradientes de temperatura márgenes estrechos en la ventana operacional, estabilidad y limpieza de agujero que enfrenta el lodo de perforación, así mismo, el impacto ambiental que el lodo de perforación presente al entorno es importante de considerar. Las preocupaciones son reales y potencialmente graves.

El ambiente de aguas profundas puede imponer grandes retos y limitaciones en el fluido de perforación durante la construcción del pozo. Con demasiada frecuencia, el fracaso para abordar adecuadamente las problemáticas relacionadas con el lodo puede conducir a costos excesivos, donde estos problemas ocasionan, tiempo no programado, y se traduce a actividades innecesarias de alto riesgo y bajo rendimiento donde las principales problemáticas son: la pérdida de circulación, deterioro de las propiedades del lodo, el transporte de sólidos, pegadura de la tubería, la estabilidad del pozo, peligros superficiales, hidratos de gas, la productividad del yacimiento, seguridad industrial y protección ambiental, y la logística relacionada con los fluidos.

Empresas de fluidos de perforación continuamente siguen renovando la tecnología para mejorar el rendimiento de perforación y obtener una ventaja competitiva. Esta innovación es impulsada por la creciente complejidad de los retos emprendidos por los operadores para llegar a las reservas cada vez más remotas, al mismo tiempo que reducir los costos operativos. Tanto el cuidado al medio ambiente y el alto rendimiento de fluidos de perforación base sintética (SBM) hacen características casi ideales para hacer frente a estos desafíos en operaciones de aguas profundas.

Un enfoque para reducir las pérdidas de fluido de perforación de pozos en aguas profundas es el adelanto de la "Reología Constante" para fluidos de perforación. Sin embargo, la capacidad de controlar un perfil de viscosidad "constante" se ve influida por varios mecanismos que no siempre pueden ser controlados. Estas influencias incluyen las variables de temperatura, presión, la interacción de los modificadores de reología y sólidos de perforación, el cambio de velocidad de corte en el espacio anular y las variaciones en alcalinidad.

Estos fluidos a base de aceites sintéticos se formulan con emulsionantes modificados que son polímeros como modificadores reológicos. El comportamiento de reología constante está destinado a proporcionar una menor Densidad Equivalente de Circulación (DEC), mejor limpieza del agujero y la suspensión de barita, reducción de las pérdidas de lodo en fondo de pozo durante las operaciones de cementación, perforación y corrida de la tubería de revestimiento.

Este trabajo tiene el objetivo de proporcionar un texto de consulta, sobre fluidos sintéticos de perforación empleados en ambientes de aguas profundas, mediante un análisis de la literatura, trabajo experimental y resultados numéricos, a estudiantes de últimos semestres de Ingeniería Petrolera y carreras afines, así como a profesionales involucrados tanto en la industria como en la investigación.

La fase experimental se desarrollo en laboratorios de Análisis de Fluidos de Perforación del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) durante 6 meses. Se contaron con 7 fluidos diseñados para ambientes de aguas profundas los cuales fueron analizados. Para la fase de la evaluación numérica se conto con el apoyo de la compañía HALLIBURTON proporcionando el Software especializado en la Hidráulica de un pozo de uso común en Petróleos Mexicanos.

En el primer capítulo se presentan las problemáticas relacionadas con los fluidos de perforación que exigen un diseño de alto rendimiento. En el segundo capítulo se presenta la historia de los fluidos sintéticos desde sus orígenes hasta los de Reología Constante.

El tercer capítulo presenta el planteamiento experimental y los resultados de la caracterización fisicoquímica y reológica del fluido de estudio, igualmente se dan los fundamentos relacionados con la reología, los factores que influyen en estas propiedades y el impacto que tienen en lo que se refiere a la ejecución del trabajo durante la operación de perforación, mediante el uso de un reómetro de corte dinámico.

El cuarto capítulo expone el comportamiento de los fluidos en movimiento por medio de una evaluación numérica resaltando el impacto de los fluidos caracterizados en la hidráulica de un pozo.

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo, se presenta brevemente la importancia que tiene la perforación en ambientes de aguas profundas, como una tarea compleja y costosa. Donde los factores y problemas son únicos, requiriendo una planificación y consideración minuciosa. La estructura de altos costos demanda establecer planes para imprevistos. Se requieren lodos de perforación de alto rendimiento para optimizar la limpieza del pozo, la estabilidad del agujero y la inhibición de los hidratos de gas, entre otras problemáticas descritas a un nivel introductorio. Sistemas de fluidos unidos a buenas prácticas de perforación maximizan las posibilidades de éxito, minimizando los costos del pozo.

1.1 Antecedentes

El potencial de la exploración y producción en aguas profundas es considerable en muchos lugares costa fuera del mundo. En general, la perforación en aguas profundas tiene un mayor grado de dificultad que la perforación convencional, y presenta muchos retos operacionales. Los recientes avances tecnológicos han motivado la expansión actual de la perforación y producción en este tipo de ambientes y sigue siendo la tendencia alrededor del mundo. La selección y aplicación del fluido correcto es uno de los factores claves para la perforación exitosa en aguas profundas.

El término “aguas profundas” se refiere a los pozos perforados en profundidades de agua mayores que 500 m. Estos pozos se caracterizan por el uso de equipos de perforación flotantes, posicionados dinámicamente o anclados por cadenas, del tipo de plataformas semisumergibles o buques de perforación, que usan cabezales de pozo submarinos y largos sistemas de riser. Los pozos son perforados en formaciones más recientes que tienen perfiles de gradiente de fractura a presión de poro más estrechos, requieren un mayor número de tuberías de perforación y generan mayores costos de operación. Debido a los altos costos diarios de operación, la selección del fluido de perforación correcto es crítica. Si se logra mejorar el rendimiento, los mayores costos del fluido de perforación estarán justificados, ya que producirán ahorros globales.

Las dificultades relacionadas con la perforación, terminación y producción de pozos que usen cabezal y riser submarinos exigen un diseño minucioso de los fluidos. Una lista de los factores y las consideraciones relacionadas con el diseño de los fluidos incluye:

- ◆ Hidratos de gas.
- ◆ Formaciones reactivas.
- ◆ Presión de Poro y bajos gradientes de fractura.
- ◆ Volúmenes del riser y tubería de revestimiento grande.
- ◆ Pérdida de circulación.
- ◆ Temperaturas bajas de la línea de flujo.
- ◆ Limpieza del pozo.
- ◆ Control del pozo.
- ◆ Altos costos diarios del equipo de perforación.

El diseño y la aplicación del fluido correcto requieren la evaluación de cada uno de estos factores con respecto a su impacto sobre el proyecto en aguas profundas. No todos los pozos en aguas profundas presentarán todos los factores indicados anteriormente, pero muchos de éstos estarán presentes.

1.2 Perforación en Aguas Profundas

Antes de describir los retos de la perforación en agua profundas, se requiere lograr un entendimiento básico de los equipos de perforación y aparejos usados para perforar estos pozos.

Como se mencionó anteriormente, las plataformas semisumergibles y los buques de perforación son los tipos básicos de equipos de perforación usados para perforar en aguas profundas. Las profundidades de operación para los buques de perforación pueden variar de cientos de metros a más de 3000 m. En general, los buques de perforación son usados para perforar en las aguas más profundas y en las zonas más remotas. Una vez que los pozos exploratorios en aguas profundas han sido perforados, se suele usar plataformas y equipos de perforación fijos o flotantes especialmente diseñados para desarrollar y producir estos pozos. En general, las plataformas semisumergibles se limitan a profundidades de tirante de agua de 2000 m.

Las plataformas semisumergibles y los buques de perforación tienen una característica en común: son plataformas flotantes de perforación que suben y bajan debido a la acción de las mareas y de las olas. Estos equipos de perforación tienen compensadores de movimiento que atenúan la acción de las olas y permiten mantener constante el peso aplicado sobre la barrena y la tensión impuesta sobre el riser. Los preventores (BOPs) son instalados sobre el fondo marino y conectados al equipo de perforación por un sistema de riser. El riser es un sistema de tuberías que conectan el flujo de lodo desde el pozo hasta el equipo de perforación ubicado en la superficie.

Además, el sistema de riser incluye líneas redundantes de seguridad, y generalmente una línea dedicada de circulación de lodo para permitir una mayor velocidad anular en el riser de gran diámetro a fin de mejorar la limpieza del pozo.

En aguas de poca profundidad a profundidad media, estos equipos de perforación están amarrados a anclas ubicadas en el fondo marino. En profundidades de agua extremas, se usa un sistema de posicionamiento dinámico con hélices propulsoras para mantener el equipo de perforación encima de la zona de interés, sin que sea necesario usar líneas de amarre y anclas. El posicionamiento dinámico, es más común en los buques de perforación y las plataformas semisumergibles de aguas ultra-profundas.

Típicamente, se usa una señal acústica con sonar y un Vehículo Operado por Control Remoto (ROV) con video para posicionar el equipo de perforación y conectar el riser al conjunto de BOP submarino. El riser debe ser sostenido por el equipo de perforación para impedir que la presión hidrostática del agua y el peso del riser causen el colapso (pandeo) del riser, de la misma manera que se introduce la columna de perforación bajo tensión para prevenir el pandeo. Por lo tanto, el riser debe ser sometido a una tensión mientras que está conectado. Se suele revestir el riser con una camisa de espuma para aumentar su flotabilidad y reducir la carga sobre el equipo de perforación. El riser tiene una junta flexible en la parte superior para permitir el movimiento

causado por las olas, y conexiones giratorias con unión esférica arriba y abajo, para permitir el movimiento angular.

El conjunto de BOP submarino está unificado con doble redundancia y puede quedar instalado en el fondo marino, aun cuando se desconecta y se recupera el riser. La mayoría de los risers tienen por lo menos cuatro líneas separadas de estrangulamiento y bloqueo que pueden ser activadas, si es necesario. Los equipos de perforación flotantes tienen sistemas desviadores de brotes, además de las líneas de estrangulamiento y bloqueo y de los conjuntos de BOP submarinos. Los sistemas desviadores desvían el flujo de fluidos, alejándolo del cuerpo principal del equipo de perforación.

En los casos de control de pozo en intervalos poco profundos, el gradiente de fractura es demasiado bajo para la presión de cierre, y causará un brote subterráneo. El sistema desviador permite que el gas y los fluidos suban por el pozo y a través de las tuberías superficiales, hacia un lugar seguro donde serán descargados. Los sistemas desviadores están expuestos a una erosión extrema causada por la arena y pueden desgastarse rápidamente.

1.3 Fluidos de Perforación

Muchos fluidos diferentes pueden y han sido usados en las aplicaciones de aguas profundas. Éstos varían de los más simples como lodos de lignosulfonato base agua salada a lodos sintéticos de alto rendimiento aprobados desde el punto de vista ambiental. Los sistemas de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)/20% de sal, son indudablemente los sistemas base agua más usados. Los fluidos sintéticos de baja viscosidad, se usan cada vez más para la perforación en aguas profundas. Estos sistemas sintéticos gozan de una popularidad cada vez mayor debido al mayor rendimiento de la perforación y a la mejor estabilidad del pozo que proporcionan, en comparación con los fluidos base agua. El gas natural, el CO₂ y el H₂S son muy solubles en aceite diesel, aceite mineral y fluidos sintéticos. La solubilidad del gas y su efecto sobre la detección de brotes y el control del pozo deben ser considerados para todos los pozos en aguas profundas. Los fluidos sintéticos son costosos y no se recomiendan para zonas que tienen altas posibilidades de pérdida de circulación. Cabe reiterar que la selección apropiada y el diseño correcto del fluido de perforación dependen de la consideración de los factores más importantes para un proyecto determinado en aguas profundas, así como de las preocupaciones y preferencias del cliente. Con los avances tecnológicos, nuevos fluidos serán sin duda desarrollados y superarán a los sistemas actuales en lo que se refiere al tratamiento de las cuestiones relacionadas con aguas profundas, que se describen a continuación.

1.4 Hidratos de Gas

Los hidratos de gas constituyen un motivo clave de preocupación para los operadores que perforan en aguas profundas. Los hidratos de gas son una mezcla de gas y agua “parecida al hielo”. A la presión atmosférica, el agua dulce se congela a 0°C.

Termodinámicamente a presiones elevadas, los hidratos de gas se forman a temperaturas moderadas, incluso a la temperatura ambiente. Los hidratos de gas existen naturalmente en el

permafrost (hielo permanente) ártico y en depósitos del lecho marino en aguas profundas, generalmente a profundidades mayores que 250 m.

Existen naturalmente en el Golfo de México, a profundidades de sólo 530 m y a una temperatura de 7,2°C. Un metro cúbico de hidratos de gas puede contener 170 m³ de gas natural. Los hidratos de gas de origen natural pueden causar problemas de control del pozo al ser perforados, pero la formación de hidratos de gas en el fluido de perforación presenta un problema más grave de control de pozo en situaciones de aguas profundas.

Los hidratos de gas pueden formarse en lodos de perforación de baja salinidad, en condiciones moderadas de presión y temperatura como 480 psi y 7,2°C, las cuales se encuentran comúnmente durante el control de brotes en aguas profundas. Durante las situaciones del control de pozo, los hidratos pueden obturar los risers, las líneas de BOP y las líneas de estrangulamiento (seguridad), afectando el control eficaz del pozo.

Aunque los casos reportados de hidratos de gas sean pocos, el riesgo de perder la capacidad operativa del equipo de BOP siempre está presente. Por este motivo, todos los sistemas de lodo de aguas profundas deben ser formulados para eliminar la formación de hidratos de gas. El aumento de la salinidad de los lodos base agua es el método que se suele usar para eliminar los hidratos. El sistema estándar de lodo base agua para aguas profundas usa 20% en peso de sal para inhibir los hidratos de gas. Al aumentar la salinidad de un sistema de lodo base agua, se reduce la temperatura a la cual los hidratos de gas pueden formarse a una presión determinada. La cantidad de sal requerida depende de la presión hidrostática y de la presión estática del pozo cerrado, así como de la temperatura del fondo oceánico. Los lodos con 20% de sal no son suficientes para la perforación en aguas ultra-profundas o árticas. A presiones más altas y temperaturas más frías, se recomienda usar una combinación de sal y glicerol o glicol soluble en agua, para mejorar la inhibición. Se tienen identificados múltiples factores que afectan la formación de hidratos de gas.

Los sistemas de aceite diesel, aceite mineral y sintético proporcionan una excelente eliminación de hidratos. Esta inhibición resulta de la limitada cantidad de agua que contienen y del hecho que la fase acuosa suele tener una alta concentración (>25% en peso) de cloruro de calcio. Sin embargo el gas natural, el CO₂ y el H₂S son muy solubles en aceite diesel, aceite mineral y fluidos sintéticos. Esta solubilidad aumenta el área de contacto con la fase emulsionada de la salmuera y puede acelerar la formación de hidratos de gas, si no fuera por la salinidad elevada, en fluido inestable. La solubilidad del gas y su efecto sobre la detección de brotes y el control de pozo deben ser considerados para todos los pozos en aguas profundas. Estos sistemas son atractivos para la perforación en aguas profundas, porque también proporcionan excelentes características de inhibición de lutitas y lubricidad. Estos sistemas son costosos y no se recomiendan para zonas que tienen altas probabilidades de pérdida de circulación.

1.5 Geología y Formaciones Reactivas

La geología de la perforación en aguas profundas es diferente de la geología en tierra y en aguas poco profundas. Por ejemplo, las formaciones son relativamente recientes y muy reactivas. Las arcillas y los limos no han sido alterados por temperaturas o presiones extremas y no están muy deshidratados. Las arenas son generalmente no consolidadas y no han sido compactadas. Las

formaciones de arcillas poco profundas, llamadas gumbo, son muy blandas y pegajosas. Los recortes de estas formaciones pueden causar el empaquetamiento del pozo, líneas de flujo taponadas, y Velocidades de Penetración (ROPs) reducidas. El mecanismo que causa estos problemas es tanto mecánico, como química (hidratación). Además, las arcillas recientes contienen altos volúmenes de agua y pueden ser extremadamente pegajosas y problemáticas, independientemente del grado de inhibición. El hinchamiento y la dispersión de las lutitas reactivas deben ser tratados cuando se perfora en aguas profundas. Los sistemas base sintético, aceite diesel, aceite mineral, PHPA, cloruro mejorado y lignosulfonato han sido usados en aplicaciones de aguas profundas. Los lodos base sintético y aceite proporcionan una inhibición excelente, eliminando prácticamente todos los problemas relacionados con el gumbo (debido a la humectación por aceite de las superficies pegajosas), y proporcionan buenas características de lubricidad y eliminación de hidratos de gas. Los sistemas base agua requieren aditivos para aumentar su rendimiento y minimizar los problemas relacionados con el gumbo blando y pegajoso, y para la inhibición de hidratos. A pesar de esto, los sistemas de lodo base agua cuestan menos y pueden constituir el sistema preferido cuando hay motivos de preocupación debido a bajos gradientes de fractura y a la pérdida de circulación.

1.6 Presión de Poro y Bajos Gradientes de Fractura

La perforación en aguas profundas se enfrenta a retos, debido a que las presiones de poro y los gradientes de fractura de la formación a pequeñas profundidades son casi iguales. Para las aplicaciones en aguas profundas, el gradiente de fractura y la presión de poro equivalente disminuyen cuando la profundidad de agua aumenta. A profundidades extremas de agua (± 3000 m), estos valores bajos de gradiente de fractura (debido a la falta de sobrecarga) y presión de poro equivalente hacen que la perforación sea poco práctica, incluso si se usa lodo no densificado, porque las pérdidas de presión anular aumentan la Densidad Equivalente de Circulación (DEC). Se han propuesto muchos esquemas para aliviar la densidad de la columna de lodo en el riser para estas situaciones de aguas ultra-profundas. En aguas profundas normales (500 a 1500 m), los bajos gradientes de fractura complican las situaciones de control de pozo, ya que el asiento de la zapata no soportará una presión alta de cierre de la tubería de revestimiento. El pozo típico en aguas profundas usa frecuentes tuberías de revestimiento poco profundas para aislar las formaciones de bajo gradiente de fractura.

Los bajos gradientes de fractura también presentan problemas de pérdida de circulación causados por las presiones de surgencia y pistoneo. Esto ocurre especialmente con los sistemas base sintético, aceite mineral y aceite diesel, los cuales son comprimibles y tienden a reducir los gradientes de fractura admisibles. Las presiones de surgencia, pistoneo y DEC son una de las principales causas de problemas para todas las operaciones de perforación en aguas profundas, especialmente durante la introducción y cementación de la tubería de revestimiento. Es muy importante entender los efectos de la temperatura y la presión sobre la hidráulica y la reología de fluido de perforación en las aplicaciones de aguas profundas. Las temperaturas bajas del agua y las temperaturas bajas resultantes del riser pueden elevar el valor de las propiedades reológicas del fluido resultando en altas presiones de surgencia y pistoneo.

1.7 Volúmenes del Riser y Tubería de Revestimiento

Como se ha mencionado, los pozos perforados en aguas profundas requieren risers largos y tuberías de revestimiento de gran diámetro. El riser, la tubería de revestimiento de gran diámetro y los pozos de gran tamaño requieren grandes volúmenes del sistema de lodo. Un riser con un Diámetro interior (DI) de 20 pulg en 750 m de agua tiene un volumen de 972 bbl. No es raro que una operación de perforación en aguas profundas tenga un sistema de circulación igual o mayor a 4,000 bbl. Estos grandes sistemas requieren cantidades proporcionalmente más grandes de aditivos de lodo para el mantenimiento y el tratamiento. Las cantidades de aditivos requeridas y los límites impuestos por el espacio disponible y las cargas en las cubiertas hacen que el manejo de las existencias sea crítico. Debido a la distancia entre estos pozos y las instalaciones portuarias, y a la logística relacionada con las operaciones costa fuera, la entrega de los materiales de lodo al pozo puede llevar mucho tiempo. Otras condiciones, como la disponibilidad de los barcos de trabajo y las condiciones oceánicas, pueden demorar aún más el tiempo de entrega. Por último, las existencias mínimas requeridas no pueden ser calculadas exclusivamente en base al consumo del día anterior. Los cambios de las condiciones y de los requisitos del tratamiento deben ser anticipados.

Otros tipos de envasado de productos deberían ser considerados. En muchos casos, la entrega de productos premezclados en forma líquida o a granel puede ser beneficiosa. Por ejemplo, se requiere sal para los sistemas base agua que suelen ser usados en aguas profundas. La entrega a granel o en sacos grandes (“big-bag”) de 1 tonelada proporciona mayor flexibilidad para las adiciones, el almacenamiento y el transporte de los productos. En vez de ser entregada en sacos o a granel, la sal también está disponible en forma de salmuera. Muchos equipos de perforación flotantes tienen una capacidad de almacenamiento de líquidos que puede ser usada para almacenar la salmuera, dejando espacio en las cubiertas para otros productos. Un sistema de manejo de productos a granel se debe considerar como opción para otros productos, a fin de simplificar la logística, reducir los desechos de productos y reducir de recipientes.

Aunque estos sistemas requieran modificaciones del equipo de perforación, los ahorros potenciales que pueden proporcionar son considerables para las operaciones en aguas profundas de costo elevado. El uso de un sistema computarizado de monitoreo y adiciones de productos pueden hacer que estos sistemas sean muy eficaces para obtener un sistema de lodo tratado de manera uniforme. Se requieren cálculos correctos del consumo de materiales y una planificación adecuada del abastecimiento de productos para que el proyecto sea exitoso. Igual que todas las cuestiones descritas en este trabajo, estos factores son parte integrante del sistema total de perforación en aguas profundas.

1.8 Pérdida de Circulación

La pérdida de circulación siempre constituye un problema potencial y un motivo de preocupación cuando se perfora en aguas profundas. Esto se debe a la pequeña diferencia entre la presión de poro y el gradiente de fractura, y al efecto de las pérdidas de presión anular. Considerando que los costos totales de perforación pueden exceder 10.000 US\$/h (1997), cualquier demora en la perforación, tal como el tiempo requerido para tratar la pérdida de circulación, puede aumentar considerablemente los costos del pozo. Durante la perforación en

aguas profundas, cuando se usa un riser largo para conectar los BOPs del fondo oceánico, la pérdida de circulación presenta problemas únicos que no se producen cuando se perfora con BOPs montados en la superficie. Si se produce una pérdida total de circulación y el nivel de lodo en el riser disminuye, la presión hidrostática del agua del mar puede colapsar y dañar el riser. La pérdida de circulación causada por formaciones débiles o porosas y bajos gradientes de fractura es característica de los proyectos de perforación en aguas profundas. Las velocidades de viaje, las velocidades de perforación, las densidades equivalentes de circulación, la viscosidad del fluido y la densidad del lodo deben ser manejadas correctamente para prevenir la pérdida de circulación. El riesgo de pérdida de circulación es importante cuando se trata de colocar la tubería de revestimiento a mayor profundidad. Esta práctica es común cuando se produce algún incidente imprevisto en la perforación que requiere colocar la tubería de revestimiento a niveles menos profundos y gradientes de fractura más bajos de lo previsto. Para alcanzar la profundidad y el gradiente de fractura previstos para la siguiente tubería de revestimiento, a veces se debe perforar con un margen reducido entre el peso del lodo y el gradiente de fractura. Esto se hace para que la profundidad total del pozo pueda ser alcanzada con el tamaño previsto de tubería de revestimiento. Esta práctica presenta un riesgo elevado de pérdida de circulación. El peso de lodo requerido para perforar hasta la siguiente profundidad planeada de la tubería de revestimiento puede exceder el gradiente de fractura en la zapata de la tubería de revestimiento anterior, y causar la pérdida de circulación.

La optimización de la operación de perforación y de las propiedades del fluido de perforación puede ser el factor determinante que permita prevenir la pérdida de circulación y lograr la profundidad total planeada. Las presiones de pistoneo y surgencia deberán ser calculadas antes de realizar los viajes para determinar las velocidades máximas seguras de viaje. Los programas de modelación de hidráulica deberán ser usados para evaluar los efectos sobre la densidad equivalente de circulación de factores como la velocidad de bombeo, velocidad de perforación, geometría del pozo, limpieza del pozo, reología y densidad del lodo. Es necesario evaluar los efectos de la temperatura y presión de fondo sobre la reología, la DEC y la densidad del lodo base aceite o sintético, con mayor precisión experimental que en los casos convencionales, para prevenir la pérdida de circulación. El tipo y la concentración de material de pérdida de circulación que se usará serán determinados por el tipo de zona de pérdida, la compatibilidad con el sistema de lodo, y el equipo de perforación usado. La mayoría de los materiales de pérdida de circulación son compatibles con lodos base agua, pero algunos no son compatibles con fluidos base aceite y sintéticos. Los materiales fibrosos de celulosa como el papel, la corteza desmenuzada o los materiales agrícolas molidos, absorben la fase líquida del lodo y aumentan la viscosidad. El carbonato de calcio, la mica, el grafito granular y las cáscaras de nueces son generalmente aceptables en los lodos base aceite y sintético. El material de pérdida de circulación no debe taponar los equipos de fondo como las herramientas de MWD y LWD, los motores de fondo y las pequeñas toberas. Antes de ser aplicados al sistema de lodo, los materiales de pérdida de circulación propuestos y sus concentraciones deben ser revisados para determinar si son aceptables. Los equipos taponados requieren viajes adicionales y mayores costos, además del problema de pérdida de circulación.

En la práctica, los factores limitantes de los materiales de pérdida de circulación deben ser examinados durante la fase de planificación del pozo y confirmados en el pozo antes de que surja algún problema.

1.9 Temperaturas Bajas de la Línea de Flujo

Como se ha mencionado, la temperatura del agua disminuye con la profundidad. Los risers largos rodeados por agua del mar fría producirán temperaturas del lodo mucho más frías y viscosidades más altas en el riser y en la línea de flujo. El aumento de viscosidad causado por la temperatura, especialmente en los lodos base aceite y sintético, puede limitar el tamaño de las mallas de la zaranda – que se pueden usar sin perder lodo, a entramados relativamente grandes. Muchas veces se comete el error de tratar el sistema de lodo para reducir la viscosidad en la línea de flujo, pero esto se debe evitar ya que reduce la limpieza del pozo en el riser. Haciendo circular una tercera bomba de lodo “de refuerzo” en el riser, se puede limitar la cantidad de enfriamiento que ocurre dentro de éste.

1.10 Limpieza del Pozo

La limpieza del pozo es un factor crítico para la perforación en aguas profundas. La falta de limpieza del pozo o riser puede causar la pérdida de circulación, camas de recortes, el empaquetamiento del pozo y la pega de la tubería. Debido a estos factores, es imprescindible planear y monitorear la limpieza del pozo. La reología del lodo, el caudal y la velocidad de penetración deben ser considerados y comparados para lograr una limpieza apropiada del pozo. El análisis de la hidráulica incluye cálculos de la densidad equivalente de circulación y del efecto de las concentraciones de recortes sobre la DEC. Altas DEC's causadas por la falta de limpieza del pozo o una ROP excesiva, unidas a bajos gradientes de fractura en los ambientes de aguas profundas, crean las condiciones la pérdida de circulación. La reología a muy baja velocidad de corte del lodo es crítica para la limpieza del pozo. Debe ser monitoreada y ajustada para producir la limpieza del pozo requerida para el perfil de pozo planeado. La limpieza del pozo aún puede ser problemática cuando se optimiza la reología del lodo en términos de capacidad de transporte, a menos que se use una velocidad de circulación adecuada y buenas prácticas de perforación. La alta ROP y los bajos caudales pueden generar recortes más rápidamente que la velocidad a la cual éstos pueden ser extraídos del pozo. Después de optimizar la reología del lodo, podría ser necesario controlar la ROP y/o aumentar el caudal para mantener el pozo limpio. Podría ser difícil limpiar el riser, aún cuando todos los parámetros para limpiar el pozo sean los correctos. Muchas veces se usa una tercera bomba de lodo, para reforzar la limpieza del riser, a fin de proporcionar un caudal y una velocidad suficientes. La acumulación de recortes en el riser o en el conjunto de BOP submarino puede causar demoras costosas para el equipo de perforación, cuando las pruebas de los BOPs fallan, o se interrumpe la circulación de los recortes fuera del riser, o cuando se saca el riser y el conjunto de BOP submarino para limpieza y reparación.

1.11 Control del Pozo

El gradiente de fractura bajo es común en los pozos perforados en aguas profundas y no permite altas presiones de cierre de la tubería de revestimiento, especialmente en los intervalos poco profundos. La alta presión de cierre de la tubería de revestimiento en intervalos poco profundos podría causar un brote. Se usan sistemas desviadores para controlar los brotes de zonas de gas poco profundas. El riser complica las situaciones de control del pozo. El desviador es una tubería

que tiene una presión relativamente baja y que no está diseñada para contener presiones elevadas. En las situaciones de control del pozo, se circula alrededor del riser con el equipo de BOP submarino, y se hace circular el pozo bajando en la tubería de perforación, subiendo por el espacio anular, pasando a través de los BOPs y subiendo por la línea de estrangulamiento paralela al riser, hasta llegar al estrangulador, el cual está ubicado en la cubierta del equipo de perforación flotante. Las líneas largas de estrangulamiento requieren que se modifique el procedimiento de matar el pozo utilizando BOP. Las líneas de estrangulamiento de diámetro pequeño tienen altas pérdidas de presión que generan una contrapresión sobre la columna de lodo y la formación. La presión inicial de la tubería de revestimiento (presión en el estrangulador) debe reducirse en una presión igual a la pérdida de presión en la línea de estrangulamiento (CPL). Si esto no se realiza, la presión de fondo resultante puede ser mucho más alta que la presión necesaria para controlar el brote. Dos o más líneas de estrangulamiento pueden ser usadas simultáneamente para reducir la CPL, la cual debe ser calculada de la Presión de Cierre de la Tubería de Revestimiento (SICP) inicial. El sistema de lodo de superficie debe ser densificado hasta alcanzar el peso para matar el pozo, con el pozo cerrado.

Por último, se arranca la bomba y se usa el estrangulador para mantener la presión de la tubería de revestimiento a la SICP inicial menos la CPL, hasta que la bomba alcance la velocidad lenta de bombeo. Una vez que se alcanza la velocidad lenta de bombeo, se usan los manómetros del estrangulador y del tubo vertical para mantener el programa de presiones planeadas. Cuando cualquier cantidad de gas o fluidos más ligeros alcanza las líneas de estrangulamiento y desplaza el lodo pesado, la presión hidrostática que actúa sobre el pozo disminuye, y se debe cerrar el estrangulador para mantener una presión constante en la tubería de perforación. Una vez que el pozo está muerto, el riser debe ser desplazado con lodo densificado y cualquier cantidad de gas atrapado en el conjunto de BOP debe ser desplazado antes de que se pueda abrir y hacer circular el pozo.

1.12 Costo Diario del Equipo

Como se mencionó anteriormente, las prácticas de perforación y terminación de pozos en aguas profundas son operaciones de alto costo. Estas operaciones pueden ser optimizadas mediante una planificación bien coordinada y la implementación adecuada de todos los esfuerzos relacionados en un proyecto de aguas profundas, para reducir los costos y maximizar la productividad. Sin embargo, un enfoque de los fluidos basado en precios bajos no siempre constituye el mejor enfoque para los proyectos en aguas profundas. Cualquier sistema o proceso de fluidos de perforación que pueda ayudar a reducir el tiempo requerido para lograr los objetivos del operador debe ser considerado, independientemente del costo. El costo de un sistema de lodo de alto rendimiento puede ser fácilmente compensado por los ahorros de costos del equipo de perforación obtenidos al reducir el número de días requeridos para terminar el proyecto.

Capítulo 1 Introducción

En resumen:

Problemática	Reflejada en	Recomendación
Hidratos de Gas	Obtura de risers, líneas de BOP y líneas de estrangulamiento, afectando el control eficaz del pozo	Aumento de la salinidad de los lodos base agua. A presiones altas y temperaturas frías, usar sal y glicol. Uso de fluidos sintético de alto rendimiento
Geología y Formaciones Reactivas	Empaquetamiento del pozo, líneas de flujo taponadas y ROPs reducidas	Fluidos base sintético y aceite proporcionan humectación de las superficies pegajosas e inhibición excelente
Presión de Poro y Bajos Gradientes de Fractura	Complicado control de pozo por el asiento de la zapata no soporta presión alta de cierre de TR, problemas de pérdida de circulación por las presiones de surgencia y pistoneo.	Fluidos base sintéticos de alto rendimiento
Volúmenes del Riser y Tubería de Revestimiento.	Grandes cantidades de material requeridas, espacio disponible limitado, disponibilidad de barcos y condiciones oceánicas demora el tiempo de entrega. Requisitos de tratamiento deben ser anticipados	Entrega de productos premezclados en forma líquida o a granel. Sacos grandes de 1 tonelada
Pérdida de Circulación	Aumento considerablemente de costos del pozo	Cálculos de presiones de pistoneo y surgencia. Modelación de hidráulica: DEC, gasto, ROP, geometría del pozo, limpieza del pozo, reología y densidad del lodo. Evaluar los efectos de temperatura y presión de fondo sobre la reología, la DEC y la densidad del fluido
Temperaturas Bajas de la Línea de Flujo	Baja viscosidad	Circular bomba de lodo de refuerzo en el riser limita la cantidad de enfriamiento y evitar tratamiento del fluido
Limpieza del Pozo	pérdida de circulación, camas de recortes, el empaquetamiento del pozo y la pega de la tubería	Análisis de reología del fluido, el caudal y la ROP. En la hidráulica incluir cálculos de DEC y efecto de concentraciones de recortes
Control del Pozo	La alta presión de cierre de la TR en intervalos poco profundos podría causar un brote	Uso de sistemas desviadores para controlar los brotes
Costo Diario del Equipo	Operaciones de alto costo	El costo de un fluido de alto rendimiento compensa los ahorros de costos del equipo de perforación obtenidos al reducir el número de días requeridos para terminar el proyecto

Capítulo 2 HISTORIA DE LOS FLUIDOS SINTÉTICOS Y LOS RETOS DE SU APLICACIÓN EN MÉXICO

Los registros más antiguos datan del siglo tercero antes de C. en China. La técnica de perforación con herramienta de cable consistía en dejar caer una pesada herramienta metálica de perforación y retirar la roca pulverizada con un contenedor tubular. Los chinos se encontraban relativamente avanzados en este arte y se les atribuye haber sido los primeros en utilizarla, de manera intencional, los fluidos en el proceso de perforación. En este caso el fluido era agua. El agua suavizaba la roca permitiendo que la penetración fuese más fácil y ayudaba a la eliminación de recortes.

En 1833, un ingeniero francés de nombre Flauville observando la operación de perforación se dio cuenta que el agua que brotaba era muy efectiva para sacar los recortes del pozo. El francés ideó una manera para que el agua se bombeara hacia abajo dentro de una tubería de perforación y arrastrara los recortes consigo cuando regresara a la superficie, en el espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo. En este momento se estableció el principio de usar un fluido en movimiento para retirar los recortes del pozo.

Las compañías dedicadas a diseñar fluidos de perforación continuamente renuevan la tecnología para mejorar la eficiencia de perforación y obtener una ventaja competitiva. Esta innovación es impulsada por la creciente complejidad de los retos emprendidos por los operadores para llegar a las reservas cada vez más remotas, al mismo tiempo que buscan reducir los costos operativos.

Generalmente los fluidos sintéticos (SBM) son de elección en ambientes de aguas profundas debido a su superioridad en el logro de altas velocidades de penetración y el mantenimiento de la estabilidad deseada del pozo. Una desventaja de la utilización de SBM es la pérdida de circulación, sobre todo cuando el lodo se ha mantenido estable durante un período prolongado de tiempo.

En los ambientes de aguas profundas, la temperatura del agua fácilmente alcanza los 40 ° F (5 ° C) y por debajo. Este ambiente de baja temperatura enfría al fluido de perforación, aumentando significativamente la viscosidad del fluido, lo que a su vez afecta la densidad de circulación equivalente (DEC) y la presión aumenta.

A menudo se encuentran en las operaciones de perforación en aguas profundas márgenes estrechos de geopresiones (es decir, la ventana operacional entre el gradiente de fractura y la presión de poro) que hacen tales aumentos reológicos intolerables, lo que resulta en graves pérdidas de SBM y por lo tanto un aumento significativo en el costo del fluido y el tiempo de perforación.

Uno de los métodos de trabajo de la DEC crítica es la manipulación de la reología de fluidos. Sin embargo, la reología del fluido no es la única consideración suficiente para manejar el control de la DEC, sino también debe tener en cuenta la remoción de los recortes y la suspensión de barita para pozos específicos. Así, el principal desafío para el diseño del fluido en la mayoría de las operaciones de perforación en aguas profundas consiste en equilibrar eficazmente la reología de fluidos para limpieza del pozo, la DEC y la suspensión barita simultáneamente. Este concepto se ilustra en la imagen 2.1 donde la reología del fluido es el denominador común de todas estas

cuestiones, un nuevo diseño de SBM para reducir al mínimo la dependencia de la temperatura de las propiedades reológicas se cree que es un enfoque prometedor para aliviar las dificultades encontradas habitualmente en alcanzar el equilibrio deseado entre todas estas cuestiones.

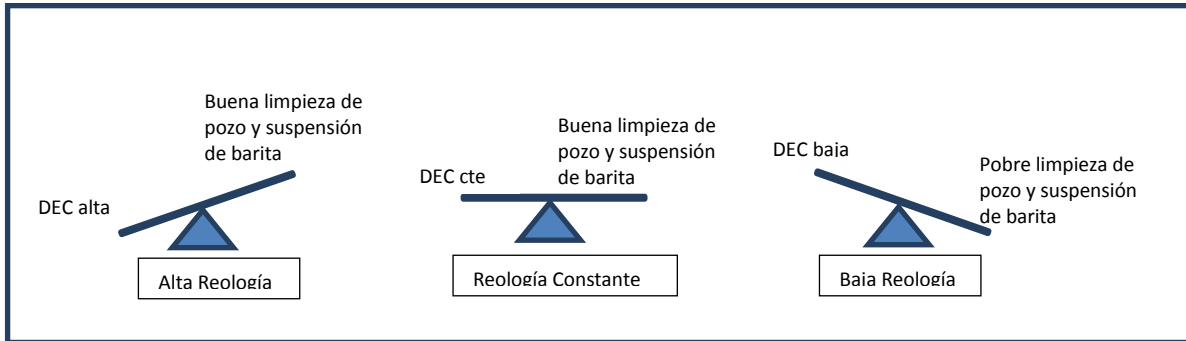


Imagen 2-1: Reología como denominador común en el equilibrio de la DEC y la limpieza del pozo.

En la última década, la utilidad y seguridad de los lodos sintéticos (SBM) han sido bien documentadas. Este trabajo presenta una recopilación y análisis de la literatura de los fluidos sintéticos de perforación empleados en aguas profundas, su problemática, ventajas y desventajas, así como los retos de aplicación en México.

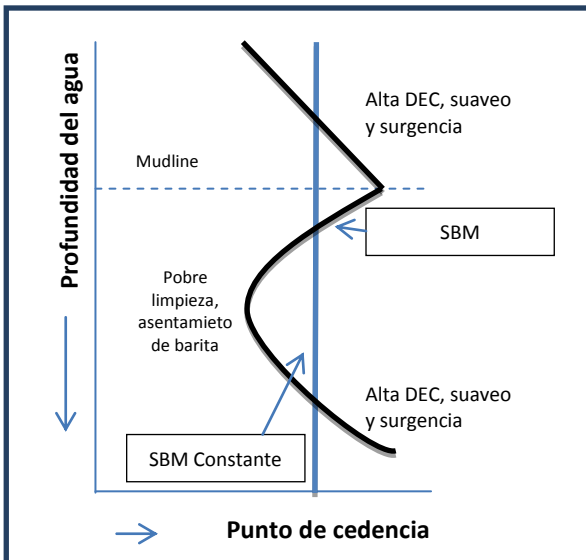


Imagen 2-2: Comparación entre fluido convencional y fluido con perfil reológico constante

fluido base sintético (un éster), el cual constituía el primer producto de sustitución de estos fluidos de perforación a base de aceite mineral que era aceptable desde el punto de vista ambiental. Un lodo base sintético a base de éter fue usado costa afuera de Noruega, más tarde en el mismo año. La primera Polialfaolefina (PAO) fue usada en mayo de 1991. Otros fluidos base sintético fueron introducidos en la industria en el siguiente orden: Alquibenceno Lineal (LAB), acetal, Alfaolefinas Lineales (LAO), Olefinas Internas (IO) y Parafinas Lineales (LP).

2.1 Generaciones de Fluidos SBM

A principios de la década de los ochenta, se hicieron esfuerzos para reducir el impacto sobre el medio ambiente de los lodos base aceite, mediante la sustitución del aceite diesel por productos petroleros más refinados, llamados aceites minerales, como fluido base en los lodos base aceite de emulsión inversa. Los lodos preparados con estos aceites más refinados eran menos tóxicos que los lodos preparados con aceite diesel, pero muchos aún contenían suficientes compuestos aromáticos para ser inaceptables desde el punto de vista ambiental y no se degradaban rápidamente.

En marzo de 1990, en el sector noruego del Mar del Norte, se usó un lodo preparado con un

La perforación con Lodos Base Sintético (SBM) es bastante común hoy en día en las regiones del Golfo de México y del Mar del Norte, así como en otras regiones tales como el Extremo Oriente, Australia y Sudamérica.

Debido a la evolución constante del mercado, se considera que la industria ya ha pasado a usar como mínimo la tercera generación de fluidos base sintético. El límite que separa los SBM de primera generación de los SBM de segunda generación está generalmente definido por el costo y la viscosidad cinemática del líquido base sintético. Típicamente, los lodos base sintético de segunda generación son menos costosos y menos viscosos. Por lo tanto, se puede considerar que los SBM de primera generación están basados en éster, éter y polialfaolefinas, mientras que los de segunda generación están basados en alfaolefinas lineales, olefinas internas y parafinas lineales.

Se considera que el lodo a base de acetal es un lodo de primera generación debido principalmente a su alto costo, mientras que el alquilbenceno lineal caduco es el primer líquido clasificado como lodo base sintético de segunda generación debido a su precio y a su viscosidad cinemática. La definición general de un material sintético es algo que fue producido por síntesis química. Los fluidos base sintético deben satisfacer dos criterios para ser usados en los fluidos de perforación:

- ◆ Primero, deben cumplir con las normas y los reglamentos ambientales locales para la descarga de recortes al mar. Si los recortes deben ser recogidos y transportados a tierra, entonces el uso de un lodo base sintético en vez de un lodo base aceite no ofrece ninguna ventaja adicional, excepto desde el punto de vista de la salud y de la seguridad.
- ◆ Segundo, el material sintético debe ser el fluido base para un sistema de lodo estable con las propiedades inhibidoras de un lodo base aceite de emulsión inversa.

2.2 SBM sin Arcilla

Fluido de perforación base sintético que mantiene un buen desempeño reológico dentro de un amplio intervalo de temperaturas, en operaciones donde el manejo de la densidad equivalente de circulación (DEC) resulta crítico. Su base sintética mantiene las propiedades reológicas con mínima variación, propias de una temperatura de 65°C (150°F) aún cuando se tengan temperaturas de hasta 4.5 °C (40°F). El perfil reológico constante del fluido sirve para minimizar las pérdidas totales de fluidos y controlar los valores de la DEC en niveles adecuados. El sistema de fluidos sintético, tiene particular aplicación en aguas profundas, donde la reología superficial y la DEC deben reducirse al enfrentar temperaturas frías en el riser.

- ◆ **Perfil Reológico constante:** Limpieza del agujero mejorada Valores reducidos de DEC Incremento en la velocidad de penetración
- ◆ **Estructuras de Gel, Frágiles** Menor Presión de surgencia al arranque de bombas Disminución del riesgo de pérdida de lodo al cementar o bajando TP
- ◆ **Contenido de Arcillas, Bajo** Adecuadas propiedades reológicas Valores bajos de DEC Geles frágiles
- ◆ **Ambientalmente, Aceptable** Para usarse en cualquier localización costa fuera

- Emulsificante con características de baja dispersión

- Contribuye al perfil de reologías planas
- Agente Humectante
- Mejora la inhibición de arcillas y mantiene un nivel bajo de incorporación de sólidos
- Proporciona la plataforma para el perfil reológico constante
- Reduce la reología en condiciones de baja T y la aumenta a T elevadas – Viscosificante que proporciona control sobre el asentamiento de barita
- Modificador temporal de reología de bajo esfuerzo de corte
- Adelgazante para disminuir la reología del fluido

2.3 Aplicación en México

Como se ha establecido anteriormente, la secuencia operativa y natural del proceso de perforación implica la construcción de un pozo con estabilidad y las condiciones óptimas tanto para la obtención de los datos requeridos de la formación, como de la mejor terminación para su explotación.

En este sentido, el primer criterio para la selección de los fluidos de perforación en aguas profundas es que estos sistemas minimicen el cambio de las propiedades reológicas a bajas velocidades de corte con la temperatura y la presión, tal que el impacto sobre la DEC sea mínimo. Una reología del fluido de perforación muy sensible a los cambios de temperatura incrementa la DEC pudiendo llegar a fracturar la formación, así mismo, deberá considerarse que una densidad estática baja puede permitir fácilmente los influjos de los fluidos de la formación, ambas situaciones derivadas del estrecho gradiente entre la presión de poro y de fractura.

Es importante que el fluido de perforación que cumpla funcionalmente con el propósito de diseño establecido, también asegure dichas propiedades bajo condiciones de perturbación, en el caso de aguas profundas esto es primordial, dada la magnitud de la inversión en este tipo de proyectos.

A continuación, se presenta una síntesis del informe del IMP en la metodología Visualización, Conceptualización, Definición, Seguimiento y Evaluación (VCDSE) de pozos del Activo Integral Holok Temoa de PEP.

Conforme México avanza en su incursión exploratoria en aguas profundas, tiende a enfrentar condiciones de mayor complejidad en presión, temperatura y ambientes geológicos. Entre los aspectos más importantes que la industria nacional tendrá que considerar están:

- ◆ Mayores tirantes de agua, (menor temperatura en el lecho marino).
- ◆ Mayores profundidades objetivo, (mayor temperatura en el fondo del pozo).
- ◆ Yacimientos subsalinos, (mayores dificultades de acceso al objetivo).

Con relación a lo anterior, México inicia la perforación exploratoria y posterior desarrollo del Cinturón Plegado de Perdido, esta zona es considerada de aguas ultra profundas, por lo que para su exploración y desarrollo se hace necesario un control estricto de los procesos de perforación, incluyendo el de los fluidos de perforación.

La información disponible de PEMEX establece que del lado estadounidense en aguas profundas del Golfo de México se han hallado varios descubrimientos de aceite ligero y gas asociado. El recurso prospectivo identificado a la fecha por Pemex oscila en un rango de 500 a 3 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esta área es considerada como una de las más atractivas en la búsqueda de aceite ligero en aguas profundas del Golfo de México, una parte de la cual la comparten México y Estados Unidos. Del potencial total de la región productora marina México-estadounidense, 70% le pertenecen al país y el resto ha sido concesionado a firmas multinacionales del lado de Estados Unidos.

De concretarse el hallazgo de hidrocarburos con las perforaciones que PEMEX anuncia para el próximo año en pozos como Maximino-1, Magnánimo-1 y PEP-1, considerados los más prometedores y además conectados a yacimientos del lado de EU, México podría registrar la primera producción de crudo proveniente de aguas profundas a tirantes de aguas mayores a 2 mil metros en 2017.

En específico el diseño de los fluidos de perforación deberá concentrarse en:

El control óptimo de la reología y su impacto en la DEC, bajo crecientes gradientes de temperatura y presión entre el lecho marino y la formación.

Mayores profundidades del objetivo implican pozos de Alta Presión y Alta Temperatura, dichos pozos suelen ser considerados como críticos. En las zonas tradicionalmente sobrepresurizadas o de pozo caliente, no es raro que las temperaturas de las formaciones excedan los 200 °C. Los sistemas base agua o aceite sintético son sensibles en mayor o menor grado a altas temperaturas, las cuales pueden degradar los componentes de la formulación y sus propiedades funcionales. El caso de los sistemas base sintéticos es crítica la estabilidad de la emulsión, la cual deberá ser corroborada a condiciones de operación y contaminación para asegurar su adecuado funcionamiento.

La perforación de sal por programa o contingencia tiene sus complejidades de estabilidad mecánica y química por la naturaleza del material, existen operadores que emplean tecnología para llegar al objetivo evitando los domos salinos, en cambio otros prefieren la perforación directa de los mismos.

Aunque no se prevea la existencia de domos salinos o cualquier otra estructura asociada a la sal, siempre existe la posibilidad de encontrar un lentículo de sal, es recomendable entonces asegurar la estabilidad del fluido sintético para la perforación de la sal, de acuerdo a las siguientes consideraciones.

Las condiciones reológicas del fluido en un pozo son función de la presión, temperatura de operación y del flujo óptimo para la limpieza de la formación correspondiente, si bien una formación de sal presenta características especiales durante su deformación en la perforación, esto no debe representar problema alguno, siempre y cuando se preserve y garantice la estabilidad de la emulsión desde el diseño y su aplicación por aspectos descritos a continuación. La capacidad de humectación por aceite y el contenido bajo de agua en un sistema sintético reducen en cierta medida la disolución de la sal y controlan el ensanchamiento del agujero durante la perforación en secciones de sal, pero las sales seguirán disolviéndose en la fase acuosa, manteniéndola saturada, de tal forma que un exceso de concentración de sal y alto contenido de

cloruros promueve la recristalización de sal y la posible precipitación de hidróxido de magnesio. Ambas reacciones producen partículas extremadamente finas con una gran área superficial, ocasionando el agotamiento del agente emulsificante y de humectación, esto provocara la humectación de los sólidos por agua, desestabilizando fluido de perforación y sus propiedades reológicas. Lo anterior implica tener un estricto control de calidad del sistema considerando la contaminación por sal a condiciones de operación.

La deformación de la sal de estratos muestra un comportamiento de flujo plástico, tal que puede fluir (reptar) y cerrar el agujero. Las píldoras de barrido de agua dulce pueden usarse para disolver la sal que está reptando y liberar la tubería en caso necesario. El cierre del pozo nunca será eliminado pero su velocidad puede ser controlada con densidad, el tiempo necesario para perforar la etapa, ajustar la densidad de trabajo para evitar el cierre del pozo por reptación de la sal.

Todos estos aspectos deben ser cuidadosamente considerados en el diseño y aplicación de los sistemas de fluidos de control para aguas profundas y sobremanera en aguas ultra profundas, donde la inestabilidad del fluido es más sensible a las condiciones de operación.

2.4 Consideraciones de la Reología Constante

Los términos “Reología constante” y “punto de cedencia constante” que describen a un fluido de perforación son conceptos recientemente introducidos a la industria de la perforación. El concepto se originó en los intentos para eliminar las pérdidas de lodo durante las operaciones de perforación en pozos de aguas profundas. Se pensaba que si un fluido de perforación estaba “cerca” del punto de cedencia constante en baja temperatura y alta presión, con el aumento de la temperatura y de alta presión, tal como sucede en el pozo, la precisión en la predicción del comportamiento de la presión es mejor, eliminando o reduciendo al mínimo las pérdidas en el fondo del agujero.

Este es un concepto que justifica un mayor esfuerzo. En consecuencia, las compañías de fluidos de perforación persiguen un fluido constante. En este trabajo se revisan fluidos con perfil reológico constante, lo que confirma que el enfoque de fluido con esta tendencia reduciría al mínimo la DEC en muchos casos. Sin embargo, la capacidad de controlar un perfil de viscosidad constante se ve influida por varios mecanismos que no siempre pueden ser controlados. Estas influencias incluyen las variables de temperatura, presión, la interacción de los modificadores reológicos y de los recortes, el cambio de velocidad de corte en el anular, las variaciones en alcalinidad y los cambios de concentración del modificador reológico.

Este trabajo también pone como importante el desarrollo y la aplicación de fluidos SBM que optimizan y balancean los requisitos de excelentes propiedades reológicas, el control de la DEC, y la mejora de suspensión de barita. A diferencia de los SBM convencionales, los fluidos SBM de un perfil reológico constante se caracterizan por permitir un mayor rango de viscosidad que se mantenga sin afectar negativamente la velocidad de perforación o la DEC. Por otro lado, la capacidad de acarreo de recortes y las propiedades de suspensión de barita son muy buenas.

El perfil de reología constante se logra mediante el uso de un nuevo paquete diseñado de emulsionantes, modificadores de reología y viscosificantes. El paquete emulsionante minimiza el impacto de los sólidos de perforación en las propiedades reológicas del nuevo SBM. Modificar la óptima reología se logra a través de un uso mínimo de arcillas organofílicas. Por otra parte, un modificador de reología también reduce la viscosidad, parámetro clave en las bajas temperaturas cuando aumentaba a altas temperaturas. El viscosificador se utiliza para satisfacer la mejora deseada en la viscosidad y la capacidad global de suspensión.

Gran cantidad de reportes de campo donde muestran los beneficios de la nueva reología constante SBM son de pozos del Golfo de México, incluyen la reducción de la DEC (por ejemplo, como resultado de menor pérdida de lodo SBM), una mejor evacuación de los recortes del pozo y la prevención del problema de asentamiento de barita. El éxito de las operaciones de fluidos SBM con perfil reológico constante ha dado lugar a una rápida aceptación en el campo, lo que le permite desplazar a SBM convencionales en las operaciones de perforación en aguas profundas.

2.4.1 La importancia de la Viscosidad Para la Limpieza del Pozo

La eliminación de los recortes también depende de muchas variables, incluyendo la tasa de flujo, densidad y tamaño de los recortes y aglomeración de recortes. La eliminación de recortes depende de la ROP, la naturaleza inhibitoria del fluido de perforación, la densidad y la viscosidad del fluido, el ángulo y la geometría del pozo y la tubería de rotación. Sifferman, Becker [13] y otros han llegado a la conclusión de que la viscosidad de los fluidos tenía un “moderado” impacto en la limpieza del pozo. Los principales factores fueron la densidad del lodo, la velocidad anular, la rotación de la tubería de perforación y el ángulo del agujero. El enfoque en YP y la viscosidad sólo para asegurar la adecuada limpieza del pozo no es práctico, sin considerar la situación general. Por ejemplo, algunas operaciones requieren fluidos de baja viscosidad y se basan en altas velocidades para limpiar el anular del pozo, mientras que otros requieren una menor velocidad de perforación con un fluido más viscoso.

2.4.2 Aditivos Especiales Para Reología Constante

Uno de los principales retos en el diseño un fluido sintético de aguas profundas es reducir en general la viscosidad del fluido a bajas temperaturas y a altas presiones. Debido a la viscosidad y la química de los fluidos base utilizados en los fluidos SBM de perforación, las grandes variaciones en las propiedades reológicas a menudo son evidentes en condiciones de fondo de pozo, especialmente cuando se compara a las propiedades en el riser.

El punto de partida para generar un fluido constante es la elección del fluido base adecuado. Un fluido base de baja y constante viscosidad cinemática en función de la temperatura, permitirá los parámetros habituales de interés.

En la Tabla 2.1 se presenta una lista de componentes utilizados para la formulación de un fluido sintético convencional y un sintético constante que puede influir en la capacidad de generar un perfil constante.

Tabla 2-1: Comparación de componentes típicos en los fluidos sintéticos convencional y de reología constante

COMPONENTES TÍPICOS EN FLUIDOS SINTÉTICOS		
	Constante	Convencional
BASE SINTÉTICA	X	X
Peso del material	X	X
Salmuera CaCl ₂	X	X
Cal	X	Bajo
Emulsionante Primario	X	X
Emulsionante Secundario	X	-
Material de control de pérdida de fluido	X	-
Arcilla Organofílica 1	Bajo	X
Arcilla Organofílica 2	Bajo	-
Material de puente	X	X
Modificador Polimérico de Reología	X	-
Agente Espesante	X	-
Dispersante	X	-

i. Viscosificador:

Históricamente las arcillas organofílicas han sido el viscosificador más común para fluidos de emulsión inversa. Hay numerosas arcillas organofílicas disponibles en el mercado. Estas arcillas viscosificantes van desde la relativamente económica bentonita seca a la más costosa arcilla hectorita procesada. Se observan diferencias de rendimiento principalmente en la capacidad de proporcionar viscosidad a bajas velocidades de corte y su capacidad para soportar condiciones de alta temperatura.

Un fluido de perforación formulado con arcilla organofílica como viscosificador primario muestran una reducción de la viscosidad al aumentar la temperatura, cuando se mide con un viscosímetro de velocidad convencional a presión atmosférica. Por lo tanto, si el objetivo es demostrar un punto de cedencia constante o baja viscosidad de corte, en condiciones atmosféricas con el aumento de la temperatura, el uso de la arcilla organofílica debe ser complementado con modificadores reológicos.

El aumento de la presión incrementará la viscosidad de un sistema de emulsión inversa. A menudo, la presión de fondo del pozo afectará a un sistema formulado con arcilla organofílica por ser un fluido base compresible, el aumento de la viscosidad contrarresta así la reducción causada por el aumento de la temperatura. Esto es particularmente evidente en las temperaturas entre 40 ° F y alrededor de 80 ° F. Un líquido convencional hecho con arcilla organofílica regularmente muestra curvas de viscosidad relativamente constantes cuando se mide a temperaturas y presiones de fondo de pozo, salvo en el riser frío.

ii. Modificadores de propiedades reológicas:

Es posible formular un SBM con un cercano punto de cedencia constante a bajas velocidades de corte del viscosímetro. Esto se logra mediante la eliminación, o el uso de una concentración muy baja de arcilla organofílica, y añadiendo modificadores reológicos poliméricos y/o surfactantes, que tienen un efecto positivo a una presión constante y aumento de la temperatura. La viscosidad resultante depende de la concentración de los modificadores reológicos y la alcalinidad de la fase de salmuera. Hay dos enfoques para lograr un efecto constante. Un enfoque es utilizar bajas concentraciones de arcillas organofílica combinado con polímeros modificadores de la propiedad reológica. Estos poliméricos modificadores de propiedades reológicas están “en espiral” a baja temperatura, sin observar ningún efecto de la viscosidad. Los polímeros se expandirán y aumentarán de longitud a medida que aumenta la temperatura. Cuando la temperatura se reduce los polímeros se contraen y la viscosidad de la arcilla vuelve a ser predominante.

Otro enfoque es utilizar tensoactivos con la temperatura activa que interactúan con la baja concentración de arcilla y construyen redes de la viscosidad y la interacción por estructura. La capacidad de construir estas redes es más eficiente cuando se aumenta la temperatura y menos eficiente a medida que disminuye la temperatura. Por lo tanto, la reducción de la viscosidad desde el aumento de la temperatura es compensado por la viscosidad generada a partir de las redes construidas de arcilla surfactante.

Común a ambos enfoques es que existe una temperatura de transición donde la pérdida de la viscosidad de la interacción del lodo con recortes no es totalmente compensada por la activación de los polímeros viscosificadores o modificadores de propiedades reológicas. Esto podría explicar por qué los fluidos constantes tienden a mostrar viscosidad en forma de “U” cuando se trazan las curvas de temperatura contra la presión atmosférica. Esta tendencia se ha demostrado en anteriores publicaciones y es similar a la de la imagen2.3.

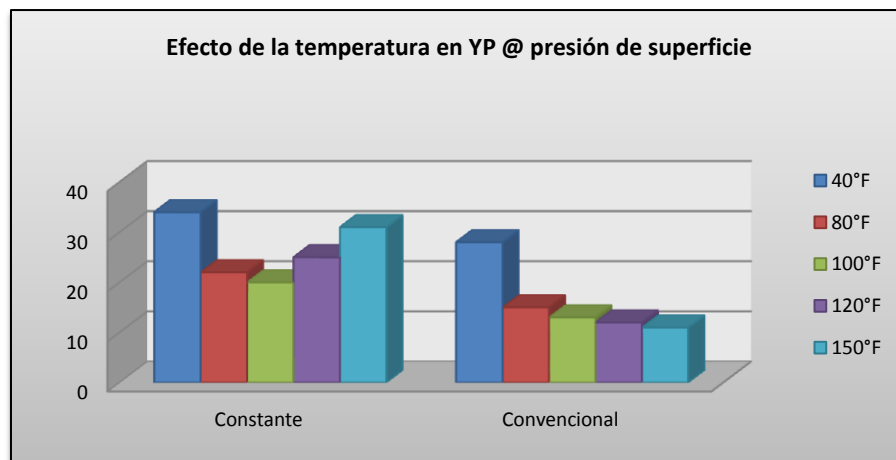


Imagen 2-3: Efecto de la temperatura a presión atmosférica de fluidos convencionales y de reología constante a temperaturas de 40 a 150°F

. La mayoría de la literatura publicada sobre fluidos con reología constante muestra un YP constante, variando la temperatura a presión atmosférica. Los resultados de la medición de las propiedades de viscosidad a 40 ° F, 100 ° F, 120 ° F y 150 ° F bajo condiciones de presión atmosférica es una consideración de los ingenieros de campo. El perfil constante en la presión

atmosférica no se utiliza para las simulaciones hidráulicas, a menos que el líquido conserve estas propiedades en condiciones de fondo del pozo.

En la Imagen 2.3, del fluido convencional demuestra la esperada disminución en punto de cedencia, con aumento de la temperatura y condiciones de presión atmosférica. El fluido constante revela un perfil de punto de cedencia constante. Sin embargo, las lecturas en general, de un fluido constante, son elevadas en comparación con un líquido convencional. Los fluidos convencionales también demuestran un perfil constante en el punto cedente bajo estas condiciones, excepto en muy baja temperatura.

2.4.3 Importancia de la Temperatura

Compañías de fluidos de perforación tienen una variedad de arcillas organofílicas, emulsificantes, aditivos para pérdida de líquido, disolventes, de baja velocidad de corte, modificadores de viscosidad y los productos adicionales para formular y mantener la emulsión de los fluidos de perforación. Estos aditivos pueden o no tener el mismo efecto de la viscosidad en condiciones de fondo de pozo. Esto hace que sea imposible predecir con precisión (a través de un modelo) como responderá la viscosidad con la temperatura y presión. Por lo tanto, es necesario medir realmente la respuesta del fluido al cambio de temperatura en condiciones de fondo de pozo con un viscosímetro de presión.

Un fluido es formulado con un alto rendimiento arcilla organofílica (HPOC), mientras que el otro se formula con un modificador reológico de ácidos grasos (FARM). Se realizaron las mismas mediciones de ambos fluidos en virtud de las condiciones de presión y temperatura del agujero. Los ácidos grasos de baja velocidad de corte aumenta la tasa de modificador de la viscosidad por encima de la viscosidad del fluido HPOC en hasta un 104,5% en el índice de viscosidad de corte baja y hasta un 43% en la viscosidad de alta velocidad de corte. Este ejemplo demuestra el efecto de variables de temperatura y presión sobre las diferentes composiciones líquidas a base de emulsión y el valor de la medición de la viscosidad con temperatura y presión.

i. Compresibilidad:

Todos los fluidos sintéticos y base aceite son compresibles, pero no al mismo grado. La compresibilidad del base aceite tendrá un efecto sobre los perfiles de presión a lo largo del pozo. La presión, volumen y temperatura (PVT), la respuesta de los componentes líquidos y la composición del lodo deben ser conocidos para una predicción precisa de presiones de fondo de pozo o densidad estática equivalente del fluido.

ii. Dinámica de Presiones:

La presión dinámica, incluyendo la DEC, suaveo y surgencia, se ven influidas tanto por la compresibilidad del fluido de perforación como por las pérdidas de presión por fricción resultante de la viscosidad efectiva a lo largo del pozo. La viscosidad del fluido en el agujero juega un papel importante en la DEC. Las características tixotrópicas del sistema tienen un efecto sobre la presión dinámica cuando se ejecuta sobre la tubería, con mayor impacto observado durante largos períodos estáticos antes de ejecutar largas secciones de tubería de revestimiento. Debido al efecto

de la temperatura sobre la viscosidad del fluido de perforación, precisa modelos dinámicos de la temperatura son críticos para la predicción de las propiedades del fluido hacia dentro del orificio. La relación presión y temperatura que optimiza el fluido de perforación de perfil de viscosidad se utiliza para modelar, planificar y ejecutar un proyecto de perforación con éxito.

2.4.4 Ventajas y Desventajas de Usar Reología Constante

En la práctica, es difícil de mantener un perfil constante de viscosidad efectiva, debido a los efectos de temperatura, presión, la variedad de aceites, modificadores de propiedades reológicas, los sólidos de perforación y los cambios de velocidad de corte.

Los perfiles de presión y temperatura de fondo de pozo se deben utilizar para optimizar la perforación y el perfil de viscosidad del fluido para planificar y ejecutar un proyecto de perforación con éxito. Las lecturas de presión superficial con un viscosímetro, no se debe utilizar para describir los sistemas de YP ya que no representan el comportamiento de cualquier emulsión en el fondo del pozo.

Los sistemas constantes usan modificadores de propiedades reológicas que tienen una tendencia a desarrollar gel de alta fortaleza que pueden ayudar a la suspensión de recortes en condiciones estáticas de un pozo vertical, pero puede conducir a un exceso de presiones a fondo de pozo. Para lograr un fluido constante con un punto de cedencia constante, la viscosidad del líquido es mayor que un fluido convencional en muchas circunstancias. En fluidos de perforación convencionales de aguas profundas, es inherentemente la exhibición de los puntos de cedencia constantes por encima de 75 ° F en las condiciones de perforación. Es sólo en temperaturas muy bajas que los puntos de cedencia varían significativamente su valor. El punto de cedencia de los fluidos convencionales tiende a ser inferiores a los fluidos constantes en condiciones de fondo del pozo.

Hay motivos para la preocupación de que los fluidos constantes tienen límites de temperatura entre 200 ° F y 250 ° F, que se manifiesta por una caída en los valores a 6 rpm y 3 rpm y el aumento de la velocidad de filtración HPHT.

2.5 Reología a Bajas Velocidades de Corte

La clave para entender el papel de la reología de fluidos es la identificación de la correspondiente velocidad de corte en rangos de distribución para cada una de estas áreas de estudio. Dado que la velocidad de corte varía para un fenómeno no puede ser apropiado para otro, cada uno debe ser investigado de forma individual. Para complicar las estimaciones de la velocidad de corte, están los efectos de la excentricidad y la rotación de la tubería de perforación.

Cuando se trata de velocidad de corte baja o ultra-baja deben tenerse en cuenta:

- ◆ Cuanto menor sea la velocidad de corte utilizado, el % de error de la medición será mayor. La interferencia de las vibraciones, especialmente en los buques flotantes, puede ser un problema constante. Gelificación de los fluidos de perforación tixotrópica con niveles

elevados de esfuerzo de corte pueden producir errores significativos al tomar las mediciones a baja/ultra-baja velocidades de corte.

- ◆ Dado que la mayoría de los fluidos de perforación son no newtonianos, sus velocidades de corte promedio en todo el espacio estrecho en un viscosímetro de rotación no son iguales a 1.703 RPM * (unidades de s^{-1}), para pseudoplásticos, las velocidades de corte son más altas en valor. Estas velocidades de corte deben ser corregidos por el grado de comportamiento no-newtoniano de fluidos de perforación dada por el índice de flujo “n”.
- ◆ Los datos a baja/ultra-baja velocidad de corte deben acoplarse a un modelo reológico que es capaz de incorporar en el procedimiento de cálculo. El modelo reológico de H&B ha demostrado manejar bien los datos de baja velocidad de corte, así mientras que los modelos reológicos, el plástico de Bingham y la ley de potencias no lo hacen. El Uso de buenas técnicas para el modelado del comportamiento de un fluido de perforación de 0,5 a 600 rpm por lo general puede ser bien asignado.
- ◆ Las comparaciones de los datos observados frente a los datos predichos por el modelo de parámetros reológicos con la disminución de velocidad de corte se aumenta el % de error. Un límite de error aceptable debe ser establecido para que el proceso de modelado reológico no se convierta en “basura – sale basura”.
- ◆ Con la incorporación de datos de baja velocidad de corte, el valor de los parámetros reológicos de modelado va a cambiar.

2.5.1 Velocidad de Asentamiento de las partículas.

El uso de los datos de baja/ultra-baja velocidad de corte de un fluido de perforación debe ser manejado con cuidado, no sólo en las mediciones, sino también en su inclusión en modelos reológicos.

El uso de los datos de baja/ultra-baja velocidad de corte se ha aplicado en varias áreas como:

- ◆ Hidráulica de fluidos de perforación (pérdida de presión, surgencia, predicción de la DEC, etc.).
- ◆ Predicción de la velocidad de asentamiento de partículas
- ◆ Modelado de la velocidad en el anular/limpieza del pozo
- ◆ Predicción del desarrollo de asentamiento de Barita

Se ha investigado el efecto de la incorporación de reología a baja y ultra baja velocidad de corte en la velocidad de sedimentación de partículas [VSP] que es especialmente útil en la evaluación de limpieza del pozo. Según Chien, la velocidad de corte a la que se realiza una perforación depende de la viscosidad del fluido y la velocidad de sedimentación de las partículas. La pregunta que surge es si la incorporación de datos a más baja velocidad de corte produce mejores resultados en los cálculos. Para responder a esta cuestión, en experimentos de laboratorio anteriores, se calcularon

las velocidades de las partículas sobre ambas bases estáticas y dinámicas para una amplia gama de diámetros de partículas. De acuerdo a los resultados obtenidos la velocidad de sedimentación de partículas estáticas muestran poco cambio para las partículas de menos de 0,25 μm de diámetro medio de partícula. Para las grandes partículas de hasta 0,5 de diámetro medio, el aumento de velocidad de sedimentación de partículas estáticas es de hasta 10 ft/min.

En condiciones dinámicas, las diferencias en los cálculos de la velocidad de sedimentación de las partículas eran pequeñas.

2.5.2 Velocidad en el Espacio Anular / limpieza del pozo

Existe una estrecha relación con la hidráulica de fluidos de perforación y la velocidad de las partículas para resolver cálculos de la limpieza del pozo. El principal factor que controla la limpieza del pozo es la distribución de la velocidad en el anular. En un pozo concéntrico, es bastante sencillo calcular las velocidades del sector a través del espacio anular y del esfuerzo cortante en la pared del pozo. Sin embargo, en un pozo excéntrico los procedimientos de cálculo son más complicados. Con el fin de evaluar el efecto de la incorporación de nuevos datos a baja velocidad de corte en la distribución de la velocidad anular, los cálculos se realizaron con dos tipos de bomba introducidas en un anular, con una excentricidad asignado a la tubería de perforación. En lugar de mentir en el centro del anular, las simulaciones fueron diseñadas para reflejar una situación real de perforación en alto ángulo perforado. Han sido introducidos rangos de velocidad de corte en el modelo de velocidad anular excéntrico para determinar su efecto en la distribución de velocidades.

2.5.3 Predicción de Asentamiento de la Barita

El asentamiento de barita en los fluidos de perforación no es un fenómeno nuevo pero si poco conocido y difícil de predecir. Sin embargo, el problema ha estado creciendo por el aumento de la frecuencia de los pozos de alto ángulo con el consiguiente incremento de sedimentación de las partículas que se produce en una columna de fluido inclinada. El aumento de sedimentación de las partículas es causada por el Efecto boicot. En los últimos años los investigadores han encontrado que el asentamiento de Barita, conocido como el asentamiento, se produce tanto estático como dinámico.

El papel de la reología de fluidos de perforación en la incidencia de asentamiento de barita ha sido reconocido por algunos tiempos

El asentamiento de Barita causa una variación significativa en la densidad del lodo por el asentamiento de barita o material de peso en pozos de gran ángulo. Las grandes diferencias en el peso del lodo pueden causar graves problemas operacionales, incluidos los de control del pozo, la inestabilidad del pozo, la pérdida de lodo en el fondo de pozo, y la pegadura de la tubería. A menudo es inducida mecánicamente [por ejemplo, la rotación lenta de la tubería de perforación, vibración, etc]. El problema para los investigadores es la cuantificación de los tipos de velocidad de corte que provocan el asentamiento de barita.

Recientemente, un trabajo experimental se realizó en un laboratorio con uso de un circuito de flujo para evaluar la influencia de los parámetros clave de perforación en el asentamiento de

barita. Los resultados muestran que el mayor asentamiento se produce en el rango de 60 a 75°, especialmente a bajas velocidades en el espacio anular. Se demostró que la rotación de la tubería de perforación es particularmente beneficiosa en la reducción de asentamiento de barita. La rotación también ayuda a la redistribución de los depósitos de barita formados debajo del agujero. Los datos de las pruebas demuestran claramente la interdependencia de la excentricidad de la tubería de perforación, la rotación y el gasto de lodo.

Los resultados del estudio se han combinado con observaciones de campo para elaborar directrices para reducir al mínimo el asentamiento de barita y manejar los riesgos asociados. Las conclusiones del estudio son que el asentamiento de barita se puede minimizar con la atención detallada en las etapas de planificación y ejecución de la perforación de un pozo. En particular, se recomienda en cuatro áreas clave: la planificación del pozo, las pruebas a las propiedades del lodo, prácticas operacionales y monitoreo a la construcción del pozo.

i. Planificación del pozo

Para los pozos críticos, es importante evaluar todas las opciones disponibles en la fase de planificación. Una buena planificación en general se requiere el compromiso de optimizar los objetivos del pozo.

- ◆ **Tipo de pozo.** Los pozos más críticos son pozos de alcance extendido, donde el margen entre la presión de poro y el gradiente de fractura es estrecho. En estos pozos, la reología máxima está limitada por la necesidad de controlar la DEC.
- ◆ **Ambiente del pozo.** La temperatura y la presión son esenciales para el diseño del lodo. Las altas temperaturas causan que el lodo se adelgace, lo que aumenta las probabilidades de asentamiento. Es importante asegurarse de que las medidas adoptadas en virtud de la reología en condiciones HP/HT.
- ◆ **Ángulo y perfil del pozo.** El asentamiento puede ocurrir en los pozos con $> 30^\circ$. Basándose en los resultados presentados en un documento, la región más crítica es de 60-75°. Antes se pensaba que la tendencia al asentamiento comenzaría a disminuir en los ángulos superiores a 60°, como es el caso aceptado con limpieza del pozo.
- ◆ **Diseño de TR.** Evite los diseños de la TR que dan lugar a bajas velocidades del anular. En los casos del agujero perforado de 6 [in] a través de un liner de 7 [in], reconocer el aumento potencial del asentamiento de barita que se produce en los más largos, previo a la TR y al anular perforado.
- ◆ **Diámetro del agujero.** Se ha demostrado que se produce en una amplia gama de velocidades del anular y de ángulos. La mayoría de los problemas de campo se han producido en secciones de 12 ¼-in, 8-1/2-in, y 6-in.

ii. Pruebas a las Propiedades del Fluido

La correcta elección de las propiedades del fluido es de vital importancia para optimizar el rendimiento de perforación. También es importante que las pruebas adecuadas de detección se lleven a cabo en la fase previa a la perforación para garantizar que el lodo se mantendrá estable en todas las condiciones encontradas en el pozo.

- ◆ **Tipo de lodo.** La experiencia de las operaciones de campo es que el asentamiento de barita puede ocurrir en lodos base aceite, base sintética, y base agua.
- ◆ **El peso del lodo.** La experiencia de campo ha demostrado que el asentamiento de barita se puede producir en un rango de densidad relativamente amplia (12 a 20 lbm/gal).
- ◆ **Reología.** El aumento de la reología de baja velocidad de corte (lecturas Fann a 6 y 3 rpm, y geles) ayuda a reducir el asentamiento. Hay evidencia que puede indicar que tipo “arcilla” y que productos son más efectivos que los ácidos grasos, los potenciadores de bajo cizallamiento.
- ◆ **Esfuerzo cedente.** El mínimo esfuerzo cedente requerido del lodo para proporcionar la adecuada suspensión de barita. Con los datos disponibles, el mínimo esfuerzo cedente debe estar en el rango 7-15 lb/100ft².
- ◆ **Pruebas.** Las propiedades del lodo debe ser optimizado para mantener la diferencia de densidad del lodo <1.0 lbm/gal la prueba de asentamiento con el viscosímetro. Esta prueba utiliza un reómetro Fan convencional para determinar el potencial de asentamiento de un lodo. Para aplicaciones de alta temperatura, se recomienda que las pruebas se realizaran a temperaturas de hasta 180 ° F. En los casos en que el lodo se deja estático durante períodos prolongados, las pruebas también deben llevarse a cabo a escalas de tiempo comparables.
- ◆ **Relación Aceite/agua.** El aumento de contenido de aceite tiende adelgazar el lodo y causa el aumento del asentamiento. Es importante que el contenido de arcilla o la concentración del modificador de reología aumente para compensar la pérdida de la viscosidad.
- ◆ **Concentración de surfactante.** Los niveles del agente humectante en los lodos no acuosos deben ser suficientes para prevenir que la barita se aglomere en grandes grupos. Sin embargo, durante el tratamiento se debe evitar para prevenir la reducción de la viscosidad.
- ◆ **Aditivos de Pérdida de fluido.** Los problemas se han experimentado en el campo con las reacciones adversas entre algunos aditivos de pérdida de fluido y la viscosidad del lodo. Esto refuerza la necesidad de evaluar las formulaciones específicas del lodo y de las interacciones.

iii. *Prácticas Operacionales*

El éxito o el fracaso de una operación de perforación se rige por lo que realmente ocurre en la localización del pozo. Hay muchos paralelos entre el manejo del asentamiento de barita y la eliminación de la tubería pegada. La acción rápida y adecuada por todos los miembros de la tripulación de perforación es vital¹².

- ◆ **Rotaria vs asentamiento.** Los datos demuestran claramente que el asentamiento es peor cuando la tubería de perforación está parada. Esto es particularmente importante para los pozos en el rango de 60-75 °, donde incluso velocidades altas en el anular puede tener dificultades para evitar el asentamiento.
- ◆ **Rotaria y Viajes limpiadores.** Entre largos períodos de asentamiento, considere el uso de los viajes del limpiador giratorio para revolver las camas de barita.
- ◆ **El tiempo entre los viajes.** Reconocer que el asentamiento aumenta con el tiempo. Las Camas se forman en ángulos más bajos (por debajo de 60 °) tienden a hundirse más y causar mayores problemas. Puede ser necesario a la etapa en el agujero después de largos períodos de tiempo entre los viajes.

- ◆ **Acondicionamiento del lodo.** Si se presentan cambios excesivos en la densidad del lodo se observan en la superficie, y dejar de condicionar el lodo. Deje un mínimo de dos circulaciones, para permitir a los tratamientos químicos para ser eficaces y asegurar que todas las oscilaciones de densidad son eliminadas.
- ◆ **Acondicionamiento del lodo antes de la cementación.** Evite el exceso de tratamiento del lodo antes de ejecutar el revestimiento y cementación. Excesiva dilución puede aumentar dramáticamente la probabilidad de asentamiento.
- ◆ **Operaciones con baja velocidad de corte.** Reconocer que el asentamiento de barita es predominantemente un fenómeno dinámico que se produce en condiciones de baja velocidad de corte en el anular. Cualquier operación que induce a velocidades bajas de corte (por ejemplo, gastos de baja circulación, correr TR o correr registros) tiene el potencial para acelerar el asentamiento. Asegúrese de que el lodo está en buenas condiciones antes de realizar tales operaciones, especialmente si se producen durante períodos de tiempo significativo.

iv. Monitoreo de los Procedimientos en Pozo

Para los pozos críticos, es vital que todos los miembros de la tripulación de perforación estén atentos. La observación cuidadosa y rápida comunicación de las posibles diferencias de comportamiento que se espera puede aumentar las posibilidades de éxito. También es importante que los métodos adecuados de medición del pozo se establezcan y se informen.

- ◆ **El peso del lodo.** En las etapas críticas, garantizar la densidad del lodo de entrada y la de salida se miden durante los viajes a intervalos de 15 min. Utilice una balanza de lodo a presión para obtener datos precisos
- ◆ **La presión del tubo vertical.** Las oscilaciones pueden ocurrir como los baches de lodo pesado y ligero a través de los inyectores de las barrenas. Los cambios pueden ocurrir por los cambios tanto en hidrostática (efecto de tubo en U) y las diferencias en la pérdida de presión por fricción.
- ◆ **Torque y Arrastre.** Alto esfuerzo de torsión y tensión puede indicar que se está formando una restricción con barita en el lado bajo del agujero.
- ◆ **Pérdidas y Ganancias de lodo.** Asegúrese de que los volúmenes son monitoreados con precisión. Inesperadas pérdidas pueden ocurrir como puntos fuertes de lodo en el anular llegar a sectores cercanos a la vertical del pozo y rápido aumento de hidrostática. El efecto contrario se puede producir con lodo ligero, que puede inducir un pozo.

A partir de estos estudios, se puede determinar que se debe trabajar más en el área de asentamiento de barita.

Más que estudiar la función de baja a ultra baja velocidad de corte se debe hacer en la comprensión dinámica del asentamiento de barita. La revisión de la literatura muestra claramente que la promesa de este estudio tiende a mejorar significativamente la capacidad de predecir el asentamiento.

El papel de la reología de baja velocidad de corte sin duda requiere de mayor investigación y un mejor modelado de las condiciones que promueven la incidencia dinámica de asentamiento.

Capítulo 3 ESTUDIO EXPERIMENTAL PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS Y REOLOGÍA CONSTANTE

Este trabajo presenta la caracterización de una nueva generación de SBM que puede lograr el equilibrio deseado de la reología de fluidos de perforación y el rendimiento sin sacrificar la exigencia de la DEC ni sus propiedades fisicoquímicas. Para ilustrar los beneficios de usar “reología constante” se analizan diversos fluidos SBM de distintas densidades empleados en la perforación en aguas profundas y un WBM.

Tabla 3-1: Fluidos de distintas densidades analizados en este trabajo

Fluido	Densidad [gcc]
A SBM	1.35
B WBM	1.35
C SBM	1.5
D SBM	1.5
E SBM	1.8
F SBM	1.8
*G SBM	1.35
**Fluido Convencional	1.35
**Fluido con Reología Constante	1.35

*Resultados tomados con un Fann 75. Se tienen datos con y sin presión. No se cuenta con caracterización fisicoquímica.

**Basados en experimentos realizados por E. Van Oort. No se cuenta con caracterización fisicoquímica.

3.1 Parámetros de Análisis

Este apartado describe parámetros para la caracterización tanto fisicoquímica como reológica de fluidos de perforación para ambientes de aguas profundas.

3.1.1 Fisicoquímicos

Alcalinidad

Las valoraciones de alcalinidad determinan las concentraciones de OH^- , HCO_3^- y CO_3^{2-} midiendo la cantidad de ácido requerida para reducir el pH. La alcalinidad es la potencia de combinación de

Capítulo 3 Estudio Experimental para la Caracterización de los Fluidos de Reología Constante

una base, medida por la cantidad de ácido que puede reaccionar para formar una sal. En la ingeniería de lodos, la alcalinidad de fenolftaleína (P) es indicada por el número de milímetros de H₂SO₄ 0,02 N (lodos base agua) requeridos para valorar un milímetro de filtrado (Pf) o lodo (P_m), reduciendo el pH hasta 8,3. La alcalinidad de filtrado de anaranjado de metilo (Mf) mide el ácido requerido para reducir el pH hasta 4,3. La alcalinidad no es lo mismo que el pH, aunque sus valores tiendan generalmente a seguir la misma dirección.

Estos cálculos ayudan a monitorear y determinar la contaminación de dióxido de carbono, bicarbonato y carbonato. Además, estos valores le proporcionan al ingeniero de lodos un entendimiento más exhaustivo del ambiente iónico y amortiguador del sistema de lodo, más allá de lo que se puede aprender solamente de un valor de pH.

$$2Pf < Mf \quad \text{CO}_3^{=} \text{ ppm} = 1200(Pf) \\ \text{HCO}_3^{-} \text{ ppm} = 1220(Mf - 2Pf)$$

Cloruros

$$\text{ppm Cloruros} = (1000 \times \text{vol. AgNO}_3) / \text{vol de muestra.}$$

Dureza Total

$$\text{Dureza Total} = (400 \times \text{vol de EDTA}) / \text{vol de muestra.}$$

3.1.2 Reológicos

Este apartado describe las propiedades reológicas, los factores que influyen en estas propiedades y el impacto que tienen en lo que se refiere a la ejecución del trabajo durante la operación de perforación.

Esfuerzo de Corte y Velocidad de Corte

Dentro de un sistema de circulación, la velocidad de corte depende de la velocidad media del fluido en la geometría en que está fluyendo. Por lo tanto, las velocidades de corte son mayores en las geometrías pequeñas (dentro de la columna de perforación) y menores en las geometrías grandes (como la tubería de revestimiento y los espacios anulares del riser). Las velocidades de corte más altas suelen causar una mayor fuerza resistiva del esfuerzo de corte. Por lo tanto, los esfuerzos de corte en la columna de perforación (donde hay mayores velocidades de corte) exceden los del espacio anular (donde las velocidades de corte son menores). El total de las pérdidas de presión a través del sistema de circulación (presión de bombeo) está frecuentemente asociado con el esfuerzo de corte, mientras que la velocidad de bombeo está asociada con la velocidad de corte. Esta relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte para un fluido define la manera en que dicho fluido corre. Cuando un fluido está fluyendo, hay una fuerza en el fluido que se opone al flujo. Esta fuerza se llama *esfuerzo de corte*. Se puede describir como un esfuerzo de fricción que aparece cuando una capa de fluido se desliza encima de otra. Como el corte ocurre más fácilmente entre capas de fluido que entre la capa exterior del fluido y la pared de una tubería, el fluido que está en contacto con la pared no fluye. La velocidad a la cual una capa pasa por delante de la otra capa se llama *velocidad de corte*. Por lo tanto, la velocidad de corte es un gradiente de velocidad.

Viscosidad Plástica

La viscosidad plástica (VP) se calcula a partir de los datos del viscosímetro de lodo, se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica. Es afectada principalmente por:

- ◆ La concentración de sólidos.
- ◆ El tamaño y la forma de los sólidos.
- ◆ La viscosidad de la fase fluida.
- ◆ Las relaciones aceite-agua (A/A) o Sintético-Agua (S/A) en los fluidos de emulsión inversa.

La fase sólida es lo que más interesa al ingeniero de fluidos. Un aumento de la viscosidad plástica puede significar un aumento en el porcentaje en volumen de sólidos, una reducción del tamaño de las partículas de los sólidos, un cambio de la forma de las partículas o una combinación de estos efectos. Cualquier aumento del área superficial total de los sólidos expuestos se reflejará en un aumento de la viscosidad plástica. Sin embargo, la mayoría de las veces, el aumento de la viscosidad plástica resulta del aumento en el porcentaje de sólidos. Esto puede ser confirmado mediante los cambios de densidad y/o el análisis en retorta.

Algunos de los sólidos contenidos en el fluido están presentes porque fueron añadidos intencionalmente. Por ejemplo, la bentonita es eficaz para aumentar la viscosidad y reducir la pérdida de fluidos, mientras que la barita es necesaria para la densidad. Como regla general, la viscosidad del fluido no debería ser más alta que la que se requiere para la limpieza del pozo y la suspensión de barita. Cuando un fluido no está cumpliendo estas funciones, lo más conveniente sería aumentar el punto cedente y los valores de bajo esfuerzo de corte (6 y 3 RPM) y no la viscosidad plástica.

Sin embargo, los sólidos perforados afectan negativamente las propiedades reológicas y no son convenientes. Estos sólidos son continuamente añadidos al fluido durante la perforación, causando un aumento de la concentración de sólidos. Si no son eliminados rápidamente, los sólidos siguen dividiéndose en partículas más pequeñas, al ser circulados y recirculados a través del sistema. Los problemas de viscosidad surgirán si los sólidos perforados no son controlados y para esto tenemos tres maneras:

- ◆ Control mecánico de los sólidos.
- ◆ Sedimentación.
- ◆ Dilución o desplazamiento.

La viscosidad plástica también depende de la viscosidad de la fase fluida. Cuando la viscosidad del agua disminuye a medida que la temperatura aumenta, la viscosidad plástica disminuye proporcionalmente. Las salmueras tienen viscosidades más altas que los fluidos de agua dulce. El aceite emulsionado en los fluidos base agua también actúa como un sólido y afectará la viscosidad plástica del fluido.

Los polímeros añadidos al sistema para controlar la viscosidad, controlar la pérdida de fluidos o inhibir las lutitas pueden generar altas viscosidades plásticas, especialmente después de la mezcla inicial del polímero. Se recomienda que la viscosidad no sea medida en el tanque de succión en

este momento. En general, la viscosidad plástica y las propiedades disminuyen y se estabilizan después de unas cuantas circulaciones. En lo que se refiere a los fluidos de emulsión inversa (base aceite y sintético), la viscosidad plástica puede ser ajustada con la relación A/A o S/A. En general, cuanto más alta sea la Relación A/A o S/A, más baja será la viscosidad plástica. Además, la selección del emulsificante principal tendrá un impacto sobre la viscosidad plástica.

Los cambios en la viscosidad plástica pueden producir considerables cambios en la presión de bombeo. Esto es extremadamente importante en la perforación de alcance extendido y con tubería flexible, donde se usan materiales tubulares más largos y de diámetro más pequeño. En estas situaciones, resulta crítico minimizar la viscosidad plástica.

Como regla general, la viscosidad plástica debería ser mantenida al nivel más bajo posible en todos los casos, porque una baja VP puede aumentar la energía proporcionada a la barrena, mejorar el flujo en el espacio anular para la limpieza del pozo, y reducir el uso y desgaste de los equipos, así como el consumo de combustible.

Punto Cedente

El punto cedente, segundo componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas. El punto cedente es una medida de estas fuerzas bajo las condiciones de flujo, y depende de las propiedades superficiales de los sólidos del fluido, la concentración volumétrica de los sólidos, y el ambiente eléctrico de estos sólidos (concentración y tipos de iones en la fase fluida del fluido).

La alta viscosidad que resulta de un alto punto cedente o de altas fuerzas de atracción puede ser causada por:

- a) La introducción de contaminantes solubles como sales, cemento, anhídrita o yeso, resultando en arcillas de floculación y sólidos reactivos.
- b) La introducción de sólidos inertes dentro del sistema aumenta el punto cedente. Esto hace que las partículas se acerquen más entre sí. Como el espacio entre las partículas disminuye, la atracción entre las partículas aumenta.
- c) Las lutitas o arcillas hidratables perforadas introducen nuevos sólidos activos dentro del sistema, aumentando las fuerzas de atracción al reducir el espacio entre las partículas y aumentar el número total de cargas.
- d) El tratamiento con productos químicos cargados electroquímicamente aumenta las fuerzas de atracción.

El punto cedente es la parte de la resistencia al flujo que se puede controlar con un tratamiento químico apropiado. El punto cedente disminuye a medida que las fuerzas de atracción son reducidas mediante el tratamiento químico. La reducción del punto cedente también reducirá la viscosidad aparente.

Agentes humectantes o diluyentes químicos pueden ser usados para reducir el punto cedente en fluidos de emulsión inversa. A veces, estos materiales pueden reducir la cantidad de sólidos que el fluido puede tolerar. En general, el mejor método para reducir el punto cedente en un sistema de

emulsión inversa es aumentando la relación A/A o S/A , añadiendo un fluido base aceite o sintético.

El punto cedente es usado frecuentemente como indicador de las características de dilución por esfuerzo de corte de un fluido y de su capacidad de suspender el material densificante y retirar los recortes del pozo, pero puede inducir a error. Cualquier fluido con un punto cedente superior a cero disminuye en cierta medida su viscosidad con el esfuerzo de corte. Los fluidos con puntos cedentes muy bajos no suspenderán el material densificante, pero es posible que los fluidos con altos puntos cedentes tampoco suspendan el material densificante. Las medidas de los esfuerzos de corte a bajas velocidades indican que su esfuerzo de corte a una velocidad de corte de cero seg^{-1} es igual a cero. La capacidad de un fluido para suspender la barita depende más de los esfuerzos de gel, de la viscosidad a baja velocidad de corte y de la tixotropía de un fluido.

Viscosidad a Baja Velocidad de Corte

El uso cada vez más frecuente de la perforación de desviación controlada, de alcance extendido y horizontal y el uso de biopolímeros para controlar las propiedades reológicas han producido un cambio de opinión en lo que se refiere a las propiedades reológicas que son consideradas necesarias para lograr una limpieza eficaz del pozo en los pozos desviados. A través de numerosos estudios de laboratorio y en base a la experiencia de campo, se ha determinado que los valores de viscosidad a baja velocidad de corte (6 y 3 RPM) tienen un mayor impacto sobre la limpieza del pozo que el punto cedente, además de proporcionar la suspensión de barita bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas. Además de las indicaciones de 6 y 3 RPM, se determinó que la viscosidad de baja velocidad de corte creada por la red de polímeros era crítica para la limpieza del pozo y la suspensión de sólidos en pozos horizontales y de alto ángulo. Esta LSRV se mide usando un viscosímetro de Brookfield a una velocidad de corte de 0,3 RPM (el equivalente de 0,37 RPM en un viscosímetro VG).

Estas propiedades reológicas de bajo corte llenan el vacío entre las medidas dinámicas tradicionales de VP y PC, y las medidas estáticas del esfuerzo de gel.

Tixotropía y Esfuerzos de Gel

La 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. 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. Las indicaciones de esfuerzo de gel tomadas con el viscosímetro FANN (VG) a intervalos de 10 segundos y 10 minutos, y a intervalos de 30 minutos para las situaciones críticas, proporcionan una medida del grado de tixotropía presente en el fluido. La resistencia del gel formado depende de la cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, del tiempo, de la temperatura y del tratamiento químico. Es decir que cualquier cosa que fomenta o impide el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido. La magnitud de la gelificación, así como el tipo de esfuerzo de gel, es importante en la suspensión de los recortes y del material densificante. No se debe permitir que la Gelificación alcance un nivel más alto del necesario para cumplir estas funciones. Los esfuerzos de gel excesivos pueden causar complicaciones, tales como las siguientes:

Capítulo 3 Estudio Experimental para la Caracterización de los Fluidos de Reología Constante

- ◆ Entrampamiento del aire o gas en el fluido.
- ◆ Presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación después de un viaje.
- ◆ Reducción de la eficacia del equipo de remoción de sólidos.
- ◆ Pistoneo excesivo al sacar la tubería del pozo.
- ◆ Aumento brusco excesivo de la presión durante la introducción de la tubería en el pozo.
- ◆ Incapacidad para bajar las herramientas de registro hasta el fondo.

La formación de geles progresivos o geles instantáneos puede indicar problemas en el sistema de fluido. Una variación amplia entre la medición inicial de gel y las mediciones de gel a 10 o 30 minutos constituye la formación de geles progresivos e indica la acumulación de sólidos. Si las indicaciones de gel inicial y a 10 minutos son altas y muestran muy pocas diferencias entre ellas, esto representa la formación de geles instantáneos y puede indicar que la floculación ha ocurrido.

El esfuerzo de gel y el punto cedente son medidas de las fuerzas de atracción en un sistema de fluido. El esfuerzo de gel inicial mide las fuerzas de atracción estáticas, mientras que el punto cedente mide las fuerzas de atracción dinámicas. Por lo tanto, el tratamiento que se usa para el esfuerzo de gel inicial excesivo es el mismo que para el punto cedente excesivo.

Además, la Gelificación le proporciona a un fluido una “memoria” de su pasado y debe ser tomada en cuenta cuando se toman medidas significativas de las propiedades reológicas. Si se deja reposar un fluido por un tiempo determinado antes de medir el esfuerzo de corte a una velocidad de corte determinada, será necesario mantener dicha velocidad de corte por cierto tiempo, antes de que se pueda medir un esfuerzo de corte en el equilibrio. Todos los enlaces entre partículas que pueden romperse a dicha velocidad de corte deberán romperse, si no el esfuerzo de corte medido será más alto que el esfuerzo de corte en el equilibrio verdadero. El tiempo requerido depende del grado de gelificación que haya ocurrido en la muestra.

La imagen 3.1 muestra una curva continua que representa la relación estabilizada de esfuerzo de corte/velocidad de corte que ocurre cuando la velocidad de corte del fluido es modificada muy

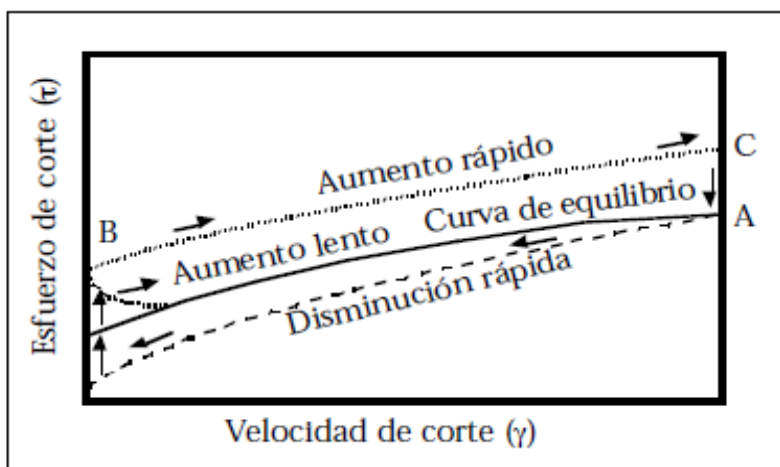


Imagen 3-1: Curva que representa la relación del esfuerzo de corte y la velocidad de corte

lentamente. Sin embargo, si el fluido parte del punto A a un valor de equilibrio del alto esfuerzo de corte que disminuye repentinamente a una velocidad de corte igual a cero, el esfuerzo de corte seguirá la curva inferior, la cual es inferior en todos los puntos a la curva de equilibrio. Una vez que el fluido está inactivo, el esfuerzo de gel aumenta hasta que se alcance el punto B. Si la velocidad de corte es aumentada repentinamente después de la gelificación hasta el punto B, el esfuerzo de corte

seguirá una trayectoria más alta desde el punto B hasta el punto C, la cual es más alta en todos los

puntos que la curva de equilibrio. Con el tiempo, a esta alta velocidad de corte, el esfuerzo de corte disminuirá desde el punto C hasta el valor de equilibrio en el punto A. En cambio, si la velocidad de corte es aumentada lentamente después de la gelificación hasta el punto B, el esfuerzo de corte disminuirá inicialmente, y luego seguirá la curva de equilibrio hasta el punto A. Se puede seguir la curva de B a C si el fluido de perforación no está siendo tratado correctamente. Esto resultaría en presiones de circulación muy altas. Periodos muy largos pueden ser necesarios para alcanzar el punto de equilibrio A. Los fluidos de perforación tratados correctamente siguen la trayectoria más corta hasta la curva de equilibrio, resultando en presiones de bombeo más bajas.

3.2 Caracterización Fisicoquímica

Los procedimientos de pruebas de campo para los SBM son los mismos que para los sistemas convencionales de emulsión inversa. Las propiedades aceptables del lodo dependen en cierta medida del fluido base y pueden variar de un fluido a otro. Sin embargo, hay una prueba adicional que puede ser solicitada cuando se descarga un fluido SBM. Se trata del análisis de retorta para determinar la retención de fluido sintético sobre los recortes. Se usa esta prueba para monitorear la cantidad de lodo descargada en los recortes. Puede ser requerida a efectos de conformidad ambiental, gestión del lodo o Ingeniería Integrada de Fluidos. Recordamos que el costo de los fluidos SBM es alto y que cualquier desecho innecesario puede ser costoso. Diferentes regiones imponen sus propios límites o protocolos en lo que se refiere a la cantidad de fluidos sintéticos en los recortes y al método para determinar dicha cantidad.

Para saber si un lodo está cumpliendo con las funciones para las cuales está diseñado, la API han establecido normas para medir las propiedades de los lodos usando una serie de instrumentos y métodos con los cuales podemos apreciar el comportamiento del lodo.

Cabe mencionar que para ambientes de aguas profundas no existe una normatividad técnica por lo que se decidió por conveniencia tomar las normas vigentes.

En esta sección se proporcionan los resultados de la prueba API RP-13B-1, “Contenido de Aceite y Agua de los Recortes”.

Capítulo 3 Estudio Experimental para la Caracterización de los Fluidos de Reología Constante

Tabla 3-2: Caracterización Físicoquímica

Muestra	Peso muestra (g)	pH	ml H ₂ SO ₄		ml AgNO ₃	ml EDTA
			Pf	Mf		
A	0.5085	8.86	0	0.35	12.3	14.3
A- Salmuera	0.5065	8.65	0	0.3	12.9	14.2
A-CO ₂	0.5032	7.3	0	0.3	12.7	14.3
B	1.0032	9.45	2.8	102.5	200	232
C	0.5055	7.75	0	0.55	11.3	16.2
D	0.5043	7.95	0	0.3	13.5	14.7
E	0.5021	7.78	0	0.45	4.6	6.8
F	0.5052	8.12	0	0.55	11.1	15.5

Partes por millón de CO₃⁼ HCO₃⁻, Cl⁻, Ca⁺²

Tabla 3-3: Resultados de la caracterización físicoquímica

Muestra	Carbonatos	Bicarbonatos	Cloruros	Calcio
A	0	841	24311	11102
A- Salmuera	0	720	25777	11019
A-CO ₂	0	727	25238	11367
B	3360	118218	199362	92504
C	0	1340	22868	13102
D	0	845	27123	11800
E	0	1093	9161	5417
F	0	1453	21631	12463

Se rompió la emulsión con una mezcla de xileno/isopropanol al 50%, se agrega un volumen de agua de 150 ml y se agito por 10 min para obtener en la fase acuosa los iones solubles liberados, se hizo trasvase para quitar la interferencia de grasa y que no estuviera entorpeciendo las reacciones esperadas en cada prueba.

3.3 Caracterización Reológica

Como se ha mencionado en los capítulos anteriores, Reología es la ciencia que estudia la deformación y flujo de la materia. Analiza la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, además del impacto que estas generan sobre las características de flujo dentro de tuberías y espacios anulares.

En base a la Reología, los fluidos pueden clasificarse por el comportamiento entre la relación que presenta un fluido bajo la acción de un esfuerzo cortante y una velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo.

Los modelos reológicos ayudan a predecir el comportamiento de los fluidos sobre una amplia escala de velocidades de corte. La mayoría de los fluidos de perforación son fluidos Pseudoplásticos no newtonianos. Los más importantes modelos reológicos aplicables a ellos son: Modelo de Bingham, Modelo de Ley de Potencias y el Modelo de Herschel-Bulkley. Este último nos representa mejor el comportamiento de un fluido sintético de perforación por lo que es usado en este trabajo para la caracterización.

3.3.1 Diseño del Experimento

En ambientes de aguas profundas, la temperatura del fluido de perforación se considera a nivel de superficie de 27 ° C idealmente, aunque se ha observado en campo que esta temperatura es mayor. Mientras va atravesando niveles de mayor profundidad, fácilmente alcanzar los 4 ° C y menores. Este ambiente de baja temperatura enfría al fluido de perforación, si se toma como referencia un tirante de agua de 1000 [m] aproximadamente se tendrá una presión de 100 [Kgf/cm²] e iniciando la perforación después del lecho marino el gradiente geotérmico natural de la Tierra surte efecto calentando de nuevo al fluido, por ejemplo a una profundidad de 2000 [m] correspondería aproximadamente una temperatura de 27 ° C y una presión de 200 [Kgf/cm²]. A mayor profundidad la presión aumentará, es decir, si se encuentra en una profundidad de 4000 [m] la temperatura y presión aproximadas correspondientes será de 70 ° C y 400 [Kgf/cm²]. Al retorno del fluido sufre los mismos efectos de la temperatura y presión.

Los fluidos de perforación en contacto con la formación sufren un cambio en sus propiedades, es decir, una contaminación, siendo por un gas, otro fluido e incluso sólidos. Lo que llevo al experimento a presentar fluidos con contaminación con salmuera y CO₂.

Lo anterior, visualiza tres efectos de estudio.

- ◆ Efecto de cada etapa térmica
- ◆ Efecto de la presión de condiciones de operación.
- ◆ Efecto de la Contaminación

i. Efectos sobre la Viscosidad

Los aumentos de temperatura y presión afectan la viscosidad de las fases líquidas de todos los fluidos de perforación. El efecto es más pronunciado sobre los fluidos de emulsión inversa que sobre los fluidos base agua. Los aceites y sintéticos de base se diluyen considerablemente más en condiciones de altas temperaturas. El efecto de la temperatura es algo diferente sobre cada uno de los diferentes fluidos base aceite y base sintético. Los fluidos base agua son fluidos hidráulicos casi perfectos. Estos fluidos no se comprimen perceptiblemente bajo presión. En cambio, los fluidos base aceite y base sintético son compresibles hasta cierto punto. Su compresibilidad varía según el fluido de base, la relación A/A o S/A, y los aditivos. En situaciones críticas, los efectos de la temperatura y la presión deberían ser determinados para el fluido de perforación y las fases del fluido base.

ii. Variables Evaluadas

Las variables evaluadas por el viscosímetro rotacional fueron el esfuerzo de corte, la temperatura y la presión, para poder caracterizar reológicamente el fluido, tanto recién preparado, como con las contaminaciones con salmuera y CO2 a distintos rangos de velocidades de corte.

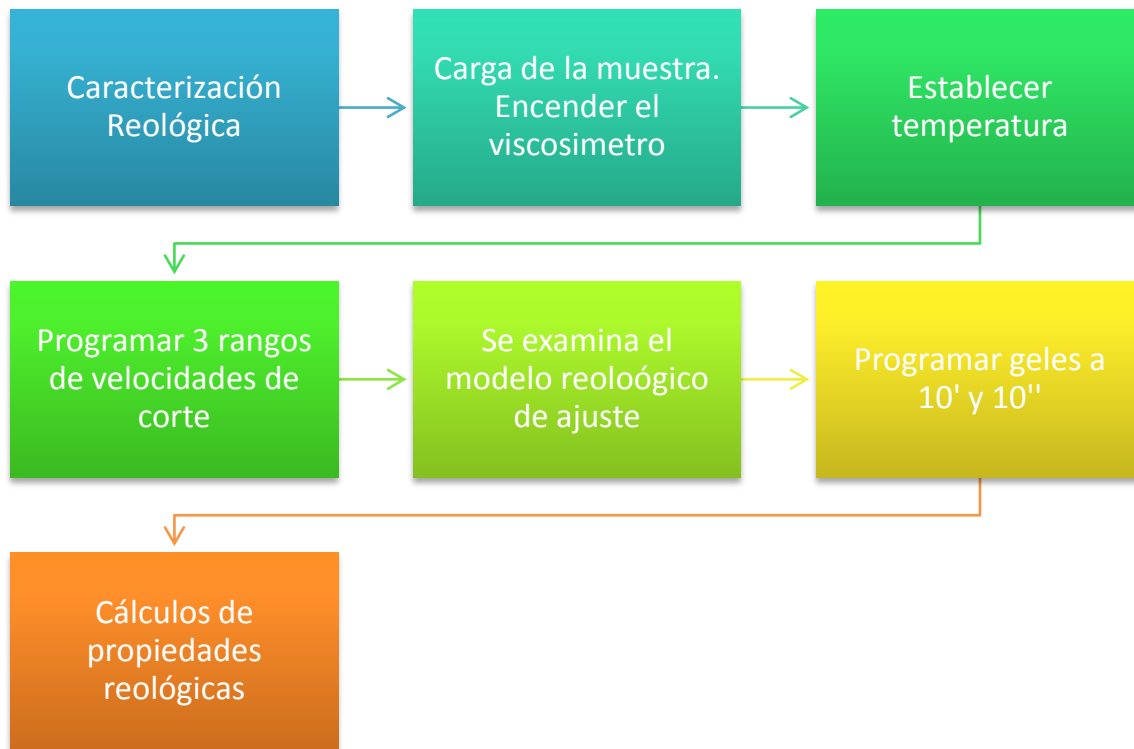
iii. Matriz Experimental

Para este trabajo se diseñó la siguiente matriz experimental establecida en las necesidades para una detallada caracterización reológica, tomando en cuenta los resultados de estudios anteriores combinado con observaciones de campo donde se cuentan con equipos convencionales de seis velocidades, delimitando criterios para reducir y manejar los riesgos asociados. Se presenta además, con la finalidad de visualizar las pruebas realizadas a cada fluido

Tabla 3-4: Matriz experimental para cada fluido analizado

Nombre del Fluido				
Parámetro	Experimental			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2				
L600				
L300				
L200				
L100				
L6				
L3				
L 0.9				
L 0.5				
Gel 10''				
Gel 10'				
Vp (Cp)				
Va (Cp)				
Pc (lbf/100ft2)				
Pc-BV				
Modelo Reológico: H&B				
n				
K (lb*s^n'/ft²)				
Vp (Cp)				
Pc (τo)(lbf/100ft²)				

El procedimiento experimental fue tomando las mediciones:



- ✓ Esfuerzo de corte a 3 rangos de velocidades de 0.1-1.7, 1.7-20, 0.1 a 1100 1/s para obtener las lecturas L0.5 y L0.9, L3 y L6, y L100, L200, L300, L600 [RPM] respectivamente.
- ✓ Geles a 10' y 10''
- ✓ Se hacen los cálculos de propiedades viscosimétricas (V_p , V_a , P_c y P_c -BV)

3.3.2 Infraestructura Experimental

En el campo, los datos reológicos se obtiene normalmente utilizando un viscosímetro que utiliza el flujo de Couette para medir las propiedades del fluido de perforación. Otros tipos de instrumentos y geometrías pueden ser utilizados (tubos viscosímetros, reómetros, geometría de cono y la de plato, etc.), pero solo han encontrado una mención ocasional en la literatura de perforación y poca o ninguna aplicación en el campo. Por lo tanto, estas técnicas no se discuten en este trabajo.

El modelo de Fann 35 VG es el estándar de la industria, para medir las propiedades reológicas de los fluidos de perforación no newtonianos. Con este dispositivo, el esfuerzo de corte es medido para los fluidos con una velocidad de corte en el rango aproximado de 1022 a 5.1 inversos de segundo.

El objetivo de la viscosimetría es establecer relaciones entre entidades medibles y la función material de la viscosidad en el fin de caracterizar el comportamiento de los fluidos, es decir su reología.

Capítulo 3 Estudio Experimental para la Caracterización de los Fluidos de Reología Constante

Los Viscosímetros se han desarrollado para medir las propiedades de los fluidos de perforación a velocidades de corte tan bajas como 0.001 inversos de segundo. La premisa principal de su desarrollo fue la disponibilidad de los datos y predecir el comportamiento a baja/ultra baja velocidad de corte, mejores resultados pueden obtenerse en la hidráulica, la velocidad de asentamiento de las partículas, y los cálculos de limpieza del pozo. Por desgracia, son poco los datos de laboratorio que se suministran para fundamentar sus afirmaciones.

i. Principio de Operación del Equipo

Actualmente no se puede hablar de una clasificación rigurosa de los viscosímetros, sin embargo se observa que cada uno de ellos presenta una función geométrica particular, con lo que se tienen ecuaciones para la predicción del patrón de flujo.

Dentro de los viscosímetros rotacionales se observan dos grupos:

- ◆ Donde se aplica una velocidad de deformación conocida
- ◆ Donde se aplica un esfuerzo determinado para ver la respuesta de deformación que dan los materiales.

Como se ha visto anteriormente, para la caracterización de un fluido no newtoniano, es necesario determinar la viscosidad a diferentes valores de deformación. Las situaciones más comunes en las cuales un fluido está sujeto a una deformación es en el movimiento del fluido a lo largo de un tubo y durante el mezclado o agitación del mismo.

Los viscosímetros rotacionales pueden tomar varias formas, y éstas son normalmente descritas en términos de sus sistemas de medición. Las formas típicas empleadas en los viscosímetros rotacionales son de cilindros concéntricos, de cono y placa, y de aguja. El principio es el mismo para todos.

Un viscosímetro rotacional consiste en una copa que contiene la muestra, la cual gira a una velocidad. El líquido se encuentra sumergido en un cilindro que representa un cilindro coaxial de altura y radio. El cilindro interno está suspendido a un alambre de torsión el cual produce un torque como resultado de las fuerzas viscosas del fluido rotando sobre éste, logrando un estado estacionario de movimiento. En algunos instrumentos, el cilindro interno está rotando y el torque se mide en la copa, o bien, a un torque constante aplicado se observa la deformación resultante.

Cilindros Concéntricos

Para propósitos de estudio, se considera los efectos inerciales despreciables y que el material que se desea examinar se encuentra confinado entre dos cilindros concéntricos, o sea en el espacio anular. El cilindro interno será sostenido sin movimiento, mientras que el cilindro externo gira con velocidad angular constante.

3.3.3 Resultados Reológicos

En la tabla siguiente se presenta el número de pruebas realizadas para cada fluido.

Tabla 3-5: Número de pruebas analizadas para cada fluido.

Fluido	Pruebas realizadas
A	33
B	33
C	33
D	33
E	33
F	33
G	25
G-P	25
CONVENCIONAL	25
CONSTANTE	25
A-Salmuera	25
A-CO2	25

Mediante un análisis estadístico relacionado con los datos obtenidos en las pruebas de los fluidos experimentales (A, C, D, E, F y G) combinado con los criterios basados en la literatura, se generaron límites para definir si los fluidos cuentan con perfil reológico constante.

La siguiente tabla muestra la relación de las pruebas cumplidas de los parámetros analizados para cada fluido.

Capítulo 3 Estudio Experimental para la Caracterización de los Fluidos de Reología Constante

Tabla 3-6: Pruebas aprobadas para perfil reológico constante

Fluido	%dispersión	L3	L6	Va	Vp	Pc-BV	Geles	Pc	TOTAL
A	1/1	2/4	¾	4/4	4/4	2/4	6/8	¾	0.8
B	1/1	0/4	0/4	4/4	4/4	0/4	0/8	¼	0.3
C	1/1	¾	¾	4/4	4/4	4/4	8/8	¾	0.9
D	1/1	¼	¼	4/4	4/4	¼	0/8	2/4	0.4
E	0/1	0/4	0/4	¾	¾	0/4	0/8	2/4	0.2
F	1/1	¼	0/4	4/4	4/4	0/4	0/8	2/4	0.4
G	1/1	2/3	1/3	3/3	3/3	2/3	6/6	3/3	0.8
G-P	1/1	3/3	3/3	3/3	3/3	3/3	6/6	3/3	1.0
CONV.	0/1	2/3	2/3	2/3	2/3	0/3	0/6	1/3	0.4
CTE.	1/1	3/3	3/3	3/3	2/3	3/3	6/6	3/3	1.0
A-Sal	1/1	0/4	0/4	4/4	4/4	0/4	4/8	¼	0.4
A-CO2	1/1	0/4	2/4	4/4	4/4	0/4	2/8	¼	0.3

La tabla 3.6 muestra que un fluido con perfil reológico constante tiende a acercarse al 100% del cumplimiento de los rangos establecidos. El fluido C obtiene el mayor número de pruebas donde cumple los rangos para cada parámetro. Siguiéndole los fluido A y G, los cuales cuentan con datos de contaminaciones y de variación de presión, respectivamente. También se observa que las contaminaciones y la variación de la presión son importantes en la visualización de los efectos en el cambio del perfil de reología constante. Los criterios para evaluar dichos parámetros son detallados más adelante.

Los datos obtenidos de la caracterización reológica para los fluidos A, A-SALMUERA, A-CO2, C, G, Convencional y Constante se presentan en las siguientes tablas. Para los datos del resto de los fluidos ir al apéndice C.

Tabla 3-7: Resultados Fluido Convencional

SBM Convencional			
Parametro	Experimental		
Temperatura	4 °C	27 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	100	200	400
L600	306	176	96
L300	192	108	60
L200	141	77	45
L100	90	52	29
L6	38	20	12
L3	35	18	11
Gel 10''	35	21	16
Gel 10'	57	37	22
Vp (Cp)	114	68	36
Va	153	88	48
Pc (lbf/100ft2)	78	40	24
Pc-BV	32	16	10
Modelo Herschel Bulkley			
N	0.77	0.8	0.78
K (lb*s^n'/ft²)	0.0142	0.0068	0.0042
Vp (Cp)	190.41	91.8	42.18
Pc (τo)(lbf/100ft²)	32.173	16.816	10.228

Tabla 3-8: Resultados Fluido con perfil reológico Constante

SBM Reología Constante			
Parametro	Experimental		
Temperatura	4 °C	27 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	100	200	400
L600	139	84	72
L300	83	55	49
L200	60	45	40
L100	40	33	30
L6	15	17	16
L3	14	15	14
Gel 10''	35	34	31
Gel 10'	36	36	33
Vp (Cp)	56	29	23
Va	69.5	42	36
Pc (lbf/100ft2)	27	26	26
Pc-BV	13	13	12
Modelo Herschel Bulkley			
n	0.87	0.75	0.71
K (lb*s^n'/ft²)	0.0033	0.0042	0.0047
Vp (Cp)	66.1	31.36	24.16
Pc (τo)(lbf/100ft²)	13.6	15.2	14.1

Tabla 3-9: Resultados Fluido A

Fluido A SBM				
Parametro	Experimental			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
L600	220.6	139.6	50.1	49.8
L300	121.2	77.8	32.0	29.6
L200	90.4	61.4	26.3	23.3
L100	59.2	41.6	19.4	17.0
L6	24.0	21.0	12.0	10.5
L3	17.0	14.0	6.9	5.9
L 0.9	28.4	21.6	10.9	10.5
L 0.5	30.0	19.4	6.7	6.4
Gel 10''	24.5	21.2	15.1	9.2
Gel 10'	28.1	25.4	18.1	9.9
Vp (Cp)	99.4	61.7	18.2	20.2
Va	110.3	69.8	25.1	24.9
Pc (lbf/100ft2)	21.7	16.1	13.8	9.4
Pc-BV	10.0	7.0	1.8	1.4
Modelo Herschel Bulkley				
N	1	1	0.97	1
K (lb*s^n'/ft²)	0.002	0.0012	0.0005	0.0004
Vp (Cp)	96	58.2	18.17	19.91
Pc (τo)(lbf/100ft²)	27.13	22.9	13.55	10.64

Tabla 3-10: Resultados Fluido C

Fluido C SBM				
Parametro	Experimental			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
L600	198.0	109.2	89.9	74.7
L300	111.6	63.4	55.8	43.2
L200	81.8	46.9	43.5	34.1
L100	50.6	28.1	29.9	23.4
L6	15.1	10.0	11.9	9.1
L3	13.4	8.9	11.2	8.1
L 0.9	9.9	6.6	9.1	5.1
L 0.5	9.0	6.2	9.6	5.8
Gel 10''	20.1	15.9	17.3	17.1
Gel 10'	22.7	18.2	18.6	18.3
Vp (Cp)	86.4	45.8	34.0	31.5
Va	99.0	54.6	44.9	37.4
Pc (lbf/100ft2)	25.3	17.6	21.8	11.7
Pc-BV	11.7	7.8	10.4	7.2
Modelo Herschel Bulkley				
n	0.9	0.86	0.83	0.87
K (lb*s^n'/ft²)	0.0037	0.0028	0.0026	0.0017
Vp (Cp)	97.65	51.78	37.13	30.95
Pc (τo)(lbf/100ft²)	14.847	7.545	12.339	9.495

Tabla 3-11: Resultados fluido A contaminado con salmuera

Fluido A-SALMUERA SBM				
Parametro	Experimental			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
L600	203.9	105.9	93.9	71.0
L300	116.1	63.7	57.3	41.0
L200	87.5	49.4	45.7	33.7
L100	57.8	35.7	33.9	25.3
L6	27.3	20.8	23.1	18.2
L3	18.0	12.5	13.3	10.4
L 0.9	24.5	17.6	16.7	11.0
L 0.5	26.3	17.5	10.5	7.1
Gel 10''	23.1	18.5	14.2	18.7
Gel 10'	32.4	24.9	15.5	15.8
Vp (Cp)	87.8	42.2	36.7	30.0
Va	102.0	52.9	47.0	35.5
Pc (lbf/100ft2)	28.2	21.6	20.6	11.0
Pc-BV	8.8	4.1	3.5	2.6
Modelo Herschel Bulkley				
N	0.97	0.97	0.97	0.97
K (lb*s^n'/ft²)	0.0023	0.0011	0.0007	0.0006
Vp (Cp)	90.13	42.21	35.4	26.59
Pc (τ ₀)(lbf/100ft²)	28.23	22.1	23.8	17.221

Tabla 3-12: Resultados fluido A contaminado con CO2

Fluido A-CO2 SBM				
Parametro	Experimental			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
L600	173.1	91.2	68.5	56.3
L300	106.1	52.4	40.0	33.5
L200	79.2	38.0	31.2	26.7
L100	46.7	24.1	21.8	19.1
L6	12.8	9.8	11.1	9.9
L3	9.4	6.5	6.9	6.2
L 0.9	10.4	6.9	8.1	7.2
L 0.5	10.3	6.7	8.3	5.7
Gel 10''	11.0	7.3	8.2	6.7
Gel 10'	14.0	9.5	9.5	7.3
Vp (Cp)	67.1	38.8	28.5	22.7
Va	86.6	45.6	34.2	28.1
Pc (lbf/100ft2)	39.0	13.5	11.5	10.8
Pc-BV	5.9	3.2	2.6	2.5
Modelo Herschel Bulkley				
n	0.76	0.95	0.99	0.95
K (lb*s^n'/ft²)	0.0095	0.0012	0.0007	0.0007
Vp (Cp)	101.6	40.38	28.18	21.9
Pc (τ ₀)(lbf/100ft²)	5.87	10.11	12.52	11.09

Tabla 3-13: Resultados Fluido G

Fluido G SBM			
Parametro	Experimental		
Temperatura	4 °C	27 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm
L600	155	74	69
L300	86	44	44
L200	60	35	36
L100	37	24	26
L6	8	9	11
L3	7	9	11
Gel 10''	26	25	23
Gel 10'	28	28	25
Vp (Cp)	69	30	25
Va	77.5	37	34.5
Pc (lbf/100ft2)	17	14	19
Pc-BV	6	9	11
Modelo Herschel Bulkley			
N	0.9	0.81	0.73
K (lb*s^n'/ft²)	0.0031	0.0027	0.0042
Vp (Cp)	78.45	30.42	25.16
Pc (τo)(lbf/100ft²)	6.246	7.895	9.529

Tabla 3-14: Resultados Fluido G evaluado a distintas presiones

Fluido G SBM con Presión			
Parametro	Experimental		
Temperatura	4 °C	27 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	100	200	400
L600	201	108	100
L300	114	65	63
L200	84	51	50
L100	52	35	35
L6	12	14	14
L3	11	12	14
Gel 10''	43	42	39
Gel 10'	45	45	42
Vp (Cp)	87	43	37
Va	100.5	54	50
Pc (lbf/100ft2)	27	22	26
Pc-BV	10	10	14
Modelo Herschel Bulkley			
n	0.85	0.81	0.75
K (lb*s^n'/ft²)	0.0056	0.0037	0.005
Vp (Cp)	108.69	48.37	43.26
Pc (τo)(lbf/100ft²)	9.376	12.121	12.203

i. *Esfuerzo de Corte vs. Velocidad de Corte*

Se presenta a continuación reogramas comparativos entre un fluido convencional y uno con reología constante donde se observa que el Convencional presenta lecturas de esfuerzos de corte mayores a 300 a una velocidad de 600RPM a una temperatura 4°C. Un fluido con perfil de reología plana no llega a valores mayores de 300.

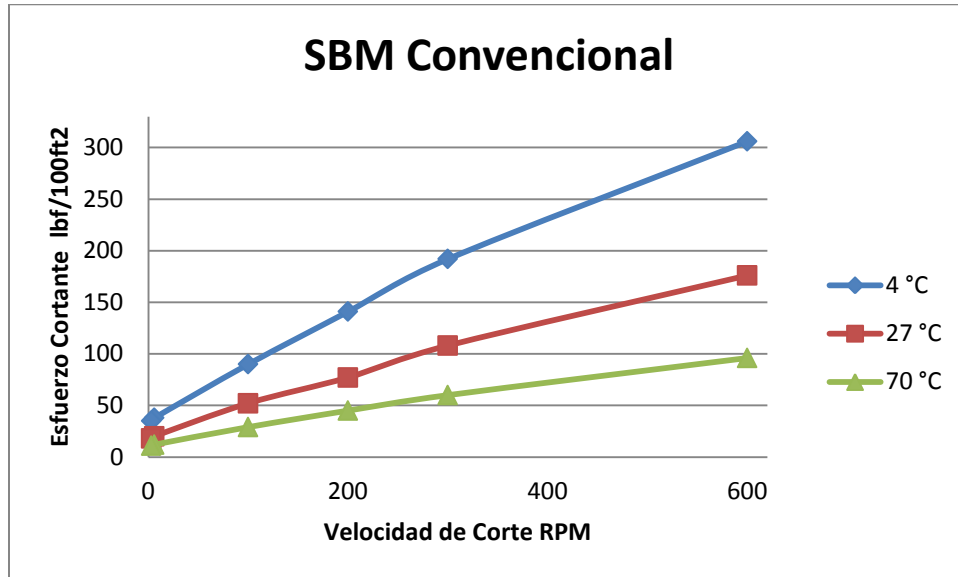


Imagen 3-2: Esfuerzo de Corte de un fluido convencional a 4°, 27° y 70°C

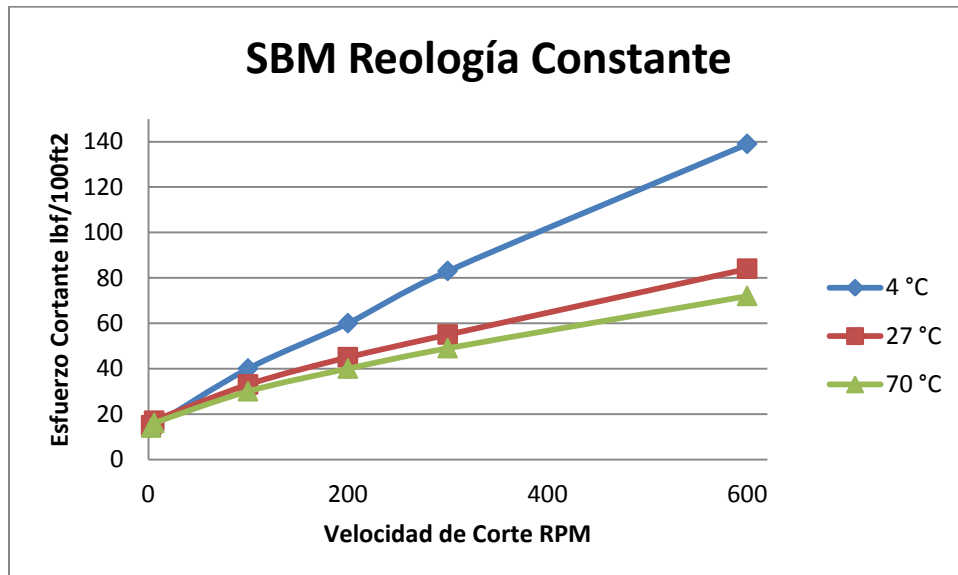


Imagen 3-3: Esfuerzo de corte de un fluido con perfil reológico constante

◆ EFECTO DE LAS ETAPAS TERMICAS

Si se presta atención en la temperatura de 27 °C en la Imagen 3.4 se observa que el fluido tiende a valores más bajos de esfuerzo de corte a temperaturas más altas, mientras que a bajas temperaturas el efecto inverso es más drástico.

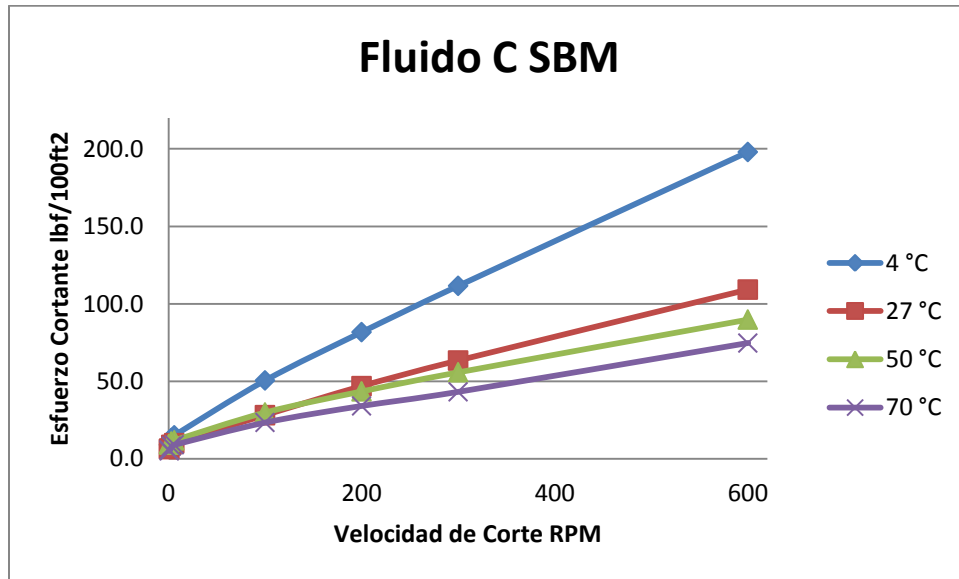


Imagen 3-4: Esfuerzo de Corte contra la velocidad de corte para el Fluido C

◆ EFECTO DE LA PRESION A CONDICIONES DE OPERACIÓN

Debido a la compresibilidad de los fluidos SBM, se encontró que existe un efecto notable entre los valores del fluido G a presión atmosférica y a presiones de operación. Este efecto provoca un aumento del espesamiento natural del fluido a una temperatura de 4 °C y recíprocamente, una disminución en la tendencia de adelgazamiento a 27 y 70°C.

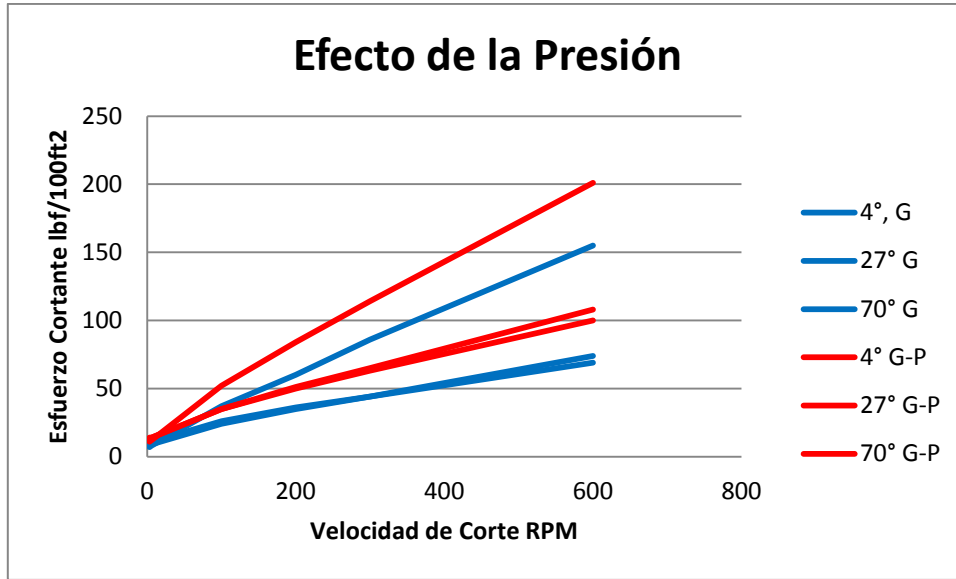


Imagen 3-5: Comparación entre el Fluido G evaluado a presión atmosférica y a presiones de operación

◆ EFECTO DE LA CONTAMINACION

Para analizar este efecto de la contaminación se pueden observar 2 grupos, el primero de 4 a 27 °C y el segundo de 50 a 70 °C, donde en el primer grupo podemos encontrar un disminución en los esfuerzos de corte imputando este efecto a las contaminaciones y en el segundo grupo que es a altas temperaturas se puede observar que el fluido recién preparado tiene menores valores de esfuerzo cortante atribuyendo este efecto contrario a la activación de los aditivos. Imagen 3.6 y 3.7.

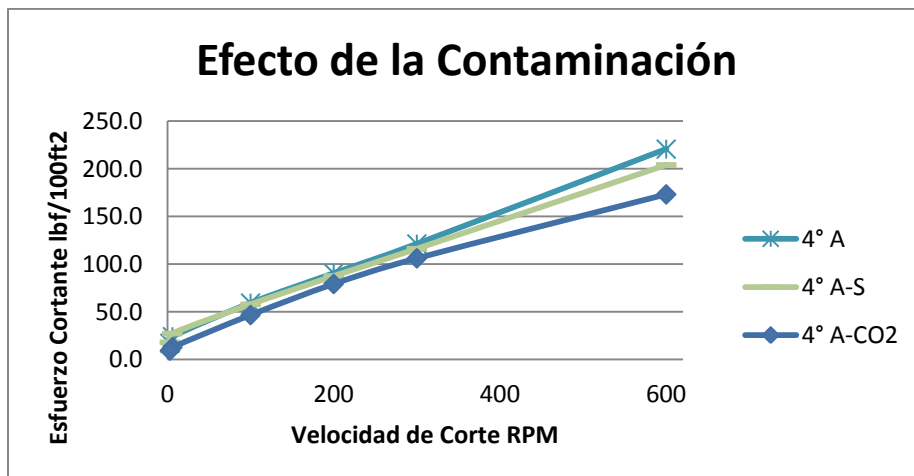


Imagen 3-6: Efecto de la contaminación a bajas temperaturas

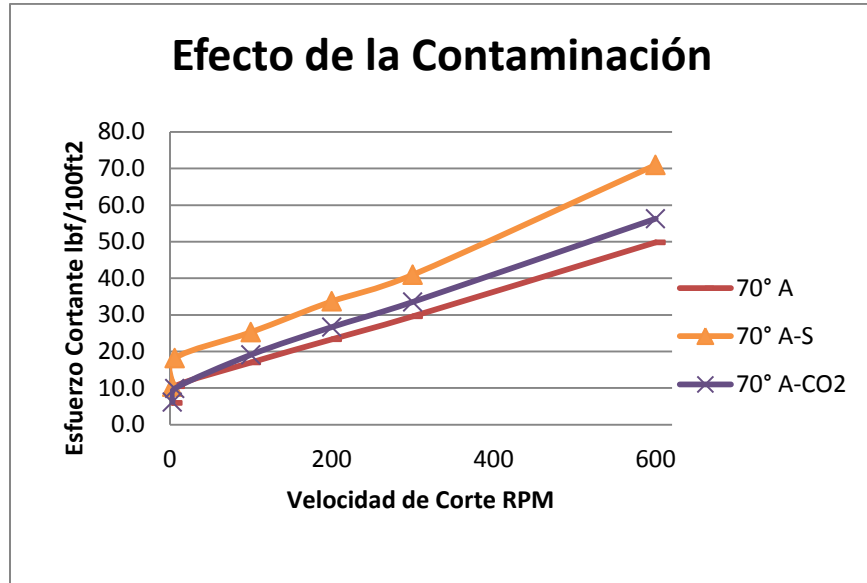


Imagen 3-7: Efecto de las contaminaciones a temperatura de 70°C

El primer parámetro de observación corresponde a la lectura de 6 [RPM]. Del valor más bajo al más alto debe existir una diferencia menor de 200%. De ocurrir lo contrario se debe descartar como un fluido con perfil reológico constante. Este porcentaje también es aplicable a los fluidos contaminados como se muestra en la imagen 3.10.

La capacidad de transporte de recortes y suspensión de barita se observa mediante las lecturas de baja velocidad de corte (6 y 3 RPM). Basado en la literatura y el análisis de los datos experimentales se concluyeron límites que aseguran dicha capacidad. Para la lectura de 3 [RPM] se obtuvo un rango entre 8 y 17 en la lectura del dial. Para la lectura de 6 [RPM] el rango es de 9 a 20. Existiendo una diferencia mínima entre ambas lecturas.

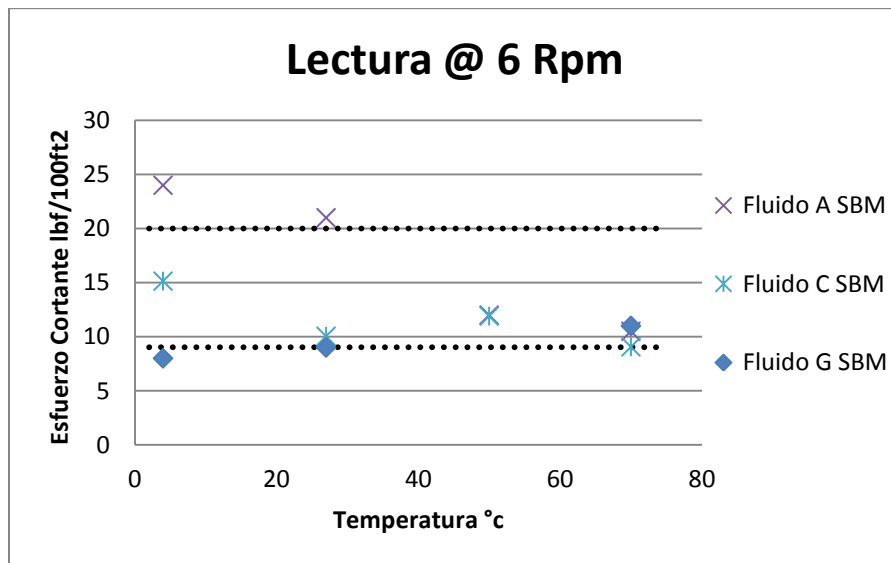


Imagen 3-8: Límites obtenidos para la Lectura L6

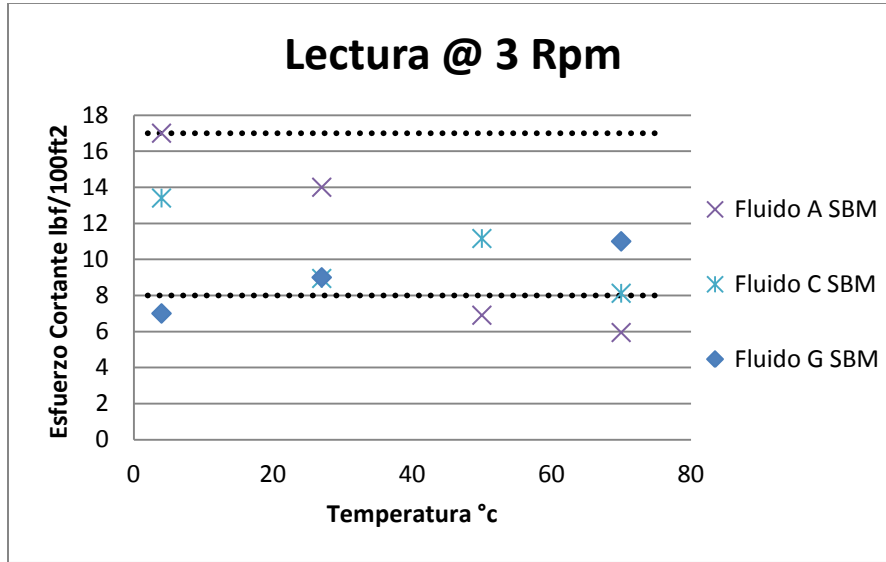


Imagen 3-9: Límites obtenidos para la lectura L3

El fluido C presenta el mejor comportamiento cumpliendo en todas las temperaturas evaluadas con una estrecha relación entre ambas lecturas, permitiendo un mejor control del asentamiento de barita. Los fluidos A y G a pesar de que no cumplen en su totalidad los rangos establecidos, su comportamiento es aceptable respecto a la gama completa de fluidos analizados.

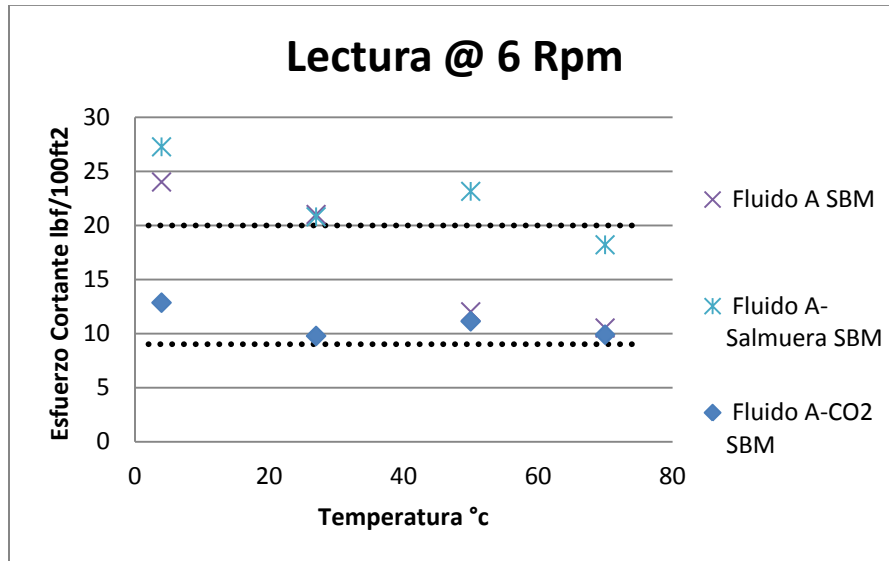


Imagen 3-10: Límites para la lectura L6 para la visualización del efecto de las contaminaciones

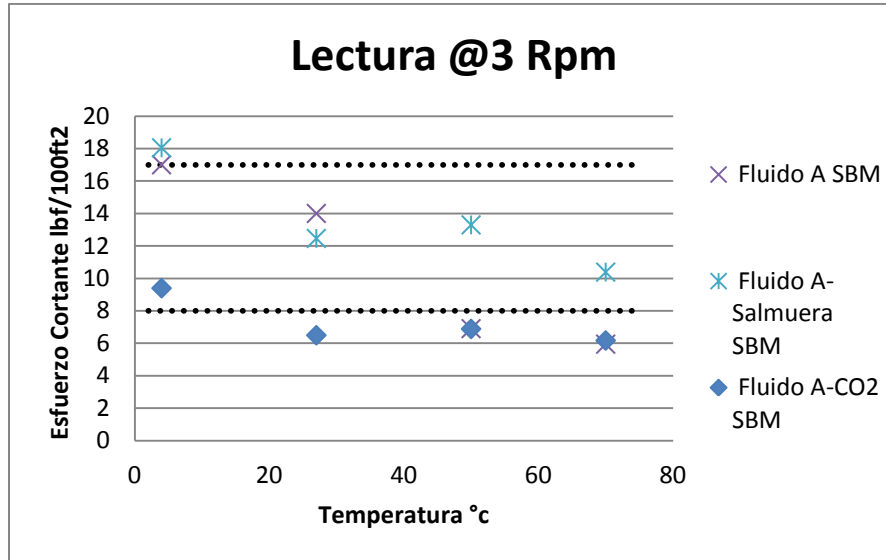


Imagen 3-11: Límites de L3 para la visualización del efecto de la contaminación

Si se analiza solo la imagen 3.10 la contaminación con salmuera se encuentra alrededor del límite superior, cumpliendo 2 de 4 temperaturas, mientras que la contaminación con CO2 en el límite inferior cumpliendo las 4 temperaturas; lo que nos diría que la contaminación con CO2 es aceptable. Sin embargo, en la imagen 3.11 se observa que la contaminación con salmuera cae dentro de los parámetros establecidos y con CO2 solo cumple para una temperatura. Analizando en conjunto ambas imágenes se concluye que la contaminación con salmuera debiera presentar menos problemas de transporte de recortes que con CO2. Es por eso que se hace énfasis en que ambas lecturas deben estudiarse en conjunto.

Para un fluido con reología constante evaluado a presión, los límites se encuentran de 12 a 17. Observar que el intervalo se estrecha. El fluido convencional sale completamente de estos límites, a bajas temperaturas se obtienen esfuerzos muy altos lo que provocara problemas operativos.

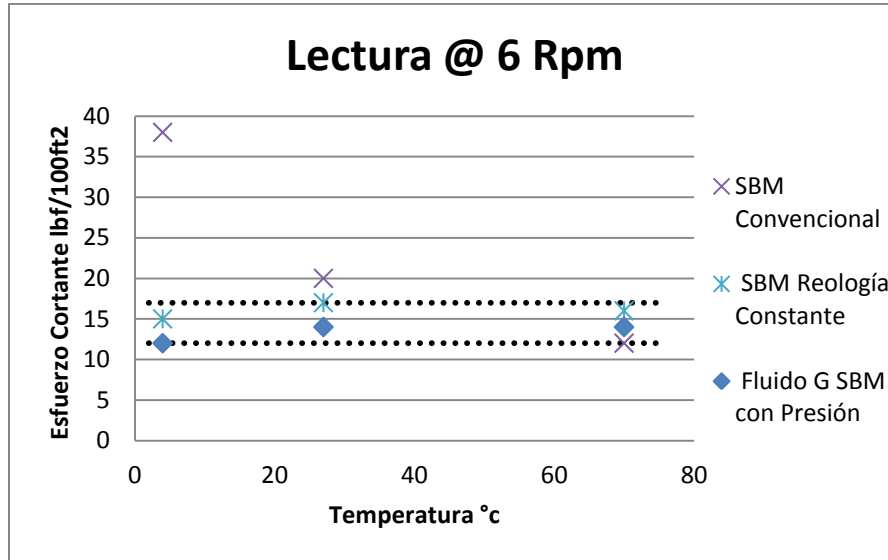


Imagen 3-12: Límites para L6 en la visualización del efecto de la presión

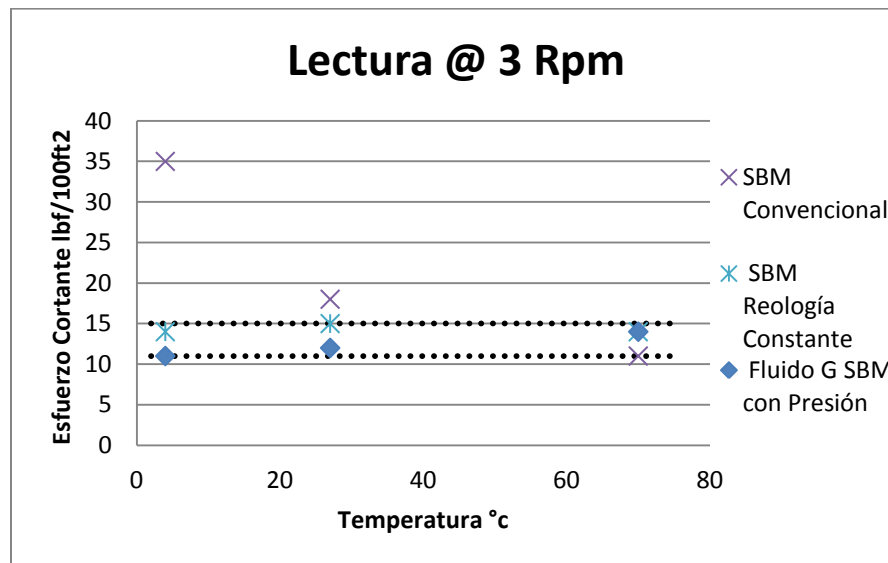


Imagen 3-13 Límites para L3 en la visualización del efecto de la presión

Se observa en la imágenes 3.8 y 3.13 que el Fluido G evaluado a presión obtuvo un incremento en el valor de sus lecturas respecto a las del evaluado a presión atmosférica.

ii. Propiedades Viscosimétricas

Viscosidad aparente

Este parámetro nos indica el contenido de sólidos, su naturaleza y la atracción electroquímica entre ellos. Todos los fluidos muestran una tendencia a disminuir su viscosidad conforme se incrementa la temperatura. Basados en el análisis de los fluidos tanto experimentales, de literatura y de campo, se obtuvieron como límites 20 y 110 [cP]. Si se mide solo la viscosidad aparente este valor no es muy útil para el control del fluido. Se debe estudiar conjunto al resto de los parámetros ya que este no es un indicador directo de reología constante.

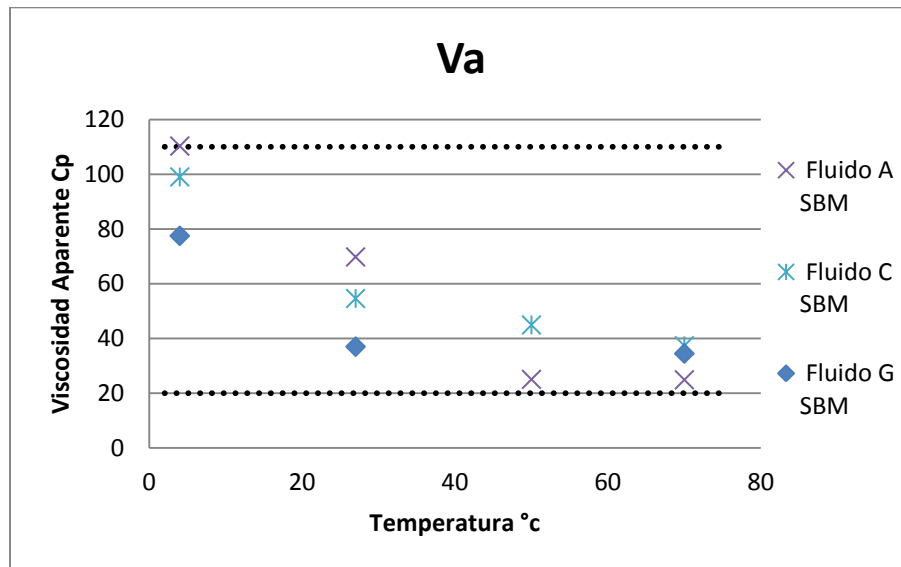


Imagen 3-14: Límites en la viscosidad aparente para los Fluidos experimentales

En la imagen anterior podemos observar que los fluidos A, C y G cumplen con los límites establecidos, con una tendencia más suave la del fluido G.

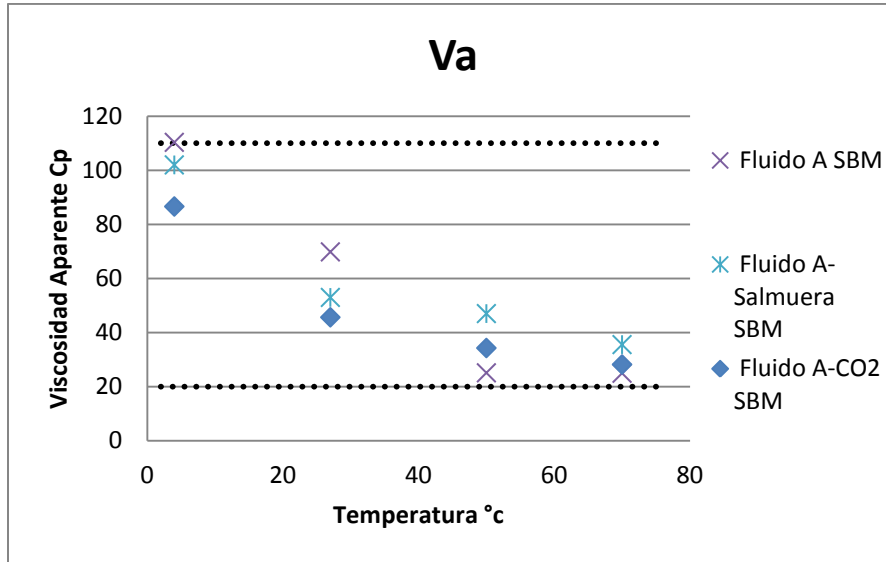


Imagen 3-15: Límites en la viscosidad aparente para efectos de contaminación

La imagen 3.15: Para fluidos contaminados con salmuera y CO2 la viscosidad aparente presenta la misma tendencia que con un fluido recién preparado, dividiéndolo nuevamente en dos grupos como se mostró anteriormente.

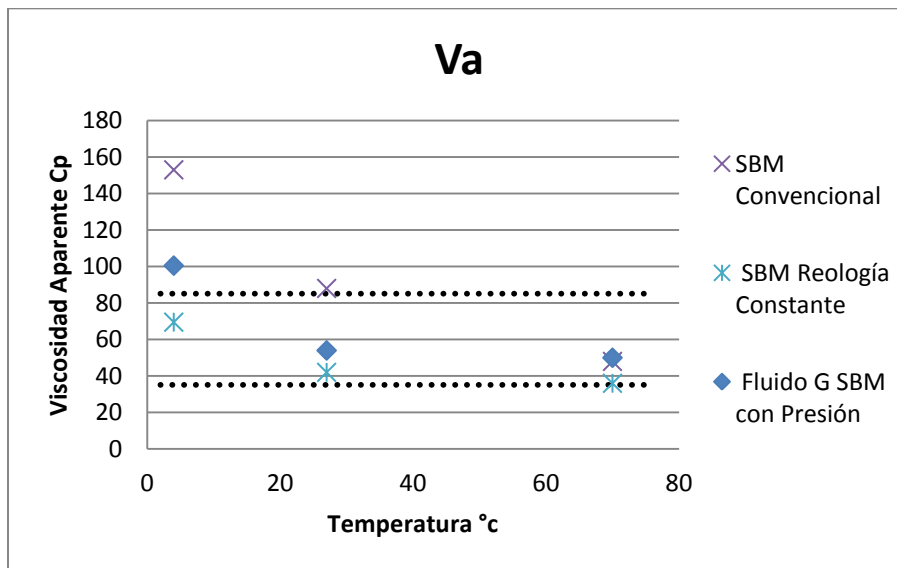


Imagen 3-16: Límites en la viscosidad aparente para la visualización de los efectos de la presión

Para los fluidos evaluados con presión se obtuvieron límites de 35 y 85 para cumplir con un perfil reológico constante. Se observa evidentemente que un fluido convencional no cumple con los rangos establecidos.

Viscosidad plástica

La viscosidad plástica constituye una mejor medida de la viscosidad estructural que la que se determina a partir de la concentración de sólidos. Se obtuvieron 20 y 100 [cP] como límites para este parámetro basados en el análisis de los fluidos. Con valores menores a 20 [cP] se tendrían problemas con la limpieza del pozo y con mayores 100 [cP] problemas de bombeo. Se debe estudiar conjunto al resto de los siguientes parámetros ya que este no es un indicador directo de reología constante.

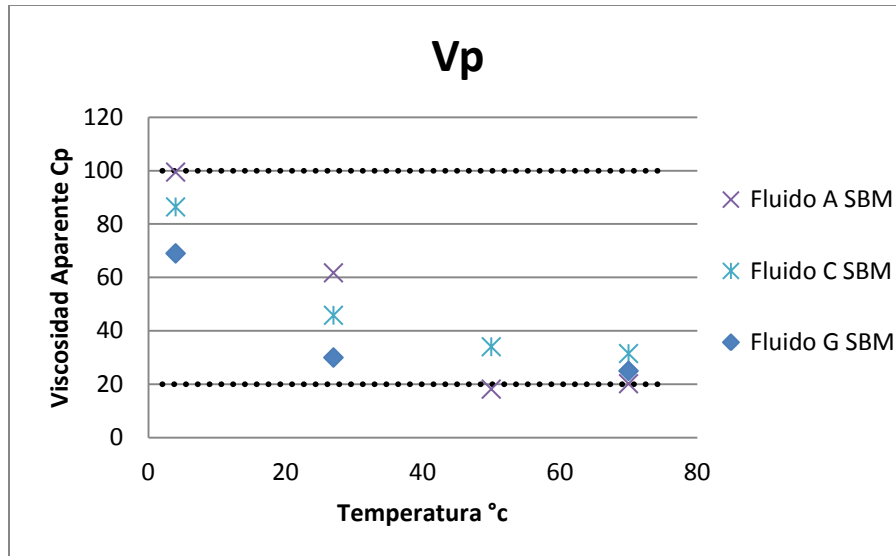


Imagen 3-17: Límites en la Viscosidad plástica y fluidos A, C y G

Se observa que los tres fluidos cumplen los límites establecidos teniendo un comportamiento natural de un espesamiento a bajas temperaturas y se diluye al tener una fatiga térmica al aumentar la temperatura.

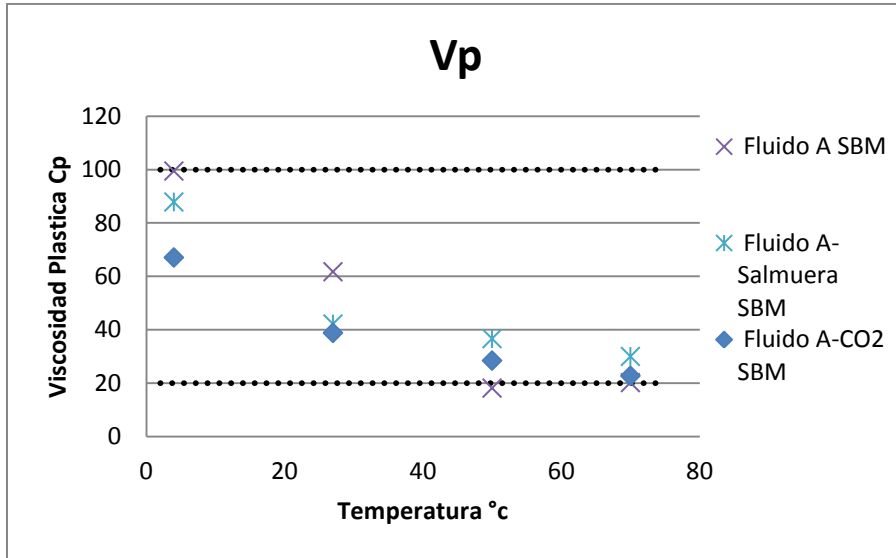


Imagen 3-18: Límites en la viscosidad plástica para fluidos contaminados

El fluido A contaminado muestra la misma tendencia que la viscosidad aparente observando que la contaminación con CO2 es un poco más agresiva que con salmuera.

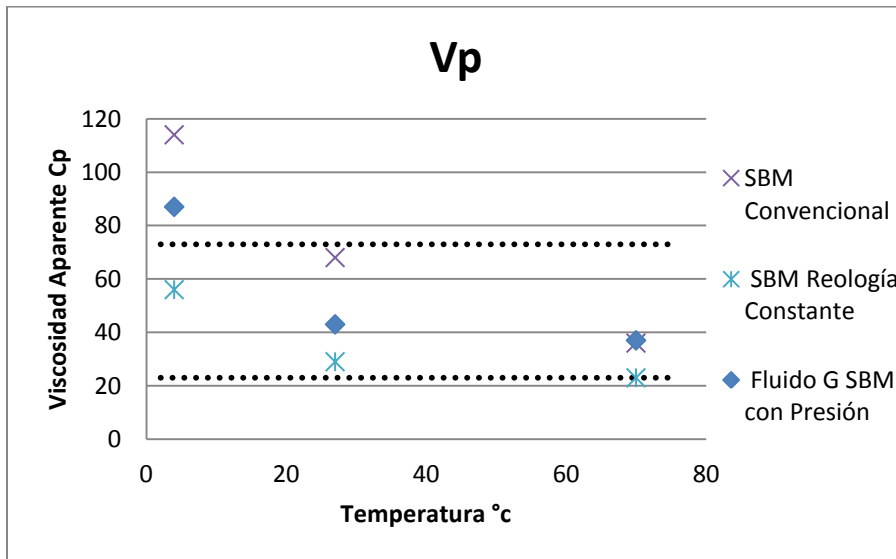


Imagen 3-19: Límites en la viscosidad plástica para un fluido de reología constante

Los límites encontrados para los fluidos evaluados con presión son 23 y 73 para la viscosidad plástica. El Fluido Convencional excede un 60% en los límites de esta propiedad reflejando un mayor espesamiento a baja temperatura en comparación a los fluidos de reología constante.

Gel

Las mediciones de esfuerzo gel tomadas con el viscosímetro a intervalos de 10 segundos y 10 minutos, proporcionan una medida del grado de tixotropía presente en el fluido.

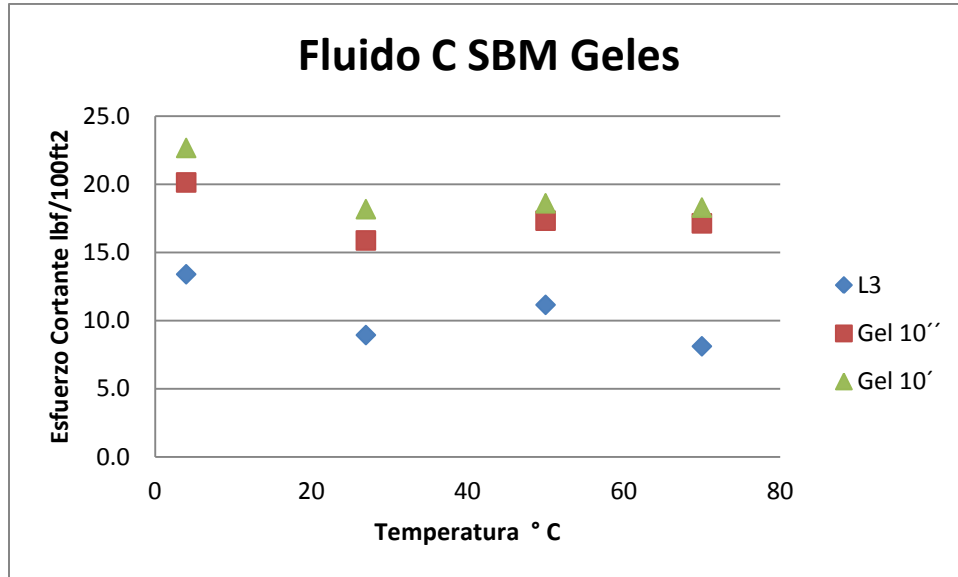


Imagen 3-20: Esfuerzo Gel Fluido C

Se analizaron solo los esfuerzos gel de los fluidos que presentaron un perfil reológico constante. Los resultados muestran que el Gel a 10 segundos sufre un incremento alrededor del 50% respecto a la lectura de 3 [RPM]. El Gel a 10 minutos presenta una diferencia no mayor al 15% respecto al Gel instantáneo. Recordar que para la lectura de 3 RPM existe una restricción descrita anteriormente.

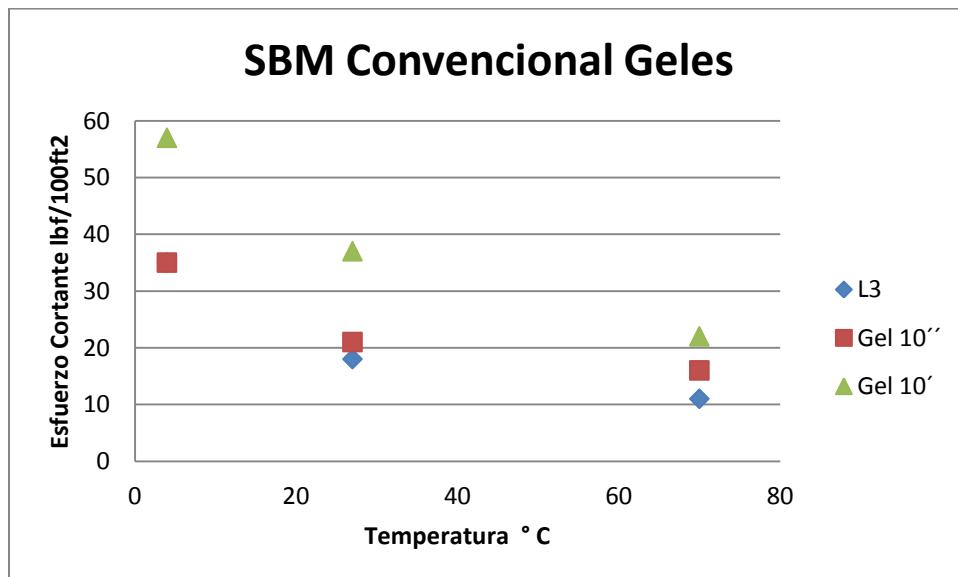


Imagen 3-21: Esfuerzo Gel Fluido Convencional

En un fluido convencional los valores de geles a 10 segundos y los de la lectura L3 muestran rangos estrechos entre sí, y la relación entre los geles a 10 segundos y 10 minutos es muy alejada lo cual originaría problemas con la suspensión de los sólidos, mientras que en fluidos con perfil reológico constante, los geles a 10 segundos y la lectura 3 presentan un rango mayor generando redes instantáneas y manteniéndolas a los geles de 10 minutos con un tenue incremento considerándolo como gel constante.

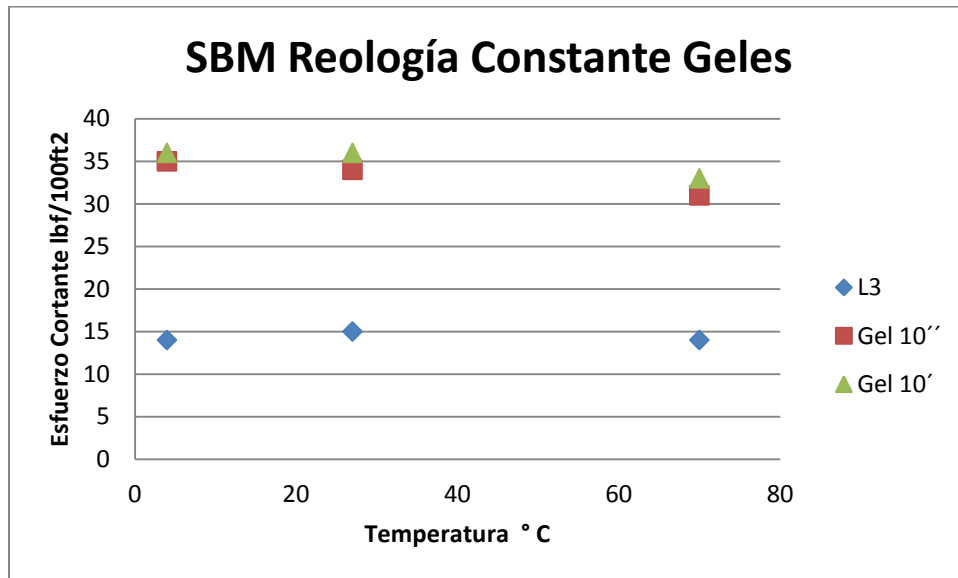


Imagen 3-22: Esfuerzo Gel Fluido Con Reología Constante

Debido a esta estrecha relación entre la lectura de 3 [RPM], el Gel a 10 segundos y Gel a 10 minutos sumado a las exigencias que se tienen en aguas profundas de medidas preventivas y no correctivas, es indispensable analizar estos tres parámetros como conjunto ya que esfuerzos de Gel progresivos causan presiones excesivas cuando se interrumpe la circulación y se puede sobre pasar la presión de fractura, lo cual es necesario generar geles fuertes pero constantes

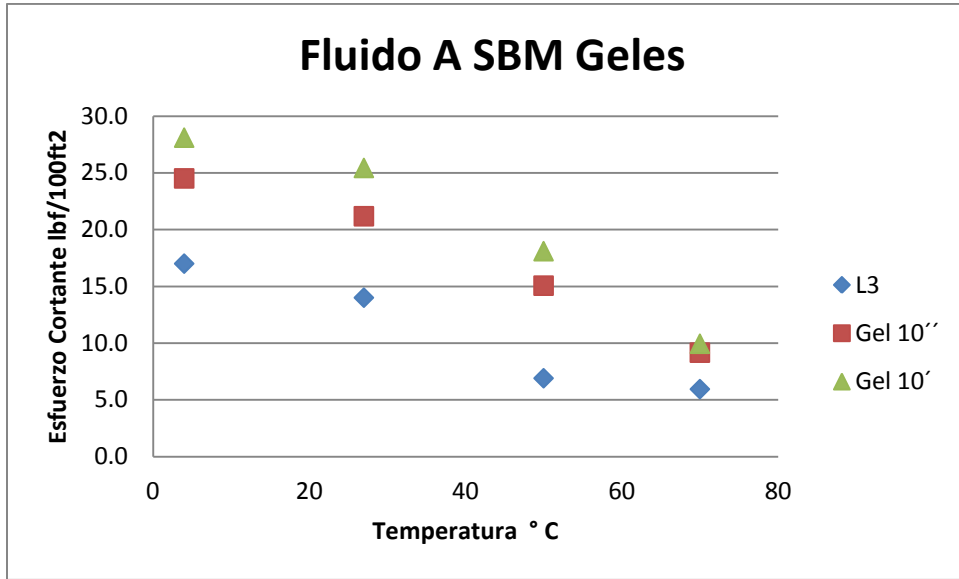


Imagen 3-23: Esfuerzo Gel Fluido A

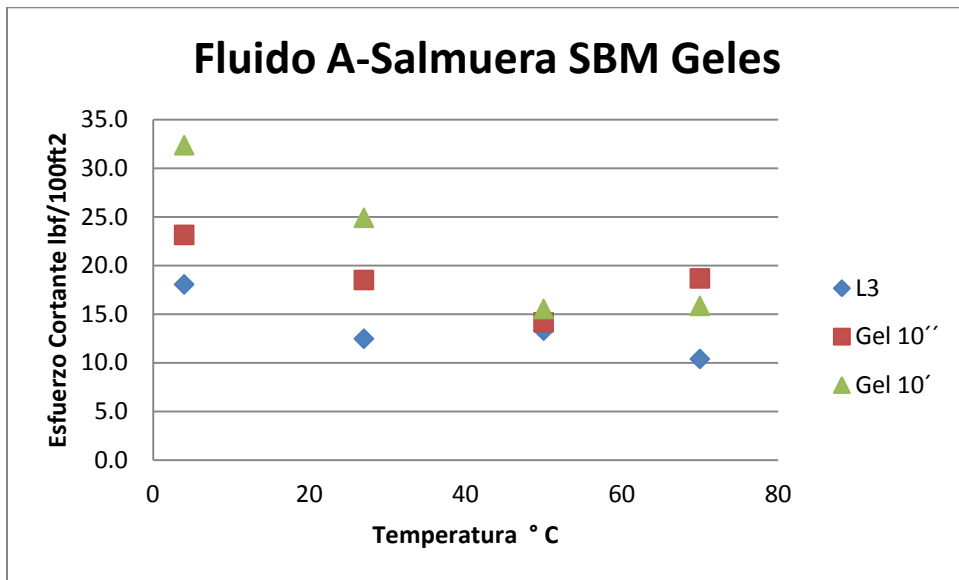


Imagen 3-24: Esfuerzo Gel Fluido A contaminado con salmuera

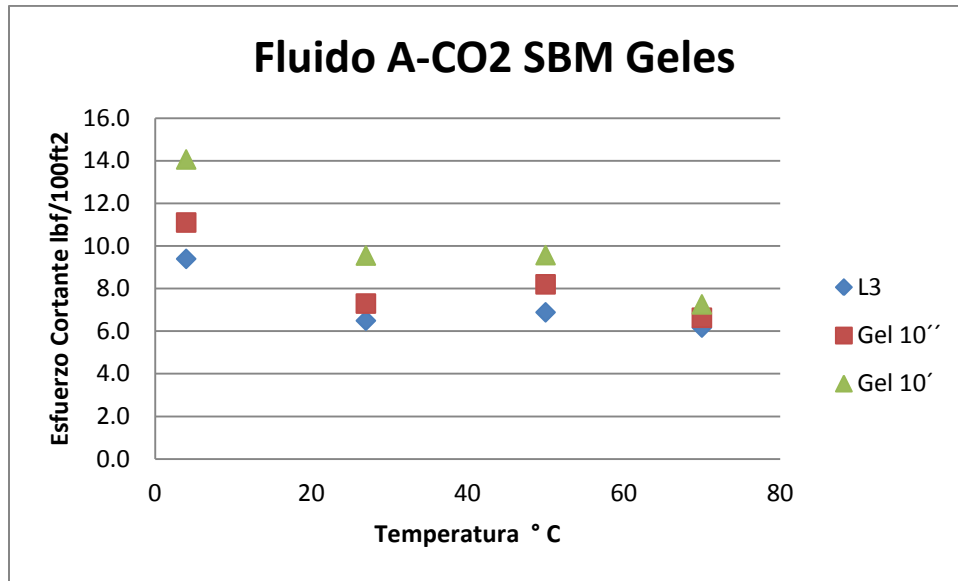


Imagen 3-25: Esfuerzo Gel Fluido contaminado con CO2

El fluido A muestra una ligera fortaleza a sus geles teniendo mayor resistencia a la contaminación con salmuera que a CO2 lo cual nos demuestra que hay que tener más cuidado con la contaminación con algún gas.

Punto Cedente

El punto cedente indica el grado de fuerza de atracción entre las partículas en el fluido la cual está relacionada con la distancia entre dichas partículas. Mientras más baja sea las temperatura a la que se expone el fluido, menor será la distancia y por consiguiente, mayor la atracción entre sus partículas. Lo que se busca con un perfil reológico constante es reducir la atracción entre dichas partículas. Se encontró para este parámetro un rango de 12 y 26 [lb/100ft²] a presión atmosférica. Considerar que la presión tiene un efecto en el ordenamiento, deformación y extensión de las moléculas que favorece el desempeño.

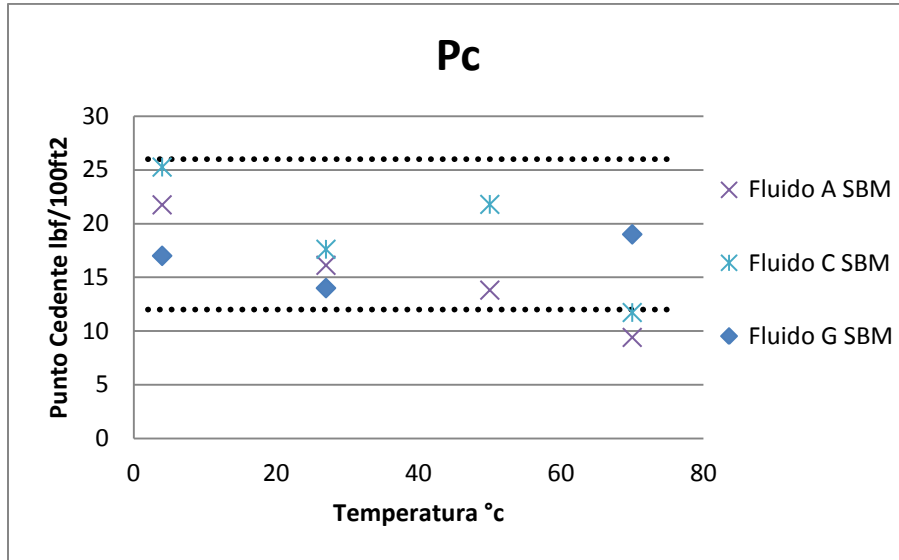


Imagen 3-26: Límites de Punto Cedente para los fluidos experimentales

Se observa que el fluido G cumple cómodamente los límites establecidos. Así mismo se observa que los fluidos A y C a 70 °C se salen un poco del límite establecido debido a que hay un asentamiento de partículas provocado por el equipo, pero si cumple con un perfil reológico constante.

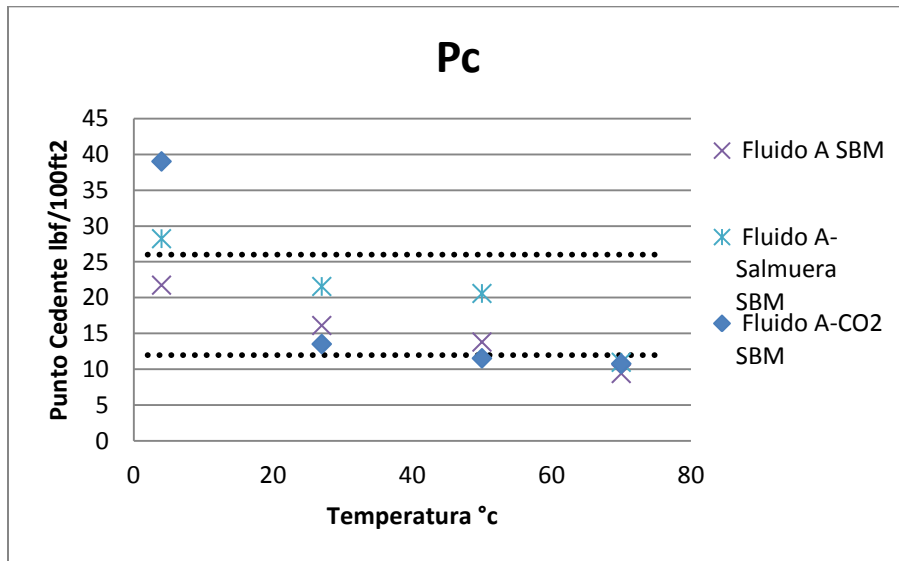


Imagen 3-27: Puntos Cedentes para fluidos contaminados

Se puede determinar que la contaminación con CO2 es la que más afecta a los fluidos de base sintética, las propiedades reológicas son muy sensibles al efecto combinado de baja temperatura y contaminación con CO2, se observa un incremento del 50% a los límites establecidos para los recién preparados, que afecta la estabilidad del fluido. El fluido recién preparado tiene mayor resistencia a la contaminación con salmuera en el cual se tiene un incremento menor con respecto a los límites para recién preparados.

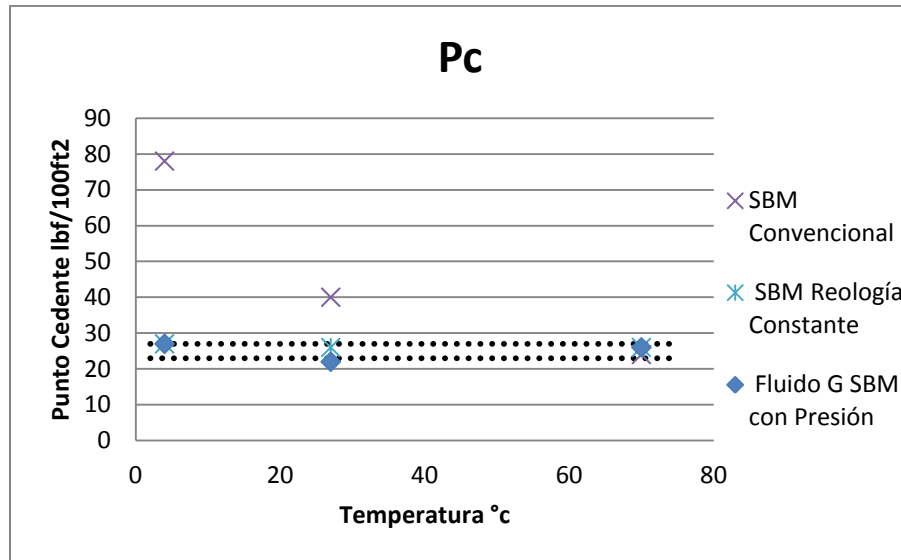


Imagen 3-28: Punto Cedente para los fluidos evaluados con presión

El efecto de la presión es notable en los valores del punto cedente ya que genera una mínima desviación estándar generando los siguientes límites 23 y 27. Se observa un descontrol del punto cedente a bajas temperaturas del fluido sintético convencional generando un aumento de casi el 200%.

Punto Cedente a Bajas Velocidades de Corte

El punto cedente a bajas velocidades de corte presenta una tendencia de comportamiento similar a altas velocidades de corte para los fluidos base sintético. Sin embargo, si consideramos un PC-BV entre 7 y 16 como el recomendable para una adecuada suspensión del densificante. Los fluidos evaluados experimentalmente sin presión pierden dicha propiedad a alta temperatura, en este caso el efecto de ordenamiento molecular que la presión puede suministrar a la estructura del fluido y que se refleja en un mayor PC-BV se ve minimizado. Resultados de los estudios se han combinado con observaciones de campo para elaborar estándares para reducir al mínimo el asentamiento de barita y manejar los riesgos asociados.

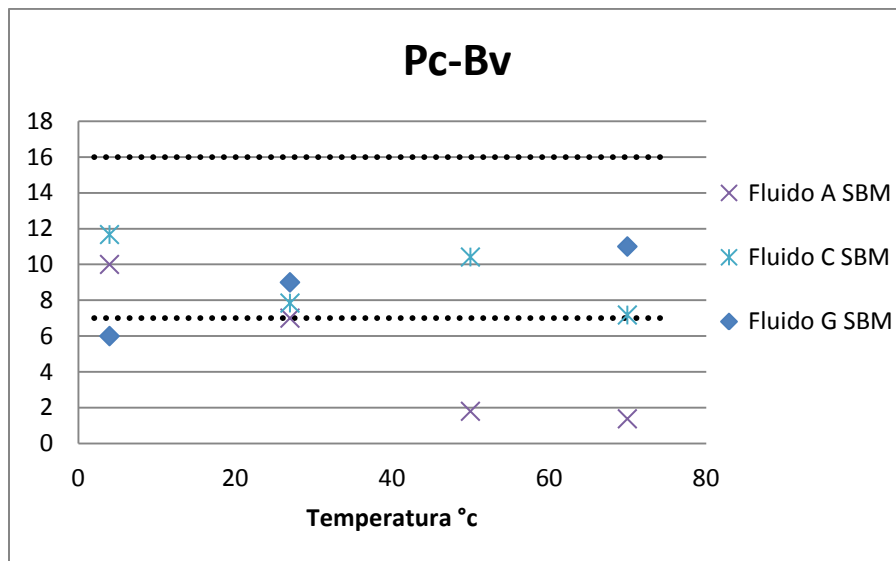


Imagen 3-29: Punto Cedente a Bajas Velocidades de corte para fluidos experimentales

En la imagen se puede observar claramente que bajo estos criterios el fluido C no tiene problemas con la suspensión del densificante y se puede observar claramente que el fluido A se diluye a altas temperaturas.

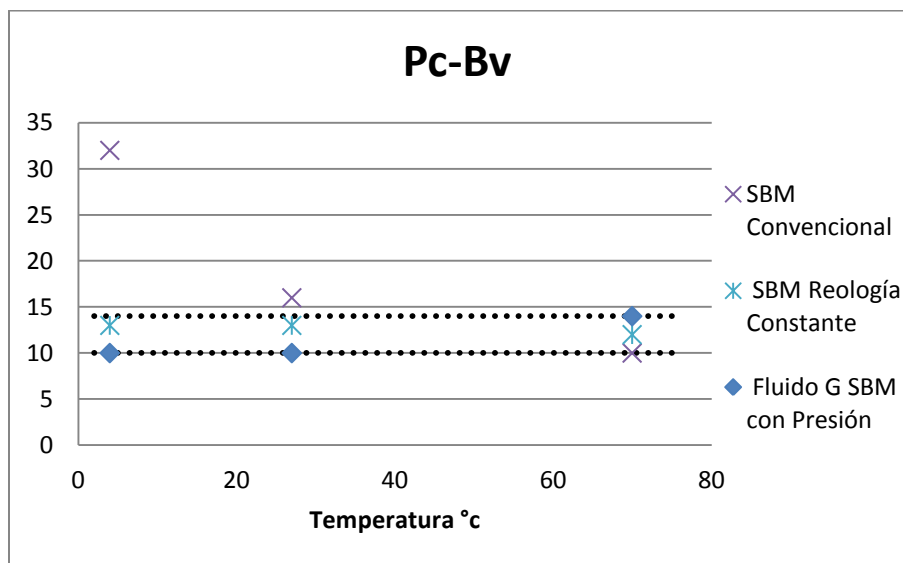


Imagen 3-30: Punto Cedente a Bajas Velocidades de corte para fluidos evaluados a presión

En esta imagen se puede observar claramente el efecto de la presión donde se aprecia el incremento del PC-BV del fluido G con presión con respecto al evaluado sin presión beneficiando el manejo de la suspensión del densificante. Para estas consideraciones se encontraron los siguientes límites 10 y 14. A si mismo se observa el fluido convencional que al tener esfuerzos de corte excesivos a bajas velocidades de corte se obtienen valores altos en el PC-BV, pero esto más bien resulta perjudicial, como por ejemplo fracturamiento de la formación por presiones de surgencia y suaveo excesivas.

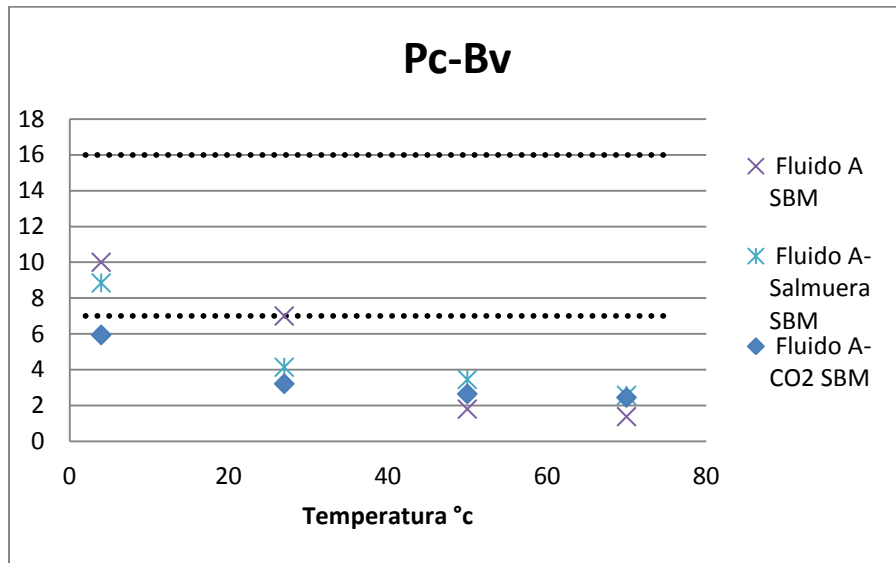


Imagen 3-31: Punto Cedente a Bajas Velocidades de Corte para fluidos contaminados

El fluido A muestra una deficiencia en el PC-BV al ser contaminado con CO₂ y Salmuera, mostrando cómo se diluye a altas temperaturas y en el caso de la contaminación con CO₂ es más drástico.

Capítulo 4 IMPACTO EN LA HIDRÁULICA

Reología e hidráulica de fluidos son términos de ingeniería que describen el comportamiento de fluidos en movimiento.

La hidráulica en la perforación de pozos se refiere a la interrelación de los efectos de viscosidad, velocidad de corte y presión de circulación sobre el comportamiento eficiente del fluido de perforación. La determinación de la presión mientras se circula un fluido en el pozo, a una velocidad dada, es muy compleja debido a que la mayoría de los fluidos utilizados son no-newtonianos, lo que hace el tratamiento matemático del problema sea muy difícil de formular. A pesar de ello los cálculos de las presiones en el sistema de circulación son importantes y esenciales para determinar los requerimientos operacionales.

4.1 Análisis de la Hidráulica

Una vez que las propiedades reológicas para un fluido han sido determinadas y modeladas para predecir el comportamiento del flujo, los cálculos de hidráulica son realizados para determinar el efecto que estos fluidos en particular tendrá sobre las presiones del sistema. Las presiones críticas son la presión total del sistema (presión de bombeo), la pérdida de presión a través de la barrena y la pérdida de presión anular (convertida en DEC).

Muchos pozos son perforados bajo limitaciones de presión impuestas por el equipo de perforación y los equipos conexos. Las presiones nominales de las camisas interiores de las bombas y de los equipos superficiales, así como el número de bombas disponibles, limitan el sistema de circulación a una presión máxima admisible de circulación.

A medida que los pozos son perforados a mayores profundidades y que se instala la tubería de revestimiento, el caudal disminuye dentro de los pozos de diámetro reducido. Las presiones de circulación aumentarán debido al aumento de la longitud de la columna de perforación y del espacio anular, y posiblemente debido a la reducción del diámetro de la columna de perforación. Las camisas interiores de las bombas de lodo serán cambiadas de manera que tengan diámetros más pequeños y presiones nominales más altas. Esto aumentará la presión máxima admisible de circulación.

Cualesquiera que sean las condiciones del pozo, la presión máxima admisible de circulación impone un límite teórico sobre el caudal. Las presiones de circulación, y por consiguiente el caudal, están directamente relacionadas con la geometría del pozo y de los materiales tubulares utilizados, incluyendo el equipo especial del Conjunto de Fondo (BHA), así como la densidad y las propiedades reológicas del fluido. Por lo tanto, resulta imprescindible optimizar la hidráulica del fluido de perforación mediante el control de las propiedades reológicas del fluido de perforación para evitar alcanzar este límite teórico. Esto es particularmente cierto en el caso de la perforación de alcance extendido.

Fundamentalmente, la velocidad de penetración de un pozo, está gobernada por la eficiencia en la remoción de sólidos desde el fondo del hoyo hasta la superficie. Adicionalmente, con una óptima

combinación de velocidad de rotación y peso sobre la barrena. Para obtener una apropiada remoción, se diseñan programas hidráulicos los cuales establecen velocidades de circulación y tamaños de toberas de la barrena.

La presión máxima admisible de circulación y la velocidad de circulación son recursos limitados que pueden ser desperdiciados o aprovechados al máximo. La reología y los cálculos de hidráulica proporcionan los medios necesarios para ajustar las propiedades del lodo, el caudal y las toberas con el fin de optimizar estos recursos bajo las restricciones impuestas por los aparatos del equipo de perforación.

El objetivo principal de la optimización de la hidráulica es lograr un equilibrio entre el control del pozo, la limpieza del pozo, la presión de bombeo, la DEC y la caída de presión a través de la barrena. La densidad y las propiedades reológicas del fluido son los parámetros que afectan esta eficacia hidráulica. Si se supone que la densidad del fluido es mantenida a un nivel mínimo seguro para el control del pozo y la estabilidad del pozo, entonces la optimización de la hidráulica depende de las propiedades reológicas del fluido y del caudal. En muchos casos, los equipos de fondo tales como los motores de fondo, impulsores e instrumentos de medición al perforar, requieren un caudal mínimo para funcionar correctamente. Esto hace que las propiedades reológicas del fluido constituyan la única variable en el proceso de optimización.

Estos programas se presentan a través de diferentes metodologías de cálculos íntimamente relacionados con la barrena a utilizar, así como con los fluidos de perforación y evidentemente su reología.

Además en este capítulo se explica la hidráulica de un pozo utilizando los fluidos caracterizados en los capítulos anteriores con ayuda de un software especializado.

4.2 Simulador de Hidráulica del Pozo

Los programas hidráulicos se presentan a través de diferentes metodologías de cálculos íntimamente relacionados con la barrena a utilizar, así como con los fluidos de perforación y evidentemente su reología.

4.2.1 Descripción del Software

WELLPLAN es una aplicación constituida por varios módulos que permiten simular procesos operativos de perforación con la finalidad de planificar, controlar o analizar eventos de perforación de importancia para el desarrollo de pozo. Simula la pérdida de presión dinámica en el sistema de circulación de fluido del equipo, y proporciona una herramienta analítica que permite al sistema ser optimizado para la perforación.

La configuración de los equipos de superficie es definida por el usuario, en donde se introducen las características de las bombas.

Calcula el efecto de la temperatura en la densidad y la reología del fluido. Así como la densidad equivalente de circulación a lo largo del agujero.

Va dirigido a los diseñadores que van a realizar los programas de pozos desviados y para el seguimiento de las operaciones de ingeniería de perforación tanto en oficina, como en equipo, con el propósito de determinar el máximo gasto para tener una buena limpieza del agujero, estudiar los límites de la DEC con la presión de poro y fractura, determinar las pérdidas de presión en todo el sistema de circulación, el tipo de flujo en el espacio anular a través del análisis de la velocidad crítica y el área total de flujo (TFA) óptimo para maximizar el poder hidráulico, fuerza de impacto y velocidad en los chorros.

La aplicación provee los modelos reológicos:

- ◆ Ley de Newton
- ◆ Bingham Plastic, dependiente del P_c y V_p
- ◆ Ley de Potencias, con coeficientes n y k
- ◆ Herschel & Bulkley, con la curva dependiente de n y k desde datos del viscosímetro fann.

4.2.2 Modelo Reológico y Procedimiento del Simulador

i. Modelo de Herschel-Bulkley

Debido a que la mayoría de los fluidos de perforación presentan esfuerzo cortante, el modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia modificada [MHB]) describe el comportamiento reológico de los lodos de perforación con mayor exactitud que ningún otro modelo. El modelo MHB usa la siguiente ecuación para describir el comportamiento de un fluido:

$$\tau = \tau_0 + K\gamma^n$$

Dónde:

τ es el esfuerzo de corte medido en lb/100 pies²

τ_0 es el punto cedente en lb/100 pies²

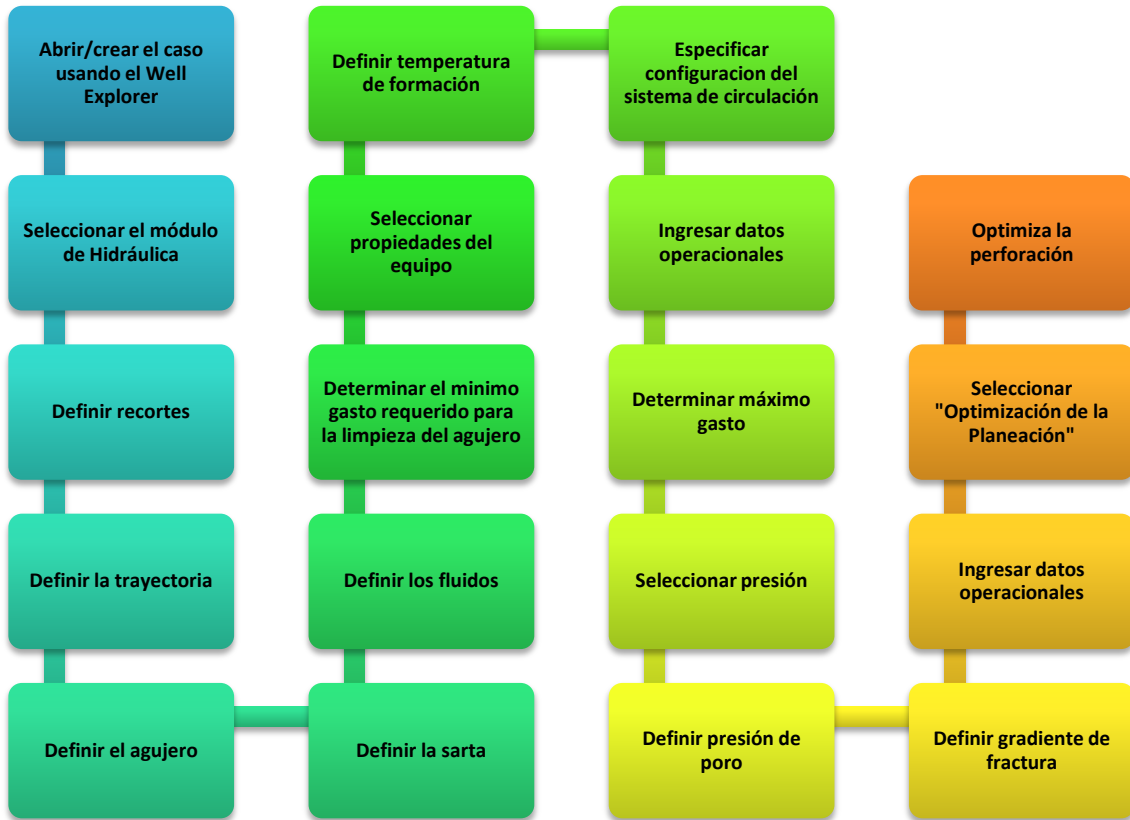
K es el índice de consistencia del fluido en cP ó lb/100 pies² seg

n es el índice de flujo del fluido

γ es la velocidad de corte en seg⁻¹

Los valores de K y n en el modelo MHB son calculados de manera diferente que sus contrapartes en el modelo de la ley de la potencia. El modelo MHB se reduce al modelo de Bingham cuando $n = 1$ y se reduce al modelo de la ley de la potencia cuando $k = 0$. Una ventaja evidente que tiene el modelo MHB sobre el modelo de la ley de la potencia es que, de un conjunto de datos de entrada, se calcula un solo valor para n y un solo valor para K .

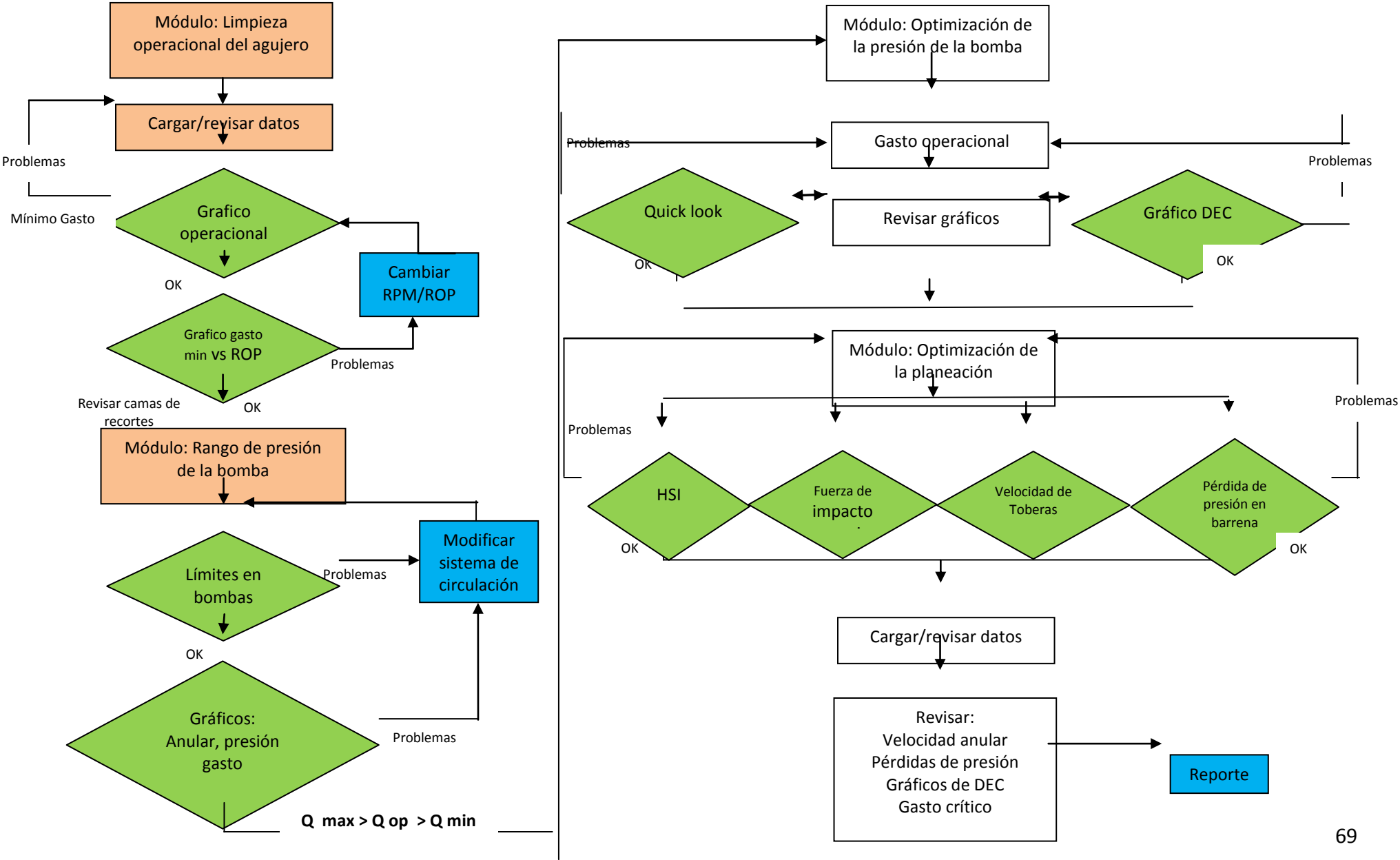
ii. Procedimiento del simulador



FLUJO DE TRABAJO PARA LA LIMPIEZA DEL POZO



4.1.2 FLUJO DE TRABAJO PAARA EL ANALISIS DE LA HIDRÁULICA



4.2.3 Caso de Estudio

Los fluidos caracterizados en el capítulo anterior y que resultaron con un perfil reológico constante son ocupados para el análisis del impacto en la hidráulica de un pozo vertical en la última etapa de perforación correspondiente a una profundidad de 2696 a 3246 [m].

Tabla 4-1: Generalidades del Pozo

Generalidades del Pozo	
Nombre del pozo	CUFI
Ubicación	Golfo de México
Tipo de pozo	Marino
Clasificación	Delimitador
Tirante de Agua	1200 [m]
Altura de la mesa rotaria	25 [m]
Profundidad total	3246 [m]

Para la simulación se reproducen las condiciones de operación de un programa de perforación empleado en aguas territoriales del Golfo de México.

Tabla 4-2: Generalidades de la Perforación

Generalidades de la Perforación	
Gasto	2.222 [m ³ /min]
ROP	20 [m/h]
Velocidad Rotativa	120 [RPM]
Diámetro Recortes	3.18 [mm]
Densidad Recortes	2.5 [g/cm ³]
Presión máxima Bombas	27448 [Kpa]
HP máxima Bombas	3580 [KW]
Área de Flujo total	0.629 [in]
Diámetro Barrena	12 1/4 [in]
Riser	20 [in]
Presión máxima de trabajo	34464 [Kpa]

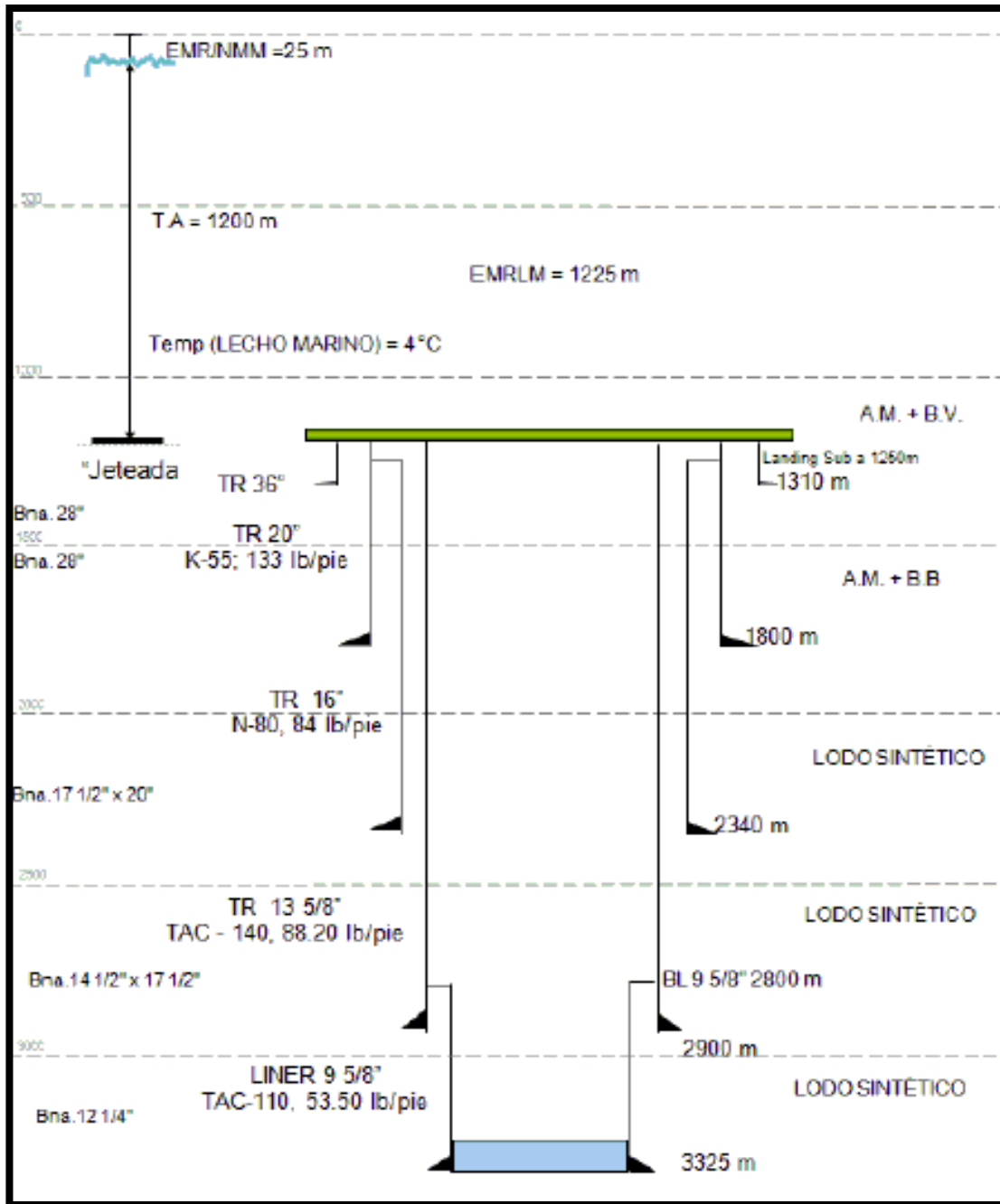


Imagen 4-1: Estado mecánico del Pozo CUPI

En la imagen 4.1 se puede observar el estado mecánico del pozo CUPI utilizado en esta tesis para analizar el impacto de la hidráulica.

4.3 Resultados de la Simulación

Se analiza el impacto en la hidráulica de los diferentes fluidos caracterizados en un mismo caso de estudio, asimilando los beneficios de los fluidos con reología constante.

Se examina inicialmente los parámetros arrojados por el simulador WELLPLAN con respecto al modelo reológico de Herschel-Bulkley. Posteriormente se estudia la pérdida de presión en el sistema de circulación, el régimen de flujo, la limpieza del pozo y el comportamiento de la densidad equivalente de circulación en el área de interés.

A continuación se muestran los resultados de las corridas para cada fluido que resulto con perfil reológico constante en el capítulo anterior y dos más que has servido de referencia.

Tabla 4-3: Resultados de Simulación Fluido Convencional

SBM Convencional			
Parámetro	Simulación Hidráulica		
Temperatura	4 °C	27 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	100	200	400
N	0.77	0.8	0.78
K (lb*s^n'/ft ²)	0.0142	0.0068	0.0042
Vp (Cp)	190.41	91.8	42.18
Pc (τo)(lbf/100ft ²)	32.173	16.816	10.228
Régimen de Flujo	Laminar	Laminar	Laminar
Gasto Máximo m3/min	2.201	2.202	2.204
Dec Tr gcc	1.387	1.383	1.387
Dec Fondo gcc	1.389	1.385	1.389
Recortes			
% Susp. en fluido	1.14	1.15	1.17
%vol. T Vs °	1.14-75°	1.15-40°	1.17-30°
camas vs °	75°	40°	30°
camas mm @90°	3.04	34.03	70.57
Gasto Min @90°	2.265	2.819	3.352

Tabla 4-4: Resultados Simulación Fluido de Reología Constante

SBM Reología Constante			
Parámetro	Simulación Hidráulica		
Temperatura	4 °C	27 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	100	200	400
n	0.87	0.75	0.71
K (lb*s^n'/ft²)	0.0033	0.0042	0.0047
Vp (Cp)	66.1	31.36	24.16
Pc (τo)(lbf/100ft²)	13.568	15.224	14.057
Régimen de Flujo	Transitorio	Laminar	Laminar
Gasto Máximo m3/min	2.643	2.621	2.601
Dec Tr gcc	1.36	1.368	1.371
Dec Fondo gcc	1.361	1.369	1.372
Recortes			
% Susp. en fluido	1.16	1.14	1.14
%vol. T Vs °	1.16-35°	1.14-40°	1.14-40°
camas vs °	35°	40°	40°
camas mm @90°	53.55	50.29	51.96
Gasto Min @90°	3.057	2.899	2.917

Tabla 4-5: Resultados Simulación Fluido A

Fluido A SBM				
Parametro	Simulación Hidraulica			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
n	1	1	0.97	1
K (lb*s^n'/ft²)	0.002	0.0012	0.0005	0.0004
Vp (Cp)	96	58.2	18.17	19.91
Pc (τo)(lbf/100ft²)	27.13	22.9	13.55	10.64
Regimen de Flujo	laminar	transitorio	transitorio	transitorio
Gasto Maximo m3/min	2.425	2.473	2.474	2.446
Dec Tr gcc	1.37	1.372	1.382	1.381
Dec Fondo gcc	1.372	1.373	1.383	1.381
Recortes				
% Susp. en fluido	1.13	1.13	1.13	1.13
%vol. T Vs °	1.13-90°	1.13-90°	1.13-90°	1.13-55°
camas vs °	-	-	-	55°
camas mm @90°	0	0	0	32.44
Gasto Min @90°	2.187	2.187	2.187	2.514

Tabla 4-6: Resultados Simulación Fluido A contaminado con salmuera

Fluido A-Salmuera SBM				
Parametro	Simulación Hidraulica			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
N	0.97	0.97	0.97	0.97
K (lb*s^n'/ft²)	0.0023	0.0011	0.0007	0.0006
Vp (Cp)	90.13	42.21	35.4	26.59
Pc (τo)(lbf/100ft²)	28.23	22.1	23.8	17.221
Regimen de Flujo	laminar	laminar	transitorio	turbulento
Gasto Máximo m3/min	2.616	2.513	2.572	2.474
Dec Tr gcc	1.364	1.376	1.377	1.384
Dec Fondo gcc	1.365	1.377	1.379	1.386
Recortes				
% Susp. en fluido	1.13	1.13	1.13	1.13
%vol. T Vs °	1.13-90°	1.13-90°	1.13-90°	1.13-90
camas vs °	-	-	-	-
camas mm @90°	0	0	0	0
Gasto Min @90°	2.187	2.187	2.187	2.187

Tabla 4-7: Resultados Simulación Fluido A contaminado con CO2

Fluido A-CO2 SBM				
Parametro	Simulación Hidraulica			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
n	0.76	0.95	0.99	0.95
K (lb*s^n'/ft²)	0.0095	0.0012	0.0007	0.0007
Vp (Cp)	101.6	40.38	28.18	21.9
Pc (τo)(lbf/100ft²)	5.87	10.11	12.52	11.09
Regimen de Flujo	laminar	transitorio	laminar	laminar
Gasto Máximo m3/min	2.631	2.631	2.512	2.479
Dec Tr gcc	1.357	1.362	1.372	1.375
Dec Fondo gcc	1.358	1.363	1.374	1.377
Recortes				
% Susp. en fluido	1.14	1.14	1.13	1.13
%vol. T Vs °	1.14-50°	1.14-40°	1.13-50°	1.13-50°
camas vs °	50°	40°	50°	50°
camas mm @90°	29.78	66.32	37.22	45.43
Gasto Min @90°	2.582	3.015	2.612	2.707

Tabla 4-8: Resultados Simulación Fluido G

Fluido G SBM			
Parametro	Simulación Hidraulica		
Temperatura	4 °C	27 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm
n	0.9	0.81	0.73
K (lb*s^n'/ft²)	0.0031	0.0027	0.0042
Vp (Cp)	78.45	30.42	25.16
Pc (τo)(lbf/100ft²)	6.246	7.895	9.529
Regimen de Flujo	Transitorio	Laminar	Laminar
Gasto Maximo m3/min	2.535	2.581	2.546
Dec Tr gcc	1.357	1.363	1.368
Dec Fondo gcc	1.357	1.364	1.369
Recortes			
% Susp. en fluido	1.18	1.17	1.15
%vol. T Vs °	1.18-30°	1.17-30°	1.15-35°
camas vs °	30°	30°	35°
camas mm @90°	68.37	85.54	70.87
Gasto Min @90°	3.282	3.495	3.212

Tabla 4-9: Resultados Simulación fluido G evaluado con presión

Fluido G SBM con Presión			
Parametro	Simulación Hidraulica		
Temperatura	4 °C	27 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	100	200	400
n	0.85	0.81	0.75
K (lb*s^n'/ft²)	0.0056	0.0037	0.005
Vp (Cp)	108.69	48.37	43.26
Pc (τo)(lbf/100ft²)	9.376	12.121	12.203
Regimen de Flujo	Laminar	Laminar	Laminar
Gasto Maximo m3/min	2.381	2.382	2.363
Dec Tr gcc	1.361	1.371	1.375
Dec Fondo gcc	1.362	1.371	1.375
Recortes			
% Susp. en fluido	1.16	1.15	1.15
%vol. T Vs °	1.16-40°	1.15-35°	1.15-40°
camas vs °	40°	35°	40°
camas mm @90°	40.72	59.56	53.48
Gasto Min @90°	2.870	3.070	2.982

i. n , k , $P_c(t_0)$ y V_p

n (Índice de flujo)

El efecto de “ n ” sobre el perfil de flujo y el perfil de velocidad es muy importante para los fluidos no newtonianos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte. A medida que el perfil de viscosidad se aplanan, la velocidad del fluido aumenta sobre un área más grande del espacio anular, lo cual aumenta considerablemente la limpieza del pozo. Ésta es una de las razones por las cuales los fluidos de bajo valor de “ n ” proporcionan una buena limpieza del pozo.

Los valores de n confirman un comportamiento pseudoplástico (adelgazamiento por velocidad de corte) para los tres fluidos mostrados en la gráfica siguiente.

El fluido convencional muestra un comportamiento poco variable en el perfil de velocidad de flujo en función a la temperatura. Los dos fluidos restantes que son de perfil reológico constante, marcan una tendencia de adelgazamiento con el incremento de la temperatura, al disminuir su n .

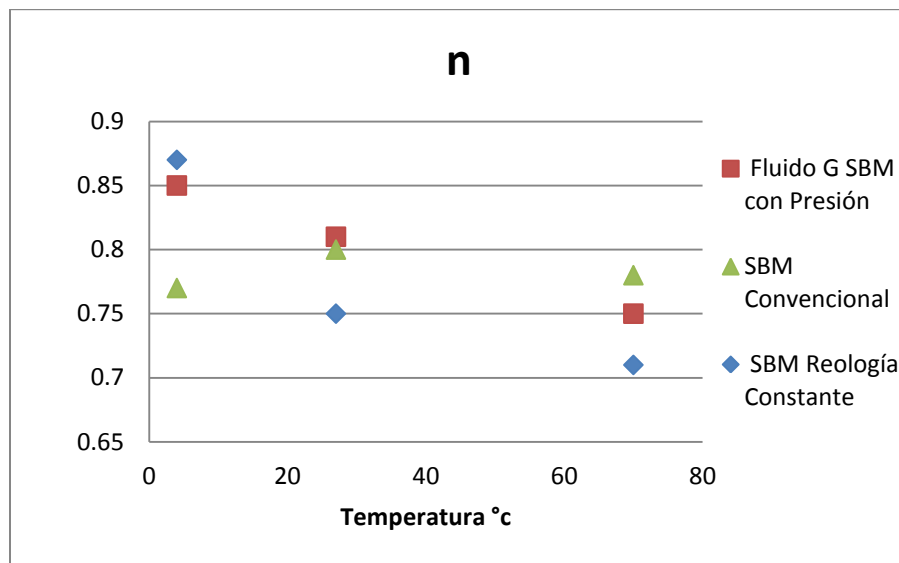


Imagen 4-2: Índice de flujo para los fluidos evaluados a presión

El fluido A (recién preparado) muestra una tendencia típica del Modelo de Bingham y las contaminaciones reflejan un cambio a pseudoplástico, aunque en poca proporción.

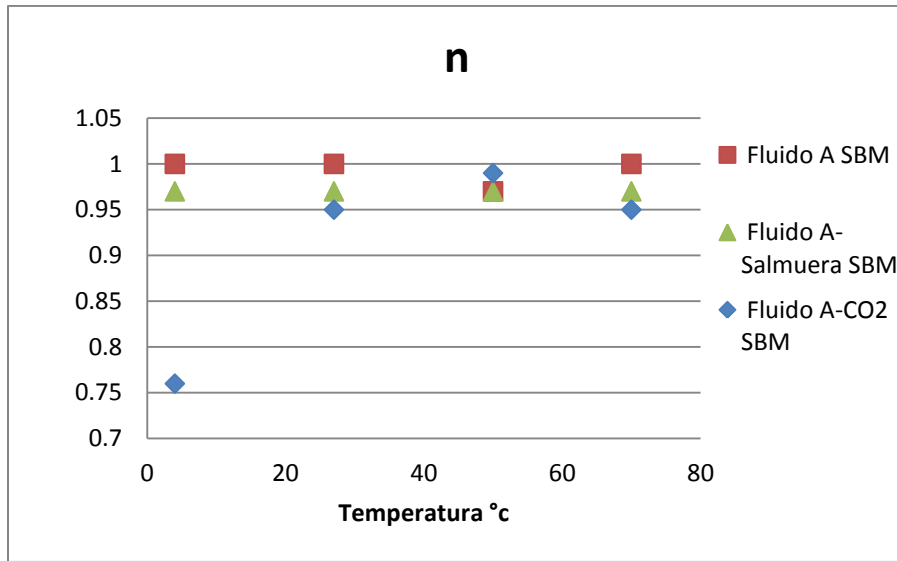


Imagen 4-3: Índice de flujo de los fluidos contaminados

El efecto de la presión en el índice de flujo no es tan marcado sin embargo se denota que siguen la misma tendencia de aplanamiento de la viscosidad.

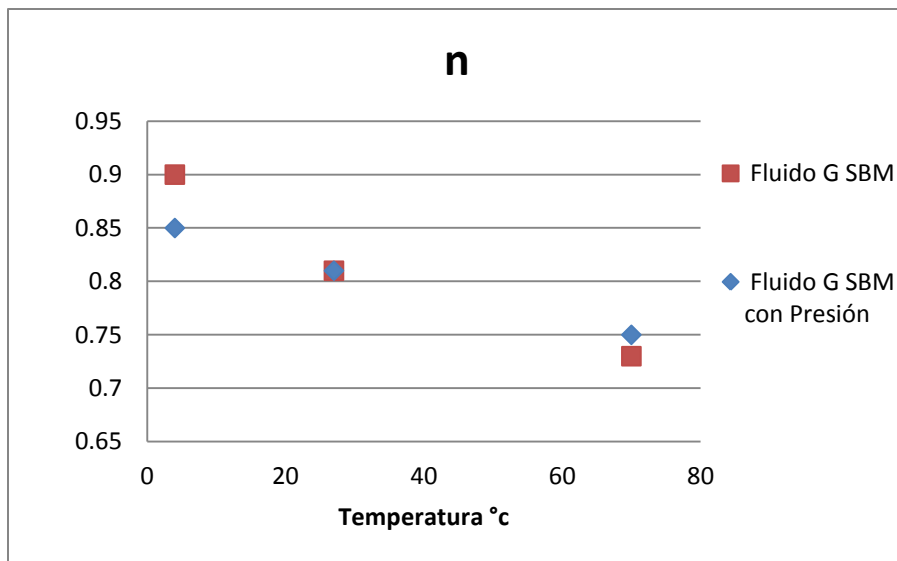


Imagen 4-4: Comparación Índice de flujo del fluido G evaluado con presión y sin presión

K (Índice de consistencia)

K es la viscosidad a una velocidad de corte de un segundo recíproco. Este índice está relacionado con la viscosidad de un fluido a bajas velocidades de corte. La eficiencia con la que un fluido limpia el pozo y suspende los materiales densificantes y los recortes puede ser mejorada aumentando el valor de K.

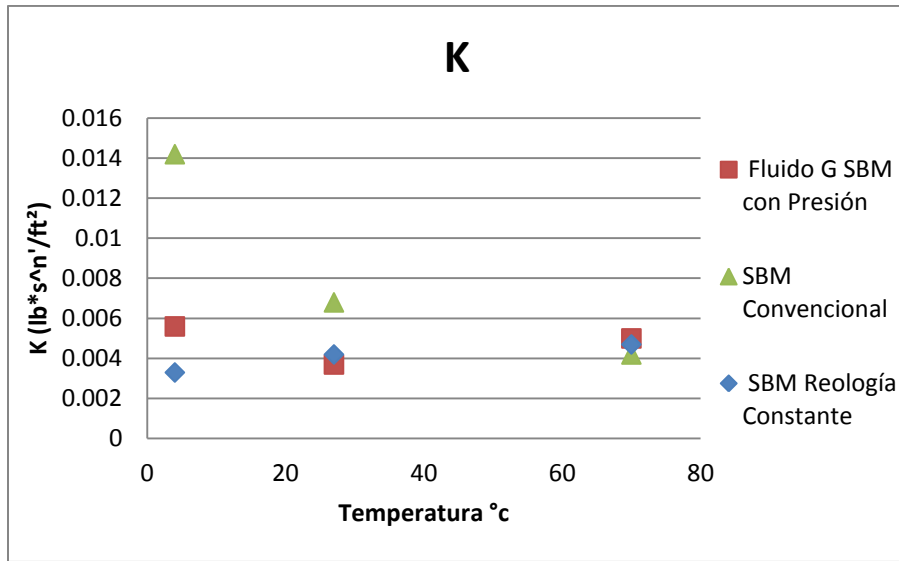


Imagen 4-5: índice de consistencia para fluidos evaluados a presión

El fluido convencional muestra un notable efecto de adelgazamiento con el incremento de la temperatura. Los fluidos con perfil reológico constante reducen el efecto de espesamiento natural a bajas temperaturas y lo mantiene casi constante con el incremento de la temperatura. Incluso con la contaminación de los fluidos se observa este efecto. El fluido contaminado con CO2 muestra un incremento a 4°C.

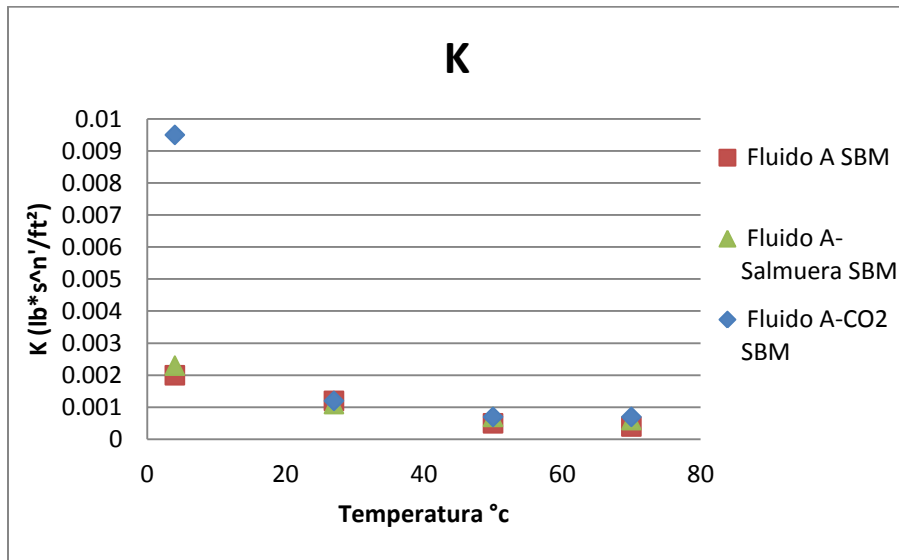


Imagen 4-6: Índice de consistencia de fluidos contaminados

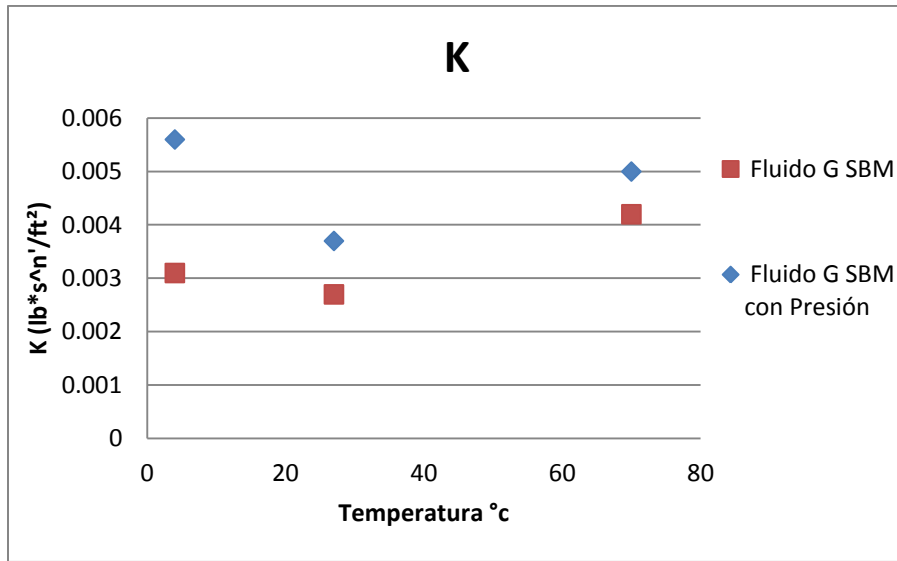


Imagen 4-7. Índice de consistencia para el fluido G

El efecto de la presión a 4°C provoca un espesamiento en los fluidos sin embargo este espesamiento no sale de un perfil de reología constante, es decir, no llega a valores que se tienen con un fluido convencional.

$P_c(t_0)$

La fuerza requerida para iniciar el flujo; el valor calculado del esfuerzo cortante del fluido cuando el reograma es extrapolado al eje de las "y" en cero seg-1. El esfuerzo cedente es una medida independiente del tiempo que generalmente se denota en el modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia [MHB]) como τ_0 y en el modelo de Bingham como PC. Se le puede considerar también como una resistencia del gel en tiempo cero.

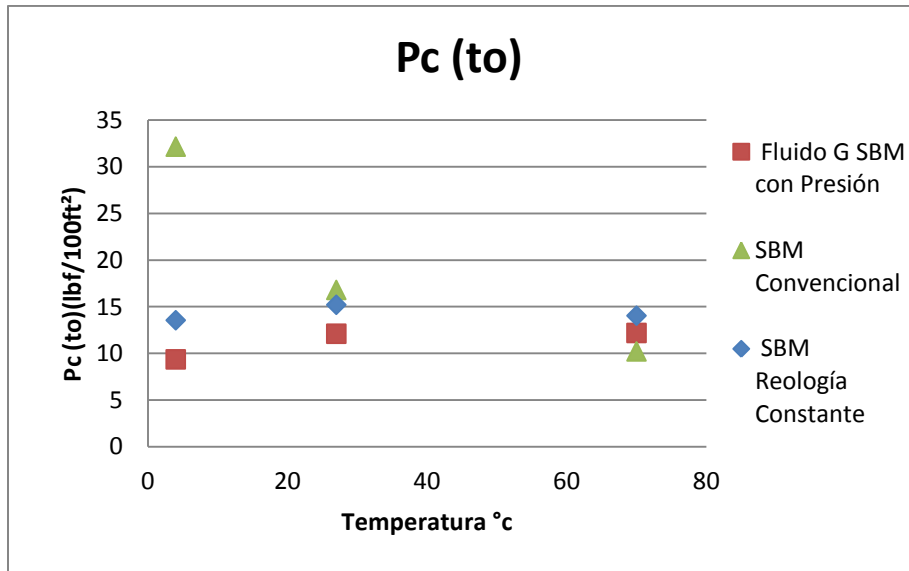


Imagen 4-8: Punto cedente $t(0)$ para fluidos evaluados con presión

Los fluidos con perfil reológico constante muestran una tendencia a permanecer dentro de un rango estrecho de valores de punto cedente τ_0 . Se observa también que un fluido convencional sigue una variación con el efecto de la temperatura. El fluido contaminado con salmuera muestra la misma tendencia que el recién preparado con un ligero incremento en los valores, mientras que en la contaminación con CO2 es evidente un descenso a temperaturas de 4 y 27° C.

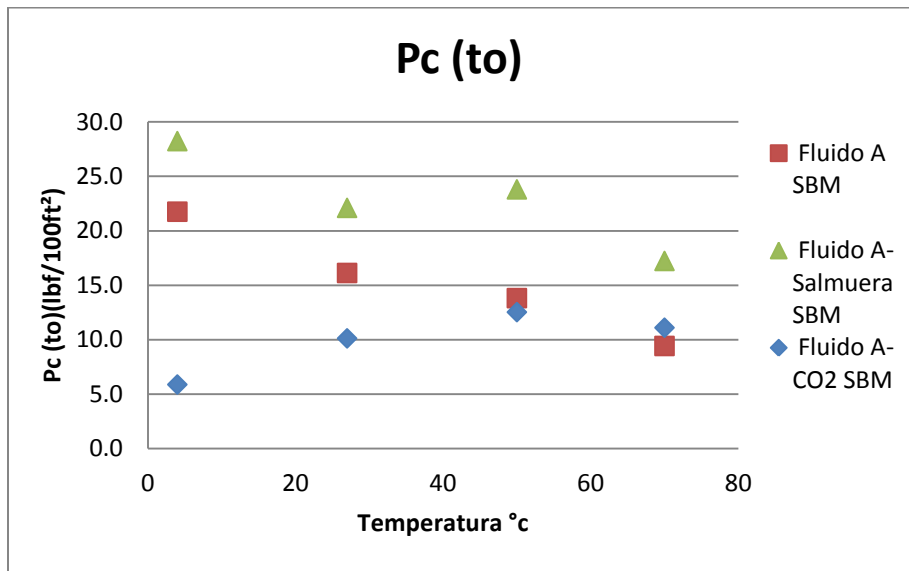


Imagen 4-9: Punto cedente $t(0)$ para fluidos contaminados

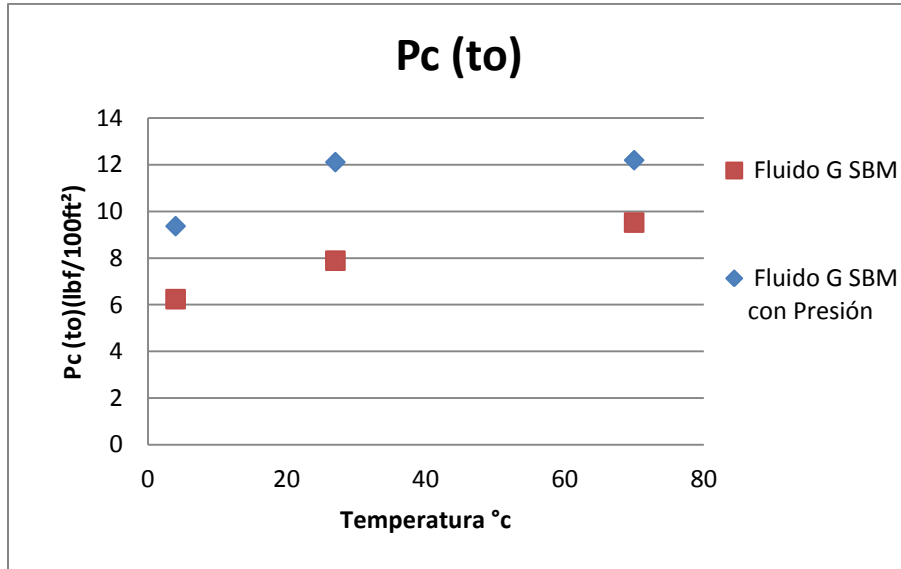


Imagen 4-10: Punto cedente t(0) para el fluido G

VP (Viscosidad Plástica)

El simulador calcula la viscosidad plástica tomando en cuenta el efecto de la temperatura durante el viaje del lodo. Considerando los límites detallados en el capítulo anterior para dicho parámetro, se puede observar que el fluido convencional se descontrola totalmente a bajas temperaturas.

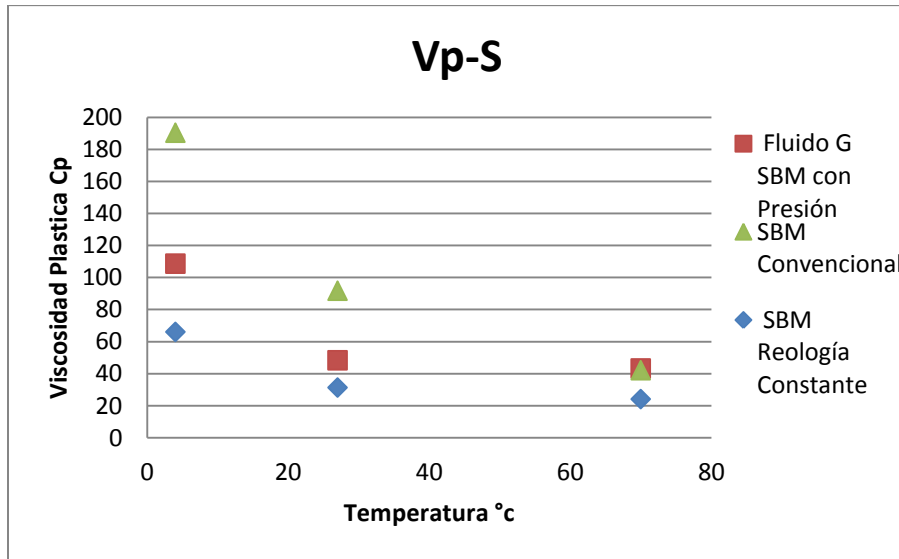


Imagen 4-11: Vp calculada con el simulador para fluidos evaluados con presión

ii. Pérdida de presión

Para que el fluido realice algunas de sus funciones, la bomba del fluido deberá ser capaz de vencer las pérdidas acumuladas de presión asociadas con el equipo superficial, la sarta de perforación, la barrena y el anular. En este caso la máxima presión de descarga de la bomba es de 27448 [Kpa]. A continuación se muestra el máximo gasto permisible, que corresponde a cierta pérdida de presión, dependiendo de las propiedades reológicas de cada fluido.

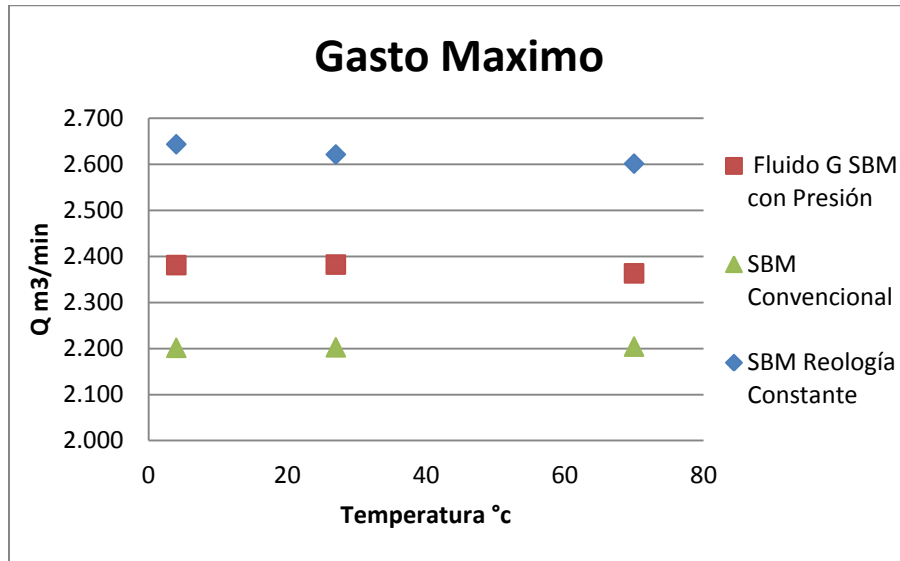


Imagen 4-12: Gasto Máximo

En esta grafica se puede observar que el fluido convencional tiene un gasto máximo de aproximadamente 2.2 [m³/min] lo cual nos refleja un efecto desfavorable del índice de consistencia e índice de flujo que influye directamente en el perfil de flujo y el perfil de velocidad del fluido que nos provoca mayor pérdida de presión. Además si se recuerda que se está operando con un gasto base de 2.222 [m³/min] este fluido no puede cumplir con dicha consideración por lo cual queda descartado operativamente para este caso, sin embargo se reportara la DEC ya que el software es capaz de simular ciertas consideraciones aunque operativamente esto no sea posible. Los dos fluidos restantes cumplen con el gasto operativo y todavía tienen un valor más alto para ser operados por si se tiene alguna complicación y la solución sea bombear más gasto no hay ningún problema.

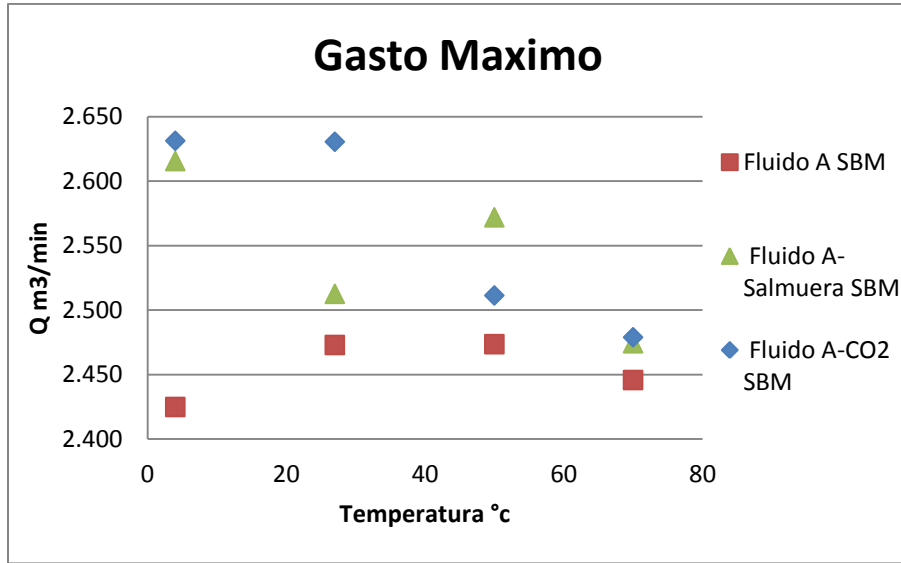


Imagen 4-13: Gasto Máximo

En la grafica anterior se puede observar que el fluido A recién preparado puede cumplir con el gasto de operación y además tiene un margen considerable para poder bombear mas caudal, y en las contaminaciones se nota que al pasar de un fluido plástico a pseudoplastico se obtiene mayor rango de gasto disponible para bombear.

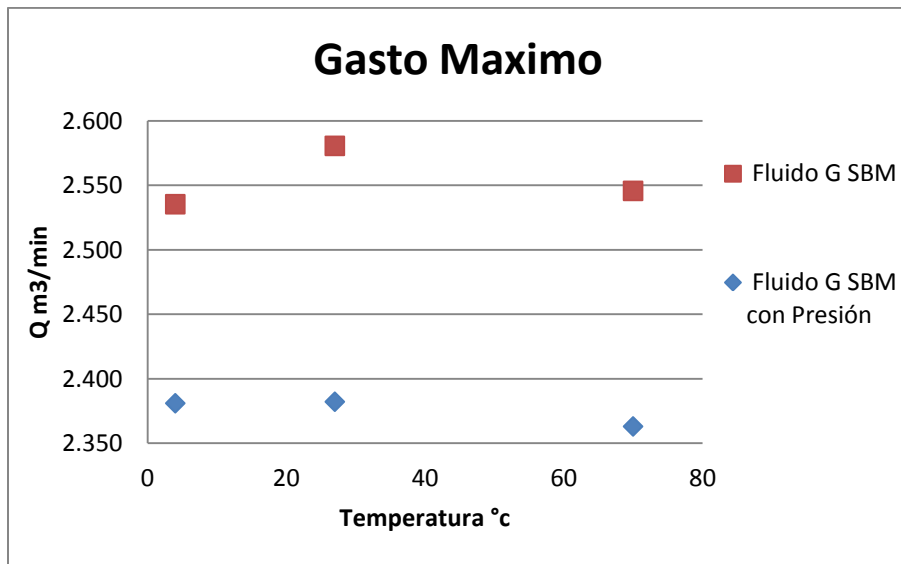


Imagen 4-14: Gasto máximo

El efecto de la presión se ve reflejado en un abatimiento del máximo gasto permisible pero aun así se puede observar que para el caso base que tenemos estos fluidos pueden operar el gasto dese.

iii. DEC en el fondo

La presión en una formación durante la circulación es igual al total de las pérdidas de presión de circulación anular desde el punto de interés hasta el niple de campana, más la presión hidrostática del fluido. Esta fuerza se expresa como la densidad del lodo que ejercería una presión hidrostática equivalente a esta presión. Este peso equivalente del lodo se llama Densidad Equivalente de Circulación (DEC).

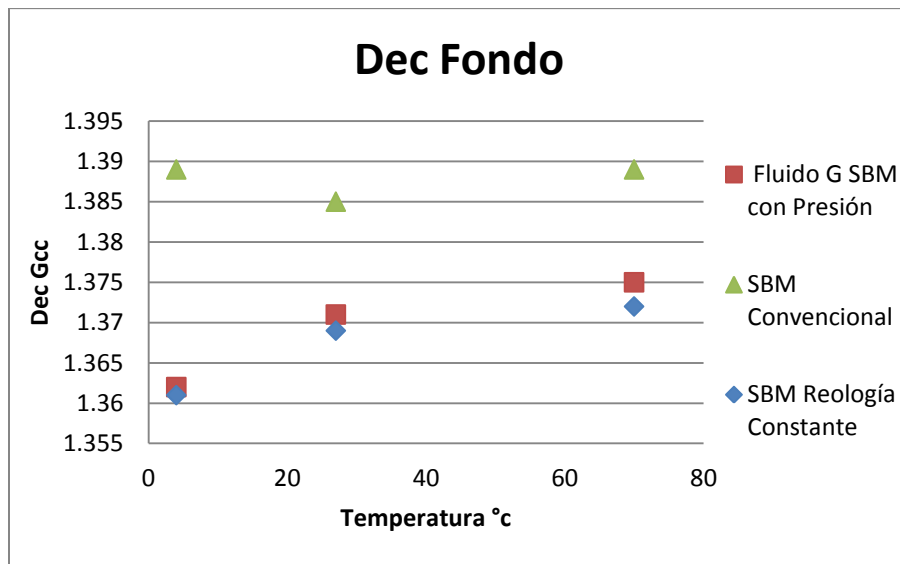


Imagen 4-15: DEC de fondo para los fluidos evaluados a presión

En la grafica anterior se puede mostrar el efecto de la mayor pérdida de presión dentro del anular que se ve reflejado en valores más altos de DEC. Una DEC excesiva puede causar pérdidas de fluido al exceder el gradiente de fractura en un pozo, por lo cual es importante optimizar las propiedades reológicas para evitar una DEC excesiva.

Los dos fluidos con perfil reológico constante se puede observar un claro control en la DEC y a si evitar problemas de pérdida de fluido y tener mayor seguridad de cuidar la integridad del yacimiento.

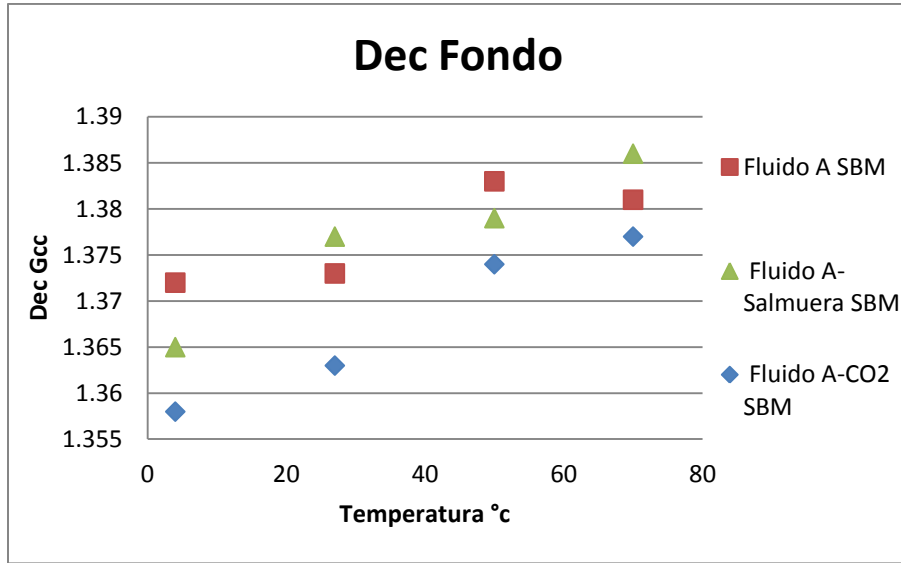


Imagen 4-16: DEC para fluidos contaminados

El fluido A muestra de igual manera un comportamiento seguro de la DEC, que se mantiene con las contaminaciones, pero se tiene que observar que es mejor tender a fluidos pseudoplásticos con equilibrio entre el índice de flujo y el índice de consistencia.

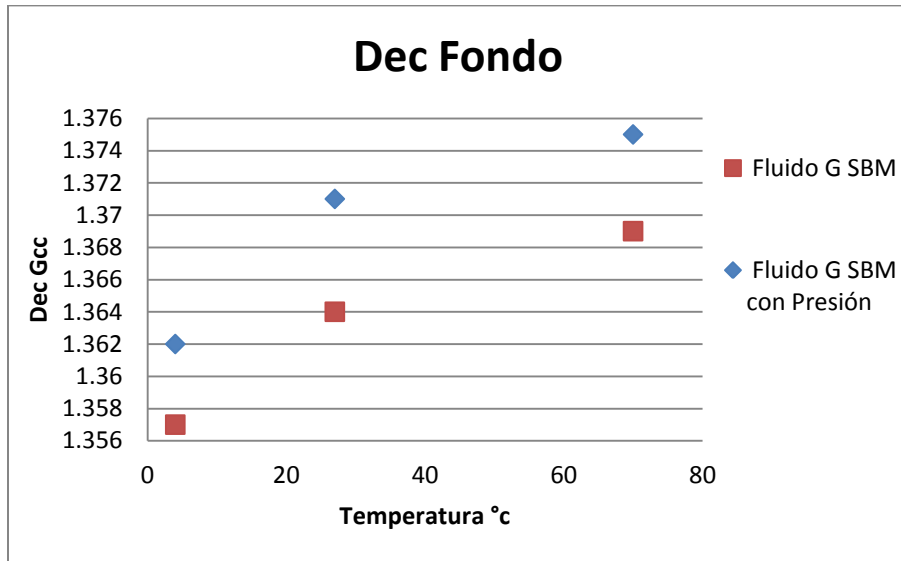


Imagen 4-17: DEC para el fluido G

El efecto de la presión en los SBM con perfil reológico constante se ve reflejado en un ligero aumento pero que aun así se vio en la imagen 4.15 que comparado con el convencional tiene un comportamiento más seguro.

iv. CAMAS FORMADAS A 90°

La limpieza del pozo es una función muy importante que el fluido debe cumplir, es importante señalar que a estas condiciones de operación ningún fluido con perfil reológico constante genera camadas, pero simulando otras condiciones de inclinación se puede evaluar el riesgo de la formación de camadas para un pozo horizontal. Las cuales son presentadas a continuación con fines de comparación.

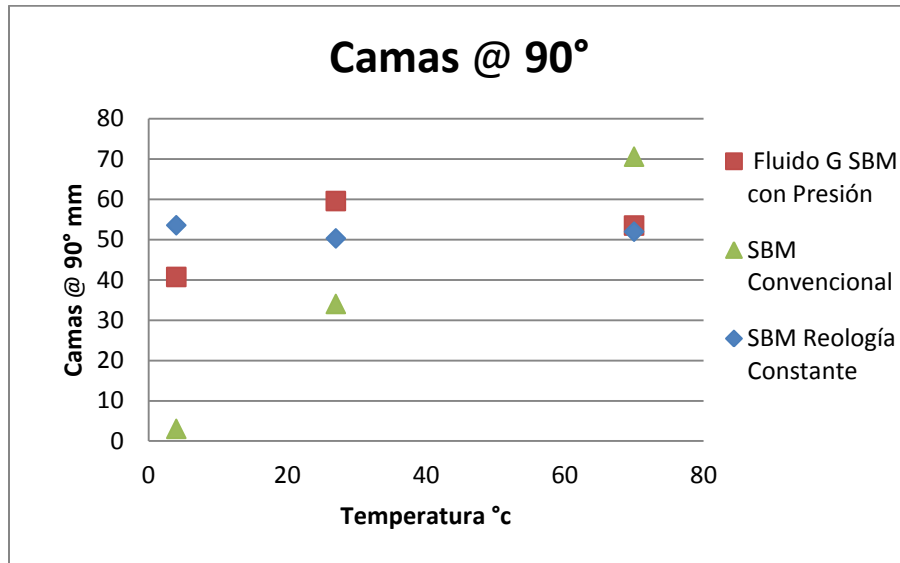


Imagen 4-18: formación de camadas a 90°

El fluido convencional produce camadas en orden creciente de acuerdo con la temperatura, aunado a esto considerar que este fluido bajo las consideraciones de operación y sus propiedades reológicas fue descartado operativamente para aguas profundas. Y en los otros dos fluidos se puede observar que se generarían aproximadamente 5 centímetros de camadas a dadas consideraciones.

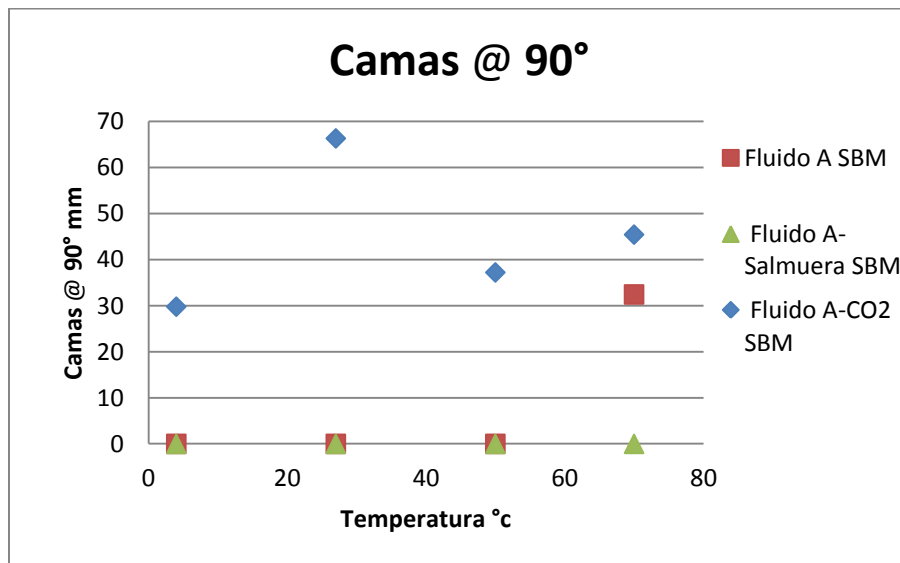


Imagen 4-19: Formación de camadas a 90°

Se puede observar que el fluido A recién preparado y contaminado con salmuera no tiene problemas con los recortes a diferencia de la contaminación con CO_2 , pero hay que recordar que se tienen valores un poco más altos de DEC que el fluido G, es ahí donde debe de existir un equilibrio de los fluidos pseudoplásticos entre el índice de flujo e índice de consistencia ya que el fluido A tiene más control con los recortes pero tiene en promedio a estas consideraciones un flujo transitorio tendiendo a flujo turbulento lo cual puede generar algunos problemas a consecuencia de este régimen de flujo.

v. **GASTO MINIMO PARA ELIMINAR LAS CAMAS DE RECORTES A 90°**

A su vez el simulador es capaz de calcular el gasto mínimo para eliminar las camas de recortes en un pozo horizontal respecto a las propiedades reológicas del fluido. Para asegurar el transporte de los recortes del fondo del pozo hasta la superficie.

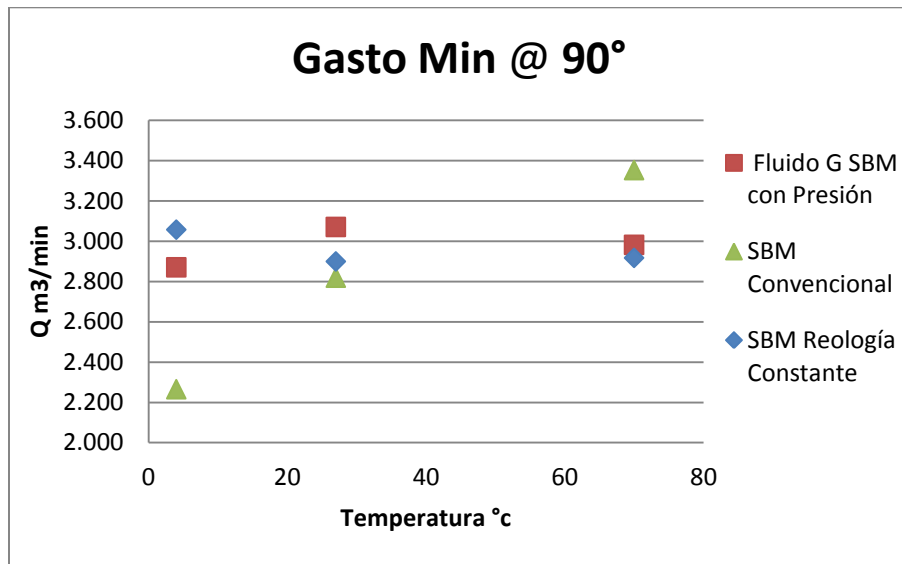


Imagen 4-20: Gasto minimo a 90° para fluidos evaluados a presión

Se puede observar que los fluidos con perfil reológico constante tienen un gasto necesario promedio de 3m³/min sabiendo que estos fluidos pueden tener un mayor gasto operativo se puede contrarrestar en gran cantidad los recortes generados a estas nuevas consideraciones de operación. El fluido convencional denota un deterioro constante de sus propiedades de sustentación de los recortes con el incremento de la temperatura.

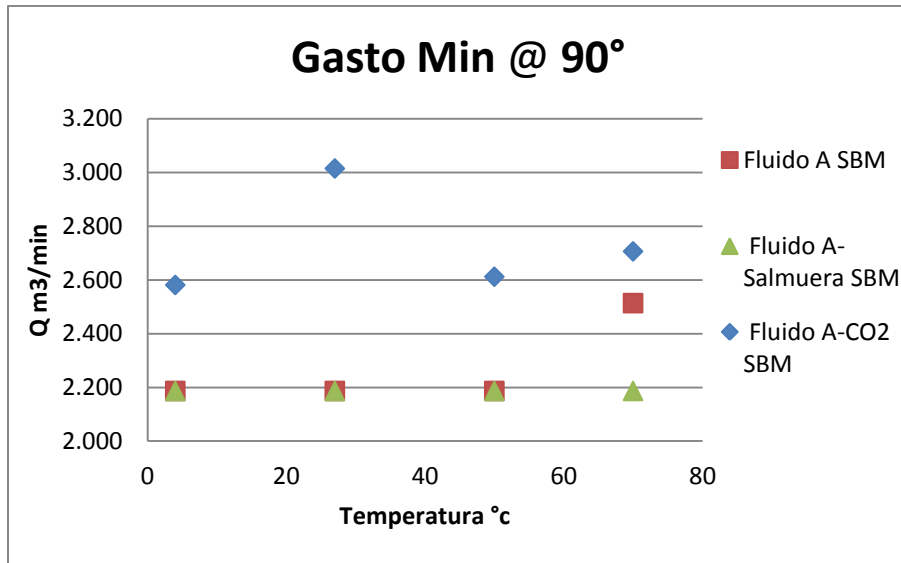


Imagen 4-21: Gasto Mínimo a 90°

En esta grafica se puede observar el control de los sólidos del fluido A recién preparado y el contaminado con salmuera. El fluido A contaminado con co2 muestra un aumento considerable en el gasto necesario para remover los recortes.

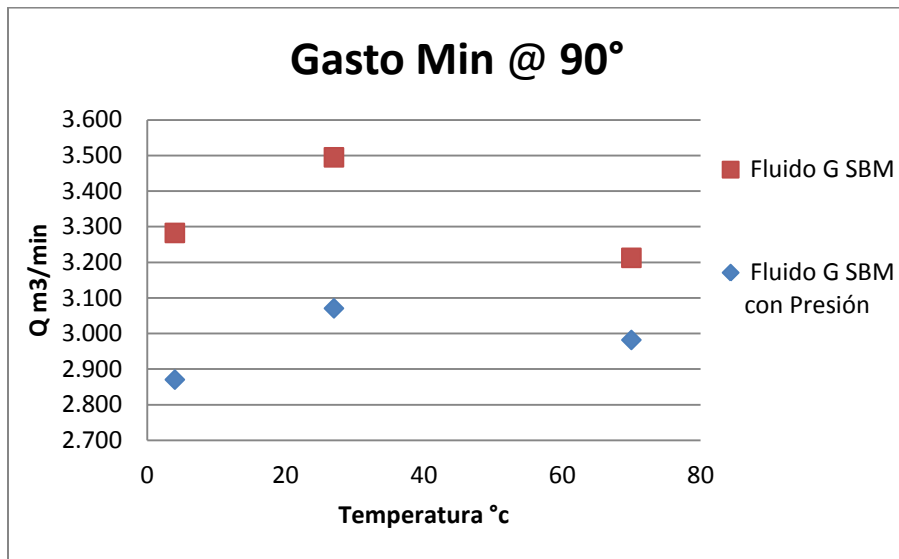


Imagen 4-22: Gasto mínimo a 90° para el fluido G

El efecto de la presión en el fluido G para poder remover los recortes se ve reflejado en una mejora debido al favorecer el desempeño del fluido.

Conclusiones y Recomendaciones

Los problemas en aguas profundas impactan en el diseño de los fluidos de perforación. Se deben seleccionar fluidos de alto rendimiento como es el adelanto de la Reología constante.

El diseño de los fluidos de perforación deberá concentrarse en el control óptimo de la reología y su impacto en la DEC, bajo crecientes gradientes de temperatura y presión entre el lecho marino y la formación.

La mayoría de los fluidos empleados actualmente en la perforación no cuentan con perfil reológico constante y los pocos diseños que se tiene con este perfil deberían ser caracterizados detalladamente, como en este trabajo, para mejorar su diseño y superar los retos de este tipo de ambientes.

La incorporación de reología a baja y ultra baja velocidad de corte en la velocidad de asentamiento de partículas es especialmente útil en la evaluación de limpieza del pozo y sin duda requiere de mayor investigación y un mejor modelado de las condiciones que lo causan. El modelo reológico de H&B ha demostrado manejar bien los datos de baja velocidad de corte.

Los fluidos SBM de un perfil reológico constante se caracterizan por permitir un mayor rango de viscosidad que se mantenga sin afectar negativamente la velocidad de perforación o la DEC. Por otro lado, la capacidad de acarreo de recortes y las propiedades de suspensión de barita son muy buenas.

En el campo no es necesario realizar todos los cálculos de las propiedades reológicas, los puntos críticos a medir son el punto cedente y el punto cedente a bajas velocidades de corte.

Se requiere mejor infraestructura y software especializados para la evaluación de este tipo de fluidos no convencionales ya que se requiere reproducir las condiciones más agresivas (contrastes de temperatura, alta presión y contaminaciones)

Se insiste la necesidad de mejorar los diseños a temperaturas bajas (4°C y menores) donde la mayoría de los fluidos sufren un descontrol en sus propiedades fundamentales incluso muestran una mayor sensibilidad que con la contaminación con CO₂.

La presión ocasiona un rango más estrecho en la evaluación de las propiedades críticas de la reología constante.

En este trabajo también se caracterizó un fluido base agua diseñado para ambientes de aguas profundas, a pesar de que contaba con perfil reológico constante, fue operativamente descartado.

Apéndice A: MÉTODO API

DETERMINACION DE LA DENSIDAD

Se define densidad como el peso que tiene que la unidad de volumen

BALANZA DE LODOS: Se compone de una copa receptora del fluido muestra, que tiene una tapa con un orificio para evacuar el lodo remanente; consta además de sistema de nivel de burbuja; un brazo escala graduado; un contrapeso deslizante, un receptáculo de perdigones, para la calibración de la balanza y un soporte o pedestal de equilibrio de la balanza. El brazo graduado puede llevar distintas escalas de lecturas según sean las unidades de trabajo.

MÉTODO

- 1º. Se llena la copa de fluido teniendo mucho cuidado de no entrapar aire.
- 2º. Se coloca la tapa, el fluido remanente sale por el orificio de la tapa, se lava y se seca la balanza, y luego se coloca en el pedestal del equilibrio.
- 3º. Con el contrapeso deslizante se equilibra la balanza hasta que la burbuja quede en el centro del visor.
- 4º. Se procede a la lectura de la densidad según la escala escogida.
La calibración de la balanza se hace con agua destilada a 20°C

DETERMINACION DE LAS VISCOSIDADES

Se define a la viscosidad como la resistencia interna del fluido al movimiento.

VISCOSIDAD DE EMBUDO O DE MARSH: consta del embudo propiamente dicho y de un vaso llamado litrera o galonera. El embudo consta con en su parte superior de una malla de abertura con la finalidad de retener toda partícula mayor que pueda taponar el orificio inferior del embudo.

MÉTODO

- 1º. Se llena el embudo a través de la malla hasta el tope de la malla manteniendo cerrado el orificio inferior del embudo.
- 2º. Una vez lleno se mide el tiempo que tarda en llenar la litrera hasta un cuarto de galón, expresándose la viscosidad como los segundos que tarda en fluir

DETERMINACION DEL FILTRADO

La cantidad de filtrado que pasa del lodo hacia la formación es muy importante en cuanto a la cantidad como a la calidad del filtrado. Se efectúa con el instrumento llamado FILTRO PRENSA API, el cual determina el volumen de líquido que pasa a través de un filtro en un tiempo determinado, cuando está sometido el sistema a una cierta presión de trabajo.

El dispositivo consta de:

- Celda contenedora (que puede ser armada o no)
- Malla de 60mesh, papel filtro
- Una tapa que tiene un dispositivo de entrada de presión.
- En la parte inferior lleva un orificio de salida de filtrado que es recibido en una probeta graduada.
- Soporte del sistema
- Cronómetro

LECTURA API

1º. Se coloca el fluido muestra en la celda a la cual se le aplica una presión de 100psi y se contabiliza el filtrado que fluye durante 30 minutos.

LECTURA HPHT

1º. En este caso la celda tiene que soportar una presión de 500psi y es introducido en una camisa calefactora de temperatura controlada.

DETERMINACION DEL LA COMPOSICION DEL LODO

El lodo está compuesto por sólidos y líquidos. El conocimiento de estos como de la densidad nos permite plantear balances de masas que nos permiten determinar al por menor la composición global del lodo.

RETORTA: Instrumento para determinar los sólidos totales y líquidos que componen al lodo. Consta de:

- Recipiente contenedor de la muestra a analizar generalmente de 10cc.
- Tapa que tiene un orificio central para permitir el paso de los fluidos gasificados.
- Lo anterior acoplado a un sistema contenedor de sólidos arrastrados por los gases calientes (viruta metálica)
- Fuente de calor (horno) de hasta 600°C.

Los gases productos de la destilación pasan a un condensador donde se licuan y son recibidos en una probeta graduada. El resultado se expresa en % de volumen de sólidos y líquidos.

$$100\% = \%\text{liquidos} + \%\text{sólidos} \text{ (1.5)}$$

CONTENIDO DE ARENA

Dentro del total de sólidos que tiene el lodo esta la arena que es aportada por las formaciones y en algunos casos algunos productos químicos en pequeñas proporciones y que para conocer su cantidad se hace uso de una separación de partes a través de una malla que retiene la arena y se la cuantifica en % en volumen. El instrumento se llama ARENOMETRO, que se compone de:

- Tubo de vidrio el que tiene una escala porcentual en la parte inferior donde se puede leer el contenido de arena en %volumétrico
- Tiene una marca que dice MUD HERE (lodo hasta aquí) y otra marca superior que dice WATER HERE (agua hasta aquí)
- Cilindro con malla 200mesh y un embudo

MÉTODO

1º. Se agrega lodo hasta la marca MUD HERE y se completa con agua hasta la marca WATER HERE

2º. Se agita para formar una mezcla homogénea e inmediatamente se vierte la mezcla sobre la malla dejando limpio el tubo de vidrio lavándolo con agua limpia. Se procede al lavado de la muestra sólida que queda sobre la malla

3º. Se invierte la posición del cilindro contenedor de la malla y se coloca el embudo procediéndose al agregado de agua para que lo retenido en la malla pueda caer sobre el tubo de vidrio y sea evaluado en forma de %volumétrico.

Existen otras determinaciones que se le hacen a los lodos base agua, como ser:

- Prueba de azul metileno
- Contenido de archilamida
- Análisis de salinidad

- Determinación del calcio
- Análisis de la alcalinidad, lodos de emulsión inversa tienen un método especial
- Determinación de la estabilidad eléctrica en lodos de emulsión inversa.

DETERMINACION DEL PH DEL LODO

El PH o potencial hidrógeno puede ser determinado por el método del papel PH que consiste en poner en contacto un papel especial y la muestra que dependiendo del PH de la muestra se desarrollara un determinado color el cual es comparado con una escala colorimétrica. Otra manera es a través del PH-meter digital que consta de un electrodo de vidrio que al hacer contacto con la muestra a analizar da en un visor lecturas de las muestras.

Al ser así preparado el lodo, entra en contacto con las formaciones atravesadas, recortes generados y sus fluidos que contienen, los cuales pueden reaccionar con el lodo pudiendo cambiar sustancialmente las propiedades del lodo. La corteza terrestre formada por arcillas y arenas en sus distintas naturalezas, minerales, fluidos líquidos ya gaseosos de hidrocarburos así como también agua con distintas sales, todas estas sustancias que reaccionan unas más que otras interfiriendo en forma química en la composición del lodo dando lugar a propiedades inadecuadas. Una variación de la viscosidad, aumento del filtrado, cambio en el PH son consecuencias de cambios en la composición química del lodo.

DETERMINACIONES QUÍMICAS EN LOS LODOS

DETERMINACION DEL Pf

El Pf es la alcalinidad del filtrado a la fenolftaleína y nos da una idea de la cantidad de ion hidroxilo y carbonatos que tiene el lodo.

MÉTODO

- 1º. Se debe tomar 1ml de filtrado, agregar 2 a 3 gotas de fenolftaleína (el indicador).
- 2º. Si el filtrado tiene un PH mayor a 8.3 se tornara de un color rojo.
- 3º. Luego se titula con acido sulfúrico 0.02N hasta que la coloración roja desaparezca y se da por terminada la titulación.
- 4º. El valor del Pf es la cantidad de ml de acido gastado por ml de filtrado.

DETERMINACION DEL Mf

El Mf es la alcalinidad del filtrado al naranja metilo y nos da una idea de la cantidad de ion bicarbonato y carbonatos que tiene el lodo.

MÉTODO

- 1º. Se debe tomar 1ml de filtrado, agregar 2 a 3 gotas de naranja metilo (el indicador), el filtrado tomara una coloración naranja.
- 2º. Luego se lo titula con acido sulfúrico 0.02N hasta que la coloración naranja se torne de color rosa, concluyendo la titulación.
- 3º. El valor del Mf son los ml de acido gastado por ml de filtrado.

DETERMINACION DEL Pm

El Pm es la alcalinidad total del lodo a la fenolftaleína, es decir es el aporte a la alcalinidad todos los iones que tiene el lodo, y se lo determina de la misma manera que el Pf pero la muestra tomada es de lodo.

DETERMINACION DEL ION CL⁻

El conocimiento de los ion cloruro que tiene el lodo es muy importante para hacer un buen mantenimiento de las propiedades.

MÉTODO

- 1º. Se debe tomar 1ml de filtrado, se determina el Pf
- 2º. Luego agregar 2 a 3 gotas de cromato de potasio K_2CrO_4 (el indicador), el cual nos da una coloración amarilla al filtrado.
- 3º. Titular con nitrato de plata $AgNO_3$ hasta que la coloración amarilla se torne de color rojo ladrillo, que indica el punto final de la titulación.

DETERMINACION DE LA DUREZA DEL FILTRADO

Este también es muy importante de conocer, ya que de su valor depende el tratamiento a efectuar.

MÉTODO

- 1º. Se debe tomar 1ml de filtrado, agregar 4 a 5 gotas de solución Buffer, que es una mezcla de cloruro de amonio con hidróxido de amonio
- 2º. Se le agrega 3 a 4 gotas de murexida, el filtrado se torna de color rojo guinda, luego se lo titula con solución EDTA 20EPM hasta que la mezcla se vuelve de color azul.

Apéndice B: Ecuaciones del Software

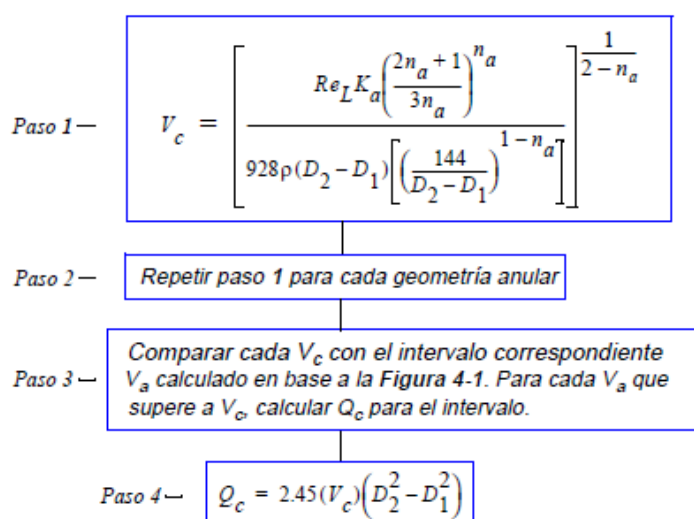
Ecuaciones usadas en hidráulica de fluidos:

Las ecuaciones de la hidráulica de fluidos han sido construidas usando parámetros reológicos de los modelos de Bingham y de la ley de la potencia. Típicamente, los cálculos de caída de presión para situaciones de flujo laminar efectuados usando los parámetros del modelo de Bingham dan predicciones excesivas de las caídas de presión reales, mientras que los efectuados usando parámetros del modelo de la ley de la potencia hacen predicciones menores de las caídas reales de presión. Los errores en el cálculo de caídas de presión pueden producir nuevos errores en otros cálculos, tales como la densidad equivalente de circulación (DEC). Las ecuaciones hidráulicas han sido escritas usando el modelo MHB y sus soluciones se pueden calcular usando los programas de computadora. Debido a que el modelo MHB predice mejor el comportamiento reológico de fluidos de perforación a bajas velocidades de corte, resultan valores más exactos de caídas de presión en flujo laminar, DEC, etc. Los cálculos hidráulicos para fluidos de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia modificada [MHB]) no pueden ser resueltos por ecuaciones simples. Para soluciones rápidas, consulte los programas de hidráulica usando software.

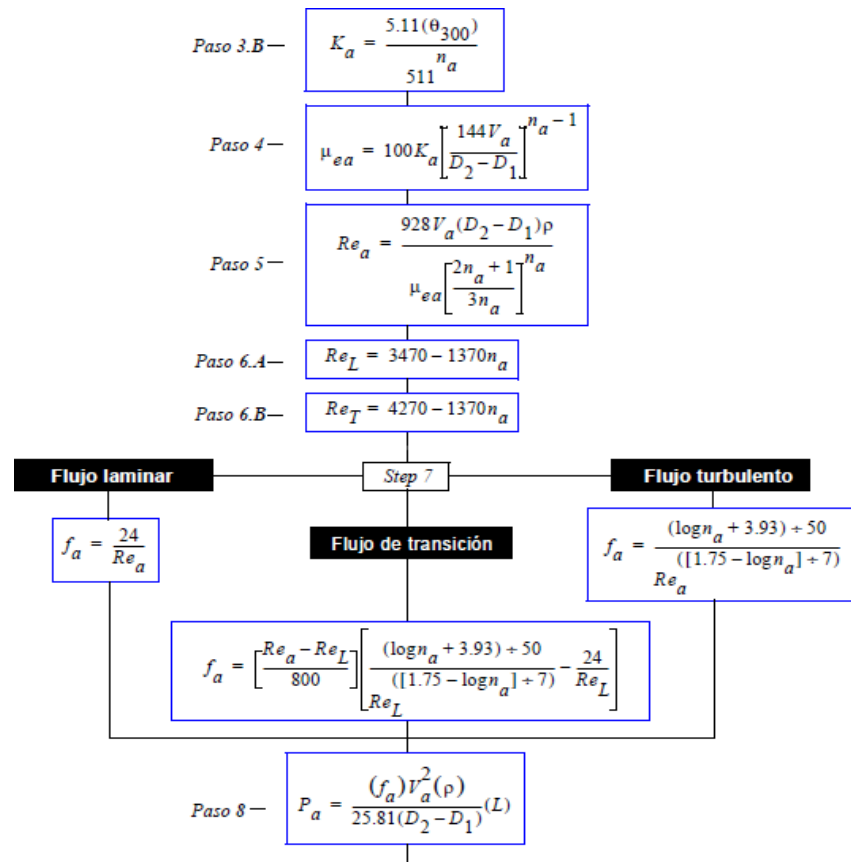
CÁLCULOS PARA FLUJO LAMINAR Y TURBULENTO:

Existen muchos juegos de ecuaciones para parámetros hidráulicos usando los modelos de Bingham y de la ley de la potencia. Dos juegos de ecuaciones usados comúnmente incluyen los que fueron sancionados por el American Petroleum Institute (API) y los que aparecen en el libro de texto SPE Applied Drilling Engineering. Ambos juegos de ecuaciones son válidos para comportamiento de fluidos en flujo laminar y turbulento; las ecuaciones difieren solamente en el enfoque para la solución de problemas. Las secciones siguientes describen los modelos de Bingham, la ley de la potencia, y el de Herschel-Bulkley (punto cedente- ley de la potencia [MHB]); explica los términos usados en cálculos de hidráulica de fluidos; y dan ecuaciones para calcular hidráulica de fluidos.

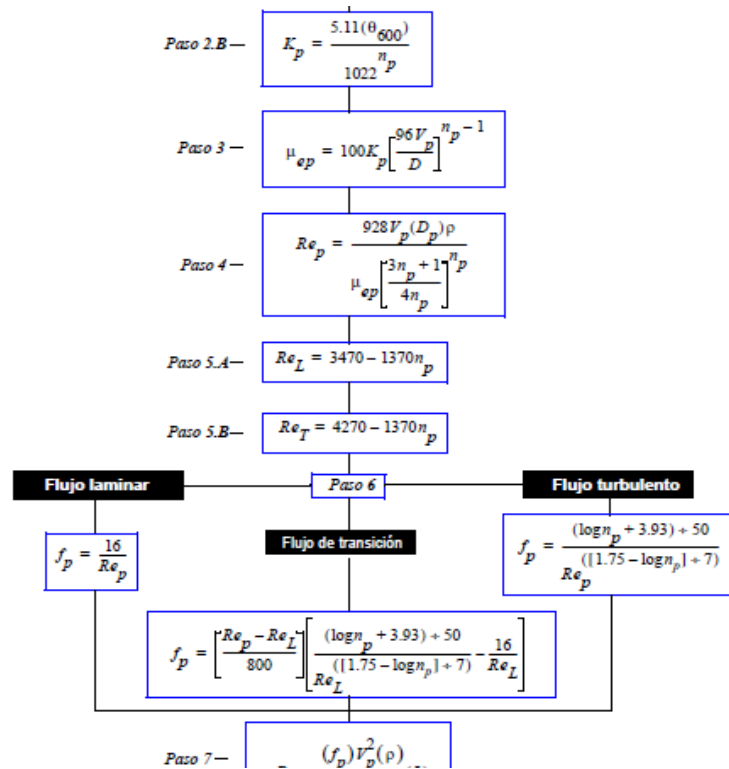
Velocidad crítica y velocidad de bombeo



Caída de presión anular y DEC

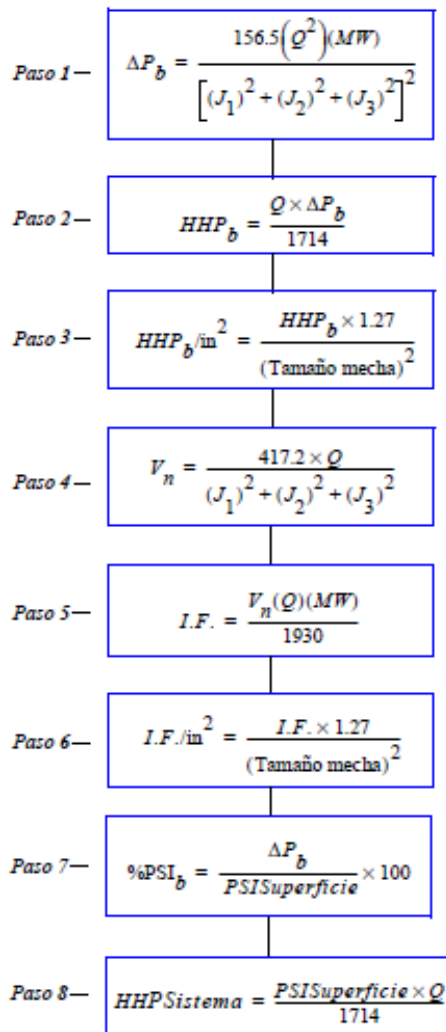


Caída de presión en la sarta de perforación



El rendimiento de la perforación está directamente relacionado con las restricciones mecánicas impuestas por el equipo de perforación. Al controlar las propiedades reológicas del lodo, se puede optimizar el rendimiento, operando dentro de los límites mecánicos impuestos por el equipo de perforación. Las propiedades reológicas del lodo deberían ser controladas para que se pueda transmitir a la barrena la mayor parte posible de la presión máxima admisible de circulación del equipo de perforación, reduciendo las pérdidas de presión parásitas en las conexiones superficiales, la columna de perforación y el espacio anular, sin perjudicar la limpieza del pozo o la suspensión de los sólidos.

Análisis de la hidráulica en la barrena



Apéndice C: Tablas de Resultados

Fluido B WBM				
Parametro	Experimental			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
L600	124.7	87.3	74.3	102.9
L300	70.4	48.0	39.3	56.2
L200	49.8	32.9	28.0	38.4
L100	29.0	18.6	16.1	22.2
L6	2.3	1.5	1.5	2.4
L3	0.9	0.9	0.9	1.5
L 0.9	0.4	0.2	0.3	0.5
L 0.5	0.2	1.6	0.1	0.3
Gel 10''	1.1	0.8	0.9	1.0
Gel 10'	1.1	0.9	1.0	1.3
Vp	54.3	39.3	35.0	46.8
Va	62.4	43.6	37.1	51.5
Pc	16.1	8.7	4.2	9.4
Pc-BV	-0.5	0.3	0.3	0.5
Modelo Bingham				
Vp (Cp)	59.8	41.8	34.8	48.9
Pc (τ_0)(lbf/100ft ²)	7.8	4.4	4.2	4.2

Fluido B Salmuera WBM				
Parametro	Experimental			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
L600	192.2	136.6	106.5	98.4
L300	110.0	71.5	56.1	52.3
L200	78.8	52.3	41.5	38.8
L100	45.8	30.4	24.5	23.7
L6	2.0	1.5	1.7	1.8
L3	1.1	0.9	1.1	1.2
L 0.9	0.3	0.3	0.3	0.5
L 0.5	0.2	0.2	0.2	0.3
Gel 10''	1.0	0.9	1.1	1.1
Gel 10'	1.1	1.0	1.3	1.3
Vp	82.3	65.1	50.4	46.1
Va	96.1	68.3	53.2	49.2
Pc	27.7	6.4	5.8	6.2
Pc-BV	0.2	0.3	0.5	0.6
Modelo Bingham				
Vp (Cp)	46.3	32.8	25.5	22.9
Pc (τ_0)(lbf/100ft ²)	8.4	4.3	3.7	4.0

Fluido B CO2 WBM				
Parametro	Experimental			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
L600	130.2	99.0	72.0	63.9
L300	76.9	58.5	39.7	34.0
L200	57.3	42.9	29.2	24.5
L100	35.2	27.3	18.1	14.7
L6	5.2	4.4	2.7	2.4
L3	3.2	2.9	1.8	1.6
L 0.9	1.0	1.2	0.7	0.6
L 0.5	0.5	0.7	0.4	0.4
Gel 10''	2.4	2.4	1.6	1.8
Gel 10'	2.5	2.4	1.6	1.8
Vp	53.3	40.5	32.3	30.0
Va	65.1	49.5	36.0	32.0
Pc	23.6	17.9	7.5	4.0
Pc-BV	1.1	1.5	0.9	0.8
Modelo Bingham				
Vp (Cp)	58.0	43.3	32.5	29.6
Pc (τo)(lbf/100ft²)	16.6	13.3	7.1	4.4

Fluido D SBM				
Parametro	Experimental			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
L600	176.8	88.0	60.8	62.5
L300	101.9	49.0	36.8	36.9
L200	75.7	36.9	28.2	28.8
L100	45.5	23.4	18.7	19.7
L6	11.2	7.7	6.6	8.6
L3	9.8	6.9	5.6	7.1
L 0.9	8.0	5.1	3.3	2.8
L 0.5	9.5	5.5	2.6	2.2
Gel 10''	8.3	7.5	5.4	3.4
Gel 10'	9.8	7.3	5.0	3.0
Vp (Cp)	74.9	39.0	24.0	25.6
Va	88.4	44.0	30.4	31.3
Pc (lbf/100ft2)	27.0	10.1	12.8	11.3
Pc-BV	8.5	6.1	4.7	5.5
Modelo Herschel Bulkley				
n	0.85	0.92	0.91	0.86
K (lb*s^n'/ft²)	0.005	0.0015	0.0011	0.0015
Vp (Cp)	93.01	39.58	26.66	24.89
Pc (τo)(lbf/100ft²)	9.39	7.905	7.851	7.775

Fluido E SBM				
Parametro	Experimental			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
L600	319.8	130.8	106.3	76.7
L300	180.6	79.1	59.6	49.2
L200	135.5	59.0	43.1	37.5
L100	88.8	36.1	27.0	25.6
L6	27.6	9.3	8.2	6.8
L3	25.2	8.1	7.3	6.1
L 0.9	19.8	5.5	5.2	4.5
L 0.5	17.2	4.9	4.8	4.1
Gel 10 ´´	22.7	6.9	6.2	5.2
Gel 10 ´	23.1	7.6	6.9	5.7
Vp	139.2	51.7	46.7	27.5
Va	159.9	65.4	53.1	38.3
Pc	41.4	27.4	12.8	21.7
Pc-BV	22.7	6.9	6.4	5.5
Modelo Herschel Bulkley				
n	0.95	0.77	0.93	0.73
K (lb*s ⁿ /ft ²)	0.0042	0.0063	0.0017	0.0048
Vp (Cp)	147.64	66.94	48	31.02
Pc (to)(lbf/100ft ²)	37.296	5.807	8.924	6.732

Fluido F SBM				
Parametro	Experimental			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
L600	133.3	69.2	74.5	54.5
L300	77.1	34.8	47.8	27.6
L200	54.9	24.7	37.3	20.2
L100	27.8	14.0	25.0	12.2
L6	4.4	3.4	5.5	4.3
L3	3.9	2.9	4.8	3.6
L 0.9	2.0	1.7	3.1	2.0
L 0.5	1.9	1.6	2.8	1.6
Gel 10 ´´	2.8	2.3	3.7	3.0
Gel 10 ´	3.6	2.5	3.8	2.8
Vp	56.3	34.4	26.7	26.9
Va	66.7	34.6	37.3	27.3
Pc	20.8	0.4	21.1	0.7
Pc-BV	3.4	2.5	4.1	3.0
Modelo Herschel Bulkley				
n	0.83	1	0.74	1
K (lb*s ⁿ /ft ²)	0.0046	0.0007	0.0044	0.0005
Vp (Cp)	72.46	32.58	32.27	24.57
Pc (τo)(lbf/100ft ²)	0	2.793	5.95	3.692

Fluido B WBM				
Parametro	Simulación Hidraulica			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
Vp (Cp)	59.76	41.77	34.76	48.94
Pc (τo)(lbf/100ft ²)	7.789	4.448	4.15	4.228
Regimen de Flujo	laminar	laminar	laminar	laminar
Gasto Maximo m3/min	2.481	2.419	2.329	2.111
Dec Tr gcc	1.36	1.356	1.356	1.358
Dec Fondo gcc	1.36	1.357	1.357	1.359
Recortes				
% Susp. en fluido	1.22	1.29	1.3	1.24
%vol. T Vs °	1.22- 10°	3.64- 20°	2.46-20°	4.43-20°
camas vs °	10°	20°	20°	20°
camas mm @90°	92.52	90.85	88.04	92.22
Gasto Min @90°	3.669	3.406	3.301	3.470

Fluido B WBM Salmuera				
Parametro	Simulación Hidraulica			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
Vp (Cp)	46.29	32.75	25.52	22.9
Pc (τo)(lbf/100ft ²)	8.364	4.266	3.677	4.022
Regimen de Flujo	laminar	laminar	laminar	laminar
Gasto Maximo m3/min	2.546	2.483	2.435	2.374
Dec Tr gcc	1.36	1.356	1.355	1.356
Dec Fondo gcc	1.361	1.356	1.356	1.357
Recortes				
% Susp. en fluido	1.22	1.31	1.34	1.34
%vol. T Vs °	5.28-20°	2.16-20°	4.62-25°	4.17-25°
camas vs °	20°	20°	25°	25°
camas mm @90°	90.47	87.06	82.19	80.14
Gasto Min @90°	3.547	3.275	3.135	3.097

Fluido B WBM CO2				
Parametro	Simulación Hidraulica			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
Vp (Cp)	58	43.31	32.52	29.6
Pc (τo)(lbf/100ft ²)	16.612	13.285	7.065	4.404
Regimen de Flujo	laminar	laminar	laminar	Laminar
Gasto Maximo m3/min	2.446	2.356	2.337	2.276
Dec Tr gcc	1.37	1.366	1.36	1.357
Dec Fondo gcc	1.37	1.367	1.36	1.358
Recortes				
% Susp. en fluido	1.19	1.2	1.28	1.31
%vol. T Vs °	1.69-25°	4.61-25°	3.38-20°	1.64-20°
camas vs °	25°	25°	20°	20°
camas mm @90°	88.65	89.03	87.21	85.31
Gasto Min @90°	3.863	3.652	3.356	3.229

Fluido D SBM				
Parametro	Simulación Hidraulica			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
n	0.85	0.92	0.91	0.86
K (lb*s^n'/ft ²)	0.005	0.0015	0.0011	0.0015
Vp (Cp)	93.01	39.58	26.66	24.89
Pc (τo)(lbf/100ft ²)	9.39	7.905	7.851	7.775
Regimen de Flujo	Laminar	Laminar	Laminar	Laminar
Gasto Maximo m3/min	2.432	2.414	2.452	2.429
Dec Tr gcc	1.509	1.512	1.514	1.518
Dec Fondo gcc	1.509	1.513	1.514	1.518
Recortes				
% Susp. en fluido	1.14	1.14	1.14	1.14
%vol. T Vs °	1.14-65°	1.14-45°	1.14-45°	1.14-45°
camas vs °	65°	45°	45°	45°
camas mm @90°	13.22	46.95	54.09	52.87
Gasto Min @90°	2.348	2.754	2.812	2.834

Fluido E SBM				
Parametro	Simulación Hidraulica			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
n	0.95	0.77	0.93	0.73
K (lb*s^n'/ft²)	0.0042	0.0063	0.0017	0.0048
Vp (Cp)	37.246	66.94	48	31.02
Pc (τo)(lbf/100ft²)	1.47	5.807	8.924	6.732
Regimen de Flujo	Laminar	Laminar	Laminar	Laminar
Gasto Maximo m3/min	2.034	2.061	2.050	2.007
Dec Tr gcc	1.824	1.816	1.819	1.827
Dec Fondo gcc	1.826	1.817	1.82	1.829
Recortes				
% Susp. en fluido	1.13	1.13	1.13	1.13
%vol. T Vs °	1.13	1.13	1.13	1.13
camas vs °	-	-	-	-
camas mm @90°	0	0	0	0
Gasto Min @90°	2.112	2.112	2.112	2.112

Fluido F SBM				
Parametro	Simulación Hidraulica			
Temperatura	4 °C	27 °C	50 °C	70 °C
Presión kgf/cm2	Patm	Patm	Patm	Patm
n	0.83	1	0.74	1
K (lb*s^n'/ft²)	0.0046	0.0007	0.0041	0.0005
Vp (Cp)	72.46	32.58	32.27	24.57
Pc (τo)(lbf/100ft²)	2.03	2.793	5.95	3.692
Regimen de Flujo	Laminar	Laminar	Laminar	Laminar
Gasto Maximo m3/min	2.024	2.053	1.933	2.014
Dec Tr gcc	1.809	1.813	1.831	1.821
Dec Fondo gcc	1.81	1.813	1.833	1.822
Recortes				
% Susp. en fluido	1.16	1.17	1.13	1.15
%vol. T Vs °	1.32-75°	1.17-50°	1.13	1.15-50°
camas vs °	75°	50°	-	55°
camas mm @90°	10.1	34.72	0	42.84
Gasto Min @90°	2.279	2.507	2.112	2.607

Glosario

A

Aditivo: Un material que no sea cemento y el agua que se añade a un cemento con posterioridad a su fabricación para modificar sus propiedades.

Alcalinidad: La capacidad de combinación de una base medida por el número máximo de equivalentes de un ácido con el cual puede reaccionar para formar una sal. En el análisis de agua, representa los carbonatos; bicarbonatos; hidróxidos; y ocasionalmente los boratos, silicatos y fosfatos en el agua. Se determina mediante la valoración con ácido estándar hasta ciertos puntos de referencia.

Arcilla: Un silicato de aluminio hidratado. Las arcillas son los componentes de los suelos en diferentes porcentajes. Algunos tipos de oleaje con absorción de agua. Diferentes tipos son: caolinita, esmectita, illita, clorita y la capa de mezcla. Un plástico, tierra blanda, de diversos colores, comúnmente un silicato hidratado de alúmina, formada por la descomposición de feldespato y otros silicatos de aluminio. Véase también bentonita atapulgita, de alta productividad, bajo rendimiento, y arcillas naturales. Los minerales de arcilla son esencialmente insolubles en agua pero se dispersan en la hidratación, fuerzas de corte tales como la molienda efectos de velocidad, etc, en las partículas extremadamente pequeñas que varían de submicron a 100 micras de tamaño.

B

Barita, Baritina o Sulfato de Bario: Sulfato de bario natural usado para aumentar la densidad de los fluidos de perforación. Cuando se requiere, normalmente se mejora a una gravedad específica de 4,20. La barita existe en minerales o masas cristalinas blancas, grisáceas, verdosas y rojizas.

Bentonita: Una arcilla coloidal plástica que se compone principalmente del mineral montmorilonita de sodio, un silicato de aluminio hidratado. Para ser usada en fluidos de perforación, la bentonita tiene un rendimiento mayor que 85 bbl/tonelada. El término genérico "bentonita" no constituye un nombre mineralógico exacto, y la arcilla no tiene una composición mineralógica definida.

C

Circulación, Pérdida de: El resultado de la fuga de fluido de perforación dentro de la formación a través de fisuras, medios porosos o dentro de fracturas.

Contaminante: Es cualquier tipo de material (sólido, líquido o gas) que tiene un efecto perjudicial sobre las características físicas o químicas de un fluido de perforación. Los sólidos reactivos de baja densidad son contaminantes comunes en todos los fluidos de perforación. Estos sólidos se componen de sólidos perforados que se han incorporado dentro del sistema o

que resultan del tratamiento excesivo con arcillas comerciales. Desde el punto de vista económico, los sólidos perforados y los problemas relacionados con su control tienen un mayor impacto sobre el costo del lodo que los otros tipos de contaminación. Sin embargo, este capítulo se centrará principalmente en los siguientes contaminantes:

- ◆ Sal (sal de roca, agua de preparación, agua salada, magnesio, calcio y cloruro de sodio, y agua irreductible).
- ◆ Gases ácidos, incluyendo solo el dióxido de carbono (CO₂) y el sulfuro de hidrógeno (H₂S).

D

Densidad: Peso por volumen unitario del fluido de perforación. Es uno de los parámetros más importantes durante la operación de perforación, pues contrarresta la presión de formación, esta se mide pesando el lodo en una balanza de lodo donde se lee directamente su valor. Puede ser expresada como gradiente de presión hidrostática en psi/1000 ft (ó en otro sistema de unidades) partiendo de la definición de presión $P=\rho gh$ donde P =presión, ρ =densidad, g =gravedad y h =altura de la columna de fluido; pero de ser expresada así, se debe considerar la profundidad vertical.

E

Esfuerzo de corte

Cuando un fluido se encuentra fluyendo, existe una fuerza en el fluido que se opone al flujo. Se puede describir como un esfuerzo de fricción que aparece cuando una capa de fluido se desliza por encima de otra capa. La velocidad a la cual una capa pasa por encima de la otra se conoce como *velocidad de corte*.

Emulsión directa: Este lodo se refuerza con polímeros que soportan altas temperaturas y son utilizados como estabilizadores térmicos y reductores de filtrado, son fluidos de baja densidad y se preparan a una razón de hasta un 80% de diesel de acuerdo a la densidad requerida un 18% de agua y un 2% de emulsificantes, así como un agente supresor de hidratación y un polímero viscosificante.

Emulsión inversa: El contenido de agua va de un 5% a un 50% y la adición de emulsificadores solubles tanto en agua como en aceite hacen que el agua se emulsifique en el aceite y formen un sistema estable. Se utilizan para perforar lutitas hidrófilas, zonas de arena productora con altas temperaturas, en medios corrosivos y se caracterizan por ser lodos salados ya que salinidad varía entre 30 mil a 350 mil [ppm].

Etapas de flujo: El fluido de perforación está sometido a una variedad de conimenciones del flujo durante el proceso de perforación un pozo. Estas conimenciones del flujo pueden definirse como diferentes etapas de flujo, de la manera ilustrada en la Imagen 4.1.

Etapas 1 – Ningún flujo. La mayoría de los fluidos de perforación resisten con fuerza

suficiente al flujo, de manera que es necesario aplicar una presión para iniciarlo. El valor máximo de esta fuerza constituye el esfuerzo de cedencia verdadero del fluido. En un pozo, el esfuerzo de cedencia verdadero está relacionado con la fuerza necesaria para “romper la circulación”.

Etapa 2 – Flujo tapón. Cuando se excede el esfuerzo de cedencia verdadero, el flujo comienza en la forma de un tapón sólido. En el flujo tapón, la velocidad es la misma a través del diámetro de la tubería o del espacio anular, excepto para la capa de fluido que está contra la pared del conducto. Muchas veces se hace referencia al flujo de la pasta dentífrica dentro del tubo para describir un ejemplo de flujo tapón. El perfil de velocidad del flujo tapón es plano.

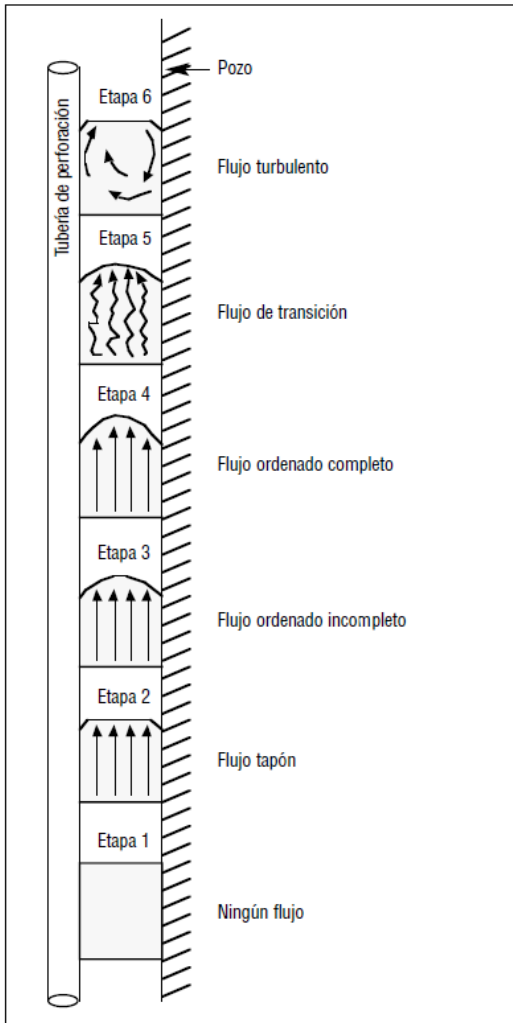
Etapa 3 – Transición de flujo tapón a flujo laminar. A medida que el caudal aumenta, los efectos de corte comenzarán a afectar las capas dentro del fluido y a reducir el tamaño del tapón en el centro del flujo. La velocidad aumentará desde el pozo hasta el borde del tapón central. El perfil de velocidad es plano a través del tapón que tiene la mayor velocidad, y decae o disminuye a cero en la pared del conducto.

Etapa 4 – Flujo laminar. A medida que se aumenta el caudal, los efectos del caudal y de la pared sobre el fluido siguen aumentando. A cierto punto, el tapón central dejará de existir. A este punto, la velocidad alcanzará su nivel más alto en el centro del flujo y disminuirá a cero en la pared del conducto. El perfil de velocidad tiene la forma de una parábola. La velocidad del fluido está relacionada con la distancia a partir del espacio anular o de la pared de la tubería. Dentro de una tubería, se puede describir al flujo como una serie de capas telescópicas cuya velocidad aumenta de capa en capa hacia el centro. Todo el fluido a través de la tubería o del espacio anular se moverá en la dirección de flujo, pero a

diferentes velocidades. Esta etapa de flujo regular se llama laminar debido a las capas o láminas formadas por las diferentes velocidades.

Etapa 5 – Transición de flujo laminar a flujo turbulento. A medida que el caudal aumenta, el flujo regular comienza a descomponerse.

Etapa 6 – Flujo turbulento. Cuando el caudal sigue aumentando, el flujo regular se descompone totalmente y el fluido tiene un flujo vertical y turbulento. El movimiento del fluido total sigue siendo a lo largo del espacio anular o de la tubería en una dirección, pero la dirección del movimiento será imprevisible en cualquier punto dentro de la masa del fluido. Bajo estas condiciones, el flujo es turbulento. Una vez que estas condiciones han sido alcanzadas, cualquier aumento del caudal producirá simplemente un aumento de la turbulencia.



Estas etapas de flujo tienen varias implicaciones diferentes. La presión requerida para bombear un fluido dentro de un flujo turbulento es considerablemente más alta que la presión requerida para bombear el mismo fluido dentro de un flujo laminar. Una vez que el flujo es turbulento, los aumentos del caudal aumentan geométricamente la presión de circulación. En el flujo turbulento, cuando se duplica el caudal, la presión se multiplica por cuatro (2^2). Cuando se multiplica el caudal por tres, la pérdida de presión se multiplica por ocho (2^3).

Durante la perforación, la columna de perforación casi siempre tiene un flujo turbulento, y los aumentos resultantes de la pérdida de presión pueden limitar el caudal.

Las pérdidas de presión asociadas con el flujo turbulento dentro del espacio anular pueden ser críticas cuando la DEC se aproxima al gradiente de fractura. Además, el flujo turbulento dentro del espacio anular está asociado con la erosión del pozo y los socavamientos en muchas formaciones. En las zonas propensas a la erosión, el diámetro del pozo se desgastará de tal manera que el flujo vuelva a ser un flujo laminar. Al perforar estas zonas, el caudal y las propiedades reológicas del lodo deberían ser controlados para impedir el flujo turbulento.

F

Fluido o lodo de perforación: Fluido en donde se encuentran suspendidos aditivos químicos en estado sólido y líquido que proporcionan propiedades físico-químicas y reológicas adecuadas para las condiciones operativas y las características litológicas de la formación a perforar. El fluido en donde se encuentran suspendidos los aditivos se conoce como FASE CONTÍNUA y las partículas suspendidas constituyen la FASE DISCONTÍNUA. Sus funciones son:

Retirar los recortes del pozo, Controlar las presiones de formación, Suspender y descargar los recortes, Obturar las formaciones permeables, Mantener la estabilidad del pozo, Minimizar los daños a la formación, Enfriar, lubricar, apoyar la barrena y el conjunto de perforación, Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena, Asegurar una evaluación adecuada de la formación, Controlar la corrosión, Facilitar la cementación y la complementación y minimizar el impacto al ambiente.

Existen 3 tipos de acuerdo a la composición química del fluido base:

Fluidos base aceite: Los más económicos y los únicos hasta inicios de los 90's

Fluidos base aceite mineral mejorado: Alternativa al Ac. Diesel; Aceites parafínicos de muy bajo contenido Aromático desarrollados para disminuir daño ambiental.

Fluidos base sintética (SBM): Base orgánica sintética, libre de HC's policíclicos; de origen no petrolero.

Fluidos aireados: Tienen una gran aplicación en la perforación bajo balance, ya que este método requiere que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido sea menor que la del yacimiento. Los fluidos aireados incluyen aire, gas, espumas o lodos aireados (que se logra mediante la inyección de nitrógeno a la columna de lodo).

Fluidos dilatantes: Fluidos independientes del tiempo. Los fluidos dilatantes son suspensiones en las que se produce un aumento de la viscosidad con la velocidad de deformación, es decir, un aumento del esfuerzo cortante con dicha velocidad. La fig. Representa las curvas de fluidez y viscosidad para este tipo de fluidos:

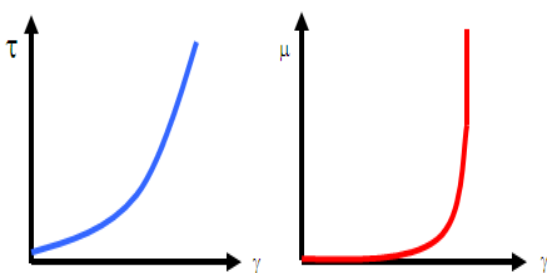


Fig: Curvas de fluidez y de viscosidad para un fluido dilatante.

El fenómeno de dilatación se produce debido al fase dispersa del fluido. En dicho fluido tiene lugar un empaquetamiento de las partículas, dejando a la fase continua casi sin espacio. Si a continuación se aplica un

esfuerzo, el empaquetamiento se altera y los huecos entre las partículas dispersas aumentan. Además, conforme aumenta la velocidad de deformación aplicada, mayor turbulencia aparece y más difícil es el movimiento de la fase continua por los huecos, dando lugar a un mayor esfuerzo cortante (la viscosidad aumenta).

Fluidos dependientes del tiempo

de aplicación: Este tipo de fluidos se clasifican en dos tipos: los fluidos *tixotrópicos*, en los que su viscosidad disminuye al aumentar el tiempo de aplicación del esfuerzo cortante, recuperando su estado inicial después de un reposo prolongado, y los fluidos *reopéticos*, en los cuales su viscosidad aumenta con el tiempo de aplicación de la fuerza y vuelven a su estado anterior tras un tiempo de reposo.

Fluidos independientes del tiempo de aplicación:

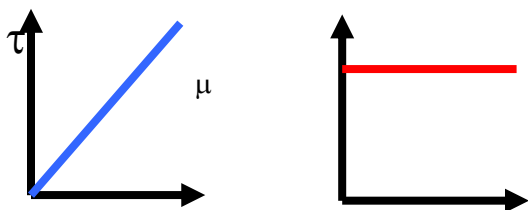
Estos fluidos se pueden clasificar dependiendo de si tienen o no esfuerzo umbral, es decir, si necesitan un mínimo valor de esfuerzo cortante para que el fluido se ponga en movimiento. Fluidos pseudoplásticos, fluidos dilatantes, fluidos plásticos.

Fluidos newtonianos: Un fluido newtoniano se caracteriza por cumplir la Ley de Newton, es decir, que existe una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación.

Hay que tener en cuenta también que la viscosidad de un fluido newtoniano no depende del tiempo de aplicación del esfuerzo, aunque sí puede depender tanto de la temperatura como de la presión a la que se encuentre.

Para una mejor comprensión de este tipo de fluido se representan dos tipos de gráficas, la "Curva de Fluidez" y la "Curva de Viscosidad". En la Curva de Fluidez se grafica

el esfuerzo cortante frente a la velocidad de deformación (τ vs D), mientras que en la Curva de Viscosidad se representa la viscosidad en función de la velocidad de deformación (μ vs D). Para un fluido newtoniano se obtienen las siguientes curvas



Fluidos no newtonianos: Los fluidos no newtonianos son aquellos en los que la relación entre esfuerzo cortante y la velocidad de deformación no es lineal. Estos fluidos a su vez se diferencian en *dependientes e independientes del tiempo*.

Fluidos no acuosos: Los fluidos no acuosos (base aceite), son mezclas líquidas de hidrocarburos u otra fase orgánica insoluble, adicionada de agua, arcillas, emulsificantes, cloruro de calcio, hidróxido de calcio y de sodio, lignito y barita, entre otros. Un lodo base aceite es un fluido que tiene como fase continua a un aceite y su filtrado es únicamente aceite, se pueden clasificar en Emulsión inversa y Emulsión directa.

Fluidos limpios: Son fluidos que se encuentran libres de sólidos y se utilizan principalmente en las etapas de terminación de los pozos o en alguna reparación. Las ventajas de este tipo de fluidos como las salmueras son que disminuyen en daño a la formación pero suelen ser muy corrosivos.

Filtrado: se refiere a la acción mediante la cual una presión diferencial hace entrar a la fase líquida del fluido de perforación dentro de una formación permeable. Durante este proceso las partículas sólidas son filtradas formando lo que se conoce como enjarre.

Fluidos plásticos: Fluidos independientes del tiempo (FLUIDOS CON ESFUERZO UMBRAL O VISCOPLASTICOS)

Este tipo de fluido se comporta como un sólido hasta que sobrepasa un esfuerzo cortante mínimo (esfuerzo umbral) y a partir de dicho valor se comporta como un líquido. Las curvas de fluidez y viscosidad se representan en la fig:

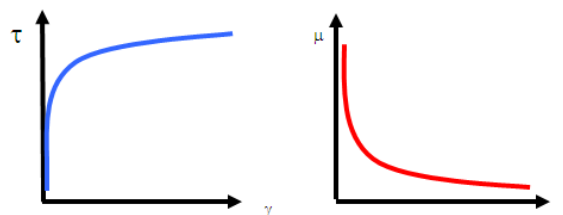


Fig. Curvas de fluidez y de viscosidad para un fluido plástico

La razón por la que se comportan así los fluidos plásticos es la gran interacción existente entre las partículas suspendidas en su interior, formando una capa llamada de solvatación. Están formados por dos fases, con una fase dispersa formada por sólidos y burbujas distribuidos en una fase continua. En estos fluidos, las fuerzas de Van der Waals y los puentes de hidrógeno, producen una atracción mutua entre partículas. También aparecen fuerzas de repulsión debidas a potenciales de la misma polaridad.

En este tipo de fluidos se forman coloides cuyas fuerzas repulsivas tienden a formar estructuras de tipo gel Si las partículas son muy pequeñas poseen entonces una gran superficie específica, rodeados de una *capa de adsorción* formada por moléculas de fase continua. Gracias a esta capa, las partículas inmovilizan gran cantidad de fase continua hasta que no se aplica sobre ellas un esfuerzo cortante determinado. Los fluidos plásticos, a su vez, se diferencian en la existencia de proporcionalidad entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación, a partir de su esfuerzo umbral. Si existe proporcionalidad, se denominan

fluidos plásticos de Bingham y si no la hay, se denominan solo plásticos.

Fluidos pseudoplásticos: Fluidos sin esfuerzo umbral, independientes del tiempo de aplicación. Este tipo de fluidos se caracterizan por una disminución de su viscosidad, y de su esfuerzo cortante, con la velocidad de deformación. Su comportamiento se puede observar en las siguientes curvas.

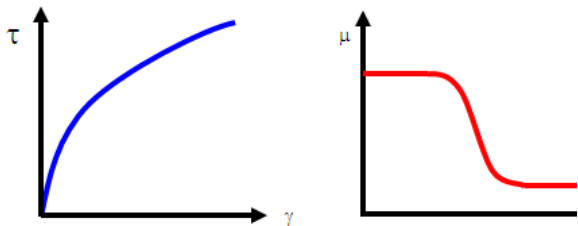


Fig: Curvas de fluidez y de viscosidad para un fluido pseudoplástico.

Fluidos tixotrópicos: Fluidos dependientes del tiempo de aplicación. Los fluidos tixotrópicos se caracterizan por un cambio de su estructura interna al aplicar un esfuerzo. Esto produce la rotura de las largas cadenas que forman sus moléculas. Dichos fluidos, una vez aplicado un estado de cizallamiento (esfuerzo cortante), sólo pueden recuperar su viscosidad inicial tras un tiempo de reposo. La viscosidad va disminuyendo al aplicar una fuerza y acto seguido vuelve a aumentar al cesar dicha fuerza debido a la reconstrucción de sus estructuras y al retraso que se produce para adaptarse al cambio. Aparece un fenómeno de *Histéresis*.

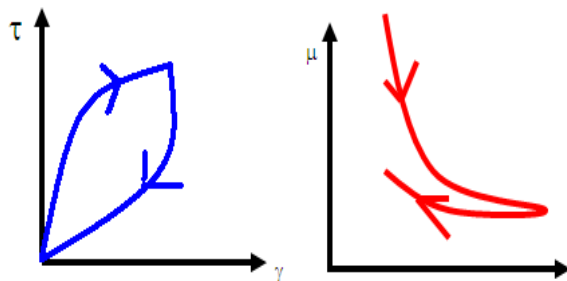


Fig: Curvas de fluidez y de viscosidad de un fluido tixotropía (hay histéresis)

Las razones de este comportamiento son diversas. Si se considera al fluido como un sistema disperso, se debe tener en cuenta que las partículas que hay en él poseen diferentes potenciales eléctricos y tienden a formar tres estructuras variadas dependiendo de cómo sea la fase dispersa.

Fluidos reopéticos: Fluidos dependientes del tiempo de aplicación. Los fluidos reopéticos, en cambio, se caracterizan por tener un comportamiento contrario a los tixotrópicos, es decir, que su viscosidad aumenta con el tiempo y con la velocidad de deformación aplicada y presentan una histéresis inversa a estos últimos. Esto es debido a que si se aplica una fuerza se produce una formación de enlaces intermoleculares conllevando un aumento de la viscosidad, mientras que si cesa ésta se produce una destrucción de los enlaces, dando lugar a una disminución de la viscosidad. Las curvas de fluidez y de viscosidad de los fluidos reopéticos se representan en la fig:

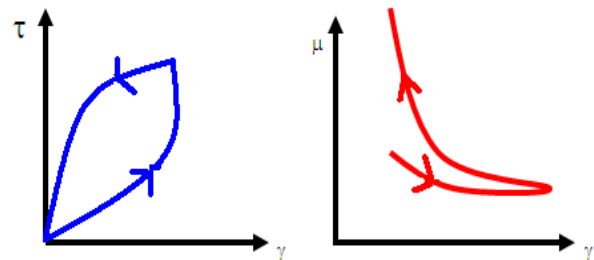


Fig: Curvas de comportamiento reopético (hay histéresis)

Existen pocos fluidos de este tipo. Algunos *ejemplos* son: el yeso (Fig) y la arcilla bentonítica, entre otros.

Fluidos viscoelásticos: Fluidos dependientes del tiempo de aplicación. Estos materiales se caracterizan por la presencia de una estructura tridimensional incompleta

que se destruye por aplicación de un esfuerzo y solo se recupera parcialmente cuando el esfuerzo es removido. Mientras más completa y resistente a la ruptura es la estructura, más pronunciada es su elasticidad, y mientras más fácil rompa su estructura, mayor es su comportamiento viscoso.

G

Gel: Un estado de suspensión coloidal en la que esfuerzos cortantes por debajo de un cierto valor finito no pueden producir una deformación permanente. El esfuerzo cortante mínimo que se produce una deformación. Se conoce como la resistencia al corte o gel. Se producen cuando las partículas dispersadas coloidales tienen una gran afinidad.

Gel, Fuerza. La capacidad o medida de la capacidad de un coloide para geles. La resistencia del gel es una unidad de presión generalmente se reportan en lb/100 pies Se trata de una medida de las fuerzas entre partículas mismo de un fluido por el punto de fluencia, excepto que la resistencia del gel se mide en condiciones estáticas, mientras que el punto de rendimiento se mide en condiciones dinámicas. Las medidas de fuerza son comunes gel inicial, La resistencia medida gel inicial de un fluido la lectura máxima tomada de un viscosímetro de lectura directa.

Gel plano. Una condición en la que la resistencia del gel no aumenta apreciablemente con el tiempo y es esencialmente igual a la resistencia del gel inicial. Lo contrario de gel progresivo.

M

Material sintético: La definición general de “*material sintético*” se refiere a que fue obtenido mediante síntesis química. Los aceites sintéticos empleados como base, en la integración de los fluidos de perforación, deben satisfacer dos criterios: El Aceite Sintético debe ser la base para un sistema con propiedades inhibitoras equivalentes a las de un fluido de emulsión inversa. Cumplimiento de Normas y Reglamentos Ambientales (locales, regionales, etc.,) respecto a la descarga de recortes al mar.

Modelos reológicos

Modelo Newtoniano

Un modelo reológico es una descripción de la relación entre el esfuerzo de corte (τ) que experimenta el fluido y la velocidad de corte (γ). Para un fluido Newtoniano, la relación del esfuerzo de corte a la tasa de corte es constante. Esta constante es la viscosidad (μ) del fluido. Así, la ecuación que describe la reología de un fluido Newtoniano se puede expresar como

$$\mu = \tau/\gamma,$$

donde:

μ =viscosidad, poise (dina-seg/cm²)

τ =esfuerzo de corte (fuerza/área), dinas/cm²

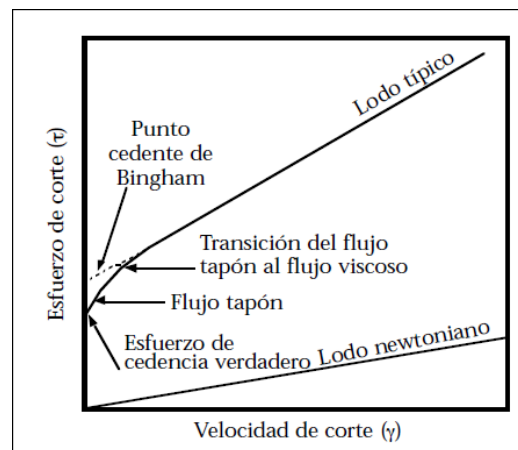
γ =tasa de corte, seg⁻¹

Todos los gases a temperatura y presión ambiente y los fluidos más sencillos (como el agua) presentan un comportamiento Newtoniano. Los fluidos que no siguen la ley de viscosidad de Newton se denominan no Newtonianos. El comportamiento de flujo de estos fluidos es mucho más complejo que el de los Newtonianos. Para estos fluidos, la viscosidad varía con la velocidad de corte. El término “viscosidad efectiva” (μ_e) se utiliza para diferenciar las mediciones de la viscosidad en fluidos no Newtonianos en

relación a los Newtonianos. La viscosidad efectiva siempre se mide o calcula a la tasa de corte que se corresponde con las condiciones de flujo existentes en el pozo o la tubería de perforación. Los fluidos de perforación presentan adelgazamiento por esfuerzo cortante cuando tienen una menor viscosidad a tasas de corte más altas que a tasas menores. Un tipo de fluido con adelgazamiento por esfuerzo cortante comenzará a fluir tan pronto como se aplique una fuerza o presión de corte. Una tasa de corte en aumento causa la disminución progresiva de la viscosidad. Este tipo de fluido se denomina "pseudoplástico". Otro tipo de fluido pseudoplástico no comenzará a fluir hasta que se aplique un esfuerzo de corte "umbral". Este esfuerzo se denomina "esfuerzo de cedencia".

Los modelos reológicos ayudan a predecir el comportamiento de los fluidos sobre una amplia escala de velocidades de corte. La mayoría de los fluidos de perforación son fluidos Pseudoplásticos no newtonianos. Los más importantes modelos reológicos aplicables a ellos son:

La Imagen ilustra perfiles reológicos típicos para fluidos plásticos tipo Bingham, fluidos de ley de la potencia, y fluidos newtonianos. Se incluye también un perfil reológico típico de fluido de perforación para demostrar que estos modelos reológicos no caracterizan muy bien a los fluidos de perforación no newtonianos. El modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia [MHB]) es el modelo más exacto para predecir el comportamiento reológico de los fluidos de perforación comunes.



Modelo de Herschel-Bulkley

Debido a que la mayoría de los fluidos de perforación presentan esfuerzo cortante, el modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia modificada [MHB]) describe el comportamiento reológico de los lodos de perforación con mayor exactitud que ningún otro modelo. El modelo MHB usa la siguiente ecuación para describir el comportamiento de un fluido:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n$$

Dónde:

τ es el esfuerzo de corte medido en lb/100 pies²

τ_0 es el punto cedente en lb/100 pies²

K es el índice de consistencia del fluido en cP ó lb/100 pies² seg

n es el índice de flujo del fluido

$\dot{\gamma}$ es la velocidad de corte en seg⁻¹

Los valores de K y n en el modelo MHB son calculados de manera diferente que sus contrapartes en el modelo de la ley de la potencia. El modelo MHB se reduce al modelo de Bingham cuando $n = 1$ y se reduce al modelo de la ley de la potencia cuando $k=0$. Una ventaja evidente que tiene el modelo MHB sobre el modelo de la ley de la potencia es que, de un conjunto de datos de entrada, se calcula un solo valor para n y un solo valor para K .

p

pH del lodo y alcalinidad: El potencial de hidrógeno (pH) en un lodo de perforación indica su acidez (pH entre 1 -7 en acidez decreciente) o alcalinidad relativa (pH entre 7 – 14 en alcalinidad creciente); Un pH de 7 es neutro. Los lodos casi siempre son alcalinos ya que el pH afecta la dispersabilidad de las arcillas, la solubilidad de varios productos y sustancias químicas, la corrosión de materiales de acero y las propiedades reológicas del lodo.

Propiedades coloidales: Es la propiedad que tienen los lodos de perforación para poder formar un enjarre impermeable en las paredes del pozo, esto sirve para poder proteger a las formaciones porosas. La formación del enjarre depende de la calidad de las arcillas empleadas y de las sales contenidas en el agua. No es posible poder medir las propiedades coloidales de un fluido de perforación, pero es posible medir un valor relativo y así prever el comportamiento y tener control de esta propiedad.

Punto de cedencia (Yp): Este punto representa una medida de las fuerzas electroquímicas o fuerzas de atracción que actúan en un fluido en determinadas condiciones de flujo. Estas fuerzas son el resultado de las cargas positivas y negativas ubicadas cerca de la superficie de las partículas. Este se calcula a partir de los datos del viscosímetro de lodos de la siguiente manera:

$$Y_p = 2 * \theta_{300} - \theta_{600} \text{ [lb / 100 ft}^2\text{]}$$

R

Regímenes de flujo: Hay tres tipos básicos de regímenes de flujo, laminar, turbulento y de transición. El flujo laminar tiene lugar entre bajas y moderadas velocidades de corte en que las capas de fluido pasan unas junto a otras en forma ordenada. Este movimiento es paralelo a las paredes del cauce a través del cual se mueve el fluido. La fricción entre el fluido y las paredes del canal es menor en este tipo de flujo. Los parámetros reológicos del lodo son importantes para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción en lodos de flujo laminar. El flujo turbulento se produce a altos índices de cizallamiento, cuando el fluido se mueve en forma caótica. En flujo turbulento las partículas son arrastradas por giros al azar y remolinos de corriente. La fricción entre el fluido y las paredes del canal es mayor para este tipo de flujo. Los parámetros reológicos no son de gran significación en el cálculo de las pérdidas de presión friccional para lodos en flujo turbulento. Tiene lugar flujo transicional cuando el flujo cambia de flujo laminar a flujo turbulento o viceversa. La velocidad crítica de un fluido es la velocidad particular a la cual el cambia de laminar a turbulento o viceversa.

Relación entre (K, N) Y (VP, PC)

En los fluidos de perforación a base de arcilla, tanto la viscosidad plástica como el punto cedente del lodo afectan el coeficiente "K". **Caso 1.** La viscosidad plástica ha aumentado hasta exceder la viscosidad de la "base" debido al aumento de los sólidos sin producir mucho cambio en el punto cedente. La curva de viscosidad es básicamente paralela a la curva de base, por lo tanto no se produce prácticamente ningún cambio en

“n”. La viscosidad global ha aumentado; por lo tanto, el valor de “K” es más alto. **Caso 2.** La viscosidad plástica ha disminuido debido a la remoción de los sólidos; el punto cedente también ha disminuido. Como en el Caso 1, la curva de viscosidad es básicamente paralela y no se produce prácticamente ningún cambio en “n”. “K” disminuye debido a la disminución de la viscosidad global. **Caso 3.** El punto cedente y la viscosidad plástica aumentaron debido a la contaminación y al aumento de los sólidos. La relación de PC a VP se ve muy afectada por la floculación resultante y el valor de “n”, la pendiente de la curva de viscosidad, ha disminuido. “K” aumenta según el cambio de la pendiente (“n”) y el aumento global de la viscosidad.

El boletín titulado “Práctica Recomendada para la Reología y la Hidráulica de los Fluidos de Perforación de Pozos de Petróleo” (Práctica 13D Recomendada por API, Tercera Edición, 1 de junio de 1995) recomienda dos conjuntos de ecuaciones reológicas, uno para dentro de la tubería (condiciones turbulentas) y otro para el espacio anular (condiciones laminares).

$$n_p = \frac{\log \left(\frac{\Theta_{600}}{\Theta_{300}} \right)}{\log \left(\frac{1.022}{511} \right)} = 3,32 \log \frac{\Theta_{600}}{\Theta_{300}}$$

$$K_p = \frac{5,11\Theta_{300}}{511^{n_p}} \text{ o } \frac{5,11\Theta_{600}}{1,022^{n_p}}$$

$$n_a = \frac{\log \left(\frac{\Theta_{100}}{\Theta_3} \right)}{\log \left(\frac{170,2}{5,11} \right)} = 0,657 \log \frac{\Theta_{100}}{\Theta_3}$$

$$K_a = \frac{5,11\Theta_{100}}{170,2^{n_a}} \text{ o } \frac{5,11\Theta_3}{5,11^{n_a}}$$

Reología: es ciencia que estudia la deformación y flujo de la materia. Analiza la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, además del impacto que

estas generan sobre las características de flujo dentro de tuberías y espacios anulares. En base a la Reología, los fluidos pueden clasificarse por el comportamiento entre la relación que presenta un fluido bajo la acción de un esfuerzo cortante y una velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo.

Resistencia gel (tixotropía): Es una capacidad de los fluidos de perforación para realizar una transformación isotérmica reversible a un estado gelatinoso que permite suspender los sólidos mientras el pozo se encuentra estático, previniendo que los materiales densificantes incluidos en los fluidos se asienten. La gelatinosidad que alcanza el fluido puede ser vuelta a un estado líquido mediante la aplicación de un esfuerzo de corte. El tiempo que tarda en formarse la gelatinosidad se conoce como rapidez gel y cuando alcanza su máxima gelatinosidad el esfuerzo que se aplica para desplazar el fluido se conoce como esfuerzo de gel.

S

Sales: Un flujo de agua salada puede ser mucho más perjudicial para las propiedades de flujo que la perforación dentro de sal de roca, porque las sales ya están solubilizadas y reaccionan más rápidamente con las arcillas. Cuando se produce algún flujo de agua salada, la densidad del lodo debe ser aumentada para controlar el flujo antes de que se pueda tomar el tiempo de acondicionar las propiedades del lodo. Los únicos sistemas sobre los cuales las sales disueltas no tienen casi ningún efecto son los sistemas de agua clara, las salmueras, los lodos base aceite y algunos sistemas de polímeros con bajo contenido de coloides. Los lodos a base de bentonita no son

afectados de diferentes maneras según el origen de la sal, ya sea el agua de preparación, agua salada, sal de roca o los flujos de agua salada. Los efectos iniciales son la alta viscosidad, altos esfuerzos de gel, un filtrado alto y un aumento importante del contenido de cloruros, acompañado por pequeños aumentos de la dureza en el filtrado del lodo. Se produce un intercambio catiónico entre la sal y las arcillas para expulsar el ion calcio de las partículas de arcilla, lo cual resulta en un aumento de la dureza. La detección de un aumento de cloruros no define el problema con suficiente precisión para determinar la mejor manera de tratar el lodo, ya que la prueba de cloruros no identifica el ion o los iones metálicos que están asociados con los cloruros.

Sólido de Hooke: Hooke descubrió, en 1660, la ley que lleva su nombre, es decir “la deformación es proporcional a la fuerza”. El sólido de Hooke es el sólido teórico en el que la deformación es proporcional a la fuerza que la produce. Carece de viscosidad y estructura y es isótropo. Su comportamiento reológico no se ve afectado por el tiempo y sigue la ecuación:

$$\sigma = G \cdot \gamma$$

Siendo: σ : esfuerzo cortante (Pa)

G : módulo de rigidez (Pa).

γ : deformación (%).

La fórmula nos dice que si se aplica una carga σ sobre un cuerpo sólido, éste va a sufrir una cierta deformación γ . El valor de dicha deformación se mantendrá hasta que cese el esfuerzo aplicado.

V

Viscosidad: Viscosidad es el término reológico más conocido. En un sentido más amplio, la viscosidad se puede definir como la resistencia al flujo de una sustancia cuando se le aplica a esta un esfuerzo cortante.

Viscosidad efectiva

La viscosidad efectiva (μ_e) o también llamada en ocasiones viscosidad aparente (V_a), se considera como la viscosidad que tiene el fluido bajo ciertas condiciones específicas de velocidad de corte, presión y temperatura. Esta se obtiene mediante la lectura de un viscosímetro de lodo a 300 [rpm] (θ_{300}) o por la lectura que indica el viscosímetro a 600 [rpm] (θ_{600}) dividiéndola por dos.

Viscosidad plástica: La viscosidad plástica se describe como la parte de resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica. Y esta es ocasionada principalmente por:

La concentración de sólidos.

El tamaño y la forma de los sólidos.

La viscosidad de la fase fluida.

La presencia de algunos polímeros de cadena larga.

Las relaciones aceite-agua o sintético-agua en los fluidos de emulsión inversa.

La viscosidad plástica (V_p) se calcula a partir de los datos del viscosímetro de lodo como:

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

W

WBM: La mayoría de los pozos se han perforado a base agua, esto es el resultado de la distribución, su bajo costo y en general por la naturaleza satisfactoria de los fluidos.

Estos incluyen una amplia variedad de composiciones químicas, las cuales facilitan la perforación de un pozo a un costo mínimo. Algunas veces debido a diversas condiciones es necesario adaptarlos a ser útiles disponiendo de agua de mar o solubles de formaciones salinas. El agua puede contener varias sustancias disueltas o en suspensión: sales, surfactantes, polímeros orgánicos, gotas de aceite dispersas, yeso, etc.

Los fluidos base agua son aquellos en los que su fase continua es al agua dulce, agua de mar o salmuera, y la fase discontinua puede ser aceite, formando así, lo que se conoce como una emulsión directa. También la fase discontinua puede ser aire formando un lodo aireado. Se clasifican por la resistencia a los tipos de contaminantes de la formación y a sus temperaturas, por ello, se va transformando en su formulación debido a la incorporación de gases, sal, arcillas, yeso, líquidos y sólidos propios de la formación o de aditivos químicos incorporados al fluido.

Bibliografía

- [1] E. van Oort, J. Lee, J. Friedheim, B. Toups, “New Flat-Rheology Synthetic-Based Mud for Improved Deepwater Drilling”, SPE 90987, September 2004.
- [2] Mario Zamora and David Power, “Making a Case for AADE Hydraulics and the Unified Rheological Model” AADE-02-DFWM-HO-13, 2002 in Houston, Texas.
- [3] Gregory A. Mullen, Per-Bjarte Tanche-Larsen, David E. Clark, Alan Giles, “The Pro’s and Con’s of Flat Rheology Drilling Fluids”, AADE-05-NTCE-28, Texas, April 5-7, 2005.
- [4] Zamora, M; Broussard, P. N., and Stephens, M. P.: “The Top 10 Mud-Related Concerns in Deepwater Drilling Operations”, SPE 59019, SPE, Mexico, Feb. 1-3, 2000.
- [5] Cortés Monroy I., “Asimilación para la Asistencia Tecnológica en Trabajos de Perforación, Terminación y Mantenimiento de Pozos en Aguas Profundas”, Proyecto D.00386
- [6] P A Bern, M Zamora, K S Slater, P J Hearn, “The Influence of Drilling Variables on Barite Sag” SPE 36670, Denver, 1996.
- [7] William Dye, W Gusler, Gregory Mullen “Correlation of Ultra-low Shear Rate Viscosity and Dynamic Barite Sag in Invert-Emulsion Drilling Fluids”, SPE 56636, Texas, 1999.
- [8] J.M. Davison, S. Clary, A. Saasen, M. Allouche, D. Bodin, V-A. Nguyen,” Rheology of Various Drilling Fluid Systems Under Deepwater Drilling Conditions and the Importance of Accurate Predictions of Downhole Fluid Hydraulics”, SPE 56632, Texas, 1999.
- [9] Juan Rojas, P. Berm, L Jacobson, Louis Romo, Bo Greene, Roger Irby, Neil Trotter, Billy Dye, Nitin Sharma, “ New Constant-Rheology Synthetic-Based Fluid Reduces Downhole Losses in Deepwater Environments” SPE 109586, California, 2007.
- [10] M. Nasiri and S. N. Ashrafizadeh, “Novel Equation for the Prediction of Rheological Parameters of Drilling Fluids in an Annulus”, Ind. Eng. Chem. Res. 2010, 49, 3374–3385
- [11] Tan Nguyen, “Predicting Dynamic Barite Sag in Oil Based Drilling Fluids”, The University of Tulsa, Drilling Research Projects, 2006, Tulsa-Oklahoma.
- [12] Terry Hemphill, “Low Shear Rate Rheology: Clarifying Muddied Waters”, AADE–02–DFWM-HO-14, 2002 in Houston, Texas.
- [13] P A Bern, M Zamora, K S Slater, P J Hearn, “The Influence of Drilling Variables on Barite Sag”, SPE 36670, Denver, 1996.
- [14] Wood, T. and Billon, B.: "Synthetics Reduce Trouble Time in Ultra-Deepwater Borehole," Offshore, March 1998, p.85.

Referencias

- [15] Lee, J., Friedheim, J., Toups, B. and van Oort, E.: "A New Approach to Deepwater Drilling Using SBM with Flat Rheology" paper AADE-04-DF-HO-37.
- [16] Morita, N., Fuh, G-F., Black, A.: "Theory of lost circulation pressure", SPE 20409 presented at the 65th Annual SPE Technical Conference, New Orleans, September 23-26, 1990.
- [17] Onyia, E.C. "Experimental data analysis of lost-circulation problems during drilling with oil-based mud", SPE Drilling & Completion, March 1994, p. 25-31.
- [18] Fuh, G-F, Morita, N., Boyd, P.A. and McGoffin, S.J. "A new approach to preventing lost circulation while drilling", paper SPE 24599 presented at the 67th Annual Technical Conference
- [19] van Oort, E., et al.: "Accessing Deep Reservoirs by Drilling Severely Depleted Formations", SPE 79861, SPE/IADC Drilling Conference , Amsterdam, The Netherlands, 19–21 Feb. 2003.
- [21] Bern. P. A., et al.: "Investigation of Barite 'Sag' in Weighted Drilling Fluids in Highly Deviated Wells", SPE 36670, SPE Annual Technical Conference, Denver, Oct 6-9, 1996.
- [22] Zamora, M. and Roy, S.: .The Top 10 Reasons to Rethink Hydraulics and Rheology,. IADC/SPE 62731, Asia Pacific Drilling Tech Conf, Malaysia, 11-13 Sept 2000.
- [23] White, W. W., Zamora, M. and Svoboda, "Downhole Measurements of Synthetic-Based Drilling Fluid in Offshore Well Quantify Dynamic Pressure and Temperature Distributions",. SPE 35057, SPE/IADC Annual Drilling Conf, New Orleans, 1996.
- [24] Zamora, M.: .Virtual Rheology and Hydraulics Improve Use of Oil and Synthetic-Based Muds,. Oil & Gas Journal (3 March 1997) 43-55.
- [25] Zamora, M., et al.: .Major Advancements in True Real- Time Hydraulics,. SPE 62960, Annual Tech Conf , Dallas, 1-4 Oct 2000.
- [26] Luo, Y. et al.: .Simple Charts to Determine Hole Cleaning Requirements,. IADC/SPE 27486, IADC/SPE Drilling Conf, Dallas, 15-18 Feb 1994.
- [27] Hemphill, T., Campos, W. and Pilehvari, A.: .Yield-Power Law Model More Accurately Predicts Mud Rheology,. Oil & Gas Journal, (23 Aug 1993) 45-50.
- [28] Reed, T. D. and Pilehvari, A. A.: .A New Model for Laminar, Transitional, and Turbulent Flow,. SPE 25456, Production Operations Symposium, Oklahoma, Mar 1993.
- [29] Zamora, M. and Bleier, R.: .Prediction of Drilling Mud Rheology Using a Simplified Herschel-Bulkley Model,ASME, Mexico City, 19-24 Sept 1976.
- [30] American Petroleum Institute: .Recommended Practice on the Rheology and Hydraulics of Oil-Well Drilling Fluids,. API Recommended Practice 13B-1, 2da ed., 1997.

[31] Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier 30 Corporate Drive, Suite 400, Burlington, MA 01803, USA Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, UK "DRILLING FLUIDS PROCESSING HANDBOOK"

[32] Baker Hughes INTEQ "Fluidos Manual de Ingeniería" 008902097S Rev. B Agosto de 1998

[33] BAROID, The Complete Fluids Company, "MANUAL DE FLUIDOS", Houston, USA 1997

[34] Energy API, MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACION "Procedimiento estándar para las pruebas de los fluidos de perforación". Instituto Americano del Petróleo, Texas, 2001.

Bibliografía del Simulador WELLPLAN

Hidráulica

Lubinski, A. et al. "Transient Pressure Surges Due to Pipe Movement in an Oil Well." *Revue de L'Institut Francais du Petrole*, May – June 1977.

White, F. M., *Fluid Mechanics*. McGraw Hill, Inc., 1979.

Wilkinson, W. L. *Non-Newtonian Fluids*. Pergamon Press, 1960.

Modelo Plástico de Bingham

Bourgoyne, A. T., Chenevert, M. E., Millheim, K. K., Young Jr., F. S. "Applied Drilling Engineering", SPE Textbook Series: Volume 2.

Coiled Tubing

McCann, R. C., and Islas, C. G. "Frictional Pressure Loss during Turbulent Flow in Coiled Tubing." *SPE* 36345.

Limpieza del Pozo

Clark, R. K., Bickham, K. L. "A Mechanistic Model for Cuttings Transport." SPE paper 28306 presented at the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September 25–28.

Luo, Yuejin and P. A. Bern, BP Research Centre; and D. B.Chambers, BP Exploration Co. Ltd. "Flow-Rate Predictions for Cleaning Deviated Wells." *IADC/SPE* 23884.

Luo, Yuejin, P. A. Bern, D. B.Chambers, BP Exploration. "Simple Charts to Determine Hole Cleaning Requirements in Deviated Wells." *IADC/SPE* 27486.

Peden, J. M., Heriot-Watt U., Yuejin Luo. "Settling Velocity of Various Shaped Particles in Drilling and Fracturing Fluids." *SPE/IADC* 16243.

Rabia, H. *Rig Hydraulics*. Entrac Software: Newcastle, England (1989): Chapter 5.

Modelo de Herschel-Bulkley

"The YPL Rheology Model." *BPA Research Note* PRN9303, 93085ART0027.

"Improved Hydraulic Models of Flow in Pipe and Annuli Using the YPL Rheology Model." *BPA Bluebook Report* F93-P-12, 93026ART0243.

Optimización del Pozo

Scott, K. F. "A New Approach to Drilling Hydraulics." *Petroleum Engineer*. September 1972.

Modelo de Ley de Potencias

Milheim, Keith K., Amoco Production Co.; Said Sahin Tulga, DRD Corp. "Simulation of the Wellbore Hydraulics While Drilling, Including the Effects of Fluid Influxes and Losses and Pipe Washouts." *SPE* 11057 (1982).

Schuh, F. *Engineering Essentials of Modern Drilling*. Energy Publications Division of HBJ.

Reología y efectos térmicos

Annis, M. R. *Journal of Petroleum Technology*, August 1967.

Chapman, A. J., *Heat Transfer*. McMillan Press. 1967.

Combs, G. D. and Whitmire, L. D. *Oil & Gas Journal*, 30 September 1968.

Dropkin, E. and Omerscales, S. "Heat transfer by Natural Convection by Fluid Confined by Parallel Plates." *ASME*, February 1965.

Hiller, K. H. *Journal of Petroleum Technology*, July 1963.

Sorelle, J. Ardiolin, Bukley. "Mathematical Field Model Predicts Downhole Density Changes in Static Drilling Fluids." *SPE* 11118.

Wilhite G. P. "Overall Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot water Injection Wells." *Journal of Petroleum Technology*, May 1967.

Surgencia y Suabeo

Burkhardt, J. A. "Wellbore Pressure Surges Produced in Pipe Movement." *Journal of Petroleum Technology*, June 1961.

Clark, E. H. Jr. "Bottom-Hole Pressure Surges While Running Pipe." *Petroleum Engineering*, January 1955.

Fontenot, J. E., Clark R. K. "An Improved Method for Calculating Swab and Surge Pressures and Circulating Pressures in a Drilling Well." *SPE* 4521 (1974).

Schuh, F. J. "Computer Makes Surge-Pressure Calculations Useful." *Oil & Gas Journal*, 3 August 1964.

Pérdida de presión en las juntas de las herramientas

Denison, E. B. "Pressure Losses Inside Tool Joints Can Alter Drilling Hydraulics." *Oil & Gas Journal*, 26 September 1977: 66.

Milheim, Keith, Amoco Production Co.; Tulga, Sahin, DRD Corporation, Tulsa, OK. "Simulation of the Wellbore Hydraulics While Drilling, Including the Effects of Fluid Influxes and Losses and Pipe Washouts." *SPE* 11057 (1982).

Control del pozo

Hage, J. I., Shell Research, Rijswijk; Surewaard, J. H. G., Shell Research Rijswijk; Vullingsh, P. J. J. "Application of Research in Kick Detection and Well Control." *SIPM* Paper presented at the IADC European Well Control Conference, Noordwijkerhout, June 2 – 4, 1992.

Rabia, H. *Fundamentals of Casing Design*. Graham and Trotman, 1987.

Estimacion del Volumen de influjo y gasto

Van Everdingen, A. F. and Hurst, W. "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs." *Trans. AIDE* 186, 305 – 324 (1949).

Dependencia de la Presión y Temperatura

Annis, Max R. "High Temperature Flow Properties of Water-Base Drilling Fluids." *J. Pet. Tech.*, August 1967.

Alderman, N. J., Gavignet, A., Guillot, D., and Maitland, G. C. "High Temperature, High Pressure Rheology of Water-Based Muds," *SPE* 18035, 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE., Houston, (1988 (187-196).

Combs, G. D., and Whitmire, L. D. "Capillary Viscometer Simulates Bottom Hole Conditions." *Oil and Gas Journal*, September 30, 1968 (108-113).

Houwen, O. H. and Geehan, T. "Rheology of Oil-Based Muds." *SPE*15416, 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, New Orleans (1986).

Uner, D., Ozgen, C., and Tosun, I. "Flow of a Power-Law Fluid in an Eccentric Annulus" *SPEDE*, September 1989 (269-272).

Johancsik, C. A., Friesen, D. B., and Dawson, R. "Torque and Drag in Directional Wells — Prediction and Measurement." *J. Pet. Tech.*, June 1984 (987-992).