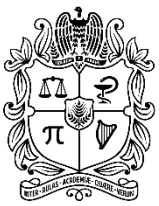


UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Evaluación de diferentes sistemas de lodos de perforación para disminuir el daño de formación en un Campo de crudo pesado

Angélica María Forero García

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía
Medellín, Colombia
2016

Evaluación de diferentes sistemas de lodos de perforación para disminuir el daño de formación en un Campo de crudo pesado

Angélica María Forero García

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería de Petróleos

Director:
Ph.D. Sergio Hernando Lopera Castro

Línea de Investigación:
Petrofísica aplicada a la productividad de yacimientos - Daño de formación
Grupo de Investigación:
Grupo de investigación de Yacimientos de Hidrocarburos

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía
Medellín, Colombia
2016

A mi familia por su amor y apoyo incondicional.

El mundo está lleno de pequeñas alegrías; el arte consiste en saber distinguirlas.

Li Tai Po

Agradecimientos

Agradezco a Dios por bendecirme siempre, a mi familia por creer y apoyarme en cada propósito de mi vida, a mi madre por cuidar de mi hijo mientras yo dedicaba tiempo y esfuerzo a este trabajo, a mi esposo por su amor, paciencia y perseverancia, que sin duda fueron un gran estímulo para la culminación de este proyecto.

Muchas son las personas que a nivel profesional han influido en mí y de alguna manera en el desarrollo de este trabajo, agradezco a ellos sus consejos y enseñanzas. También quiero expresar gratitud al director de tesis Ph.D. Sergio Hernando Lopera Castro por guiarme en este camino. Y por último pero no menos importante, agradezco a Pacific Exploration & Production Corp. por permitirme desarrollar el estudio en sus campos, pues sin esta oportunidad el trabajo no hubiese sido posible.

Gracias nuevamente a Dios por permitirme vivir y disfrutar cada instante todas sus bendiciones.

Resumen

El daño a la formación por fluidos de perforación es sin duda uno de los más severos, por esta razón en este trabajo, se ha desarrollado un diseño del lodo que genere una afectación mínima a la formación a partir de un estudio exhaustivo en sus componentes. Para ello se propusieron 4 formulaciones de lodo que incluyen mejoradores de movilidad, para ser evaluadas en laboratorio a condiciones de yacimiento mediante pruebas de compatibilidad y desplazamiento, con el fin de determinar los cambios de permeabilidad en la roca, y poder elegir un sistema de lodo apto para escalar a nivel de campo considerando la viabilidad técnica y operacional.

Se obtiene que el filtrado de las formulaciones propuestas no forma emulsión según las compatibilidades con los fluidos de formación. De las pruebas de desplazamiento, se observa una disminución del 94%, 34%, 64% y 76% en las curvas de permeabilidad efectiva al aceite para el Lodo 1, Lodo 2 (emulsionado de baja densidad), Lodo 3 y Lodo 4 respectivamente. Las curvas de permeabilidad relativa reflejan un abatimiento que evidencia la adversa interacción roca-fluido, además de un aumento respecto a la base en la saturación de agua residual del 37%, 14%, 16% y 9% correspondientemente a los 4 lodos; mientras la saturación de aceite residual no muestra variaciones considerables en ninguna de las pruebas. Todos los fluidos generan una afectación a la formación, sin embargo el Lodo 2 podría ser apto para aplicar en campo, aunque la evaluación técnica lo descarta por las implicaciones económicas que le suma a la operación.

Agregar mejoradores de movilidad y reducir la densidad de los fluidos de perforación además de otras variables, ayudan a disminuir el daño que puede ocasionarse a la formación durante la perforación del pozo además de indirectamente optimizar la producción del campo.

Palabras clave: daño, fluido de perforación, permeabilidad, aditivos para lodo

Abstract

Title: Evaluation of different drilling fluid systems to reduce formation damage in a Heavy Crude Field

The damage to the formation of drilling fluids is undoubtedly one of the most severe, for this reason in this document, a drilling fluid design has been developed that generates a minimal affectation to the formation from an exhaustive study in its components. To this end, 4 mud formulations were proposed, including mobility enhancers, to be evaluated in the laboratory at reservoir conditions by compatibility and displacement tests, in order to determine the permeability changes in the rock, and to be able to choose a drilling fluid system Suitable for climbing at field level considering technical and operational feasibility.

It is obtained that the filtrate of the proposed formulations does not form emulsion according to the compatibilities with the formation fluids. From the displacement tests, a decrease of 94%, 34%, 64% and 76% in the effective oil permeability curves for Sludge 1, Sludge 2 (low density emulsion), Sludge 3 and Sludge 4 respectively. Relative permeability curves reflect a decrease in the adverse rock-fluid interaction, as well as an increase in baseline residual water saturation of 37%, 14%, 16% and 9% corresponding to the 4 sludge; while the residual oil saturation does not show considerable variations in any of the tests. All fluids generate an affectation to the formation, however the Sludge 2 could be apt to apply in the field, although the technical evaluation discards it by the economic implications that adds to the operation.

Adding mobility improvers and reducing the density of drilling fluids in addition to other variables helps to reduce the damage that can be caused to the formation during drilling of the well as well as indirectly optimize field production.

KeyWords: Damage, drilling fluid, permeability, mud additives

Contenido

Pág.

Resumen ..... **IX**

Lista de figuras ..... **XIII**

Lista de tablas ..... **XIV**

Introducción **1**

1. Marco teórico **3**
1.1 Fluido de perforación 3
1.1.1 Tipos de fluidos de perforación 5
1.1.2 Revoque (“cake”) 7
1.1.3 Filtración 7
1.2 Daño de formación 8
1.2.1 Mecanismos de daño de formación 8
1.2.2 Skin 9
1.3 Variables petrofísicas afectadas por el daño de formación 9
1.3.1 Permeabilidad 9
1.3.2 Permeabilidad relativa 9
1.3.3 Humectabilidad 10

2. Metodología **13**
2.1 Recopilación de información 13
2.1.1 Experiencia de campo 14
2.1.2 Características del yacimiento y los fluidos de formación 15
2.1.3 Propiedades de la roca y petrofísica de la formación 17
2.2 Diseño del lodo 20
2.3 Evaluación experimental 22
2.3.1 Pruebas de compatibilidad 22
2.3.2 Pruebas de desplazamiento 22
2.4 Evaluación técnica 24

3. Resultados **27**
3.1 Lodo 1 27
3.1.1 Pruebas de Compatibilidad: Lodo 1 27
3.1.2 Pruebas de desplazamiento: Lodo 1 28
3.2 Lodo 2 31

3.2.1 Pruebas de Compatibilidad: Lodo 2 31
3.2.2 Pruebas de desplazamiento: Lodo 2 31
3.3 Lodo 3 34
3.3.1 Pruebas de Compatibilidad: Lodo 3 34
3.3.2 Pruebas de desplazamiento: Lodo 3 35
3.4 Lodo 4 38
3.4.1 Pruebas de Compatibilidad: Lodo 4 38
3.4.2 Pruebas de desplazamiento: Lodo 4 38
3.5 Evaluación de factibilidades técnicas 41

4. Conclusiones y recomendaciones 45
4.1 Conclusiones 45
4.2 Recomendaciones 46

Bibliografía 47

Lista de figuras

Pág.

Figura 1-1. Clasificación general de los fluidos de perforación 5
Figura 2-1. Diagrama de la metodología propuesta 13
Figura 2-2. Flujo de trabajo para identificación de daño de formación implementado por la compañía operadora 15
Figura 2-3. Diagrama de Stiff para la abundancia de iones en el sistema acuoso 16
Figura 2-4. Índice de inestabilidad coloidal del crudo de formación 17
Figura 2-5. Mineralogía del yacimiento según registros a pozo 18
Figura 2-6. Distribución del tamaño de poro 19
Figura 2-7. Montaje experimental evaluación de propiedades petrofísicas. 24
Figura 2-8. Montaje experimental daño por fluidos de perforación y completamiento 24
Figura 3-1. Curvas de permeabilidad efectiva al aceite, Lodo 1 28
Figura 3-2. Curvas de permeabilidad efectiva al agua, Lodo 1 29
Figura 3-3. Curvas de permeabilidad relativa, Lodo 1 29
Figura 3-4. Curvas de filtración durante el contacto de la roca con el Lodo 1 30
Figura 3-5. Curvas de recobro, Lodo 1 30
Figura 3-6. Curvas de permeabilidad efectiva al aceite, Lodo 2 (emulsionado de baja densidad) 32
Figura 3-7. Curvas de permeabilidad efectiva al agua, Lodo 2 (emulsionado de baja densidad) 32
Figura 3-8. Curvas de permeabilidad relativa, lodo de baja densidad 33
Figura 3-9. Curva de filtración durante el daño por lodo de baja densidad 33
Figura 3-10. Curva de recobro antes y después del daño, Lodo 2 34
Figura 3-11. Curvas de permeabilidad efectiva al aceite, Lodo 3 35
Figura 3-12. Curvas de permeabilidad efectiva al agua, Lodo 3 36
Figura 3-13. Curvas de permeabilidad relativa, Lodo 3 36
Figura 3-14. Curva de filtración durante el daño, Lodo 3 37
Figura 3-15. Curva de recobro antes y después del daño, Lodo 3 37
Figura 3-16. Curvas de permeabilidad efectiva al aceite, Lodo 4 39
Figura 3-17. Curvas de permeabilidad efectiva al agua, Lodo 4 39
Figura 3-18. Curvas de permeabilidad relativa, Lodo 4 40
Figura 3-19. Curvas de filtración durante el daño, Lodo 4 40
Figura 3-20. Curvas de recobro, Lodo 4. [7] 41

Lista de tablas

Pág.

Tabla 1-1. Aditivos del fluido de perforación 4
Tabla 1-2. Contaminantes comunes del fluido de perforación 5
Tabla 1-3 Criterios para el diseño de fluidos. 7
Tabla 2-1. Propiedades generales del yacimiento 15
Tabla 2-2. Propiedades físico-químicas del agua de formación 16
Tabla 2-3. Propiedades del aceite de formación 17
Tabla 2-4. Resumen del análisis SARA del crudo de formación 17
Tabla 2-5. Propiedades petrofísicas del yacimiento. 19
Tabla 2-6. Clasificación de tamaño de poro a partir de la distribución de tamaño de garganta de poro 20
Tabla 2-7. Composición general de los lodos elegidos para análisis en laboratorio 21
Tabla 2-8. Propiedades reológicas de los lodos propuestos 21
Tabla 2-9. Protocolo para evaluación de daño por fluidos de perforación. 23
Tabla 3-1. Formulación de Lodo 1 27
Tabla 3-2. Resultados prueba de compatibilidad entre el Lodo 1 y los fluidos de formación [7] 28
Tabla 3-3. Formulación de Lodo 2 31
Tabla 3-4. Resultados prueba de compatibilidad entre el Lodo 2 y los fluidos de formación [7] 31
Tabla 3-5. Formulación de Lodo 3 34
Tabla 3-4. Resultados prueba de compatibilidad entre el Lodo 3 y los fluidos de formación. 35
Tabla 3-2. Formulación de Lodo 2 38
Tabla 3-8. Resultados prueba de compatibilidad entre el Lodo 4 y los fluidos de formación. 38
Tabla 3-9. Escala de valoración para el Factor Multiplicador de Severidad. 41
Tabla 3-10. Escala de valoración para el Factor Multiplicador de Probabilidad (5 años). 41
Tabla 3-11. Matriz de riesgos técnicos para el lodo de perforación actualmente utilizado en el campo. 43
Tabla 3-12. Matriz de riesgos técnicos para el lodo propuesto para su implementación en Campo, según pruebas de laboratorio. 43

Introducción

Para la industria petrolera cuando las rentabilidades son elevadas, el daño a la formación pasa a un segundo plano, ya que no es relevante lo que se deja de percibir en comparación a las ganancias que se están obteniendo. En este contexto, el esquema actual para la explotación de petróleo implica un reto constante: optimizar la producción siendo esta eficiente a bajo costo, mientras se implementan tecnologías para mantener y aumentar las reservas de hidrocarburos.

La cuenca de los llanos orientales involucra alrededor de 70 Campos de petróleo, que producen, en su mayoría, de unidades de arenas no consolidadas provenientes del Paleógeno y están caracterizadas por su buena permeabilidad [1]. Operaciones de perforación de pozos en estas locaciones para la explotación de crudo pesado en Colombia, son un factor determinante para la productividad final del Campo, pues a condiciones operativas incorrectas, las propiedades de petrofísicas de la roca pueden verse afectadas de acuerdo a la magnitud de los esfuerzos in situ, el tiempo de exposición de la formación a los fluidos, la presión de sobrebalance aplicada y el tamaño de partículas sólidas en el fluido de perforación utilizado [2]–[4],[5].

Se habla de daño a la formación cuando existe una disminución en la capacidad natural de un yacimiento para producir sus fluidos, este descenso en la producción, refleja cambios en la permeabilidad y/o la porosidad de la roca durante operaciones exógenas al reservorio [4]. Los procedimientos de perforación y completamiento son los principales agentes del daño a la formación, siendo este el factor que más contribuye al skin total. Para el Campo de crudo pesado en estudio, la formación productora es altamente sensible a los diferentes fluidos que han sido utilizados durante la perforación en sobre balance de sus pozos. Tan pronto la broca entra en contacto con la roca, hay una rápida invasión de fluido dado que no se ha creado una película impermeable de sólidos en la pared del pozo que previene la invasión a la zona de interés, dando paso a una serie de interacciones entre los fluidos y la roca, que promueven alteraciones a una distancia determinada de la cara del pozo, comúnmente denominada radio de invasión o radio de daño, bajo la cual se presenta la mayor caída de presión y así una disminución drástica en la capacidad productora de la formación [2]–[4].

Además, gracias a estudios geológicos, petrofísicos y mineralógicos de la formación, se ha encontrado que los fluidos actualmente utilizados durante la perforación en esta área han generado un decremento considerable en la producción real de los pozos en comparación a la que se pronosticaba por métodos matemáticos basados en las condiciones del yacimiento. Esto está sustentado en trabajos alternos de la Compañía que opera dicha locación, quienes han invertido recursos en la determinación de los mecanismos de daño que afectan la formación. Registros a pozo, pruebas de presión, pruebas de producción y análisis en laboratorio indican que los mecanismos de daño más frecuentes son la migración de finos (arcillas autigénicas), el taponamiento de los poros por los sólidos presentes en el lodo -gracias a una modificación en el tamaño de garganta de poro por aumento en el esfuerzo efectivo- y la creación y bloqueo por emulsiones en la cara del

pozo, debido a la incompatibilidad entre fluidos de la formación y el filtrado del lodo, reduciendo así la permeabilidad efectiva al aceite y en algunos caso modificando la humectabilidad inicial del reservorio [6]–[8].

El uso de estos fluidos inadecuados para el yacimiento, ha motivado la realización de este trabajo, que a su vez, pretende evaluar el efecto del daño de formación generado por varios tipos de lodo de perforación teniendo en cuenta las propiedades roca-fluido y condiciones de yacimiento, mediante la propuesta de un diseño óptimo del lodo de perforación, a partir de un estudio exhaustivo en sus componentes mientras se implementa una metodología experimental a escala laboratorio, que permite analizar los cambios de permeabilidad en la roca cuando se expone a diferentes fluidos de perforación, para determinar un sistema de lodo tal, que genere una afectación mínima al yacimiento, utilizando algunos de los diferentes productos que son ofrecidos actualmente por las compañías de servicios, para finalmente escalar a nivel de campo considerando la viabilidad técnica y operacional del fluido o sistema de lodo elegido.

Para la evaluación del mecanismo de daño que afecta directamente el campo en estudio, la metodología planteada tiene en cuenta diversos datos que van desde la toma de corazones en secciones preservadas, registros especiales, información de presión, caracterización de fluidos, hasta pruebas de producción en los pozos ya perforados. A partir de estos datos, se propone una prueba experimental en laboratorio que incluye pruebas de compatibilidad fluido-fluido según la norma API-RP42 [9], medición de propiedades petrofísicas básicas, pruebas de desplazamiento antes y después de la generación de daño a la muestra de roca con el lodo de perforación para, de esta manera, obtener curvas de permeabilidad efectiva al agua y al aceite, curvas de permeabilidad relativa, curvas de filtración de lodo y curvas de recobro de aceite antes y después del daño. Finalmente se pretende comparar los resultados obtenidos con cada uno de los sistemas de lodo utilizados y recomendar, el que en conjunto, sea más conveniente en términos de mitigación de daño para su posible implementación en Campo; considerando además, el índice de riesgo técnico mediante una matriz de viabilidad operacional para el lodo elegido.

Tener previa claridad en las características de la formación y en las cualidades del lodo, permitirán sin duda, decisiones técnicas más apropiadas, que a futuro mejorarán las condiciones operacionales que se verán reflejadas en aumentos de producción y menores costos destinados a procedimientos de estimulación en la etapa inicial de los pozos.

1. Marco teórico

En este capítulo se presentaran los fundamentos teóricos y las causas más comunes que generan daño a la formación durante las operaciones a pozo con el fin de contextualizar al lector sobre las bases que permiten el desarrollo de este trabajo.

1.1 Fluido de perforación

El fluido de perforación o lodo como también es conocido, se cree que es utilizado para controlar la presión hidrostática desde finales del siglo XIX, cuando era simplemente una salmuera para pozos someros [10]. Años más tarde, en 1901, con el apogeo de la perforación rotatoria, se evidenció que además de mantener presiones podía enfriar la broca y transportar los cortes de la perforación. En ese mismo momento en Spindletop, Texas descubrieron que adicionar componentes arcillosos en suspensión al lodo incrementaría no solo densidad, viscosidad y su capacidad de carga, sino también la capacidad de estabilizar las paredes del pozo [11]. Las décadas de 1920 y 1930 fueron testigos del surgimiento de las primeras compañías especializadas en la distribución, desarrollo e ingeniería de los fluidos y componentes de perforación. En los años siguientes las compañías de fluidos de perforación introdujeron desarrollos en mediciones, ingeniería y en materia química, que produjeron mejoras significativas en la eficiencia de la perforación y productividad final de los pozos [11].

En general el fluido de perforación es una mezcla de un solvente (base) con aditivos o productos, que cumplen funciones físico-químicas específicas de acuerdo a las necesidades operativas mientras circula a través de la sarta de perforación y por el espacio anular [3], [11]–[15], [10]. Pueden ser líquidos, gaseosos o una mezcla de ambos (lodos aireados) y están diseñados para:

- Controlar las presiones de la formación
- Proveerle estabilidad al hueco
- Tener la capacidad de transporte y suspensión de recortes de perforación
- Enfriar y lubricar la broca
- Transmitir energía hidráulica a la sarta y a la broca
- Tener la capacidad de flotabilidad para reducir el peso de las herramientas durante la operación
- Formar un revoque (cake) de baja permeabilidad para retardar el paso del fluido desde el hueco del pozo hacia la formación permeable
- Evitar daños de permeabilidad en la zona productora
- Permitir la evaluación de formaciones con herramientas de registro sin alterar la información obtenida

Para lograr que el fluido de perforación tenga un desempeño adecuado, propiedades como la densidad, gravedad específica, viscosidad API, velocidad, pH, filtración, contenido de sólidos de alta y baja gravedad, deben ser monitoreadas constantemente para evitar contratiempos o daños mayores a la formación, rigiéndose siempre por tres factores: desempeño, economía y normatividad ambiental [16].

Vickers et al, (2008) señalan que la reología es una propiedad clave que influye en diferentes aspectos de la operación de perforación y es fundamental para la ejecución segura y exitosa de un pozo [17].

En este orden, las propiedades reológicas mediante mediciones según la normativa se traducen en características fundamentes como la viscosidad plástica (viscosidad que resulta de la fricción mecánica entres sólidos y líquidos), el punto de cedencia (medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo), fuerza gel (medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas) y el filtrado de lodo [11], [18].

Patel y Growcock (1999) indican que la evaluación reológica del lodo es fundamental para determinar el potencial del daño que puede ocasionarse a la zona productora [17].

Los aditivos más comunes se presentan a continuación según su función:

Tabla 1-1. Aditivos del fluido de perforación

Función	Descripción	Algunos productos
Viscosificante	Incrementa viscosidad para limpieza de pozo	Bentonita, CMC,PAC, polímero XC
Densificante	Incrementa densidad para controlar presión de formación y darle estabilidad al pozo	Barita, óxido de hierro, galena, carbonato de calcio
Adelgazante, dispersante	Modifica la relación entre la viscosidad y el contenido de sólidos, reduciendo la fuerza gel y la atracción entre partículas de arcilla	Taninos, lignitos, lignosulfatos
Control de pH	Controla el grado de acidificación o alcalinidad del fluido	Soda caustica, carbonato de sodio
Reductor de filtrado	Reduce la perdida de fluido hacia la formación	Almidón, CMC (carboximetilcelulosa), bentonita
Inhibidor de lutitas	Disminuye el riesgo de hidratación de arcillas	Fuentes de calcio y potasio solubles, glicol
Bactericida	Previene daños por degradación de aditivos orgánicos	Glutar - aldehídos , amonio Cuaternario (almidón o goma xántica)
Antiespumante	Reduce tendencia a formar espuma	
Emulsificante	Forma mezcla homogénea entre fluimos inmiscibles	Para OBM: ácido graso, base amina Para WBM: detergentes, jabones surfactantes
Lubricantes	Reduce el coeficiente de fricción entre el fluido y la tubería	Glicol, surfactantes
Agente liberador de tubería	Ayudan a los lubricantes atacando químicamente el revoque formado en tubería	Jabones y aceites
Material para control de pérdidas de circulación	Taponan zonas de pérdida	Materiales fibrosos, granulares, escamosos o polímero de cadena cruzada (cáscaras de nuez, mica)
Floculante	Clarifica el fluido y crea un incremento temporal en la viscosidad	Cal, acrilamidas

Tomado de: [3], [11]–[15], [10], [18]

Por sus mismas funciones, los lodos al estar en contacto con la formación tienden a contaminarse y por ende pueden verse afectadas las propiedades reológicas con las cuales fueron diseñados. La Tabla 1-2 muestra algunos de los contaminantes más comunes del fluido de perforación.

Tabla 1-2. Contaminantes comunes del fluido de perforación

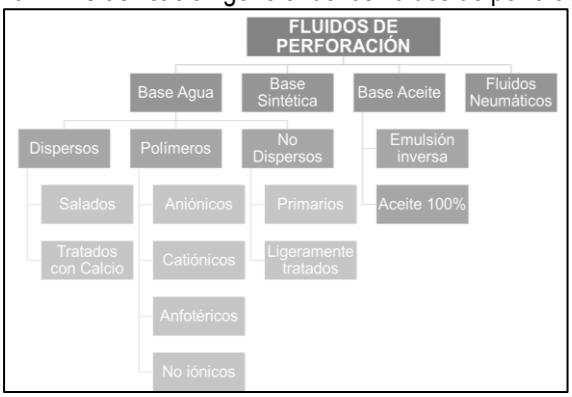
Contaminante	Descripción
Sulfuro de hidrógeno (H_2S)	Gas ácido, altamente tóxico y corrosivo. Su presencia en el yacimiento se debe a descomposición de materia orgánica con contenido azufre. Pequeñas cantidades de H_2S, pueden causar floculación debido a la rápida reducción en el pH del lodo.
Carbonatos ($CO_3^{=}$)	Carbonatos solubles se acumulan en los fluidos de perforación alcalinos debido a la presencia de dióxido de carbono (CO_2), el cual reacciona con el agua y en función de la alcalinidad (pH del sistema), forma iones bicarbonato (HCO_3^-) y carbonato ($CO_{3=}$). Los carbonatos solubles se incorporan al sistema a partir de diferentes fuentes tales como la perforación de zonas con presencia de dióxido de carbono, por degradación térmica de materiales orgánicos, por ataque bacteriano, por sobre tratamiento con bicarbonato de sodio y carbonato de sodio y por contenido de carbonato en la barita y bentonita comercial. Ambos aumentan el punto de cedencia y la fuerza gel.
Cloruro de sodio (NaCl)	En concentraciones por encima de 10000ppm puede significar una severa floculación, esto se identifica por un aumento en la viscosidad plástica, fuerza gel, las perdidas por filtrado y los cloruros. Fluidos con alto contenido de sólidos y viscosificados con polímeros no son afectados por este tipo de contaminación.
Calcio (Ca^{++})	Puede darse a partir de dos principales fuentes: la anhidrita y el cemento, siendo este último comúnmente utilizado en operaciones de cementación forzada para el control de pérdidas por circulación. En forma seca es básicamente oxido de calcio, pero cuando se hidrata llega a ser hidróxido de calcio (cal muerta), este hidróxido de calcio puede aumentar el pH hasta 12.5, ya que el $CaSO_4$ y el H_2O liberan iones H_+.
Bacterias	Las bacterias aeróbicas causan degradación de los viscosificantes y reductores de filtrado orgánicos durante largos periodos de inactividad. Las bacterias anaeróbicas pueden reducir los iones sulfato a iones sulfuro, lo que conlleva a un fluido de perforación más corrosivo. Uno de los efectos secundarios es la formación de enzimas.

Tomado de: [12], [13], [15], [11], [18]

1.1.1 Tipos de fluidos de perforación

A medida que las políticas ambientales son más exigentes y rigurosas, los fluidos de perforación deben diseñarse dentro de criterios técnicos más estrictos, mientras encajan en la economía de los proyectos y lógicamente cumplen con eficiencia las funciones para las cuales fueron creados. La elección del fluido de perforación depende del tipo de formación a perforar teniendo presente el rango de permeabilidad, temperatura, esfuerzos y presiones exhibidos por esta. Considera también las herramientas de registro a utilizar, la calidad del agua disponible y fundamentalmente la normatividad ambiental que rija la zona de operación [3], [14], [16], [18]. La clasificación de los fluidos de perforación tenida en cuenta en este trabajo se basa en la composición del lodo, que define a este su función y rendimiento. (Ver Figura 1-1)

Figura 1-1. Clasificación general de los fluidos de perforación



A partir de: [11], [12], [13], [19]–[21]

- **Lodos base agua (WBM)**

Fluidos cuya fase continua es acuosa y puede ser agua dulce, agua de mar o una base específica de salmuera. Se dividen en lodos inhibidos o no inhibidos; los primeros se caracterizan porque reducen la interacción química entre el lodo y la formación evitando la posible hidratación de arcillas. Y los segundos, son los más sencillos, económicos y comúnmente utilizados en los primeros pies perforados y en formaciones no reactivas. Están conformados por sólidos de alta y baja densidad que pueden ser inertes y reactivos, pues logran o no reaccionar con la fase acuosa o la roca misma En general, los WBM tienden a ser fácilmente contaminados, inestables a cambios fuertes de presión y temperatura, en algunos casos corrosivos para la tubería y las herramientas.. Son comúnmente utilizados debido a su bajo costo de operación y fácil manejo ambiental.

- **Lodos base aceite (OBM)**

Fluidos de perforación en base oleosa con gotas dispersas de agua. Se le denomina “lodo base aceite” cuando su contenido de agua es de 1 al 15% y “emulsión inversa” cuando el contenido de agua es de 1 al 50% [11]. Son sistemas inhibidos pues los sólidos presentes en la emulsión son siempre inertes, además son resistentes a los contaminantes, estables a alta presión y temperatura, altamente lubricantes y no son corrosivos. Además los fluidos tipo emulsión inversa se usan para aumentar la rata de penetración, lubricar la sarta y así disminuir el torque y la reducción del filtrado, gracias a que pueden ser de baja densidad. Hoy en día, un lodo de emulsión inversa es un fluido con aceite diesel, aceite mineral, aceite vegetal, aceites biodegradables como fase continua, y agua o salmuera como fase emulsionada.

Estos fluidos fueron diseñados para mejorar la terminación de pozos en yacimientos reservorios sensibles al agua, con presencia de arcillas hinchables, sin embargo las restricciones ambientales para el manejo de estos fluidos aumentan el costo de la operación además de los riesgos técnicos y operacionales que podría generar su uso.

Patel y Growcock, (1999) plantean que existem fluidos de perforación de emulsión inversa reversibles, es decir que con la ayuda de un interruptor químico ácido-base se puede convertir una emulsión de agua en aceite (W/O) en una emulsion de aceite en agua (O/W). Los sistemas de emulsión inversa reversibles son simples y fáciles de ejecutar. El tensoactivo en su forma no protonada es no iónico y sigue siendo poco afectado por las salmueras. El carácter no iónico del agente tensoactivo hace que sea compactable con otros aditivos de fluidos de perforación a base de aceite y no es específico para el tipo de base aceite en la fase continua. Sin embargo, en la presencia de ácidos solubles en agua estos tensoactivos están en forma protonada (emulsionantes regulares) y forma emulsión de aceite-en-agua. El tensoactivo puede estar protonado utilizando cualquier número de ácidos inorgánicos u orgánicos solubles en agua [17].

- **Lodos de base sintética**

Lodos no acuosos, de emulsión interna de agua (inversa), en los que la fase externa es un fluido sintético (oleofinas, ésteres, etc) en lugar de un aceite. Este y otros cambios menores en las formulaciones han hecho que los fluidos sintéticos en los lodos sean más aceptables ambientalmente para su uso costa afuera a pesar de sus altos costos iniciales. Las restricciones ambientales se asocian además de la obtención de licencias, al problema de disposición de recortes de perforación en el agua.

1.1.2 Revoque ("cake")

El revoque o "cake" es el remanente de fluido de perforación que queda impregnado sobre la formación permeable gracias a la presión que ejerce el fluido mismo. Está formado por partículas sólidas (agentes de puenteo presentes en el lod) de tamaño determinado, que se implantan en la pared de la zona perforada y la protejan del posible filtrado de líquido, que a su vez, pueda generar una reacción adversa con los componentes naturales del reservorio. Su eficiencia se evalúa a partir de su espesor, solidez, resbalamiento y permeabilidad [22], y su mala calidad se traduce en superficie como una reducción de la producción hidrocarburos.

El tamaño de los sólidos que forman el cake se estipula según la distribución de garganta de poro de la muestra, para lo cual se pueden seguir criterios como el Método de Vickers o el más usado la Regla de Abram [23]–[25].

Tabla 1-3 Criterios para el diseño de fluidos.

Percentiles del Tamaño de partícula	Método de Vickers	Regla de Abram
d10	> la garganta más pequeña	1/3 d10 garganta
d25	1/7 de la garganta media	---
d50	~1/3 de la garganta media	≥1/3 d50 garganta
d75	< 2/3 la garganta más grande	---
d90	= la garganta más grande	1/3 d90 garganta

Tomado de: [25]

1.1.3 Filtración

La filtración es el proceso de separación mecánica de la fase líquida de un fluido de perforación, a través de un medio permeable. Si los poros del medio permeable son suficientemente pequeños, éste permitirá el paso de la fase liquida del fluido, pero restringirá el paso de partículas sólidas. Estas partículas, compuestas principalmente por sólidos de formación, arcillas y materiales densificantes, forman una torta, revoque, o costra de filtración, en la superficie del medio permeable. La fase liquida que pasa por este medio se denomina filtrado y puede contener iones solubles. La prueba de filtrado (API RP 13B1 y RP 13B2) [12], [13], [26] da información sobre dos parámetros importantes:

- Revoque o cake: El revoque ideal es delgado (no disminuye el diámetro del agujero y reduce la probabilidad de tener pega diferencial de la sarta) e impermeable (previene que el filtrado del lodo se fugue hacia la formación). Generalmente medido en 1/32avos de pulgada ó en milímetros. Un revoque de buena calidad, debería estar en el orden de 2/32avos de pulgada de espesor.

- Pérdida por filtrado: Este parámetro provee una indicación de la invasión de filtrado del lodo hacia la formación Cuando se perfora el yacimiento el filtrado podría proveer una indicación de la escala de la invasión de filtrado y por lo tanto del daño potencial a la formación. La prueba estándar API de filtración es la prueba primaria de filtración para los lodos base agua. Dicha prueba nunca es realizada en lodos base aceite. Para ellos se realiza siempre la prueba de HP-HT alta presión alta temperatura.

La filtración puede ser estática, es decir, no existe la circulación del lodo y por lo tanto el espesor del cake no se altera y se tiene entonces que el volumen de filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del periodo de tiempo transcurrido incluyendo una pérdida inmediata de filtrado llamada *mud spurt* [27] .

1.2 Daño de formación

Diversos autores han concluido que el daño de formación no es más que una disminución en la capacidad natural de flujo de fluidos de la formación, que se da por cualquier restricción en el medio poroso sea de forma natural o inducido por alguna actividad u operación ajena al yacimiento mismo; manifestando así pérdidas en productividad o inyectividad de los pozos. Esta reducción en la permeabilidad puede ocurrir cerca del frente del pozo (más fácil de reparar) o ser profundo en la roca (más difícil de reparar) [4]. Para el caso en estudio, el daño por fluidos de perforación es causado por varios mecanismos: el taponamiento físico de los poros por los sólidos en el lodo [25], la alteración de la mojabilidad de la roca del yacimiento [30]–[32], la precipitación de materiales insolubles en los espacios porosos, el hinchamiento de las arcillas en los espacios porosos, la migración de los finos a las gargantas de los poros [25], la introducción de una fase inmóvil, y la formación y el bloqueo de la emulsión.

1.2.1 Mecanismos de daño de formación

El daño de formación puede darse lugar en cualquier momento de la vida del pozo durante operaciones de perforación, completamiento, producción, estimulación, "matada" de pozo u operaciones de reacondicionamiento. Los mecanismos de daño de formación pueden clasificarse como mecánicos, químicos, bilógicos o térmicos [4] cuyos subtipos que varían en su grado de afectación a la roca. En general, algunos de los mecanismos de daño más comunes son según el Dr. Brant Bennion [4]:

- Migración de finos
- Invasión de sólidos
- Invasión de fluidos
- Formación y bloqueo por emulsiones
- Cambios de humectabilidad
- Hinchamiento/hidratación de arcillas
- Deposición de orgánicos e inorgánicos
- Crecimiento bacteriano
- Producción de arena
- Maseración de la formación en zona productora

La interacción del medio con los fluidos de perforación [2], [7], [27], [33], involucra en algunos casos una cadena de resultados simultáneos indeseables, como cuando el filtrado del lodo y los fluidos de la formación, crean emulsiones, mezclas inestables químicamente, de mayor viscosidad que gracias a sus fuerzas interfaciales obstruyen el flujo en la zona del pozo donde se presenta. Esto refleja a la vez la posibilidad de un cake ineficiente, pues puede también permitir el paso de algunos sólidos presentes en el lodo que taponan el medio. Además puede ocurrir, hinchamiento de arcillas que implica la hidratación de materiales gracias a la interacción existente entre sus componentes con agua dulce o de baja salinidad presente en los fluidos de perforación. Esta expansión en las arcillas presentes en la formación conlleva a una disminución en el tamaño de garganta de poro que finalmente refleja una disminución en la permeabilidad del medio.

Butler et al., (2000) en su estudio sobre la reducción del daño en pozos horizontales destacó que uno de los medios para prevenir daños en las formaciones productivas se logra minimizando la invasión de fluidos en

general [17]. Ezell et al., (2010) por su parte indica que la disminución de la productividad y la reducción de daño de formación, se pueden deber a la invasión por partículas finas, a el cambio humectabilidad de la roca en el yacimiento y la formación de gotitas de la emulsión que resulta en la obstrucción del canal [17].

1.2.2 Skin

El "skin" es un factor adimensional que da un indicio de la eficiencia de producción de un pozo, a partir de la comparación de los datos reales con los teóricos o ideales, permitiendo así una cuantificación del daño o la estimulación de la formación. Este daño se detecta gracias a pruebas de pozos como PBU, que reflejan un incremento o disminución en la caída de presión predicha con la ley de Darcy modificada usando el producto de la capacidad de flujo y el espesor de la formación, *kh* [34],[35]. Un "skin" positivo indica daño o deterioro en productividad, mientras que un factor de valor negativo da alusión de una mejora en producción como respuesta a la estimulación del pozo [11], [17], revelando entonces una zona de alta o baja permeabilidad alrededor del pozo pues se considera flujo radial siendo de gran influencia para la respuesta final del pozo [36].

1.3 Variables petrofísicas afectadas por el daño de formación

1.3.1 Permeabilidad

Es válido decir que la permeabilidad es la capacidad del medio poroso que permite el flujo de fluidos en su interior, es una propiedad intrínseca que puede ser absoluta cuando se tiene presencia de una única fase de líquido o efectiva cuando existen dos o más fluidos inmiscibles en la roca, beneficiando flujo preferencial hacia uno de ellos [37].

Es una medida que refleja conductividad del medio cuando está sometido a una presión determinada y depende esencialmente de las propiedades que afectan la configuración de éste como tamaño y distribución de granos, tipo de empaquetamiento, grado de compactación y contenido de arcilla. Se calcula en base a la ecuación de Darcy, que considera el diferencial de presión que domina el sistema, el área transversal del medio poroso, la viscosidad y el caudal de los fluidos [37].

Aunque esta capacidad de flujo suele asociarse a la porosidad, no siempre son proporcionales como se cree, por ejemplo los materiales tales como pizarras y algunas tizas pueden tener porosidades muy altas, pero baja permeabilidad debido a la falta de conexión efectiva de los poros. Permeabilidad al aceite, el agua y el gas puede ser diferente debido a las diferencias de viscosidad y otras influencias tales como la humectabilidad.

1.3.2 Permeabilidad relativa

La Permeabilidad Relativa es "*la Fracción de Área Transversal Unitaria a una presión P, que ocupa una fase de fluido en un instante de tiempo t, para el cual existen unas condiciones de distribución de fluidos específicas constantes*" [38]. Los efectos de permeabilidad relativa explican muchos de los problemas implicados en el daño de formación [32] y la reducción del flujo de una formación, ya sea en la producción inicial o después de procesos de estimulación.

Hasta la fecha han sido desarrollado algunos métodos para evaluar permeabilidad relativa en estado no estable, y algunos de ellos son el Método de Johnson-Bossler-Naumann (JBN), método gráfico para determinar permeabilidad relativa, método dinámico para determinar permeabilidad relativa, método de determinación de la permeabilidad relativa de datos centrífuga, método para determinar permeabilidad relativa de datos de desplazamiento de estado no estable, y el método de determinación de la permeabilidad relativa en flujo bifásico de la teoría del medio efectivo, entre otros [38].

Esta propiedad se interpreta a partir de curvas de permeabilidad relativa, que dan una idea de la tendencia humectante de la roca yacimiento bajo estudio, y de esta forma, de la movilidad de cada uno de sus fluidos. En general se deben observar cuatro características de estas curvas:

- Pendientes tanto de la curva de aceite, como de la de agua
- Saturaciones residuales tanto de aceite como de agua
- Valores de permeabilidad efectiva a saturación residual de agua y a saturación residual de aceite
- Punto de corte de las curvas de permeabilidad relativa

1.3.3 Humectabilidad

Lopera, (2009) define esta propiedad como la capacidad de un fluido para adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible [39]. Para Djebbbar, (2004) es la tendencia de una superficie de roca a entrar en contacto con determinada fase de fluido cuando está en presencia de más de un fluido [32]. Y en general, la humectabilidad explica la interacción roca-fluido y es una propiedad importante en los yacimientos de hidrocarburos, ya que controla la distribución y la movilidad de los mismos al interior del mismo [40], además describe el equilibrio de fuerzas superficiales o interfaciales entre el fluido y el sólido en contacto. Las propiedades que tienen mayor efecto sobre esta la humectabilidad son la superficie mineral, la naturaleza del petróleo, la estabilidad de la película de agua, la saturación de agua, la química de la salmuera y la distribución de tamaño de poro. [40].

Para comprender bien el concepto de Humectabilidad es necesario entender:

- *Tensión* de adhesión: se define como la atracción mutua entre la roca y el fluido. Si el valor de At es positivo indica que la fase más densa es la fase humectable.

- *Tensión Superficial:* cantidad de energía necesaria para aumentar su superficie por unidad de área.1 Esta definición implica que el líquido tiene una resistencia para aumentar su superficie.

- *Tensión Interfacial:* fuerza por unidad de longitud que se requiere para crear una nueva unidad de superficie, entendiéndose por unidad de superficie el área superficial que ocupa una molécula que se encuentra en la superficie de contacto entre dos líquidos inmiscibles

Actualmente existen varios métodos cuantitativos que permiten conocer la tendencia humectable del medio poroso. El más común es el la prueba de imbibición de Amott-Harvey que combina el desplazamiento por imbibición espontánea y forzada para determinar la humectabilidad promedia de un núcleo y se basa en el hecho de que el fluido humectante imbibe espontáneamente dentro del núcleo y desplaza fluido no humectante. En este método se parte de un núcleo saturado con agua, el cual es llevado a saturación residual

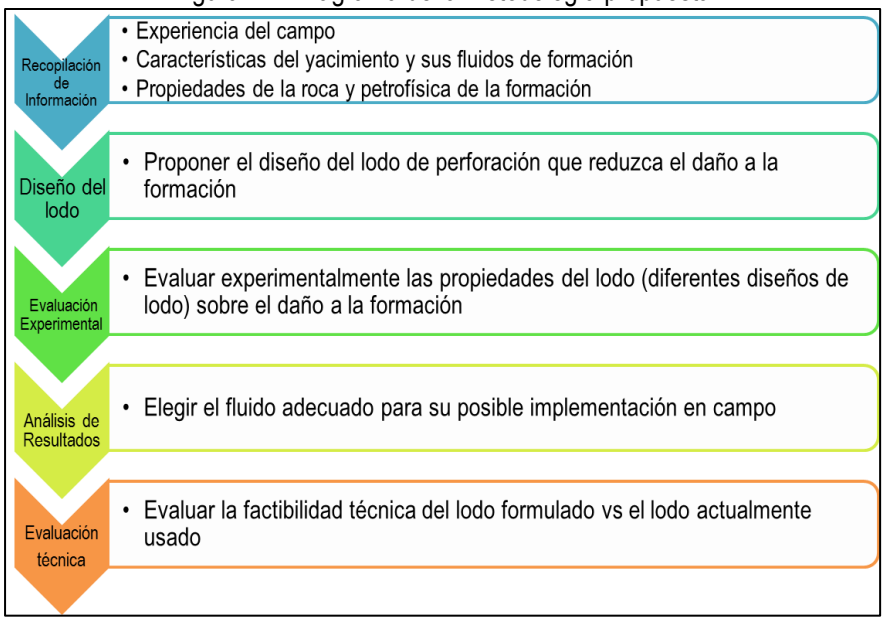
de aceite, Sor, por centrifugado o por desplazamiento forzado con salmuera. Y de manera similar con la muestra saturada de agua se lleva a la centrifuga hasta alcanzar Swr y se mide la cantidad de agua desplazada.

Otros métodos son la imbibición espontánea, que ocurre cuando una fase humectable invade un medio poroso en ausencia de fuerzas externas, bajo la acción de fuerzas superficiales; y Índice de Humectabilidad USBM que se basa en el hecho de que el trabajo requerido para que el fluido humectante desplace el no humectante del medio, en virtud de las fuerzas capilares que le son favorables, es menor que el requerido para el desplazamiento contrario. Además la humectabilidad puede también inferirse de los valores de permeabilidad relativa y el comportamiento que tengan cada una de estas curvas.

2. Metodología

En este capítulo se presenta la metodología propuesta, que parte de la recopilación de la información característica del campo y los antecedentes que dieron lugar al desarrollo de este trabajo, como datos importantes para la determinación del mecanismo de daño. A partir de ello se exhibe el diseño del lodo como base de elección para los lodos formulados que fueron evaluados en pruebas a escala laboratorio, protocolos que serán también presentados. Finalmente se mostrará la matriz de evaluación de condiciones operativas, diseñada por la empresa operadora con los criterios para ella importantes, en términos de seguridad industrial, manejo ambiental, costos y riesgos operacionales con el fin de evaluar la viabilidad técnica del fluido elegido.

Figura 2-1. Diagrama de la metodología propuesta



En los numerales siguientes, desarrollará paso a paso la metodología propuesta según lo que refleja la Figura 2-1.

2.1 Recopilación de información

Conocer la historia del campo y tener información acertada de las propiedades de la roca y los fluidos de formación es clave para planear un diseño de lodo que al ser evaluado para cuantificar la magnitud del daño que puede causarle a la formación, genere una mínima afectación. Es por ello que en este numeral se

muestran las características generales del yacimiento y sus fluidos de formación. Además de revelar las propiedades de la roca (SEM, DRX, caracterización mineralógica) y la petrofísica de la formación.

2.1.1 Experiencia de campo

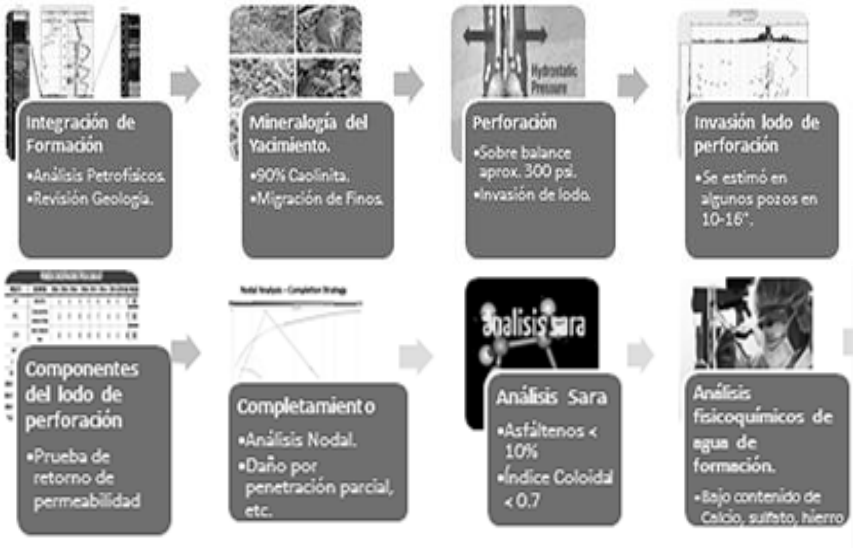
El campo en estudio corresponde a un nuevo descubrimiento de crudo pesado en la zona oriental colombiana, allí se han perforado un número importante de pozos que han permitido recolectar información del yacimiento. Esta búsqueda, permitió establecer el potencial de producción del yacimiento en frío en su etapa inicial, así como la necesidad de implementar estrategias en optimización de costos para que, bajo el esquema actual de precios, permita tener una estrategia de explotación económica y un plan de desarrollo acorde con el conocimiento del campo. Sin embargo, dada la complejidad del yacimiento, y en particular, la combinación entre las características del crudo, la formación y la presencia de un acuífero como mecanismo de empuje, caracterizado en el área como activo e infinito, el potencial de producción de algunos pozos fue comprometido y su comportamiento estuvo fuera de lo estimado por método analíticos convencionales.

En vista de los resultados negativos obtenidos en producción de los pozos perforados, la compañía operadora implementó una metodología fue para la identificación de causas de las anomalías de producción (ver Figura 2-2). El análisis incluye la información de corazones, análisis básicos y especiales (SEM, DRX, SCAL), caracterización de fluidos de formación (petróleo y agua) tales como análisis PVT a diferentes temperaturas, análisis SARA, caracterización del crudo muerto y determinación de la viscosidad a diferentes temperaturas. Análisis fisicoquímicos completos de aniones y cationes del agua de formación también fueron realizados. Desde el punto de vista dinámico, se tomaron pruebas de restablecimiento de presión, registros de producción y se realizó una revisión detallada de todos los eventos operacionales llevados a cabo en los pozos en evaluación. El ajuste mediante modelos de análisis nodal de la curva de IPR y VLP, así como la información de las pruebas de restablecimiento de presión estableció la presencia de daño de formación. Una vez determinada la presencia de este daño, análisis adicionales permitieron establecer el mecanismo de daño (fluidos de perforación) y una posible restauración de este efecto durante la perforación con la implementación de tensoactivos en los mismos lodos [fuente: Pacific E&P].

Los resultados estampan que el problema se debe al ineficiente cake que permite un filtrado de lodo excesivo que favorece la formación de emulsiones, que por la energía del medio y la incompatibilidad entre fluidos y roca, ocasionaron un posterior bloqueo en la formación. Otra causa del daño, puede ser el taponamiento de las gargantas de poro gracias a la invasión de sólidos presentes en el lodo y a la migración de finos del yacimiento por las altas tasas manejadas durante la operación.

En línea con lo anterior, se verifico que otro factor importante para generación del daño fueron los altos tiempos de exposición a los cuales fueron sometidos algunos pozos en hueco abierto mientras se realizaba el protocolo correspondiente a la adquisición de información.

Figura 2-2. Flujo de trabajo para identificación de daño de formación implementado por la compañía operadora



Fuente: Pacific E&P

Estas alteraciones están influenciadas por el agua utilizada en la preparación del lodo, pues no era salmuera de formación como se suponía que debía ser, sino agua del PAD de inyección (facilidad operacional), cuyas características no fueron consideradas al momento del diseño del fluido, y desencadenaron en precipitados que taponaban los poros de la formación, reduciendo considerablemente la permeabilidad absoluta del yacimiento

2.1.2 Características del yacimiento y los fluidos de formación

El yacimiento está localizado en la parte central de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. La columna estratigráfica está representada por rocas que van del Paleozoico hasta el Reciente, la zona productora está representada por los miembros informales C-7 y por la unidad Arenas basales correspondientes a la Formación Carbonera. Su ambiente de sedimentación ha sido interpretado como un ambiente fluvial el cual es favorable para la presencia de hidrocarburos. El cubrimiento sísmico 3D en el bloque muestra que la estructura está definida por un monoclinal ligeramente plegado que buza hacia el suroeste con una inclinación que no sobrepasa los 3°. La estructura se encuentra controlada principalmente por la morfología de un valle cavado con orientación preferencial noreste-suroeste que controla el sistema de fallas existente, afectando las secuencias estratigráficas inferiores de las unidades Intra Carbonera [1]. La Tabla 2-1

Tabla 2-1. Propiedades generales del yacimiento

PROPIEDADES DE YACIMIENTO	
Formación	Basales
Profundidad – TVD (ft)	3320
Temperatura (°F)	160
Presión Inicial (psi)	1280
Mecanismo de producción	Empuje - acuífero activo

Fuente: Pacific E&P

Cualquier operación a pozo que implique la implementación de fluidos, tiene asociado un tema de compatibilidades con los fluidos de la formación, es por ello que la caracterización del agua y el aceite presentes en la formación es clave para el diseño de los fluidos de la operación. Con el fin de mantener este equilibrio fluido, se presentan las propiedades físico químicas del agua en la Tabla 2-2. Allí se muestra que se tiene un agua salobre y alcalina, además de no ser reactiva según el balance iónico. Es decir, el agua de formación es neutra ni se reduce ni se oxida impidiendo así la precipitación de escamas o formación de subproductos indeseables, por lo cual se descarta cualquier tipo de daño asociado a este mecanismo químico.

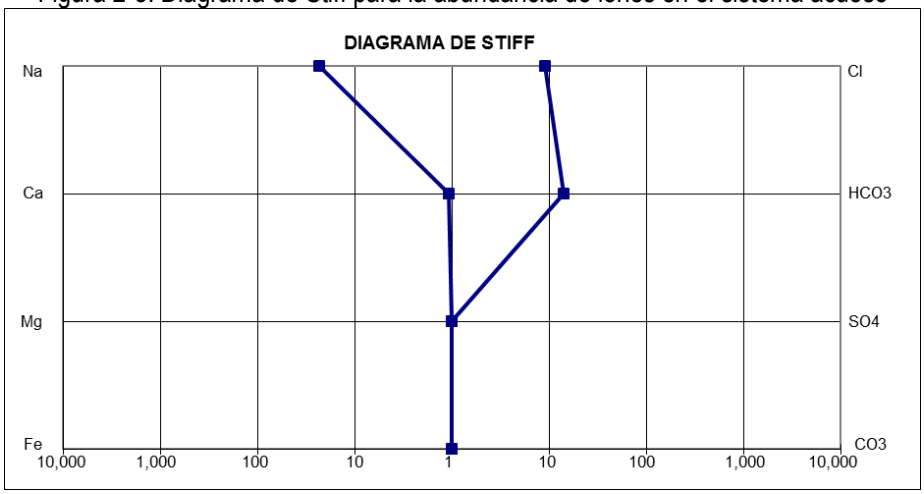
Tabla 2-2. Propiedades físico-químicas del agua de formación

PROPIEDADES DEL AGUA	
Salinidad (mg/l)	1100
pH	8
Conductividad (microSiemens/cm)	2.12
Resistividad @77 °F (Ohm-m)	4.72
Gravedad específica @ 60 / 60 F	1.0024
Total aniones (Meq)	23
Total cationes (Meq)	24
Balance iónico	0.027
Total sólidos disueltos - TDS (mg/l)	1746

Fuente: Pacific E&P

El diagrama de Stiff presentado en la Figura 2-3 arroja que el agua de formación tiene un bajo contenido de calcio, hierro y sulfato, siendo más propenso a ser incompatible con los fluidos de invasión. Además define la define como agua bicarbonatada sódica, donde predomina el catión sódico y el anión de bicarbonato indicando un origen hipertermal profundo. Este análisis es importante porque permite predecir tendencias de la distribución iónica en el yacimiento y de esta manera, diseñar y controlar el fluido que se manejará durante la operación, pues con el diagrama se puede establecer reemplazamiento iónico.

Figura 2-3. Diagrama de Stiff para la abundancia de iones en el sistema acuoso



Fuente: Pacific E&P

La caracterización del crudo de formación de forma general se presenta en la Tabla 2-3. Además se realiza un análisis SARA para establecer el equilibrio de los asfaltenos en relación a los saturados, aromáticos y resinas también presentes en el crudo. Este análisis determinó para el petróleo un índice coloidal menor a 0.7 que lo hace estable ante la presencia de asfaltenos. (Ver Tabla 2-4)

Tabla 2-3. Propiedades del aceite de formación

PROPIEDADES DEL ACEITE	
Gravedad Específica (°API)	11
Viscosidad @ 165 F (cp)	700
Factor Volumétrico (RB/STB)	1.035
Presión de Burbuja (PSI)	119
Número Acido (mg KOH/g)	0.7

Fuente: Pacific E&P

La estabilidad del crudo se debe a que los coloides están dominados por fuerzas electrostáticas que generan repulsión entre las partículas. En caso contrario, los factores desestabilizantes serían las fuerzas de atracción que dan lugar a la unión, como el movimiento Browniano, las fuerzas de Van der Waals y también en menor grado las fuerzas de gravedad.

Tabla 2-4. Resumen del análisis SARA del crudo de formación

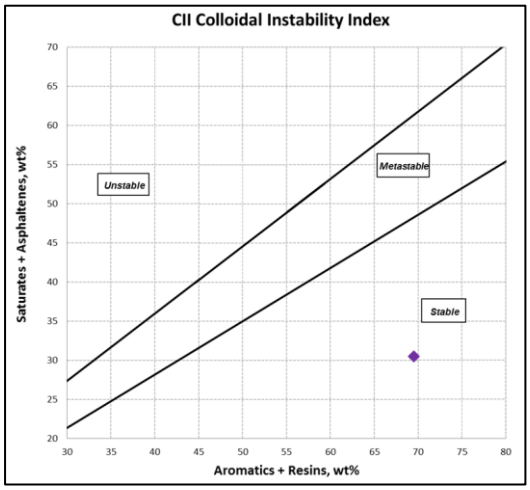
ASFALTENOS	SATURADOS	AROMÁTICOS	RESINAS
10.28 %	21.83 %	53.25 %	14.63 %
Asfaltenos + Saturados		**Aromáticos + Resinas**	
32.11 %		67.88 %	

ASFALTENOS / RESINAS	INDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL - CII	COMPOSICIÓN
0.703	32.11 / 67.88 = 0.47	Estable

Fuente: Pacific E&P

La estabilidad del crudo se observa en la Figura 2-4 y su análisis permite descartar cualquier daño a la formación por precipitación de asfaltenos.

Figura 2-4. Índice de inestabilidad coloidal del crudo de formación



Fuente: Pacific E&P

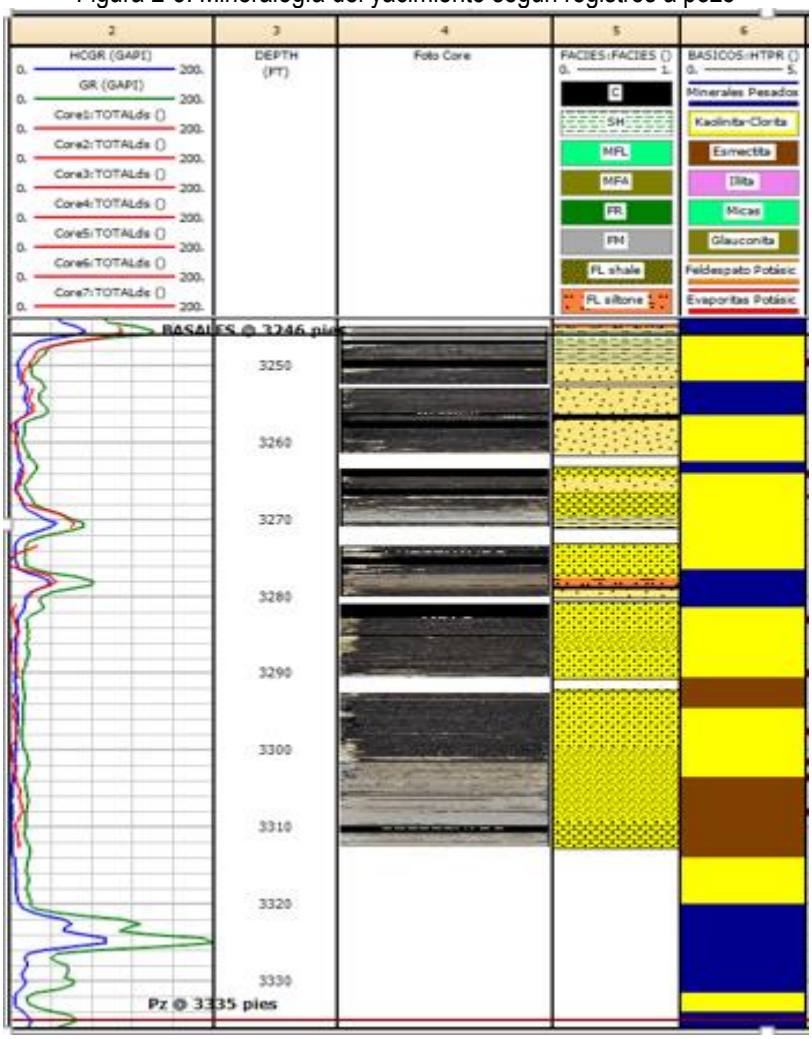
2.1.3 Propiedades de la roca y petrofísica de la formación

Conociendo ya las propiedades generales del yacimiento, y sus fluidos, es necesario conocer las propiedades de la roca para delimitar las variables que pueden influir en el diseño del fluido de perforación. Para esto se

hace una caracterización mineralógica de la formación con el fin de identificar la susceptibilidad de esta ante variaciones de pH y tasas de operación.

A partir de análisis de difracción de rayos X (XRD) para la zona interés, se tiene que como era de esperarse se trata de areniscas cuarzosas, con contenido bajo de feldespato potásico, plagioclasas, y pirita. Paradójicamente el contenido total de arcillas era considerable. Otro análisis con el microscopio electrónico de barrido (MEB) concluyó que entre las arcillas presentes abundaban la kaolinita, la clorita y la esmectita. Esto se puede corroborar con los registros de pozo que se muestran en la Figura 2-5.

Figura 2-5. Mineralogía del yacimiento según registros a pozo



Fuente: Pacific E&P

La presencia de arcillas como la esmectita y la kaolinita, benefician respectivamente la expansión de arcillas (hidratación) y la migración de finos (desintegración por tasa de flujo), permiten considerarlas como causales de daño a la formación porque en simultáneo favorecen la obstrucción de las gargantas de poro y por ende una disminución significativa en la permeabilidad de la roca.

Por otra parte la geología del lugar apoyada de la sísmica, registros de pozo y evaluación microscópica permiten caracterizar también las propiedades petrofísicas de la formación. Estos estudios arrojan que las rocas de la Unidad C7 tienen una porosidad que varía entre 17% y 31%, con permeabilidades de 50 a 9500 milidarcies y un espesor neto petrolífero que va de 1.5ft a 14ft. En las Arenas Basales la porosidad varía de 25% y 32%, permeabilidades de 950 a 10.200 milidarcies y espesor neto petrolífero que varía entre 4 ft y 59 ft. A continuación se hace una breve descripción de las principales propiedades petrofísicas del yacimiento.

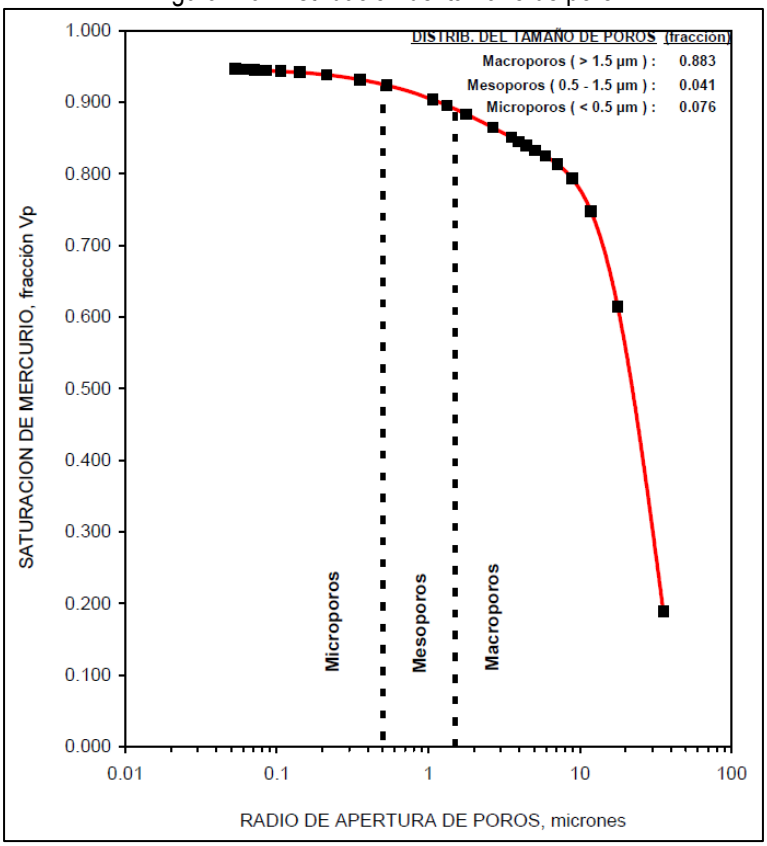
Tabla 2-5. Propiedades petrofísicas del yacimiento.

PROPIEDADES DE YACIMIENTO	
Espesor (ft)	80
Net Pay (ft)	40
Permeabilidad (D)	4 – 10
Porosidad (%)	28 – 29
Saturación de agua (%)	37 – 55

Fuente: Pacific E&P

Además se debe considerar la distribución de tamaño de garganta de poro con el fin de poder determinar un tamaño de partícula apto en el diseño del lodo. Esta distribución se obtenien por un análisis de laboratorio por el método de inyección de mercurio a condiciones de presión de yacimiento para un sistema aire-mercurio. Así, los datos de distribución del tamaño de apertura de los poros para las dos (2) muestras analizadas fueron evaluados dividiendo el rango del tamaño de garganta de poro (r), en tres grupos de interés (Macro, Meso y Micro) con la finalidad de identificar el rango de tamaño de poro predominante.

Figura 2-6. Distribución del tamaño de poro



Fuente: Pacific E&P

Tabla 2-6. Clasificación de tamaño de poro a partir de la distribución de tamaño de garganta de poro

	MICRO PORO	MESO PORO	MACRO PORO
MUESTRA	**r < 0.5**	**0.5 < r < 1.5**	**r > 1.5**
1	0.080	0.040	0.880
2	0.076	0.041	0.883

Fuente: Pacific E&P

La Tabla 2-6 refleja que las secciones evaluadas están formadas en su mayoría por macro poros, lo que sustenta la buena porosidad de la muestra y además permitiría inferir que ante esta alta porosidad el volumen de filtrado proveniente del lodo es menor, porque se distribuye alrededor del pozo con un radio de invasión menor gracias a que esta área mayor disminuye la presión que el fluido mismo ejerce sobre la roca.

2.2 Diseño del lodo

Como ya se ha mencionado anteriormente, el diseño del lodo debe considerar la mineralogía, petrofísica y las propiedades de la roca y los fluidos de la formación, con el fin de obtener un lodo que genere una mínima interacción con la roca y los fluidos presentes en el yacimiento, disminuyendo de esta forma la magnitud del daño que pueda ocasionarse durante la operación de perforación.

Teniendo en cuenta lo anterior, el diseño propuesto debe mitigar el posible hinchamiento de arcillas, disminuir la probabilidad a formar emulsiones y evitar la invasión de sólidos a la formación sin poner en riesgo las funciones para las cuales fue creado. Se plantea entonces que el lodo propuesto debe ser capaz de:

- Controlar la invasión de fluidos a la formación
- Garantizar la correcta remoción del “cake
- Estimular durante la perforación
- Maximizar la capacidad productora del yacimiento

Bajo estas premisas y considerando las dificultades presentadas en campo en los pozos perforados como lecciones aprendidas, se considera para evaluación en laboratorio un fluido (solvente + aditivos) que cumpla con la mayoría de las siguientes características:

- *Lodo base agua o lodo emulsionado (emulsión directa de baja densidad)* considerando el tipo de formación y los fluidos allí presentes, licencias ambientales y viabilidad económica de la operación.

- *Salmuera compatible con el agua formación*. Puede ser sintética o la misma agua de la formación, lo importante es poder controlar la concentración de sólidos disueltos y evitar así reacciones iónicas que puedan alterar el pH requerido.

- *Inhibidor de arcillas,* necesario por la ya conocida presencia de esmectita en la formación, y se debe prevenir su posible hidratación.

- *Puenteante*, a partir de los lodos ya utilizados se plantea, mientras sea posible, usar la mínima –o nada- cantidad de $CaCO_3$ que requerida, pues ya es de conocimiento las reacciones que este compuesto puede generar con los iones bicarbonato presentes en el yacimiento. Se recomienda usar

otro Densificante o incluir/reemplazar por un floculante que permita mantener óptimas las funciones del lodo.

- *Controlador de filtrado,* indispensable para prevenir las pérdidas de filtrado al reservorio y de esta manera evitar la formación de emulsiones entre este líquido y los fluidos de perforación.
- *Viscosificante,* con el fin garantizar la estabilidad del pozo y la remoción de cortes de perforación
- *Agente tenso activo,* o surfactante que *no altere las tensiones superficiales* y *reduzca la tensión interfacial* para que de esta forma *no se modifique la tendencia humectable del medio* y finalmente se pueda ver reflejado en una *mejora en la movilidad* de los fluidos al interior del yacimiento.

Con estas condiciones, se eligen cuatro fluidos de perforación de carácter comercial para que sean evaluados en laboratorio. La Tabla 2-7 resume sus componentes principales mientras las características reológicas de los fluidos propuestos están representadas en la Tabla 2-8.

Tabla 2-7. Composición general de los lodos elegidos para análisis en laboratorio

		Lodo 1	Lodo 2	Lodo 3	Lodo 4
Tipo	Base agua	X		X	X
	Emulsión directa de baja densidad		X		
Componentes	Salmuera de formación	X	X	X	X
	Controlador de filtrado	X	X	X	X
	Inhibidor de arcillas		X	X	X
	Puenteante	X		X	X
	Viscosificante	X	X	X	X
	Surfactante			X	X
	Emulsificante		X		

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2-8. Propiedades reológicas de los lodos propuestos

	Lodo 1	Lodo 2	Lodo 3	Lodo 4
Peso fluido	8.8 ppg	7,0 ppg	8.8 ppg	8.8 ppg
Viscosidad plástica	8-15 cp	15-20 cp	8-15 cp	10 cp
Punto de cedencia	20-25 Lb/100 ft^2	20-25 Lb/100 ft^2	20-25 Lb/100 ft^2	29 Lb/100 ft^2
Fuerza gel	3/6/12	6/8/15	3/6/15	3/6/14
Filtrado API	4,5 cc	4 cc	4,4 cc	5.8 cc

Por otra parte la medición el tamaño de partícula a los lodos de perforación se realiza mediante el Coulter LS-130 el cual funciona mediante la dispersión de luz por medio de polarización. Este realiza un conteo estadístico de cada haz de luz que es interferido por las partículas que se han depositado previamente en el módulo para contabilizar, está compuesto por: Un módulo óptico, Un módulo para el fluido (puede tener módulos adicionales para fluidos peligrosos, micro-volumen o secos), computador e impresora. La forma de medir la distribución de tamaño de partícula es midiendo el patrón de luz dispersada por las partículas en la muestra, este patrón es llamado patrón de difracción y es la intensidad de luz dispersada en función del ángulo de difracción el cual depende del tamaño de esta [7], [9], [33], [41].

2.3 Evaluación experimental

Una vez realizada la selección de los lodos procedentes de diferentes Compañías, y en conjunto con el Laboratorio de Yacimientos y Fluidos de Perforación de la Universidad Nacional de Colombia de la Sede Medellín, se plantea un protocolo de prueba, que busca mediante pruebas de compatibilidad de fluidos corroborar la tendencia del filtrado a formar emulsiones con los fluidos de formación y además se pretende evaluar mediante pruebas de desplazamiento el posible daño generado por el filtrado de lodo en un tapón de roca perteneciente a la formación objeto de estudio y así, cuantificar la disminución de permeabilidad relativa al aceite que de alguna manera puede representar las caídas de producción observadas en campo.

2.3.1 Pruebas de compatibilidad

La compatibilidad de fluidos se realiza según la norma API-RP42, donde los fluidos de formación y filtrado se mezclan a las razones 20-80, 80-20 y 50-50 en porcentaje volumétrico y se registra el comportamiento de las fases a una temperatura de 180°F (82°C), para determinar la relación volumétrica que muestre mayor estabilidad en la emulsión [9]. Se observa y se registra el comportamiento de los fluidos, el porcentaje libre, de interfase o en emulsión de los componentes de la mezcla con el tiempo.

En el laboratorio se plantea una muestra 50/50 en volumen de fluidos de formación (agua y aceite) con el filtrado de lodo. El procedimiento a realizar es:

- Registrar las propiedades del crudo deshidratado y precalentar los fluidos por separado a la temperatura de yacimiento (160° F).
- Medir el volumen correspondiente de cada fluido atemperado (25cc de cada uno) y verter en un beaker para posteriormente someterlos a agitación mecánica de alta frecuencia durante 10 minutos.
- Culminado este tiempo, inmediatamente se introduce la mezcla en una probeta de 50cc y se somete a la temperatura de la prueba.
- Reportar el comportamiento de las fases en el tiempo (1, 5, 10, 20, 30, 60, 120, 180 minutos).

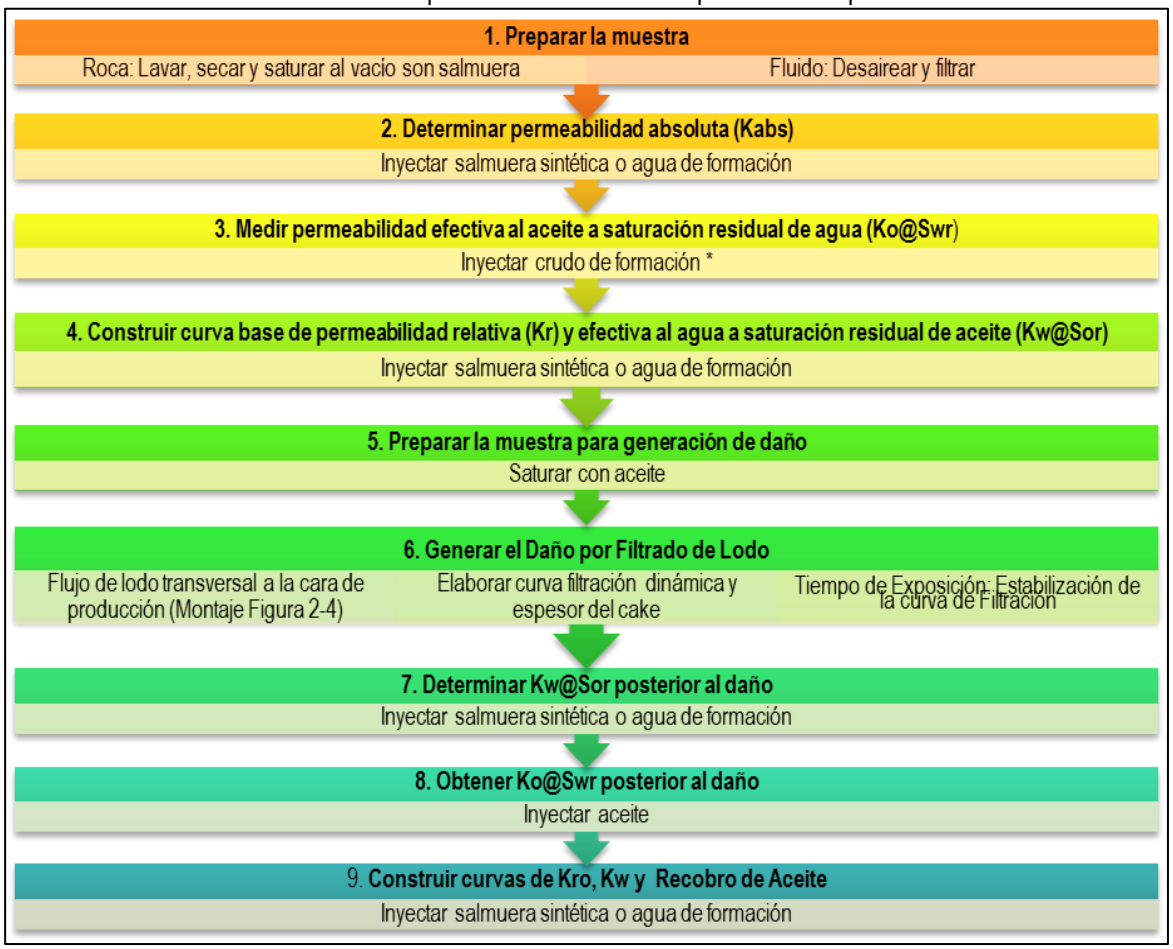
2.3.2 Pruebas de desplazamiento

La prueba de desplazamiento de fluidos en la cual se pone en contacto la roca con el lodo de perforación, permite obtener valores de permeabilidad absoluta, relativa y efectiva al agua y el aceite. Al comparar estos resultados es posible determinar la magnitud del daño interpretando la disminución de la permeabilidad base y la posterior permeabilidad cuando la roca ha estado en contacto con el fluido de perforación. Se utilizarán 04 núcleos preservados con características petrofísicas básicas similares con el fin de poder compara los resultados de manera representativa.

El montaje experimental para las pruebas de desplazamiento está representado en la Figura 2-7. Se compone por una bomba de desplazamiento, un portamuestras, una bomba de confinamiento, el horno para similar la temperatura de la formación, equipos de medición de presión diferencial, una celda biaxial y un equipo de simulación de presión de poro o contra presión.

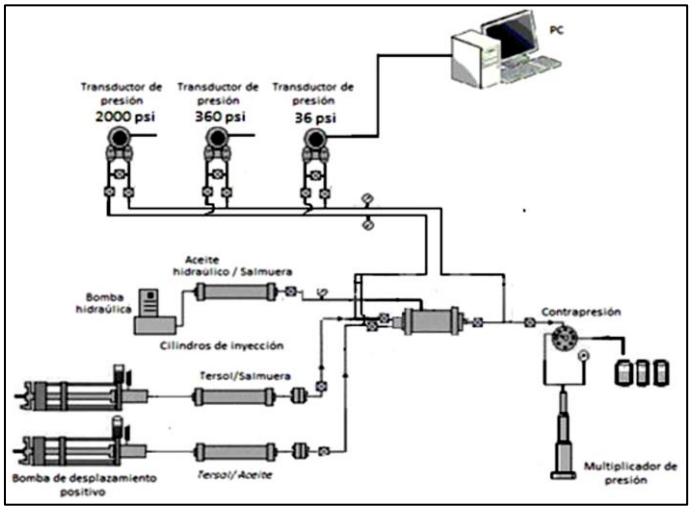
Es importante considerar que la generación del daño se genera con otro equipo, este último se observa en la Figura 2-8 y está diseñado para simular el daño a condiciones estáticas, dinámicas y de sobrebalance. El montaje consta de una bomba de alto caudal que permite altas tasas de inyección, un amortiguador de pulsos, un tanque recolector y un porta muestras perfilado para que el flujo de lodo esté en contacto con una cara de la muestra, que está a su vez protegida por una malla de 0,45 µm para impedir la invasión de sólidos y poder lograr la evaluación por filtrado de lodo a la muestra y verificar al final la consistencia de cake.
Entendiendo la distribución de los equipos, se presenta el protocolo de prueba general que se utilizará para cada uno de los fluidos de perforación a evaluar.

Tabla 2-9. Protocolo para evaluación de daño por fluidos de perforación



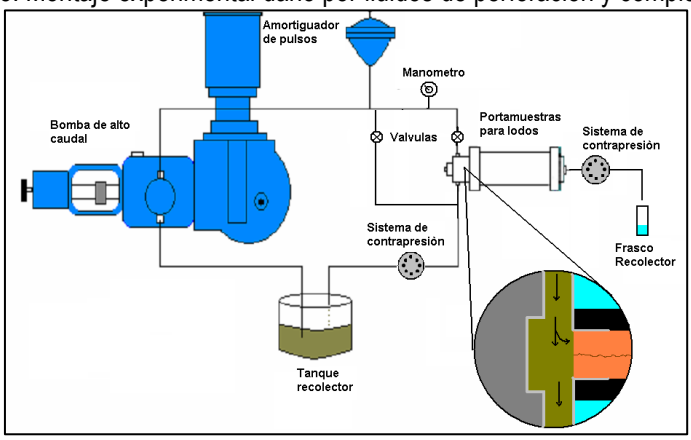
*Sólo en el Lodo 1 se inyecta aceite a diferentes tasas, con el fin de determinar la tasa crítica y de esta forma establecer la tasa de inyección para el resto de los lodos y evitar migración de finos en el medio.

Figura 2-7. Montaje experimental evaluación de propiedades petrofísicas.



Tomado de: [7], [29], [33]

Figura 2-8. Montaje experimental daño por fluidos de perforación y completamiento



Tomado de: [7], [33], [41]

La prueba se realiza a una presión de confinamiento de 2100psi con una contra presión de 1300psi para simular la presión de poro, la temperatura es de 71.11°C. Se cuenta con un sobrebalance de 80psi y el caudal de inyección de fluidos propuesto es de 0.1cc/min.

2.4 Evaluación técnica

La evaluación de factibilidades técnicas ha sido diseñada por la compañía operadora del Campo, bajo criterios económicos, ambientales y operacionales cuyos pesos o valores expresados finalmente en una matriz, han sido dados teniendo en cuenta lo siguiente:

- *Costo*: Los costos de un sistema de emulsión directa son mayores de los de lodo base agua si se habla en términos de costo barril. Para este análisis se tuvo en cuenta el costo del producto, costo por tratamiento de cortes, y el costo del diésel en el caso del lodo de emulsión directa.

- *Manejo Ambiental y HSE*: En Colombia las normas pertinentes al manejo ambiental están basadas en la norma estadounidense Lousiana 29B, que rige la licencia del campo en estudio. Esta norma estaoudinenese contempla en el Capítulo 3 y Capitulo 5 todos aquellos criterios y parámetros tenidos en cuenta para el manejo y disposición final de todos los residuos ocasionados por actividades de la industria petrolera. Para el caso del sistema de emulsión directa la compañía estipula debe tratarse como un fluido base aceite, que si bien están incluido en la licencia, el manejo y disposición de los cortes generados con este tipo de fluido deben ser tratados por una tercera compañía autorizada para esta operación, lo que implica un costo adicional.

- *Daño de formación*: La variable del daño de formación es la de mayor impacto en la matriz. Se realiza el análisis de acuerdo a los resultados que se han obtenido en campo con el lodo actualmente utilizado, en términos de producción.

- *Curva de aprendizaje de perforación*: Es incluida por la compañía con el fin de tener en cuenta lecciones aprendidas durante la perforación de pozos existentes, con fluidos de perforación de características similares, para intuir así el posible riesgo que nuevas tecnologías o fluidos pueden incurrir tanto para el Campo como para la Empresa.

- *Curva de aprendizaje interpretación Registros Eléctricos*: La compañía tiene amplia experiencia en la interpretación de registros eléctricos con lodos base agua ya que con este tipo de fluido se han perforado la mayoría de los pozos a su cuidado. Sin embargo en la implementación de nuevas tecnologías, se adicionan incertidumbres como correcciones que se deben realizar a las herramientas de adquisición de información, sobre todo por el efecto de interpretación de la saturación de agua, variable de alto impacto en este tipo de yacimientos, si se pueden o no presentar problemas de adquisición de la información y la verificación del funcionamiento de la herramienta de registro con este tipo de lodo. El hecho de tener que cambiar herramientas en dado caso, podría arraigar costos mayores.

- *Efecto de escenario de precios de crudo*: La fluctuación a la baja del precio del barril, trae consigo un proceso de optimización de costos para la compañía, quien ha establecido presupuestos claros para cada una de las operaciones que se realicen.

- *Evaluación de desarrollo y reservas*: La elección de un lodo de perforación tiene un alto impacto para la evaluación de desarrollo y reservas. Si esta elección genera un aumento en la producción de los pozos, existirá la posibilidad de continuar con el desarrollo del campo e incrementar las reservas.

- *Pega diferencial*: Se denomina pega de tubería al evento en la operación en el cual no se puede rotar la tubería o la sarta, su ocurrencia puede generar tiempo no productivo, costos e inclusive la pérdida del pozo. Una de las causas más comunes es la pegadura por presión diferencial que ocurre cuando la presión hidrostática producida por el lodo es mayor que la presión de formación y formaciones permeables presentes, su solución es la reducción de la presión, reduciendo la densidad del lodo y la remoción de la torta en la zona de contacto con aditivos especiales.

3. Resultados

En este capítulo se presentan los resultados experimentales obtenidos para los cuatro fluidos de perforación. Estos estudios fueron realizados en el laboratorio de Yacimientos y Fluidos de Perforación de la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. Se mostrarán los resultados de todas las pruebas por cada uno de los fluidos de perforación, con el fin de facilitar su análisis al lector.

3.1 Lodo 1

La formulación de este se presenta en la Tabla 3-1. Para la prueba se usó en un núcleo preservado de arena no consolidada de 19.21cc de volumen poroso y porosidad de 28.7%.

Tabla 3-1. Formulación de Lodo 1

FUNCIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD
Controlador de filtrado	Almidón	4 LPB
Controlador de filtrado	Celulosa polianiónica	1.5 LPB
Viscosificante	Goma xántica	1.5 LPB
Puenteante	Carbonato M 600	8 LPB
Puenteante	Carbonato M 40-100	95 LPB
Puenteante	Carbonato M 325	118 LPB
Puenteante	Carbonato M 200	7 LPB
Base	Salmuera de formación	---

A continuación se presentan los resultados obtenidos en las pruebas de compatibilidad y pruebas de desplazamiento.

3.1.1 Pruebas de Compatibilidad: Lodo 1

Se observa no existe presencia de emulsión después de un periodo de agitación, y su comportamiento a temperatura indica una interacción adecuada entre los fluidos.

Tabla 3-2. Resultados prueba de compatibilidad entre el Lodo 1 y los fluidos de formación [7]

Filtrado Lodo 1 (50%) – Aceite (50%)		Filtrado Lodo 1 (50%) – Agua de formación (50%)	
Minuto 1	**Minuto 120**	**Minuto 1**	**Minuto 120**
Segregación completa de fases, fluidos totalmente inmiscibles.	Segregación completa de fases, fluidos totalmente inmiscibles.	Fluidos 100% miscibles, sin coloración notable ni turbidez.	Fluidos 100% miscibles, sin coloración notable ni turbidez.

3.1.2 Pruebas de desplazamiento: Lodo 1

A partir de las pruebas de desplazamiento, las curvas de permeabilidad efectiva al aceite (Ko), reflejan una reducción de dicha propiedad del 94% debido al daño generado. Los valores de permeabilidad efectiva al agua (Kw) aunque son más bajos comparados con los valores de permeabilidad efectiva al aceite, presentan un abatimiento en su curva del 99% después daño, lo que de entrada nos podría hablar de una preferencia al agua por parte del sistema. (Ver Figura 3-1 y Figura 3-2).

Figura 3-1. Curvas de permeabilidad efectiva al aceite, Lodo 1

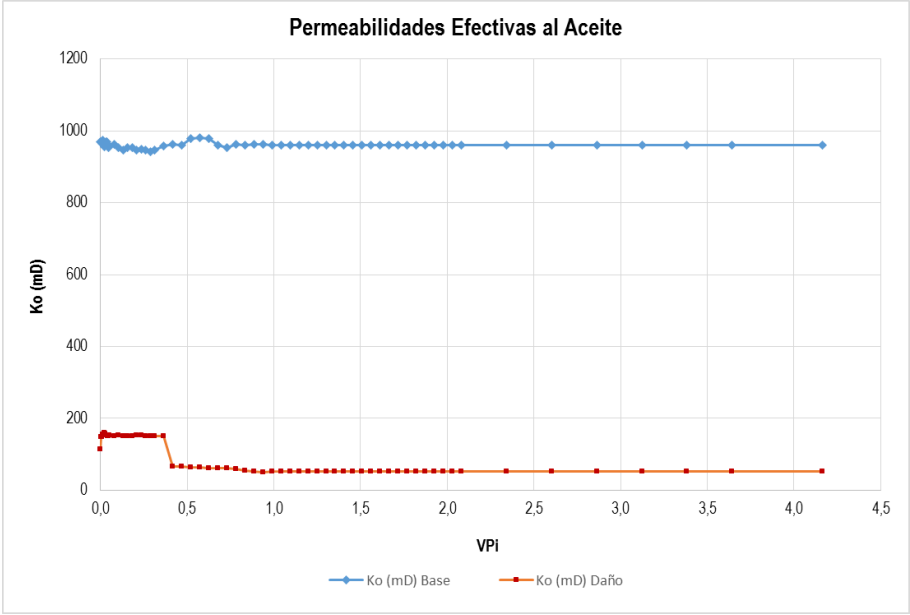
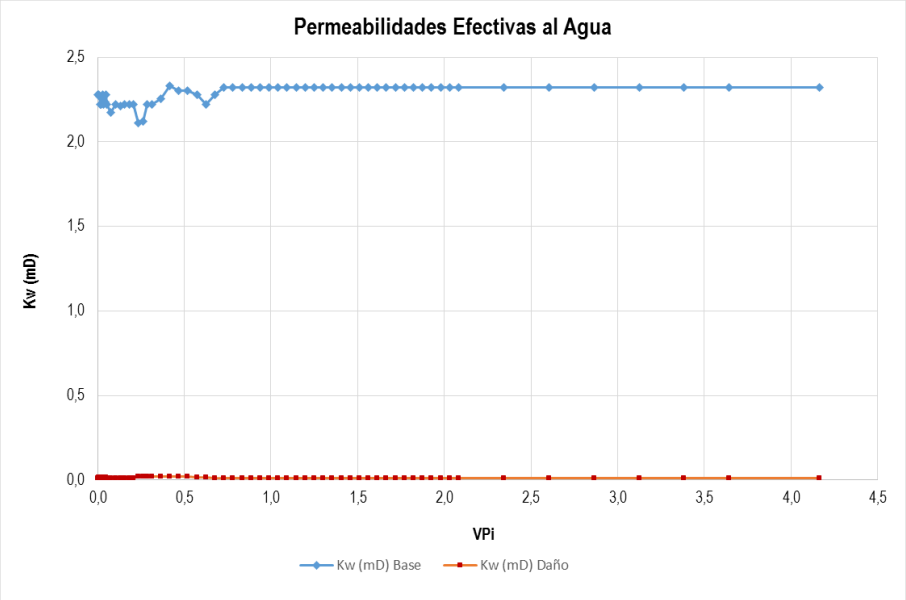
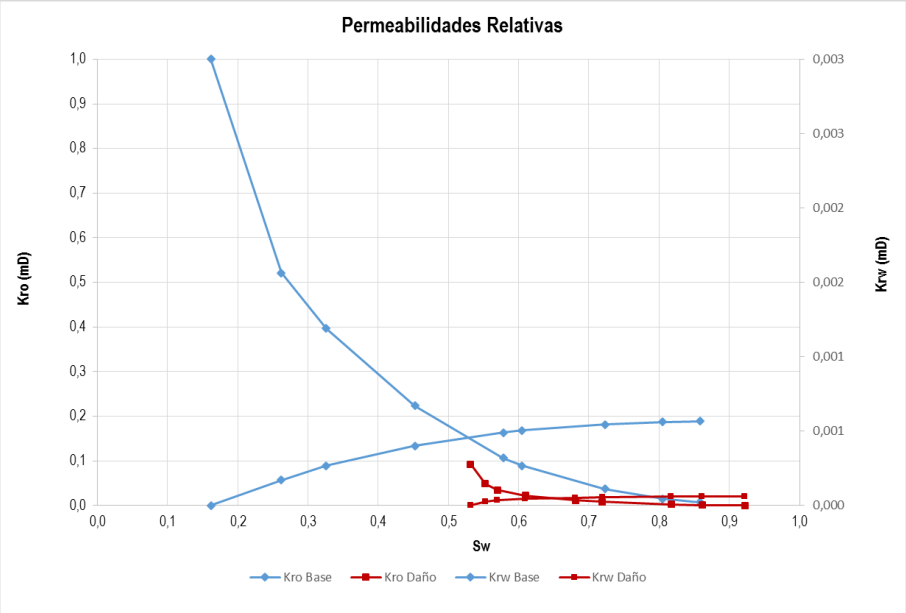


Figura 3-2. Curvas de permeabilidad efectiva al agua, Lodo 1



Las curvas de permeabilidad relativa (Figura 3-3) reflejan una caída abrupta para ambas fases, siendo la fase oleosa más afectada en magnitud, y aumentando la saturación residual de agua por encima del 50% mientras que la saturación residual de aceite permanece casi inmóvil. Estas gráficas reflejan una movilidad muy baja de los fluidos, quizá por ser de densidades muy similares, pero no cambia la tendencia humectable del medio, por el contrario, la reafirma.

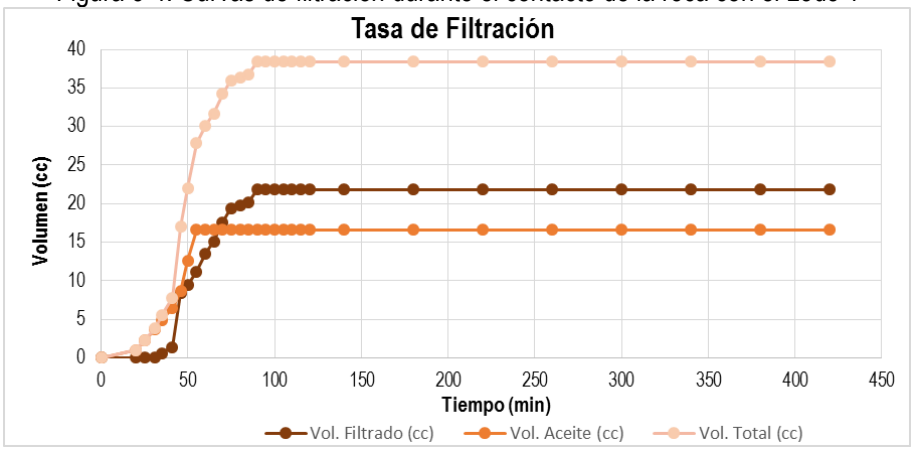
Figura 3-3. Curvas de permeabilidad relativa, Lodo 1



La Figura 3-4 refleja la filtración del fluido de perforación al sistema durante el contacto de este con la cara del *plug* a un sobrebalance dinámico de 80 psi. Al momento de realizar el daño (So@Swr), se observa que el

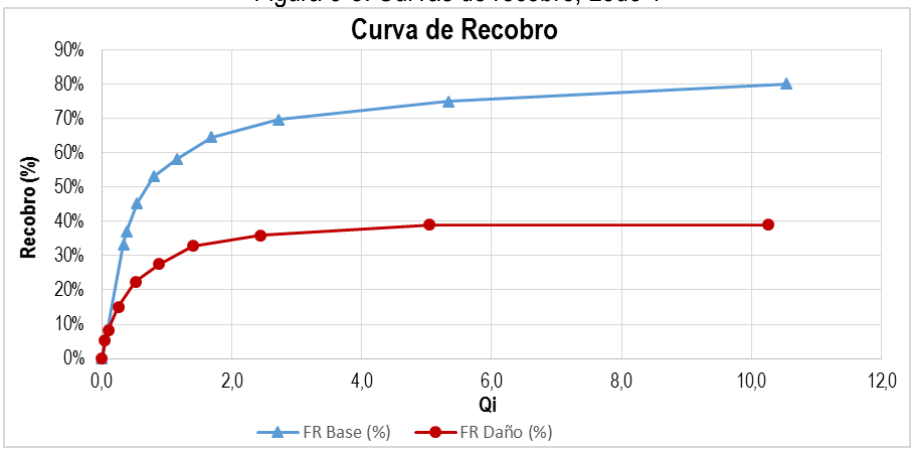
efluente inicial es aceite una vez el filtrado de lodo comienza a invadir la muestra. A los 25 minutos de iniciada la prueba comienza a fluir en simultáneo con el aceite filtrado de lodo ("agua") indicando que el fluido de perforación ha generado canales y logra fluir a través de toda la muestra. A los 55 minutos se retira casi por completo todo el volumen de aceite disponible en la muestra, aproximadamente el 80% con respecto al volumen poroso. Por último, el filtrado del fluido de perforación se detiene a los 90 minutos. Al desmontar la muestra se observa un cake poco consistente con un espesor de 5.15 mm.

Figura 3-4. Curvas de filtración durante el contacto de la roca con el Lodo 1



Las curvas de recobro presentadas a continuación, ejemplifican claramente el problema que ha ocurrido en campo y ha motivado esta investigación, pues se observa que el aceite recuperado es apenas el 50% de lo que se tenía estimado.

Figura 3-5. Curvas de recobro, Lodo 1



En base a las reducciones en las permeabilidades efectivas y relativas del sistema y la tasa de filtración de lodo que refleja una rápida canalización, se concluye que por las condiciones de la prueba el daño ocasionado puede ser causado por una redistribución de las partículas de la muestra (arena no consolida) generando un cambio en la conductividad. Además puede existir taponamiento o reducción del espacio de las gargantas de poro por los sólidos presentes en el fluido de perforación. Queda claro que con este fluido los efectos capilares y los problemas por emulsión deben ser descartados, el primero debido a que se cuenta con un sistema de

alta permeabilidad, y el segundo fue evaluado a través de pruebas de compatibilidad que no arrojaron problema de incompatibilidad alguno entre los fluidos en cuestión.

3.2 Lodo 2

Lodo emulsionado de baja densidad, cuya formulación se muestra en la Tabla 3-3. Se usó en un núcleo preservado de arena no consolidada de 21.89cc de volumen poroso y porosidad de 35.9%.

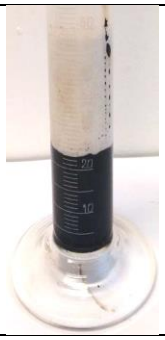
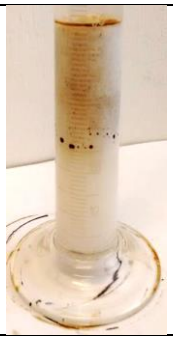
Tabla 3-3. Formulación de Lodo 2

FUNCIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD
Controlador de filtrado	Almidón	3 LPB
Inhibidor de arcillas	Amina	0.5% vol
Viscosificante	Goma xántica	0.2 LPB
Base	Aceite Fuel Oil #4	67% vol
Fase dispersa	Salmuera de formación	---

3.2.1 Pruebas de Compatibilidad: Lodo 2

Como este fluido de perforación es emulsionado naturalmente se espera que la interfaz no sea 100% definida, y se tiene que la interacción entre los fluidos no es adversa, es decir la tendencia de las fases a separase no genera problemas por emulsiones.

Tabla 3-4. Resultados prueba de compatibilidad entre el Lodo 2 y los fluidos de formación [7]

Filtrado Lodo 2 (50%) – Aceite (50%)		**Filtrado Lodo 2 (50%) – Agua de formación (50%)**	
Minuto 1	**Minuto 120**	**Minuto 1**	**Minuto 120**
			
Se observa una separación casi completa de las fases, a excepción de una pequeña interfase producto de la agitación.	Las fases se encuentran completamente separadas.	Se observa tan solo un 5% de la fase acuosa, el otro 95% se encuentra emulsionado con el filtrado del lodo.	Distinción de ambas fases y se observa un 20% de mezcla homogénea sin presencia de problemas de incopatibilidad..

3.2.2 Pruebas de desplazamiento: Lodo 2

A partir de las pruebas de desplazamiento, las curvas de permeabilidad efectiva al aceite (Ko), reflejan una reducción de dicha propiedad del 34% (de 1694mD pasó a 1122mD) debido al daño generado. Los valores de

permeabilidad efectiva al agua (Kw) aunque son más bajos comparados con los valores de permeabilidad efectiva al aceite, presentan un abatimiento en su curva solo del 28% después daño. (Ver Figura 3-6 y Figura 3-7). Por otra parte, la caída de la permeabilidades efectivas, tanto del agua como del aceite, da a entender una obstrucción del flujo del sistema por partículas propias del medio considerando el overbalance durante el flujo de salmuera, un cambio muy fuerte en la humectabilidad de la roca o un hinchamiento de las arcillas, pero vale la pena destacar que el impacto del lodo de baja densidad no es tan severo como el de otros fluidos de perforación.

Figura 3-6. Curvas de permeabilidad efectiva al aceite, Lodo 2 (emulsionado de baja densidad)

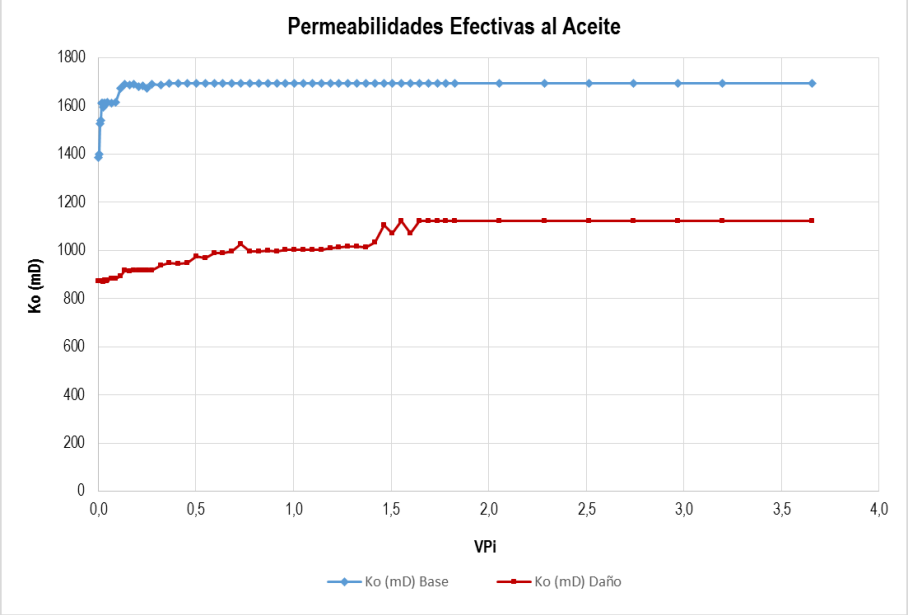
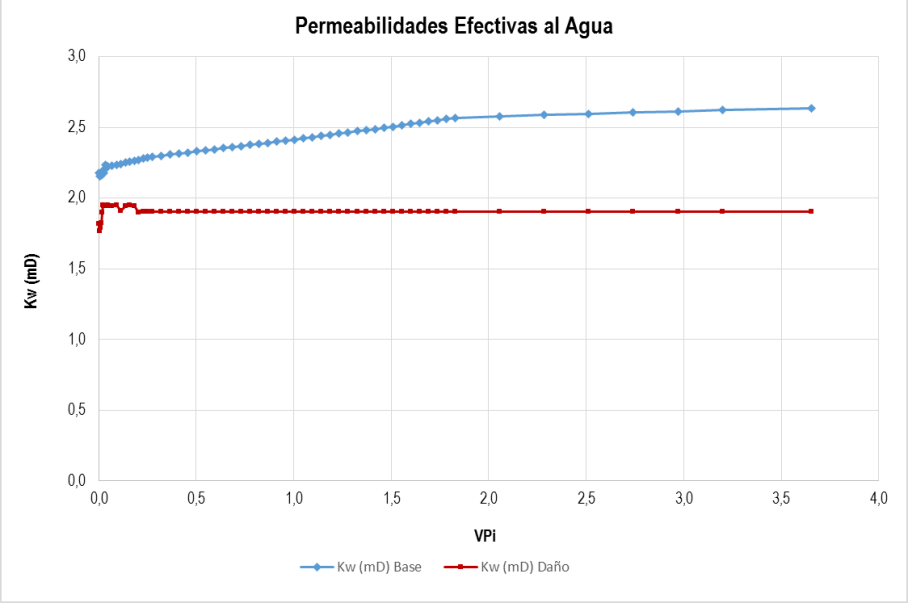
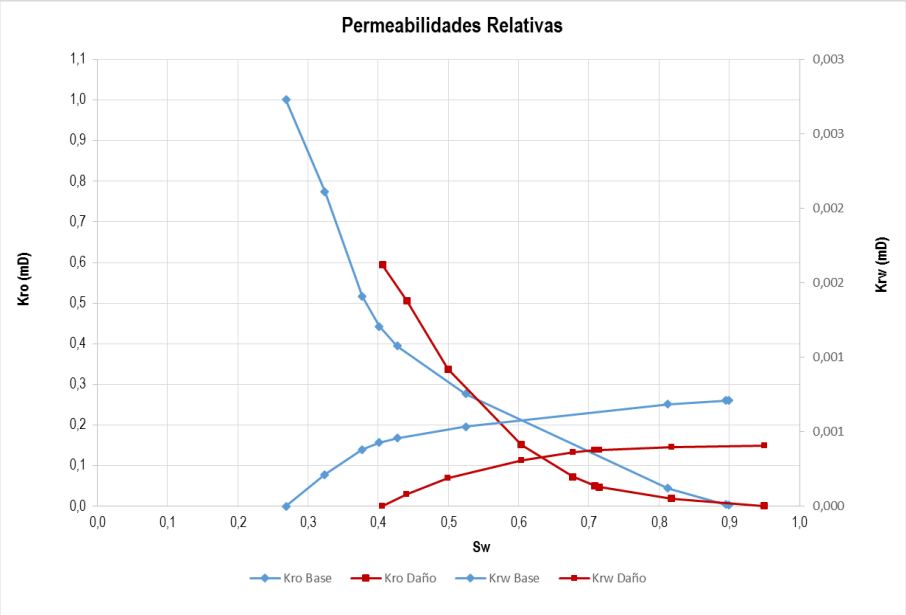


Figura 3-7. Curvas de permeabilidad efectiva al agua, Lodo 2 (emulsionado de baja densidad)



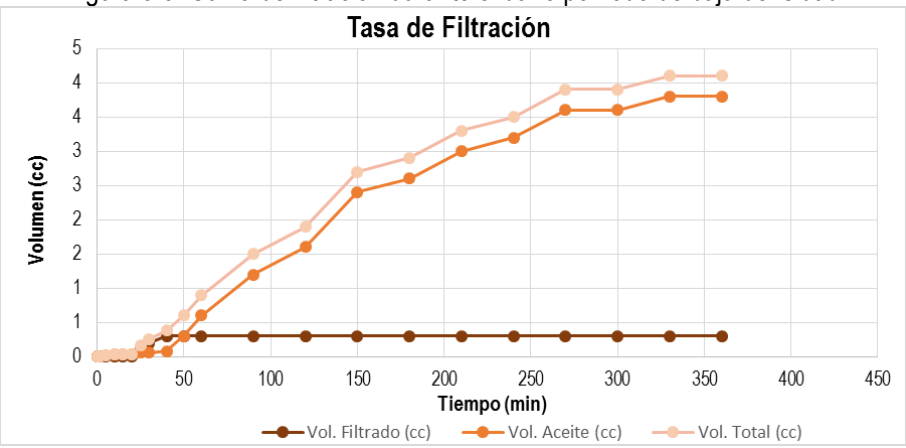
En cuanto al cambio de las permeabilidades relativas (Figura 3-8) se observa una caída de ambas permeabilidades tanto para el agua como para el aceite, sin embargo dicho abatimiento no es tan severo pues mantiene (aunque con valores menores) una tendencia similar a la curva base. Si se observa bien la curva Kro-Daño inicia con una mayor pendiente y está por encima de la Kro-Base, a su vez se ve un aumento respecto a la base del 14% en la saturación residual de agua (Swr) y una disminución sustancial de la saturación residual de aceite (Sor); que habla de una mejoría en la movilidad de las fases a favor del aceite.

Figura 3-8. Curvas de permeabilidad relativa, lodo de baja densidad



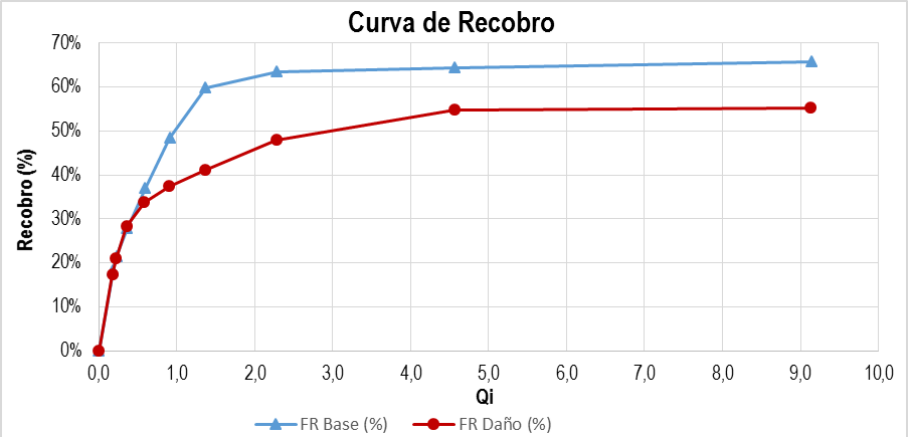
La Figura 3-9 refleja la filtración del fluido de perforación al sistema durante el contacto de este con la cara del *plug* a un sobrebalance dinámico de 20 psi. Al momento de realizar el daño (So@Swr), se observa que el efluente inicial es aceite una vez el filtrado de lodo comienza a invadir la muestra. En general se observa que la tasa de filtración es baja, tan solo 3.8 cc de aceite y 0.3 cc de filtrado de lodo ("agua"). Por último, el filtrado del fluido de perforación se detiene aproximadamente a las 5 horas y cuando se procede a desmontar la muestra se observa un cake bien formado con un espesor de 3.40 mm.

Figura 3-9. Curva de filtración durante el daño por lodo de baja densidad



La curva de recobro después del daño está 10 puntos porcentuales por debajo del recobro base y superando el 50% del recobro general del sistema, desde el punto de vista comparativo sigue siendo un valor alto que habla de un impacto de alguna forma positivo, del Lodo 2 tiene sobre el medio poroso.

Figura 3-10. Curva de recobro antes y después del daño, Lodo 2



En general el comportamiento del fluido con la interacción con la roca es aceptable, lo que indica que los parámetros de diseño son adecuados aunque pueden seguirse perfeccionando. Estos buenos resultados colocan al Lodo 2 como posible fluido a implementar en campo.

3.3 Lodo 3

Este fluido de perforación (ver Tabla 3-5) interactuó con un *plug* de 27.3% de porosidad equivalente a un volumen poroso de 10.44cc. Al ser el que más contenido de $CaCO_3$ se espera que la reacción con la roca sea más desfavorable que los otros lodos analizados, sin embargo se debe esperar el resultado de las pruebas pues este fluido tiene más aditivos que de una u otra forma pueden modificar las reacciones esperadas.

Tabla 3-5. Formulación de Lodo 3

FUNCIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD
Controlador de filtrado	Almidón	6 LPB
Inhibidor de arcillas	Amina	0.25% vol
Viscosificante	Goma xántica	0.8 LPB
Puenteante	Carbonato M 600	15 LPB
Puenteante	Carbonato M 40-100	2 LPB
Puenteante	Carbonato M 325	20 LPB
Puenteante	Carbonato M 200	2 LPB
Surfactante	Surfactante intermedio	0.2% vol
Base	Salmuera de formación	---

3.3.1 Pruebas de Compatibilidad: Lodo 3

Se observa un comportamiento bueno entre los fluidos analizados, permitiendo descartar cualquier problema futuro a causa de emulsiones posibles al interior del yacimiento.

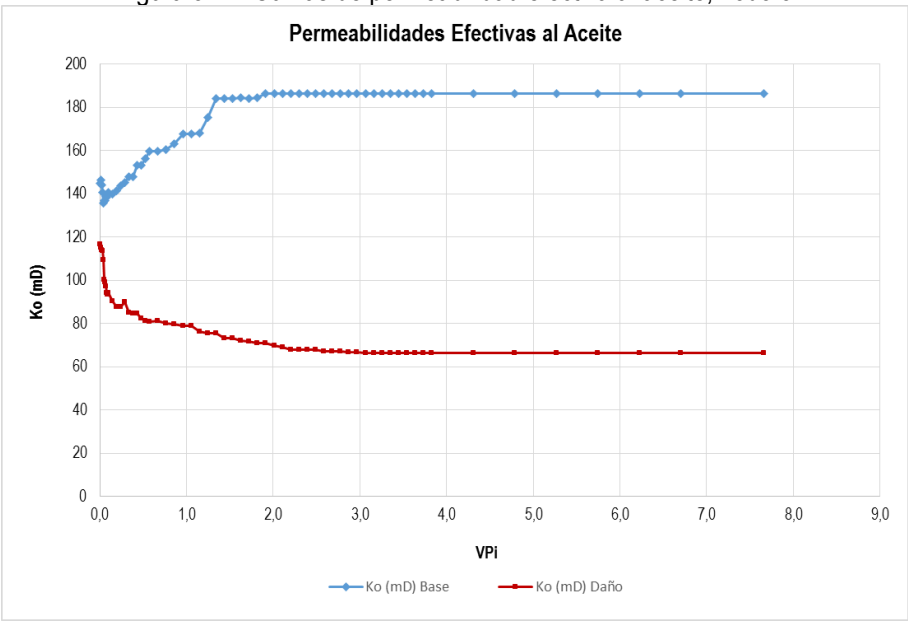
Tabla 3-6. Resultados prueba de compatibilidad entre el Lodo 3 y los fluidos de formación

Filtrado Lodo 3 (50%) – Aceite (50%)		Filtrado Lodo 3 (50%) – Agua de formación (50%)	
Minuto 1	**Minuto 120**	**Minuto 1**	**Minuto 120**
Tendencia a segregación de fases.	Segregación completa de fases, no se observa problemas en la interfaz.	Fluidos 100% miscibles, sin coloración notable ni turbidez.	Fluidos 100% miscibles, sin coloración notable ni turbidez.

3.3.2 Pruebas de desplazamiento: Lodo 3

La permeabilidad efectiva al aceite (Ko) base a condiciones de saturación residual de agua es de aproximadamente 186 mD, posterior al daño por flujo de lodo densificado sobre la cara de producción, la permeabilidad efectiva al aceite (Ko) a saturación residual de agua cae a un valor de 66 mD, lo que indica un daño a la roca del 64% (Figura 3-11).

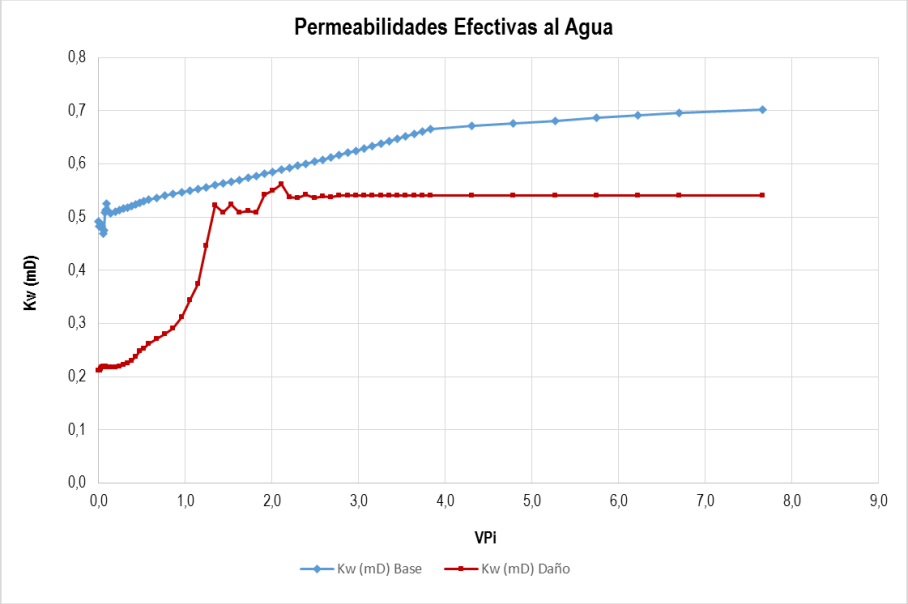
Figura 3-11. Curvas de permeabilidad efectiva al aceite, Lodo 3



Los valores de permeabilidad efectiva al agua (Kw) aunque son más bajos comparados con los valores de permeabilidad efectiva al aceite, presentan un abatimiento en su curva de apenas el 28% después daño (Figura 3-12). Es de resaltar que el daño no es tan severo para la permeabilidad efectiva al agua (Kw) como lo fue para la permeabilidad efectiva al aceite (Ko), lo que puede dar luces de lo que sería una reafirmación en

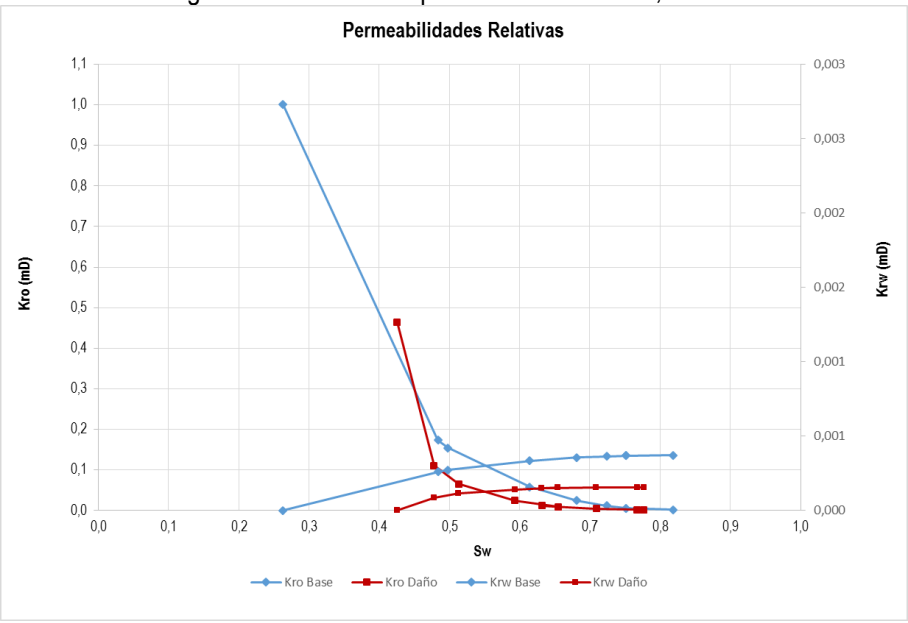
la humectabilidad del sistema hacia la fase acuosa, sin embargo, estos resultados no son decisivos para realizar dicha afirmación.

Figura 3-12. Curvas de permeabilidad efectiva al agua, Lodo 3



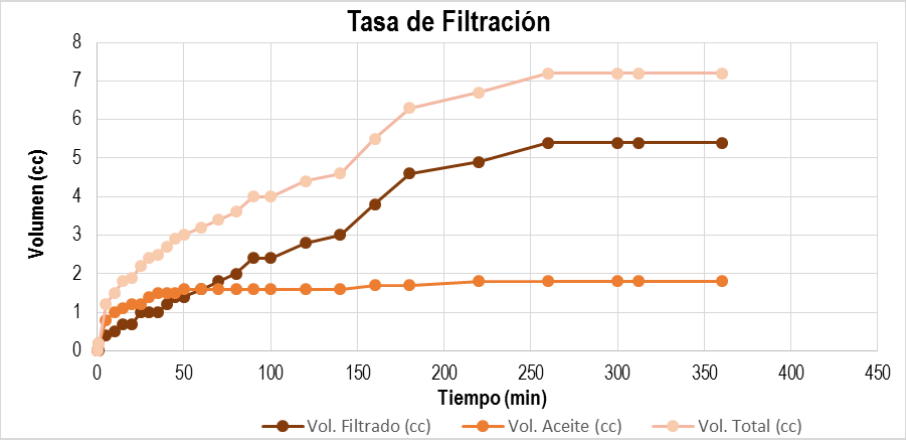
En cuanto al cambio de las permeabilidades relativas (Figura 3-13) se observa una caída en las curvas de ambas fases respecto a la base. Este abatimiento también se manifiesta negativamente en las saturaciones residuales del sistema, si bien la saturación residual de agua (Swr) aumenta, la saturación residual de aceite (Sor) también lo hace, lo que habla de una disminución sustancial de movilidad de fases al interior del sistema, producto de un bloqueo que restringe el flujo tanto de la fase acuosa como de la fase oleosa.

Figura 3-13. Curvas de permeabilidad relativa, Lodo 3



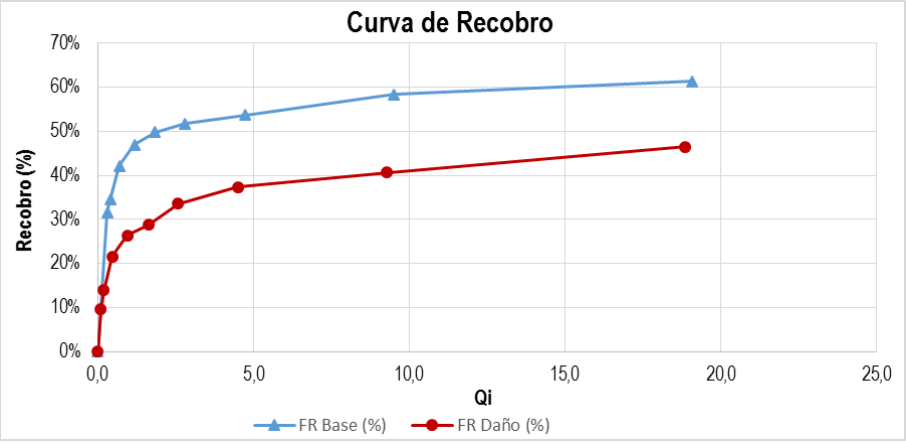
La curva de filtración (Figura 3-14) durante el daño presenta un volumen de total de aproximadamente 7 cc, generando un sobrebalance dinámico de 50 psi. De los 7 cc, 1.8 cc corresponden a aceite que saturaba la muestra antes de someterla al flujo del lodo; los otros 5.4 cc son de filtrado de lodo ("agua"), un volumen considerable que habla de una formación de cake tardía, además el flujo de filtrado comienza desde los 5 minutos lo que significa que este fluido creó rápidamente canales preferenciales de flujo. Finalmente, al desmontar la muestra se observó un cake consistente con un espesor de 3.15 mm.

Figura 3-14. Curva de filtración durante el daño, Lodo 3



En términos del recobro, la afectación no es tan severa, en la Figura 3-15 se observa que el recobro de aceite, después del daño, esta tan solo un 15% por debajo del recobro base. Sin embargo, se debe recalcar que el lodo contenía surfactante para mejorar la movilidad del aceite y además el núcleo tiene un tamaño inferior al de los núcleos utilizados en las otras pruebas (otros lodos), por ende su volumen poroso es más reducido (disminución aprox. del 50%) aunque su porosidad sigue siendo representativa.

Figura 3-15. Curva de recobro antes y después del daño, Lodo 3



Los resultados obtenidos durante las pruebas, aunque no son óptimos, se consideran aceptablemente buenos teniendo en cuenta la formulación misma del lodo. No se observan cambios de humectabilidad en el sistema y el daño por posible formación de emulsiones está descartado desde los resultados obtenidos en las pruebas de compatibilidad. Sin embargo, la prueba de filtración aunque muestra un cake consolidado, si refleja un invasión importante al medio.

3.4 Lodo 4

Este lodo a base de agua de formación, es el único que contó con la adición de un agente tenso activo, para que de manera directa, pudiese mejorar el la relación entre el mismo y la roca al momento de entrar en contacto. El *plug* para esta prueba contaba con un volumen poroso de 21.07cc equivalente al 28.3% de porosidad de la muestra.

Tabla 3-7. Formulación de Lodo 4

FUNCIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD
Controlador de filtrado	Almidón	6 LPB
Inhibidor de arcillas	Amina	2% vol
Viscosificante	Goma xántica	1.5 LPB
Puenteante	Carbonato M 200	26LPB
Surfactante	Surfactante intermedio	1000ppm
Base	Salmuera de formación	---

3.4.1 Pruebas de Compatibilidad: Lodo 4

De acuerdo a las pruebas de compatibilidad entre el filtrado de lodo y los fluidos de la formación se descarta la posibilidad de que ocurra formación de emulsiones al interior del medio poroso.

Tabla 3-8. Resultados prueba de compatibilidad entre el Lodo 4 y los fluidos de formación

Filtrado Lodo 4 (50%) – Aceite (50%)		**Filtrado Lodo 4 (50%) – Agua de formación (50%)**	
Minuto 1	**Minuto 120**	**Minuto 1**	**Minuto 120**
Tendencia a segregación de fases.	Segregación completa de fases, no se observa problemas en la interfaz.	Fluidos 100% miscibles, sin coloración notable ni turbidez.	Fluidos 100% miscibles, sin coloración notable ni turbidez.

3.4.2 Pruebas de desplazamiento: Lodo 4

En las curvas de permeabilidad efectiva al aceite (Ko) (Figura 3-16) se observa una reducción de dicha propiedad de aproximadamente el 76% debido al daño generado. El fluido de perforación también afecta seriamente el flujo del agua a través del sistema (Figura 3 17) reduciendo la permeabilidad efectiva al agua casi en un 100% después del daño.

Figura 3-16. Curvas de permeabilidad efectiva al aceite, Lodo 4

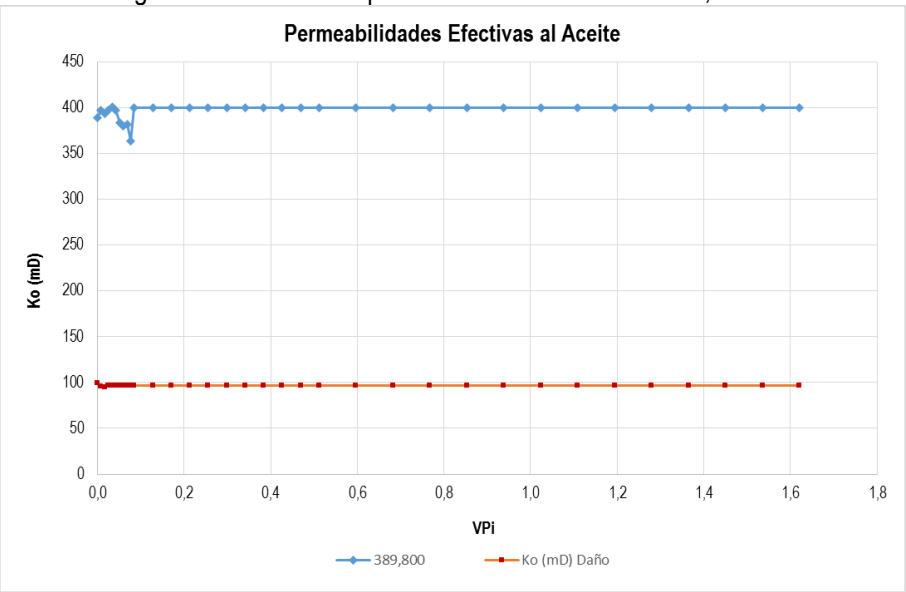
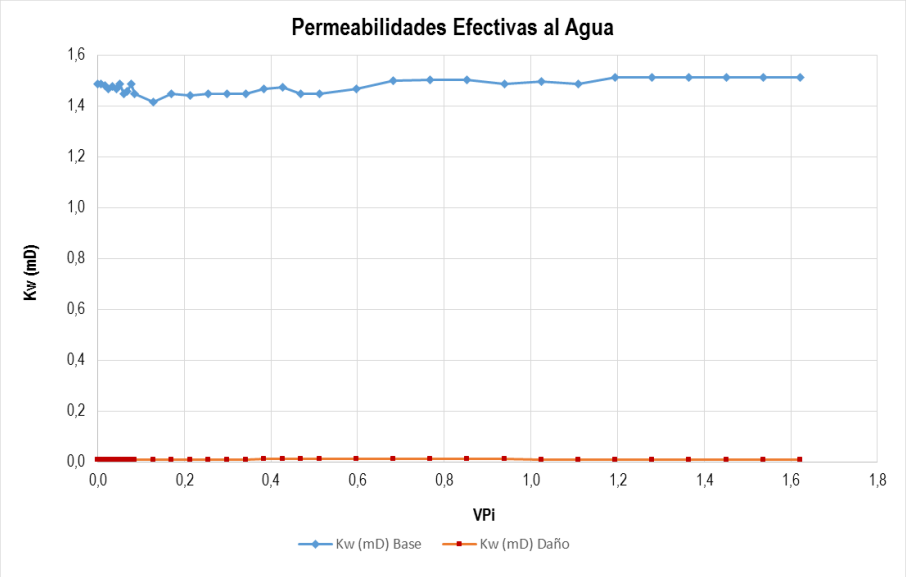
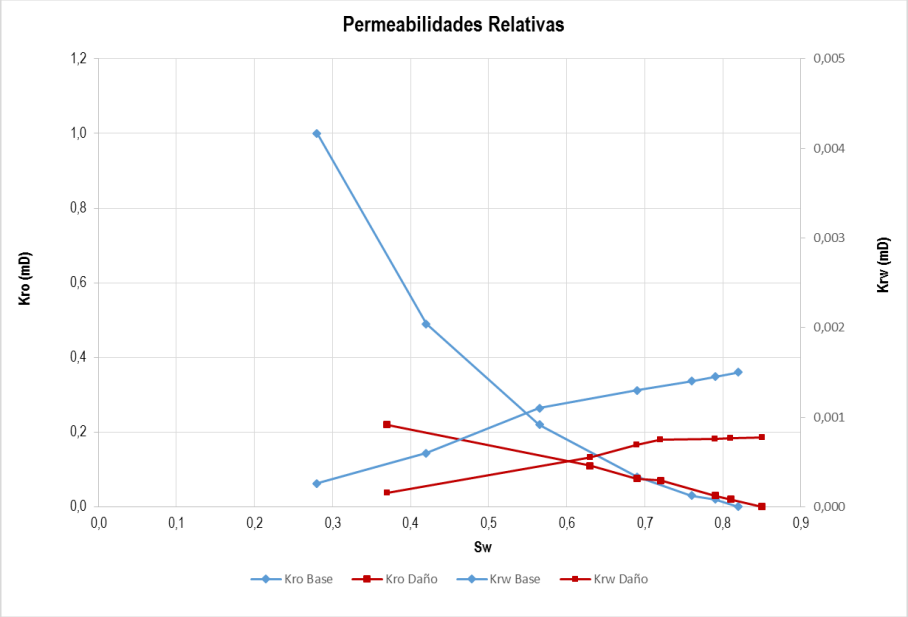


Figura 3-17. Curvas de permeabilidad efectiva al agua, Lodo 4



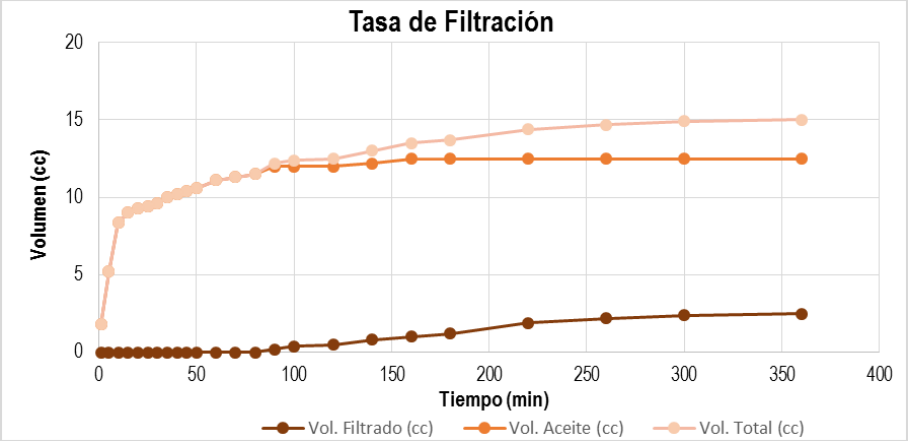
En cuanto a las curvas de permeabilidad relativa (Figura 3-17) se observa una caída de ambas permeabilidades tanto para el agua como para el aceite, sin embargo dicho abatimiento no es tan severo pues mantiene (aunque con valores menores) una tendencia similar a la curva base. Si se observa bien la curva Kro-Daño inicia con una mayor pendiente y está por encima de la Kro-Base, a su vez se ve un aumento respecto a la base del 9% en la saturación residual de agua (Swr) y una disminución sustancial de la saturación residual de aceite (Sor); que habla de una mejoría en la movilidad de las fases a favor del aceite.

Figura 3-18. Curvas de permeabilidad relativa, Lodo 4



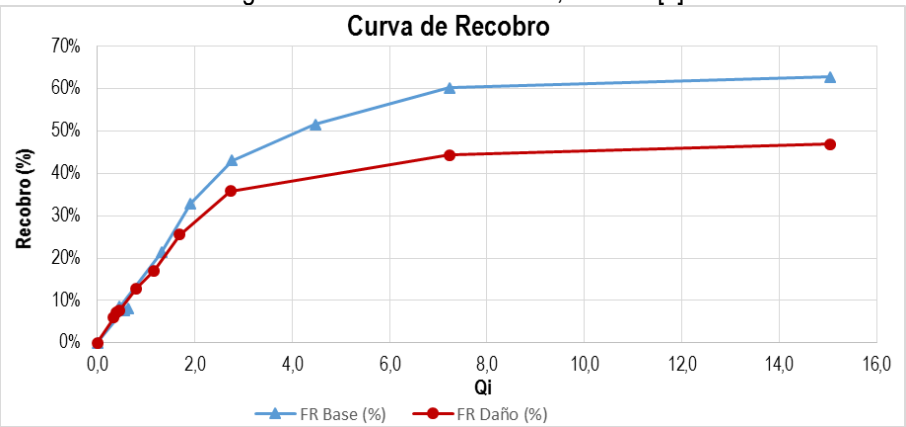
La Figura 3-19 refleja la filtración del fluido de perforación al sistema durante el contacto de este con la cara del *plug* a un sobrebalance dinámico de 50psi. Al momento de realizar el daño (So@Swr), se observa que el efluente inicial es aceite una vez el filtrado de lodo comienza a invadir la muestra. A los 90 minutos de iniciada la prueba comienza a fluir en simultáneo con el aceite filtrado de lodo ("agua") indicando que el fluido de perforación ha generado canales y logra fluir a través de toda la muestra. Al finalizar el tiempo de contacto de 6 horas, ambas fases se observan en el efluente de forma simultánea, a los 160 minutos aproximadamente de haber iniciado la prueba se detiene el flujo de aceite, cuyo volumen desplazado representa aproximadamente el 60% con respecto al volumen poroso. Por último, se procede a desmontar la muestra y se observa un cake con un espesor 3.75 mm

Figura 3-19. Curvas de filtración durante el daño, Lodo 4



En términos del recobro, la afectación no es tan severa, en la Figura 3-20 se observa que el recobro de aceite, después del daño, esta tan solo un 16% por debajo del recobro base. Sin embargo, se debe recalcar que el lodo contenía surfactante para mejorar la movilidad del aceite.

Figura 3-20. Curvas de recobro, Lodo 4. [7]



Aunque el diseño del lodo consideraba agentes tensoactivos como mejoradores de movilidad y su contenido de solidos puenteantes eran de un tamaño acorde, se observa que el daño generado a la muestra es alto y por lo tanto se descarta su posible aplicación en campo.

3.5 Evaluación de factibilidades técnicas

A partir de los resultados del laboratorio, se observa que el fluido propuesto con menos contraindicaciones para el yacimiento es el Lodo 2. Por ende la evaluación de factibilidades técnicas se realiza para este fluido y para el polémico lodo de perforación que hasta el momento se ha venido utilizando en el Campo.

Entonces, para comprender los valores obtenidos en la matriz de riesgo para cada uno de estos dos fluidos, se presentan la Tabla 3-9 y la Tabla 3-10, donde se observa la equivalencia de la evaluación según los valores de conversión estipulados por la compañía Operadora.

Tabla 3-9. Escala de valoración para el Factor Multiplicador de Severidad.

Factor Multiplicador de Severidad		
Nivel	**Equivalencia**	**Factor Multiplicador**
No Aplica	0	0,000
Muy Bajo	1	1,000
Bajo	2	1,414
Medio	3	1,732
Alto	4	2,000
Muy Alto	5	2,236

Fuente: Pacific E&P

Tabla 3-10. Escala de valoración para el Factor Multiplicador de Probabilidad (5 años).

Factor Multiplicador Probabilidad (5 años)		
Nivel	**Equivalencia**	**Factor Multiplicador**
No Aplica	0	0,000
Muy Bajo	1	1,000
Bajo	2	1,414
Medio	3	1,732
Alto	4	2,000
Muy Alto	5	2,236

Fuente: Pacific E&P

A pesar de las buenas características presentadas por el Lodo 2 (emulsionado de baja densidad) a escala laboratorio, en la evaluación técnica presentada en la matriz de la Tabla 3-12, el fluido de perforación propuesto no puede ser implementado en campo, porque más allá de los riesgos operacionales, el fluido está limitado por presupuestos económicos regidos por las condiciones actuales del mercado de las industria petrolera. Esto que como la estimación de costos para este fluido depende del diésel utilizado, implica para un solo pozo un valor de casi 6 veces mayor que el costo del lodo base agua, con la observación que si a futuro se realiza una campaña de perforación de más de 5 pozos, el costo del lodo de emulsión directa estaría por debajo del lodo base agua.

En este orden, el fluido actualmente utilizado, cuya evaluación se presenta en la Tabla 3-11deberá seguirse implementando en campo hasta que la economía lo permita o llegue un fluido cuyo índice de riesgo técnico este por debajo del valor obtenido por este. Los pesos determinados para cada variable son los estipulados por la compañía Operadora.

Tabla 3-11. Matriz de riesgos técnicos para el lodo de perforación actualmente utilizado en el campo.

Variable	Peso (%)	Severidad (Impacto) en 5 años		Factor Multiplicador Severidad	Probabilidad en 5 años		Factor Multiplicador Probabilidad	Factor	Aporte	%
		Nivel	Equivalencia		Ocurrencia	Equivalencia				
Costo	20%	Bajo	2	1.41	Bajo	2	1.41	2.00	0.40	14%
Manejo ambiental / HSE	10%	Bajo	2	1.41	Muy Bajo	1	1.00	1.41	0.14	5%
Daño de formación	30%	Muy Alto	5	2.24	Alto	4	2.00	4.47	1.34	46%
Curva de aprendizaje: perforación	15%	Bajo	2	1.41	Bajo	2	1.41	2.00	0.30	10%
Curva de aprendizaje: interpretación resultados curvas de resistividad	10%	Bajo	2	1.41	Muy Bajo	1	1.00	1.41	0.14	5%
Efecto de escenarios de precios del crudo	5%	Alto	4	2.00	Alto	4	2.00	4.00	0.20	7%
Evaluación de desarrollo y reservas	5%	Alto	4	2.00	Alto	4	2.00	4.00	0.20	7%
Pega diferencial	5%	Medio	3	1.73	Alto	4	2.00	3.46	0.17	6%
Completamiento	0%	No Aplica	0	0.00	No Aplica	0	0.00	0.00	0.00	0%
Total:	**100%**	**Índice de Riesgo Técnico del Proyecto**							**2,90**	**100%**

Fuente: Pacific E&P

Tabla 3-12. Matriz de riesgos técnicos para el lodo propuesto para su implementación en Campo, según pruebas de laboratorio.

Variable	Peso (%)	Severidad (Impacto) en 5 años		Factor Multiplicador Severidad	Probabilidad en 5 años		Factor Multiplicador Probabilidad	Factor	Aporte	%
		Nivel	Equivalencia		Ocurrencia	Equivalencia				
Costo	20%	Alto	4	2.00	Muy Alto	5	2.24	4.47	0.89	25%
Manejo ambiental / HSE	10%	Medio	3	1.73	Medio	3	1.73	3.00	0.30	8%
Daño de formación	30%	Muy Alto	5	2.24	Medio	3	1.73	3.87	1.16	32%
Curva de aprendizaje: perforación	15%	Medio	3	1.73	Medio	3	1.73	3.00	0.45	12%
Curva de aprendizaje: interpretación resultados curvas de resistividad	10%	Medio	3	1.73	Medio	3	1.73	3.00	0.30	8%
Efecto de escenarios de precios del crudo	5%	Alto	4	2.00	Alto	4	2.00	4.00	0.20	6%
Evaluación de desarrollo y reservas	5%	Alto	4	2.00	Medio	3	1.73	3.46	0.17	5%
Pega diferencial	5%	Alto	4	2.00	Bajo	2	1.41	2.83	0.14	4%
Completamiento	0%	No Aplica	0	0.00	No Aplica	0	0.00	0.00	0.00	0%
Total:	**100%**	**Índice de Riesgo Técnico del Proyecto**							**3.62**	**100%**

Fuente: Pacific E&P

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1 Conclusiones

Este trabajo propone una metodología bastante adecuada tanto para el diseño de un fluido de perforación que genere un impacto mínimo al yacimiento, como para la evaluación experimental en laboratorio. Pues esta última, provee curvas de permeabilidad efectiva como una aproximación coherente a la magnitud del daño generado y curvas de permeabilidad relativa que permiten ver todo el intervalo de saturaciones y la movilidad de los fluidos en el medio.

A partir de las pruebas de laboratorio, ningún lodo propuesto es propenso a generar daño por formación de emulsiones en la roca, lo que significa un avance en la solución al problema planteado. Sin embargo, en las pruebas de desplazamiento fue evidente una disminución del 94%, 34%, 64% y 76% en las curvas de permeabilidad efectiva al aceite para el Lodo 1, Lodo 2 (emulsionado de baja densidad), Lodo 3 y Lodo 4 respectivamente. Las curvas de permeabilidad relativa reflejan un abatimiento que evidencia la adversa interacción roca-fluido, además de un aumento respecto a la base en la saturación de agua residual del 37%, 14%, 16% y 9% correspondientemente a los 4 lodos; la saturación de aceite residual no muestra variaciones considerables en el lodo 1 y 3 en cambio sí se muestra una disminución considerable en el lodo 2 y 4. Todos los fluidos propuestos generan una afectación importante a la roca y no modifican la humectabilidad, sin embargo, el Lodo 2 (emulsionado de baja densidad) es el más apropiado puesto que es menos invasivo para la formación.

Agregar mejoradores de movilidad y reducir la densidad de los fluidos de perforación además de otras variables, ayudan a disminuir el daño que puede ocasionarse a la formación durante la perforación del pozo además de indirectamente optimizar la producción del campo

La metodología de evaluación de múltiples parámetros mediante una matriz de riesgo, permite ponderar los beneficios y riesgos de uso de una tecnología, como las consideraciones ambientales, operacionales y económicas que pueden ser limitantes para la aplicación en campo de los diferentes productos que funcionan a escala de laboratorio. Por eso el lodo recomendado (Lodo 2) es descartado para su implementación en campo.

La idea de usar un surfactante era de una u otra forma estimular el pozo durante la perforación, sin embargo aunque se observa en las pruebas una leve mejoría (restauración de la caída en la permeabilidad) no se llega a maximizar el recobro por lo que se puede decir que no hubo una estimulación exitosa.

4.2 Recomendaciones

El diseño del fluido de perforación debe considerar como parte fundamental la distribución de tamaño de partícula en relación con el tamaño de garganta de poro del yacimiento a perforar, pues el desconocimiento de esto en la elección de productos comerciales, dónde no clarifican este factor, pone en riesgo la decisión apropiada sobre el fluido propuesto.

Para un futuro cercano y mientras sea económicamente viable, se recomienda continuar en busca del lodo óptimo en el campo de estudio mediante la realización de pruebas experimentales similares a las planteadas con el fin de fortalecer la investigación realizada.

Los fenómenos que están ocasionando el daño de formación, requieren de una caracterización minuciosa. Por tal razón se exhorta utilizar herramientas para la discretización del mismo con el ánimo de comprender como interaccionan los fluidos de perforación con formaciones poco consolidadas de alta permeabilidad y saturada por hidrocarburos con alta viscosidad.

Se cree de gran importancia que pronósticos económicos sobre los costos asociados a procesos correctivos o de remediación para restaurar la producción, afectada directamente por operaciones de perforación, deben considerarse para decisiones técnicas más acertadas y menos invasivas al yacimiento.

Lodos de baja densidad son sin duda una opción pertinente para la perforación de pozos en algunos campos de crudo pesado en Colombia, por ende se invita a su estudio más detallado con el fin de tener un perfil más claro de sus beneficios y contraindicaciones y así poder tener una base más clara al momento de elegirlo mientras la economía permita su implementación.

Bibliografía

[1] A. Pardo, D. Barrero, C. A. Vargas, and J. F. Martínez, *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*, no. 978-958-98237-0–5. Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007.

[2] C. H. (Reservoir L. La idea de usar un surfactante era de una u otra forma estimular el pozo durante la perforación, sin embargo aunque se observa en las pruebas una leve mejoría (restauración de la caída en la permeabilidad) no se llega a maximizar el recobro por lo que se puede decir que no hubo una estimulación exitosa.Van Der Zwaag, "Benchmarking the Formation Damage of Drilling Fluids," *Soc. Pet. Eng.*, vol. SPE 86544, no. Febrero, p. 11, 2004.

[3] C. P. Parsons, "Characteristics of Drilling Fluids," Tulsa, 1930, pp. 227–233.

[4] B. Bennion, "An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations," *J. Can. Pet. Technol.*, vol. 41, no. 11, pp. 29–36, 2002.

[5] C. A. Franco, A. Restrepo, L. G. Acosta, and E. Junca, "SDLA: Fighting Skin Damage in Colombian Fields — A War Story," *Soc. Pet. Eng.*, vol. SPE 98136, no. Febrero, p. 11, 2006.

[6] INTEVEP, *Daño a la Formación*. CIED, 1997.

[7] S. H. (Universidad N. de C. Lopera and A. (Universidad N. de C. Paz, "Evaluación del daño por fluidos de perforación y evaluación de tratamientos correctivos propuestos por diferentes compañías," Medellín, Colombia, 2014.

[8] Stanly et Al, "Laboratory and Field Evaluation of Organosilane as a Formation Fines Stabilizer," *Soc. Pet. Eng.*, vol. SPE 29530, 1995.

[9] API American Petroleum Institute, *API RP 42 - Pruebas de laboratorio surfactantes para estimulacion de pozos*, vol. API RP 42. Dallas, 1977, p. 6.

[10] D. Hawker, K. Vogt, and A. Robinson, "Manual de Perforación: Procedmientos y Operaciones en el pozo," Calgary, 2002.

[11] S. S. C. ASME, *Drilling fluids Processing*. Gulf Professional Publishing, 2005.

[12] D. F. Baker Hughes, *Drilling Fluids Reference Manual*. Baker Hughes, 2006.

[13] D. F. Baker Hughes, *Fluidos Manual de Ingeniería*. Houston: Baker Hughes, INTEQ, 1998.

[14] . Laboratorio de Fluidos de Perforación, "Manual de fluidos de perforación: Guía práctica No. 1," Medellín, Colombia, 2014.

[15] . Laboratorio de Fluidos de Perforación, "Manual de fluidos de perforación: Guía práctica No. 5," Medellín, Colombia, 2014.

[16] A. T. Bourgyne Jr, K. K. Millheim, M. E. Chenevert, and F. S. Young Jr, *Applied Drilling Engineering*, 1st ed. Society of Petroleum Engineers, 1984.

[17] E. E. (ACE U. of P. H. Okoro, A. (University of P. H. Dosunmu, B. (University of P. H. Oriji, P. Harcourt, and S. (University of the W. J. Iyuke, "Impact Of Reversible Invert Emulsion Drilling

Fluid Rheology On Productivity," *Soc. Pet. Eng.*, vol. SPE 178308, no. Agosto, p. 14, 2015.
[18] B. Bloys and L. Fraser, "Designing and Managing Drilling Fluid," *Oilf. Rev.*, vol. 2, no. 2, pp. 33–43, 1994.
[19] Pal Skalle, *Drilling Fluid Engineering*. Ventus Publishing, 2011.
[20] "World Oil's Fluids '98: Classification of fluid systems," *World Oil*, no. Junio, 1998.
[21] "Drilling, Completion & Workover fluids," *World Oil*, no. Junio, 2014.
[22] Schumberger, "Schlumberger Oilfield Glossary." [Online]. Available: http://www.glossary.oilfield.slb.com. [Accessed: 18-Jul-2016].
[23] Stephen Vickers, Martin Cowie, Tom Jones, and Allan J. Twynam, "A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations," *Wiert. Naft. GAZ*, pp. 501–515, 2006.
[24] S. Vickers, A. Hutton, and B. Halliday, "Drill-in fluid design, getting it right from the start!," *Am. Assoc. Drill. Eng.*, vol. AADE-08-DF, pp. 1–10, 2008.
[25] J. V. (Universidad N. de C. Clavijo, "Variables que afectan la magnitud del radio de invasión y la pérdida de permeabilidad por efecto de la variación de esfuerzos durante la perforación," Universidad Nacional de Colombia, 2015.
[26] API American Petroleum Institute, "API RP 13B-1 - OFI Testing Equipment, Inc.," 2014. [Online]. Available: http://www.ofite.com/api-rp-13b-1. [Accessed: 26-Aug-2013].
[27] D. T. Oakes, "Filtration theory for oil well drilling fluids," pp. 46–60.
[28] M. J. Economides, A. D. Hill, and C. Ehlig-Economides, *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall Inc., 1994.
[29] L. B. Magoon and E. a. Beaumont, "Petroleum System," *Explor. oil gas traps Am. Assoc. Pet. Geol. Treatise Pet. Geol.*, p. 3.1-3.34, 1999.
[30] W. G. Anderson, "Wettability Literature Survey Part 2 : Wettability Measurement," *J. Pet. Technol.*, vol. SPE 13933, no. 2, pp. 1246–1262, 1986.
[31] W. G. Anderson, "Wettability Literature Survey Part 5: The effects of wettability on relative permeability," *J. Pet. Technol.*, no. 2, pp. 1453–1468, 1987.
[32] W. G. Anderson, "Wettability Literature Survey Part 1: Rock/OiL/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettabiiity," *J. Pet. Technol.*, vol. SPE 13932, no. October, pp. 1125–1144, 1986.
[33] S. H. (Universidad N. de C. Lopera and J. V. (Universidad N. de C. Clavijo, "Evaluación del daño en núcleos expuestos a invasión de fluidos de perforación," Medellín, Colombia, 2016.
[34] A. F. (Shell O. C. . Van Everdingen, "The skin effect and its influence on the productive capacity of a well," *Pet. Trans. AIME*, vol. 198, pp. 171–176, 1953.
[35] L. G. Jones, E. M. Blount, and O. H. Glaze, "Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests To Predict Performance of Wells Having Turbulence," in *SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition*, 1976.
[36] Test Wells, "The Skin Factor." [Online]. Available: https://www.testwells.com/the-skin-factor/. [Accessed: 18-Jul-2016].
[37] S. H. (Universidad N. de C. Lopera, "Determinación de la permeabiliadad absoluta," in *Análisis petrofísicos básicos y especiales*, 2009, pp. 104–129.
[38] S. H. (Universidad N. de C. Lopera, "Permeabilidad relativa," in *Análisis petrofísicos básicos y especiales*, 2009, pp. 199–225.
[39] S. H. (Universidad N. de C. Lopera, "Humectabilidad," in *Análisis petrofísicos básicos y*

especiales, 2009, pp. 130–165.

[40] J. S. Buckley, J. Edwards, and E. Fordham, “Los fundamentos de la mojabilidad,” *Oilf. Rev.*, pp. 48–67, 2007.

[41] S. H. (Universidad N. de C. Lopera and J. V. (Universidad N. de C. Clavijo, “Evaluación de la permeabilidad efectiva y curvas de permeabilidad relativa asociadas al flujo de lodo de perforación y posterior tratamiento – daño por filtrado de lodo e inyección de surfactante,” Medellín, Colombia, 2014.