

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Aplicación de nuevas tecnologías en fluidos de perforación de reservorios
RDF para maximizar la producción en pozos horizontales del Oriente
Ecuatoriano

Proyecto de Titulación

Previo la obtención del Título de:

**Maestría en Petróleos con Mención en Recobro
por Inyección de Agua y Gas**

Presentado por:

Jami Tipan Jonathan Patricio
Vaca Chilibingua Pablo Adrián

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

El presente proyecto lo dedico a mi pequeña hija Victoria. Espero que este logro te inspire a luchar por tus propios sueños. Que siempre te superes en cada aspecto de tu vida y que sepas que siempre te voy a apoyar.

Pablo Vaca

Dedicatoria

El presente proyecto lo dedico a mis padres, que, por su presencia, enseñanzas y motivación que siempre pusieron en mi camino para llegar hasta aquí.

A mis hermanos y sobrino, que con su cariño y compañía me recuerdan siempre por que vale la pena seguir avanzando.

A mis amigos, que celebraron este logro conmigo, en la que su apoyo y compañerismo fueron parte esencial en este proceso.

Jonathan Jami

Agradecimientos

Mi más sincero agradecimiento a mi esposa Karla, por el amor de cuidar a Victoria, siendo la pieza clave que me permitió dedicarme a mis estudios.

Pablo Vaca

Agradecimientos

Mi más sincero agradecimiento a mi familia, por su apoyo incondicional, su confianza y por acompañarme en cada etapa de mi camino, por lo que siempre serán mi pilar fundamental para alcanzar mis propósitos.

A mis amigos, quienes siempre han creído en mí, quienes, con su compañía, ánimo y palabras me han ayudado a avanzar en los momentos más adversos de mi vida.

Jonathan Jami

Agradecimientos

Al MSc. Ángel Schettino, tutor,
por su experta guía en el desarrollo del
proyecto.

A la comunidad académica de la
Escuela Superior Politécnica del Litoral
que contribuyo en mi desarrollo
profesional.

A la SENESCYT, por el
fundamental apoyo de la beca.

Jonathan Jami - Pablo Vaca

Declaración Expresa

Nosotros Jonathan Patricio Jami Tipan y Pablo Adrian Vaca Chiliquina acordamos y reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al/los autores/es que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, viernes 06 de diciembre del 2025.

Jonathan Patricio Jami
Tipan

Pablo Adrián Vaca
Chiliquina

Evaluadores

Danilo Arcentales Bastidas

Profesor de Materia

José Ángel Schettini Villalba

Tutor de proyecto

Resumen

En el Ecuador la perforación de pozos horizontales con el uso de fluidos tradicionales representa un desafío debido a los problemas que presenta como daño a la formación y la limitada restauración de permeabilidad. En consecuencia, el presente proyecto analizó la aplicación de nuevas tecnologías en fluidos de perforación de reservorios RDF que permiten maximizar la producción en pozos horizontales. El objetivo general fue diseñar un fluido RDF que incorpore un preventor de emulsiones y un rompedor interno, con el fin de reducir el daño de formación y optimizar la productividad de un pozo horizontal. Se planteó como hipótesis que la incorporación de estas tecnologías permitiría una mayor compatibilidad roca-fluido y una reducción significativa del daño inducido. La justificación se radicó en la necesidad de superar las limitaciones de los fluidos convencionales en ambientes geológicos complejos como los presentados en un pozo horizontal. El desarrollo del proyecto se realizó mediante la formulación de fluidos en laboratorio bajo las normas API 13B, evaluando diferentes concentraciones de aditivos y pruebas de retorno de permeabilidad. Los resultados mostraron que el nuevo fluido RDF incrementó el retorno de flujo hasta un 96% y redujo el tiempo de remoción del cake de 18 horas a 4 horas, destacando que la tecnología propuesta es efectiva para mejorar la productividad y compatibilidad en pozos horizontales, constituyendo una alternativa viable para operaciones de perforación horizontal en el Oriente Ecuatoriano.

Palabras clave: fluidos de perforación, daño de formación, pozos horizontales, tecnologías RDF.

Abstract

In Ecuador, the drilling of horizontal wells use a traditional fluid, it is a challenge due to issues such as formation damage and the limited ability to restore permeability. Consequently, this project analyzed the application of new technologies in Reservoir Drilling Fluids (RDF) aimed at maximizing production in horizontal wells. The general objective was to design an RDF fluid that incorporates an emulsion preventer and an internal breaker, to reduce skin and optimize the productivity of a horizontal well. The working hypothesis proposed that the incorporation of these technologies would allow greater rock-fluid compatibility and a significant reduction in induced damage. The justification is based on the need to overcome the limitations of conventional drilling fluids in complex geological environments, such as those encountered in horizontal wells. The development of the project was carried out through laboratory formulation of fluids under API 13B standards, evaluating different additive concentrations and permeability return test. The results showed that the new RDF fluid increased flow return up to 96% and reduced cake removal time from 18 hours to 4 hours, highlighting in horizontal wells and thus constitutes a viable alternative for horizontal drilling operations in the Ecuadorian Basin.

Keywords: drilling fluid, skin, horizontal well, RDF technology.

Índice general

Resumen.....	9
<i>Abstract</i>	10
Índice general.....	11
Abreviaturas.....	13
Simbología.....	14
Índice de figuras.....	15
Índice de tablas	15
Capítulo 1.....	16
1. Introducción	17
1.1 Descripción del Problema	18
1.2 Justificación del Problema	19
1.3 Objetivos.....	20
1.3.1 Objetivo general	20
1.3.2 Objetivos específicos	20
1.4 Marco teórico.....	20
1.4.1 Fluidos de perforación de reservorios RDF.....	20
1.4.2 Equipo de medición de tamaño de partícula PSD	24
1.4.3 Daño de formación y su impacto en la productividad.....	25
1.4.4 Norma API 13B.....	27
Capítulo 2.....	34
2. Metodología.	35
2.1 Selección de Muestras.....	35
2.2 Instrumentos de compilación de información y datos.....	35
2.3 Proceso y análisis de la información	35
2.4 Norma API 13B	36
2.5 Pruebas de análisis realizadas	37

2.6 Ejecución del trabajo.....	37
Capítulo 3.....	40
3. Resultados y análisis.....	41
3.1. Formulación y caracterización de los Fluidos RDF.....	42
3.2 Resultados de Pruebas Químicas de Laboratorio.....	43
3.3 Resultado de Pruebas de Punteo (PSD)	45
3.4. Resultado del Control de Filtración (Pruebas PPT).....	46
3.5. Agente Rompedor Interno (ARI)	47
3.6. Impacto en el Retorno de Flujo.....	48
3.7. Prueba de Compatibilidad.....	51
Capítulo 4.....	54
4.1 Conclusiones y recomendaciones	55
4.1.1 Conclusiones.....	55
4.1.2 Recomendaciones	56
Referencias.....	57

Abreviaturas

API	American Petroleum Institute
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
HWL	High Water Level
PSD	Particle Size Distribution
RDF	Reservoir Drilling Fluid
ARI	Agente Rompedor Interno

Simbología

mL	Mililitro
lb	Libras
pH	Potencial de hidrogeno
ppg	libras por galón (traducido del inglés: pound per gallon)
vP	Viscosidad Plástica
%PR	Porcentaje de Retorno de flujo

Índice de figuras

Figura 1. <i>Agente controlador de filtrado</i>	22
Figura 2. <i>Efecto del Rompedor Interno en la formación</i>	23
Figura 3. <i>Particle Size Distribution PSD</i>	24
Figura 4. <i>Distribución de tamaño de partículas PSD</i>	25
Figura 5. <i>Daño de formación</i>	26
Figura 6. <i>Balanza de lodo</i>	27
Figura 7. <i>Kit de filtrado API</i>	29
Figura 8. <i>Equipo de medición de densidad del fluido</i>	30
Figura 9. <i>Embudo de Marsh</i>	30
Figura 10. <i>Viscosímetro</i>	31
Figura 11. <i>Equipo de retorta</i>	32
Figura 12. <i>Equipo de pruebas químicas</i>	33
Figura 13. <i>Simulación PSD</i>	46
Figura 14. <i>Impacto en el retorno de flujo</i>	50

Índice de tablas

Tabla 1. <i>Formulación y concentraciones del fluido RDF</i>	43
Tabla 2. <i>Pruebas químicas del fluido RDF</i>	44
Tabla 3. <i>Control de filtrado de fluido RDF</i>	47
Tabla 4. <i>Concentración de agente rompedor interno</i>	48
Tabla 5. <i>Porcentaje de retorno de flujo</i>	49
Tabla 6. <i>Caracterización del crudo de los pozos ESPOL</i>	52
Tabla 7. <i>Análisis de compatibilidad de fluido - pozo ESPOL B5H</i>	52
Tabla 8. <i>Análisis de compatibilidad de fluido - pozo ESPOL B6H</i>	53

Capítulo 1

1. Introducción

En la perforación de pozos horizontales, los fluidos de perforación tradicionales pueden causar un daño significativo a la formación productora debido a la invasión de sólidos, emulsiones y filtrados incompatibles. Este daño representa una reducción de la permeabilidad efectiva por lo que ocasiona una disminución de la productividad del pozo (Hallim, 2021).

Los Reservoir Drill-In Fluids (RDF¹) fueron desarrollados para minimizar los efectos adversos en la formación productora, debido a que por su formulación presentan una mejor compatibilidad con la litología del reservorio, por lo que facilita la remoción del daño inducido durante la etapa de perforación (SLB, 2016).

Acorde al $D'50^2$ se puede realizar cualquier tipo de corrección en tiempo real, sin embargo, en formaciones más sensibles o complejas, los fluidos convencionales pueden resultar insuficientes e ineficaces (Kalhor Mohammadi, 2022).

En respuesta, se han desarrollado nuevas tecnologías que incorporan elementos como el rompedor interno y el inhibidor de emulsiones que mejoran el rendimiento del fluido, brindando una compatibilidad roca/fluido ideal y minimizando el daño de formación (Elrayah, 2024).

Los fluidos RDF con las innovaciones mencionadas anteriormente buscan mantener la estabilidad del pozo, reducir el daño de formación y optimizar la entrega de hidrocarburos desde la matriz porosa (Hallim, 2021).

¹ Los fluidos RDF se refieren a los Reservoir Drill-In Fluids, que en español se pueden traducir como fluidos de perforación diseñados para ser compatibles con el reservorio.

² $D'50$ es el diámetro medio de las partículas en un fluido.

En los fluidos RDF el $D'50$ se utiliza para diseñar partículas que formen un “puente” en la formación, evitando que el fluido invada el reservorio además de controlar el daño a la formación y mantener la permeabilidad efectiva. (Nasiri M, 2020)

1.1 Descripción del Problema

En los pozos horizontales, el daño de formación inducido por fluidos de perforación es una de las principales causas de pérdida de productividad, debido a que el daño es más crítico en secciones horizontales extendidos (Zhang, 2022).

En los pozos horizontales el contacto con la formación es mayor y la invasión de filtrado o partículas puede alterar considerablemente las propiedades petrofísicas del reservorio, aunque los fluidos convencionales se desarrollaron para reducir estos efectos, en muchos casos no logran prevenir completamente el daño, especialmente en formaciones con alta sensibilidad mineralógica o presencia de arcillas hinchables (Anood, 2024).

En el contexto ecuatoriano, durante el último año se ha implementado una campaña de perforación horizontal con el fin de mejorar la eficiencia en la producción de hidrocarburos.

Por lo cual en el año 2024 hubo un promedio de perforación de 15 pozos horizontales y en el año 2025 hasta el mes de mayo existe una perforación de 5 pozos horizontales (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburos, 2025).

Sin embargo, en pozos horizontales se presentan niveles significativos de invasión, lo cual afecta directamente la productividad esperada debido a la incompatibilidad entre los fluidos de perforación y las características mineralógicas de la formación. Adicionalmente, se reportaron dificultades en la remoción del cake de filtrado y en la ejecución eficiente de las operaciones de completación, agravando aún más el impacto del daño de formación (Rosales Evelyn, 2023).

Al utilizar los fluidos de perforación convencionales, no se logró alcanzar los indicadores de productividad proyectados para este tipo de pozos, evidenciando la necesidad de una tecnología de fluido RDF específicamente diseñada para las condiciones del Oriente Ecuatoriano capaz de mejorar la compatibilidad roca-fluido, minimizar la invasión y restaurar el retorno de permeabilidad en estos ambientes desafiantes (Barahona & Garnica, 2009).

1.2 Justificación del Problema

La formulación de un fluido de perforación de reservorios (RDF) es esencial para superar las limitaciones de los fluidos convencionales en pozos horizontales, especialmente en el Oriente Ecuatoriano. En este tipo de pozos, la mayor extensión del contacto con la formación aumenta la probabilidad de daño, lo cual puede reducir significativamente la productividad del pozo (Zhang, 2022).

Los fluidos convencionales, aunque eficaces en formaciones menos complejas, no son capaces de mitigar adecuadamente los efectos adversos en reservorios con alta sensibilidad mineralógica, como aquellos que presentan arcillas hinchables o variaciones de litología complicadas (Anood, 2024).

Además, las tecnologías actuales no siempre brindan una compatibilidad roca-fluido óptima, lo que lleva a una invasión de filtrados y una mayor precipitación de productos de reacción. Por lo tanto, el desarrollo de un fluido RDF que incorpore un rompedor interno y un preventor de emulsiones representa una alternativa innovadora (Barahona & Garnica, 2009).

Estos aditivos permiten una mayor adaptabilidad a las características del reservorio, reduciendo significativamente el daño de formación y optimizando la producción de hidrocarburos (Kalhor Mohammadi, 2022).

Esta propuesta busca mejorar la eficiencia de los fluidos RDF mediante la formulación de una tecnología capaz de ofrecer una remoción más efectiva del cake y una mayor compatibilidad con la geología local, superando así los desafíos que los fluidos convencionales no logran solucionar (Hallim, 2021).

Esta innovación contribuirá a una mayor estabilidad en el pozo y mejorará el retorno de permeabilidad, lo que se traduce en una optimización de la productividad en los pozos horizontales de la región.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Diseñar un nuevo fluido RDF mediante la incorporación de un preventor de emulsiones y rompedor interno, con el fin de la prevención del daño de formación y la optimización la productividad en pozos horizontales.

1.3.2 Objetivos específicos

Evaluar las concentraciones del preventor de emulsiones y rompedor interno mediante análisis de laboratorio para la determinación de la dosificación ideal para un fluido RDF.

Formular un fluido RDF compatible con los reservorios, a partir de los resultados de laboratorio, con el fin de la garantía de la estabilidad del fluido y la protección efectiva del reservorio.

Comparar la eficiencia del fluido RDF con nuevas tecnologías con respecto a fluidos convencionales mediante pruebas de retorno de permeabilidad.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Fluidos de perforación de reservorios RDF

Los fluidos de perforación RDF desempeñan un papel fundamental en el éxito de las operaciones de perforación, especialmente en pozos horizontales, donde el contacto entre el fluido y la formación es significativamente mayor en comparación con los pozos verticales (Zitha, 2006).

El fluido de perforación de reservorios (RDF, traducido del inglés Reservoir Drilling Fluid) cumple funciones esenciales como la limpieza del pozo, el control de presión, la refrigeración y lubricación de la sarta, así como la estabilización de las paredes del pozo. Sin embargo, el uso inadecuado de fluidos convencionales puede provocar daño a la formación,

especialmente en pozos horizontales con reservorios de baja permeabilidad, generando una reducción en la productividad del pozo (Pang et al., 2021).

El desarrollo de los fluidos de perforación RDF para pozos horizontales implica una cuidadosa selección y formulación de componentes químicos que permite cumplir múltiples funciones de manera simultánea como estabilizar el pozo, controlar las presiones de formación, facilitar la remoción de recortes y, sobre todo, minimizar el daño al reservorio (Zitha, 2006).

Las nuevas tecnologías en fluidos RDF incorporan aditivos avanzados como preventores de emulsiones, rompedor interno y surfactantes de alta eficiencia, que permiten un control más preciso del daño y una mayor recuperación de hidrocarburos (Mengchuan Zhang, 2022).

Estudios recientes destacan que la aplicación de fluidos RDF permiten incrementar significativamente la productividad del pozo tras la etapa de perforación (Mengchuan Zhang, 2022). La composición típica de un fluido de perforación químico acorde a Darley, 2011 incluye:

Fase base: Es el componente principal del fluido de perforación RDF que puede ser agua, aceite o sintético, dependiendo del tipo de formación y los objetivos del pozo (American Petroleum Institute, 2019).

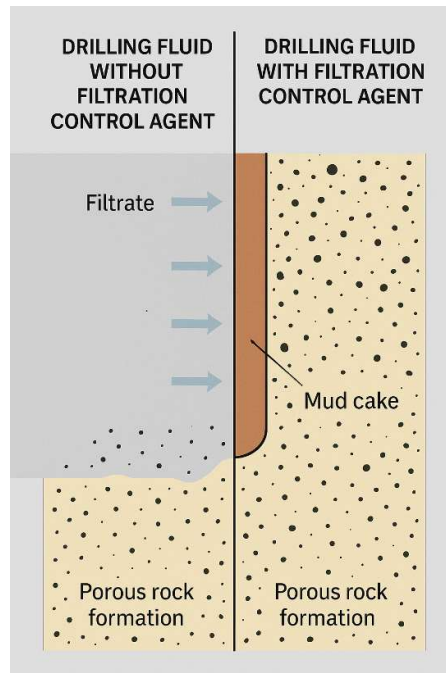
A continuación, se detalla la química específica que sirvió como base para la formulación del fluido RDF:

Viscosificante clarificado: Es un aditivo que se incorpora al fluido RDF para controlar la viscosidad y mejorar la capacidad de transportar recortes hacia superficie (American Petroleum Institute, 2019).

Agente controlador de filtrado: Es un aditivo que se incorpora al fluido RDF para reducir la pérdida de fluido hacia la formación mediante la formación de un cake delgado y de baja permeabilidad (American Petroleum Institute, 2019).

La figura 1 presenta una comparación entre la utilización de un agente de controlador de filtrado (lado derecho) y no utilización del agente (lado izquierdo) y su impacto en el reservorio. El uso del agente permite generar el mud cake, el cual evita invasión del fluido y cuida las propiedades petrofísicas del reservorio (Darley, 2011).

Figura 1. *Agente controlador de filtrado*



Nota: Esquema gráfico de la utilización del agente de control de filtrado. (Darley, 2011)

En fluidos RDF se utiliza polímeros de alta pureza debido a que por su composición química son compatibles con el reservorio y facilitan su remoción mediante un tratamiento ácido.

Inhibidor: Es un aditivo que se incorpora al fluido RDF con el objetivo de inhibir la hinchazón de arcillas y mejorar la estabilidad de la formación (Zitha, 2006).

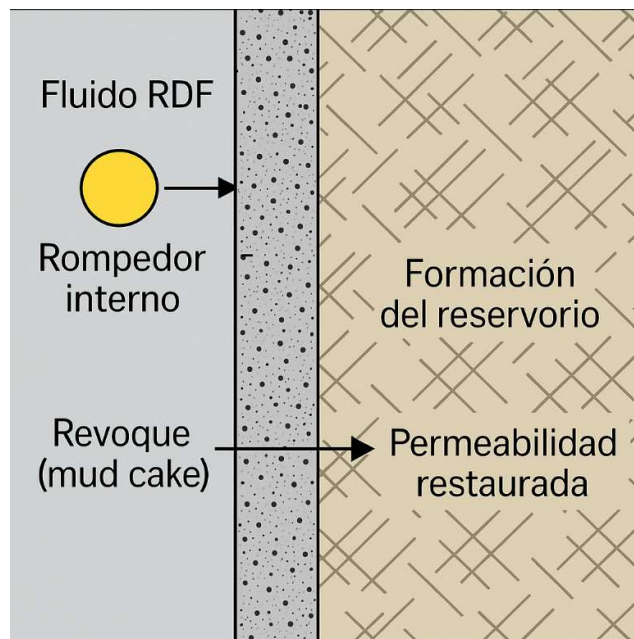
Lubricantes para reservorio: Es un aditivo que se incorpora al fluido RDF para disminuir la fricción, especialmente en secciones horizontales extendidas (Elrayah, 2024).

Inhibidor de emulsiones: Es un aditivo que se incorpora al fluido RDF con el objetivo de evitar la formación de emulsiones agua-aceite indeseadas durante la perforación en zonas con hidrocarburos (Elrayah, 2024).

Rompedor interno: Es un aditivo que se incorpora al fluido RDF por ejemplo ácidos orgánicos encapsulados o enzimas, que ayudan a descomponer el cake del filtrado después de la etapa de perforación, permitiendo restaurar la permeabilidad de la formación (Darley, 2011).

La figura 2 presenta el funcionamiento del rompedor interno como aditivo del fluido RDF representado por el círculo amarillo, el cual actúa químicamente sobre la pared del mud cake degradándolo progresivamente, descomponiéndolo y desprendiendo, permitiendo restaurar la permeabilidad del reservorio (American Petroleum Institute, 2019).

Figura 2. Efecto del Rompedor Interno en la formación



Nota: Representación gráfica del funcionamiento del rompedor interno. (American Petroleum Institute, 2019)

Según el Instituto Americano del Petróleo menciona que el desarrollo de un fluido de perforación RDF implica la selección y validación de los aditivos que permitan:

Compatibilidad química y física con el reservorio.

Facilidad de remoción del cake tras la perforación.

Reducción del daño a la formación.

Facilidad en las operaciones de completación y producción.

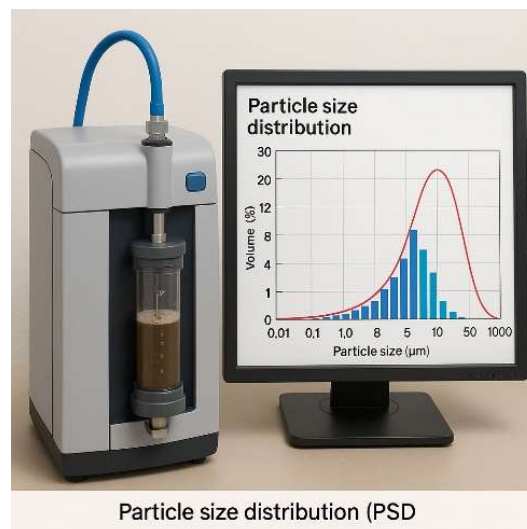
La innovación en la formulación de fluidos se sustenta en estudios de laboratorio y pruebas de campo, orientados a maximizar la productividad y prolongar la vida útil de los pozos horizontales perforados en la región (Rosales Evelyn, 2023).

1.4.2 Equipo de medición de tamaño de partícula PSD

El equipo de medición de tamaño de partícula PSD (traducido del inglés, Particle Size Distribution) tiene como función analizar y representar la distribución de tamaños de partículas presentes en un fluido de perforación, lodo, material de filtrado u otros sólidos utilizados en las operaciones de perforación de pozos (Panalytical, 2020).

La figura 3 presenta el equipo utilizado para la medición de tamaño de partícula PSD, el equipo permite medir el tamaño y la distribución de partículas presentes en el fluido de perforación e identificar parámetros clave como D10, D50, D90 que permitan que las partículas posean un tamaño adecuado para formar el mud cake (Panalytical, 2020).

Figura 3. *Particle Size Distribution PSD*



Nota: Ejemplo de utilización del equipo PSD. (Panalytical, 2020)

Según Panalytical, 2020 en el manual del equipo PSD Mastersizer menciona que su función principal es procesar los datos obtenidos mediante técnicas de laboratorio (como difracción láser, tamizado o sedimentación) y generar resultados que permitan:

Determinar la fracción de partículas por rango de tamaño (por ejemplo: % de partículas menores a 10 micras).

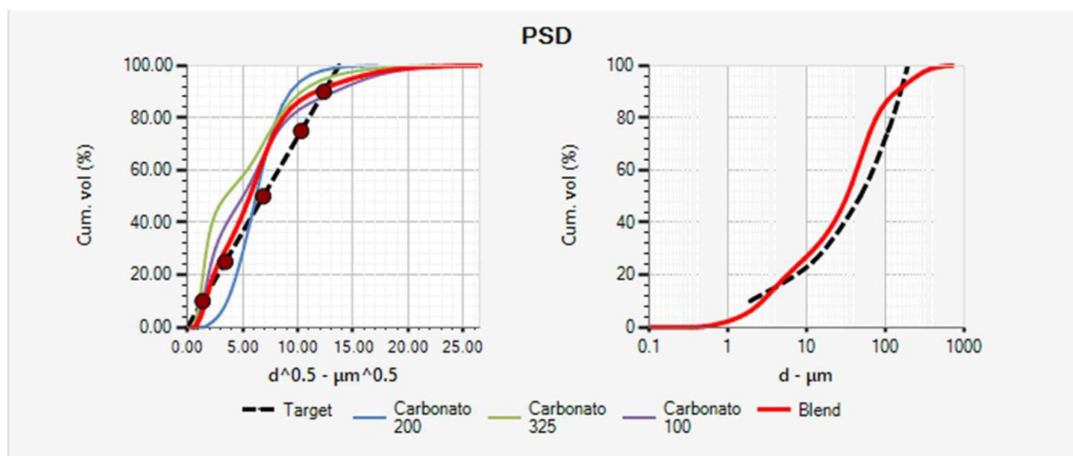
Evaluar la eficiencia del fluido en la formación de cake de filtrado.

Ajustar la formulación de los fluidos para optimizar su comportamiento (control de filtrado, formación de cake, propiedades reológicas).

Generar curvas acumulativas y diferenciales de distribución de tamaño de partículas.

Los parámetros que determina es el tamaño medio de partícula (D50, D10, D90), rango de distribución de las partículas (Panalytical, 2020). La figura 4 presenta las curvas acumulativas de carbonato de 100, 200, 325 mesh frente al target definido por el tamaño crítico del poro del reservorio (curva punteada negra) (Panalytical, 2020).

Figura 4. Distribución de tamaño de partículas PSD



Nota: Imagen tomada del Manual del equipo PSD, Mastersizer 3000: User Manual, 2020.

1.4.3 Daño de formación y su impacto en la productividad

El daño de formación inducido por los fluidos de perforación es una alteración de las propiedades del reservorio como la reducción de la permeabilidad provocando una reducción

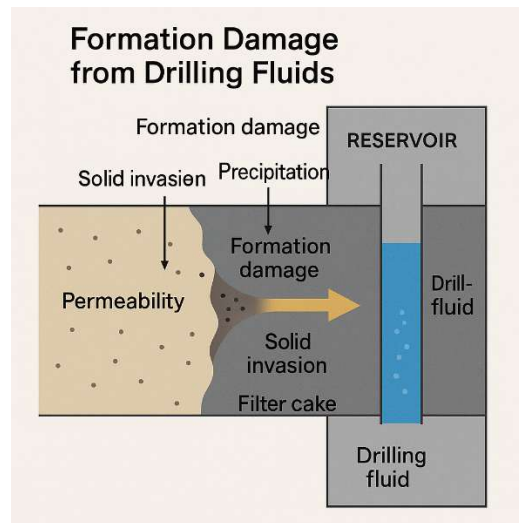
en la productividad del pozo. Este daño suele ser resultado de la invasión de sólidos, emulsiones no deseadas, formación de cake de filtrado y precipitación de productos de reacción (Hallim, 2021).

Las consecuencias incluyen la reducción de la permeabilidad efectiva del reservorio, el incremento del daño de la formación y la disminución del flujo de hidrocarburos hacia el pozo (Zhu & Hill, 2020).

En pozos horizontales, la extensión del contacto con la formación hace que el riesgo de daño sea más crítico, lo que requiere el uso de fluidos de perforación diseñados específicamente para minimizar estos efectos adversos (Hallim, 2021).

La figura 5 presenta los diferentes tipos de daño que puede generar a partir de los fluidos de perforación, debido a que la invasión del fluido de perforación a través del medio poroso provoca invasión de sólidos, acumulación de agente de filtrado y precipitación de sustancias químicas representado por la zona sombreada de oscuro (Hallim, 2021).

Figura 5. *Daño de formación*



Nota: Representación gráfica del daño de formación generada. (Hallim, 2021)

1.4.4 Norma API 13B

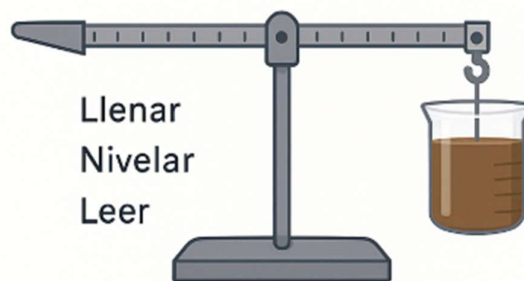
Norma API 13 B es una norma que define los procedimientos para evaluar las propiedades del fluido de perforación como es la densidad del fluido, viscosidad, filtrado, pH, control de pérdida, espesor del cake con el objetivo de garantizar que el fluido de perforación mantenga sus propiedades reológicas para el proceso de perforación (American Petroleum Institute, 2019).

A continuación, se describe las propiedades evaluadas en un fluido de perforación RDF:

La Densidad del fluido de perforación es la unidad de masa por unidad de volumen, la cual se mide mediante el equipo de balanza de lodo en unidades de lb/gal, la cual es una propiedad importante para el control del pozo (American Petroleum Institute, 2019).

La figura 6 presenta el procedimiento para determinar la densidad de fluido mediante el uso de la balanza de lodo acorde a la norma API 13B, la ecuación presentada permite determinar la densidad del fluido (lb/gal) a partir de su peso garantizando que el fluido se mantenga dentro de la ventana operativa de presión, asegurando la estabilidad del pozo, en especial en pozos horizontales (American Petroleum Institute, 2019).

Figura 6. Balanza de lodo



$$MW \text{ (ppg)} = MW / 8,345$$

- Controla presión hidrostática
- Ventana de presión
- Estabilidad de hoyo

Nota: Representación gráfica del uso de una balanza para determinar la densidad del fluido de perforación. (American Petroleum Institute, 2019)

La Viscosidad del fluido de perforación es la resistencia al flujo que presenta el fluido de perforación, esta propiedad se mide mediante el viscosímetro rotacional y es una propiedad importante debido a que permite controlar la limpieza del pozo (American Petroleum Institute, 2019).

El Filtrado es el volumen de fluido que ingresa al medio poroso, es importante debido a que un menor filtrado, representa una menor invasión y un menor daño a la formación (Anood, 2024)

El pH del fluido es la medida de la acidez o basicidad del fluido es importante debido a que mantiene la compatibilidad del sistema (Anood, 2024).

Control de pérdida de fluido

El espesor del cake es el grosor del filtrado que se forma en la cara de la arena del pozo, es importante debido a que determina cuán denso y compacto es el cake (Anood, 2024).

Acorde a la norma API 13B, menciona la utilización de los siguientes equipos para el diseño del fluido de perforación RDF.

Kit de filtrado API: Es un equipo que permite evaluar la capacidad del fluido para formar un espesor (cake) que limite la pérdida de agua hacia la formación (MUDTEST Sp. z o.o., 2023).

La figura 7 presenta el kit de filtrado API, el cual consta de una cámara presurizadora en la que se coloca la muestra de fluido RDF, un suministro de presión por nitrógeno y un vaso colector para medir el volumen de filtrado en un tiempo de 30 minutos (American Petroleum Institute, 2019).

Figura 7. Kit de filtrado API



Nota: Imagen obtenida del manual API Filter Press, Mudtest Sp. Z.O.O. 2023

Medición de densidad del fluido (con balanza de lodo): Es un equipo que permite determinar el peso específico del fluido de perforación (lb/gal) (American Petroleum Institute, 2019).

La figura 8 presenta un equipo portátil para la medición de densidad del fluido conforme a la norma API 13B, el equipo consta de un recipiente para la muestra, una regla graduada y un contrapeso ajustable, permitiendo leer directamente la densidad del fluido (American Petroleum Institute, 2019).

Figura 8. *Equipo de medición de densidad del fluido*



Nota: Imagen obtenida de American Petroleum Institute. API RP 13B-1: Field Testing of Water Drilling Fluid, 2019.

Viscosidad con Embudo de Marsh: Es un equipo que permite realizar una estimación rápida y práctica de la viscosidad aparente del fluido de perforación (American Petroleum Institute, 2019).

La figura 9 presenta el Embudo de Marsh, un instrumento que permite la estimación rápida de la viscosidad aparente del fluido de perforación, el cual consta de un embudo calibrado, un soporte y una jarra graduada de 1000 mL, este instrumento es utilizado por su simplicidad, portabilidad y detección de variaciones en la viscosidad del fluido RDF (American Petroleum Institute, 2019).

Figura 9. *Embudo de Marsh*



Nota: Imagen obtenida del manual API Filter Press, Mudtest Sp. Z.O.O. 2023

Viscosímetro: Es un equipo que permite determinar la eficiencia del acarreo de los cortes. Por lo que una buena reología permite mejorar la limpieza del pozo (American Petroleum Institute, 2019).

La figura 10 presenta el viscosímetro rotacional utilizado para análisis reológico del fluido de perforación acorde a la norma API 13B, el equipo permite medir parámetros como viscosidad plástica y punto de cedencia (American Petroleum Institute, 2019).

Figura 10. *Viscosímetro*



Nota: Imagen obtenida del manual API Filter Press, Mudtest Sp. Z.O.O. 2023

Retorta: Es un equipo que permite determinar la composición de fases del lodo. En fluidos de perforación RDF, asegura que la relación agua/aceite y los sólidos estén dentro de los rangos compatibles con la litología del reservorio (Fann Instrument Company, 2024).

La figura 11 presenta el equipo Retorta utilizado para determinar la composición volumétrica de las fases del fluido de perforación, el equipo consta de una cámara de calentamiento, un condensador y un colector graduado. La prueba realizada con la retorta permite asegurar que la fase acuosa y sólidos estén dentro de los límites compatibles con la mineralogía del reservorio (American Petroleum Institute, 2019).

Figura 11. Equipo de retorta



Nota: Imagen obtenida del manual Porta Lab™ Mud Testing Kit Model 853, 2024

Pruebas Químicas del Filtrado: Las pruebas químicas de filtrado permiten evaluar la química del fluido y su compatibilidad con la formación. Entre las cuales cabe mencionar las siguientes pruebas:

Contenido de cloruros (Cl^-): Determina la concentración salina del fluido, lo cual es esencial para evitar la hinchazón de arcillas.

Calcio (Ca^{++}): Indica la contaminación por agua de formación o interacción con minerales del reservorio.

pH: Evalúa la acidez o basicidad del fluido debido a que estos valores pueden afectar negativamente la estabilidad química del sistema (Fann Instrument Company, 2024).

La figura 12 presenta el equipo de pruebas químicas, las cuales permiten identificar si existe contaminación de fluido, interacción con minerales sensibles del reservorio y verificar que la química del sistema se encuentre dentro de los parámetros óptimos (Darley, 2011).

Figura 12. *Equipo de pruebas químicas*



Nota: Imagen obtenida del manual Porta Lab™ Mud Testing Kit Model 853, 2024

Registros históricos de perforación y producción: Son documentos que contienen la información del campo con respecto a anteriores pozos perforados y su historial de producción del área de interés los cuales provenientes de las operadoras del área de interés (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburos, 2025).

Prueba de Retorno de Permeabilidad: Es una prueba que permite medir el porcentaje de permeabilidad recuperada tras el contacto con el fluido RDF. Se realiza con núcleos o cores para simular el contacto entre el fluido RDF y la formación (Panalytical, 2020).

Capítulo 2

2. Metodología.

El presente proyecto se enfoca en realizar un análisis descriptivo y cuantitativo experimental, debido a que se realizaron pruebas de laboratorio de compatibilidad roca-fluido en un laboratorio externo, aplicando las normas API correspondientes para la elaboración y caracterización de los fluidos de perforación RDF.

2.1 Selección de Muestras

La selección de muestras estuvo conformada por 2 pozos horizontales perforados en campos del Oriente Ecuatoriano en el año 2025, seleccionados por presentar historial de problemas de daño de formación asociados a incompatibilidad roca-fluido y una baja producción.

2.2 Instrumentos de compilación de información y datos

Para la recolección de datos se emplearon los siguientes equipos:

1. Equipo PSD
2. Kit de filtrado API
3. Balanza de lodo
4. Embudo de Marsh
5. Viscosímetro
6. Retorta
7. Equipo de pruebas químicas
8. Registros históricos de perforación y producción
9. Prueba de retorno de permeabilidad

2.3 Proceso y análisis de la información

Se formuló varias alternativas de fluido de perforación RDF, para la cual se realizó una variación de las concentraciones de preventor de emulsiones y rompedor interno. Cada alternativa se probó bajo condiciones controladas, evaluando parámetros como:

1. Filtrado API (ml/30 min).

2. Espesor del cake (mm).
3. Pruebas de retorno de permeabilidad.

Los datos obtenidos fueron analizados y con la ayuda del equipo PSD se realizó comparaciones entre las alternativas.

Al finalizar la mejor alternativa fue seleccionada según criterios de menor filtrado y facilidad de remoción del cake.

2.4 Norma API 13B

Se aplicaron las normas API 13B para la preparación y análisis de los fluidos de perforación RDF en laboratorio. La prueba de control de calidad del lodo de perforación se realizó acorde los siguientes pasos:

1. Preparación de la muestra: Para la preparación se realizó una homogenización del lodo a analizar, adicional se acondicionó acorde a la necesidad en base a factores de presión y temperatura.
2. Medición de densidad: Para la medición se realizó con una balanza de lodo permitiendo determinar el peso específico.
3. Evaluación reológica: Para la evaluación se utilizó viscosímetros que determinaron la viscosidad aparente, plástica y punto de cedencia, además de los geles a 10 seg, 10 min y 30 min.
4. Prueba de filtración y formación de cake:
5. Para la prueba mencionado se realizó en un lodo base agua el cual menciona mantener una presión de 100 psi por 30 min (filtración API).
6. Análisis por retorta (balance de fases):
7. La prueba pudo determinar el contenido de agua, aceite y sólidos.
8. Pruebas químicas del filtrado:
9. Las pruebas permitieron determinar los siguientes contenidos:

- Contenido de cloruros (Cl⁻)
- Calcio (Ca⁺⁺)
- pH

2.5 Pruebas de análisis realizadas

Los análisis obtenidos en las pruebas realizadas conforme a la norma API 13B sobre las distintas formulaciones de fluidos de perforación RDF, permitieron obtener una caracterización completa y estandarizada de sus propiedades. Esta evaluación asegura que la formulación desarrollada cumple con los criterios técnicos exigidos para su desempeño eficiente y seguro durante las operaciones de perforación.

2.6 Ejecución del trabajo

El desarrollo del proyecto se llevó a cabo en el laboratorio externo, bajo condiciones controladas para la evaluación de fluidos de perforación RDF. El proceso se estructuró en las siguientes etapas:

1. Formulación de fluidos RDF:

Se elaboraron diversas alternativas de fluidos mediante variaciones en la concentración de aditivos, con el objetivo de identificar su influencia en las propiedades del sistema.

Para el diseño del fluido con Carbonato de Calcio (CaCO₃) con de las diversas concentraciones y con el objetivo de controlar la densidad del sistema y garantizar la exactitud en la dosificación del Material de Punteo y Sellado, se utilizó la fórmula 2.1 para calcular el libraje de Carbonato de Calcio (CaCO₃):

$$\rho = \frac{944,6 (\rho_2 - \rho_1)}{(22,5 - \rho_2)} = \left[\frac{lb}{bbl} \right] \quad (2.1)$$

Donde:

ρ , libraje de CaCO₃ requerido, lb/bbl

ρ_1 , densidad inicial del Agua Base, 8.33 ppg

ρ_2 , densidad objetivo del RDF, ppg

2. Pruebas físicas y químicas:

A cada formulación se le aplicaron ensayos de laboratorio conforme a la norma API 13B, evaluando parámetros críticos como densidad, reología, estabilidad y comportamiento de filtrado. Dentro de las Pruebas Básicas de Caracterización del fluido RDF, la determinación de la reología es un paso crítico que garantiza la estabilidad, la capacidad de transporte de sólidos. Estas propiedades se calcularon a partir de las lecturas del Viscosímetro a una temperatura controlada de 120°F, siguiendo los procedimientos establecidos por la norma API 13B.

La Viscosidad Plástica (VP): La cual es la porción de la resistencia del fluido al flujo que es causada por la fricción mecánica entre las partículas y la viscosidad del fluido base, se determina mediante la ecuación 2.2.

$$VP = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (2.2)$$

VP: Viscosidad Plástica (cP, centipoise).

θ_{600} : Lectura del viscosímetro a 600 rpm.

θ_{300} : Lectura del viscosímetro a 300 rpm.

Punto Cedente (YP) (Yield Point): Es el parámetro principal que determina la capacidad del fluido para suspender los sólidos durante la circulación, se determina mediante la ecuación 2.3.

$$YP = \theta_{300} - VP \quad (2.3)$$

YP: Punto Cedente (lb/100 ft²).

θ_{300} : Lectura del viscosímetro a 300 rpm.

VP: Viscosidad Plástica (calculada anteriormente).

Resistencia de gel: Es la capacidad para predecir la estabilidad de la suspensión de sólidos y la capacidad de soportar la columna de fluido, la misma que se calcula a partir de la ecuación 2.4.

$$\text{Gel} = \text{Lectura a 3 segundos o 10 minutos} \quad (2.4.)$$

Gel: Resistencia de Gel (lb/100 ft²).

Se lee directamente del viscosímetro después de un período de reposo predefinido, siendo las lecturas de 3 segundos (Gel Inicial) y 10 minutos (Gel Final) las más relevantes para la estabilidad.

- **Porcentaje de Retorno de Flujo:** Es la capacidad del ARI para limpiar el revoque y restaurar el flujo del núcleo, el cual se determina mediante la ecuación 2.5.

$$\%RP = \left(\frac{k_{final}}{k_{inicial}} \right) \times 100 \quad (2.5.)$$

Donde:

RP: Porcentaje de Retorno de Permeabilidad (productividad restaurada).

k final: Permeabilidad medida después del tratamiento con el ARI (Retorno de Flujo).

k inicial: Permeabilidad base (inicial) del núcleo de la roca de reservorio.

3. Registro y procesamiento de datos:

Los resultados obtenidos fueron documentados y analizados para asegurar una interpretación técnica adecuada.

4. Análisis comparativo de desempeño:

Finalmente, se realizó una comparación integral entre las formulaciones, lo que permitió identificar el fluido RDF con mejor comportamiento técnico y mayor viabilidad operativa.

Capítulo 3

3. Resultados y análisis

El presente capítulo expone y analiza los resultados obtenidos por el desempeño de los fluidos de perforación de reservorios (RDF) para los pozos horizontales ESPOL B1H y ESPOL B2H. La evaluación se centró en la eficacia de la remoción del revoque buscando maximizar el retorno de flujo, el indicador clave de la productividad del pozo.

La evaluación de laboratorio se realizó en tres fases:

Primero, las Pruebas Básicas de Caracterización (Densidad y Reología) validaron la estabilidad inicial del fluido, revelando diferencias en la viscosidad entre las formulaciones.

Segundo, las pruebas de Distribución de Tamaño de Partículas (PSD) para punteo y Control de Filtrado (PPT) confirmaron la selección de Material de Punteo y Sellado mediante la utilización de Carbonato de Calcio (CaCO_3) para proteger la formación y establecer un sello eficiente contra el tamaño de poro.

Tercero, las pruebas de Compatibilidad (con el crudo) y Retorno de Flujo evaluaron el impacto del Preventor de Emulsiones y la capacidad del Agente Rompedor Interno (ARI) para restaurar la permeabilidad.

La diferencia crucial entre los Tests reside en la variación intencional de la concentración del Agente Rompedor Interno (ARI) y la Distribución de Tamaño de Partículas (PSD) de los carbonatos.

El Test 1 se diseñó con la dosis más baja de (ARI) para establecer la referencia de rendimiento.

El Test 2 empleó la dosis más alta de (ARI) para determinar el potencial máximo de rompimiento.

Test 3 fue la formulación de optimización, con una (PSD) refinada (fracciones Fina y Clarificada) y una concentración de (ARI) de equilibrio, buscando el punto de mayor eficiencia técnica y económica.

3.1. Formulación y caracterización de los Fluidos RDF

Las tres pruebas se realizaron sobre la base del fluido RDF, cuyas formulaciones incorporaron el Material de Punteo y Sellado (Carbonato de Calcio) en diferentes distribuciones de tamaño, los Agentes Rompedores Internos (ARI) y Emulsificante.

La tabla 1 indica la variación de la concentración en unidades de lb/ bls de las tres formulaciones realizadas para el fluido RDF acorde a los 3 test realizados.

La tabla 1 presenta el Test 1 con la formulación base del fluido RDF expresada en unidades de lb/bbl, en el diseño base se empleó una granulometría simple con carbonato de calcio medio y grueso y una concentración baja de rompedor interno (0.6 lb/bbl).

La formulación presentó un control de filtrado adecuado sin embargo el tiempo de remoción del revoque fue más lenta de 18 horas y un retorno de flujo más bajo de 93,13%. El test 1 es utilizado como línea base para comparar el desempeño de las formulaciones en el test 2 y 3.

La tabla 1 presenta el Test 2 con la máxima concentración de rompedor interno de 65 lb/bbl, en el test 2 se ajustó la distribución de partículas con el uso de carbonato de calcio clarificado dando como resultado la reducción del tiempo de revoque a 3 horas y un retorno de flujo del 96.62%.

Sin embargo, el test 2 debido al alto consumo de rompedor interno se considera como económicamente no viable, por tal motivo se realiza el test 3 para la evaluación técnica y económica.

La tabla 1 presenta el Test 3 con la formulación viable técnica y económica. En el presente test se ajustó la distribución PSD con la incorporación de carbonato de calcio fino y clarificado, además de la reducción de la concentración de rompedor interno a un valor de 30 lb/bbl y la incorporación de 0.20 lb/bbl de soda caustica para estabilizar el pH.

El test 3 presente en la tabla 1 alcanzo un tiempo de remoción de revoque de 4 horas y el mejor retorno de flujo de 96.66% siendo el mejor de los tres test, por lo que se considera como la formulación final recomendada.

Tabla 1. *Formulación y concentraciones del fluido RDF*

Producto Genérico	Test 1	Test 2	Test 3
	Concentración (lb/bls)		
Carbonato de Calcio Clarificado	-	21.0	24.33
Carbonato de Calcio Medio	22.00	24.0	
Carbonato de Calcio Grueso	10.00	1.50	
Carbonato de Calcio Fino	-	-	15.67
Controlador de Filtrado	8.50	10	8.50
Bactericida	-	0.8	0.55
Viscosificador Clarificado	1.50	2.0	1.50
Inhibidor de Arcilla	0.50	1.0	0.50
Formato de Sodio	19.00	12.0	19.00
Preventor de emulsiones	0.50	0.60	0.50
Rompedor Interno	0.60	-	0.60
Soda Caustica	-	-	0.20

Nota: La tabla incluye las formulaciones de los tres test del fluido RDF en el que cada test se presenta la variación de las concentraciones de los diferentes aditivos.

3.2 Resultados de Pruebas Químicas de Laboratorio

Para las tres formulaciones se realizaron pruebas químicas de laboratorio teniendo en cuenta el Peso del Lodo, Reología, Fuerza de Geles, Prueba de Filtrado.

La tabla 2 presenta los resultados de las pruebas de laboratorio. El primer test describe la formulación base con mayor viscosidad y mejor estabilidad, en este test el fluido presenta un pH de 10.41, densidad de 9 lb/gal, una viscosidad plástica de 18 cP, un punto de cedencia de 36 lb/100 ft², indicando buena capacidad para mantener los sólidos en suspensión y un comportamiento más viscoso.

La tabla 2 presenta los resultados del test 2, el fluido del test 2 presenta un pH de 10.41, una densidad de 9 lb/gal, una viscosidad plástica de 17 cP, un valor de punto de cedencia 35 lb/100 ft², el fluido 2 presenta una formulación más fluida y con menor resistencia al corte.

La tabla 2 presenta los resultados del test 3 con la formulación optimizada con una reología equilibrada, el fluido del test presenta un valor de pH de 10.41, una densidad de 9 lb/gal, una viscosidad plástica de 18 cP, un punto de cedencia de 35 lb/100 ft², el fluido 3 es seleccionada como la formulación final del proyecto de investigación.

Tabla 2. Pruebas químicas del fluido RDF

PROPIEDADES		Test 1	Test 2	Test 3
pH		10,41	10,41	10,41
Densidad, ppg		9	9	9
Reologías @120 °F	L600, lb/100ft ²	72	69	71
	L300, lb/100ft ²	54	52	53
	L200, lb/100ft ²	46	42	44
	L100, lb/100ft ²	35	32	34
	L6, lb/100ft ²	12	10	11
	L3, lb/100ft ²	10	8	9
	VP, cP	18	17	18
	PC, lb/100ft ²	36	35	35
	Gel 10"/10', lb/100ft ²	11/11	9/11	10/11

Nota: La tabla presenta los resultados de las pruebas químicas de los tres test del fluido RDF obtenidos en el laboratorio.

Análisis de Resultados de Laboratorio: Las tres formulaciones (T1, T2 y T3) comparten una excelente estabilidad de base con pH (10.41) y Densidad de Lodo (9 lb/gal). La prueba reológica a 120° F revela que la Formulación T2 presenta el perfil con menor viscosidad (VP igual a 17 cP), lo que indica mayor fluidez en el pozo. Por el contrario, las formulaciones T1 y T3 mantienen un perfil reológico casi idéntico y son las de mayor viscosidad (VP igual a 18 cP), sugiriendo una mayor capacidad de suspensión y transporte de recortes.

3.3 Resultado de Pruebas de Punteo (PSD)

Se realizó una Prueba para la Distribución de Partículas para Punteo (PSD) del fluido RDF para la sección de 6 1/8 pulgadas del pozo ESPOL B1H en la arenisca U Inferior. El objetivo es validar la formulación del fluido para el sellado efectivo de los poros del yacimiento (punteo).

Antecedentes:

1. Yacimiento Objetivo: Arenisca U Inferior (UI).
2. Tamaño Crítico de Poro (Target): El análisis de datos geológicos promedio del campo ESPOL B determinó que el diámetro de poro promedio 45 μm para el diseño de punteo (Bridging).

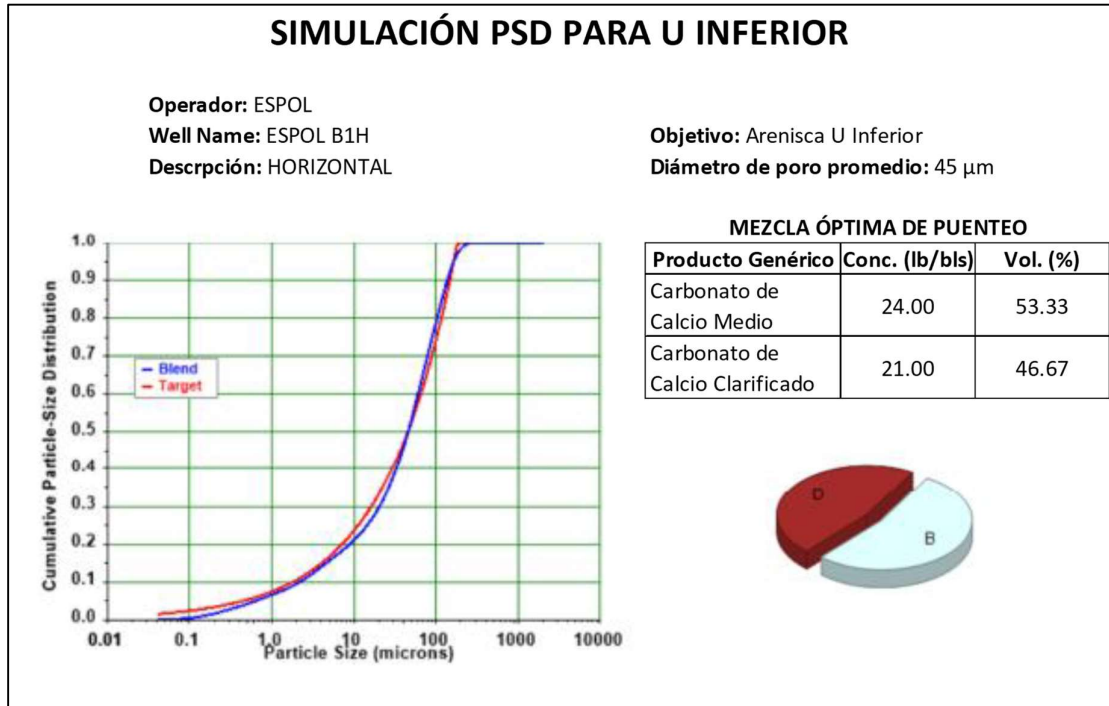
La evaluación del Distribución de tamaño de partículas se realizó con el equipo PSD (Particle Size Distribution).

La figura 13 muestra una representación gráfica de la simulación PSD para la arena U inferior del pozo horizontal Espol B1H. La figura presenta las curvas de: curva target la cual representa objetivo de distribución del tamaño de partículas (roja) y la curva blend, la cual representa la formulación (azul).

Las curvas permiten evaluar si la mezcla granulométrica seleccionada puede simular el tamaño crítico del poro del reservorio y generar un sello efectivo en la etapa de perforación.

Además, en la figura 13 se incluye el gráfico circular el cual presenta la proporción de los componentes de la formulación, la combinación de fracciones finas y medias permitió ajustar la curva PSD a la curva objetivo, presentando buenos resultados observados en los test.

Figura 13. Simulación PSD



Nota: Figura basada en el análisis PSD realizado para el diseño de fluido RDF.

Mezcla Óptima de Punteo: La mezcla óptima diseñada fue de 45.00 lb/bbl de material puenteante (Carbonato de Calcio), compuesta por 24.00 lb/bbl de Carbonato de Calcio M y 21.00 lb/bbl de Carbonato de Calcio Clarificado.

3.4. Resultado del Control de Filtración (Pruebas PPT)

Las Pruebas Control de Filtrado mediante Presión y Temperatura (PPT) fueron realizadas con una presión diferencial constante de 1000 psi y 150°F para asegurar un buen control del filtrado en condiciones de fondo de pozo.

La tabla 3 indica los resultados de los valores de filtrado total de los 3 tests realizados en los pozos ESPOL, esta información se describen a continuación.

Test 1 (ESPOL B1H), en el presente test el fluido presenta un valor de filtrado de 10.5 mL, indicando una buena capacidad para reducir la pérdida de filtrado. El Test 2 (ESPOL B2H) presenta un comportamiento sin embargo se utiliza un disco más fino con el propósito de simular

una formación más compacta, en la que de igual manera presenta un valor similar de filtrado de 10.6 mL.

El Test 1 y 2 de la tabla 3 presentan una ligera diferencia en los valores obtenidos, en la que el test 2 presenta menor viscosidad y formación del cake, sin embargo, ambos se encuentran en los rangos óptimos en el diseño de un fluido RDF para pozos horizontales.

El Test 3 (ESPOL B3H) presente en la tabla 3 presenta un mejor control de filtrado con un valor de 9.9 mL en un disco API de 40 μm , además presenta una mejor calidad del cake siendo la formulación más eficiente entre los tres test.

Tabla 3. Control de filtrado de fluido RDF

Test (Pozo)	Disco API (μm)	Filtrado Total (ml)	Observaciones
Test 1 (ESPOL B1H)	40	10.5	Estable, buen sello.
Test 2 (ESPOL B2H)	20	10.6	Estable, menor estructuración cake.
Test 3 (ESPOL B3H)	40	9.9	Mejor control de filtrado y mejor calidad de cake.

Nota: Tabla elaborada a partir del análisis PSD realizado para el diseño del fluido RDF.

Análisis del Filtrado:

Filtrado Total: La pérdida de fluido se mantiene en un rango óptimo (entre 9.9 ml y 10.6 ml). Un filtrado bajo se considera óptimo porque indica que el fluido de perforación (RDF) está perdiendo muy poco líquido hacia la formación.

3.5. Agente Rompedor Interno (ARI)

La siguiente tabla detalla la concentración de los Agentes Rompedores Interno (ARI) y que se aplicaron para las 3 pruebas, mostrando la variación que impactó en los tiempos de remoción.

La tabla 4 indica los resultados de tiempo de remoción del revoque para los tres test del fluido RDF diseñado, el Test 1 contiene una dosis de formiato de sodio de 52.92 lb/bbl, una concentración baja de rompedor interno de 10 lb/bbl, preventor de emulsiones de 30 lb/bbl, este fluido presenta un tiempo de remoción prolongado de 18 horas, presentando una limpieza lenta y limitada.

El test 2 presentado en la tabla 4 presenta una concentración elevada de preventor de emulsiones con un valor de 140 lb/bbl, un valor alto de rompedor interno de 65 lb/bbl, presentando una remoción más rápida de revoque de 3 horas, el formato de sodio se mantiene constante al fluido anterior, el test, aunque eficiente presenta limitaciones económicas debido a los costos elevados, por tal motivo se continua con el estudio del test 3.

El test 3 presentado en la tabla 4 presenta una concentración de formiato de sodio de 60.14 lb/bbl, y un valor de rompedor interno de 30 lb/bbl, este fluido permite remover el cake en un tiempo de 4 horas con una dosificación de aditivos en menor cantidad que el test 2, por tal motivo el fluido del test 3 presenta un mejor rendimiento, estabilidad química y mejor equilibrio técnico económico en comparación al resto de fluidos del test 1 y 2.

Tabla 4. *Concentración de agente rompedor interno*

Test (Pozo)	Formiato de Sodio (lb/bls)	Conc. Preventor de emulsiones (lb/bls)	Conc. ARI 2 (lb/bls)	Tiempo Remoción 100% (Horas)
Test 1 (ESPOL B1H)	52.92	30.00	10.00	18
Test 2 (ESPOL B2H)	52.92	140.00	65.00	3
Test 3 (ESPOL B1H)	60.14	100.00	30.00	4

Nota: Tabla elaborada a partir del análisis de concentración del agente rompedor interno.

3.6. Impacto en el Retorno de Flujo

El Retorno de Flujo es la prueba final de laboratorio para determinar qué tan exitosa fue la operación de limpieza. Se hace al comparar el tiempo que tarda un fluido de prueba en atravesar el disco limpio (t_0) frente al tiempo que tarda después de que el revoque fue formado y luego limpiado (t_1).

El resultado final, el % Retorno de Flujo, es el porcentaje de la capacidad de flujo original que se logró recuperar. Un valor alto (cercano al 100%) confirma que el fluido RDF es efectivo y que el pozo podrá producir hidrocarburos de manera eficiente.

La tabla 5 indica los Resultados del porcentaje de retorno de flujo para los tres test realizados del diseño de fluido RDF. El test 1 presenta un tiempo inicial de flujo de 312 segundos y un tiempo final de 335 segundos con un retorno de flujo del 93.13% el cual indica un fluido con buena capacidad para restaurar la permeabilidad.

El test 2 presente en la tabla 5 presenta tiempos mayores, el tiempo inicial es de 772 segundos y el final de 799 segundos, observando una diferencia mínima entre ambos, sin embargo, se evidencia el mejor retorno de flujo con un valor de 96.62%

El test 3 presente en la tabla 5 presenta un mejor tiempo, el tiempo inicial es de 318 segundo y el final de 329 segundos, además de alcanzar el mejor retorno de flujo del proyecto, con una eficiencia técnica económica.

Tabla 5. *Porcentaje de retorno de flujo*

Test (Pozo)	Flujo Inicial t0 (seg/200ml)	Flujo Final t1 (seg/200ml)	% Retorno de Flujo
Test 1 (ESPOL B1H)	312	335	93.13%
Test 2 (ESPOL B2H)	772	799	96.62%
Test 3 (ESPOL B1H)	318	329	96.66%

Nota: Tabla elaborada a partir del análisis del retorno de flujo.

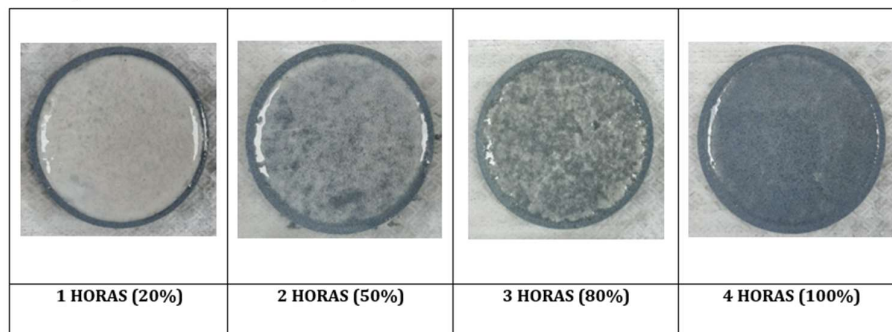
Análisis de Retorno de Flujo % los resultados de eficiencia de limpieza demuestran que la concentración del Agente Rompedor Interno es fundamental para maximizar la productividad. Una baja concentración del Agente Rompedor Interno 1 y 2 como es el Test 1 extendió el tiempo de remoción del revoque a 18 horas y resultó en el retorno de flujo más bajo de la serie (93.13%).

Por el contrario, la optimización de la concentración como son el Tests 2 y 3 redujo el tiempo de remoción drásticamente a 3-4 horas, lo que condujo a los porcentajes de Retorno de Flujo más altos y consistentes, con un promedio superior al 96.6% (96.62% y 96.66%).

Este éxito confirma el funcionamiento del Agente Rompedor Interno logra una limpieza profunda y rápida de la cara del pozo maximizar el retorno de flujo, el indicador clave de la productividad del pozo.

La figura 14 presenta la evolución de la remoción del cake sobre el disco poroso en un intervalo de tiempo de 4 horas, cada imagen corresponde al porcentaje estimado de limpieza y su relación directo con el aumento del retorno de flujo, a la 1 hora se estima una recuperación del 20%, a las dos horas se estima un 50%, a las 3 horas se estima un 80% y a las 4 horas se estima el 100% de remoción, en el que se puede observar el disco completamente limpio, por ende, el restablecimiento de flujo.

Figura 14. *Impacto en el retorno de flujo.*



*Nota: Representación gráfica del tiempo que tarda en retornar la capacidad de flujo.
Elaboración propia*

3.7. 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 envuelve los siguientes pasos:

1. Preparar 100 ml de cada sistema a ser probado.
2. Mezclar vigorosamente 50 ml de filtrado y 50 ml de crudo respectivamente en botellas de compatibilidad.
3. 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.
4. 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.
5. 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.

Caracterización: Para realizar esta prueba se tomó como referencia el crudo de los pozos ESPOL B5H y ESPOL B6H debido a que se encuentra en la misma arena donde se tiene previsto perforar los pozos ESPOL 1H y ESPOL2H.

El pozo ESPOL B5H presentado en la tabla 6 tiene un BSW del 83%, un API de 26 grados y una salinidad de 55000 ppm, el BSW alto indica un mayor desafío debido a que es más susceptible a la formación de emulsiones.

El pozo ESPOL B6H presentado en la tabla tiene un API de 32 grados, un BSW del 3% y una salinidad de 26000 ppm, por lo que muestra características diferentes al ser un crudo más liviano y una variación relevante en el agua de formación por lo que podría afectar en las interacciones con el fluido y el reservorio.

La caracterización permite correlacionar los pozos analizados con la necesidad de ajustar el fluido RDF a las condiciones específicas de los nuevos pozos a perforar.

Tabla 6. Caracterización del crudo de los pozos ESPOL

Parámetros	ESPOL B5H	ESPOL B6H
API Corregido @ 60 Fa (crudo)	26.7	32.0
BSW	83 %	3 %
Sedimentos	NO	NO
Salinidad (ppm)	55,000	26,000

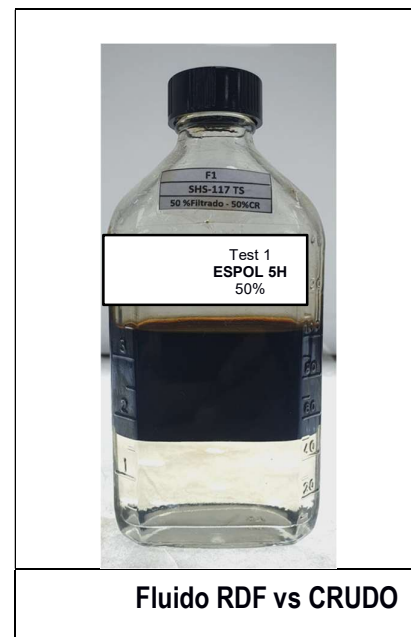
Nota. Caracterización del fluido con pozos aledaños a la zona de estudio

3.8. Resultados compatibilidad FILTRADO – CRUDO:

La tabla 7 con su respectiva imagen presentan los resultados de la prueba de compatibilidad entre el fluido RDF y el crudo del pozo ESPOL B5H con una buena separación entre las fases, una interfaz definida y clara con el 100% de separación en un intervalo de tiempo de 8 minutos. Por tal motivo el fluido RDF es compatible con el crudo del pozo.

Tabla 7. Análisis de compatibilidad de fluido - pozo ESPOL B5H

CARACTERÍSTICAS	Test 1
Humectabilidad Tope	Buena
Humectabilidad Base	Muy Buena
Claridad del Agua	Buena
Velocidad Separación	100% en 8 minutos
Interface	Definida
Lodos Sedimento	NO



Nota. Acorde a la tabla y el gráfico se observa una buena compatibilidad el fluido RDF con el fluido de la formación del pozo ESPOL 5H. Elaboración propia

La tabla 8 presenta los resultados de la prueba de compatibilidad del fluido RDF y el crudo del pozo B6H, en la que se observa una buena separación de las fases en un intervalo de tiempo de 8 minutos, con una buena interfaz definida sin formación de emulsiones. Por tal motivo se considera como un fluido RDF compatible con el crudo del pozo.

Tabla 8. *Análisis de compatibilidad de fluido - pozo ESPOL B6H*

CARACTERÍSTICAS	Test 2
Humectabilidad Tope	Buena
Humectabilidad Base	Muy Buena
Claridad del Agua	Buena
Velocidad Separación	100% en 8 minutos
Interface	Definida
Lodos Sedimento	NO



Nota: Acorde a la tabla y el gráfico se observa una buena compatibilidad el fluido RDF con el fluido de la formación del pozo 6H. Elaboración propia

Se observa que el filtrado del fluido RDF de los pozos ESPOL 1H y ESPOL 2H, es compatible con el crudo de correlación de los pozos ESPOL B5H y ESPOL B6H, obteniendo buenos resultados de humectabilidad, interfase definida y claridad del agua; gracias a la concentración de 0.50% de Preventor de Emulsiones en la formulación.

Capítulo 4

4.1 Conclusiones y recomendaciones

4.1.1 Conclusiones

- Se diseñó un fluido RDF para los pozos horizontales ESPOL B1H y ESPOL B2H en el que se incorporó un preventor de emulsiones y el rompedor interno que mediante las pruebas realizadas permitieron una mejor remoción del cake y un aumento en la productividad del pozo.

- Se estableció y validó las concentraciones óptimas del preventor de emulsiones (0.50 lb/bbl) y rompedor interno (0.60 lb/bbl) sin afectar las propiedades reológicas ni la compatibilidad con el reservorio.

- El fluido RDF alcanzó un retorno de flujo superior al 96% demostrando así una alta eficiencia en la remoción del cake y la restauración de permeabilidad.

- El fluido RDF presenta un mejor tiempo en la remoción del cake debido a que un fluido convencional se tarde en alrededor de unas 18 horas mientras que el fluido mejorado se demoró alrededor de 5 horas.

- Las pruebas de control de filtrado (PPT) acorde a la norma API 13B presentaron valores óptimos entre 9.9 ml y 10.6 ml, demostrando poca pérdida de fluido, mejorando la protección de la formación y aumentando la productividad del pozo.

- El tiempo del retorno de flujo inicial (t_0) y final (t_f) presenta una variación mínima de alrededor de unos 20 segundos/200 ml, validando una remoción efectiva y una restauración de permeabilidad.

- El proyecto demuestra una viabilidad técnica y sustentable en la innovación de los procesos de perforación para los pozos horizontales del oriente ecuatoriano permitiendo aumentar su productividad y reducir problemas relacionados con los fluidos tradicionales.

4.1.2 Recomendaciones

- Para nuevos pozos horizontales es necesario ajustar las concentraciones del rompedor interno y preventor de emulsiones acorde a la mineralogía del reservorio.

- Realizar un adecuado control del espesor del cake, el filtrado, reología durante la etapa de perforación acorde a los estándares API con el objetivo de evitar daño a la formación.

- Realizar un análisis de comportamiento reológico a altas tasas de corte con el objetivo de evaluar sus propiedades y comportamiento bajo condiciones del proceso de perforación horizontal acorde al tipo de reservorio y al régimen hidráulico.

- Realizar un estudio de simulación numérica mediante la integración de los resultados de laboratorio y campo, el cual permita optimizar el diseño y el desempeño de los fluidos RDF en la perforación horizontal.

Referencias

- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburos. (2025). *Reporte de producción diaria de petróleo y gas natural*.
- American Petroleum Institute. (2019). API RP 13B-1: Field Testing of Water-Based Drilling Fluids. 5^a ed. API Publishing.
- American Petroleum Institute. (2017). API Recommended Practice 13B-1: Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. 6th ed.
- Anood, A. A.-O. (2024). Innovative solution to minimize oil-based mud formation damage in Jurassic depleted reservoirs. *International Petroleum Technology Conference*. doi:<https://doi.org/10.2523/IPTC-22543-MS>
- Barahona, P., & Garnica, S. (2009). <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1768/1/CD-2373.pdf>. Escuela Politécnica Nacional EPN.
- Darley, C. (2011). *Composition and properties of drilling and completion fluids (6th ed.)*. Gulf Professional Publishing.
- Elrayah, A. A. (2024). Enhancing drilling operations: prioritizing wellbore integrity, formation preservation, and effective mud waste control (case study). *Journal of Engineering and Applied Science*, 71(86). doi:<https://doi.org/10.1186/s44147-024-00383-0>
- Fann Instrument Company. (2024). Porta Lab™ Mud Testing Kit Model 853: Instruction Manual and Product Overview. Houston.
- Hallim, M. (2021). Impact of traditional drilling fluids on formation damage and well productivity in horizontal wells. *Energies*, 15, 162. doi:<https://doi.org/10.3390/en15010162>
- Jones, M. S. (2020). Emulsion control in drilling fluids: Advances and applications. *Journal of Petroleum Engineering*, 43(1), 112-124.
- Kalhor Mohammadi, M. R. (2022). An insight review on formation damage induced by drilling fluids. *Reviews in Chemical Engineering*, 39(3), 1–19. doi:<https://doi.org/10.1515/revce-2020-0106>
- Mengchuan Zhang, T. L. (2022). Production Enhancement with a New Acid in Tight Sandstone Reservoirs: Accelerating Guar Breaking and Minimizing Formation Damage. *56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*.

- MUDTEST Sp. z o.o. (2023). API Filter Press: Instruction Manual. Chrzanów, Polonia: MUDTEST / LEUTERT Group. *API*.
- Panalytical. (2020). Particle Size Distribution (PSD) Analysis: Principles and Applications. *Malvern Panalytical Ltd.*
- Panalytical, M. (2020). Mastersizer 3000: User Manual. *Malvern Panalytical Ltd.*
- Pang, X. (Processes, 12(10), 2180). Sustainable drilling fluids: A review of nano-additives for improved performance and reduced environmental impact. *Processes*. doi:<https://doi.org/10.3390/pr12102180>
- Rosales Evelyn, B. E. (2023). *OPTIMIZACIÓN EN LA PERFORACIÓN DE DOS POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA EVALUACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO TAMBOCOCHA - ORIENTE ECUATORIANO*.
- SLB. (2016). *The Defining Series: Formation Damage*. Obtenido de <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-formation-damage>
- Zhang, X. L. (2022). Formation damage simulation of a multi-fractured horizontal well in a tight formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 213, 110478. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110478>
- Zitha, P. (2006). Drilling fluids: Types and chemical components. *Petroleum Science and Technology*, 24(9), 1071-1083.