

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Aplicación de nuevas tecnologías usando productos organofílicos para el fluido de perforación usado en pozos horizontales en el campo Auca.

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

Magister en Petróleos con Mención en Recobro por Inyección de Agua y Gas

Presentado por:

Ing. Carrión Proaño José Francisco

Ing. Zambrano Clavijo Tedys Eloy

GUAYAQUIL - ECUADOR

2023

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a mi amada esposa Alejandra, por todo el apoyo incondicional durante nuestra vida juntos. A mis queridos hijos Nicole y José Francisco por su comprensión y cariño. Y un agradecimiento especial a mis padres José Francisco y Martha quienes me inculcaron valores de honestidad, respeto, dedicación y perseverancia. Principios que me han guiado durante mi vida profesional y han sido el impulso para seguir cumpliendo mis metas impuestas.

José Francisco Carrión

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento a Schlumberger por permitir y facilitar el proceso de investigación para el desarrollo de este tema.

Además, un agradecimiento especial a los docentes MSc Kenny Escobar y MSc Danilo Arcentales por compartir con dedicación y paciencia sus enseñanzas y valiosos conocimientos.

Finalmente, un sincero agradecimiento al Ing. Angel Schettino por toda la colaboración y apoyo durante esta investigación.

José Francisco Carrión

DEDICATORIA

Dedico esta tesis en primer lugar, a Dios quien define los tiempos correctos y lugares exactos.

Y en especial a mi familia; mi esposa Diana Campuzano y mis hijos Kenisse, Mathias y Sophia por todo su apoyo durante el tiempo de la maestría, la empatía durante estos meses fue primordial para cumplir este objetivo tan anhelado.

A mi madre Mgtr. Norma Clavijo, por ser mi ejemplo en la preparación académica continua y a mi padre que me guía desde el cielo.

Tedys Zambrano

AGRADECIMIENTO

Agradezco a la empresa SLB por la oportunidad de realizar este trabajo investigativo con el uso de sus modernas instalaciones.

Al MSc. Danilo Arcentales y a todos los profesores por el apoyo constante en la elaboración y desarrollo de la maestría.

A mi amigo y compañero de tesis, el Ing Francisco Carrion quien con su experiencia y soporte técnico fue un pilar fundamental en elaboración del proyecto.

Y a nuestro tutor MSc. Angel Schettino por su incansable ayuda y colaboración en desarrollo de nuestra tesis.

Tedys Zambrano

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; José Francisco Carrión Proaño, Tedys Eloy Zambrano Clavijo y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

José Francisco
Carrión Proaño

Tedys Eloy Zambrano
Clavijo

EVALUADORES

.....
Nombre del Profesor

PROFESOR DE LA MATERIA

.....
Nombre del Profesor

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

La aplicación de químicos organofílicos en un fluido de reservorios es una estrategia utilizada para minimizar el daño de formación de los pozos y avanzar hacia una nueva generación de fluidos Drill-in. Estos fluidos son especialmente útiles en pozos horizontales y pozos con alta complejidad geológica. La metodología que se aplicó fue experimental basada en pruebas y análisis de laboratorio bajo la norma API RP 42, se preparó el fluido Drill-In, utilizando los productos organofílicos para determinar las concentraciones idóneas para cada arena del reservorio. Se seleccionó como universo el campo Auca bloque 64 de donde se obtuvieron 10 muestras que incluyó la selección de las combinaciones idóneas con sus porcentajes ideales para una correcta formulación del fluido de reservorio aplicado para un determinado reservorio. En cuanto a los resultados se concluyó que el fluido de perforación FLOTHRU se comporta igual a un fluido RDF convencional durante la perforación obteniendo condiciones estables de reología, filtrado y propiedades químicas. Está especialmente diseñado para pozos horizontales para esta aplicación se utilizó un 100% de carbonatos organofílicos conociendo que con un 30% la tecnología puede funcionar. El fluido de perforación FLOTHRU puede llevar un rompedor interno el cual se puede activar en caso de ser necesario y destruir el revoque formado. El revoque generado por el fluido de perforación FLOTHRU también puede ser destruido por ácidos inorgánicos como el ácido clorhídrico. Finalmente, el fluido de perforación FLOTHRU generó canales de producción al destruirse los carbonatos organofílicos en contacto con los hidrocarburos del reservorio.

Palabras clave: daño de formación, organofílicos, API RP 42, fluidos Drill-In, Flothru

ABSTRACT

The application of organophilic chemicals in a reservoir fluid is a strategy used to minimize well formation damage and move towards a new generation of drill-in fluids. These fluids are especially useful in horizontal wells and wells with high geological complexity. The methodology that was applied was experimental based on laboratory tests and analysis under the API RP 42 standard, the Drill-In fluid was prepared, using the organophilic products to determine the ideal concentrations for each sand in the reservoir. The Auca block 64 field was selected as the universe, from which 10 samples were obtained, which included the selection of the ideal combinations with their ideal percentages for a correct formulation of the reservoir fluid applied for a given reservoir. Regarding the results, it was concluded that the FLOTHRU drilling fluid behaves the same as a conventional RDF fluid during drilling, obtaining stable conditions of rheology, filtration and chemical properties. It is specially designed for horizontal wells. For this application, 100% organophilic carbonates were used, knowing that the technology can work with 30%. The FLOTHRU drilling fluid can have an internal breaker which can be activated if necessary and destroy the cake formed. The cake generated by FLOTHRU drilling fluid can also be destroyed by inorganic acids such as hydrochloric acid. Finally, the FLOTHRU drilling fluid generated production channels by destroying the organophilic carbonates in contact with the hydrocarbons of the reservoir.

Keywords: *Reservoir fluid, Drill-In fluids, Organophilic, API 13B, fluids Drill-In, Flothru.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS.....	V
SIMBOLOGÍA.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
CAPÍTULO 1.....	1
1. Introducción.....	1
1.1 Descripción del problema.....	1
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo General.....	3
1.3.2 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Marco teórico.....	4
1.4.1 Fluido de perforación	4
1.4.1 Productos organofílicos	4
1.4.2 El agua de retorno	5
1.4.3 Reducción del daño de formación.....	6
CAPÍTULO 2.....	8
2. Metodología.....	8
2.1 Universo y muestra.....	8
2.2 Instrumentos de compilación de información y datos.....	8
2.3 Proceso y análisis de la información	8
2.4 Prueba PPT	9

2.5	CILA-Tamaño de partícula	13
2.5.1	Procedimiento	13
2.6	<i>Prueba Standard Breaker Soak and Flowback</i>	14
2.7	<i>Prueba de compatibilidad</i>	22
CAPÍTULO 3.....		23
3.	INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO	23
3.1	Química de la roca	24
3.2	Daño de formación	25
3.2.1	FLOTHRU	26
3.2.2	Preparación del sistema	34
CAPÍTULO 4.....		36
4.	RESULTADOS	36
4.1	Prueba Flothru.....	36
4.2	Compatibilidad entre filtrado del fluido Flothru y crudo de los pozos Muestra #1 (Auca #1), Muestra #2 (Auca#2) + Prueba de retorno de flujo.....	37
4.2.1	Muestra.....	37
4.2.2	Compatibilidad	39
4.2.3	Retorno de flujo.....	41
4.2.4	Fluido de control y crudo.....	43
CAPÍTULO 5.....		44
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	44
5.1	Conclusiones.....	44
5.2	Recomendaciones.....	45
6.	Referencias	46
7.	ANEXOS	49

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
API	American Petroleum Institute
STD	Sólidos totales disueltos
HFC	Hidrofluorocarbonos
I+D	Investigación y Desarrollo
Vol	Volumen

SIMBOLOGÍA

Rpm	Revoluciones por Minuto
Ppm	Partes por Millón
Lpb	Libras por Barril
Temp	Temperatura
°F	Farenhei
°C	Centigrados
Bbl	Barriles
PSI	Pounds per Square Inch.
In	Pulgadas
Ft	Pies

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Proceso para prueba compatibilidad (Norma API RP42-Anexo)	22
Figura 3-1: Poros de filtración (Schlumberger Private, 2022)	26
Figura 3-2: Requiere alta presión cuando se debe levantar la torta de filtración de la cara de arena para iniciar el flujo. (Schlumberger Private, 2022)	27
Figura 3-3: Los pequeños orificios en la torta de filtración requieren menos presión para iniciar el flujo oros de filtración (Schlumberger Private, 2022)	27
Figura 3-4: FLOTHRU: las hebras verdes simbolizan THRUTROL y las motas blancas representan THRUCARB (Schlumberger Private, 2022)	28
Figura 3-5: Permeabilidad de retorno y presión de inicio de flujo	28
Figura 3-6: Reticulación de glutaraldehído de un sistema FLOPRO NT con KLA-STOP (Schlumberger Private, 2022)	34
Figura 3-7: Preparación del sistema (Schlumberger Private, 2022)	35
Figura 4-1: Cake inicial y después del Flow back (Autores, 2023)	37
Figura 4-2: Filtrado vs crudo muestra Auca#1 UI (Autores, 2023)	39
Figura 4-3: Filtrado vs crudo muestra Auca #2 UI+TI (Autores, 2023)	40
Figura 4-4: Fluido de control y crudo (Autores, 2023)	43

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Procedimiento uso equipo PPT TEST (M-I SWACO Drilling Solutions/Ecuador)	13
Tabla 3-1: Formulaci3n t3pica de FLOT-RHU (Schlumberger Private, 2022)	30
Tabla 3-2: Viscosificadores	30
Tabla 3-3: Aditivos	31
Tabla 3-4: Materiales de puenteo (Schlumberger Private, 2022)	31
Tabla 3-5: Buffer (Schlumberger Private, 2022)	32
Tabla 3-6: Aditivos extensor t3rmico (Schlumberger Private, 2022)	32
Tabla 3-7: Aditivo inhibidor de arcilla (Schlumberger Private, 2022)	33
Tabla 3-8: Aditivo antiespumante (Schlumberger Private, 2022)	33
Tabla 3-9: Aditivo biocida (Schlumberger Private, 2022)	34
Tabla 4-1: Formulaci3n del fluido (Autores, 2023)	36
Tabla 4-2: Propiedades de Lodo (Autores, 2023)	36
Tabla 4-3: Flow back (Autores, 2023)	37
Tabla 4-4: Cake formado (Autores, 2023)	37
Tabla 4-5: Muestras del fluido (Autores, 2023)	37
Tabla 4-6: Formulaciones (Autores, 2023)	38
Tabla 4-7: Formulaci3n del fluido de control (Autores, 2023)	38
Tabla 4-8: Caracterizaci3n simple (Autores, 2023)	39
Tabla 4-9: Caracter3sticas (Autores, 2023)	39
Tabla 4-10: Caracter3sticas (Autores, 2023)	40
Tabla 4-11: Formulaci3n #1 (Autores, 2023)	41
Tabla 4-12: Formulaci3n #2 (Autores, 2023)	41
Tabla 4-13: FORMULACI3N # 3 (SIN BREAKER) (Autores, 2023)	41
Tabla 4-14: FORMULACI3N # 3 (CON BREAKER) (Autores, 2023)	42
Tabla 4-15: FORMULACI3N # 4 (CON BREAKER) (Autores, 2023)	42
Tabla 4-16: Caracter3sticas del fluido (Autores, 2023)	43

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción del problema

El campo Auca fue descubierto por el consorcio CEPE-Texaco con la perforación del pozo Auca 1, que se inició el 16 de febrero y fue completado el 30 de marzo de 1970 y se incorporó a la producción nacional en 1975. La explotación de los yacimientos comenzó en abril de 1974 con 9 pozos. En la actualidad cuenta con pozos maduros cuyos principales reservorios productores son: Arenisca U Inferior y Arenisca T inferior de la Formación Napo, las cuales están constituidas por arenas consolidadas, pero ya depletadas. (Gallardo Perez M., 2012)

El principal problema del campo es el no alcanzar las producciones estimadas en los pozos horizontales por posibles bloqueos en hoyo abierto por carbonatos que no alcanzaron a ser destruidos por un rompedor tradicional (agentes quelantes y enzimas). Estos rompedores tradicionales actúan directamente en el cake o costra que se genera en la cara de la arena, al tener una disminución de la producción esperada en los pozos horizontales. Estos problemas pueden ser relacionados a la remoción del revoque y también a la formación de emulsiones y micro emulsiones, así como incompatibilidades que dañarán el reservorio. (Schlumberger, 2014)

Los pozos horizontales del consorcio Shaya del Ecuador están caracterizados por perforar en arenas de buena prospección. Al utilizar un sistema tradicional de fluidos de perforación de reservorios, queda la incertidumbre si el cake fue destruido en su totalidad. Por tal razón, nace la necesidad de implementar un nuevo fluido de perforación con productos organofílicos (carbonatos y polímeros) que crean surcos de producción al tener contacto con el crudo y en caso de necesitar remover el cake tiene un rompedor incorporado el cual se activa con el cambio de pH. (Schlumberger, 2021)

El principal problema para resolver es la eficiencia para formar una correcta distribución granulométrica acorde a la garganta poral de la arena perforada debido en gran parte a el tamaño y la calidad de los carbonatos usados en el fluido de perforación, esta problemática se va a satisfacer de la siguiente manera:

1. Se seleccionan los carbonatos basados en los análisis de distribución granulométrica obtenidos mediante el uso del software especializado llamado Optibridge, con el cual se determinó la distribución granulométrica considerando tamaño y concentración de los diferentes carbonatos organofílicos para obtener un sello ideal en la cara de la arena partiendo de la información petrofísica de la arena como son permeabilidad y porosidad.
2. Las pruebas comprobatorias de laboratorio (Retorno de flujo, Prueba de taponamiento de permeabilidad, Prueba de análisis de partículas) permitirán poder identificar las concentraciones más adecuadas de estos carbonatos y polímeros organofílicos de nuevas tecnologías, para los pozos horizontales a perforar con el Consorcio Shaya Ecuador.
3. Se analizarán los resultados obtenidos de pruebas de laboratorio y a partir de ahí se determinarán que concentraciones son idóneas para utilizar en los diferentes reservorios del campo Shaya

1.2 Justificación del problema

La aplicación de nuevas tecnologías en la formulación de fluidos de reservorios brinda una alternativa nueva y diferente para mejorar las condiciones productivas de los pozos y a su vez la vida del reservorio del campo.

Una de las posibles causas para no obtener la producción deseada es la incorrecta distribución granulométrica y por ende un deficiente sello en la cara de la arena al tener una mala distribución granulométrica se puede obtener una sobrecarga de carbonatos en la cara de la arena lo que disminuye la eficiencia de los rompedores tradicionales quedando rastro de revoque lo cual disminuye le la producción del pozo

Otra de las causas es la incompatibilidad de los fluidos de reservorios en interacción con la formación que a su vez se ve reflejado en el daño de formación traducido en la disminución de producción. Por tal razón es fundamental realizar diferentes tipos de pruebas de laboratorio con la finalidad de poder determinar concentraciones idóneas para la formulación correcta del que interactuara con el reservorio objetivo de cada pozo a intervenir.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Diseñar un sistema de fluido de perforación para la zona reservorio en pozos horizontales utilizando carbonatos y polímeros organofílicos categorizados como nuevas tecnologías con la finalidad de disminuir el daño de formación y maximizar la producción.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Probar las distribuciones granulométricas de carbonatos y polímeros organofílicos determinados por el software OPTIBRIDGE para la evaluación de su eficiencia en sello y compatibilidad con los reservorios del campo Shaya.
2. Diseñar formulaciones en laboratorio para la obtención de un sello efectivo con productos organofílicos el cual generara canales de producción en la arena productora del pozo horizontal en el campo Shaya.
3. Comprobar la eficiencia de los fluidos de perforación para la zona de reservorio con una completación en hoyo abierto mediante pruebas de PPT, PSD y retorno de flujo para aplicación en los pozos horizontales.
4. Implementar un rompedor interno en el fluido de perforación en el caso de ser necesario destruir el revoque se active el rompedor interno el cual ayude a la destrucción del revoque dejando libre la arena para producción.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Fluido de perforación

Un fluido de perforación, también conocido como lodo de perforación, es un líquido especializado utilizado en la perforación de pozos de petróleo y gas, así como en la perforación de pozos de agua (Aguirre et al., 2023). Este fluido desempeña varias funciones esenciales durante el proceso de perforación:

- **Enfriamiento y lubricación:** El fluido de perforación ayuda a enfriar y lubricar la broca de perforación y otras herramientas que entran en contacto con la formación geológica. Esto es crucial para prevenir el desgaste prematuro de las herramientas y para mantener la eficiencia del proceso.
- **Transporte de recortes:** A medida que la broca perfora la roca, se generan pequeñas partículas llamadas recortes. El fluido de perforación transporta estos recortes desde el fondo del pozo hasta la superficie, evitando que se acumulen y obstruyan el agujero de perforación.
- **Control de presión:** El fluido de perforación ayuda a controlar la presión en el pozo al equilibrar la presión de la formación geológica. Esto es crucial para prevenir la entrada no controlada de fluidos desde la formación hacia el pozo, lo que podría resultar en problemas como desbordamientos no deseados.
- **Estabilización de la formación:** Al formar una película sobre las paredes del pozo, el fluido de perforación ayuda a estabilizar las formaciones geológicas, evitando que se derrumben o colapsen en el agujero de perforación.

1.4.1 Productos organofílicos

Los productos organofílicos son compuestos químicos que tienen afinidad por las sustancias orgánicas. Se utilizan para mejorar la eficiencia y la estabilidad del fluido al interactuar específicamente con componentes orgánicos presentes en la formación o en el propio fluido. González (2020) argumentan algunos ejemplos de productos organofílicos que a menudo se utilizan son:

Emulsionantes orgánicos: Ayudan a mantener la estabilidad de la emulsión, mejorando la capacidad del fluido para interactuar con componentes orgánicos en la formación.

Inhibidores de arcilla orgánicos: Se utilizan para prevenir la hinchazón y dispersión de las arcillas presentes en la formación geológica. Al interactuar con las arcillas, estos inhibidores pueden evitar que se hinchen y bloqueen los poros, lo que contribuye a mantener la estabilidad de la formación y reducir el daño al pozo.

Dispersantes orgánicos: Ayudan a dispersar partículas sólidas, como el barro o los recortes de perforación, en el fluido. Al dispersar estas partículas, los dispersantes orgánicos contribuyen a mantener la viscosidad y la estabilidad del fluido, mejorando la eficiencia de la perforación.

Tensoactivos orgánicos: Son compuestos que afectan la tensión superficial de los líquidos y pueden mejorar la mojabilidad de las superficies sólidas en la formación. Al reducir la tensión superficial, los tensoactivos orgánicos facilitan la penetración del fluido en la formación, mejorando la eficiencia de la perforación y reduciendo el daño a la formación.

1.4.2 El agua de retorno

El agua de retorno, también conocida como “*flowback*” en inglés, se refiere al agua que regresa a la superficie de un pozo después de la fracturación hidráulica (*fracking*). La fracturación hidráulica es un proceso utilizado en la industria del petróleo y el gas para aumentar la extracción de hidrocarburos de yacimientos subterráneos (Usuriaga, 2019).

Durante la fracturación hidráulica, se inyecta agua, arena y productos químicos a alta presión en la formación rocosa para crear fracturas que permitan la liberación del gas o petróleo. El agua utilizada en este proceso, junto con el agua natural del subsuelo y los fluidos que se liberan de la formación, es recuperada y se denomina “agua de retorno” o “*flowback*”. Características clave del agua de retorno:

Composición química variada: El agua de retorno puede contener una variedad de componentes, como productos químicos de fracturación, minerales disueltos, hidrocarburos y otros contaminantes que se liberan de la formación.

Necesidad de tratamiento: Debido a su composición, el agua de retorno generalmente requiere tratamiento antes de su manejo o disposición final para eliminar impurezas y cumplir con estándares ambientales.

Gestión ambiental: El manejo adecuado del agua de retorno es esencial para minimizar los impactos ambientales. Este proceso está sujeto a regulaciones ambientales para garantizar su tratamiento y disposición seguros y responsables.

Posible recuperación de productos químicos: En algunos casos, se busca la recuperación y reciclaje de productos químicos presentes en el agua de retorno para reducir costos y minimizar la generación de desechos.

La gestión del agua de retorno es un aspecto crítico en la industria del petróleo y el gas, y las prácticas asociadas con su tratamiento y disposición están sujetas a regulaciones estrictas para garantizar la protección ambiental.

1.4.3 Reducción del daño de formación

La reducción del daño de formación es un aspecto clave en la perforación de pozos de petróleo y gas, y se utilizan varias tecnologías, incluyendo anti emulsionantes y reductores de tensión superficial, para abordar este problema.

Estos compuestos ayudan a minimizar la interacción entre los fluidos de perforación y la formación geológica, reduciendo así el daño a la productividad del pozo (Villada, 2019). A continuación, se describen brevemente estos componentes y su papel en la reducción del daño de formación:

1.4.3.1 *Anti emulsionantes*

Son agentes químicos diseñados para romper y prevenir la formación de emulsiones, que son mezclas estables de agua y aceite que pueden dificultar la separación de los fluidos de perforación de la formación. Al romper las emulsiones, ayudan a liberar el agua retenida en el sistema de perforación, lo que puede mejorar la movilidad de los fluidos y reducir la obstrucción de los poros en la formación (Usuriaga, 2019).

1.4.3.2 *Reductores de Tensión Superficial*

Son compuestos que reducen la energía superficial y mejoran la mojabilidad de las partículas sólidas en la formación. Al reducir la tensión superficial, estos reductores ayudan a que los fluidos de perforación entren más fácilmente en la formación, mejorando así la eficiencia de la perforación y reduciendo el daño a la formación (Chique, 2020).

Ambos tipos de aditivos, cuando se utilizan correctamente, pueden contribuir significativamente a minimizar el daño de formación y mejorar la productividad del pozo. Estas tecnologías a menudo son parte de formulaciones avanzadas de fluidos de perforación que buscan optimizar diversas propiedades y minimizar los impactos negativos en la formación geológica. Es importante tener en cuenta que la elección y aplicación de estos aditivos dependen de las características específicas del yacimiento y de las condiciones de perforación.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

El presente proyecto es del tipo descriptivo y de análisis cuantitativo experimental debido a que se realizó pruebas de laboratorio en a la empresa Schlumberger aplicando la norma API 13B (2017).

Se realizó ensayos con el equipo de alta tecnología PSD (Prueba de análisis de distribución de partículas), en el cual evidenció el tamaño granulométrico requerido de los carbonatos para poder cumplir con el diseño de garganta poral de las arenas productoras objetivo en campos del oriente ecuatoriano.

2.1 Universo y muestra

El universo seleccionado consigue el campo Auca bloque 64. Se va a realizar 10 muestras que incluye la selección de las combinaciones idóneas con sus porcentajes ideales para una correcta formulación del fluido de reservorio aplicado para un determinado reservorio.

2.2 Instrumentos de compilación de información y datos

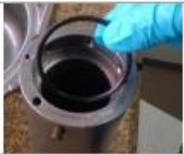
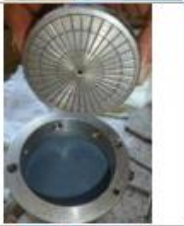
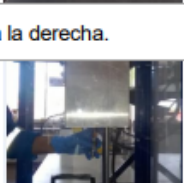
Se recopiló información mediante el uso de manuales técnicos, procedimientos detallados, fuentes académicas y primarias, así como informes de perforación (Recaps) del campo Auca y Open Well. Se consultó la norma API RP 13B-1 (2017) así como, se utilizó información suministrada por la empresa Schlumberger.

2.3 Proceso y análisis de la información

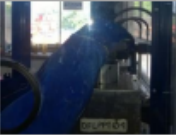
Mediante la adquisición de información y datos técnicos además de bibliografía de fluidos Drill-In se procedió a evaluar la formulación de un fluido mediante las propiedades conseguidas para considerar su comportamiento en los reservorios productores.

2.4 Prueba PPT

Steps		
 Asegurarse de usar el EPP adecuado: Overol, botas de seguridad, gafas de protección y guantes térmicos.		
1	Precalentar la chaqueta hasta una temperatura de 150°F.	
2	Sumergir la cerámica en agua durante diez minutos.	
3	Verificar que todos los o-rings se encuentren en buen estado.	
4	Colocar el o-ring en la parte inferior de la chaqueta antes de colocar la tapa con malla.	
5	Colocar la grasa (Dowcoming) alrededor del o-ring.	
6	La primera tapa que se coloca es la tapa con malla que debe tener un o-ring con grasa y va ubicada en el extremo con menor distancia.	
7	Asegurar con los prisioneros y ajustarlos en forma de cruz.	
8	Una vez ajustada la tapa girar la celda.	
9	Colocar los o-ring en el pistón y engrasarlos con la grasa Dowcoming.	
10	Verificar la temperatura de la chaqueta 150°F.	
11	Con la "T" empujar el pistón hacia el fondo y regresarlo a superficie para asegurarse que contenga la cantidad necesaria de grasa	

	Si no se desliza fácilmente añadir mayor cantidad de grasa y repetir la operación cuantas veces sea necesario tomar en cuenta que el pistón debe quedar en el fondo de la celda.	
12	Colocar el o'ring con grasa dentro la chaqueta	
13	Colocar el lodo y posteriormente la cerámica.	
14	Colocar la tapa ranurada en el tope de la celda, asegurar en cruz.	
15	Enroscar la válvula superior para introducir con facilidad la celda en la chaqueta.	
16	Mantener cerrada la válvula hasta terminar el ensamble.	
17	Colocar un termómetro en la celda y esperar que llegue a 150°F.	
	Nota: La válvula SUPERIOR cierra a la izquierda y abre a la derecha.	
18	Colocar la válvula que tiene salida para la bomba hidráulica inferior y enroscarla.	
19	Cerrar válvula inferior (derecha) y acoplar la bomba hidráulica.	
20	En la parte superior de la celda colocar el receptor de filtrado y asegurarlo con un pin.	
21	Colocar el regulador de presión superior sobre el receptor de filtrado y asegurarlo con un pin.	

22	Abrir la válvula superior de la celda ¼ de vuelta y suministrar 200 PSI de presión.	
23	Abrir la válvula inferior la celda ¼ de vuelta y suministrar 1200 PSI de presión con la bomba hidráulica.	
24	Mientras se suministra la presión de la bomba chequear la presión de la parte superior debe mantenerse en 200PSI. (máximo 300 PSI)	
25	Luego de un minuto de generar la contrapresión abrir la válvula del recolector de filtrado y obtener el spurt loss.	
26	Tomar los filtrados en tiempo acumulativo de la siguiente manera: 2.5, 7.5, 15, 25 y 30 minutos, en cada recolección de filtrado estar pendiente de que las presiones se mantengan.	
	Generalmente la presión en el sistema disminuye. Es necesario mantenerla en 1200 psi, operando la bomba hidráulica.	
PROCEDIMIENTO DE DESFOGUE		
27	Una vez finalizada la prueba, desconectar la chaqueta calefactora.	
28	Abrir la válvula de la bomba hidráulica.	
29	Observar y asegurarse que la presión del manómetro de la bomba hidráulica baje hasta cero y cerrar la válvula inferior de la celda	
30	Descomprimir el regulador de presión (superior) girando en sentido contrario de las agujas de reloj.	
31	Abrir la válvula de desfogue de presión hasta observar que el manómetro de presión se encuentre en cero y también abrir la válvula del desfogue del receptor de filtrado	
32	Cerrar la válvula superior de la celda y proceder a desmontar el regulador superior.	
33	Retirar el receptor de filtrado.	
34	Retirar el acople de la bomba hidráulica.	

35	Desenroscar la válvula inferior (vástago inferior).	
36	Abrir la válvula superior de la celda para asegurar que toda la presión sea liberada esperar por 5 minutos	
37	Cerrar la válvula superior de la celda y con mucho cuidado, utilizando guantes para altas temperatura retirar la celda con el vástago superior cerrado.	
38	Dejar que agua fría caiga en la celda para ir enfriando la celda.	
39	Con mucho cuidado ir desfogando la presión que se acumula en la celda mediante la manipulación de la válvula superior. Repetir el paso anterior las veces que sean necesarias hasta asegurarse que ya no hay presión en la celda.	
	No colocarse frente al vástago.	
	Aplicar las técnicas 5X5 utilizando la herramienta adecuada (llave de pico) para no tener contacto directo con la válvula de desfogue.	
	Despejar el área.	

40	Una vez que ya se encuentra fría la celda, retirar el vástago completamente y darle la vuelta a la celda para retirar los prisioneros de la parte inferior, retirarlos de uno en uno completamente y si el último prisionero se pone duro o quiere salirse la tapa, quiere decir que todavía hay presión.	
41	Colocar la celda horizontalmente y que quede sumergida en el lavabo lleno de agua y una vez sumergido retirar el prisionero con mucho cuidado porque la tapa saldrá con poca presión hacia las paredes del lavabo.	
	No colocar la mano sobre la tapa que tiene presión ya que puede ser expulsada con mucha fuerza, incluso puede salir también el pistón interno.	
42	Vaciar el lodo que se tiene en la celda.	
43	Colocar la celda en posición vertical para retirar los prisioneros de la tapa superior, retirar la tapa con la ayuda del vástago y dejar que la cerámica caiga sobre su mano.	
44	Limpiar completamente el equipo, sacar los o-rings y limpiarlos completamente.	
45	Asegurarse de guardar todas las partes y piezas del equipo PPT en el case.	

Tabla 2-1: Procedimiento uso equipo PPT TEST (M-I SWACO Drilling Solutions/Ecuador)

2.5 CILA-Tamaño de partícula

2.5.1 Procedimiento

- El proceso se adapta al proceso descrito en CILAS 940 o CILAS 920
- Para el Horiba se sigue el procedimiento acorde con los parámetros en el Desk top

2.6 Prueba Standard Breaker Soak and Flowback

Equipo

1	Reservoir Drill-In Fluid (to produce filter cake)
2	Modified HTHP Apparatus (Cell, Heater Jacket, Pressure Regulators)
3	Valve Stems
4	Grub Screws
5	O-Rings
6	Thermometer
7	Aloxite Media
8	25 ml Graduated Cylinder
9	¼" Open Ended Wrench
10	Allen Wrench
11	Digital Camera
12	NTU Meter
13	Iodine
14	10% HCl
15	Stand
16	300 ml Beaker (tall version)
17	250 ml Graduated Cylinder
18	Spatula
19	Flowback Stems
20	Stopwatch
21	Flowback Tank
22	Flowback Fluid – Mineral Oil (Producers) or Water (Injectors)
23	Pressure Relief Valve



Equipo Standard Breaker Soak and Flowback

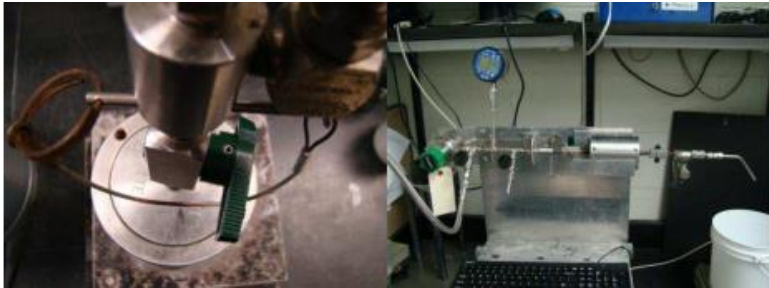
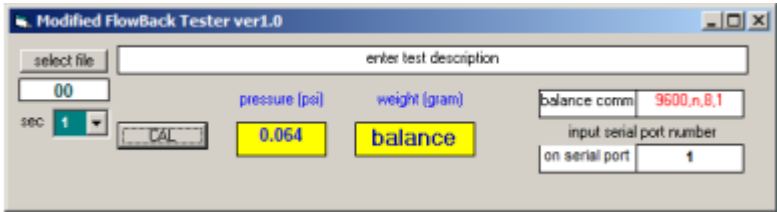
Calibración

- 1 Seleccione los discos de aloxite del tamaño adecuado para realizar las pruebas. Sature con vacío los discos en el fluido de retorno siguiendo los procedimientos de preparación del disco. Para los productores de CDR a base de aceite/sintéticos y tortas de filtración a base de agua que responden a hidrocarburos (es decir, sistemas FLOTHRU y VES), utilice aceite mineral. Para todos los demás sistemas RDF a base de agua y pozos inyectoros, utilice agua. Si no dispone de un aparato de saturación de vacío, remoje el disco durante al menos 24 horas.

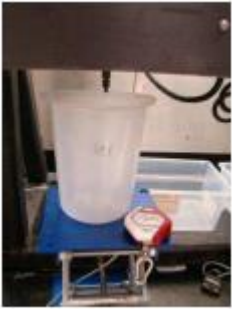
RDF Type	Examples	Flowback Fluid (Injector)	Flowback Fluid (Producer)
Oil/Synthetic-Based	VERSAPRO FAZEPRO PRIMOFAZE	Water	Mineral Oil
Water-Based	FLOTHRU EMS-6120	-	Mineral Oil
Water-Based	FLOPRO NT DIPRO	Water	Water

Fluidos de retorno por sistema RDF y tipo de pozo

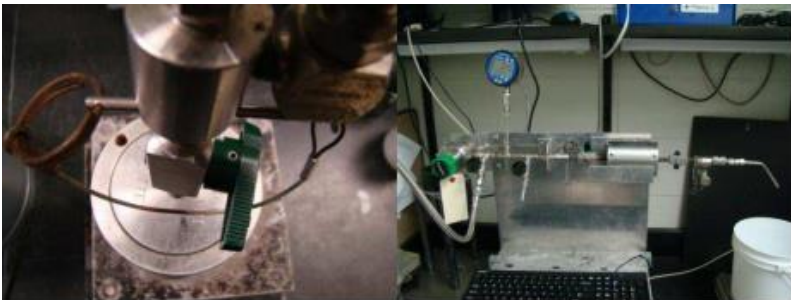
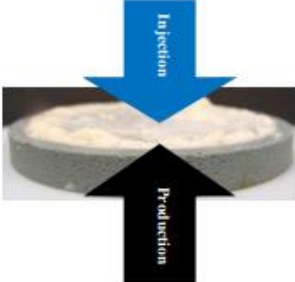
- 2 Montar una celda HPHT modificada con vástagos de flujo de retorno en las tapas de los extremos. Coloque el disco de aloxite en el modificado. Celda HPHT. Si la prueba

	incluye un paquete/criba de grava, incluya la grava y la criba. Consulte las instrucciones en sección 1.6. Llene la celda completamente con líquido de retorno y ciérrela. Una pequeña cantidad de líquido de retorno saldrá del vástago de retorno de flujo superior abierto si la celda está llena. Coloque el conjunto en el soporte con el disco arriba. Para prueba de producción o en la parte inferior para prueba de inyección. 
3	Seleccione el tanque de retorno apropiado (aceite o agua). Llene el recipiente del depósito con el líquido adecuado y colóquelo en el tanque. Asegure la tapa al tanque y conecte el suministro de aire. 
4	Conecte el tanque a la celda HPHT modificada, asegurando la manguera al vástago de retorno usando un pasador Cox. Verificar que todas las válvulas estén cerradas. Para el probador manual, la celda se monta verticalmente sobre un soporte. Para el probador automatizado, la celda se monta horizontalmente con la manguera conectada al manómetro digital y la celda conectada a la entrada. Se adjunta un vástago en la salida por donde el líquido sale a un recipiente que se encuentra sobre la balanza digital 
5	Para el probador manual, presurice el tanque a 5 psi. (5 psi es un estándar arbitrario para permitir/facilitar la comparación con otros datos de prueba. La presión no debe exceder los 10 psi). Para el probador automatizado, conecte el tanque, pero no aplique presión. Utilice la computadora adyacente y ejecute el programa "Probador de flujo de retorno modificado". Se abrirá una ventana con la configuración predeterminada. Cambiar la configuración del puerto serie a 4. El menú desplegable "seg" debe configurarse en 1. Ingrese una descripción de la prueba en el cuadro. 
6	Comience a abrir las válvulas, comenzando desde el extremo más cercano al tanque y avanzando hacia la celda. Purgar el aire de la línea usando la válvula de purga más cercana a la celda HPHT. Mantenga cerrada la válvula inferior/extremo
7	<i>Probador manual:</i>

	Coloque el vaso de vidrio de 300 ml debajo de la válvula inferior. Simultáneamente abra la válvula y ponga en marcha el cronómetro, dejando pasar el líquido hasta que haya aproximadamente 200 ml de líquido en el vaso de precipitados de 300 ml. Simultáneamente pare el reloj y cierre la válvula. Registre esto como tiempo de referencia. <i>Probador automatizado:</i> Abra la válvula. Aumente gradualmente la presión hasta que se observen las primeras gotas de líquido goteando en el recipiente en la báscula. Haga clic en "recoger". El cronómetro comenzará. Aumente la presión a 1 psi. Una vez que los datos son recolectados a 1 psi durante al menos 60 segundos, aumente la presión a 2 psi y repita. Continúe haciendo esto durante 3, 4 y 5 psi. Estas son presiones de referencia comunes. Ocasionalmente, las pruebas pueden incluir lecturas de hasta 7 psi. Continúe con el paso 10.
8	Transfiera el líquido del vaso al cilindro graduado. Registre el volumen en el cilindro graduado como un volumen de referencia.
9	Repita los pasos 7 y 8 una segunda y tercera vez.
10	Cierre el vástago de flujo de retorno encima de la celda HPHT modificada. Purgue la presión en el tanque. Volver a cerrar todas las válvulas. Confirme que el tanque esté libre de presión antes de abrirlo. 
Operación	
1	Utilice los discos saturados de vacío del procedimiento de calibración para cada torta de filtración requerida. producir el número adecuado de tortas de filtración para realizar pruebas utilizando una única mezcla de laboratorio de fluido de perforación del yacimiento. Registro valores de pérdida de fluido. El tiempo estándar de la torta de filtración es de 4 horas, aunque bajo pedido el tiempo de la torta de filtración puede ser mayor modificado.
2	Deje que las células HPHT se enfríen y purguen la presión de acuerdo con el procedimiento HPHT modificado y usando Work Instrucción 100-13. Prepare soluciones rompedoras según el procedimiento. Registre el pH, la densidad y la turbidez (NTU) de la solución rompedora. Verifique si hay precipitaciones u otros signos de incompatibilidad en la mezcla del triturador.
3	Decantar el líquido de las células. Fotografíe la torta de filtración en las celdas. 
4	Coloque una espátula sobre la abertura de la celda y vierta el volumen de la solución rompedora en la celda (consulte la tabla 2). la espátula minimizará la alteración del revoque del filtro. Para celdas estándar, se debe usar menos volumen para garantizar que haya espacio de cabeza apropiado entre la base de la celda y la tapa.

	 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Completion Type</th><th>Volume (ml)</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Barefoot</td><td>126</td></tr> <tr> <td>Standalone Screen (5.5" Screen)</td><td>100</td></tr> <tr> <td>Prepacked Screen (5.5" Screen)</td><td>96</td></tr> <tr> <td>Open Hole Gravel Pack (Post Spot with 5.5" Screen)</td><td>44</td></tr> <tr> <td>Open Hole Gravel Pack (As Carrier with 5.5" Screen)</td><td>44 + 15</td></tr> </tbody> </table> Volúmenes de prueba de interruptor recomendados para terminaciones típicas de pozo abierto (8 ½")	Completion Type	Volume (ml)	Barefoot	126	Standalone Screen (5.5" Screen)	100	Prepacked Screen (5.5" Screen)	96	Open Hole Gravel Pack (Post Spot with 5.5" Screen)	44	Open Hole Gravel Pack (As Carrier with 5.5" Screen)	44 + 15
Completion Type	Volume (ml)												
Barefoot	126												
Standalone Screen (5.5" Screen)	100												
Prepacked Screen (5.5" Screen)	96												
Open Hole Gravel Pack (Post Spot with 5.5" Screen)	44												
Open Hole Gravel Pack (As Carrier with 5.5" Screen)	44 + 15												
5	Cierre la celda y regrésela a una camisa calefactora. Coloque un frasco de 16 oz o un recipiente de plástico debajo de la válvula inferior si el interruptor falla prematuramente. Calentar a la temperatura adecuada aplicando un sobre equilibrio de 500 psi. (use un regulador inferior si es necesario – temperaturas > 190°F).  Nota: En las siguientes secciones controle el avance y registre el momento en el que se observa. La ruptura se define como el flujo continuo de fluido desde el vástago de la válvula. Cuando se produce un avance o se ha filtrado un total de 10 ml de líquido a través del vástago de la válvula; cierre la celda durante el resto del periodo de remojo.												
6	Abra el vástago de la válvula inferior y controle si hay avance. Las celdas deben ser vigiladas de cerca cuando se abren para evitar que se agote el gas presurizado. Encerrar cualquier celda que demuestre un avance. Monitoree la pérdida de líquido, registrando el filtrado hasta por 30 minutos. (Este intervalo es para simular el período de tiempo para colocar el interruptor). Continúe monitoreando la pérdida de fluido con un sobre equilibrio de 300 a 500 psi durante un total de 1 hora. Este intervalo es para simular el período de tiempo requerido para aislar mecánicamente la formación.												
7	Reduzca la presión a un exceso de equilibrio de 100 psi. Cierre la celda y reemplace el regulador con un aparato de alivio de presión. Abra lentamente el vástago de la válvula superior para evitar la liberación rápida de presión del aparato de alivio.												

																																		
8	Remoje durante la duración programada (consulte la Tabla 4 en la página siguiente para conocer los tiempos de remojo típicos). Verifique si hay avance a la mañana siguiente y continúe revisando a intervalos de 2 horas. <table><tr><th>Active Product Type</th><th>Example</th><th>Temperature</th><th>Typical Soak Time</th></tr><tr><td>Chelant, Protonated</td><td>D-SOLVER, D-SOLVER PLUS, D-SOLVER EXTRA, D-SOLVER D, D-SOLVER HD</td><td>> 110°F</td><td>3 – 5 days</td></tr><tr><td>Chelant, Non-Protonated</td><td>D-SOLVER 7</td><td>> 110°F</td><td>10 – 14 days</td></tr><tr><td>Chelant, Protonated</td><td>D-SOLVER, D-SOLVER PLUS, D-SOLVER D, D-SOLVER HD</td><td>< 110°F</td><td>10 – 14 days</td></tr><tr><td>Ester</td><td>D-STRUCTOR</td><td>All Temperatures</td><td>3 days</td></tr><tr><td>Enzyme</td><td>WELLZYME A, WELLZYME III</td><td>All Temperatures</td><td>3 days</td></tr><tr><td>Internal Oxidizer (no chelant/enzyme)</td><td>D-STROYER SAFE-BREAK MP</td><td>All Temperatures</td><td>3 days</td></tr><tr><td>AWAY System</td><td>VERSA-WAY FAZE-AWAY</td><td>< 140°F</td><td>5 Days</td></tr></table> Tiempo de remojo típico para varios sistemas de interruptores		Active Product Type	Example	Temperature	Typical Soak Time	Chelant, Protonated	D-SOLVER, D-SOLVER PLUS, D-SOLVER EXTRA, D-SOLVER D, D-SOLVER HD	> 110°F	3 – 5 days	Chelant, Non-Protonated	D-SOLVER 7	> 110°F	10 – 14 days	Chelant, Protonated	D-SOLVER, D-SOLVER PLUS, D-SOLVER D, D-SOLVER HD	< 110°F	10 – 14 days	Ester	D-STRUCTOR	All Temperatures	3 days	Enzyme	WELLZYME A, WELLZYME III	All Temperatures	3 days	Internal Oxidizer (no chelant/enzyme)	D-STROYER SAFE-BREAK MP	All Temperatures	3 days	AWAY System	VERSA-WAY FAZE-AWAY	< 140°F	5 Days
Active Product Type	Example	Temperature	Typical Soak Time																															
Chelant, Protonated	D-SOLVER, D-SOLVER PLUS, D-SOLVER EXTRA, D-SOLVER D, D-SOLVER HD	> 110°F	3 – 5 days																															
Chelant, Non-Protonated	D-SOLVER 7	> 110°F	10 – 14 days																															
Chelant, Protonated	D-SOLVER, D-SOLVER PLUS, D-SOLVER D, D-SOLVER HD	< 110°F	10 – 14 days																															
Ester	D-STRUCTOR	All Temperatures	3 days																															
Enzyme	WELLZYME A, WELLZYME III	All Temperatures	3 days																															
Internal Oxidizer (no chelant/enzyme)	D-STROYER SAFE-BREAK MP	All Temperatures	3 days																															
AWAY System	VERSA-WAY FAZE-AWAY	< 140°F	5 Days																															
9	Una vez que se complete el tiempo de remojo, cierre las celdas HPHT, retírelas del fuego y déjelas enfriar. Ábralo usando el tornillo de banco como se cita en la Instrucción de trabajo 100-13.																																	
10	Abra la parte superior de cada celda y observe el estado del fluido. Registre el pH y fotografíe la celda desde arriba. Agite suavemente la celda para incorporar sólidos dispersos al fluido. Decante el líquido de la celda en un frasco (a menos que el cliente le indique que regrese con líquido rompedor a la celda), haciendo observaciones relacionadas con la disolución de los materiales, si es posible. Fotografíe la torta de filtración residual dentro de la celda.																																	
11	Cambie los vástagos de válvula estándar por vástagos de retorno. 																																	
12	Coloque una espátula sobre la celda y llénela con líquido de retorno.																																	

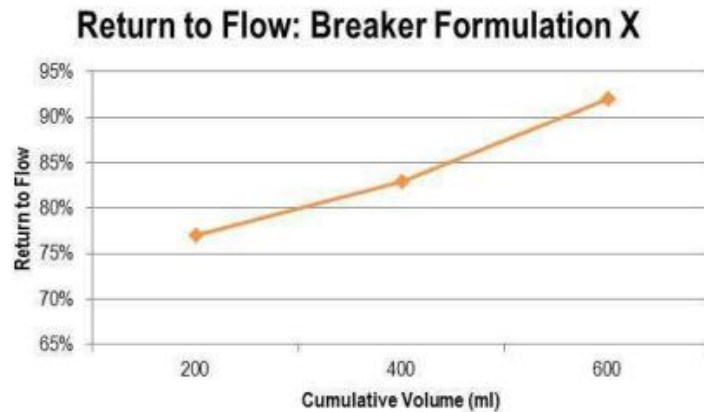
	
13	Seleccione el probador de flujo de retorno apropiado (aceite o agua). Llene el recipiente del depósito con el líquido adecuado y colóquelo en el tanque. Asegure la tapa al tanque y conecte el suministro de aire. 
14	Conecte el tanque a la celda HPHT modificada, asegurando la manguera al vástago de retorno usando un pasador Cox. Verifique que todas las válvulas estén cerradas. Confirmar la correcta alineación de la torta de filtración para inyección o producción. La dirección de producción requería invertir la celda HPHT, permitiendo que el fluido fluyera desde detrás de la torta de filtración. La dirección de inyección requería que el fluido pasara a través de la torta de filtración hasta la parte posterior del disco. Para el probador automatizado, la celda se monta horizontalmente con la manguera conectada al manómetro digital y la celda conectada a la entrada. Se adjunta un vástago en la salida por donde el líquido sale a un recipiente que se encuentra sobre la balanza digital.  
15	Comience a abrir las válvulas, comenzando desde el extremo más cercano al tanque y avanzando hacia la celda. Purgue el aire de la línea usando la válvula de purga más cercana a la celda HPHT. Mantenga la válvula inferior cerrada.
16	Probador manual:

	Coloque el vaso de vidrio de 300 ml debajo de la válvula inferior. Simultáneamente abra la válvula y ponga en marcha el cronómetro, dejando pasar el líquido hasta que haya aproximadamente 200 ml de líquido en el vaso de precipitados de 300 ml. Simultáneamente detenga el reloj y cierre la válvula. Probador automatizado: Abra la válvula. Haga clic en "recoger". El cronómetro comenzará. Aumente la presión a 1 psi. Aumente gradualmente la presión hasta que se observen en la báscula las primeras gotas de líquido goteando dentro del recipiente. Una vez que se recopilen los datos a 1 psi durante al menos 60 segundos, aumente la presión a 2 psi y repita. Repita los pasos para cada presión obtenida durante la calibración inicial. Guarda el archivo. Continúe con el paso 19.
17	Transfiera el líquido del vaso al cilindro graduado. Registre el tiempo y el volumen en la probeta graduada. 
18	Repita los pasos 18 y 19 dos veces más para un total de 3 lecturas de 200 ml.
19	Cierre el vástago de flujo de retorno encima de la celda HPHT modificada. Purgue la presión en el tanque. Vuelva a cerrar todas las válvulas. Confirme que el tanque esté libre de presión antes de abrirlo.
20	Purgue cualquier presión restante en la celda HPHT modificada. Abra la celda y vierta los materiales que hayan regresado en un frasco. Fotografíar y realizar observaciones relacionadas con la dispersión y disolución de los componentes del revoque.  Agua de retorno que contiene sólidos no dispersos
21	Retire el disco de aloxite de la celda. Fotografía tanto desde arriba como de lado. Tenga en cuenta si la torta de filtración residual y los sólidos están mojados por aceite o por agua para los RDF a base de aceite o sintéticos. Para simulaciones de empaquetamiento de grava, raspe la mitad de la grava residual del disco de aloxite para observar la eliminación del revoque de filtración.

	
22	Para tortas de filtración a base de agua, coloque una gota de yodo en la torta de filtración para demostrar la eliminación del almidón. El almidón residual está indicado cuando el yodo se vuelve violeta.  La prueba de yodo demuestra que queda almidón (izquierda) versus almidón mínimo o no queda (derecha).
23	Pruebe si queda material de carbonato de calcio usando un gotero para dejar caer HCl al 10% sobre la torta de filtración y observe si hay reacción (efervescencia). Para los pozos inyectoros, el análisis óptico puede proporcionar información adicional para una mayor optimización o validación.  Prueba de efervescencia: el HCl burbujea al reaccionar con el carbonato de calcio residual.
24	Repita para todas las muestras restantes.
Cálculo	
El retorno al flujo calculado proporciona una comparación aproximada del rendimiento del rompedor entre métodos de tratamiento. Una variación de un pequeño porcentaje indicaría un desempeño casi idéntico; sin embargo, una diferencia de más del 20 – 30 % en el retorno al flujo distinguiría un tratamiento frente a otro en el mismo revoque de fluido. Ajuste manual de tarifas: Dado que los 200 ml son un volumen constante, el tiempo debe ajustarse para tener en cuenta cualquier variación durante el procedimiento. Esto se hace usando una proporción básica. $\text{Rate (seconds/200 ml)} = \frac{200 \text{ ml}}{\text{ml measured in graduated cylinder}} \times \text{seconds recorded}$ Retorno manual al flujo: El retorno al flujo es simplemente una fracción (expresada como porcentaje) de la prueba sobre la línea base. Calcule el retorno al flujo para cada uno de los volúmenes de 3 x 200 ml.	

$$\text{Percent Return to Flow} = \frac{\text{Base line rate (seconds/200 ml)}}{\text{Tested rate (seconds/200 ml)}} \times 100\%$$

Tome nota del caudal y vuelva a fluir para cada uno de los volúmenes de 200 ml. Los caudales mejorados indican que el disco se está limpiando con flujo acumulativo.



Resultado del ejemplo de retorno manual al flujo

2.7 Prueba de compatibilidad

Para las pruebas de compatibilidad entre el filtrado y crudo se sigue el procedimiento establecido en las API RP 42 a 180 °F de temperatura, una breve descripción de la prueba se presenta en la siguiente tabla:

Procedimiento
- Preparar 100 ml de cada sistema a ser probado. - Mezclar vigorosamente 50 ml de filtrado y 50 ml de crudo respectivamente en botellas de compatibilidad. - Colocamos las botellas en un baño térmico y medimos la fase acuosa separada a los 2, 4, 6, 8 10, 15, y 30 min, evaluamos la capacidad de separación de la fase acuosa. - Luego de los 60 min observar la claridad de la fase acuosa, la humectabilidad arriba y al fondo de la probeta, la interface y la velocidad de separación. - Si se desea cuantificar el sedimento se debe de filtrar el sistema en un papel filtro pesado y comparar con el peso de un Blanco (filtrado del crudo solo) como referencia.

Figura 2-1: Proceso para prueba compatibilidad (Norma API RP42-Anexo)

CAPÍTULO 3

3. INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

La restricción que afecta la productividad o inyectividad de un pozo, conocida como restricción de permeabilidad, puede deberse a diversos factores, y algunos de los desequilibrios químicos o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación pueden contribuir a esta condición. Algunos de los factores que pueden causar restricciones en la permeabilidad incluyen:

Daño de la formación: Durante las operaciones de perforación y terminación del pozo, se pueden introducir partículas sólidas en la formación, lo que lleva a una obstrucción de los poros y reduce la permeabilidad.

Incrustaciones minerales: La precipitación de sales minerales, como sulfatos y carbonatos, puede ocurrir en la formación debido a cambios en la temperatura, presión o composición química de los fluidos producidos, lo que reduce la permeabilidad.

Inyección de fluidos incompatibles: La inyección de fluidos durante las operaciones de recuperación secundaria o mejorada puede llevar a la introducción de sustancias químicas incompatibles con la formación, lo que resulta en la formación de precipitados y la obstrucción de los poros.

Alteraciones geoquímicas: Cambios en la composición geoquímica de los fluidos de la formación pueden afectar la estabilidad de los minerales presentes, lo que puede conducir a la obstrucción de los poros.

Invasión de fluidos de perforación: Durante la perforación, los fluidos de perforación pueden invadir la formación y causar daño a la permeabilidad al introducir sólidos o químicos que afectan la roca.

Presión de sobrepeso: La aplicación de presiones de sobrepeso durante las operaciones puede comprimir la formación y reducir su permeabilidad.

La identificación y remedio de estas restricciones son esenciales para mantener o mejorar la productividad de un pozo. Técnicas como la acidificación, la fracturación hidráulica y otras operaciones de estimulación pueden utilizarse para restaurar la permeabilidad de la formación. Además, el monitoreo continuo de la producción y la implementación de buenas prácticas en las operaciones de campo son fundamentales para prevenir o mitigar la formación de restricciones en la permeabilidad del pozo

3.1 Química de la roca

Se refiere a la composición química de los minerales que la componen. Las rocas están formadas por minerales, y estos minerales son combinaciones específicas de elementos químicos. Para Morocho (2015), “La composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, la temperatura, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido-roca” (p. 10). Estos se describen a continuación:

Composición de los fluidos inyectados: La naturaleza química de los fluidos inyectados, que a menudo incluyen agua de formación, agua de proceso o fluidos específicamente diseñados para operaciones de recuperación mejorada, puede tener un impacto directo en la mineralogía de la roca y en la capacidad de la formación para mantener su permeabilidad.

Tasa de inyección: La velocidad a la cual se inyectan los fluidos en la formación puede afectar la eficacia de ciertos procesos, como la dispersión de agentes químicos o la creación de canales preferenciales. Una tasa de inyección demasiado alta puede generar presiones que podrían compactar la formación, mientras que una tasa baja puede no ser suficiente para propagar efectivamente los tratamientos.

Temperatura: Las temperaturas elevadas o bajas pueden influir en las reacciones químicas entre los fluidos inyectados y la roca circundante. Además, las variaciones de temperatura pueden afectar la solubilidad de

ciertos minerales, lo que puede tener consecuencias en la porosidad y permeabilidad de la roca.

pH: El pH de los fluidos inyectados puede desencadenar reacciones químicas que afectan la estabilidad de los minerales en la roca. Cambios en el pH también pueden influir en la solubilidad de ciertos componentes, lo que puede tener consecuencias en la formación de precipitados y la obstrucción de poros.

Mineralogía de la roca: La composición mineralógica de la roca es fundamental. Algunas rocas son más susceptibles a ciertos tipos de interacciones químicas que otras. Por ejemplo, rocas arcillosas pueden ser propensas a la expansión y contracción en respuesta a cambios en la salinidad de los fluidos.

La comprensión detallada de estas variables es esencial para diseñar estrategias de inyección que minimicen el daño a la formación y optimicen la eficiencia de la recuperación de hidrocarburos. Las técnicas de monitoreo y modelado también son utilizadas para evaluar y predecir el comportamiento de las interacciones fluido-roca en un yacimiento.

3.2 Daño de formación

Es la reducción de la productividad de un pozo debido a diversos procesos que afectan la capacidad de flujo de los fluidos desde la formación geológica hacia el pozo. El mecanismo de daño de formación puede ser complejo y estar influenciado por varios factores como mecánicos, químicos y biológicos. Rojas (2020) los describe:

Mecánicos: Se refiere a la interacción inmediata entre los fluidos y el equipo utilizado durante la perforación o estimulación de un pozo, así como con la formación. Durante estas operaciones, se producen cambios en las condiciones de los fluidos del yacimiento y sus propiedades, lo que puede resultar en daño mecánico.

Químicos: Se trata de las interacciones desfavorables entre los fluidos externos introducidos en la formación y la roca o los propios fluidos del yacimiento

Biológicos: Constituyen problemas originados por la introducción de bacterias en el yacimiento, comúnmente durante operaciones de inyección de agua

3.2.1 FLOTHRU

El FLOTHRU es un sistema de fluidos de perforación de yacimientos a base de agua con aditivos especiales que promueven el flujo de hidrocarburos a través del revoque del filtro para reducir las presiones de inicio del flujo. Una presión de inicio de flujo más baja permite que los hidrocarburos fluyan con una reducción mínima, incluso cuando la torta de filtración está confinada por un tamiz de arena expandible o un paquete de grava (Schlumberger Private, 2022).

Las siguientes figuras comparan dos conceptos de inicio de producción. La imagen de la izquierda muestra poros, donde los hidrocarburos pasan a través de la torta de filtración creando pequeños agujeros. Una presión de inicio de flujo baja corresponde a una presión baja para generar estos pasajes. La imagen de la derecha muestra una torta de filtración que se desprende en una hoja. Se requiere significativamente más presión para iniciar el flujo cuando la torta de filtración no se separa fácilmente.



Figura 3-1: Poros de filtración (Schlumberger Private, 2022)

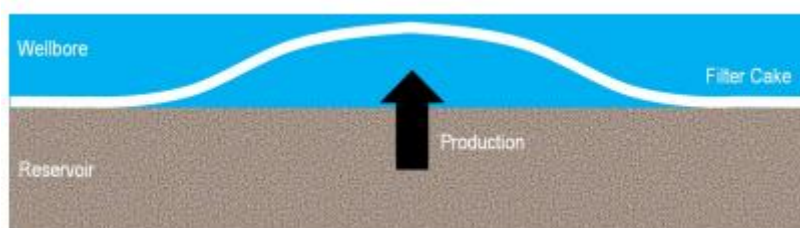


Figura 3-2: Requiere alta presión cuando se debe levantar la torta de filtración de la cara de arena para iniciar el flujo. (Schlumberger Private, 2022)

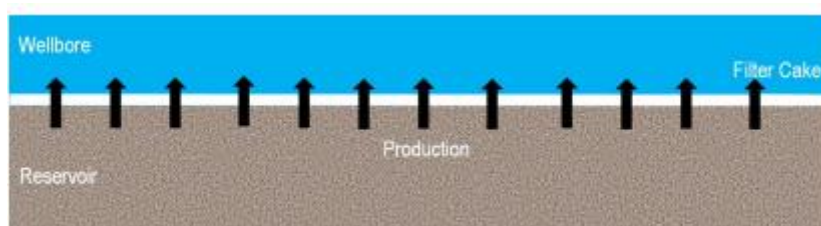


Figura 3-3: Los pequeños orificios en la torta de filtración requieren menos presión para iniciar el flujo a través de la torta de filtración (Schlumberger Private, 2022)

Dado que los canales de hidrocarburos se forman a través de la composición de la torta de filtración, FLOTHRU promueve la formación de poros y, posteriormente, presiones bajas de inicio de flujo. Con la perforación convencional de yacimientos a base de agua en fluidos, se requiere un rompedor de torta de filtración para reducir la presión de inicio del flujo. Esto añade costo y complejidad a la operación.

FLOTHRU trabaja con dos aditivos clave para crear canales de hidrocarburos preferenciales para el petróleo. THRUCARB es un material puente organofílico (carbonato organofílico) y THRUTROL es un almidón hidrofóbico. Una formulación FLOTHRU requiere que al menos el 30% de los componentes del revoco estén compuestos por THRUTROL y THRUCARB. Puente organofílico adicional. El material está disponible con THRUCARB 20 Y THRUCARB 40. Para completar una distribución optimizada del tamaño de las partículas, se utiliza SAFE-CARB dimensionado (Schlumberger Private, 2022). El SAFE-CARB se utiliza en caso de que los carbonatos organofílicos no cumplan con los requisitos de sello.

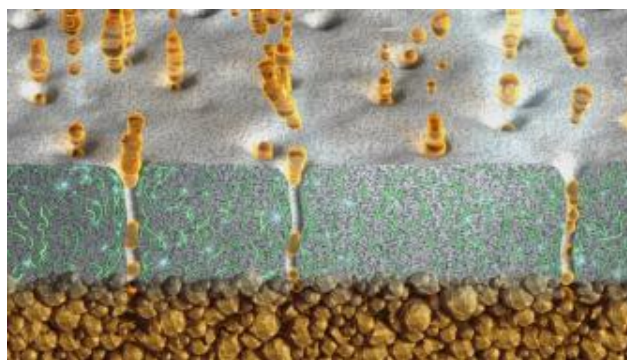


Figura 3-4: FLOTHRU: las hebras verdes simbolizan THRUTROL y las motas blancas representan THRUCARB (Schlumberger Private, 2022)

Fuera de los componentes especializados, FLOTHRU se ejecuta como un sistema FLOPRO NT. Junto con presiones de inicio de flujo reducidas, FLOTHRU demuestra una buena tolerancia a los sólidos de perforación (FLOTHRU debe mantenerse con especificaciones estándar de QA/QC para sólidos perforados) y muestra una mejor permeabilidad de retorno en comparación con los fluidos de perforación de yacimientos a base de agua convencionales.

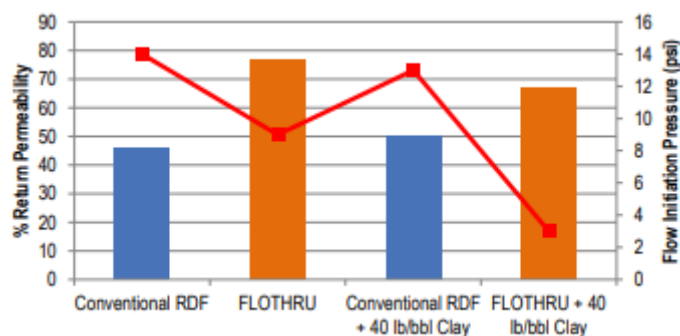


Figura 3-5: Permeabilidad de retorno y presión de inicio de flujo

Fuera de los componentes especializados, FLOTHRU se ejecuta como un sistema FLOPRO NT. Junto con presiones de inicio de flujo reducidas, FLOTHRU demuestra una buena tolerancia a los sólidos de perforación (FLOTHRU debe mantenerse con especificaciones estándar de QA/QC para sólidos perforados) y muestra una mejor permeabilidad de retorno en comparación con los fluidos de perforación de yacimientos a base de agua convencionales.

3.2.1.1 *Aplicaciones*

FLOTHRU trabaja en cualquier productor de hidrocarburos, incluidos los pozos de gas seco donde se planea un fluido de perforación a base de agua. FLOTHRU es ideal cuando un interruptor no funciona debido a tiempos de demora prolongados requeridos o cuando se requiere equipo adicional para colocar el interruptor.

FLOTHRU es ideal para cualquier terminación de pozo abierto, incluidas las pantallas independientes, y brinda beneficios cuando el revoque está confinado en pozos de grava o de pantalla de arena expandibles.

3.2.1.2 *Limitaciones*

La densidad de FLOTHRU está limitada por la salmuera base y las concentraciones generales. FLOTHRU trabaja en salmueras monovalentes y cloruro de calcio de baja salinidad. FLOTHRU funciona más allá de 250 °F (121 °C) con estabilizadores térmicos.

3.2.1.1 *Diseño y planificación*

El diseño y la planificación de un sistema FLOTHRU deben seguir el esquema metodológico del Manual de Diseño de RDF. Esto incluye:

- Pruebas de compatibilidad de fluidos de formación
- Evaluación de esquisto
- Optimización reológica
- Envejecimiento dinámico
- Optimización del control de pérdidas de fluidos
- Prueba de flujo de retorno
- Pruebas de permeabilidad al retorno

Es posible que se requieran pruebas adicionales según la aplicación y los riesgos destacados durante la fase de planificación

3.2.1.2 Sistema y aditivos

Se proporciona una breve descripción de los componentes clave del sistema y su contribución a las propiedades generales del fluido. La siguiente tabla muestra una formulación básica. Otros aditivos para circunstancias específicas se analizan en las siguientes subsecciones.

Producto	Concentración	Función
Salmuera Base	Como sea requerido	Fluido Base, densidad
FLO-VIS PLUS	0.75 – 1.25 lb/bbl	Viscosificante
THRUTROL	10 lb/bbl	Controlador de filtrado
Oxido de Magnesio	0.25 lb/bbl	Buffer
THRUCARB	10+ lb/bbl	Control de filtrado, densidad, canales hidrocarburos
THRUCARB-20	Como sea requerido	Control de filtrado, densidad
SAFE-CARB	Como sea requerido	Control de filtrado, densidad

Tabla 3-1: Formulación típica de FLOTRHU (Schlumberger Private, 2022)

3.2.1.3 FLUIDO BASE

La salmuera base proporciona densidad y, dependiendo del tipo de salmuera, inhibición en arcillas. FLOTRHU es principalmente compatible con salmueras monovalentes. FLOTRHU puede formularse con cloruro de calcio de baja densidad, pero las aplicaciones de salmuera divalente deben considerar DIPRO o DIPRO LD como la solución preferida.

3.2.1.4 Viscosificadores

La goma xantana clarificada es el viscosificante tradicional de FLOPRO NT, fluido de perforación tradicional en zonas de reservorios.

Product	Concentration	Thermal Stability	Specific Gravity	Description
FLO-VIS PLUS	0.25 – 1.5 lb/bbl	> 250°F (121°C)	1.5	Clarified xanthan gum, dispersible
FLO-VIS L	2 - 4 lb/bbl	> 250°F (121°C)	0.96	Clarified xanthan gum, liquid (pre-dispersed)

Tabla 3-2: Viscosificadores

Los extensores térmicos permiten que los productos FLO-VIS permanezcan estables hasta 330 °F (166 °C)

3.2.1.5 Aditivos para el control de la filtración

THRUTROL es esencial para el rendimiento de FLOTHRU y es el único almidón aprobado para este sistema. Es hidrofóbico y permite el paso de hidrocarburos, lo que le da a FLOTHRU sus propiedades únicas

Product	Concentration	Thermal Stability	Specific Gravity	Description
THRUTROL	8 - 10 lb/bbl	300°F (149°C)	1.5	Hydrophobic Starch

Tabla 3-3: Aditivos

3.2.1.6 Materiales de puenteo

THRUCARB es esencial para formular un sistema FLOTHRU eficaz. La pequeña distribución del tamaño de partícula proporciona un área de superficie para que se formen los canales de hidrocarburos. THRUCARB no es opcional y se requiere una concentración mínima para garantizar el rendimiento. El tamaño de partícula es similar al de SAFE-CARB 2, lo que reduce la pérdida de chorro. THRUCARB 20 y ECF-2983 son sustitutos organofílicos de SAFE-CARB 20 y SAFE-CARB 40, respectivamente. Son particularmente útiles para las adiciones de producto de mantenimiento en el sitio de la plataforma. Para las partículas restantes en el paquete puente, se utiliza SAFE-CARB, como SAFE-CARB 10 o 250.

Product	Concentration	Thermal Stability	Specific Gravity	Description
SAFE-CARB 10/140/250	As required lb/bbl	-	2.75	Sized calcium carbonate (minimum 98% acid soluble)
THRUCARB	20 – 30% of total carbonate loading	-	2.65	Organophilic product with similar PSD to SAFE-CARB 2 (required for FLOTHRU systems)
THRUCARB 20	As required lb/bbl	-	2.65	Organophilic substitute for SAFE-CARB 20
ECF-2983	As required lb/bbl	-	2.7	Organophilic substitute for SAFE-CARB 40

Tabla 3-4: Materiales de puenteo (Schlumberger Private, 2022)

3.2.1.7 Otros aditivos: Buffer pH

Muchos sistemas poliméricos funcionan entre un pH de 9,0 y 10,0. Existen numerosos aditivos disponibles para elevar el pH y mantenerlo durante la perforación tanto para el rendimiento de la perforación como para la mitigación

del sulfuro de hidrógeno y la corrosión. Un buffer consiste en un ácido o una base débiles con su conjugado que permanece en solución sin que el ácido débil / base débil y el conjugado se neutralicen entre sí. Esto mantiene un pH estable incluso cuando hay exceso de producto dentro del sistema. Los buffers son las fuentes preferidas de alcalinidad. El filtrado de alta alcalinidad puede reaccionar con ácidos orgánicos crudos como fuente de daño en la formación. El manejo del pH dentro del rango adecuado es eficaz para prevenir estas reacciones.

Product	Concentration	Thermal Stability	Specific Gravity	Description
Soda Ash	As required lb/bbl	-	2.51	Buffer for sodium base brine systems (non-formate)
Magnesium Oxide	As required lb/bbl	-	3.6	Buffer for divalent base brine systems.

Tabla 3-5: Buffer (Schlumberger Private, 2022)

3.2.1.8 Otros aditivos: Extensor térmico

Los extensores térmicos son opciones sencillas para mejorar la ventana operativa de FLOTHRU NT. Se requieren pruebas para validar su rendimiento con una formulación específica.

Product	Concentration	Thermal Stability	Specific Gravity	Description
PTS-200	2 – 4 lb/bbl	330°F (148°C)	1.01	Polymer temperature stabilizer
Potassium Formate	15+ lb/bbl	-	1.91	Potassium formate salt
Sodium Formate	15+ lb/bbl	-	1.92	Sodium formate salt
Magnesium Oxide	5 - 10 lb/bbl	-	3.6	Magnesium oxide
MEG	1 - 10 %v/v	-	1.11	Monoethylene glycol

Tabla 3-6: Aditivos extensor térmico (Schlumberger Private, 2022)

3.2.1.9 Otros aditivos: Inhibidor de arcilla

KLA-STOP proporciona la mayor inhibición general de esquistos entre los aditivos, pero puede no ser necesario para todos los entornos. KLA-STOP también hace que las tortas de filtración respondan menos a los tratamientos de trituración. Existen opciones aditivas para los requisitos de compatibilidad y la economía, como KLA-CURE y KLA-GARD.

Product	Concentration	Thermal Stability	Specific Gravity	Description
KLA-CURE	4 – 8 lb/bbl	300°F (149°C)	1.22	Amine shale inhibitor
KLA-GARD	4 – 8 lb/bbl	400°F (204°C)	1.1	Amine shale inhibitor, divalent brine compatible
KLA-STOP	1 – 4 % v/v	250°F (121°C)	1.05	Premium polyamine shale inhibitor

Tabla 3-7: Aditivo inhibidor de arcilla (Schlumberger Private, 2022)

3.2.1.10 Otros aditivos: Antiespumante

La formación de espuma puede ser un problema durante la mezcla. Vale la pena tener un antiespumante disponible para controlar la formación de espuma. Mientras que los antiespumantes a base de silicona funcionan a concentraciones muy bajas, los antiespumantes a base de alcohol también son una opción

Product	Concentration	Thermal Stability	Specific Gravity	Description
DEFOAM EXTRA	0.03 – 0.05 %v/v	-	1.0	High strength silicone defoamer
DEFOAM EXTREME	0.03 – 0.05 %v/v	-	1.01	High strength silicone defoamer

Tabla 3-8: Aditivo antiespumante (Schlumberger Private, 2022)

3.2.1.11 Otros aditivos: Biocida

Muchos RDF a base de agua contienen salmuera base de alta salinidad y pueden no estar sujetos a biodegradación; Sin embargo, la mayoría del almidón es extremadamente sensible a las bacterias. Siempre se deben tener consideraciones de precaución con los tratamientos regulares de biocida. Los biopolímeros y los almidones están sujetos a la degradación bacteriana, especialmente en fluidos de baja salinidad en climas cálidos.

Los biocidas tienen una vida útil corta y deben añadirse a intervalos regulares (dependiendo del producto químico) para seguir siendo eficaces. La selección de biocidas generalmente está limitada por las regulaciones de la región donde se utilizarán. Se ha demostrado que los productos de triazina son eficaces con poco impacto en las propiedades de los fluidos. En los Estados Unidos, el glutaraldehído es más común debido a los requisitos reglamentarios.

Los productos de glutaraldehído tienen el potencial de inducir reticulación cuando se combinan con xantano y algunos inhibidores de arcilla.



Figura 3-6: Reticulación de glutaraldehído de un sistema FLOPRO NT con KLA-STOP (Schlumberger Private, 2022)

Esto puede evitarse figura 3-6 sustituyéndolo por un biocida alternativo (preferido) o mitigarse mezclando bien el biocida antes de agregar xantano e inhibidor de arcilla

Product	Concentration (initial / maintenance)	% Active Chemical	Specific Gravity	Description
Triazine	2 / 0.5 ^a gal/100 bbl	75	1.095	Triazine
Triazine	3 / 0.5 ^a gal/100 bbl	55	1.155	Triazine
Greencide 25G	2 / 0.5 ^b gal/100 bbl	25	1.067	Glutaraldehyde
X-Cide 102	2 / 0.5 ^b gal/100 bbl	25	1.056	Glutaraldehyde

Tabla 3-9: Aditivo biocida (Schlumberger Private, 2022)

3.2.2 Preparación del sistema

La preparación del sistema FLOTHRU es sencilla, pero requiere paciencia y cuidado para evitar la creación de ojos de pez al añadir polímeros al sistema. Mezcla de FLOTHRU en la planta de lodos líquidos

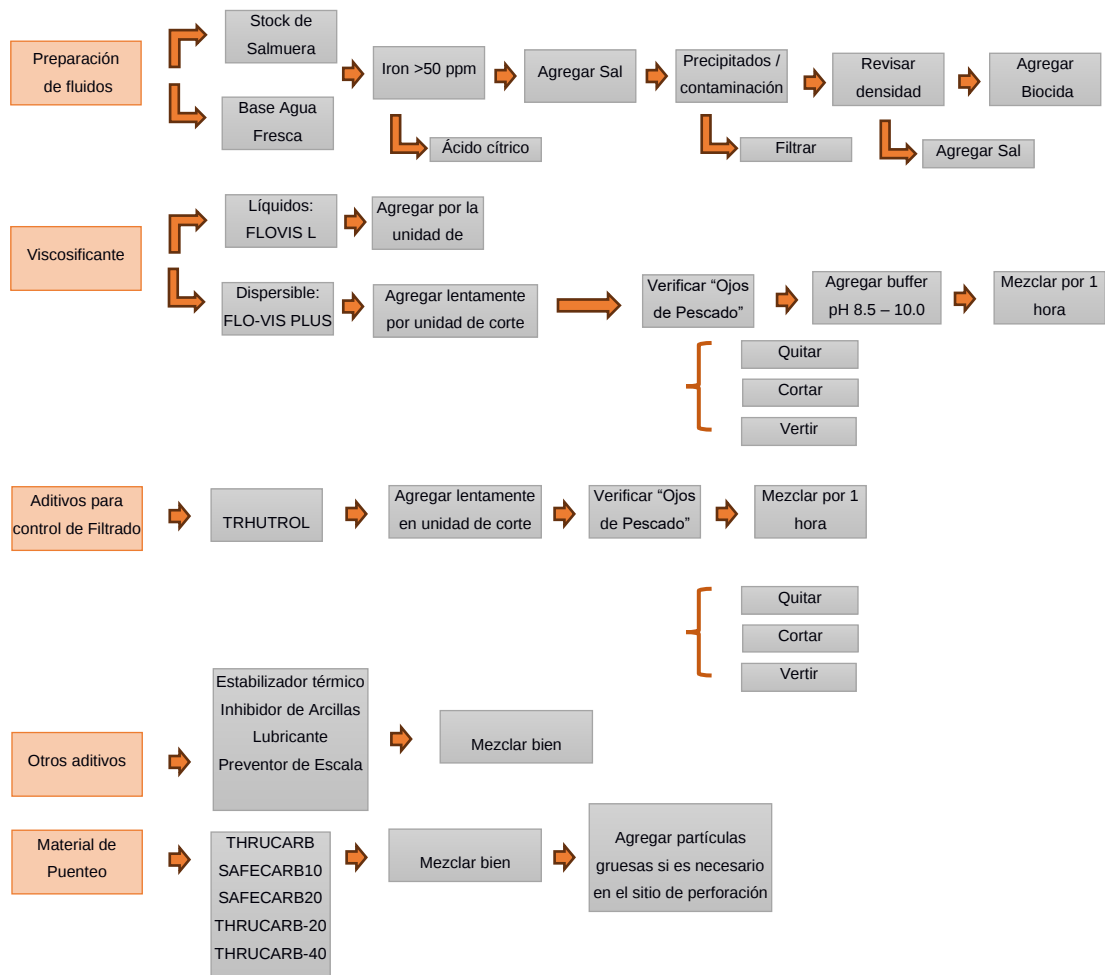


Figura 3-7: Preparación del sistema (Schlumberger Private, 2022)

La adición de partículas grandes dependerá de las capacidades de la plataforma para manipular big bags, el equipo de transporte para agitar y el tiempo que el sistema permanecerá en transporte

CAPÍTULO 4

4. RESULTADOS

4.1 Prueba Flothru

FLOTHRU 9.2 ppg	
Producto	ppb
Formiato de Sodio	18
FLO-VIS PLUS	1.3
THRUTROL	10
THRUCARB	10
THRUCARB 20	25
KLA-CURE	1

Tabla 4-1: Formulación del fluido (Autores, 2023)

Propiedades		Lodo FLOTHRU 9.2ppg
Densidad, ppg		9.2 ppg
pH		9.1
Reología a 120F	L600 rpm, lb/100ft ²	149
	L300 rpm, lb/100ft ²	115
	L200 rpm, lb/100ft ²	99
	L100 rpm, lb/100ft ²	76
	L6 rpm, lb/100ft ²	30
	L3 rpm, lb/100ft ²	25
	Viscosidad Plástica, cP	34
	Punto Cedente, lb/100ft ²	81
Filtrado API, ml		3.5

Tabla 4-2: Propiedades de Lodo (Autores, 2023)

Flujo Inicial	Flujo Final	% Retorno
8.74 ML/S	7.61 ML/S	87%

Tabla 4-3: Flow back (Autores, 2023)



Figura 4-1: Cake inicial y después del Flow back (Autores, 2023)

Cake formado a 150F, 500 psi, 1h	
Disco 20µm old AIR	1
Peso Disco Saturado DIESEL, g	49.45
Peso Disco con Cake, g	55.25
Peso cake, g	5.8

Tabla 4-4: Cake formado (Autores, 2023)

4.2 Compatibilidad entre filtrado del fluido Flothru y crudo de los pozos

Muestra #1 (Auca #1), Muestra #2 (Auca#2) + Prueba de retorno de flujo

4.2.1 Muestra

Las muestras corresponden a la siguiente clasificación:

POZO	ARENA
AUCA #1	UI
AUCA #2	UI+TI

Tabla 4-5: Muestras del fluido (Autores, 2023)

FLOTHRU 9.2 ppg				
Producto	F1	F2	F3	F4
	ppb	ppb	ppb	ppb
Formiato de Sodio	18.00	18	18.00	18.00
FLO-VIS PLUS	1.300	1.30	1.30	1.30
THRUTROL	10.00	10.00	10.00	10.00
THRUCARB	8.36	8.36	8.36	8.36
THRUCARB 20	2.00	2.00	2.00	2.00
THRUCARB 40	35.64	35.64	35.64	35.64
KLA-CURE	1.00	1.00	1.00	1.00
SAFE-BREAK MP	---	0.60	0.60	---
SAFE-BREAK PRIME	---	---	0.52%	0.52%

Tabla 4-6: Formulaciones (Autores, 2023)

FLUIDO DE CONTROL ESPECIAL DE 8.4 LPG	
PRODUCTO	CONCENTRACIÓN
SODIUM FORMATE	52 lb/bbl
EGMBE SOLVENT	1.30%
KLA-CURE	0.52%
FLOWBAK	0.13%
SAFE-BREAK PRIME	0.26%
CARBOSAN 1516	0.06%
DEFOAM EXTREME	0.01%

PRODUCTO	CONCENTRACION
SODIUM FORMATE	52.92 lb/bbl
WELLZYME A	65.0 lb/bbl
D-SOLVER EXTRA	140.0 lb/bbl

Tabla 4-7: Formulación del fluido de control (Autores, 2023)

4.2.2 Compatibilidad

PARAMETRO	AUCA#1 UI	AUCA#2 UI + TI
API Corregido @ 60 °F (crudo)	26.6	27.9
BSW	60%	3%
Sedimentos	NO	NO
Salinidad (ppm)	68000	---

Tabla 4-8: Caracterización simple (Autores, 2023)

4.2.2.1 Auca#1 UI

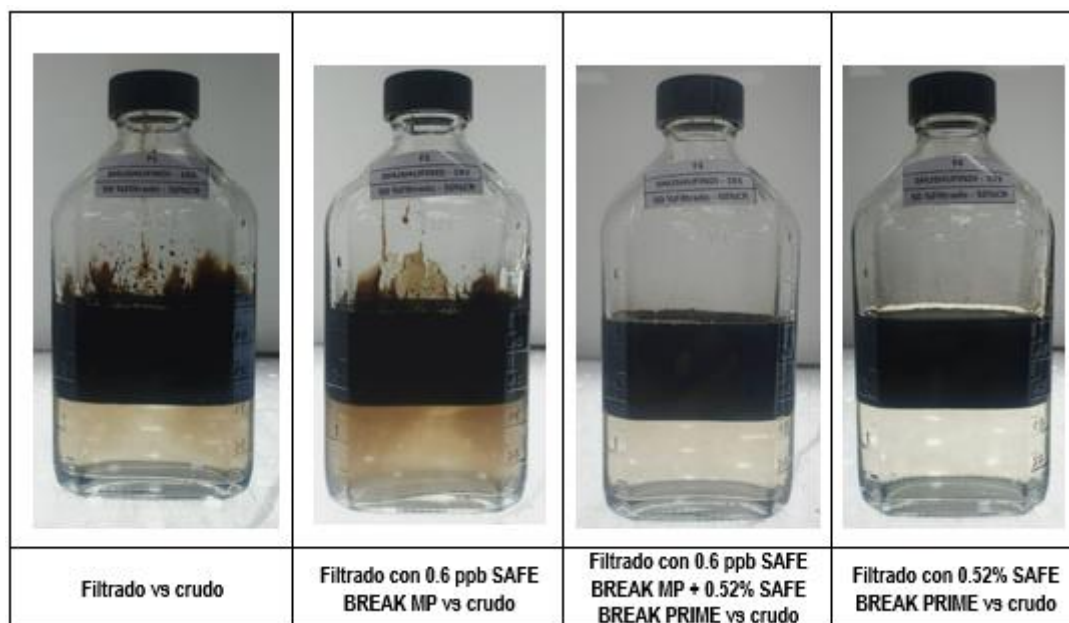


Figura 4-2: Filtrado vs crudo muestra Auca#1 UI (Autores, 2023)

CARACTERÍSTICAS	F1	F2	F3	F4
Humectabilidad Tope	Regular	Regular	Buena	Buena
Humectabilidad Base	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena
Claridad del Agua	Regular	Regular	Buena	Buena
Velocidad Separación	100% en 8 minutos	100% en 8 minutos	100% en 4 minutos	100% en 4 minutos
Interface	Definida	Definida	Definida	Definida
Lodos Sedimento	NO	NO	NO	NO

Tabla 4-9: Características (Autores, 2023)

4.2.2.2 Auca#2 UI+TI

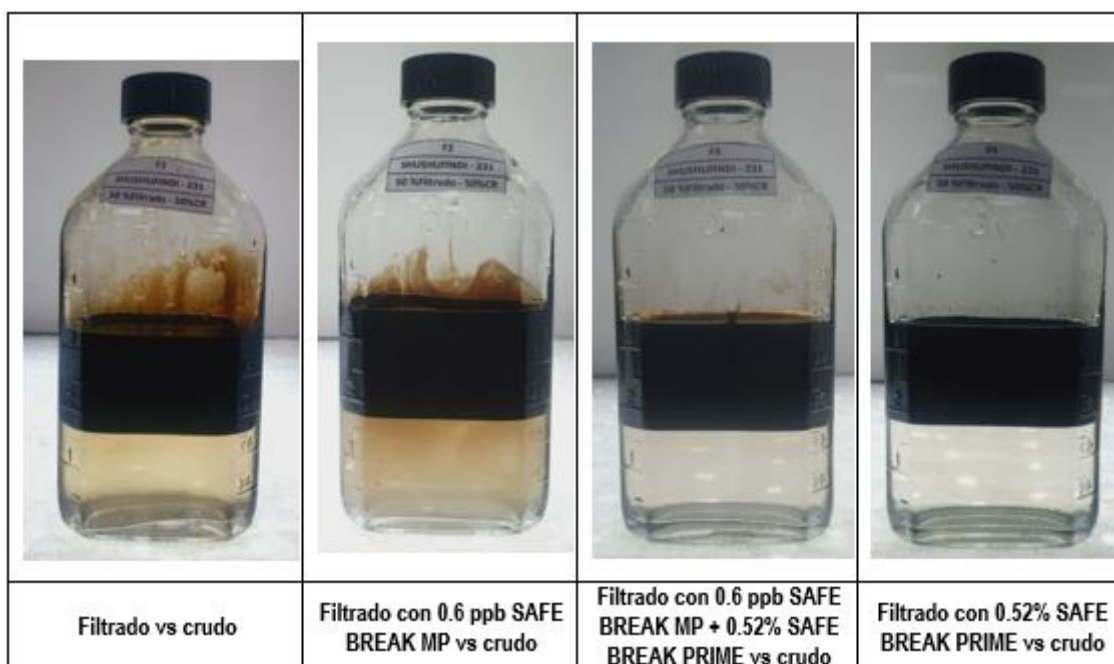


Figura 4-3: Filtrado vs crudo muestra Auca #2 UI+TI (Autores, 2023)

CARACTERÍSTICAS	F1	F2	F3	F4
Humectabilidad Tope	Regular	Regular	Buena	Buena
Humectabilidad Base	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena
Claridad del Agua	Regular	Regular	Buena	Buena
Velocidad Separación	100% en 8 minutos	100% en 8 minutos	100% en 6 minutos	100% en 6 minutos
Interface	Definida	Definida	Definida	Definida
Lodos Sedimento	NO	NO	NO	NO

Tabla 4-10: Características (Autores, 2023)

4.2.3 Retorno de flujo

Formulación	Cerámica	Flujo Inicial t_0	Flujo Final t_1	% Retorno de flujo
F1	20 API	378 seg – 200 ml	519 seg – 200 ml	72.83 %
				

Tabla 4-11: Formulación #1 (Autores, 2023)

Formulación	Cerámica	Flujo Inicial t_0	Flujo Final t_1	% Retorno de flujo
F2	20 API	381 seg – 200 ml	514 seg – 200 ml	74.12 %
				

Tabla 4-12: Formulación #2 (Autores, 2023)

Formulación	Cerámica	Flujo Inicial t_0	Flujo Final t_1	% Retorno de flujo
F3	20 API	383 seg – 200 ml	517 seg – 200 ml	74.08 %
				

Tabla 4-13: FORMULACIÓN # 3 (SIN BREAKER) (Autores, 2023)

Formulación	Cerámica	Flujo Inicial t_0	Flujo Final t_1	% Retorno de flujo
F3	20 API	375 seg – 200 ml	505 seg – 200 ml	74.25 %
				

Tabla 4-14: FORMULACIÓN # 3 (CON BREAKER) (Autores, 2023)

Formulación	Cerámica	Flujo Inicial t_0	Flujo Final t_1	% Retorno de flujo
F4	20 API	371 seg – 200 ml	506 seg – 200 ml	73.32 %
				

Tabla 4-15: FORMULACIÓN # 4 (CON BREAKER) (Autores, 2023)

4.2.4 Fluido de control y crudo

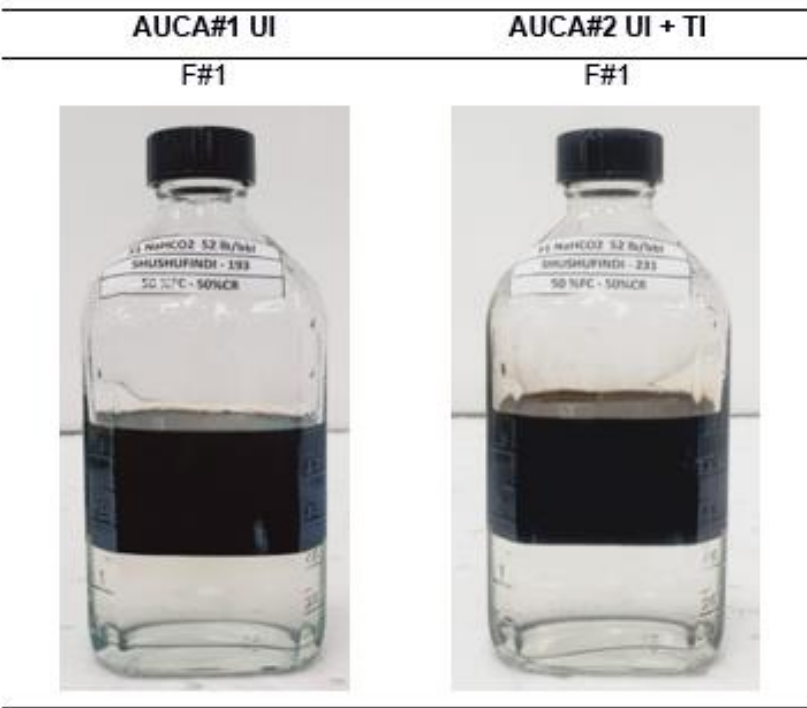


Figura 4-4: Fluido de control y crudo (Autores, 2023)

CARACTERÍSTICAS	AUCA#1 UI	AUCA#2 UI + TI
	F#1	F#1
Humectabilidad Tope	Muy Buena	Muy Buena
Humectabilidad Base	Muy Buena	Muy Buena
Claridad del Agua	Muy Buena	Muy Buena
Velocidad Separación	100% en 2 minutos	100% en 2 minutos
Interface	Definida	Definida
Lodos Sedimento	NO	NO

Tabla 4-16: Características del fluido (Autores, 2023)

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

El fluido de perforación FLOTHRU se comporta igual a un fluido RDF convencional durante la perforación obteniendo condiciones estables de reología, filtrado y propiedades Químicas.

El fluido de perforación FLOTHRU está especialmente diseñado para pozos horizontales para esta aplicación se utilizó un 100% de carbonatos organofílicos conociendo que con un 30% la tecnología puede funcionar.

El fluido de perforación FLOTHRU presenta una buena compatibilidad con los fluidos de reservorio tanto utilizando un preventor de emulsiones como es el SAFE BREAK PRIME esto ayudo a tener compatibilidad del filtrado del fluido de perforación FLOTHRU con el crudo y con el agua de formación.

El fluido de perforación FLOTHRU genera canales de producción al destruirse los carbonatos organofilicos en contacto con los Hidrocarburos del reservorio.

El fluido de perforación FLOTHRU al generar canales de producción de crudo minimiza temporalmente la producción de agua manteniendo un control físico del agua de reservorio.

El fluido de perforación FLOTHRU puede llevar un rompedor interno el cual se puede activar en caso de ser necesario y destruir el revoque formado. El revoque generado por el fluido de perforación FLOTHRU también puede ser destruido por ácidos inorgánicos como el ácido Clorhídrico.

5.2 Recomendaciones

El fluido de perforación FLOTHRU puede ser utilizado como píldoras de sello en las operaciones de reacondicionamiento de pozos.

Se recomienda realizar un retorno de permeabilidad con el fluido de perforación FLOTHRU para comprobar su eficiencia.

El fluido de perforación FLOTHRU debe ser usado en pozos donde se asegure la presencia de hidrocarburos capaces de generar los canales de producción.

Es fundamental realizar las pruebas de compatibilidad del filtrado del sistema con los fluidos del reservorio para minimizar el riesgo de la formación de micro o macro emulsiones con el agua y el crudo del reservorio.

Se recomienda realizar pruebas de compatibilidad del fluido de completación y crudos de correlación de la arena a producir, para descartar incompatibilidades.

La verificación en campo debe tener una lista de chequeos de todos los procesos a realizar.

6. REFERENCIAS

- Aguirre, F., Chadrina, O., Freire, F., Guaquipana, J., & Romero, H. (2023). Control de filtrado de fluidos de perforación petrolero de bajo impacto ambiental mediante el uso de almidón de yuca. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 31. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.4067/s0718-33052023000100202>
- Chique, J. (2020). *Estudio de efecto espumante de lignosulfonatos en flotación*. Tesis de maestría. Universidad de Concepción. <http://repositorio.udec.cl/bitstream/11594/6221/1/TESIS%20ESTUDIO%20DE%20EFECTO%20ESPUMANTE%20.Image.Marked.pdf>
- Cisneros, S. (2017). Determinación de la influencia del fluido de control para minimizar daños de formación según su concentración en trabajos de completación y reacondicionamiento en los campos del activo Shushufindi. *Tesis de Pregrado*. Universidad Central del Ecuador, Quito. <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/12995/1/T-UCE-0012-63-2017.pdf>
- Enríquez, O. (2016). Fundamentos de las emulsiones agua-aceite crudo y su aplicación en la industria petrolera. *Tesis de Pregrado*. Universidad Nacional Autónoma de México, México. Retrieved 26 de abril de 2022, from <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/14861/FUNDAMENTOS%20DE%20LAS%20EMULSIONES%20AGUA-ACEITE%20CRUDO%20Y%20SU%20APLICACI%C3%93N%20EN%20LA%20INDUSTRIA%20PETROLERA.pdf?sequence=1>
- Gallardo Perez M., T. O. (2012). *Estudio para la optimización del fluido "Drill-in" para las zonas productoras del campo Auca-EP PETROECUADOR*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Gómez, F., Enríquez, B., & Celi, J. (2021). Análisis de la Tensión Interfacial Entre Dos Fluidos Inmiscibles con el Uso de Cuatro Surfactantes (Catiónico, No iónico), de la Arena Productora U Inferior del Campo Pindo. *Revista Politecnica*, 47(2), 27-40. Retrieved 26 de abril de 2022, from

https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/view/1099

González, J. (2020). Indicadores de la gestión de calidad en las empresas de fluidos de perforación. *Enfoques. Revista de Investigación en Ciencias de la Administración*, 4(15), 185-191. <https://doi.org/http://doi.org/10.33996/revistaenfoques.v4i15.90>

Instituto Americano del Petróleo. (2014). *Manual de fluidos de perforación. Energy API*. Dallas. Retrieved 26 de 4 de 2022, from https://www.academia.edu/33533772/MANUAL_DE_FLUIDOS_DE_PERFORACION_API_pdf

Mantilla, L. (2022). *fluidos de completacion funciones de los fluidos de completacion a nivel general puntos a considerar al seleccionar un fluido de completacion*. Academia: https://www.academia.edu/36564838/FLUIDOS_DE_COMPLETACION_FUNCIONES_DE_LOS_FLUIDOS_DE_COMPLETACION_A_NIVEL_GENERAL_PUNTOS_A_CONSIDERAR_AL_SELECCIONAR_UN_FLUIDO_DE_COMPLETACION

Morocho, H. (2015). Análisis del fluido de control para operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos, con el fin de evitar o reducir el daño de formación en el campo Paka Sur del bloque 15. *Tesis de Pregrado*. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito. http://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/14379/1/63767_1.pdf

Rojas, M. (2020). *IDENTIFICACIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS PARA MINIMIZAR LOS POSIBLES IMPACTOS AMBIENTALES DEL TRATAMIENTO EN SUPERFICIE DEL FLUIDO DE RETORNO EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA FORMACIÓN LA LUNA, COLOMBIA, A PARTIR DE LA EXPERIENCIA DE UN CA*. Tesis de Especialización. Universidad de América. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/8052/1/788523-2020-III-GA.pdf>

Schlumberger. (2014). Quito, Ecuador: Eureka.

Schlumberger. (2021). *Organophilic Water-Based Reservoir Drill-In Fluid System Quadruples Production, Middle East*,. Retrieved Abril de 2023, from

- Schlumberger: <https://www.slb.com/-/media/files/mi/case-study/flothru-uae-cs.ashx>
- Schlumberger del Ecuador S.A. (2022). *Reporte Torres Perforación*. Schlumberger del Ecuador S.A: <https://www.aihe.org.ec/2019/04/12/reportes-torres-de-perforacion/>
- Schlumberger Private. (2022). *Flothru*. M-I SWACO Internal.
- Schlumberger . (2022). *Oilfield Glossary en Español*. Schlumberger Glossary: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/i/interfacial_tension
- Taquez, B. (2019). Diseño de un fluido sintético aireado aplicable para perforación y completación de pozos en arenas depletadas en la Cuenca Oriente Ecuatoriana. *Tesis de Pregrado*. Universidad Central del Ecuador, Quito. Retrieved 2022 de abril de 26, from <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/19701/1/T-UCE-0012-FIG-145.pdf>
- UNAM. (2022). *Fluidos*. UNAM: <https://www.ier.unam.mx/~jhg/LAB.%20MEC.%20FLUIDOS%202014/PRACTICAS%204-6/TEORIA/Viscosidad.pdf>
- Usuriaga, J. (2019). *Diseño de un fluido entrecruzado guar-boro compatible con aguas de producción y flowback para el fracturamiento hidráulico en yacimientos en roca generadora en el valle medio Magdalena. énfasis en ingeniería de producción de hidrocarburos*. Tesis de maestría. Universidad Industrial de Santander. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/14006>
- Villada, Y. (2019). *Polímeros basados en fuentes renovables como aditivos en fluidos de perforación en base agua para formaciones shale de Argentina*. Tesis de doctorado. Universidad Nacional del Litoral. <https://bibliotecavirtual.unl.edu.ar:8443/bitstream/handle/11185/1194/Tesis.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Vite, L. (2022). *Características de los Líquidos*. Retrieved 26 de abril de 2022, from Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo: <https://www.uaeh.edu.mx/scige/boletin/prepa4/n4/m14.html>

7. ANEXOS

— NORMA API 13B-1

Field Testing Water-based Drilling Fluids

API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1
FIFTH EDITION, MAY 2019

ERRATA 1, MAY 2020
ERRATA 2, DECEMBER 2021
ERRATA 3, JANUARY 2023



Annex I

(normative)

Calibration and Verification of Glassware, Thermometers, Timers, Viscometers, Retort Cup, and Drilling Fluid Balances

I.1 General

This annex suggests methods for the calibration of field testing equipment not covered under test procedures in this standard.

I.2 Calibration of Apparatus

I.2.1 Volumetric Glassware

Calibration of pipettes, graduated cylinders, and similar equipment is generally performed by the glassware supplier and may be part of the purchase specification. Glassware users should obtain documented evidence, where deemed important, of glassware calibration from the supplier. Calibration may be checked gravimetrically. Periodic recalibration is not required. A procedure for calibration of graduated cylinders is given in I.3.

I.2.2 Thermometers

Calibrate thermometers used in field testing, especially commonly used metal-dial thermometers, against a standard thermometer. Thermometers should be calibrated before being put into service, and then periodically, depending on the importance of the measurement and the stability of the thermometer. A procedure for the calibration of thermometers is given in I.4.

I.2.3 Timers

Timers shall be accurate to within ± 5 s per hour and shall be verified over a period no less than 12 min and shall be checked annually. Calibration may use the time signal from the NIST or similar web sites or radio stations. If not within required accuracy, the units shall be adjusted or replaced.

NOTE Viscometer sag shoe test (VSST) (see K.5) requires a timer accurate to ± 2 s per hour.

I.2.4 Viscometers

Calibrate viscometers used in field testing against traceable standard viscosity fluids. Viscometers shall be calibrated before being put into service, and then periodically, depending on the importance of the measurements and the stability of the viscometer. While in service, viscometers shall be checked at least monthly and more frequently if the viscometer indicates instability. A procedure for the calibration of viscometers is given in I.5.

I.2.5 Drilling Fluid Balances

Calibrate drilling fluid balances using deionized or distilled water, as specified in the test procedure given in 5.2.1. The recommended frequency is prior to each set of measurements, or as specified by the operator, drilling fluid company or other interested party.

I.2.6 Retort Cups

Calibrate retort cups using deionized or distilled water, as specified in the test procedure given in I.6. The recommended frequency is prior to each set of measurements, or as specified by the operator, drilling fluid company or other interested party.

I.3 Procedure—Calibration of Graduated Cylinders

In order to conduct a field calibration of a graduated cylinder, the following procedure shall be used.

- Allow the receiver and distilled or deionized water to reach ambient temperature. Record the temperature to the nearest 0.5 °C (1 °F).
- Place the clean, empty receiver, with its base, on the balance and tare to zero.
- Fill the receiver with distilled or deionized water, while it is on the balance, to the various graduation marks in increments of 2 mL for the 10 mL receiver, in increments of 4 mL for the 20 mL receiver, and in increments of 10 mL for the 50 mL receiver. Use a pipette or syringe to carefully fill the receiver to the desired graduation mark without leaving water droplets on the walls of the receiver.
- Record the masses for each incremental volume of water at the specific graduation mark, m_W , to the nearest 0.01 g.
- Calculate the volume of the receiver at each mark, V_M , as given in Equation (I.1):

$$V_M = \frac{m_W}{\rho_W} \quad (I.1)$$

where

V_M is the receiver volume at a specified mark, expressed in milliliters;

m_W is the mass of water, filling receiver at a specified mark, expressed in grams;

ρ_W is the water density, expressed in grams per milliliter, at the test temperature (see Table I.1).

I.4 Procedure—Calibration of Thermometers

In order to calibrate a thermometer, the following procedure shall be used.

- Place the thermometer to be calibrated alongside a certified and traceable thermometer in a constant temperature bath [or suitable container of 4 L (1 gal) capacity or more, filled with water, in a room where temperature is relatively constant] and allow to equilibrate for 30 min.
- Read both thermometers and records the readings.
- Repeat the readings at 5 min intervals to obtain at least four sets of readings.
- Calculate the average reading for each thermometer.
- For adjustable-scale thermometers, adjust the scale to read the same as the standard thermometer. For other thermometers, follow the procedure in I.4 f).
- Calculate the thermometer correction, C_{th} , expressed in degrees (°C or °F) to add to the thermometer reading, as given in Equation (I.2):

$$C_{th} = R_1 - R_2 \quad (I.2)$$

where

R_1 is the average reading for the standard thermometer, expressed in degrees;

R_2 is the average reading for the working thermometer, expressed in degrees.

EXAMPLE 1 Thermometer correction determination, in degrees Celsius:

$$R_1 = 23.9\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$R_2 = 24.2\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$C_{th} = 23.9 - 24.2 = -0.3\text{ }^{\circ}\text{C}$$

EXAMPLE 2 Thermometer correction application:

$$C_{th} = -0.3\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Temperature reading: } R = 25.0\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Corrected temperature reading: } R_{cor} = 25.0 + (-0.3) = 24.7\text{ }^{\circ}\text{C}$$

NOTE See ISO 386 for a more complete procedure description.

- g) Mark and identify the thermometer with its correction and calibration date.

It is not good practice to use thermometers whose correction exceeds twice the allowable tolerance of the measurement.

SECTION 4 FIELD TESTING OF OIL MUD VISCOSITY AND GEL STRENGTH

4.1 Description

a. The following instruments are used to measure viscosity and/or gel strength of drilling fluids:

1. Marsh Funnel — a simple device for indication of viscosity on a routine basis
2. Direct-indicating viscometer — a mechanical device for measurement of viscosity at varying shear rates.

b. Viscosity and gel strength are measurements that relate to the flow properties of muds. The study of deformation and flow of matter is rheology. An in-depth statement of rheology is made in API Bulletin 13D: The Rheology of Oil-Well Drilling Fluids.

MARSH FUNNEL

4.2 Equipment. A Marsh Funnel (see Fig. 4.1) is calibrated to outflow one quart (946 cm³) of fresh water at a temperature of 70°F ± 5 (21°C ± 3) in 26 seconds ± 0.5. A graduated cup is used as a receiver.

a. Marsh Funnel

Specifications

Funnel Cone

Length..... 12.0 in. (305 mm)
Diameter..... 6.0 in. (152 mm)
Capacity to bottom of screen..... 1500 cm³

Orifice

Length..... 2.0 in. (50.8 mm)
Inside Diameter..... 5/16 in. (4.7 mm)
Screen..... 12 mesh
Has 5/16 in. (1.6 mm) openings and is fixed at a level 3/8 in. (19.0 mm) below top of funnel.

b. Graduated cup: one-quart

c. Stopwatch

d. Thermometer: 32-220°F ± 2 (0-105°C ± 1)

4.3 Procedure

a. Cover the funnel orifice with a finger and pour freshly sampled drilling fluid through the screen into the clean, upright funnel. Fill until fluid reaches the bottom of the screen.

b. Move finger covering orifice and start stopwatch. Measure the time for mud to fill to one-quart (946 cm³) mark of the cup.

c. Measure temperature of fluid in degrees F (C).

d. Report the time to nearest second as Marsh Funnel viscosity. Report the temperature of fluid to nearest degree F (C).

DIRECT-INDICATING VISCOMETER

4.4 Equipment

a. Direct-indicating viscometers are rotational types of instruments powered by an electric motor or a hand crank. Drilling fluid is contained in the annular space between two concentric cylinders. The outer cylinder or rotor sleeve is driven at a constant rotational velocity (rpm). The rotation of the rotor sleeve in the fluid produces a torque on the inner cylinder or bob. A torsion spring restrains the movement of the bob, and a dial attached to the bob indicates displacement of the bob. Instrument constants have been adjusted so that plastic viscosity and yield point are obtained by using readings from rotor sleeve speeds of 300 rpm and 600 rpm.

Specifications — Direct-Indicating Viscometer

Rotor Sleeve

Inside diameter..... 1.450 in. (36.83 mm)
Total length..... 3.425 in. (87.00 mm)
Scribed line..... 2.30 in. (58.4 mm)
above the bottom of sleeve. Two rows of 3/16 in. (3.18 mm) holes spaced 120 deg (2.09 radians) apart, around rotor sleeve just below scribed line.

Bob

Diameter..... 1.358 in. (34.49 mm)
Cylinder length..... 1.496 in. (38.00 mm)
Bob is closed with a flat base and a tapered top.

Torsion Spring Constant

396 dyne-cm/degree deflection

Rotor Speeds

High speed..... 600 rpm
Low speed..... 300 rpm

The following are types of viscometers used to test drilling fluids:

1. Hand-cranked instrument (Fig. 4.2) has speeds of 300 rpm and 600 rpm. A knob on the hub of the speed-change lever is used to determine gel strength.
2. The 12-volt, motor driven instrument (Fig. 4.3) also has speeds of 300 and 600 rpm. A governor-release switch permits high shearing before measurement, and a knurled hand-wheel is used to determine gel strength.
3. The 115-volt instrument (Fig. 4.4) is powered by a two-speed synchronous motor to obtain speeds of 3, 6, 100, 200, 300 and 600 rpm. The 3-rpm speed is used to determine gel strength.
4. The variable speed 115-volt or 240-volt instrument (Fig. 4.5) is motor powered to obtain all

speeds between 1 and 625 rpm. The 3-rpm speed is used to determine gel strength.

b. Thermostatically controlled viscometer cup: (Figs. 4.6 and 4.7).

c. Stopwatch

d. Thermometer: $32\text{--}220^\circ\text{F} \pm 2$ ($0\text{--}105^\circ\text{C} \pm 1$)

4.5 Procedure

CAUTION: Maximum operating temperature is 200°F (93°C). If fluids above 200°F (93°C) are to be tested, a solid metal bob or a hollow metal bob, with a completely dry interior, should be used. Liquid trapped inside a hollow bob may vaporize when immersed in high temperature fluid and cause the bob to explode.

a. Place a sample of the drilling fluid in a thermostatically controlled viscometer cup. Leave enough empty volume in the cup for the displacement of the viscometer bob and sleeve. The bob and sleeve will displace approximately 100 cm³ of drilling fluid. Immerse the rotor sleeve exactly to the scribed line. Measurements in the field should be made with minimum delay from the time of sampling. Test should be made at either $120^\circ\text{F} \pm 2$ ($50^\circ\text{C} \pm 1$) or $150^\circ\text{F} \pm 2$ ($65^\circ\text{C} \pm 1$). The place of sampling should be stated on the report.

b. Heat or cool the sample to the selected temperature. Intermittent or constant shear at the 600 rpm speed should be used to stir the sample while heating or cooling to obtain a uniform sample temperature. After the cup temperature has reached the selected temperature, immerse the thermometer into the sample and continue stirring until the sample reaches the selected temperature. Record the temperature of the sample.

c. With the sleeve rotating at 600 rpm, wait for dial reading to reach a steady value (the time required is dependent on the mud characteristics). Record the dial reading for 600 rpm.

d. Shift to 300 rpm and wait for dial reading to reach steady value. Record the dial reading for 300 rpm.

e. Stir drilling fluid sample for 10 seconds at high speed.

f. Allow mud to stand undisturbed for 10 seconds. Slowly and steadily turn the hand-wheel in the direction to produce a positive dial reading. The maximum

reading is the initial gel strength. For instruments having a 3-rpm speed, the maximum reading attained after rotation at 3 rpm is the initial gel strength. Record the initial gel strength (10 sec gel) in lb/100 ft² (Pa).

g. Restir the mud at high speed for 10 seconds and then allow the mud to stand undisturbed for 10 minutes. Repeat the measurements as in Par. 3.5f and report the maximum reading as 10 minute gel in lb/100 ft² (Pa).

4.6 Calculation

$$\text{Plastic Viscosity, } \frac{\text{lb}}{100 \text{ ft}^2} = \left[\frac{600 \text{ rpm}}{\text{reading}} \right] - \left[\frac{300 \text{ rpm}}{\text{reading}} \right] \quad (\text{a})$$

$$\text{Yield Point, } \frac{\text{lb}}{100 \text{ ft}^2} = \left[\frac{300 \text{ rpm}}{\text{reading}} \right] - \text{Plastic Viscosity} \quad (\text{b})$$

$$\text{Apparent Viscosity, } \frac{\text{cp}}{\text{cp}} = \frac{600 \text{ rpm reading}}{2} \quad (\text{c})$$

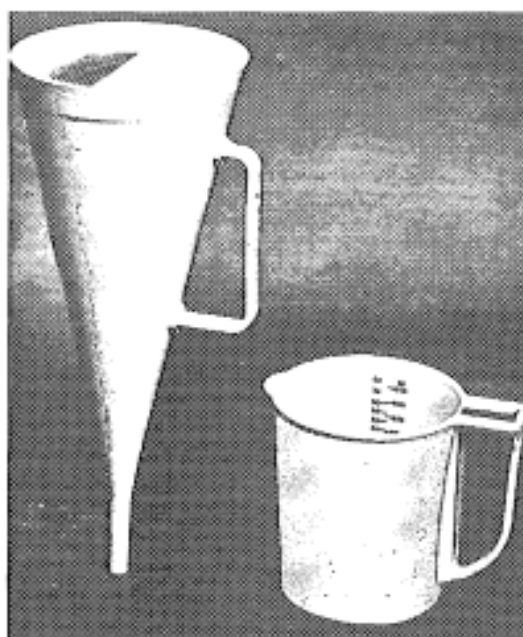


FIG. 4.1
MARSH FUNNEL AND CUP

SECTION 5 CHEMICAL ANALYSIS OF OIL MUDS

5.1 Description

a. The whole mud alkalinity test procedure is a titration method which measures the volume of standard acid required to react with the alkaline (basic) materials in an oil mud sample. The alkalinity value is used to calculate the pounds per barrel unreacted "excess" lime in an oil mud. Excess alkaline materials, such as lime, help to stabilize the emulsion and also neutralize carbon dioxide or hydrogen sulfide acidic gases.

b. The whole mud chloride test procedure is a titration method which measures the volume of standard silver nitrate required to react with the chloride (and other halide) ions to form insoluble silver chloride (or silver halide) salts. The test procedures can utilize the same sample as the alkalinity test provided the sample is acidic (pH below 7.0). The chloride value reported in the whole mud can be assigned to the water phase up to the saturation point. The water soluble salt concentration is related to the effectiveness of an oil mud in controlling shale through the "aqueous phase activity" concept. The water phase salinity value is also needed to adjust the retort water value to obtain a corrected solids content for the oil mud.

5.2 Equipment

a. Solvent: 50/50 volumetric mixture of xylene and isopropanol (technical grade or better)

CAUTION: XYLENE — flammable, vapor harmful

b. Titration vessel: pint jar or 400-cm³ beaker

c. Phenolphthalein indicator solution: 1 g/100 cm³ of 50% isopropanol/water solution

d. Sulfuric acid solution: standardization 0.1 normal (N/10)

e. Potassium chromate indicator solution: 5 g/100 cm³ of water

f. Silver nitrate reagent: containing 47.91 g/L (equivalent to 0.01 g chloride-ion/cm³) (0.282 N), stored in an amber or opaque bottle

g. Distilled or deionized water

h. Disposable syringe: one 5-cm³

i. Graduated cylinder (TC): one 25-cm³

j. Serological (graduated) pipettes (TD): two 1-cm³ and two 10-cm³

NOTE: One pair of pipettes for sulfuric acid and one pair for silver nitrate

k. Magnetic stirrer with 1.5-inch (38-mm) stirring bar (coated)

5.3 Procedure — Whole Mud Alkalinity

a. Add 100 cm³ of 50/50 xylene/isopropanol solvent to a 400-cm³ beaker or pint jar.

b. Fill a 5-cm³ syringe with whole mud to past the 3 cm³ mark.

c. Displace 2.0 cm³ of whole mud into the beaker or pint jar.

d. Swirl the oil mud and solvent until the mixture is homogeneous.

e. Add 200 cm³ of distilled (or deionized) water.

f. Add 15 drops of phenolphthalein indicator solution.

g. While stirring rapidly with a magnetic stirrer, slowly titrate with 0.1 N sulfuric acid until pink color just disappears. Continue stirring and if no pink color reappears within one minute, stop stirring.

NOTE: It may be necessary to stop the stirring of the mixture and allow separation of the two phases to occur in order to visually see the indicator in the aqueous phase.

h. Let sample stand for five minutes. If no pink color reappears, the end point has been reached. If a pink color returns titrate a second time with sulfuric acid. If pink color returns, titrate a third time. If after the third titration, pink color returns, call this the end point.

i. Use the cm³ of 0.1 N sulfuric acid solution required to reach the end point in Par. 5.3h to calculate the whole mud alkalinity.

5.4 Calculation — Whole Mud Alkalinity

$$\begin{aligned} \text{Alkalinity (whole mud), } P_{am} &= \frac{0.1 \text{ N sulfuric acid, cm}^3}{\text{mud sample, cm}^3} \\ &= \frac{0.1 \text{ N sulfuric acid, cm}^3}{2.0 \text{ cm}^3} \quad (a) \end{aligned}$$

5.5 Procedure — Whole Mud Chloride

a. Perform the Alkalinity procedures in Par. 5.3a through h.

NOTE: Make sure the mixture to be titrated for chloride is acidic (below pH 7.0) by adding 1-2 drops of 0.1 N sulfuric acid.

b. Add 10-15 drops potassium chromate indicator solution.

c. While stirring rapidly with a magnetic stirrer, slowly titrate with 0.282 N silver nitrate reagent until a

salmon pink color remains stable for at least one minute.

NOTES: 1) Additional potassium chromate indicator solution may be required during titration process.

2) It may be necessary to stop the stirring of the mixture and allow separation of the two phases to occur in order to visually see the indicator in the aqueous phase.

d. Use the cm³ of 0.282 N silver nitrate reagent required to reach the end point in Par. 5.5 c to calculate the whole mud chloride.

5.6 Calculation — Whole Mud Chloride

$$\begin{aligned} \text{Chloride (whole mud), } Cl_{em} &= \frac{Cl, \text{ mg}}{\text{oil mud sample, L}} \\ &= \frac{10,000 (0.282 \text{ N silver nitrate, cm}^3)}{2.0 \text{ cm}^3} \quad (b) \end{aligned}$$

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN DE PROYECTO DE TITULACIÓN

Por medio de la presente, Yo Arcентаles Bastidas Danilo Andrés Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), certifico que:

Con fecha 2023-09-15, el estudiante Zambrano Clavijo Tedys Eloy con Número de Identificación 1205067935 de la III Cohorte, presentó la propuesta de su tema de titulación al Comité Académico del programa. Posteriormente, con fecha 2023-12-01, el Comité revisó y aprobó la propuesta mediante la resolución FICT-CA-PET-014-2023, cumpliendo con los requisitos establecidos para la aprobación del tema.

A partir de dicha aprobación, el estudiante mantuvo reuniones periódicas con el tutor designado, Schettino Villalba José Ángel, para la elaboración y desarrollo de su proyecto de titulación, siguiendo los lineamientos establecidos por el programa. Con fecha 2024-01-15, el estudiante presentó y sustentó su proyecto de titulación ante el tribunal evaluador asignado, cumpliendo con el proceso formal de evaluación académica.

Por lo tanto, en calidad de Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos, certifico que el trabajo de titulación denominado “Aplicación de nuevas tecnologías usando productos organofílicos para el fluido de perforación usado en pozos horizontales en el campo Auca”, realizado por el estudiante Zambrano Clavijo Tedys Eloy con Número de Identificación 1205067935, ha sido revisado y evaluado conforme a los lineamientos y estándares establecidos por el programa.

Debido a circunstancias externas, no ha sido posible obtener las firmas de los involucrados (estudiante, tutor(es) y/o evaluadores). No obstante, en calidad de Coordinador del Programa, certifico que el proyecto cumple con los requisitos académicos y ha sido revisado para su presentación y archivo institucional.

Atentamente,



Creado electrónicamente por:
DANILO ANDRÉS
ARCENTALES BASTIDAS

Arcентаles Bastidas Danilo Andrés
Coordinador de la Maestría en Petróleos