

**DETERMINACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR SISTEMAS “DRILL-IN”
BASE AGUA Y POR SISTEMAS “DRILL-IN” BASE ACEITE CON LODOS
EMULSIONADOS DIRECTOS CON Y SIN CARBONATO DE CALCIO PARA
ZONAS DE ARENAS DEPLETADAS O A PRESIONES SUBNORMALES**

**JEFFERSON ARLEY JÁCOME CONTRERAS
JHON FREDY CRUZ PARDO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2016**

**DETERMINACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR SISTEMAS “DRILL-IN”
BASE AGUA Y POR SISTEMAS “DRILL-IN” BASE ACEITE CON LODOS
EMULSIONADOS DIRECTOS CON Y SIN CARBONATO DE CALCIO PARA
ZONAS DE ARENAS DEPLETADAS O A PRESIONES SUBNORMALES**

**JEFFERSON ARLEY JÁCOME CONTRERAS
JHON FREDY CRUZ PARDO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR
LUIS FELIPE CARRILLO MORENO
Ingeniero Químico, M.Sc.**

**CO-DIRECTORES
HERNANDO BUENDÍA LOMBANA
Ingeniero Químico, M.Sc.**

**JENNY LISET RODRÍGUEZ ARDILA
Química, M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2016**

DEDICATORIA

A Dios, por darme las fuerzas y sabiduría suficiente para alcanzar esta meta.

A mis padres, por ser mi motor, brindarme su apoyo, su educación y consejos para este logro tan importante en mi vida, los AMO con toda mi alma.

A mis hermanos porque sin ellos nada sería igual en esta vida, gracias por estar conmigo y apoyarme desde la distancia los quiero mucho.

A mi novia, Wendy Quintero por estar a mi lado incondicionalmente en todos los momentos de mi estudio y mi vida. Te Amo.

A mis abuelos Rosa, Roberto y Helí, los angeles que tengo en el cielo que siempre me cuidan y me protegen.

A todos mis familiares que estuvieron conmigo de alguna u otra manera y me brindaron su apoyo.

A mi amigo Yorman por brindarme su verdadera amistad.

A todos ellos les dedico este triunfo tan importante en mi vida, gracias gracias gracias!!!...

JEFFERSON JACOME C.

DEDICATORIA

A Dios por darme la fuerza de luchar y seguir adelante para hacer esta meta realidad.

A mis padres, por creer en mí y apoyarme en todo momento.

A mis hermanas por sus consejos y ayudarme a cada día ser mejor persona y un ejemplo para ellas.

A mis compañeros los cuales recorrieron conmigo este gran camino y con los cuales viví momentos que me hicieron crecer personalmente.

Y todas las personas que, por uno u otra razón, me ayudaron y guiaron en este proceso tan importante en mi vida.

JHON CRUZ P.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por ser el alma mater que nos permitió adquirir los conocimientos y formarnos como profesionales integrales para la sociedad

A todo el personal docente que hicieron parte de nuestra carrera, en especial aquellos que nos enseñaron más allá de lo convencional y se pudo formar grandes amistades.

Al M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno director de nuestro proyecto, por depositar su confianza en el emprendimiento de este trabajo, por su orientación, exigencias y total disposición para brindarnos sus conocimientos.

Al M.Sc. Hernando Buendía Lombana codirector de nuestro proyecto por permitirnos la realización de las pruebas de laboratorio en el parque Tecnológico Guatigará, por su disposición y enseñanzas recibidas.

A la M.Sc. Jenny Liset Rodríguez Ardila codirectora de nuestro proyecto, por su total entrega en la realización del trabajo, por su paciencia, por sus correcciones y consejos para hacernos excelentes profesionales.

Al Ingeniero Químico Enrique Zabala de la empresa GOS Colombia, por brindarnos todos sus conocimientos y cooperación durante la elaboración de los fluidos de perforación.

Al personal técnico y profesional del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander por su disposición, conocimientos y colaboración durante la fase experimental del proyecto porque sin ellos este trabajo no estaría culminado.

JEFFERSON JACOME

JHON CRUZ

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	19
1.1. AGENTES INVOLUCRADOS EN EL DAÑO DE FORMACIÓN	21
1.1.1. Roca	21
1.1.2. Fluidos	21
1.2. MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN	22
1.3. TIPOS DE DAÑOS DE FORMACIÓN	25
1.3.1. Perforación.	25
1.3.1.1. Invasión de los sólidos del lodo.	25
1.3.1.2. Invasión del filtrado del lodo.	26
1.3.2. Completamiento.	27
1.3.3. Producción.	28
1.4. METODO DE PREVENCIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	28
1.4.1. Prevención de los daños ocasionados durante la perforación.	29
1.4.2. Prevención de los daños ocasionados durante la producción.	29
2. FLUIDOS “DRILL- IN”	30
2.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS “DRILL-IN”.	30
2.2. FUNCIONES DE LOS FLUIDOS “DRILL-IN”	31
2.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS FLUIDOS “DRILL-IN”	31
2.4. COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS “DRILL-IN”	31
2.5. TIPOS DE AGENTES PUENTEANTES	32
2.5.1. Carbonato de Calcio.	32
2.5.1.1. Ventajas del Carbonato de Calcio.	33
2.5.2. Sal.	33
2.5.3. Microburbujas.	33

2.6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS AGENTES PUENTEANTES.	34
3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	35
3.1. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN	35
3.2. TIPOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN	36
3.2.1. Fluido de perforación base agua	36
3.2.2. Fluido de perforación base aceite.	36
3.3. FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	37
3.3.1. Retirar recortes del pozo	37
3.3.2. Controlar la presión de formación.	37
3.3.3. Capacidad de suspensión.	38
3.3.4. Obturar las formaciones permeables.	38
3.3.5. Mantener la estabilidad del hueco.	38
3.3.6. Minimizar los daños al yacimiento.	38
3.3.7. Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación	39
3.4. PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	39
4. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	44
4.1. PRUEBAS DE FLUJO A TRAVÉS DE NÚCLEOS	44
4.2. IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE LA FORMACIÓN GEOLÓGICA	46
4.3. PREPARACIÓN DE MUESTRAS	49
4.3.1. Corte de plugs.	49
4.3.2. Perfilaje Lateral De Plugs.	50
4.3.3. Muestras terminadas	51
4.4. SELECCIÓN DE LA MUESTRA	51
4.5. ANÁLISIS CONVENCIONAL	52
4.5.1. Preparación de fluidos para pruebas de daño de formación.	53
4.5.1.1. Agua de formación.	53
4.5.1.2. Crudo.	54
4.5.2. Fluidos de perforación.	54
4.5.2.1. Preparación del fluido de perforación.	55

4.5.3. Equipo de desplazamiento.	59
4.5.4. Parámetros de ensayo.	62
4.5.4.1. Presión.	62
4.5.4.2. Temperatura.	63
4.5.4.3. Tasa de flujo.	63
4.5.5. Procedimiento de ensayo “Prueba de Retorno de Permeabilidad.”	64
5. ANÁLISIS Y RESULTADOS	66
5.1. PRUEBAS FÍSICAS PARA LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	66
5.2. EVALUACIÓN DE FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS “DRILL-IN” BASADA EN PROPIEDADES FÍSICAS.	68
5.3. ANÁLISIS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR LAS FORMULACIONES EVALUADAS.	72
6. CONCLUSIONES	79
7. RECOMENDACIONES	80
BIBLIOGRAFÍA	81
ANEXOS	83

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Valores de S y condiciones del pozo	20
Tabla 2. Tamaños típicos de recortes de formaciones.	26
Tabla 3. Generalidades del carbonato de calcio.	32
Tabla 4. Componentes principales de un fluido de perforación.	35
Tabla 5. Propiedades de los lodos de perforación.	40
Tabla 6. Relación de Muestras terminadas.	51
Tabla 7. Resultados de porosidades.	52
Tabla 8. Resultados de la permeabilidad.	52
Tabla 9. Relación de los datos obtenidos de los Volúmenes porosos.	53
Tabla 10. Propiedades de la salmuera.	53
Tabla 11. Propiedades del crudo.	54
Tabla 12. Formulación del fluido “Drill-in” base agua.	58
Tabla 13. Formulación del fluido Drill-in Base aceite con CaCO_3	58
Tabla 14. Condiciones iniciales de operación de las pruebas de desplazamiento	64
Tabla 15. Resultados Obtenidos del Viscosímetro Ofite	66
Tabla 16. Resultados de la Resistencia de gel.	67
Tabla 17. Resultados de las viscosidades, punto cedente y filtrado API.	67
Tabla 18. Resultados de pH y Densidad de los fluidos.	67
Tabla 19. Muestras utilizadas en los desplazamientos.	72
Tabla 20. Permeabilidades antes y después de la inyección del fluido.	76

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Evidencia de la caída de la presión como consecuencia del daño.	19
Figura 2. Revoque sobre superficie plana del núcleo (Plug).	23
Figura 3. Tipos de emulsiones	24
Figura 4. Carbonato Cálcico	32
Figura 5. Esquema del equipo de Desplazamiento.	44
Figura 6. Diagrama de la metodología experimental.	45
Figura 7. Afloramiento de la Fm. Mugrosa punto 1.	47
Figura 8. Extracción de los bloques del afloramiento punto 1.	47
Figura 9. Afloramiento formación mugrosa punto 2.	48
Figura 10. Extracción bloque del afloramiento punto 2.	48
Figura 11. Extracción de los plugs.	50
Figura 12. Corte de las muestras.	50
Figura 13. Muestras terminadas en sus respectivas taras e identificadas.	51
Figura 14. Agitador Hamilton Beach.	55
Figura 15. Preparación del Fluido Drill-in Base Aceite Emulsionado.	56
Figura 16. Viscosímetro Ofite Modelo 800	56
Figura 17. Balanza de lodo Ofite.	57
Figura 18. Filtro prensa Ofite.	57
Figura 19. Lodos formulados 3 y 4	59
Figura 20. Equipo de desplazamiento Core Pet	60
Figura 21. Diseño del Core Holder para un sistema de desplazamiento de fluidos de perforación.	62
Figura 22. Anillo utilizado para las pruebas de desplazamiento.	65
Figura 23. Muestra FM2-4 después del desplazamiento	77
Figura 24. Filtrado del fluido en la inyección.	77
Figura 25. Muestra FM4-4 después del desplazamiento	78
Figura 26. Muestra FM3-4 Después del desplazamiento.	78

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Densidad Vs Formulaciones.....	68
Gráfica 2. Geles VS Tiempo.....	69
Gráfica 3. Lectura de Vp y Yp VS Formulaciones.	70
Gráfica 4. Volumen de Filtrado VS Formulaciones.	71
Gráfica 5. Desplazamiento con fluido “Drill-in” Base Agua con CaCO ₃	73
Gráfica 6. Desplazamiento Fluido “Drill-in” Base Aceite de emulsión directa.....	74
Gráfica 7. Desplazamiento Fluido “Drill-in” Base aceite con CaCO ₃ de emulsión directa.....	75

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Procedimiento de ensayo “Prueba de Retorno de Permeabilidad.”	83

RESUMEN

TITULO

DETERMINACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR SISTEMAS “DRILL-IN” BASE AGUA Y POR SISTEMAS “DRILL-IN” BASE ACEITE CON LODOS EMULSIONADOS DIRECTOS CON Y SIN CARBONATO DE CALCIO PARA ZONAS DE ARENAS DEPLETADAS O A PRESIONES SUBNORMALES.*

AUTORES

JEFFERSON ARLEY JACOME CONTRERAS, JHON FREDY CRUZ PARDO.**

PALABRAS CLAVES

Fluidos “Drill-in”, Daño a la formación, Reología, Retorno de Permeabilidad, Carbonato de Calcio, Formación Mugrosa.

RESUMEN

El propósito fundamental de esta tesis es evaluar y comparar el mejor fluido de perforación “drill-in” a una presión subnormal que genere el menor daño a la formación productora en yacimientos depletados, teniendo en cuenta criterios, propiedades físicas de los fluidos y retorno de permeabilidades.

Se probaron cuatro fluidos de perforación “Drill-in” (base agua y aceite de emulsión directa con y sin carbonato de Calcio) de la empresa GOS Colombia, a estos se les realizó pruebas reológicas y de retorno de permeabilidad. El proyecto consta de una parte teórica donde se describen las generalidades del daño a la formación y fluidos de perforación, una metodología experimental para la preparación de los plugs y determinación de las propiedades petrofísicas: porosidad y permeabilidad, también la preparación de los fluidos “Drill-In” y la caracterización detallada de las propiedades físicas. Adicionalmente se realizaron pruebas de retorno de permeabilidad, evaluando el daño a la formación causado por cada uno de los fluidos, comparando los resultados y obteniendo que el fluido que mantuvo sus

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. sc. Luis Felipe Carrillo Moreno. Codirector: M. sc. Hernando Buendía Lombana, M. sc. Jenny Liset Rodríguez Ardila.

propiedades reológicas estables y minimizo el daño a la formación fue el base aceite de emulsión directa con carbonato de calcio.

ABSTRACT

TITLE

Determination of formation damage by water-based "drill-in" systems and oil-based "drill-in" systems with direct emulsified mud with and without calcium carbonate to areas depleted sands or subnormal pressures.*

AUTHORS

Jefferson Arley Jácome Contreras, Jhon Fredy Cruz Pardo**

KEYWORDS

"Drill-in" fluid, Formation damage, Rheology, Return permeability, Calcium Carbonate, Mugrosa formation.

The main purpose of this thesis is to evaluate and compare the best drilling fluid "Drill-in" to a subnormal pressure that generate the less damage to the producing formation in depleted reservoirs, taking into account criteria, physical properties of fluids and return permeabilities.

Four drilling fluids "Drill-in" (water-based and oil-based with and without calcium carbonate) from Company *GOS Colombia* were tested. Rheological test and return permeability were realized. The project includes a theoretical part where the generalities of formation damage and drilling fluids are describe; an experimental methodology for the preparation of plugs and the determination of its petrophysical properties (porosity and permeability). This project also includes the method of preparation of "drill-in" fluids and a detailed characterization of the physical properties. Additionally return permeability tests were performed, in order to evaluate the formation damage caused by each fluids, comparing the results and obtaining that the fluid which maintained its rheological properties stable and minimized formation damage was the water-in-oil emulsion with calcium carbonate.

* Thesis degree

** Faculty of Physical and Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: M. sc . Luis Felipe Carrillo Moreno. Co-director: M. sc . Hernando Buendia Lombana , M. sc . Liset Jenny Rodriguez Ardila

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, existen diferentes campos depletados y naturalmente fracturados los cuales requieren técnicas más especializadas para evitar perder los tratamientos hacia la formación sin lograr obtener los resultados deseados.

Cuando la roca reservorio ha sido dañada por causas artificiales se dice que existe un daño en la formación, o dicho de otro modo, que el pozo está dañado. El daño a la formación genera cambios en la permeabilidad y porosidad en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que puede tener desde unos pocos milímetros hasta varios metros profundidad, aunque es imposible evitarlo debe ser minimizado. En un equilibrio fisicoquímico como lo es un yacimiento, al perforarlo, hay una interacción de dicho sistema equilibrado con otro artificial, puede ser o no compatible, de esta manera, está haciendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio. El principal motivo del daño en la formación, tiene que ver con la infiltración del lodo de perforación a las zonas productoras, porque la fase líquida de un lodo contiene muchos componentes que son potencialmente peligrosos desde el punto de vista del daño a la formación: arcillas, recortes, agentes densificantes y viscosificantes. Cuando estos materiales son forzados hacia la formación productora pueden disminuir la porosidad y permeabilidad, pueden invadir profundamente la formación y pueden depositarse en el sistema aumentando la severidad del daño y haciendo que las arcillas puedan dispersarse, precipitarse o hincharse, ya que estas son muy sensibles a los cambios en la composición del lodo. Esto puede ocasionar una migración de arcillas ubicándose en los poros teniendo la capacidad de acumularse y cerrar el poro totalmente, dependiendo del tipo de arcilla, los lodos base agua acarrear muchos problemas en formaciones con alto contenido de arcillas. Una de las opciones para minimizar el daño es elegir un lodo de perforación base aceite, que aunque es de costo elevado, es más eficaz. Estos lodos de emulsión directa que contiene surfactantes reafirman la mojabilidad, reduciendo los cambios bruscos en la cara del pozo, junto con el carbonato de calcio (CaCO_3) el cual es un sólido inactivo cuando está en un lodo. Una de las características deseables del carbonato de Calcio es que el revoque formado por él se remueve fácilmente de la superficie de las formaciones productivas en el momento de iniciarse el flujo desde las formaciones.

1. GENERALIDADES DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación corresponde a cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, ocasionado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o reacondicionamiento del pozo, lo cual se comprueba con la caída de presión a lo largo de la vida productiva del mismo (ver Figura 1) y puede ser remediada por tratamientos químicos o físicos, permitiéndole al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción. Dicha caída de presión se representa con la ecuación de flujo radial en estado estable.

$$\Delta P_{skin} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} S$$

q = Tasa de producción $\left(\frac{STB}{d}\right)$

k = Permeabilidad (mD)

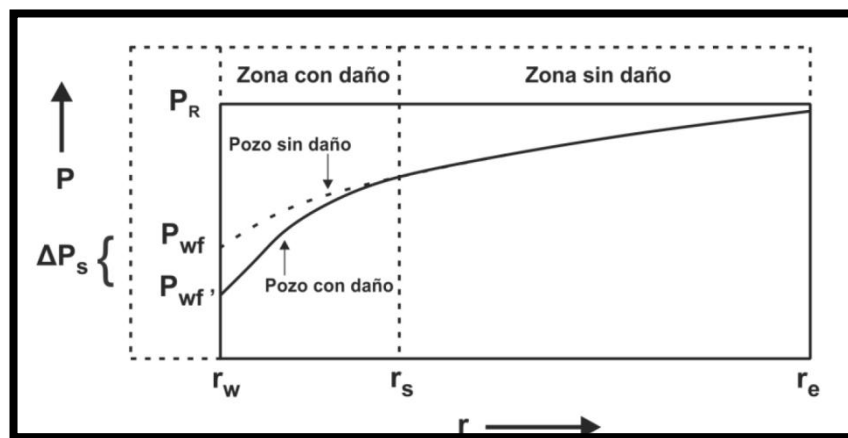
μ = Viscosidad (cP)

B = Factor volumétrico de formación (RB/STB)

h = Espesor (ft)

S = daño

Figura 1. Evidencia de la caída de la presión como consecuencia del daño.



Fuente: Modificado. LEE, J. Well Testing. SPE TEXTBOOK SERIES VOL 1. 1982

La existencia de una zona de permeabilidad dañada alrededor del pozo causa una caída adicional de presión, durante el flujo hacia el pozo desde el yacimiento.

Esto reduce el valor de la presión de fondo fluyente y hace que la diferencia $P_R - P_{wf}$ incremente, con lo cual el índice de productividad del pozo (J) disminuye.

De acuerdo con los valores que pueda tomar el efecto skin (S), se puede decir que (Ver Tabla 1):

Tabla 1. Valores de S y condiciones del pozo

VALORES DE S	CONDICIONES DEL POZO
>10	Altamente dañado
$0 < S < 10$	Dañado
0	Sin daño
$-3 < S < -1$	Acidificado
$-4 < S < -2$	Fracturado
< -5	Fractura masiva

Fuente: Curso Depósitos Orgánicos Prevención y control M.sc. Luis Felipe Carrillo M.

Existen muchos motivos por los cuales un pozo no aporta la producción que se espera de él, o declina su producción con el tiempo. Solamente un análisis cuidadoso puede identificar las causas de este comportamiento. Es importante hacer este estudio, ya que puede atribuirse la baja productividad de un pozo a daños a la formación cuando los factores involucrados pueden ser de origen mecánico o natural.

Entre los factores principales que reducen la producción se encuentra:

- Sistema mecánico ineficiente
- Baja permeabilidad del yacimiento
- Restricción alrededor del pozo debida a daños o pseudo daños

Si el sistema mecánico o el de levantamiento están trabajando ineficientemente, se observara alta presión en el e fondo del pozo (o alto de fluido en pozos de bombeo). Esto indicaría que a bajas tasas de producción se tendría que revisar el diseño del equipo.

Si el yacimiento presenta baja permeabilidad y no se detecta la presencia de daño, el pozo no es candidato a estimulación matricial, sino a fracturamiento. Esta información hay que obtenerla de pruebas de restauración de presión (Build up), o de declinación (Fall off). Las pruebas de transición de presión son la única fuente de información confiable que se pueden obtener, al mismo tiempo que los valores de daño y de permeabilidad.

Los pseudo daños incluyen situaciones tales como: penetración parcial del pozo en la arena productora, turbulencia, fracturas tapadas, pozos desviados, pozos con

ubicación errónea del área de drenaje, zona compactada alrededor de las perforaciones y cañoneo insuficiente.

1.1. AGENTES INVOLUCRADOS EN EL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación es una consecuencia de la interacción roca-fluido y fluido-fluido por lo tanto el grado de daño de un pozo va a depender de la reactividad del sistema poros-fluidos y de la reactividad entre fluidos, que a su vez dependen del estado termodinámico global (Temperatura y Presión). Por tal razón el diagnóstico de daño de formación parte de analizar la naturaleza física y la composición química, primeramente de los poros de la roca, y de los fluidos presentes en la formación y de los fluidos agregados.

1.1.1. Roca

Las rocas sedimentarias son rocas que se forman por acumulación de sedimentos que, sometidos a procesos fisicoquímicos, resultan en un material de cierta consistencia. Estas rocas están constituidas por una parte sólida, una matriz, y espacios vacíos o poros. Estos espacios vacíos pueden estar interconectados entre sí, dando lugar al flujo de fluidos a través de la roca, o puede que no estén interconectados.

La mayoría de los yacimientos de petróleo están formados por rocas calizas, dolomitas y areniscas. Las rocas calizas están constituidas principalmente por carbonato de calcio (CaCO_3) y por pequeñas cantidades de minerales como arcilla, hematita, siderita y cuarzo. Las rocas dolomitas están compuestas por carbonato de Calcio y Magnesio. Las areniscas se componen de granos gruesos, finos o medianos, bien redondeados, de textura detrítica o plástica, principalmente constituidas por minerales como el cuarzo, yeso, coral, feldespato, etc.

1.1.2. Fluidos

Los fluidos presentes en la formación son crudo, gas y agua. Es importante entender el tipo de crudo, su composición y sus propiedades, la composición y las propiedades del gas, y la composición del agua.

1.2. MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo: aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca/fluidos y fluido/fluido, aquellos que alteran las porosidades interfaciales entre la roca y los fluidos, y las de la superficie de la roca: también existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológicos.

Las causas principales para el daño de formación son:

- A. Hinchamiento de arcillas.
- B. Invasión de sólidos.
- C. Bloqueos por emulsión.
- D. Fenómenos interfaciales.

A. HINCHAMIENTO DE ARCILLAS

Prácticamente todas las formaciones de areniscas poseen algo de arcilla. Una arena que contenga de 1 a 5 % de arcilla es usualmente llamada “arena limpia”, y la que contiene hasta 15% de arcilla es “arena sucia”.

La admisión de agua dulce o de filtrados de inyección (del fluido de perforación o de terminación) a una arena arcillosa frecuentemente da por resultado una sustancial reducción de la permeabilidad al petróleo, las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son las arcillas autigénicas (caolinita, illita, esméctica y clorita), seguidas por cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonato (calcita, dolomita y siderita).

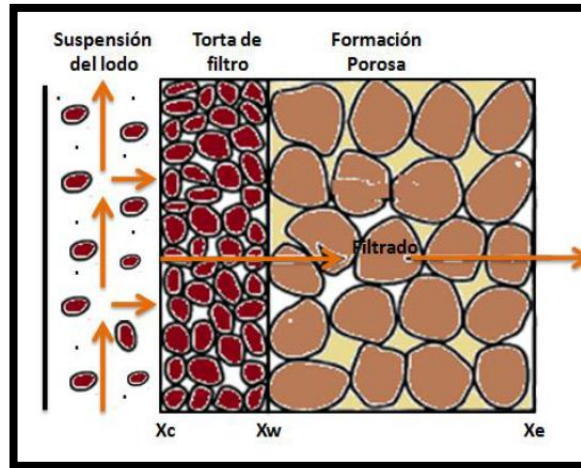
Las arcillas autigénicas son las que más afectan a la permeabilidad del yacimiento, ya que se encuentran directamente en el espacio poroso en la trayectoria de los fluidos. Estos minerales son de tamaño pequeño, estructuralmente laminares y de gran área superficial, por lo que tienden a reaccionar rápidamente con el flujo que se introduce en el medio poroso, de modo que si este fluido no es compatible con el tipo de arcilla presente, basta con que haya un 2% de este para que su desestabilización cause obstrucción al flujo con disminución de la producción.

Una vez que la arcilla se ha hinchado al contactar el agua dulce, las soluciones con altas fuerzas iónicas son capaces de reducir las partículas y de restaurar parcialmente la permeabilidad al petróleo, inclusive si esta reducción es completa, la permeabilidad al petróleo nunca será restaurada a su valor original.

B. INVASIÓN DE SÓLIDOS¹

Está establecido que las partículas de lodo pueden invadir la formación y causar daños, bloqueando los canales de flujo; sin embargo, las partículas de lodo solo pueden penetrar en la formación durante el “*Spurt Loss*” (cuando la formación está expuesta por primera vez a la broca) antes de que sea establecido el revoque. Una vez que el revoque está totalmente formado, se filtra los sólidos más finos debido a su estructura y a su baja permeabilidad (Ver Figura 2).

Figura 2. Revoque sobre superficie plana del núcleo (Plug).



Fuente: TOASA S. Víctor. “Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio” Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 28.

Los factores que favorecen la invasión de sólidos son:

- Poros de gran tamaño en la roca reservorio.
- Presencia de fisuras y fracturas naturales.
- Partículas de pequeño diámetro entre los componentes del lodo de perforación.
- Baja velocidad de perforación, como consecuencia destrucción de revoque (Mudcake) permitiendo un contacto entre el lodo y la formación, efecto que se ve incrementado por el extenso tiempo de contacto debido a la baja velocidad de penetración.
- Baja velocidad de circulación.
- Alta velocidad de circulación, se erosiona el revoque y se pone en contacto el lodo con la formación.

¹ TOASA S. Víctor. “Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio” Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 27.

- Alta presión de fondo, como consecuencia de una alta densidad del lodo de perforación, favoreciendo el ingreso de lodo desde el pozo a la formación.
“La invasión de sólidos y el daño de formación pueden ser minimizados por la adición de materiales sellantes a los fluidos de perforación.”² La medida del tamaño de la distribución de sólidos en los lodos se los realiza por medio de cálculos del tamaño de los poros de la roca.

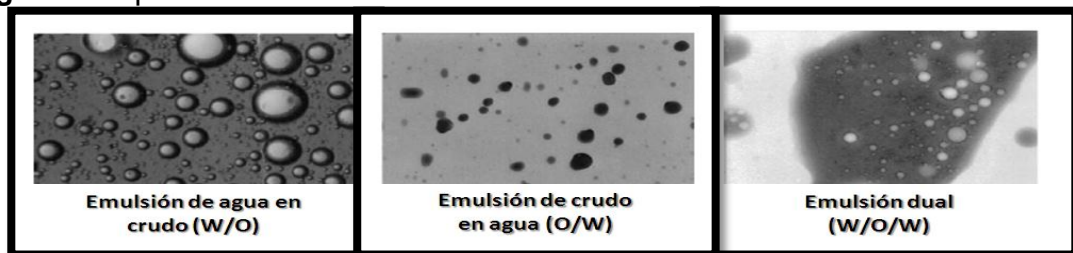
C. BLOQUEO POR EMULSIÓN

El bloqueo por emulsión sucede cuando una emulsión viscosa invade el espacio poroso cercano al pozo y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. La conductividad de la formación cerca del pozo puede quedar reducida a cero. Este fenómeno no es frecuente pero cuando ocurren sus consecuencias no son favorables.

El mecanismo de la formación de emulsiones en el medio poroso es controversial, pero parece que no sólo depende de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos. En la práctica, se ha hallado que el agua y el petróleo nativos de un yacimiento rara vez forman emulsiones espontáneamente. Para que se forme una emulsión, se requieren factores externos, por ejemplo, la reintroducción en el yacimiento de un crudo extraído del mismo porque, si ha experimentado la activación de surfactantes naturales, estos pueden estabilizar emulsiones de dicho crudo con el agua de formación. La activación de los surfactantes naturales puede ocurrir en los crudos que han sido almacenados y han sufrido oxidación en la superficie. De la misma manera, agua de yacimiento y filtrado de fluidos de perforación que se han saturado de oxígeno en la superficie, al filtrarse a la formación, provocan la oxidación del petróleo, con las mismas consecuencias.

Debe tenerse en cuenta que la energía para la formación de las emulsiones la proporciona el esfuerzo de corte producido cuando los fluidos fluyen en el medio poroso.

Figura 3. Tipos de emulsiones



² TOASA S. Víctor. “Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio” Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 27.

Fuente: MONTES Erik .Cátedra Facilidades de Superficie Capítulo 6 “Emulsiones”. Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander

D. FENÓMENOS INTERFACIALES.

El daño a la formación puede ser causado por fenómenos diferentes a obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca. Hay daños causados por los fluidos, que involucran cambios en la viscosidad aparente de la fase oleica, o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo. A veces se cree que estos tipos de daño son temporales, ya que los fluidos son móviles, y deberían poder sacarse de la vecindad del pozo; sin embargo, en la práctica, es muy difícil eliminar este tipo de daño.

1.3. TIPOS DE DAÑOS DE FORMACIÓN³

1.3.1. Perforación. Desde que se inicia la fase de perforación, el lodo utilizado en dicho procedimiento entra en contacto con las formaciones de interés, alterando la condición de equilibrios físicos, químicos, de esfuerzos y termodinámicos que existen entre la roca, sus minerales constituyentes y los fluidos que la saturan. La intrusión y depositación de estas partículas móviles, conlleva al bloqueo de las gargantas de poro y esto consecuentemente genera una reducción en la permeabilidad⁴.

1.3.1.1. Invasión de los sólidos del lodo. Este tipo de invasión disminuye la productividad en dos formas principales:

- Taponamiento de las gargantas de los poros por formación de revoques internos.
- Incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros.

Los sólidos presentes en un fluido de perforación pueden ser:

- Sólidos agregados para cumplir funciones específicas, para darle al fluido las propiedades deseadas. Generalmente, el tamaño de la partícula es menor a

³ Juan M. Espinosa G. “Daño a la formación en pozos petroleros” UNAM 2014.

⁴ D. Brant Bennion, f. Brent Thomas and Douglas W. Bennion.: “Effective Laboratory Core Flood Tests To Evaluate And Minimize Formation Damage In Horizontal Wells” Hycal Energy Research laboratories Ltd.

una micra, excluyendo la barita y los materiales de control de pérdida de circulación.

- Los sólidos de recortes de las formaciones perforadas: su tamaño varía entre 1 y 100 micras, inclusive mayores.

Los tamaños típicos de los recortes de formaciones se muestran en la Tabla 2:

Tabla 2. Tamaños típicos de recortes de formaciones.

DESCRIPCIÓN	TAMAÑO (Micras)
Cortes grandes de arena	Más de 440
Arena	74 - 440
Limo	2 - 74
Arcillas	0.5 - 2
Coloides	0.001 – 0.5

De acuerdo a su tamaño, las partículas pueden formar un revoque interno en las cercanías de la cara expuesta al flujo, o invadir profundamente el medio, si son mucho menores que el diámetro promedio de la garganta de poro.

También, hay que tener en cuenta la concentración de sólidos en el fluido de invasión, ya que, aun cuando sean muy pequeños, podrán formar puentes en cualquier estrechamiento dentro del poro y reducir la permeabilidad.

Como regla del dedo gordo puede decirse que si el diámetro promedio de las partículas es mayor que $1/3$ del diámetro promedio de los poros, las partículas formarán un revoque externo sobre la cara de la formación permeable. Si el tamaño de las partículas está comprendido entre $1/3$ y $1/10$ del diámetro promedio de los poros, entonces se formará un revoque interno, el cual es el peor de los casos, porque ocurre dentro del radio crítico. Si las partículas son menores que $1/10$ del tamaño del poro, entonces habrá invasión profunda cuya severidad dependerá de la concentración de las partículas.

1.3.1.2. Invasión del filtrado del lodo. La filtración es la cantidad de fluido que ingresa a la formación, debido a que el revoque formado en las paredes del pozo no tiene buena consistencia.

En un lodo convencional la fase líquida contiene muchos componentes que pueden dañar las formaciones productoras teniendo en cuenta que la invasión de fluidos es mayor que la invasión de sólidos, ya que puede llegar a ser superior a los 16 pies de profundidad. Sin embargo, la severidad del daño depende de la sensibilidad de la formación al filtrado.

La alta permeabilidad de las arenas limpias, que tienen mayor invasión de filtrado que una roca de baja permeabilidad, usualmente no son afectadas cuando el agua de formación es compatible químicamente con el filtrado de la inyección.

Las formaciones que contienen arcillas, son en general las más sensibles, puesto que éstas pueden dispersarse, precipitarse o hincharse. Las arcillas, en su mayoría, son extremadamente sensibles a los cambios de salinidad, por lo tanto, cualquier cambio en la concentración o en el tipo de sales del reservorio en el que fueron precipitadas o estabilizadas, produce cambios catastróficos en la porosidad. En particular, la reducción de la salinidad o el incremento del pH del agua alrededor de la partícula de arcilla ocasionan la dispersión de la misma. Cuando se dispersan las arcillas actúan como pequeñas partículas sólidas que pueden migrar de poro en poro pero con la complicación de que tienen capacidad de acumularse y cerrar al poro totalmente, dependiendo del tipo de arcilla y el tamaño de las partículas.

Los factores que favorecen la invasión del filtrado de la inyección son:

- Alta permeabilidad del revoque, como resultado de un mal diseño del lodo de perforación u operaciones que disminuyen la capacidad de aislamiento del mismo. Es válido el caso mencionado anteriormente donde en lodos salados comunes no es posible utilizar bentonita.
- Alta presión diferencial, que favorece el ingreso de la inyección hacia la formación.
- Prologado contacto de la formación con el lodo de perforación. La profundidad de penetración del filtrado es función del tiempo de contacto.

El filtrado de los lodos de perforación de base agua puede tener una baja salinidad y un alto valor de pH, así como también pueden contener dispersantes y polímeros. El agua es una causa de perturbación de las arcillas y de bloqueo del flujo por permeabilidad relativa en reservorios de baja permeabilidad.

1.3.2. Completamiento. En este tipo de operación los fluidos utilizados son, en general, salmueras de altas concentraciones (Ca, Zn, Na, Li, Mg, Ti). Estas pueden incluir algún surfactante, inhibidores de corrosión y polímeros que ayudan a sostener sólidos.

Estos fluidos son filtrados para eliminar sólidos que puedan tapan la formación productora, pero hay sólidos muy finos que pasan por los filtros usados frecuentemente y éstos ocasionan la invasión profunda de sólidos.

Por su parte un alto contenido de sales causa el efecto de la inhibición sobre las arcillas, pero puede haber un choque por el efecto del pH si es muy alto, produciendo la desestabilización y migración de partículas de arcillas.

La incursión de agua en la formación puede causar un bloqueo por agua ya que se disminuye la permeabilidad relativa a los hidrocarburos presentes, además este bloqueo aumenta si hay arcillas.

1.3.3. Producción. La zona que está expuesta para la producción es susceptible a ser taponada por sólidos (arcillas y otros finos) que migran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo. En formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor. Si el yacimiento está depletado, será mucho más fácil dañar la formación con estos sólidos. En un yacimiento de petróleo sub-saturado ó saturado durante la fase de producción, la presión cercana al pozo será menor a la presión de burbuja permitiendo así la liberación de gas lo que produce una disminución de la permeabilidad en la zona cercana a la cara del pozo.

Los daños observados más frecuentes durante la producción de un pozo son:

- Migración de y taponamiento por partículas finas en el área crítica alrededor del pozo.
- Precipitación de productos inorgánicos (carbonatos, sulfatos), al cambiar las condiciones de presión y temperatura.
- Precipitados orgánicos, parafinas y asfáltenos.
- Colapso de los poros por alta presión diferencial, o por agotamiento de la presión del yacimiento, haciendo que actúen los esfuerzos tectónicos.
- Disolución de los granos de arena durante procesos de recuperación térmica, por el alto pH del vapor, y re precipitación de sílice en el medio poroso.

1.4. METODO DE PREVENCIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN⁵

Como se viene manejando en las secciones anteriores, existen dos tipos generales de daños a la formación: inducido por fuentes externas el cual ocurre durante las operaciones que impliquen invasión de fluidos y/o sólidos al yacimiento, y el que ocurre de forma natural cuando el pozo está en producción. En esta sección se estudiarán algunos métodos para prevenir que estos daños ocurran.

⁵ Juan M. Espinosa G. "Daño a la formación en pozos petroleros" UNAM 2014.

1.4.1. Prevención de los daños ocasionados durante la perforación. La presión diferencial es la principal causa de la invasión del filtrado y sólido del fluido de perforación hacia el yacimiento.

Para minimizar estas invasiones de filtrado, se recomienda la utilización de lodos que formen rápidamente un revoque impermeable y que pueda ser removido por la presión del yacimiento al fluir el pozo. Existen diversos lodos saturados de sal o con partículas inertes de tamaño controlado que tienen la eficiencia de crear este tipo de revoques.

Se deben disponer de núcleos de la formación para realizar pruebas de flujo a través de los mismos, para descubrir la reducción de la permeabilidad a la invasión del filtrado y sólidos del lodo. Adicionalmente se recomienda hallar cómo se distribuye el tamaño de poros en los núcleos o en cortes de los ripios de la formación de interés.

1.4.2. Prevención de los daños ocasionados durante la producción. La generación de daños de forma natural en un pozo con el paso del tiempo suelen ser demorados, pero no evitados por completo. Por lo tanto los depósitos orgánicos pueden controlarse en algún grado de las siguientes maneras:

- Colocación de aislantes térmicos en el espacio anular para que las parafinas se depositen fuera del pozo, para asegurar que la temperatura del crudo hacia la superficie se mantenga.
- Manteniendo la presión de fondo fluyente alta para que la declinación de presión cercana al pozo sea menor y así evitar la depositación de asfáltenos.
- Disminuyendo la tasa de producción del pozo se reduce la producción de arena, o por medio del fracturamiento hidráulico.

2. FLUIDOS “DRILL- IN”

Un fluido “Drill-in” es un fluido combinado de perforación y completamiento especialmente formulado para maximizar el índice de productividad de un pozo productor. El término “Drill-in fluid” en realidad se aplica a cualquier fluido que se utilice para perforar una zona productora. En el pasado no era usual hacer un cambio en hueco abierto de un lodo junto antes de perforar la zona de interés.

El sistema “Drill-in” son fluidos de perforación los cuales generalmente son utilizados para la zona productora que principalmente usan la técnica del puenteo, la cual controla efectivamente el escape del fluido hacia la formación y a su vez brinda una zona de revoque que puede ser removible con eficacia y facilidad por fluido producido, inclusive este fluido tiene los atributos para ser usado como fluido de completamiento⁶.

2.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS “DRILL-IN”⁷.

- No deben contener arcillas o materiales densificantes (barita) insolubles al ácido ya que podrían migrar dentro de la formación y taponar los poros.
- El filtrado debe ser compatible con los fluidos provenientes de la formación para que no se altere las escalas de minerales.
- El fluido y el filtrado no debe modificar la mojabilidad de la formación.
- Contener agentes que suministren lubricidad, limpieza e inhibición a la perforación.
- Se debe formular con materiales solubles al ácido y al agua, para que no cause precipitaciones ni emulsiones.
- Este fluido como también es usado para procesos de completamiento, debe tener las propiedades de fluido de completamiento para que sea compatible con estos procesos y con los equipos.
- Los materiales puenteantes deben tener un tamaño de partícula apropiado, que ayuda a minimizar el filtrado a la formación y obtener así un revoque delgado, impermeable, flexible y de fácil remoción.

⁶ Indagado de: Eduardo X. Carvajal Z. & Natali Rivas V. “Determinación de la granulometría adecuada del carbonato de calcio para optimizar el puenteo de lodo en zonas productoras del campo Edén-Yuturi” Quito, 2011.

⁷ “TECHNICAL SERVICES NEWS LETTER” September 2, 1997

- El fluido debe evitar la hidratación y migración de arcillas que se encuentren en la zonas productoras

2.2. FUNCIONES DE LOS FLUIDOS “DRILL-IN”

- Dar estabilidad a las paredes y minimizar la expansión del pozo.
- Minimizar el daño a la formación.
- Proporcionar óptimas propiedades de limpieza, lubricidad e inhibición durante la perforación del pozo, ya sea horizontal o vertical.
- Control eficaz de las pérdidas del filtrado en un intervalo amplio de permeabilidades de formación.
- Maximizar la productividad del pozo.
- Favorecer la remoción del revoque con o sin rompedores o fluidos para disolver los sólidos puenteantes, se logra al hacer fluir el pozo.

2.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS FLUIDOS “DRILL-IN”⁸

Entre las ventajas que presentan estos tipos de sistemas se encuentran:

- Crea un revoque consistente y delgado que previene la invasión de sólidos y otros componentes de los lodos además genera un sellante de baja permeabilidad, que soporta altos sobre-balances de presión, minimiza el daño a la formación.
- Ofrece función de puenteo para diferentes rangos de permeabilidad de un yacimiento.

La única desventaja de este fluido es que si los tamaños de las partículas no son seleccionados adecuadamente para el yacimiento, llevaría a un alto espesor de revoque permeable, lo que ocasionaría que ingrese con mayor velocidad filtrado a la formación y haya invasión de sólidos causando daño a la formación.

2.4. COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS “DRILL-IN”

Principalmente este tipo de fluidos están compuestos por un controlador de filtrado, un agente densificante (puenteante), viscosificante y regulador de pH.

⁸ Cynthia M. Agila S, Ing. Kleber Malavé. “Optimización de un fluido “Drill-In” para perforar zonas hidrocarburíferas” Guayaquil, Ecuador.

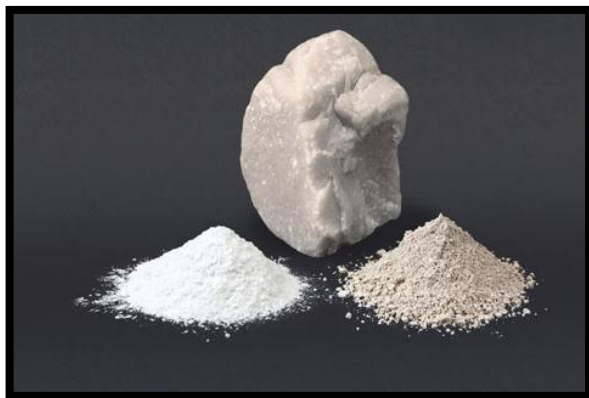
Estos componentes hacen parte de la composición base de un fluido “Drill-in” ya que puede utilizarse otros aditivos para evitar diversos problemas en la zona productora.

Estos fluidos pueden ser formulados en salmueras, agua dulce, cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de calcio, bromuro de sodio o bromuro de calcio.

2.5. TIPOS DE AGENTES PUENTEANTES

2.5.1. Carbonato de Calcio. El carbonato cálcico (Ver Figura 4), es el producto obtenido por la micronización de las rocas sedimentarias calizas con alta pureza (e.j.: calcitas o dolomíticas), por lo general con un 98.5% aproximadamente de contenido de CaCO_3 .

Figura 4. Carbonato Cálcico



Fuente: www.sibelcosam.com

Tabla 3. Generalidades del carbonato de calcio.

GENERAL	CARACTERISTICAS	ESTRUCTURA
Nombre sistemático: Carbonato de calcio	Densidad y fase: 2.83 gr/cm ³ , sólidos	Forma molecular: Linear
Formula molecular: CaCO_3	Insoluble en agua	Coordinación geométrica: Tetraédrico.
Aspecto: Polvo blanco	Punto de fusión: 825°C	

El carbonato de Calcio además de ser un agente densificante es un material puenteante. Es preferido por ser soluble al ácido y puede disolverse de manera fácil en la etapa de remoción en la zona productora.

2.5.1.1. Ventajas del Carbonato de Calcio.

- Producto soluble en ácido que minimiza los daños a la formación
- Tamaños únicos de partículas: disponible en grado fino, mediano y grueso, con lo cual permite seleccionar el tamaño de partícula más adecuado
- Agente puenteante efectivo (inerte y relativamente insoluble) que tiene un efecto mínimo en las propiedades del fluido.
- Para la suspensión se requiere menos viscosidad y esfuerzos de gel que otros aditivos densificantes.

2.5.2. Sal. La sal como agente puenteante es diseñada para dar un óptimo puenteo y sello en los intervalos de las zonas productoras.

La remoción de está es fácil aplicando salmueras de baja saturación, agua dulce o de la formación. Se debe tener en cuenta el tamaño y distribución de la partícula de acuerdo a la formación a puentear.

Las sales más usadas en los fluidos “Drill-in” son el cloruro de Sodio, bromuro de Sodio, cloruro de Potasio, cloruro de Calcio y bromuro de Calcio.

2.5.3. Microburbujas. Es un fluido que facilita el encapsulamiento del aire o del gas de formación, generando Aphrones estables y recirculables que actúan como material puenteante, facilitando la perforación de zonas con bajos gradientes de presión y altas permeabilidades.

2.6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS AGENTES PUENTEANTES.⁹

- **Ventajas.**

- ✓ Ofrece la función de puenteo para zonas con rangos diferentes de permeabilidad de un yacimiento.
- ✓ Crea un revoque interno fácil de remover aun por bajas presiones de producción con tamaño de partícula adecuado, no es necesario el uso de rompedores.
- ✓ Minimiza el daño a la formación porque crea un revoque sellante de muy baja permeabilidad soportando sobrealances de presión.

- **Desventajas:**

- ✓ Cuando el tamaño de partícula del agente puenteante no es el adecuado para dicha formación, ocasionaría un espesor de revoque alto y permeable por lo tanto ingresaría de manera fácil el filtrado e invasión de sólidos permitiendo el daño a la formación.
- ✓ Al contener otros aditivos el agente puenteante en su composición puede ser incompatible con los fluidos presentes en la formación ocasionando la reducción de la permeabilidad.

⁹ Cynthia M. Agila S, Ing. Kleber Malavé. “Optimización de un fluido “Drill-In” para perforar zonas hidrocarburíferas” Guayaquil, Ecuador.

3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación o lodo como se conoce usualmente, puede ser cualquier mezcla de sustancias o una sola sustancia que tenga características físicas y químicas apropiadas para usarse en las operaciones de perforación, como por ejemplo: aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos.

El lodo de perforación tiene como finalidad cumplir con diversas funciones como: remoción de cortes del pozo, suspensión de los cortes de perforación, control de presión del yacimiento, estabilización de las formaciones, lubricación y enfriamiento de la broca. Los aspectos que debe cumplir son: no ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a las altas temperaturas. Además, debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones, debe ser inmune al desarrollo de bacterias¹⁰.

3.1. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

La composición de un fluido depende de los requerimientos de cada operación de perforación en particular. La perforación debe hacerse atravesando diferentes tipos de formaciones, que pueden requerir diferentes tipos de fluidos. Por consiguiente, es lógico que varias mejoras sean necesarias efectuarle al fluido para enfrentar las distintas condiciones que se encuentran a medida que avanza la perforación.

En la Tabla 4, se mencionan los componentes principales de un fluido de perforación actual. Dependiendo de la empresa estos componentes llevarán nombres patentados o formulaciones específicas.

Tabla 4. Componentes principales de un fluido de perforación.

DENSIFICANTES	BARITA, CARBONATO DE CALCIO, OXIDO DE HIERRO – COMPUESTOS DE PLOMO
VISCOSIFICANTES	BENTONITA, ATAPULGITA, ARCILLA, FIBRAS DE AMANTO
FASE CONTINUA	AGUA, GAS, PETROLEO, ACEITES MINERALES

¹⁰ Indagado de: Cynthia M. Agila S, Ing. Kleber Malavé. "Optimización de un fluido "Drill-In" para perforar zonas hidrocarburíferas" Guayaquil, Ecuador pág. 27

CONTROLADORES DE PH	CAL ACIDOS, HIDROXIDOS
AGENTES DISPERSANTES	LIGNITOS, TANINOS, LIGNOSULFONATOS
REDUCTORES DE FILTRACION, ANTICORROSIVOS	POLIMEROS, AMINAS, EMULSIFICANTES, HUMECATANTES, FORMALDEHIDOS, ALMIDONES.

Fuente: Q MAX ECUADOR S.

3.2. TIPOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

3.2.1. Fluido de perforación base agua. Los fluidos base agua son aquellos cuya fase líquida o continua es agua. Estos sistemas son muy versátiles y se utilizan comúnmente para perforar formaciones no reactivas, productoras o no productoras de hidrocarburos.

3.2.2. Fluido de perforación base aceite. Los fluidos base aceite son aquellos cuya fase continua, al igual que el filtrado, es totalmente aceite. Pueden ser del tipo de emulsión inversa o ciento por ciento (100%) aceite.

- **Emulsión inversa:** Es una mezcla de agua en aceite a la cual se le agrega cierta concentración de sal para lograr un equilibrio de actividad entre el fluido y la formación. El agua no se mezcla con el aceite, sino que permanece suspendida, actuando cada gota como una partícula sólida. Se considera que una buena emulsión no se presenta separación de fases y su estabilidad se logra por medio de emulsificantes y agentes adecuados.
- **Lodos de aceite:** Estos fluidos contienen al menos 5% en agua con mezclas de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diesel. Uno de sus principales usos es eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras. Los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos y tiene gran aplicación en profundidad y altas temperaturas, también son especiales para las operaciones de corazonamiento.

El uso de estos dos tipos de lodos requiere cuidados ambientales debido a su elevado poder contaminante.

3.3. FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN¹¹

El propósito de un lodo de perforación consiste en ayudar a hacer rápida y segura la perforación, Aunque el orden de importancia está determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes de fluidos de perforación son las siguientes:

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de la formación.
- Capacidad de suspensión.
- Obturar las formaciones permeables.
- Mantener la estabilidad del hueco.
- Minimizar los daños al yacimiento.
- Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación.

3.3.1. Retirar recortes del pozo. Una de las principales funciones del fluido de perforación es la remoción y transporte de los recortes desde fondo de pozo hasta la superficie. La efectividad de esta remoción de los recortes producidos por la broca dependerá de la densidad del lodo, viscosidad, y del tamaño y forma de éstos, junto con la velocidad de penetración (ROP) de la rotación de la columna de perforación. Es importante considerar la remoción de recortes; sin embargo, si las bombas no tienen capacidad de proveer una gran velocidad anular, al variar la densidad y la viscosidad del fluido ayudará mucho en la solución del problema.

3.3.2. Controlar la presión de formación. El fluido de perforación ejerce una presión hidrostática en el pozo con el fin de controlar los influjos desde la formación hacia el pozo, garantizando una perforación segura. Para esto, es necesario que la presión ejercida por el fluido sea igual o mayor a la presión de la formación para evitar reventones. La presión ejercida por el fluido dependerá principalmente de la densidad y de la profundidad vertical del pozo, de tal manera que a medida que la presión aumenta también aumenta la densidad del fluido, por lo cual se debe agregar peso al lodo para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del agujero.

¹¹ Indagado de: Practica de la Guía de Laboratorio de Lodos y Cementos. Rodríguez Bermúdez, Elserio.

3.3.3. Capacidad de suspensión. Es la propiedad que tienen los fluidos de perforación de pasar de gel a solución mediante agitación, suspendiendo los recortes de perforación. Ciertos geles pueden licuarse cuando se agitan y se solidifican de nuevo cuando cesa la agitación o la vibración. La fuerza de gel es la propiedad del lodo que permite mantener en suspensión los recortes cuando se para la circulación para depositarlas en superficie cuando se reinicia la circulación, esta propiedad retarda la caída de los sólidos, pero no lo evita.

3.3.4. Obturar las formaciones permeables. Si la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se forma en la pared del pozo. La formación de un revoque liso, delgado, flexible, de baja permeabilidad y altamente compresible minimiza derrumbes en el pozo y el atascamiento de tubería en formaciones permeables. Por el contrario un revoque grueso y con un exceso de filtración, ocurren consecuencias de pozo reducido, registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación, y daños a la formación.

En las formaciones muy permeables con grandes gargantas porales, el lodo es capaz de invadir la formación, según el tamaño de los sólidos del lodo. Para estas circunstancias, es necesario usar agentes puenteantes para bloquear las grandes aberturas, de tal forma que los sólidos del lodo formen un sello. Para ser eficaces, los agentes puenteantes deben tener un tamaño casi igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande.

3.3.5. Mantener la estabilidad del hueco. La estabilidad del pozo es un factor importante en el equilibrio de complejos factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.

3.3.6. Minimizar los daños al yacimiento. La protección del yacimiento a daños que podrían interrumpir la producción es muy importante. Cualquier disminución de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de obstrucción, causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída

de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).

Es importante que el fluido de perforación que se utilice cause el mínimo impacto a la formación, ya que la alteración de la misma puede llevar a recurrir a tratamientos sumamente costosos para reparar el daño causado o a grandes pérdidas de producción.

3.3.7. Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación. Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la broca y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la broca y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción.

Debido a la fricción entre la broca y la formación se genera una cierta cantidad de calor, la misma que por la circulación del fluido se disipa hacia todo el pozo y hace que la temperatura de toda la sarta baje a temperaturas menores a la temperatura de formación.

La lubricación por parte del fluido se da en menor grado, sin embargo ésta puede mejorarse añadiendo emulsionantes o aditivos especiales que afectan a la tensión superficial.

3.4. PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN ¹²

Durante la perforación de un pozo, existen varias propiedades físicas y químicas del fluido de perforación que se debe controlar y mantener para un trabajo eficiente del mismo.

En la Tabla 5, se describen las principales propiedades físicas de los fluidos de perforación.

¹² Indagado de: Drilling Fluids Optimization. James L. Lummus and J.J Azar.

Tabla 5. Propiedades de los lodos de perforación.

PROPIEDAD	DESCRIPCIÓN
<p style="text-align: center;">Densidad o peso</p>	<p>Es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos de la formación.</p> <p>La densidad se expresa por lo general en lbs/gal, y es uno de los dos factores, de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Durante la perforación de un pozo se trata de mantener una presión hidrostática ligeramente mayor a la presión de la formación, para evitar en lo posible una arremetida, lo cual dependerá de las características de la formación.</p>
<p style="text-align: center;">Viscosidad API</p>	<p>Es determinada con un Embudo Marsh, y sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua. A la viscosidad embudo se le concede cierta importancia práctica aunque carece de base científica, y el único beneficio que aparentemente tiene, es el de suspender el ripio de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar.</p> <p>Por esta razón, generalmente no se toma en consideración para el análisis riguroso de la tixotropía del fluido. Es recomendable evitar las altas viscosidades y perforar con la viscosidad embudo más baja posible, siempre y cuando, se tengan valores aceptables de fuerzas de gelatinización y un control sobre el filtrado. Un fluido contaminado exhibe alta viscosidad embudo.</p>

<p style="text-align: center;">Viscosidad plástica</p>	<p>Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Sólidos 2. Sólidos y líquidos 3. Líquido y líquidos <p>Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de control de sólidos. Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP).</p> <p>Una baja viscosidad plástica asociada a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del hoyo con alta tasa de penetración</p>
<p style="text-align: center;">Punto cedente</p>	<p>Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento.</p> <p>El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, y generalmente sufre incremento por la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos reactivos de formación.</p> <p>Un fluido floculado exhibe altos valores de punto cedente.</p> <p>La floculación se controla de acuerdo al causante que lo origina. Se usan adelgazantes químicos cuando es causada por excesos de sólidos arcillosos y agua cuando el fluido se deshidrata por altas temperaturas.</p>
	<p>Esta resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. Está relacionada con la</p>

<p style="text-align: center;">Resistencia o fuerza de gel</p>	<p>capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente, puesto que la origina el mismo tipo de sólido (reactivo)</p> <p>Las mediciones comunes de esta propiedad se toman a los diez segundos y a los diez minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado.</p> <p>Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena. ✓ Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación ✓ Permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido, para facilitar el funcionamiento del degasificador.
<p style="text-align: center;">Filtrado API</p>	<p>El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por los siguientes factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Presión ✓ Dispersión ✓ Temperatura ✓ Tiempo <p>En formaciones permeables no productoras se controla desarrollando un revoque de calidad, lo cual es posible, si se tiene alta concentración y dispersión de sólidos arcillosos que son los verdaderos aditivos de control de filtración. Por ello, es práctica efectiva usar bentonita prehidratada para controlar el filtrado API.</p>

pH

El pH indica si el lodo es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7.5 a 11.5. Cuando el pH varía de 7.5 a 9.5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9.5 a 11.5, es de alto pH.

4. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

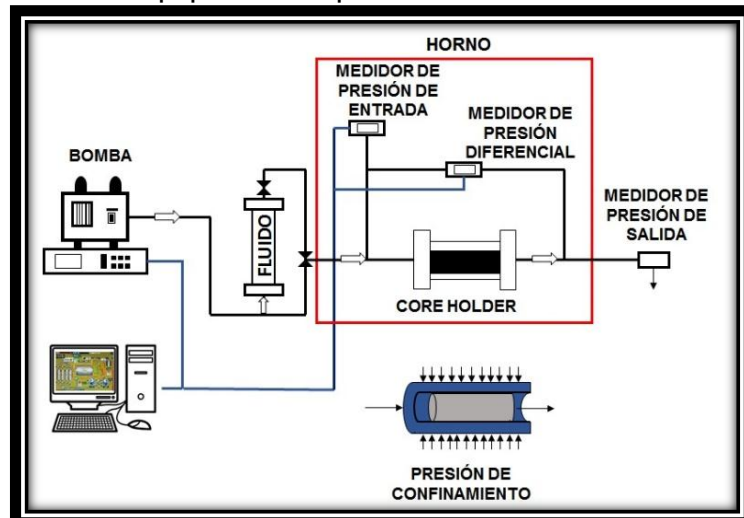
4.1. PRUEBAS DE FLUJO A TRAVÉS DE NÚCLEOS

Esta técnica permite reproducir a nivel de laboratorio todos los eventos ocurridos en el pozo en los que haya estado involucrado algún fluido y medir la respuesta de permeabilidad del núcleo a la invasión de cada uno de los fluidos empleados. En el equipo de desplazamiento (Ver Figura 5), también puede utilizarse para medir el potencial de daño que tiene los fluidos de interés a utilizarse, como los fluidos perforación y completamiento.

Una de las propiedades que se puede medir es la permeabilidad efectiva al petróleo de la formación después de haber sido sometido el núcleo a la invasión del fluido de trabajo. Esto permitirá determinar la existencia del daño, los mecanismos que lo provocan y las posibles soluciones al mismo.

En este proyecto se empleará esta técnica para evaluar el daño a la formación en presiones subnormales.

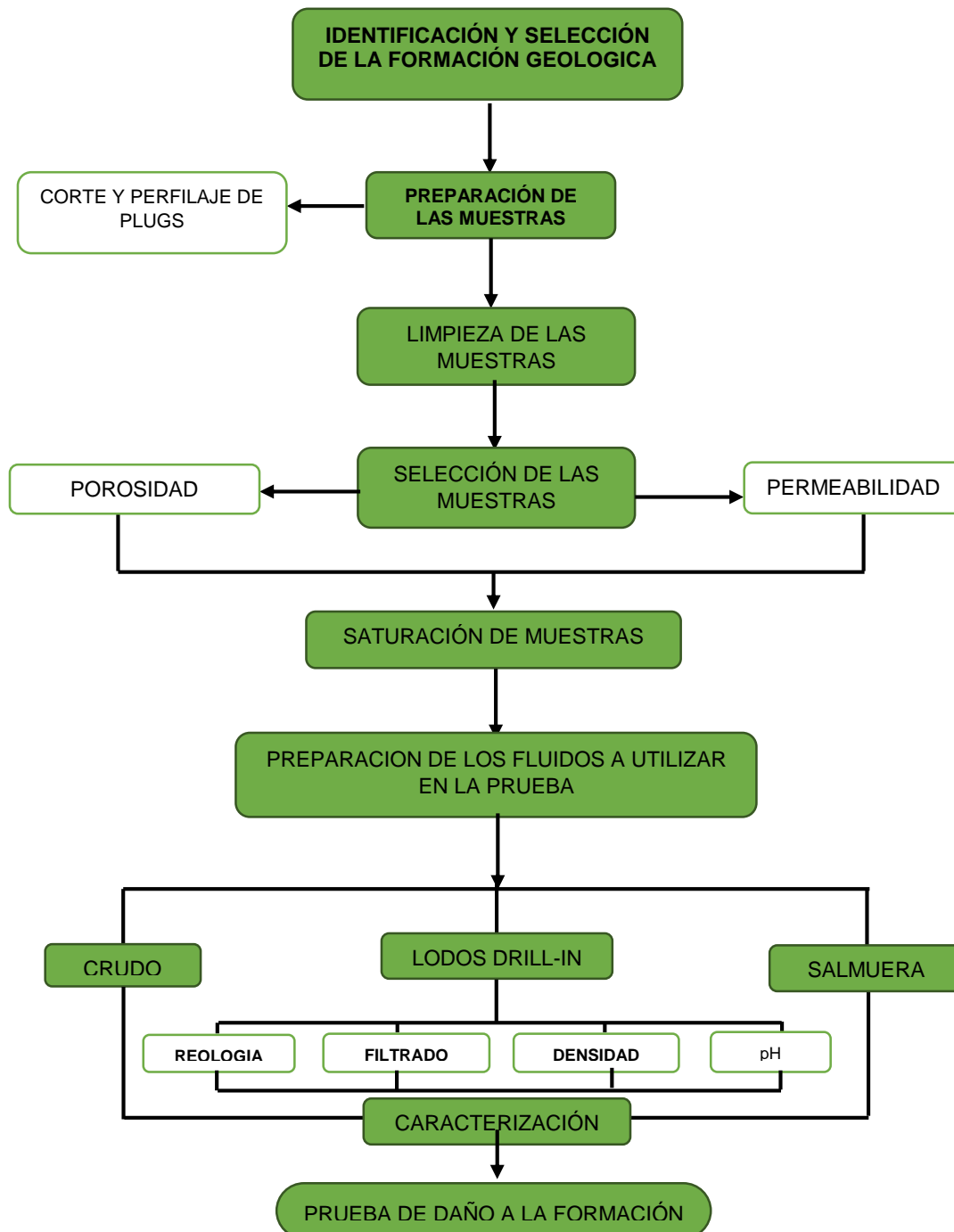
Figura 5. Esquema del equipo de Desplazamiento.



Fuente: Modificado de TOASA S. Víctor. "Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio" Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 82.

Para la realización del proceso de experimentación se utilizó la metodología ilustrada en la Figura 6, en esta Figura se presenta la secuencia de los procesos realizados para el trabajo experimental.

Figura 6. Diagrama de la metodología experimental.



4.2. IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE LA FORMACIÓN GEOLÓGICA

Para la realización de este proyecto se emplearon muestras (plugs) del afloramiento la formación (Fm.) mugrosa. Antes de ser seleccionado el afloramiento se hizo un reconocimiento general del campo, identificación de la unidad litoestratigráfica, integrando y analizando la geología subregional del Valle Magdalena Medio (VMM) y retomando el conocimiento geológico en trabajos previos, así como la revisión de tesis y publicaciones geológicas de la UIS.

Posteriormente se realizó el primer reconocimiento de campo, que tenía como prioridad identificar regionalmente a la Formación Mugrosa por sus características geológicas generales y considerando la bibliografía anterior. Así, se ubicó y se visitó el punto con coordenadas por medio de sistema GPS sobre la vía Panamericana, entre campo 23 y la Lizama.

De esta forma, finalmente se seleccionó la formación mugrosa, conforme a los propósitos de la tesis. Adicionalmente que mostrara una secuencia litológica de buena exposición, amplia y representativa en el subsuelo; es decir, que no fuesen solo unas simples capas de areniscas con capas de lutitas las que afloraran, sino toda una secuencia estratigráfica de espesor aceptable, además se considera una permeabilidad muy buena, por consiguiente se hizo un muestreo en diferentes puntos del afloramiento de la Formación Mugrosa de la vereda Oponcito (municipio de Barrancabermeja).

Estación 1:

Formación: Mugrosa (PUNTO 1)

Ubicación: Sobre la vía Panamericana (Ruta 66), frente al cruce de la vía que va hacia Yarima, sector conocido como Oponcito sus coordenadas geográficas son longitud (W) 6,884219716, latitud (N) -73,75297763.

Descripción: Se observan intercalaciones de areniscas impregnadas de hidrocarburos, de colores grises oscuros. Hacia el tope del afloramiento se encuentran capas arenosas con variaciones de tamaño de grano fino a medio; sin embargo, no presenta cambios en la composición. Las intercalaciones de material más finas son lodolitas. Sus coordenadas estructurales son; dirección N17W y un buzamiento N9W/41E.

Figura 7. Afloramiento de la Fm. Mugrosa punto 1.



Extracción: En este sector se ubica la Fm. Mugrosa donde se observa plenamente la estratigrafía del afloramiento. En este punto como se muestra en la Figura 7, se ubicó una zona de fácil acceso y se procedió a acceder un bloque representativo del afloramiento de forma manual con cincel y martillo de geólogo (Ver Figura 8), de tal forma de no inducir microfisuras ni afectar la muestra. Este bloque fue conservado y trasladado al área de extracción del laboratorio de petrofísica de la UIS sede Guatiguará.

Figura 8. Extracción de los bloques del afloramiento punto 1.



Estación 2:

Formación: Mugrosa (PUNTO 2)

Ubicación: Sobre la vía Panamericana (Ruta 66) la cual conduce del Caserío La Fortuna al Municipio de Puerto Berrio, cercano al Río el Oponcito y a la entrada al campo 23. A 1 km aproximadamente de la estación anterior, en sentido norte sur sus coordenadas geográficas son longitud (W) 6,8724665, latitud (N) -73,7555189.

Descripción: Se observan intercalaciones de arenisca de grano fino, que decrecen en espesor hacia el tope, con acuñamientos, y lodolitas violáceas dominantes de la parte baja de la Fm. Mugrosa, Figura 9.

Figura 9. Afloramiento formación mugrosa punto 2.



Extracción: Aproximadamente un kilómetro más adelante del punto 1, se ubica otro punto de fácil acceso. La técnica de la extracción es semejante a la anterior, se escoge un bloque donde se evite el rompimiento de la roca para no causar microfisuras que puedan llevar a cometer errores en determinación de las propiedades petrofísicas. De igual manera se conserva y se traslada al área de extracción del laboratorio de petrofísica de la UIS sede Guatiguará, Figura 10.

Figura 10. Extracción bloque del afloramiento punto 2.



4.3. PREPARACIÓN DE MUESTRAS

Las rocas de los afloramientos tenían que pasar por un proceso de preparación de muestras ya que los dispositivos que permiten la determinación de porosidad y permeabilidad dependen de que las superficies estén lo más regular posible y que tengan un diámetro promedio de 1.5”, es decir, que mantenga la cilindridad en toda la superficie y sus planos sean paralelos entre sí, para que la mangas tengan un ajuste efectivo. Con base en lo anterior se debe ejecutar cada paso descrito en los instructivos del Laboratorio de Análisis petrofísicos, los cuales están alineados a la norma API RP 40, se rigen bajo las normas de calidad establecidas por el laboratorio y exigen el uso correcto de los elementos de protección personal.

4.3.1. Corte de plugs. El equipo utilizado para esta procedimiento fue un taladro con broca de diamante la cual se encuentra en laboratorio (Ver Figura 11), útil para el corte cilíndrico de bloques de roca procedentes de afloramiento o corazones de pozo, el protocolo consistió en:

1. Seleccionar el diámetro de la broca y ajustarla al taladro.
2. Conectar el circuito de fluido de perforación (agua o aceite).
3. Ajustar el bloque sobre la mesa del taladro.
4. Acomodar el nivel de la mesa de taladro según el alto de la roca y largo de la broca.
5. Encender el equipo de taladro JET.
6. Configurar las velocidades de rotación (rpm) de acuerdo con la litología de la roca.
7. Adaptar el peso de la broca, manual o automático. Por recomendaciones de los operarios, las condiciones de seguridad se optimizan en el modo manual.

Figura 11. Extracción de los plugs.



4.3.2. Perfilaje Lateral De Plugs. Debido a que las muestras una vez cortadas en el taladro presentaron irregularidades en sus bordes laterales, estas fueron pasadas por una cortadora como se observa en la Figura 12, para poder perfeccionar estas secciones de las rocas y darle la geometría básica de cilindro, el procedimiento consistió en:

1. Medir y marcar la longitud de la muestra.
2. Ajustar la muestra en la prensa de la cortadora.
3. Acomodar el disco cortador en la señal a cortar de la muestra.
4. Encender el equipo cortador.
5. Avanzar el corte de acuerdo la litología de la roca
6. Repetir paso 3 y 5 para el otro borde lateral de la muestra.

Figura 12. Corte de las muestras.



4.3.3. Muestras terminadas. Se extrajeron 4 muestras (plugs) del punto 1 de la Formación Mugrosa y 3 del punto 2, fueron marcadas (Ver Figura 13) debidamente con tinta china y se midieron sus respectivos diámetros y longitudes, Ver Tabla 6.

Tabla 6. Relación de Muestras terminadas.

MUESTRA	IDENTIFICACIÓN	PROFUNDIDAD	DIÁMETRO	LONGITUD
1	FM1-4	AFLORAMIENTO	3.8	4.97
2	FM2-4		3.78	4.81
3	FM3-4		3.77	4.51
4	FM4-4		3.77	5.22
5	FMP-1-3		3.86	4.4
6	FMP-2-3		3.85	4.51
7	FMP-3-3		3.85	5.24

Figura 13. Muestras terminadas en sus respectivas taras e identificadas.



4.4. SELECCIÓN DE LA MUESTRA

Antes de la realización de las pruebas, un número suficiente de duplicados deben ser seleccionados, de tal manera que el número de ensayos sea de la misma roca, por esta razón se tenían varias muestras de los mismos puntos para obtener una repetitividad en las pruebas y por ende comparar los resultados. Los criterios más importantes en la escogencia de nuestra investigación son: las muestras no deben presentar fisuras o fracturas, ser de forma regular cilíndrica y tener una relación longitud/diámetro ≥ 1 , además que la permeabilidad estuviera dentro de un rango mayor a 100 mD.

4.5. ANÁLISIS CONVENCIONAL

Este análisis consistió en determinar los parámetros básicos relacionados con las características de las rocas y fluidos de los yacimientos. Para tal fin se utilizaron equipos que miden dichos parámetros con un fluido de baja viscosidad utilizando gas nitrógeno (N₂) o helio (He) y así seleccionar las muestras más adecuadas para evaluar los fluidos “Drill-in”.

Las pruebas se realizaron en un porosímetro de helio marca Core pet y un permeámetro al aire marca Core pet semiautomatizado.

Estas pruebas se le realizaron a 7 plugs con diámetros entre 1” – 1.5”, se determina la porosidad y permeabilidad, Ver Tabla 7 y Tabla 8.

Tabla 7. Resultados de porosidades.

MUESTRA	IDENTIFICACIÓN	PROFUNDIDAD	POROSIDAD (%)
1	FM1-4	AFLORAMIENTO	21.49
2	FM2-4		21.23
3	FM3-4		24.29
4	FM4-4		22.49
5	FMP-1-3		21.56
6	FMP-2-3		21.54
7	FMP-3-3		22.68

Tabla 8. Resultados de la permeabilidad.

MUESTRA	IDENTIFICACIÓN	PROFUNDIDAD	PERMEABILIDAD (mD) @ 800PSI
1	FM1-4	AFLORAMIENTO	109.18
2	FM2-4		100.8
3	FM3-4		168.05
4	FM4-4		181.12
5	FMP-1-3		40.05
6	FMP-2-3		41.41
7	FMP-3-3		36.35

Según el criterio de selección establecido en el literal 4.4, en la selección de las mejores muestras a utilizar en las pruebas, se descartaron las siguientes: **FMP-1-3, FMP-2-3, FMP-3-3.**

4.5.1. Preparación de fluidos para pruebas de daño de formación.

4.5.1.1. Agua de formación. El agua de formación a utilizarse puede ser:

- **Agua de formación extraída del pozo.**

La misma que debe de ser adecuadamente filtrada a 0.45 micrones, con el fin de minimizar la presencia de materiales finos que pueden afectar el normal desarrollo de la prueba.

- **Salmuera de cloruro de sodio (NaCl).**

Preparar una salmuera de cloruro de sodio idéntica al agua de formación del yacimiento, se utiliza esta salmuera debido a que es poco reactivo con las arcillas presente en las muestras de ensayo.

Para este proyecto se prepararon 15 litros de salmuera sintética con una salinidad de 12000 ppm de NaCl simulando el agua de formación del campo colorado, esta salmuera fue utilizada como equivalente al agua de formación para la saturación de los plugs, proceso llevado a cabo durante 3 días y para emplearlas en las pruebas de desplazamiento.

Con el fin de determinar el volumen poroso por saturación de la muestra se determinó la densidad de la salmuera (Ver Tabla 10), mediante la diferencia de la muestra saturada y la muestra limpia y seca, dividiendo el resultado en la densidad del líquido por medio del picnómetro. En la tabla 9 se relacionan los valores obtenidos de los volúmenes porosos de las muestras utilizadas.

Tabla 9. Relación de los datos obtenidos de los Volúmenes porosos.

MUESTRA	IDENTIFICACIÓN	Vp. BOYLE	Vp SATURACIÓN
1	FM1-4	12.11	9.34
2	FM2-4	11.45	11.48
3	FM3-4	12.22	7.29
4	FM4-4	13.11	8.95

Tabla 10. Propiedades de la salmuera.

SALMUERA NaCl @ 12000 PPM	
Densidad (gr/cm ³)	1.006
Viscosidad (cP) @ 143°F	0.554

4.5.1.2. Crudo. Este aceite fue utilizado para determinar las permeabilidades efectivas al aceite antes y después del daño por el lodo de perforación.

Es usual trabajar con crudo muerto, pero puesto que este puede contener cierta cantidad de agua de formación, ésta debe ser removida por decantación, posteriormente el crudo debe ser filtrado a 0.45 micrones con papel filtro debido a que puede contener sólidos los cuales me pueden ocasionar taponamiento de los poros presentes en la muestra.

En la Tabla 11, se relacionan las propiedades del crudo que se utilizó del campo colorado tanque con las siguientes características:

Tabla 11. Propiedades del crudo.

CRUDO COLORADO TANQUE	
Viscosidad (cP) @ 200 RPM	2.89
Gravedad API	35.6
Gravedad Específica	0.846

4.5.2. Fluidos de perforación. Los fluidos de perforación a ser usados para la prueba de retorno de permeabilidad deben ser representativos como sea posible. En el caso de lodos preparados en el laboratorio, estos deben contener todos los componentes de la formulación propuesta incluyendo los agentes densificantes los cuales deben ser mezclados de acuerdo a los procedimientos establecidos para la realización del fluido.

Para simular las condiciones de pozo el fluido de perforación debe ser inyectado sobre la cara de la muestra al pozo. El fluido de perforación debe ser aplicado a la cara de la muestra a la presión de sobre balance que en el yacimiento y debe ser circulado dinámicamente sobre la cara de la muestra de ensayo por veinticuatro (24) horas.

Durante la circulación del fluido de perforación, la cantidad de invasión del fluido en la muestra de ensayo debe ser monitoreada en el extremo correspondiente al de la formación. El volumen de invasión como función del tiempo debe ser registrado para permitir la formación del revoque, y la efectividad del revoque para prevenir la invasión del filtrado en la muestra de ensayo.

Durante la colocación estática la presión del lodo debe ser mantenida sin flujo sobre la cara de la muestra.

4.5.2.1. Preparación del fluido de perforación. En el laboratorio de daños a la formación se procedió a preparar las formulaciones propuestas por la empresa GOS de Colombia, mediante el uso de un agitador Hamilton Beach (Ver Figura 14), para la mezcla de sus productos en el orden correspondiente y el tiempo de agitación establecido por la empresa. La adición se hizo con cuidado y lentamente, ya que algunos productos tienden a formar grumos imposibles de disolver, en el caso de los fluidos de emulsión directa adicionalmente se utilizó un regulador de velocidad con el fin de disminuir la rpm para no ocasionar espuma debido a que en su mayor componente es diésel.

Figura 14. Agitador Hamilton Beach.



Una vez finalizó la preparación del fluido (Ver Figura 15) se comprobó el pH a los fluidos para constatar que se encontraran dentro de los niveles requeridos, es decir en los rangos menores o iguales a 9, en algunos casos hubo la necesidad de agregar soda caustica para llegar al valor establecido, una vez terminados, se envasaron en los cilindros correspondientes del equipo de desplazamiento, para ser inyectados.

Figura 15. Preparación del Fluido Drill-in Base Aceite Emulsionado.



- **Equipos para la medición de las propiedades físicas de los fluidos.**

✓ **Reología.**

Se empleó un Viscosímetro Ofite modelo 800 (Ver Figura 16) para determinar la viscosidad del fluido, el cual funciona a una temperatura de 120 °F y presión atmosférica. La viscosidad determina viscosidad aparente, plástica y punto de cedencia se determina mediante el uso del viscosímetro. Los cálculos son los siguientes:

$$\text{Viscosidad aparente: } Va = \frac{\theta 600}{2}$$

$$\text{Viscosidad plástica: } Vp = \theta 600 - \theta 300$$

$$\text{Punto cedente: } Yp = \theta 300 - Vp$$

Los valores de $\theta 600$ y $\theta 300$ se obtienen de las lecturas realizadas en el viscosímetro Ofite 800.

Figura 16. Viscosímetro Ofite Modelo 800



✓ **Densidad.**

Se utilizó una balanza de lodo Ofite (Ver Figura 17), para determinar el peso por unidad de volumen del fluido de perforación, la densidad se registró para contener suficiente presión hidrostática y así controlar la presión de formación evitando la pega de tubería o posible colapso del pozo.

Figura 17. Balanza de lodo Ofite.



✓ **Filtrado API.**

Es la pérdida de volumen de fase continua medida en centímetros cúbicos luego de 30 minutos a una presión de 100 psi. Se utilizó una filtro prensa Ofite (Ver Figura 18) en este equipo se realizaron las diferentes mediciones para las formulaciones usadas en este proyecto. El procedimiento consistió en: presurizar una muestra de lodo en contacto con un filtro que represente las características de la pared de un pozo, se mide la cantidad de filtrado obtenido y se observa que es dependiente de las características del fluido, como contenido de sólidos y floculación del lodo. El conocimiento del volumen del filtrado permite estimar pérdidas y seleccionar un plan para mejorar las propiedades del fluido durante la perforación.

Figura 18. Filtro prensa Ofite.



✓ **Formulación 1 y 2.**

La formulación 2 se describe en la Tabla 12, y la formulación 1 es similar pero no contiene el producto carbonato de Calcio (CaCO_3) Malla 325 y 200.

Tabla 12. Formulación del fluido “Drill-in” base agua.

FLUIDO “DRILL-IN” BASE AGUA CON CaCO_3		
PRODUCTO		FUNCION PRIMARIA
AGUA		Fase continua
BENTONITA		Densificante
ALMIDON		Reductores de filtrado
CMC		Reductores de filtrado
GOS XIDE (Biocida)		Inhibidor de Bacterias
XCD		Mejorar la Reología.
PAC-LV		Controlador de filtrado
CARBONATO DE CALCIO	Malla 325	Agente puenteante y densificante
	Malla 200	
SODA CAUSTICA (NaOH)		Alcalinizante, control de pH
AMINE M		Inhibidor de arcilla y lutitas base aminas o sales de potasio
LUBRICANTE INHIBIDOR		Inhibidor de arcilla

✓ **Formulación 3 y 4 (Ver Figura 19).**

La formulación 4 se describe en la Tabla 13, a diferencia de la formulación 3 que no contiene producto Carbonato de Calcio (CaCO_3) de malla 325 y 200.

Tabla 13. Formulación del fluido Drill-in Base aceite con CaCO_3

FLUIDO “DRILL-IN” BASE ACEITE CON CaCO_3 (EMULSIÓN DIRECTA 70/30)		
PRODUCTO		FUNCION PRIMARIA
AGUA		Fase continua
ACEITE(DIESEL)		Fase dispersa
STABLE FRX(Mezcla de Polímeros Naturales)		Reductor de filtrado
STABLE VIS(goma xantica)		Mejorar reología.
STABLE INHIBIT (Mezcla de Sales inhibitorias)		Inhibidor de arcillas y lutitas
STABLE XIDE(Biocida)		Inhibidor de bacterias
STABLE MUL (Mezcla Propia)		Emulsificante, mezcla de surfactantes
CARBONATO DE CALCIO(CaCO_3)	325	Densificante y agente puenteante
	200	
SODA CAUSTICA (NaOH)		Alcalinizante, control de pH

Figura 19. Lodos formulados 3 y 4



Se usa el Carbonato de calcio (CaCO_3) como agente puenteante del lodo de perforación de acuerdo a la formulación establecida. Este sistema utiliza carbonatos de calcio para sellar las formaciones permeables en las arenas productoras, especialmente en pozos altamente inclinados y horizontales, estabiliza y evita el hinchamiento de las arcillas presentes en las arenas y permite la compatibilidad con los fluidos de yacimiento¹³.

4.5.3. Equipo de desplazamiento. El equipo “Liquid Flood System” de marca CORE PET (Ver Figura 20), está diseñado para realizar pruebas de desplazamiento donde se evalúa la interacción roca-fluido con muestras de ensayo (plugs) donde se simula las condiciones reales de pozo.

Las pruebas que pueden ser llevadas a cabo son:

- Saturación inicial de agua.
- Inyección de fluidos de prueba.
- Simulación de daño de formación.
- Medida de permeabilidad al líquido, tanto la permeabilidad inicial como la de retorno.

¹³Indagado de : <http://www.gos-inc.net/es/sistemas/drill-in>

Figura 20. Equipo de desplazamiento Core Pet



Un porta núcleo está provisto como parte del sistema, permite que fluidos de perforación, completamiento, petróleo, etc. presentes en las bombas sean inyectados a un flujo adecuado por la cara del núcleo (simulando flujo a través del pozo, por medio de la cara de la formación), teniendo en cuenta que el equipo representa las condiciones de pozo está diseñado para soportar 5000 psig de presión fluyente, alcanzar 10000 psig de presión de confinamiento, y una temperatura de 482°F (250°C) que es la temperatura máxima que soporta el porta núcleo; en el control de las presiones es necesario usar transductores de presión individual en la entrada y salida de la muestra de ensayo, de igual manera la caída de presión (ΔP) generada en el núcleo es medido con un transductor de presión diferencial, se hace el monitoreo de las presiones para poder medir el daño causado por los fluidos inyectados, en el desarrollo de las pruebas se adquieren los datos a través del el software que es utilizado para el monitoreo y control de muchas funciones como el control de las válvulas, las bombas etc.

- **Descripción**

El equipo “Liquid Flood System” dispone de varios componentes entre los principales tenemos:

- ✓ **Bombas de desplazamiento**

Dos bombas de desplazamiento marca Vinci Technologies. Este tiene un rango de Tasa de flujo ajustable de 0 a 100 ml/min y un rango máximo de presión de 5000 psig, la bomba puede ser controlada manualmente o remotamente a través del software.

✓ **Bomba de confinamiento**

La bomba para la presión de confinamiento es un modelo ENERPAC capaz de suministrar una máxima presión de 10000 psi.

✓ **Back pressure**

Esta parte o sección emula la presión de poro del sistema y está ubicada a la salida del horno conecta por líneas a un cilindro de aire o una bomba manual marca ENERPAC el cual es el responsable de la generación de presión.

✓ **Horno**

Las pruebas pueden ser conducidas a temperaturas representativas del yacimiento. Se debe tener especial cuidado en no calentar el horno sobre los 482 °F, que es la máxima temperatura de operación del horno.

✓ **Transductores de presión (Smar)**

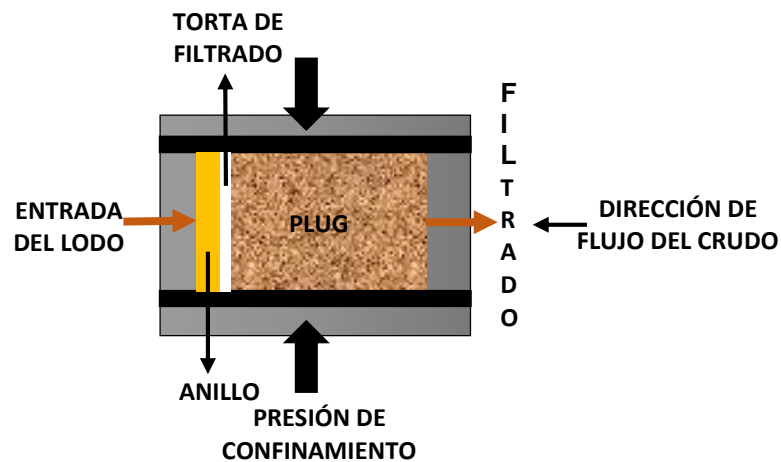
Los transductores de presión son dispositivos utilizados para medir la presión diferencial del sistema, originado por el flujo de fluidos.

Los valores de presión son visualizados en el sistema a través del panel de control, y en la pantalla del computador por medio del software de control y adquisición de datos.

✓ **Porta núcleos(Core holder)**

Los porta núcleos son de tipo biaxial, haciendo referencia a la presión de confinamiento tanto axial y radial (Ver figura 21), este es comúnmente conocido como un porta núcleo "Hidrostático", la misma presión de confinamiento es aplicado a lo largo de la longitud de la muestra radialmente, así como también la distribución axial del pistón.

Figura 21. Diseño del Core Holder para un sistema de desplazamiento de fluidos de perforación.



Una de las características de estos porta núcleos es la distribución de la manga de caucho capaz de estabilizar la muestra y aislarla del fluido que transmite la presión de confinamiento, esta característica asegura un contacto sólido entre la distribución de la manga y la muestra de ensayo, núcleos de longitudes variables pueden ser acomodados en el interior del porta núcleo (rango de longitud de 1.5") Todas las líneas de flujo y los volúmenes internos son mantenidos a un mínimo de tal manera que se pueda determinar el flujo exacto.

4.5.4. Parámetros de ensayo.

4.5.4.1. Presión.

- **Presión del Reservorio.**

Es la presión que ejercen los fluidos que están en contacto entre sí. Por lo general se entiende como presión del reservorio, que es la presión original es decir la presión que existía antes que la producción perturbase el equilibrio.

- **Contrapresión (BackPressure).**

Es la presión ejercida sobre los fluidos de producción, es decir la resistencia a la presión de flujo.

- **Presión Diferencial.**

Diferencia de presión que existe en un punto del pozo entre la presión hidrostática del lodo y la presión de formación

- **Presión de confinamiento (Overburden Pressure).**

Presión que ejercen sobre una formación las rocas que están sobre ella.

La presión de carga que ejerce una columna sobre una roca promedio es de alrededor de una libra por pulgada cuadrada por cada pie de altura.

4.5.4.2. Temperatura¹⁴. La temperatura subterránea suele aumentar con la profundidad, y el ritmo de aumento es el gradiente geotérmico.

El gradiente es aproximadamente constante por debajo de la zona superficial (entre 15 y 120 metros), en la que la temperatura se ve afectada por los cambios de las temperaturas atmosféricas y por la circulación del agua freática. En tanto el gradiente de temperatura es por lo general constante dentro de cualquier pozo, puede variar mucho de región en región, incluso dentro de la misma secuencia estratigráfica de rocas. A diferencia de las presiones del reservorio, que suelen declinar a medida que se extrae petróleo y gas, las temperaturas del reservorio se mantienen constantes.

4.5.4.3. Tasa de flujo. Cuando la velocidad crítica no sea conocida la tasa de flujo debe ser tan baja posible y suficiente para generar una caída de presión medible.

Cuando la velocidad crítica sea conocida para el material de prueba, entonces la tasa de flujo debe ser menor o igual al 50 % de la tasa crítica. Se debe tener atención particular en anomalías que pueden ser causadas por movilización de material fino dentro de la muestra de prueba. El flujo debe ser mantenido hasta que la caída de presión ha estabilizado y no varía por más de un 5 % para un mínimo de 10 volúmenes porosos.

Si la velocidad del flujo es baja, las partículas finas dispersas pueden ordenarse gradualmente para realizar su recorrido en la formación a través de los poros. En cambio, a velocidades altas, no existe una distribución adecuada de las partículas,

¹⁴ Indagado de: TOASA S. Víctor. "Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio" Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 156.

lo que hace que interfieran unas con otras y se acumulen en los cuellos de los poros, ocasionando obstrucción parcial o definitiva.

4.5.5. Procedimiento de ensayo “Prueba de Retorno de Permeabilidad.” Esta prueba se usa para medir el efecto de un fluido de prueba (lodo, filtrado de lodo, o salmuera) sobre la permeabilidad de una formación productora. Se utiliza un núcleo de muestra de la formación productora o sintético (Berea). Después de medida la permeabilidad efectiva (K_{eff}), el corazón es expuesto al fluido de prueba.

La permeabilidad se mide nuevamente (K_{ret}) después de su exposición al fluido de prueba, calculándose el porcentaje de retorno ($K_{ret}/ K_{eff} \times 100$). Un 100% de retorno indica que no hay daño a la formación. Este procedimiento se puede observar en el Anexo A.

En la Tabla 14, se muestran las condiciones iniciales de operación para las pruebas de desplazamiento.

Tabla 14. Condiciones iniciales de operación de las pruebas de desplazamiento

CONDICIONES INICIALES PARA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTOS	
Presión de Confinamiento	800 psi
Presión de Poro (Contrapresión)	100 psi
Temperatura	143.6 °F
Tasa de flujo	2 cm³/min
Volúmenes Porosos	10 (ΔP estable)

Observación, En los ensayos en el equipo de desplazamiento, se empleó un anillo (Ver Figura 22) dentro de la manga para formar la torta del filtrado (Mudcake) y asegurar que el lodo no se desviara por los alrededores del plug. Antes de iniciar los ensayos se hizo un primer desplazamiento de prueba para comprobar que las condiciones propuestas inicialmente fueran las adecuadas.

Con esta prueba preliminar se evidenció una obstrucción en las líneas que transportaban el fluido a el Backpressure ya que se observó un incremento significativo en las presiones del sistema, por tanto se decide no aplicar contrapresión y recolectar el fluido directamente a la salida del Core Holder.

Figura 22. Anillo utilizado para las pruebas de desplazamiento.



5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

Para reproducir los fenómenos que ocurren a nivel de pozo, se realiza pruebas de laboratorio utilizando núcleos y fluidos de los yacimientos del campo en estudio o evaluaciones pertinentes que se requieran duplicar. En esta investigación se evaluó el efecto que tiene el carbonato de calcio (CaCO_3), como agente puenteante, sobre las propiedades del lodo o fluidos “Drill-in”, tales como la reología, el filtrado, la densidad entre otras. Las formulaciones fueron suministradas por la empresa GOS Colombia con el fin de determinar la existencia del daño comparando los resultados de los tres fluidos en estudio.

Para evaluar el carbonato de calcio (CaCO_3) y su comportamiento en los fluidos de perforación, se realizó una serie de procedimientos en el laboratorio explicado en el capítulo anterior y sus resultados preliminares.

5.1. PRUEBAS FÍSICAS PARA LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

A continuación se muestran en la Tabla 15, los valores de viscosidad medidos en un Viscosímetro Ofite a una temperatura de 120°F . Las mediciones se realizaron a $\theta 600$, $\theta 300$, $\theta 200$, $\theta 100$, $\theta 6$, $\theta 3$. Los valores de fuerza de gel medida en 10 seg, 10 min y 30 min, en la Tabla 16. La viscosidad plástica, punto cedente (Yield Point) y los resultados de los volúmenes de filtrado en la filtro prensa API se presentan en la en la Tabla 17, además los valores de densidad se encuentran en la Tabla 18.

Las pruebas reológicas se realizaron para los 4 fluidos en estudio:

Tabla 15. Resultados Obtenidos del Viscosímetro Ofite

FLUIDO	TEMP. ($^\circ\text{F}$)	RPM					
		600	300	200	100	6	3
“DRILL-IN” BASE AGUA	120	27	18	14	9	6	3
“DRILL-IN” BASE AGUA CON CaCO_3		39	26	22	16	6	5
“DRILL-IN” BASE ACEITE SIN CaCO_3 (EMULSIÓN DIRECTA)		131	92	74	62	16	12
“DRILL-IN” BASE ACEITE CON CaCO_3 (EMULSIÓN DIRECTA)		148	104	86	60	20	17

Tabla 16. Resultados de la Resistencia de gel.

FLUIDO	TEMP. (°F)	GEL 10 SEG	GEL 10 MIN	GEL 30 MIN
“DRILL-IN” BASE AGUA	120	3	4	4
“DRILL-IN” BASE AGUA CON CaCO ₃		4	6	9
“DRILL-IN” BASE ACEITE SIN CaCO ₃ (EMULSION DIRECTA)		12	13	13
“DRILL-IN” BASE ACEITE CON CaCO ₃ (EMULSIÓN DIRECTA)		15	16	16

Tabla 17. Resultados de las viscosidades, punto cedente y filtrado API.

FLUIDO	TEMP. (°F)	Vp (cP)	Va (cP)	YP (Lb/100ft)	Filtrado API (ml)
“DRILL-IN” BASE AGUA	120	9	13.5	9	40
“DRILL-IN” BASE AGUA CON CaCO ₃		13	19.5	13	8
“DRILL-IN” BASE ACEITE (EMULSIÓN DIRECTA)		39	65.5	53	12.9
“DRILL-IN” BASE ACEITE CON CaCO ₃ (EMULSIÓN DIRECTA)		44	74	60	6.4

Tabla 18. Resultados de pH y Densidad de los fluidos.

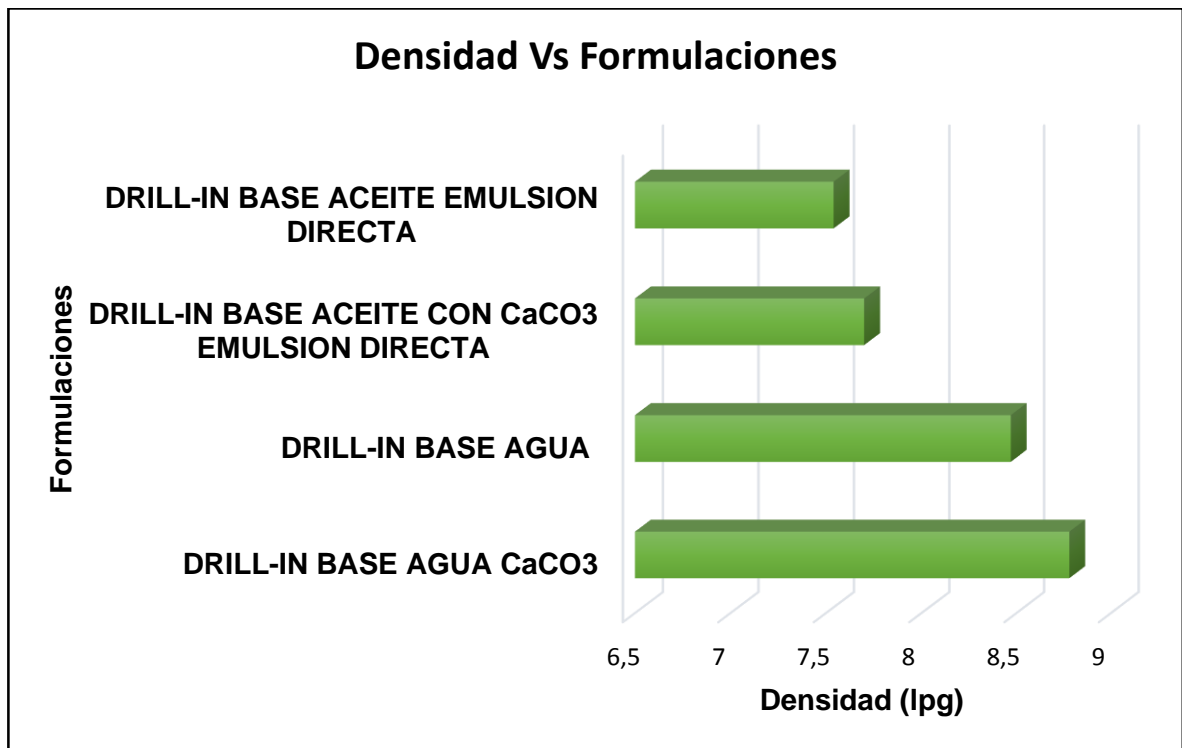
FLUIDO	pH	ρ (lpg)
“DRILL-IN” BASE AGUA	≤9	8.47
“DRILL-IN” BASE AGUA CON CaCO ₃	≤9	8.78
“DRILL-IN” BASE ACEITE (EMULSIÓN DIRECTA)	≤9	7.54
“DRILL-IN” BASE ACEITE CON CaCO ₃ (EMULSIÓN DIRECTA)	≤9	7.7

5.2. EVALUACIÓN DE FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS “DRILL-IN” BASADA EN PROPIEDADES FÍSICAS.

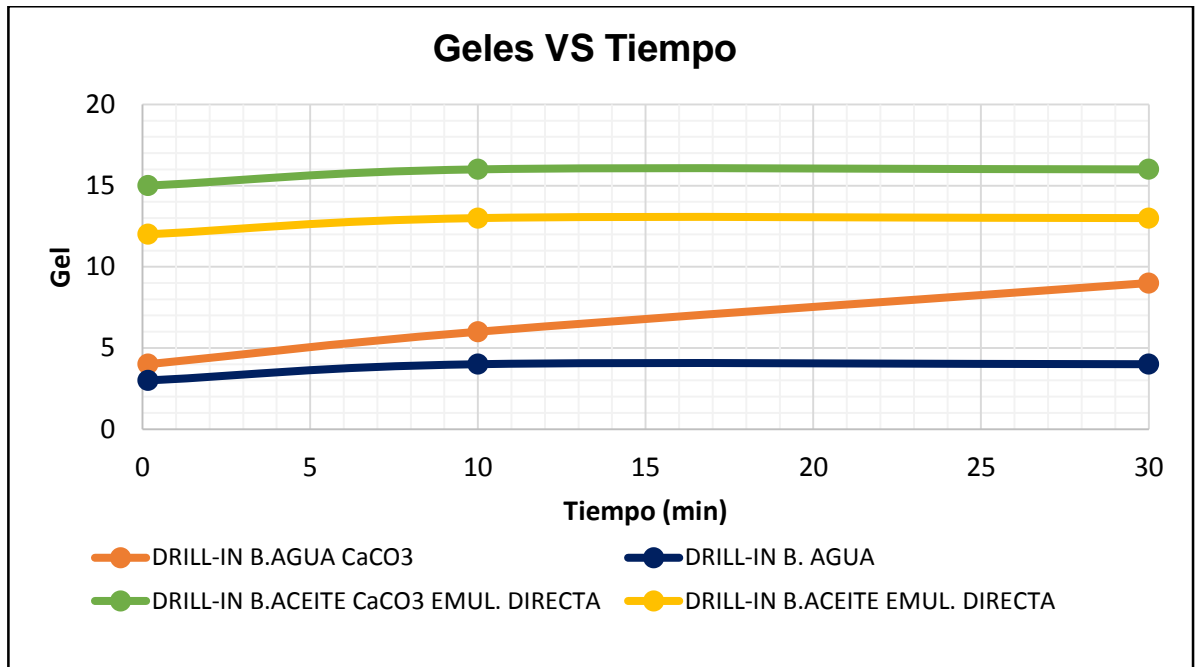
En lodos base agua se debe densificar el lodo para mantener el equilibrio del pozo y también formar una revoque adecuado para estabilizar paredes del hoyo y minimizar posibles pérdidas de filtrado superficiales y pegas de tubería por diferencial de presión durante la perforación.

Al tener estos lodos una densidad bastante alta (Ver Gráfica 1), los cuales son utilizados para perforar zonas en equilibrio. Una desventaja de tener un peso de lodo excesivo es la pérdida de circulación fracturando la formación teniendo pérdida del fluido. Por el contrario los fluidos base aceite que no contienen bentonita, se caracterizan por tener densidades por debajo de un lodo base agua (Ver Gráfica 1). El fluido “Drill-in” base aceite de emulsión directa en su formulación contiene STABLE MUL el cual es un producto que permite que la emulsión directa sea mucho más estable causando menos daño y permitiendo que se puedan utilizar en zonas de bajas presiones sin alterar la formación ni generar más problemas al momento de perforar.

Gráfica 1. Densidad Vs Formulaciones



Gráfica 2. Geles VS Tiempo.



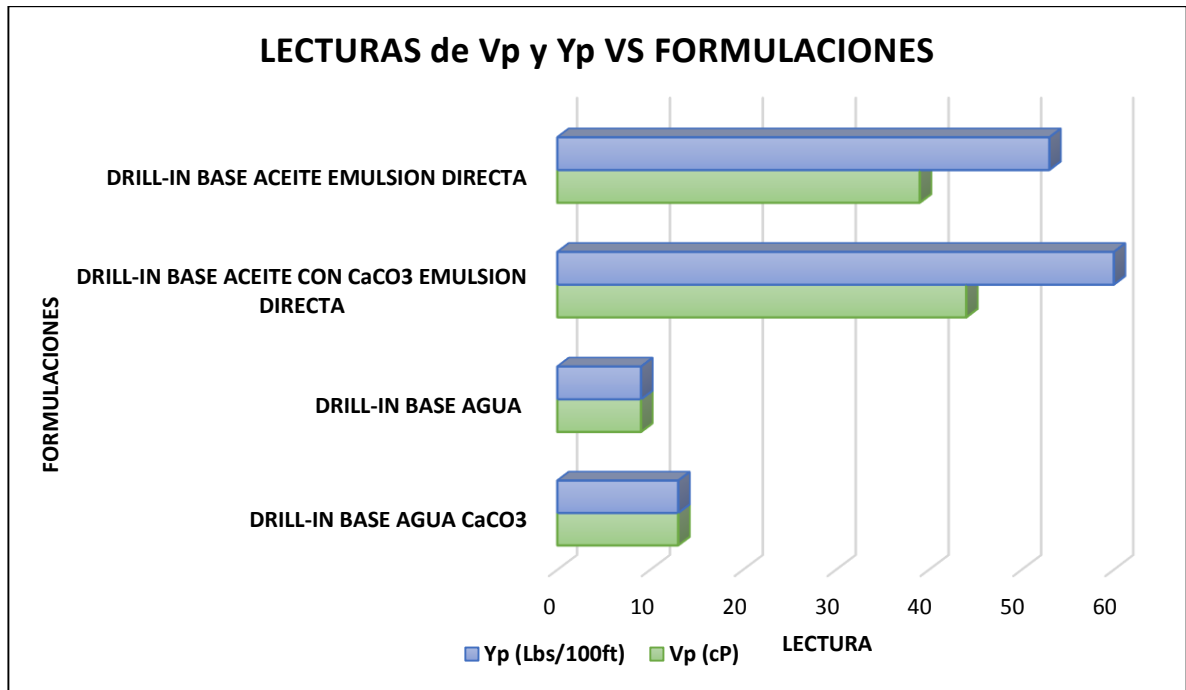
Los valores presentados en la Tabla 16, representan la capacidad de suspensión del fluido de perforación cuando se detienen las operaciones.

En el fluido base agua sin carbonato de calcio los geles son muy bajos causando que los recortes de perforación se precipiten.

En la Gráfica 2, se muestra que el valor para el gel final a los 10 min es mayor que el del gel inicial a los 10 seg, lo cual es manifestación de la dependencia del tiempo de los fluidos tixotrópicos y que no se llegan a valores elevados que podrían presentar un problema en el momento de aplicar el fluido en la perforación de pozos.

Los valores de gel en los lodos con presencia de carbonato de Calcio son mayores que los que no presentan porque la resistencia del gel aumenta con la cantidad de carbonato añadido.

Gráfica 3. Lectura de Vp y Yp VS Formulaciones.



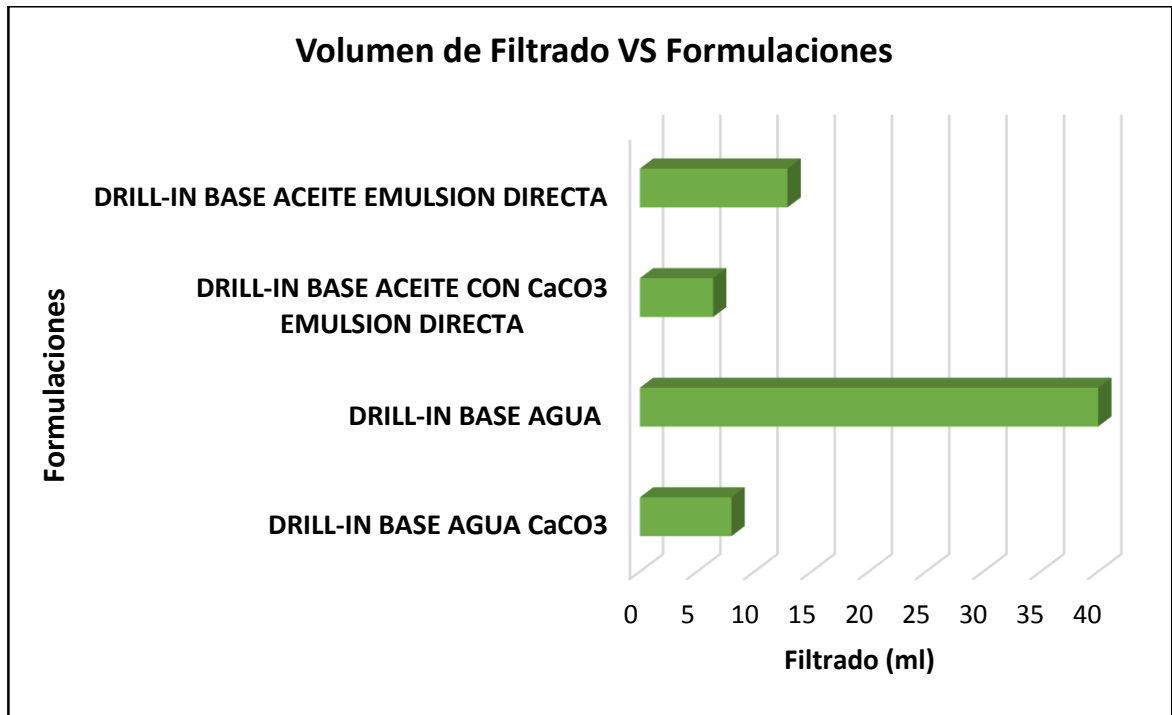
Los fluidos “Drill-in” donde se incorporan sólidos inertes deseados como el carbonato de Calcio presentan mayor viscosidad plástica ya que ésta aumenta con el área superficial de los sólidos recogidos debido a que el área de todos los sólidos debe ser humectada (Ver Gráfica 3). También se observan las propiedades de viscosidad plástica y punto cedente se nota que el punto cedente es mayor que la viscosidad plástica que es típico de fluidos pseudoplásticos.

En los “Drill-in” base aceite de emulsión directa, el punto cedente es más alto que en los base agua, debido a los carbonatos y aceites, esto hace que los lodos mantengan el hoyo limpio. Adicionalmente se observan valores altos de viscosidad porque estos fluidos de baja densidad lo soportan y, a pesar de esta viscosidad elevada permite establecer excelente bombeo. Esta característica es típica de las emulsiones ya que disminuye la frecuencia de colisiones entre los glóbulos dispersos y por ende esta energía favorece la estabilidad de emulsión.

Igualmente en los lodos base aceite de emulsión directa la viscosidad plástica es más alta porque se agrega un emulsificante que aumenta esta propiedad.

Al comparar los valores de viscosidad plástica y punto cedente de los fluidos analizados, se observa que la tendencia entre estas dos barras es la esperada, donde los datos de punto cedente sean ligeramente mayor o igual a la viscosidad plástica.

Gráfica 4. Volumen de Filtrado VS Formulaciones.



Todos los sistemas excepto el base agua sin sólidos deseados (CaCO₃) presentan un filtrado menor a 15 y los que presentan menor filtrado API tienen el carbonato de Calcio (Ver Gráfica 4).

El filtrado debe mantenerse en valores bajos para tener buena estabilidad en el hoyo y evitar daños en la formación, por lo tanto un fluido base agua sin sólidos presenta mucho filtrado y pérdida de él en el agujero.

Los lodos “Drill-in” base aceite de emulsión directa casi siempre crean delgados revoques esto otorga un filtrado más pequeño que un sistema base agua. En la emulsión sin carbonato se da este fenómeno de bajo filtrado porque los aditivos actúan eficazmente al generar la emulsión y la humectación necesaria para controlar el filtrado.

Con base en los resultados obtenidos en las pruebas de filtración API se pudo determinar que para la formulación 1 se obtienen volúmenes mayores de filtrado, que comparado con las otras formulaciones, va a generar mayor daño en la formación. Por este motivo se decidió realizar el estudio de daño empleando las formulaciones 2,3 y 4.

5.3. ANÁLISIS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN CAUSADO POR LAS FORMULACIONES EVALUADAS.

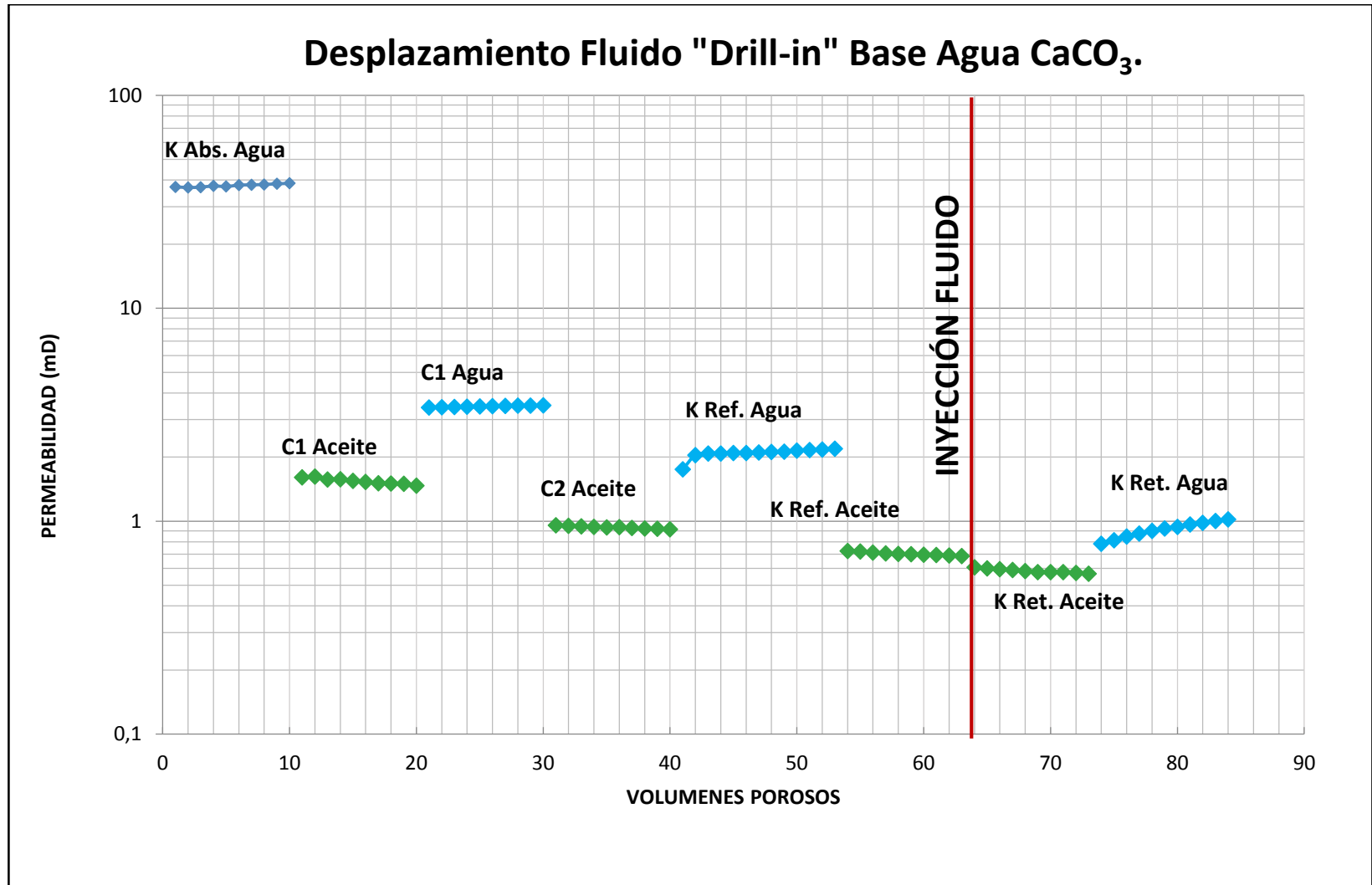
Las muestras empleadas en cada desplazamiento, condiciones de presión y temperatura se describen en la Tabla 19.

Tabla 19. Muestras utilizadas en los desplazamientos.

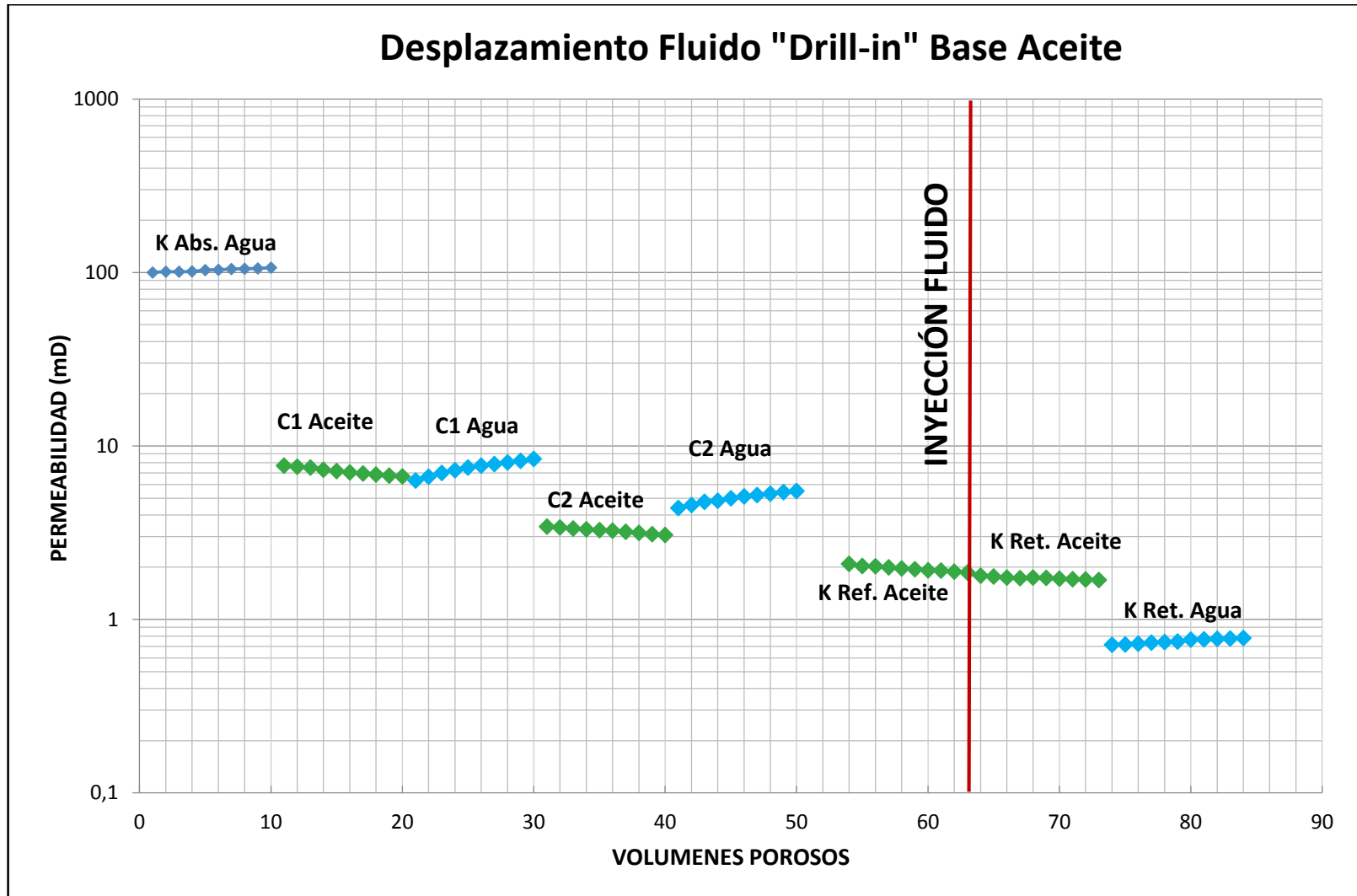
MUESTRA	TEMP.(°F)	CONTRAPRESIÓN (psi)	PRESIÓN DE CONFINAMIENTO (psi)	PRESIÓN DE INYECCIÓN DEL LODO (psi)
FM2-4	143.6	0	800	300
FM3-4				
FM4-4				

Los resultados obtenidos en las pruebas de desplazamiento con el lodo de referencia base agua Con CaCO_3 , "Drill-in" Base Aceite (emulsión directa) y "Drill-in" Base Aceite (Emulsión directa) con CaCO_3 , se describen en las Gráficas 5, 6 y 7. Los valores de retorno de permeabilidad se presentan como gráficos de permeabilidad en función del volumen inyectado de los fluidos.

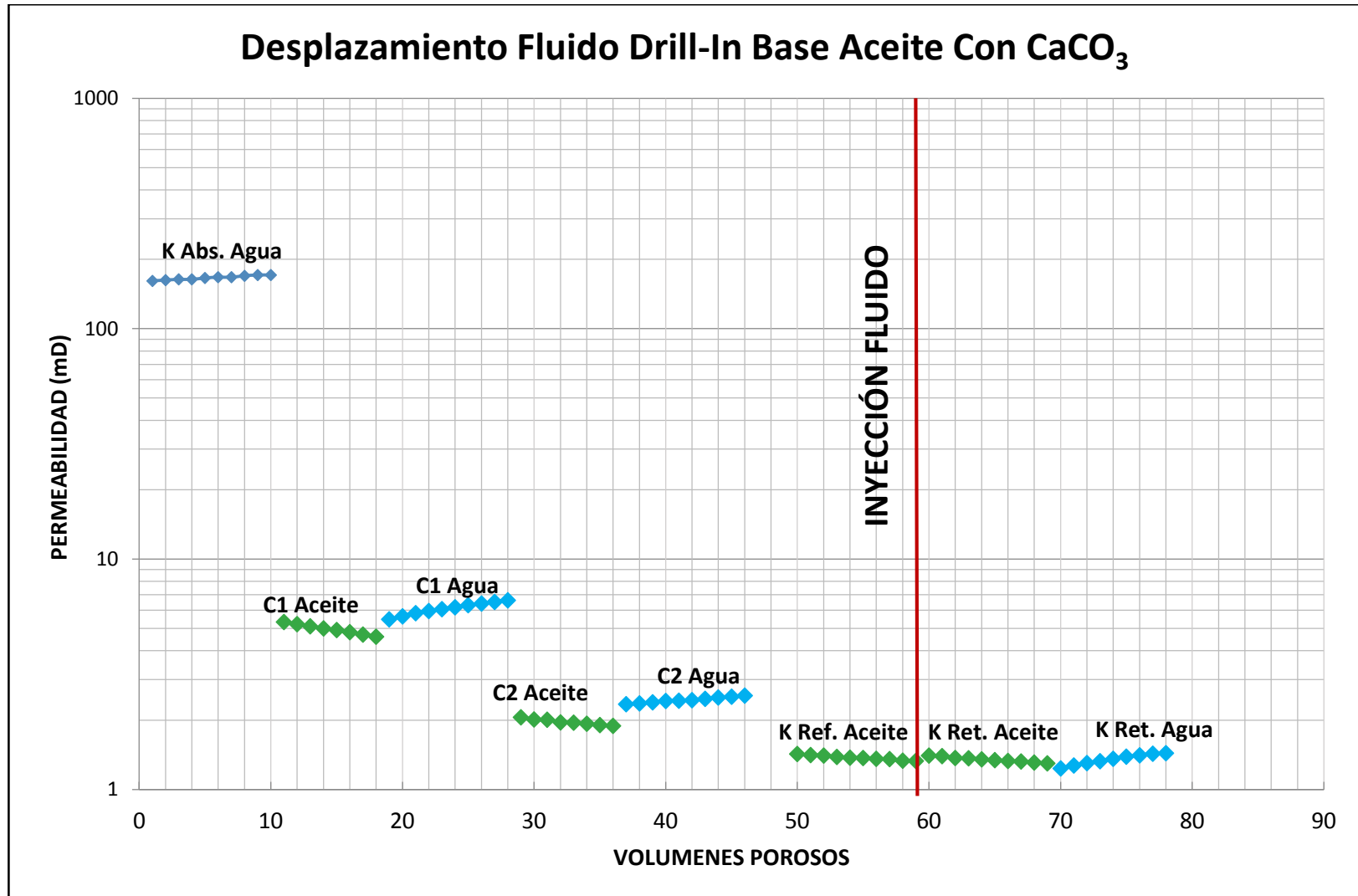
Gráfica 5. Desplazamiento con fluido "Drill-in" Base Agua con CaCO₃



Gráfica 6. Desplazamiento Fluido "Drill-in" Base Aceite de emulsión directa.



Gráfica 7. Desplazamiento Fluido “Drill-in” Base aceite con CaCO₃ de emulsión directa



Durante veinticuatro (24) horas que tardó la inyección del fluido en las pruebas con las formulaciones 2 y 4 que contienen carbonato de calcio se obtuvo un espesor delgado del revoque (Mud cake), por tanto se concluye que el mejor diseño del fluido “Drill-in” es con el puenteo de carbonato de calcio y con el producto propio STABLE MUL, el cuál en estudios realizados por la empresa GOS Colombia es una mezcla de surfactantes con carga aniónica que reafirman la mojabilidad pudiendo romper ciertas emulsiones que se encuentren dentro del plug, otra de las características es su fácil remoción.

El tamaño del carbonato de calcio fue el apropiado obstruyendo parcialmente los poros de la cara del plug disminuyendo el filtrado causado por el fluido.

Se puede constatar en las Gráficas 5, 6 y 7 que las pruebas realizadas a los plugs de la Fm. Mugrosa fueron adecuados, además el espesor del revoque resultó idóneo con un promedio de 1 mm, resultando la prueba exitosa.

La formulación 4 (fluido “Drill-in” base aceite con CaCO_3 de emulsión directa) minimiza el daño de formación ya que después de ser aplicada a la muestra la permeabilidad de retorno solo se reduce un 2% lo que significa que retorna el 98% de la permeabilidad inicial (Ver Tabla 20).

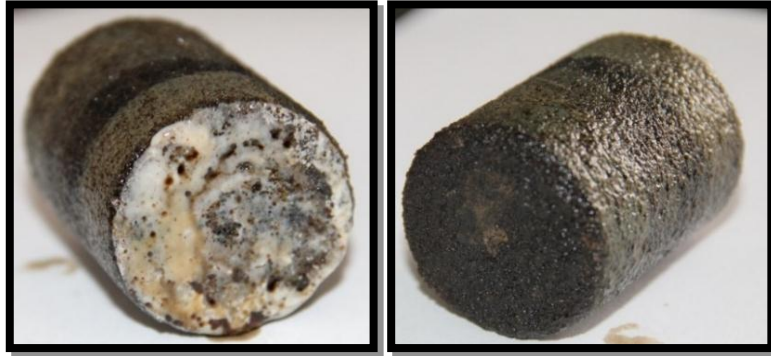
Tabla 20. Permeabilidades antes y después de la inyección del fluido.

PERMEABILIDADES AL ACEITE (mD) Y % DE RETORNO DE PERMEABILIDAD				
Fluido evaluado	Muestra	Keff. antes del daño (mD)	Kret. después del daño (mD)	% Reducción de Permeabilidad
Formulación 2	FM2-4	0.703	0.584	17
Formulación 3	FM4-4	1.965	1.711	13
Formulación 4	FM3-4	1.374	1.348	2

Una vez finalizada la prueba de desplazamiento se procede a desmontar las muestras observando la formación del “cake” sobre la cara de producción.

En la Figura 23, se presenta el aspecto del “cake” formado en la cara del plug FM2-4 terminada la prueba con el fluido “Drill-in” Base Agua con CaCO_3 . En la Figura se evidencia que el lodo atravesó la muestra puesto que se observa la formación de “cake” tanto en la cara del plug como en la cara de producción. El cake restringe el flujo del lodo hacia la formación pero es inevitable la invasión de partículas finas que pueden taponar los poros y reducir la permeabilidad de la formación. Adicionalmente, el filtrado de los fluidos base agua pueden incrementar la saturación de agua irreducible creando un bloqueo por agua lo cual genera una reducción en la permeabilidad al aceite.

Figura 23. Muestra FM2-4 después del desplazamiento



Al evaluar el fluido base aceite de emulsión directa se observó que no hubo formación de “cake” en la muestra (Ver Figura 25). Con base en la apariencia de los efluentes (Ver Figura 24), se evidencia que el fluido fluyo a través del plug. Lo anterior indica que el fluido “Drill-in” base aceite sin carbonato de calcio permite la invasión de sólidos ocasionando así un daño a la formación.

Figura 24. Filtrado del fluido en la inyección.

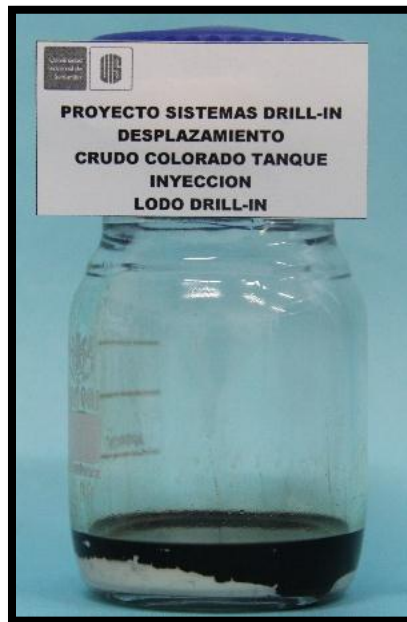
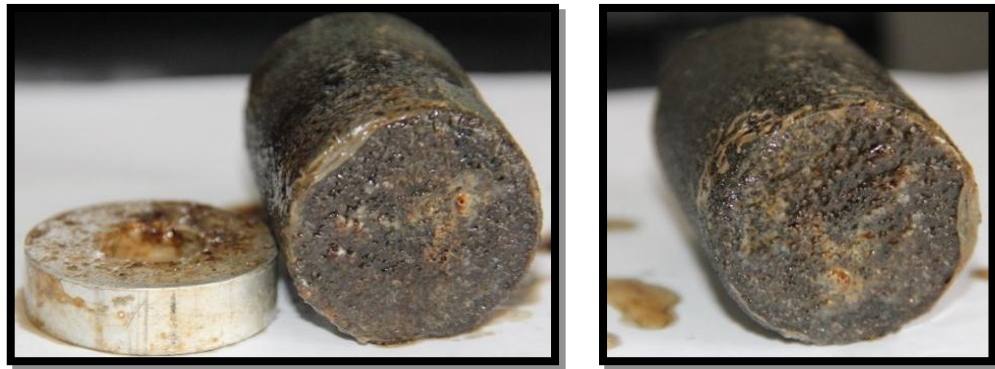
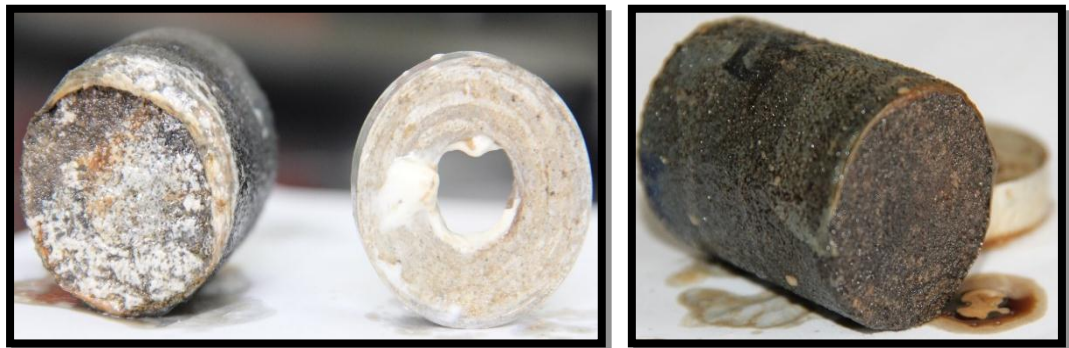


Figura 25. Muestra FM4-4 después del desplazamiento



El fluido “Drill-in” base aceite con carbonato de calcio (emulsión directa) comparado con la Figura 26 y los resultados obtenidos en las pruebas de desplazamiento (Ver Tabla 20) se puede estimar que este lodo de perforación debido a su baja densidad fue el adecuado a la presión subnormal, además contiene carbonato de calcio en su formulación haciendo que su revoque sea impermeable, delgado y flexible, restringiendo el paso de partículas finas a la muestra minimizando el daño a la formación.

Figura 26. Muestra FM3-4 Después del desplazamiento.



6. CONCLUSIONES

- Las propiedades físicas del sistema “Drill-in” base aceite de emulsión directa con carbonato de calcio evaluado a las condiciones normales de temperatura de 120°F y presión atmosférica, obtuvieron una mayor viscosidad aparente y plástica (44 y 74 cP respectivamente), al igual que el punto cedente (60 lb/100ft) dio mayor con respecto a los sistemas base agua es decir, tendrá una mejor limpieza del hueco y control en la suspensión de sólidos.
- El fluido de perforación “Drill-in” con carbonato de calcio de emulsión directa fue el que se adaptó más fácilmente a la presión de 800 psi junto con la densidad de 7.7 lpg siendo factores importantes para no fracturar la formación, causando poco daño, haciendo el fluido más idóneo para la perforación en yacimientos depletados.
- Mediante la prueba de retorno de permeabilidad, el fluido “Drill-in” Base Aceite con carbonato de Calcio evidencia una disminución en la permeabilidad de la formación productora, registrando un valor de 2%, el cual es evidentemente menor al generado por los fluidos de perforación base agua 17% y Base aceite sin carbonato de calcio 13%.
- El volumen de filtrado en los fluidos base agua y base aceite de emulsión directa que contienen carbonato de calcio (8 y 6.4 ml respectivamente), demuestra la eficiencia de dichos fluidos para regular la invasión de sólidos a la formación y mantener la estabilidad en el pozo a comparación de los fluidos que no contienen carbonato de calcio.

7. RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar un estudio de distribución de las gargantas porales para conocer en forma real las características de la muestra. Esto facilitaría la determinación del tamaño óptimo del material de puenteo que se debe utilizar en las distintas formulaciones de los fluidos de perforación “Drill-in”.
- ✓ Debido a que los ensayos realizados se hicieron a partir de afloramientos los cuales presentan diferente litología a la de un yacimiento, se recomienda realizar las pruebas de desplazamiento con núcleos extraídos de un pozo con el fin de obtener resultados más apropiados.
- ✓ Estudiar el comportamiento de los lodos a varias presiones subnormales, para establecer los mejores parámetros operacionales que logren aumentar el funcionamiento del lodo sin afectar sus propiedades reológicas en campos colombianos maduros.
- ✓ Debido a la baja disponibilidad de muestras (núcleos) de formación en el laboratorio para la realización pruebas, se recomienda la utilización de plugs de afloramiento de la formación mugrosa para futuros proyectos.

BIBLIOGRAFÍA

- AGILA Cynthia M., MALAVÉ Kléber. "Optimización de un fluido "Drill-In" para perforar zonas hidrocarburíferas". Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra .Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador. p 2.
- ALI Syed.,BOWMAN Mike., "Fluidos de perforación de emulsión reversible para un mejor desempeño del pozo", Oilfield Review Schlumberger, 2004.
- AMAEFULE, J. O., AJUFO, A., Peterson, E., & Durst, K., "Understanding Formation Damage Processes," SPE 16232 paper, Proceedings of the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 1987.
- ARDILA, MARYURI. ARENAS, FELIX Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de análisis petrofísicos. 2010
- Baroid Drilling Fluids, Inc (1988). Baroid Fluids HnadbookHouston, USA.
- CARVAJAL, Eduardo X., RIVAS, Krupskaya N. "Determinación De La Granulometría Adecuada Del Carbonato De Calcio Para Optimizar El Punteo De Lodo En Las Zonas Productoras Del Campo Eden-Yuturi". Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Quito. Escuela Politécnica Nacional. 2011. p 30-31.
- CITLALLI BLANCO SALGADO "comparación del rendimiento de emulsificantes en la elaboración de un fluido de baja densidad (fbd)". universidad veracruzana facultad de ciencias químicas región poza rica-tuxpan. Pag 9.
- Estudio Integrado De Geología y Petrofísica Para Areniscas de Mugrosa Campo Lisama - Llanito, Colombia, 2007.
- G.W.Gunter,SPE, Over View of an integrated Process Model to Develop Petrophysical Based Reservoir Descriptions. 1997.
- GONZÁLES Juan Manuel. Daño a la formación en pozos petroleros. Proyecto de grado UNAM 2014.
- Manual de Fluidos de Perforación. Capítulo 5 "Reología e Hidráulica". p 1.

- Mc Hill Book Company, Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties, New York 1960.
- M-i SWACO (2008). Boletines de información- Carbonato de calcio. Houston, Texas.
- OSPINO Teddys G. “Aspectos Generales Del Daño De Formación Por Depositación De Asfaltenos En Yacimientos De Petróleo” Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Medellín. Universidad Nacional de Colombia. 2009. p 7-8.
- Recommended Practices for Core Analysis. API RP 40, Second Edition. February, 1998.
- TOASA S. Víctor. “Determinación Del Daño De Formación En Yacimientos Petrolíferos Del Campo Cononaco Por Simulación En Laboratorio” Trabajo de Grado, Ingeniería de Petróleos. Ecuador. Universidad Central. 2009. p 27.

ANEXOS

ANEXO A. Procedimiento de ensayo “Prueba de Retorno de Permeabilidad.”

OBJETIVO: Determinar la permeabilidad de retorno de un fluido en el equipo “Liquid Flood System”.

- ✓ Muestra del núcleo.
 - ✓ Presión de la formación o sobrepresión prevista.
 - ✓ Información disponible de la región.
 - ✓ Temperatura del yacimiento.
 - ✓ Viscosidad del aceite.
 - ✓ Agua de formación o composición fisicoquímica.
 - ✓ Propiedades de la muestra de ensayo: Permeabilidad, porosidad.
- **El procedimiento para el montaje de la muestra fue:**
 - ✓ Montar la muestra en el Core Holder y aplicar confinamiento.
 - ✓ Encender el equipo y abrir el software; ingresar identificación de la muestra: Longitud, diámetro y temperatura; encender bombas de desplazamiento.
 - ✓ Cargar fluidos en las bombas.
 - ✓ Purgar a una tasa de 0.2 ml/min
 - ✓ Alcanzar presión de desplazamiento deseada
 - ✓ Poner temperatura al sistema
 - ✓ Comprobar que el sistema este estable y exista producción
 - ✓ Poner contrapresión.
 - **Medición de permeabilidades efectivas**
 - ✓ Se inició la inyección a un caudal de 2 cm³/min de salmuera para determinar la permeabilidad absoluta al agua posteriormente se realizaron varios ciclos de crudo y salmuera con el fin de alcanzar el criterio de estabilización de 10 volúmenes porosos y que no varíen en un 5%, para medir permeabilidad efectiva al aceite a saturación de agua irreducible y la permeabilidad efectiva al agua a saturación de aceite residual.
 - **Inyección de fluido a evaluar**
 - ✓ Se bombearon 350 cm³ de lodo sobre la cara del plug, a una presión constante, para simular el contacto del lodo con la formación durante una perforación.

- **Evaluación de retorno de permeabilidad después del daño**
- ✓ Se inyectó a un caudal de 2 cm³/min de crudo para determinación de permeabilidad de retorno al aceite y posteriormente se inyectó la salmuera para establecer la permeabilidad de retorno al agua.