

# CAUSAS, EFECTOS Y REMEDIACIÓN DEL DAÑO POR FLUIDOS DE PERFORACIÓN EN UNA FORMACIÓN PRODUCTORA DE HIDROCARBUROS

Daniela Arias Madrid<sup>1</sup>

Carlos Mesías Cordero Guerrero<sup>2</sup>

Verónica Correa Palacio<sup>3</sup>

José Alejandro Lozano Arias<sup>4</sup>

Camilo Andrés Franco Ariza

Docente



*Seminario de daño de formación*

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Facultad de Minas

Medellín

Noviembre 30 de 2015

---

<sup>1</sup> Estudiante de Ingeniería de Petróleos: Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. - daariasma@unal.edu.co

<sup>2</sup> Estudiante de Ingeniería de Petróleos: Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín - cmcorderog@unal.edu.co

<sup>3</sup> Estudiante de Ingeniería de Petróleos: Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín - vcorreap@unal.edu.co

<sup>4</sup> Estudiante de Ingeniería de Petróleos: Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín - jalozanoa@unal.edu.co

## Tabla de contenido

<b>Resumen</b> .....	1
<b>Abstract</b> .....	1
<b>1. Introducción</b> .....	2
<b>1.1 Fluidos de perforación</b> .....	3
<b>1.2 Daño de formación</b> .....	10
<b>2. Daño de formación por fluidos de perforación</b> .....	11
<b>2.1 Descripción del daño por fluidos de perforación</b> .....	11
<b>2.2 Daño asociado según el método de perforación</b> .....	12
2.2.1. Perforación Overbalance.....	13
2.2.2. Perforación Underbalance .....	20
<b>2.3 Daño asociado según la inclinación del pozo</b> .....	26
2.3.1. Pozos horizontales.....	26
2.3.2. Pozos Verticales.....	29
2.3.3. Pozo desviado.....	30
<b>2.4 Daño asociado según las características del yacimiento</b> .....	31
2.4.1. Yacimientos naturalmente fracturados .....	31
2.4.2. Yacimientos de areniscas .....	32
2.4.3. Yacimientos de carbonatos .....	32
<b>2.5 Daño asociado según el tipo de fluido utilizado</b> .....	33
2.5.1. Fluido base agua.....	33
2.5.2. Fluido base aceite.....	35
2.5.3. Fluidos aireados.....	36
<b>2.6 Relación entre el factor skin y el radio de invasión de los fluidos de perforación</b> .....	36
<b>3. Diagnóstico y remediación del daño por fluidos de perforación</b> .....	42
<b>3.1 Pruebas de laboratorio para determinar compatibilidad del fluido con la formación</b> ..	42
<b>3.2 Inhibición del daño de formación</b> .....	44
<b>4. Conclusiones</b> .....	46
<b>Referencias</b> .....	48

## Índice de Tablas

Tabla 1. Propiedades físicas y reológicas de los fluidos de perforación. ....	5
Tabla 2. Clasificación de los sistemas de lodo base aceite.....	8
Tabla 3. Tipos de fluidos base agua usados en el estudio.....	17
Tabla 4. Características generales de nanopartículas seleccionadas.....	17
Tabla 5. Reología para los fluidos de perforación después de la Prueba de Estabilidad Térmica ....	18
Tabla 6. Reología y filtración del lodo bentonítico con y sin nanopartículas.....	18
Tabla 7. Reología y filtración del LSM con y sin nanopartículas. ....	19
Tabla 8. Datos de la formación Shahejie.....	24
Tabla 9. Formulación típica de un fluido de perforación HP-HT .....	34

## Índice de Figuras

Figura 1. Conceptos y prácticas de perforación .....	7
Figura 2. Efecto de la presión diferencial y la dureza en la rata de penetración.....	22
Figura 3. Perforación convencional sobre balance comparada con la perforación bajo balance. ...	23
Figura 4. Análisis de muestras de lodo.....	28
Figura 5. Imagen microscópica de afrones.....	36
Figura 6. Ilustración de la acumulación del cake y la zona invadida en un pozo vertical. ....	38
Figura 7. Pozo de penetración parcial sujetos a daño de formación. ....	41
Figura 8. Programa para evitar la pérdida del fluido de perforación.....	44

## Índice de Ecuaciones

Ecuación 1 .....	37
Ecuación 2 .....	38
Ecuación 3 .....	38
Ecuación 4 .....	38
Ecuación 5 .....	39
Ecuación 6 .....	39
Ecuación 7 .....	39
Ecuación 8 .....	39
Ecuación 9 .....	39
Ecuación 10 .....	39
Ecuación 11 .....	40
Ecuación 12 .....	40
Ecuación 13 .....	40
Ecuación 14 .....	41
Ecuación 15 .....	41

Ecuación 16 .....	41
-------------------	----

# CAUSAS, EFECTOS Y REMEDIACIÓN DEL DAÑO POR FLUIDOS DE PERFORACIÓN A UNA FORMACIÓN PRODUCTORA DE HIDROCARBUROS

## Resumen

La extracción de hidrocarburos de un yacimiento es un proceso complejo que incluye varias etapas, las cuales deben realizarse de la manera más cuidadosa posible con el objetivo de evitar el daño a la formación que desemboca en la disminución de la permeabilidad de la roca. El fluido de perforación es muy importante en el proceso de construcción del pozo ya que es el responsable de transportar los cortes a superficie, mantener estable las paredes del pozo, controlar las presiones de la formación, limpiar y lubricar la broca, entre otros. Sin embargo, su uso conlleva a diferentes problemas como la disminución de la permeabilidad, el taponamiento de las gargantas de poro y el hinchamiento de arcillas, por lo cual el estudio de sus características y propiedades son la base fundamental a la hora de diseñar el plan de perforación y lograr alteraciones mínimas en la formación. Este documento presenta una revisión sobre el daño que pueden generar los fluidos de perforación según el método de perforación (underbalance y overbalance), inclinación del pozo (horizontal, vertical e inclinado), las características del yacimiento y el tipo de fluido de perforación usado; incluyendo casos de campo donde se evidencian estas problemáticas y sus respectivas remediaciones. Finalmente también se incluirá dentro de la revisión la relación entre el factor skin y el radio de invasión.

**Palabras clave:** Fluido de perforación, Daño de formación, Revoque de lodo, Radio de invasión, Filtrado del lodo.

## Abstract

The production of hydrocarbons from a reservoir is a complex process, which involves several stages, which should be performed as carefully as possible in order to prevent formation damage that cause a several decrease in the permeability of the rock. A properly designed and maintained drilling fluid performs essential functions during well construction such as transporting cuttings to the surface, preventing well-control issues and wellbore stability, minimizing formation damage, cooling and lubricating the drillstring, etc. However, the drilling fluid could cause problems such as decreased permeability; plugging pore throats and swelling of clays, so studying their characteristics and properties are the foundation for the drilling design in order to reduce alterations in the formation. This document presents a review of drilling fluid damage in producing formations according to the drilling method (underbalance and overbalance), well

inclination (horizontal, vertical and inclined), reservoir characteristics and type of drilling fluid; including field cases and remediation methods in the industry to minimize its consequences. In addition, the review includes the relation between skin factor and invasion radius.

**Keywords:** Drilling fluid, Formation damage, Mudcake, Invasion radius, Mud filter.

## 1. Introducción

El daño a la formación se define como la variación de las propiedades y características que tenía la formación originalmente, es decir, cualquier proceso que afecte negativamente la permeabilidad y obstruya el flujo de los fluidos entre la formación y el pozo [1]. El daño a la formación puede ocurrir durante todas las etapas de construcción del hueco [2], en tratamientos de estimulación cuando no logran ser efectivos y en la etapa de producción [2]. En un pozo se pueden presentar diversos factores que causan un daño a la formación, especialmente en la etapa de la perforación donde los estratos están expuestos totalmente a las intervenciones que se realicen en el hueco [3].

En la perforación se presentan diversos eventos que pueden alterar la formación como la filtración del fluido y la reacción de este con los estratos [3, 4]. Estos procesos incluyen los fluidos de perforación, comúnmente denominados en la industria como “lodos de perforación”, los cuales se implementaron por primera vez en la industria en 1913 principalmente para controlar las presiones del subsuelo [3, 5]. Este lodo es una mezcla de fase continua de fluido y fase dispersa como partículas sólidas, burbujas de gas o aditivos químicos que cumplen funciones físico-químicas idóneas de acuerdo a las condiciones y características operativas requeridas durante la perforación de una formación litológica [6-8]. El fluido se diseña con el fin de controlar las presiones de formación, transportar, limpiar y suspender los recortes; enfriar y lubricar la broca, estabilizar la formación, dar flotabilidad a las herramientas, formar una torta o cake impermeable cerca a la cara del pozo, transferir energía hidráulica y llevar información sobre la naturaleza de la formación perforada mediante el transporte de los cortes desde el fondo hasta la superficie [3, 9-11].

Además de cumplir con las funciones mencionadas, el fluido de perforación debe ocasionar el menor daño posible a la formación, evitando reaccionar con los estratos e impidiendo desestabilizar el hueco. Así, el lodo debe ser lo suficientemente bien diseñado de tal forma que no genere una afectación mayor a la formación [3, 9]. Sin embargo, los principales factores que rigen el deterioro de la productividad son la profundidad de invasión del filtrado y el deterioro de la permeabilidad absoluta de la formación [10, 12,

13]. Por esto, la selección de un adecuado fluido de perforación es fundamental en el proceso de la elaboración del pozo [14], asimismo es de considerar que el fluido constituye entre el 15% y el 18% de los costos totales de la perforación de un pozo [8, 9].

Con el objetivo de tener una visión más amplia acerca del funcionamiento de los fluidos de perforación, comprender su importancia, reconocer los efectos del mismo sobre la formación, analizar los diferentes mecanismos utilizados en la industria para controlar y remediar el daño que el lodo puede causar; se propone realizar una revisión bibliográfica que recopile todos estos aspectos en un mismo documento y donde se pueda dar respuesta inquietudes tales como las causas que originan el daño, las principales consecuencias de este sobre la producción, los efectos que tiene sobre las demás operaciones que se realizan en el pozo y cómo la industria ha logrado superar los diversos problemas que se han presentado desde su aparición a principios del siglo XX.

Existen varios documentos presentes en la web con características en la estructura parecidas a esta revisión, como lo son: Drilling Fluid Technology: Performances and Environmental Considerations [8], Evaluation and selection of drill-in-fluid candidates to minimize formation damage [15] y Optimizing Filtrate Design to Minimize In-Situ and Wellbore Damage to Water-Wet Reservoirs During Drill-In [16] [17].

Los anteriores trabajos incluyen teoría muy resumida, casos de campo o nuevas tecnologías, pero por lo general de forma separada sin unir una sección con la otra. Por lo cual, el documento presentado tiene como fin incluir información de calidad y permitir a cualquier lector que sepa lo básico sobre daño de formación, una contextualización completa acerca del daño por fluidos de perforación. Para ello el escrito pretende ser un cuerpo con múltiples secciones, pero con cohesión, de tal forma que cualquiera que tenga acceso a él no requiera remitirse a otras fuentes para entender lo que el texto expone.

De igual manera se plantea la posibilidad de presentar el trabajo para su publicación en una revista nacional o internacional, de tal modo que quede a disposición de cualquier persona interesada en el tema para futuras consultas o trabajos académicos.

### **1.1 Fluidos de perforación**

El fluido de perforación es una mezcla de fase continua de fluido y fase dispersa como partículas sólidas, burbujas de gas o aditivos químicos, que cumplen funciones físico-químicas idóneas a las condiciones y características operativas para circular durante la perforación de una formación litológica. Representan del 15% al 18% de los costos totales de perforación del pozo [6] [7] [8]. La composición de los fluidos de perforación varía de

acuerdo a las exigencias que cada operación requiere. Es importante realizar mejoras que permitan optimizar las propiedades reológicas en el transcurso de la perforación [6] [7] [18] [19].

Entre las funciones más importantes del fluido de perforación cabe mencionar: transportar, limpiar y retirar los recortes del pozo circulando el fluido de perforación por la sarta de perforación y a través de la broca [20], controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura (a medida que aumenta la presión de formación, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando barita u otro aditivo para equilibrar las presiones) [21] [22], formar una torta o cake impermeable cerca a la cara del pozo para evitar pérdidas por filtrado hacia la formación (se han usado agentes puenteantes para bloquear estas pérdidas) [19, 23] , mantener la estabilidad del hueco evitando caída y fragmentación de las paredes del pozo, pegas de tubería y hasta pérdida total del pozo [18] [24], minimizar el daño a la formación que representa una caída de presión del pozo mientras se está produciendo [22] [21], enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación ya que la perforación rotatoria genera fricción y calor considerable en la tubería de revestimiento y el pozo [25]; además de dar flotabilidad a las herramientas, transferir energía hidráulica, proveer un medio adecuado para llevar a cabo el registro del pozo, llevar información sobre la naturaleza de la formación perforada mediante el aumento de los cortes desde el fondo hasta la superficie, entre muchas otras funciones que llevan al éxito de la perforación [6] [7] [8]. Con un buen diseño del fluido de perforación se aumenta la vida útil de la broca y la sarta, se disminuye la presión de bombeo, entre otros beneficios en las operaciones de perforación [26]; sin embargo es necesario minimizar efectos colaterales como corrosión de la sarta y el revestimiento, reducción de la velocidad de penetración, pérdidas de circulación, contaminación con las lechadas de cemento, entre otros efectos [27].

Las propiedades físicas, químicas y reológicas de un fluido de perforación deben controlarse debidamente para asegurar un desempeño adecuado de este durante la perforación, dichas propiedades son verificadas sistemáticamente en el pozo según el programa de perforación, ya que cada una de las funciones nombradas anteriormente necesita adecuación y vigilancia de sus propiedades [28]. Características como la densidad ya que contrarresta la presión de formación es decir mantiene los fluidos contenidos dentro del yacimiento durante la perforación, además de dar sostén a las paredes del pozo [29], propiedades reológicas ya que estudian la deformación y el flujo de un material, el comportamiento del fluido con la suspensión de los cortes hasta la superficie y las fuerzas de gel que suspenden los sólidos cuando se detiene la circulación [30], las propiedades de flujo y viscosidad que describen las cualidades de un fluido de perforación en movimiento [31]; con el fin de determinar y controlar la capacidad de limpieza del

huevo, propiedades de suspensión, caída de presiones producidas en la sarta y en el espacio anular y reducir o minimizar las posibilidades de dañar la formación [32] [33]. Además se debe tener en cuenta específicamente la viscosidad plástica para definir el contenido de sólidos en el fluido [34] [35], el punto de cedencia para conocer la capacidad de limpieza del hueco y transporte de los cortes [36], el esfuerzo cedente para identificar la fuerza requerida para iniciar el flujo [36], la resistencia gel para conocer la capacidad de suspensión de los sólidos del fluido a condiciones estáticas [37] y finalmente el pH del lodo de perforación, el cual debe oscilar entre 8 y 13 para prevenir la corrosión en las tuberías, conservar y activar los aditivos del fluido de perforación y mantener las propiedades reológicas del lodo de perforación [38].

**Tabla 1.** Propiedades físicas y reológicas de los fluidos de perforación [28].

<b>Propiedad</b>	<b>Prueba</b>	<b>Unidades</b>	<b>Uso</b>	<b>Observaciones</b>
<b>Peso o densidad del lodo</b>	Balanza de lodo desplazado o presurizado	Gravedad específica o libras por galón (lbm/gal)	Suministrar presión hidrostática	Balanza presurizada usa lodo espumoso o cortado
<b>Viscosidad</b>	Embudo Marsh	Segundos por cuarto	Indica las tendencias en las condiciones del lodo	
<b>Viscosidad plástica</b>	Reómetro de velocidad múltiple	Centipoise (cP)	Indica concentración de sólidos	En lodos base aceite, el agua actúa como un sólido
<b>Punto de cedencia</b>	Reómetro de velocidad múltiple	Libra por cada 100 pies cuadrados (lbm/100ft <sup>2</sup> )	Indica la capacidad de arrastre del lodo	Incrementa directamente por la adición de viscosidades
<b>Geles</b>	Reómetro de velocidad múltiple	Libra por cada 100 pies cuadrados (lbm/100ft <sup>2</sup> )	Indica las cualidades de suspensión del lodo cuando está estacionado	Geles iniciales y finales iguales. Para evitar que se espese el sistema
<b>pH</b>	pH-metro o papel tornasol	Ninguna	Determinar si el lodo es ácido o alcalino	Su valor suele estar entre 8 y 11, en una escala de 1 a

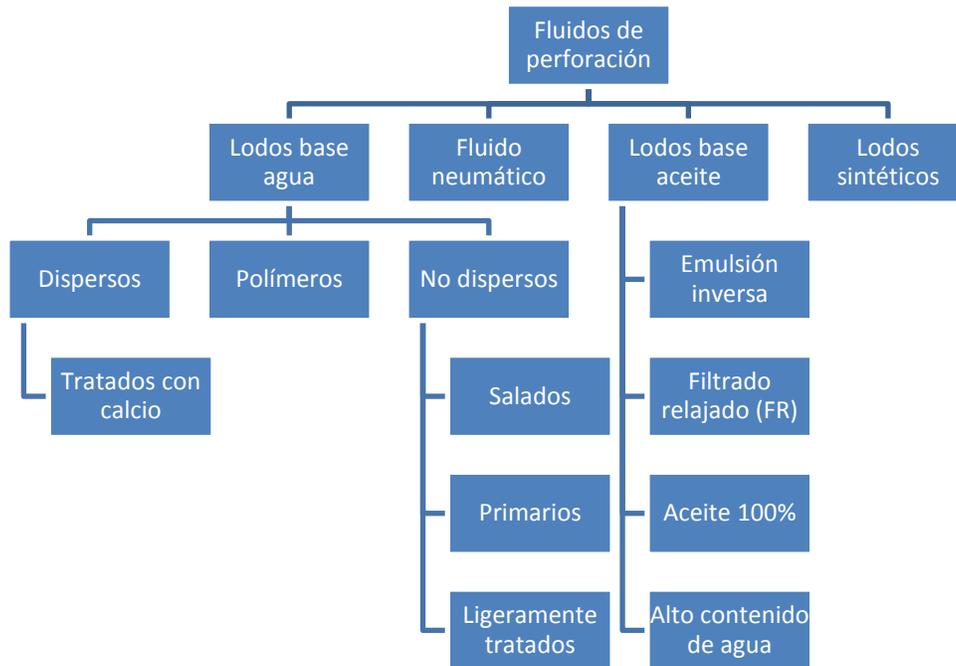
				14.
<b>Perdidas de fluido API</b>	Celdas de pérdidas de fluido Api	CC'S	Indica las características de filtrado del lodo	El lodo es filtrado por 30 minutos a 100 psi
<b>Porcentajes de sólidos y aceite</b>	Retorta	Porcentaje de volumen	Determinar las concentraciones de agua, aceite y sólidos en el fondo	Usado para dar advertencia de influjos de agua

Otras características relevantes del fluido de perforación que no se deben pasar por alto son:

- **Temperatura:** es importante tenerla en cuenta porque en función de ella varían las velocidades de las reacciones químicas y de degradación como en los fluidos de perforación base agua. Muchos de los aditivos y dispersante para controlar la pérdida de filtrado fracasan o son inefectivos a medida que la temperatura aumenta, entonces la reología del fluido cambia [39].
- **Control de pérdida de fluido:** existen dos tipos de filtración [40], filtración estática la cual se presenta cuando el fluido está en reposo, generando un aumento del espesor del revoque con el tiempo y la velocidad de filtración disminuye porque se quiere prevenir la formación de un revoque de gran espesor. Filtración dinámica, la cual ocurre cuando el fluido fluye por la superficie filtrante mientras se forma el revoque hasta que su espesor se estabilice en el tiempo, su función es prevenir la pérdida excesiva de filtrado a la formación.
- **Contenido de sólidos:** en el sistema de fluidos de perforación existen sólidos deseables como las arcillas y la barita, e indeseables como ripios y arena, los cuales se deben eliminar [41]. La presencia de sólidos en fluidos puede ser uno de los mayores problemas cuando no son controlados, por lo que generan el mayor costo en el mantenimiento de los lodos; por lo tanto es recomendable tener un adecuado programa de control de sólidos, utilizando métodos como la dilución, el asentamiento y equipos mecánicos de control de sólidos [42]. Entre las consecuencias por el aumento de sólidos de perforación se puede mencionar: incremento del peso del lodo, alteración de las propiedades reológicas, aumento en el filtrado y formación de un revoque [43], problemas de atascamiento

diferencial, reducción de la vida útil de la broca y aumento del desgaste de la bomba y mayores pérdidas de presión debido a la fricción

La variedad de fluidos de perforación depende de requerimientos ambientales, económicos y operacionales, se pueden clasificar según su fase continua [44].



**Figura 1.** Conceptos y prácticas de perforación [44]

- **Fluidos base agua (WBM):** la fase continua es el agua dulce o salada (90-95%), se compone de soluciones acuosas de polímeros y arcillas, además de diferentes tipos de aditivos como densificantes, viscosificantes, dispersantes, controladores de filtrado, material de puenteo, etc. son los más utilizados por su bajo costo e impacto ambiental [44]. Se clasifican en:
  - *Sistemas dispersos:* controlan la hidratación de las arcillas dispersándolas. Utilizan lodos tratados con calcio para evitar la desestabilización de las lutitas, dar estabilidad al hueco y prevenir daño a la formación. Utilizan aditivos como el hidróxido de calcio y yeso (sulfato de calcio).
  - *Sistemas no dispersos:* son fluidos con poco tratamiento químico, ineficaces a altas profundidades y altas temperaturas [44]. Pueden ser lodos primarios (agua, bentonita y cal hidratada) que se utilizan al inicio de la perforación, lodos salados (cloruro de sodio y cloruro de potasio) utilizados en lutitas hidratables que se

desestabilizan y derrumban al contacto con el agua y lodos ligeramente tratados con capacidad de arrastre y control de pérdida de filtrado.

- *Lodos con polímeros*: son utilizados para encapsular sólidos de perforación, prevenir la dispersión, incrementan la viscosidad del lodo; reducen la pérdida de filtrado, son floculantes [45].
- **Fluidos base aceite (OBM)**: generalmente son emulsiones inversas de salmuera en una fase continua de aceite (petróleo o gas) estabilizada por agentes tenso activos; pero son más caros y menos ecológicos que los WBM [46]. Se utiliza en casos donde se quiere alta estabilidad del fluido e inhibición, en pozos de alta temperatura, huecos profundos con pegas y desestabilizados. Son altamente tolerantes a la contaminación por la baja interacción entre el aceite y la formación. Ofrecen alta lubricidad reduciendo el torque y arrastre, protegen contra la corrosión y son resistentes a las bacterias. Se clasifican en cuatro categorías presentadas en la siguiente tabla [47].

**Tabla 2.** Clasificación de los sistemas de lodo base aceite [47].

Sistema	Aplicación
Emulsión firme o apretada	Para uso general y en áreas de alta temperatura de hasta 500°F (260°C)
Filtrado relajado (FR)	Para proporcionar más altos índices de perforación
Aceite 100%	Para uso como fluido de extracción de núcleos y perforación
Alto contenido de agua	Para reducir la retención de aceite en los recortes; usado principalmente en zonas costa afuera que son ambientalmente sensibles

- **Fluidos sintéticos**: diseñados para atenuar el impacto ambiental con propiedades similares a los OBM [48], entre los fluidos más utilizados están los ésteres, éteres y olefina isomerizadas. Son utilizados en perforación off-shore pero son de alto costo [49].
- **Fluidos neumáticos o aireados**: son lodos aireados con nitrógeno o espumas acuosas. Estos fluidos se utilizan cuando su presión es menor que la ejercida por el

petróleo en formación, es decir en zonas con altas pérdidas de circulación. Estos líquidos se llaman “fluidos bajo balance”. Se adoptó para las formaciones pobremente consolidadas y/o fracturados [50]. El sistema neumático causa un mínimo daño a la formación, aumentando la tasa de penetración; proporcionan un alto enfriamiento a la sarta y a la broca [51].

Además, existe una gran variedad de aditivos para fluidos de perforación, entre los que se destacan[52] [53]:

- *Agentes de alcalinidad:* En la industria se utilizan sales para variar el pH del lodo, ya sea aumentándolo o reduciéndolo. Sales como, soda cáustica, cal hidratada, yeso, bicarbonato de sodio y otras [21].
- *Agentes densificantes:* estos materiales varían la gravedad específica de los fluidos de perforación con el fin de controlar las presiones de la formación, sostener las paredes del pozo, entre otras funciones; los principales aditivos densificantes son la barita, la galena y el carbonato de calcio [54].
- *Dispersantes/adelgazantes:* se utilizan para reducir la reología del lodo, porcentaje de sólidos y reducir la pérdida de filtrado; se tiene aditivos como taninos, lignitos, polifosfatos y polímeros modificados [55] [41].
- *Estabilizadores de arcilla:* se debe tener en cuenta la compatibilidad del inhibidor a utilizar con la formación a perforar, ya que las arcillas son unos de los componentes que en mayor porcentaje se encuentra en los yacimientos. Las arcillas están contenidas en las formaciones de arenisca, específicamente entre las uniones de los granos; entre las más comunes está la montmorillonita, la cual es hidrofílica, porque atrae y retiene las moléculas de agua mientras las que no adsorben agua se las conoce como arcillas hidrofóbicas como la caolinita, ilita y clorita [56]. El agua fresca afecta las arcillas hidratables y las salmueras de alta salinidad tienden a encogerlas. Para evitar la hidratación se han utilizado fuentes de calcio y potasio, sales inorgánicas y compuestos orgánicos como el cloruro de potasio, nitrato de potasio, cloruro de calcio, asfalto y glicol [52].
- *Controladores de filtración:* se utilizan para reducir la pérdida de filtrado, estos forman un revoque homogéneo e impermeabilizante. Los principales aditivos en la industria son la bentonita, almidón pregelatinizado, lignito, poliacrilato entre otros [57].

- *Viscosificantes*: utilizados para aumentar la viscosidad del lodo. Entre sus funciones se puede destacar que previenen la erosión del hueco, generan características óptimas de suspensión y arrastre, reducen pérdidas por fricción y proveen viscosidades efectivas según las tasas de cortes deseadas; son muy utilizados en pozos horizontales. Los principales viscosificantes son la bentonita, carboximetilcelulosa (CMC) y celulosa polianiónica [58].
- *Materiales para pérdida de circulación*: Se han empleado partículas mayores a los 70 micrones con el fin corregir y prevenir la pérdida del lodo hacia las formaciones perforadas. Son aditivos sólidos, inertes con tamaños de partículas grandes que sirven de sellos en las fracturas o grandes poros. Se han utilizado cascarillas de arroz, de coco y nueces, micas, aserrín, cemento entre otros [59].

Otros aditivos importantes utilizados en los fluidos de perforación son: lubricantes, humectantes, espumantes, detergentes, floculantes y bactericidas.

## **1.2. Daño de formación**

El daño de formación es considerado como cualquier proceso que afecte la permeabilidad y obstruya el flujo de los fluidos entre la formación y el pozo, incluyendo la inyectividad. El daño de formación puede ocurrir durante todas las etapas de construcción del pozo, en tratamientos remediales y en la etapa de producción [2, 60].

Los mecanismos presentes en el daño de formación son:

- Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación: esta es originada por la obstrucción de los poros interconectados a causa de la invasión del espacio poroso o el aumento del material sólido que compone la roca. Las partículas sólidas pueden provenir de los fluidos de control, procesos de cementación, recortes o los mismos minerales presentes en la formación [60].
- Reducción de la permeabilidad relativa de los fluidos de la formación: este mecanismo puede ser generado por el incremento en la saturación de agua cerca de la pared del pozo, a causa de la invasión de filtrado, conificación o digitación de agua en la formación. Además, si el filtrado contiene surfactantes puede cambiar la humectabilidad de la roca y afectar seriamente la permeabilidad relativa. Otro factor de gran importancia es la geometría de los poros, relacionada con el área

superficial, dado que al disminuir el volumen poroso, aumenta el área superficial y existe la posibilidad de que se aumente la permeabilidad relativa al agua [61].

- Aumento de la viscosidad de los fluidos del yacimiento por la formación de emulsiones: este fenómeno puede presentarse por la incompatibilidad de los fluidos que invaden la roca. Los surfactantes al interactuar con partículas sólidas como arena y arcillas tienden a estabilizar la emulsión [62].

Propiedades como la temperatura, composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía, se ven afectadas y generan desequilibrios químicos y físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de formación [63, 64]. Los daños causados por este tipo de interacciones son: migración de finos (las partículas se desprenden de la superficie de la roca, migran por el medio poroso hasta precipitarse y causar un daño severo [63, 64]), precipitación inorgánica [65, 66] y precipitación orgánica [60].

También se presentan fenómenos interfaciales como lo son: bloqueo por agua, el cual logra identificarse cuando se da un incremento en el porcentaje del agua de producción o una ausencia de producción, usualmente luego de realizar alguna operación en el pozo [67]. Bloqueo por emulsiones, donde la emulsión ocupa el sistema poroso cercano al pozo, bloqueando el flujo de los fluidos desde la formación a este; y la inversión de la humectabilidad afectada por factores como lo son los surfactantes y la precipitación de asfáltenos [60].

Otros tipos de daños encontrados en el yacimiento son: tipo mecánico y biológico. El primero puede evidenciarse en el colapso de la formación productora, esto debido a diferenciales de presión, los cuales crean altas tasas de cizallamiento y velocidades de flujo y el de tipo biológico las bacterias inyectadas en procesos de recobro, tienden a multiplicarse rápidamente en el medio poroso taponando el sistema poroso con ellas mismas o con los residuos de sus procesos biológicos[60].

## **2. Daño de formación por fluidos de perforación**

### **2.1. Descripción del daño por fluidos de perforación**

Desde que la broca ingresa al pozo hasta que llega a la profundidad total, la formación está en permanente contacto con el fluido de perforación, afectando fuertemente la productividad del pozo [10, 12].

El daño se genera cuando el filtrado del lodo reacciona con los fluidos y minerales presentes en la roca o cuando los sólidos ya sean del fluido de perforación o de los cortes invaden la formación. Además, el lodo de perforación contiene materiales entre ellos arcillas, agentes densificantes y aditivos que pueden repercutir negativamente en la formación; la invasión de dichos materiales depende de la efectividad del control de pérdidas de filtrado, tamaño de sólidos y tamaño de la garganta de poro [10, 12]. La invasión varía de pulgadas a pies.

Los dos factores principales que rigen la magnitud de deterioro de la productividad causada por el fluido de perforación son:

- a. La profundidad de la invasión del filtrado en la formación.
- b. La cantidad de daño (pérdida de permeabilidad), que se explica cómo [10, 12]:
  - Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación: esto se debe a la alta invasión de filtrado con alto radio de invasión incrementando la saturación de agua en la formación o cambiando la humectabilidad de la roca.
  - Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por depósito de sólidos presentes en los fluidos de perforación en los canales porosos o fisuras de la roca. Sólidos tales como recortes de la broca, arcillas, sólidos presentes en la formación o precipitados de los fluidos de perforación [68].

## **2.2. Daño asociado según el método de perforación**

La perforación es una de las principales fuentes de daño a la formación generado por los fluidos de perforación, estos pueden transportar diferentes tipos de productos químicos, sólidos que pueden alterar la humectabilidad, permeabilidad, la estructura de las arcillas, formación de emulsiones con los fluidos de la formación y generar taponamiento de los conductos porosos [69] [70].

Durante la invasión de fluido de perforación a través de la roca del yacimiento, el líquido filtrado se mezcla e impulsa el depósito de líquido. Esto inducirá una zona dañada alrededor del pozo. El grado de daño depende de varios factores, como las características de los fluidos de perforación, las propiedades de la formación heterogénea y las condiciones de presión [8] [71].

En la industria se han desarrollado muchas metodologías y servicios para mitigar el daño ocasionado a la formación por la pérdida del fluido de perforación [72]. La selección de la solución generalmente se escoge de acuerdo a la velocidad de pérdida de fluido o de su magnitud. Entre los métodos de remediación se encuentran los materiales para disminuir las pérdidas de circulación, los cuales actúan deteniendo la pérdida de lodo e incluyen sales, escamas, láminas, gránulos blandos, fibras y materiales reactivos [73]

También se han propuesto diversos tratamientos químicos para remediar el daño. Su diseño requiere de un diagnóstico asertivo, el cual se basa en los siguientes aspectos [74]:

1. Analizar la historia de perforación, terminación y recuperación del pozo con énfasis en las interacciones de los fluidos con los minerales y fluidos de yacimiento.
2. Análisis de las pruebas de presión.
3. Estudiar la eficiencia de producción mediante análisis nodal.
4. Análisis económico de las ganancias obtenidas al aplicar el tratamiento.
5. Predicción de las reacciones químicas a ocurrir.

Es de vital importancia realizar un énfasis en la comprensión de fenómenos interfaciales, al igual que su influencia en la productividad del pozo, para realizar un diagnóstico, prevención o remediación apropiada en el momento que se requiera [75].

A continuación se van a describir los diferentes mecanismos mediante los cuales se puede presentar un daño por fluidos de perforación, teniendo en cuenta el tipo de perforación, la desviación del pozo y el tipo de formación. Además se presentan posibles soluciones y medidas de prevención asociado a cada factor.

### **2.2.1. Perforación Overbalance**

Este es el tipo de perforación convencional donde la presión hidrostática del fluido de perforación es mayor que la presión de poro, controlando así la presión de la formación [76]. En este proceso el movimiento de fluido de perforación promueve la generación de un revoque sobre la cara del pozo y la filtración de lodo hacia la formación, la cual sucede en dos etapas:

- La primera es cuando se inicia la perforación y la formación se expone por primera vez al lodo, dándose una alta pérdida de fluido hasta que se forma el revoque, este proceso debe suceder en zonas no productoras para que se ablande la formación y se facilite la penetración hacia las zonas productoras [17].

- La segunda puede ser de dos tipos: filtración estática y dinámica. La filtración estática es cuando no está circulando el lodo y el revoque se compacta y disminuye su permeabilidad, por lo cual, las pérdidas no son altas. La filtración dinámica es cuando el lodo está en circulación y por tanto el revoque está constantemente renovándose y erosionándose, allí la tasa de filtración es constante pero se ve afectada por el diferencial de presión y por los esfuerzos de corte sobre el revoque. Se necesita que el filtrado sea mínimo en zonas productoras para que no disminuya la permeabilidad efectiva de la arena al fluir el petróleo y el gas o se desplacen los fluidos de la formación [17].

El lodo consta de dos fases dispersas una líquida (mud filtrate) y una sólida (filter cake), el daño puede ser ocasionado por la filtración o invasión a la formación de la fase líquida y la invasión de sólidos, es decir estas dos fases son atrapadas por la roca (medio poroso) disminuyendo la permeabilidad en el depósito por la cual resulta el daño a la formación [62]. Las fases o partículas en el fluido de perforación son capturadas por tamaño o por diferentes mecanismos (fuerzas eléctricas, segregación, gravedad o difusión); estos daños se generan debido a la sobrepresión necesaria para controlar la presión del yacimiento que provoca la invasión del fluido de perforación en la zona cercana al pozo [77] [78].

Cuando se presenta mucha pérdida de circulación se utilizan materiales especiales para el sellado de la formación, por ejemplo, un material que consta de partículas granulares de cascaras de frutos secos, resinas sintéticas, madera dura, y madera impregnada de resinas, de un tamaño micro, escogido de acuerdo al tamaño de poro de la formación [79]. Otra de las técnicas utilizadas para sellar la formación se compone de materiales con baja viscosidad; una composición de epóxido polimérico, una mezcla de agua, un monómero polimerizable, un iniciador de polimerización, un epóxido endurecible que contiene líquido y un agente de endurecimiento. La composición también puede incluir una carga en partículas para impartir una densidad deseada y rigidez a la misma [80]. Este material funciona eficazmente en la reducción del filtrado con el sellado de la formación [81].

Es posible determinar el efecto de la perforación overbalance en la formación mediante una prueba leak off test. A partir de esta prueba se puede medir la profundidad de invasión del fluido con una medición ultrasónica mediante dos transductores utilizados para recibir y enviar ondas longitudinales. Con la prueba se puede determinar la presión crítica de sobrebalance a la cual la invasión aumenta drásticamente y los altos valores del skin causado con el filtrado del fluido [82]

***Invasión de sólidos en el medio poroso:*** los sólidos presentes en el fluido de perforación al invadir la formación disminuyen significativamente la permeabilidad, este fenómeno se presenta por la reducción del radio de poro a causa del aumento en la presión capilar, la migración y bloqueo de los canales de flujo. El taponamiento ocasionado por estos sólidos reduce significativamente la permeabilidad de la zona cercana a la cara del pozo, sin embargo, la formación del revoque es rápido y la profundidad de la zona invadida generalmente no sobrepasa las dos pulgadas [83, 84].

Factores a tener en cuenta [85]:

Regla del tercio:

- Si el diámetro promedio de las partículas es mayor a  $1/3$  del diámetro promedio de los poros, se formará un revoque externo sobre la cara de la formación.
- Si el tamaño de la partícula está entre  $1/3$  Y  $1/7$  del diámetro promedio de poro, se formará un revoque interno, este sería el peor escenario dado que se encuentra dentro del radio crítico.
- Si las partículas son menores a  $1/7$  del diámetro, entran en la red de poros sin generar obstrucción, todo depende de la concentración de las partículas.
- El mejor relleno granulométrico se logra cuando el porcentaje en peso del material es directamente proporcional a la raíz cuadrada de su tamaño de partícula. El empaquetamiento óptimo es aquel que posee un espacio vacío entre partículas y alta resistencia a los esfuerzos.

Ley del relleno granulométrico: El empaquetamiento óptimo para un conjunto de partículas presenta unas características especiales de mínimo espacio vacío entre éstas y alta resistencia a esfuerzos. El mejor relleno granulométrico es aquel que se obtiene cuando el porcentaje en peso del material es directamente proporcional a la raíz cuadrada de su tamaño de partícula.

En cuanto a los sólidos presentes en el fluido de perforación pueden ser:

- Sólidos desprendidos de las formaciones, con tamaños que varían entre 1 micra y 100 micras, o mayores.
- Sólidos agregados al fluido de perforación para cumplir las funciones requeridas, generalmente tienen un tamaño menor a 1 micra excepto la barita y los materiales de control de pérdida de circulación.

**Filtrado de la fase líquida en el medio poroso:** inicialmente, en la etapa de la formación del revoque, el fluido de perforación invade la formación y reemplaza los fluidos nativos, en esta zona lavada se genera el daño por compatibilidad entre ambos fluidos (invasor y de formación), donde la permeabilidad del revoque y la porosidad de la formación juegan un papel importante en la profundidad de dicha zona.

La filtración está controlada por los siguientes factores:

- Las propiedades físicas y químicas del fluido.
- El sobrebalance de presión aplicado.
- La velocidad anular.
- La tasa de penetración.
- El diámetro del hueco.
- El tiempo de circulación y el tiempo en el que el fluido permanece estático.
- Las propiedades de la roca: porosidad, permeabilidad, fracturas naturales.

Los efectos causados son [86-88]:

- Cambios de Humectabilidad.
- Hinchamiento, hidratación y dispersión de arcillas.
- Efecto capilar o bloqueo de agua.
- Inestabilidad de las formaciones arcillosas en el pozo.
- Transformaciones geoquímicas.
- Precipitación de escamas.
- Cambios en la saturación de los fluidos.
- Bloqueo por emulsiones.

Un caso de campo de vanguardia, es el de la Formación Atoka [89], que incluye el uso de nanopartículas, las cuales se adecuan al proceso de sellamiento de las gargantas de la formación. El análisis más relevante se centra en la permeabilidad y en la invasión de fluidos hacia la formación.

La muestra se componía fundamentalmente de arcillas (33%), cuarzo (52%) y otros minerales silicatados y carbonatados (15%) [90]. Dentro del porcentaje de arcillas se encontraba Caolinita (32%), Clorita (7%), Illita (31%), Esmectita (19%) y otras arcillas (11%) [90].

Se usaron tres tipos de lodos base agua en el estudio, un lodo base agua fresca (FWM – Fresh Water Mud), un lodo bentonítico y un lodo de bajo contenido de sólidos (LSM – Low Solid Mud) [90], que tenían las siguientes características:

**Tabla 3.** Tipos de fluidos base agua usados en el estudio [80]

Lodo	PV	YP	API-FL	pH
Lodo agua fresca FWM	12	2.5	9.2	10.5
Lodo bentonítico	41	50	8.6	7
Lodo de bajo contenido de sólidos LSM	8	28.5	13.2	10

De 22 tipos de nanopartículas, los investigadores escogieron 7 que reunían las condiciones de ser no modificadas (de tal forma que no fueran muy costosas), no ácidas (para evitar corrosión y desgaste de las sartas) y de fácil adquisición [90]. Las cualidades de las nanopartículas seleccionadas por los investigadores (porcentaje en peso, tamaño, gravedad específica y pH) se muestran en la tabla 5.

**Tabla 4.** Características generales de nanopartículas seleccionadas [89]

	(wt%)	Tamaño nm	GE (g/cm <sup>3</sup> )	pH
<b>G</b>	15.5	5	1.103	10.2
<b>D</b>	39.7	12	1.299	9.6
<b>A</b>	30.2	7	1.22	10
<b>E</b>	50	22	1.242	9
<b>B</b>	30.4	10 ~ 15	1.2	10
<b>C</b>	30.7	7 ~ 9	1.2	10
<b>F</b>	40.8	10 ~ 20	1.307	10.1

Con la prueba de estabilidad térmica se estimó el efecto que tiene la temperatura en las propiedades de los materiales.

La prueba se llevó a cabo obteniendo un fluido de perforación nanoparticulado al 10% relación peso a peso mezclando un fluido estándar base agua con cada una de las siete muestras de nanopartículas seleccionadas. La mezcla fue calentada a 176°F por 24 horas y envejecida a temperatura ambiente por otras 24 horas. Por último se midió la reología y se realizó una prueba de filtrado al lodo nanoparticulado. Los resultados se listan en la tabla 6.

**Tabla 5.** Reología para los fluidos de perforación después de la Prueba de Estabilidad Térmica [89]

Mezcla	PV	YP	API-FL
FWM	28.5	8.0	8.4
FWM+NP-G	5.5	2.0	Fluye
FWM+NP-D	26.5	8.0	6.1
FWM+NP-A	41.5	14.0	6
FWM+NP-E	33.0	14.0	6.4
FWM+NP-B	18.0	4.5	7.3
FWM+NP-C	20.5	2.5	5.8
FWM+NP-F	29	7.5	5.7

De los resultados obtenidos se pudo concluir que todos los lodos tenían características aceptables a excepción de la muestra de nanopartículas NP-G la cual tenía una reología pobre y un filtrado ilimitado, este comportamiento pudo ser causado por el tamaño de las nanopartículas (5nm), ya que de todos los paquetes el de esta categoría era el menor, por lo cual las partículas no cumplían con taponar los poros sino que tenían la posibilidad de pasar a través de estos. Esta muestra se rechazó y el resto se sometió a la PPT.

Reología de los lodos nanoparticulados:

En términos generales, la adición de nanopartículas al lodo resulta en un mayor contenido de sólidos aumentando la viscosidad plástica y disminuyendo el filtrado API, debido a que el tamaño de las nanopartículas taponan los poros del papel filtro formando un revoque delgado y fuerte. Por otro lado, al agregarse las nanopartículas dispersas en solución acuosa, se adicionaba agua fresca al lodo lo que conllevaba a una disminución del punto de cedencia. Los resultados reológicos se muestran en las tablas 7 y 8.

**Tabla 6.** Reología y filtración del lodo bentonítico con y sin nanopartículas [89].

Mezcla	PV	YP	API-FL
FWM	41	50	8.6
Lodo bentonítico + Agua	12	12.5	10.8
Lodo bentonítico + NP-A	15	8.5	6.2
Lodo bentonítico + Agua	12.5	11.5	11.8
Lodo bentonítico + NP-B	19	5.5	6.5

Lodo bentonítico + Agua	12	17.5	11.7
Lodo bentonítico + NP-C	13	5.5	6.6
Lodo bentonítico + Agua	16.5	16	10.5
Lodo bentonítico + NP-D	21	12.5	6.1
Lodo bentonítico + Agua	20	21.5	9.7
Lodo bentonítico + NP-E	25	17.5	6.5
Lodo bentonítico + Agua	16.5	16	10.2
Lodo bentonítico + NP-F	20.5	8.5	5.9

**Tabla 7.** Reología y filtración del LSM con y sin nanopartículas [89].

<b>Mezcla</b>	<b>PV</b>	<b>YP</b>	<b>API-FL</b>
LSM	7.5	18.5	14.7
LSM + Agua	9	17.5	15.7
LSM + NP-A	6	18.5	10.8
LSM + Agua	9	17.5	16.8
LSM + NP-B	9.5	15.5	11.2
LSM + Agua	9	18.5	14.9
LSM + NP-C	8	21	11.6
LSM + Agua	8.5	20.5	13.5
LSM + NP-D	9.5	26	11.0
LSM + Agua	9	17	15.2
LSM + NP-E	11	26.5	11.2
LSM + Agua	11	26	14.7
LSM + NP-F	7.5	18.5	11.0

### *Cambios en la permeabilidad del Shale con la adición de nanopartículas:*

Para todos los tipos de nanopartículas utilizadas se redujo la permeabilidad de las muestras de Shale de forma significativa para ambos lodos (entre un 85% y 99%). El menor porcentaje de reducción se obtuvo para el paquete de nanopartículas NP-E (57.72% para el lodo bentonítico y 45.67% para el LSM), este resultado está ligado al tamaño de las nanopartículas (22nm) ya que según la teoría de Abrams [88] el tamaño medio de partícula debe ser igual o ligeramente mayor a un tercio de la media del tamaño de poro de la formación para poder que haya un taponamiento efectivo. Teniendo en cuenta que el tamaño de las gargantas de poro de la muestra de Shale de la formación Atoka variaba de 10nm a 30nm la mayoría de las nanopartículas de la categoría NP-E no alcanzaban a taponar correctamente los poros.

### *Efecto de la composición del lodo sobre la permeabilidad del Shale. Efecto del tamaño de las nanopartículas.*

Se encontró que las mayores reducciones se obtuvieron con las nanopartículas de tamaños entre 7nm y 15nm. Se asume que sólo las nanopartículas que caen en el rango estimado podrían entrar y taponar las gargantas de poro minimizando la invasión de fluidos en las lutitas de la formación de Atoka. Para otros tipos de formaciones quizás sean más eficientes otros tamaños de nanopartículas.

### *Efecto de la concentración de nanopartículas:*

La prueba PPT para medir la permeabilidad del Shale se corrió usando nanopartículas dispersas en solución pura de las categorías NP-A y NP-B en concentraciones peso a peso del 30.2%, 10% y 5% para propósitos comparativos. Después de obtener los resultados se concluyó que concentraciones iguales o mayores al 10% de nanopartículas eran más efectivas a la hora de taponar las gargantas de poro y reducir la invasión de fluido en las muestras de Shale. Los mejores resultados en términos de reducción de filtrado se consiguen al usar una concentración del 10% de nanopartículas para el caso de la formación Atoka.

## **2.2.2. Perforación Underbalance**

Comúnmente, las formaciones se han perforado con un ligero sobre balance, con el objetivo de prevenir las condiciones de flujo del pozo y evitar riesgos. En la perforación bajo balance, el fluido es diseñado para que la presión ejercida por el fluido de perforación en la cara de la formación sea menor que la presión de poro, sin embargo,

para controlar el influjo de fluidos en la formación, la presión de fondo y la de superficie se deben usar procedimientos específicos que difieren de los convencionales y equipos especializados [17, 91, 92].

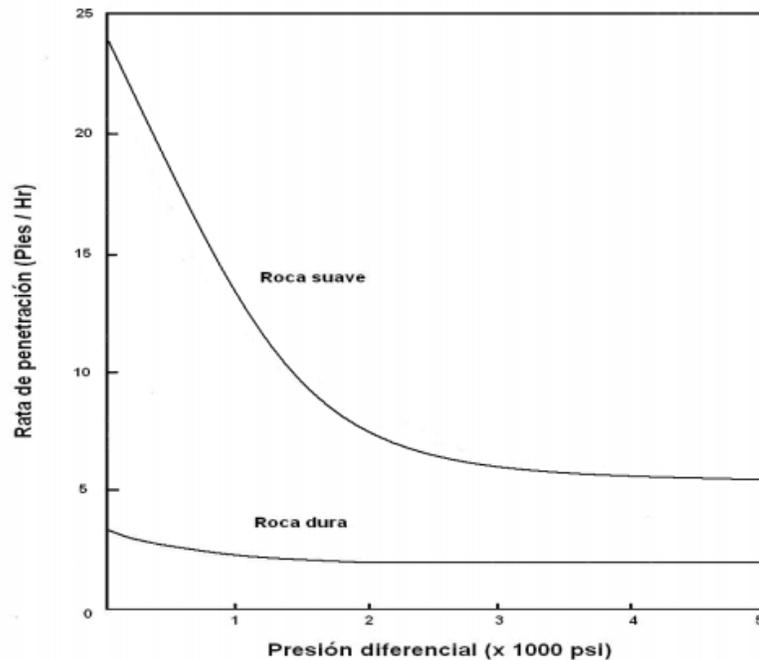
Algunas ventajas de la perforación underbalance son [93, 94]:

- Incremento de la velocidad de perforación: al disminuir el peso de la columna hidrostática se aumenta la velocidad de penetración.
- Incremento de la vida de la broca: dado que el pozo se perfora más rápidamente y la remoción de cortes es más eficiente.
- Reducción de las pérdidas de circulación: como la presión de la columna de lodo es menor a la presión de fractura no hay pérdidas de fluido a la formación.
- Reducción en los tiempos de limpieza y pruebas de pozo.
- Incrementar la tasa de penetración y la vida de la broca.
- Reducir la posibilidad de pegas de la sarta.
- Mejorar la evaluación de las formaciones.
- Incrementar la productividad del pozo.
- Reducir o eliminar el requerimiento de tratamientos de estimulación.

Desventajas de la perforación underbalance [91] [93]:

- Inestabilidad del agujero: se divide en dos mecánica y química, en la mecánica los esfuerzos tectónicos o condiciones físicas como la baja compactación puede generar derrumbes en las paredes del hueco; la química se da como resultado de interacción entre el fluido de perforación y el de formación que comúnmente afecta a lutitas y arcillas.
- Influjos de agua
- Corrosión.
- Vibraciones de la sarta y ensamble de fondo.

Además perforar bajo balance, puede causar derrumbes y pegas de tubería, por lo cual es importante analizar las características de las formaciones atravesadas [36, 94, 95], la figura presentada a continuación muestra el efecto de la presión diferencial en la tasa de penetración para rocas suaves y duras.

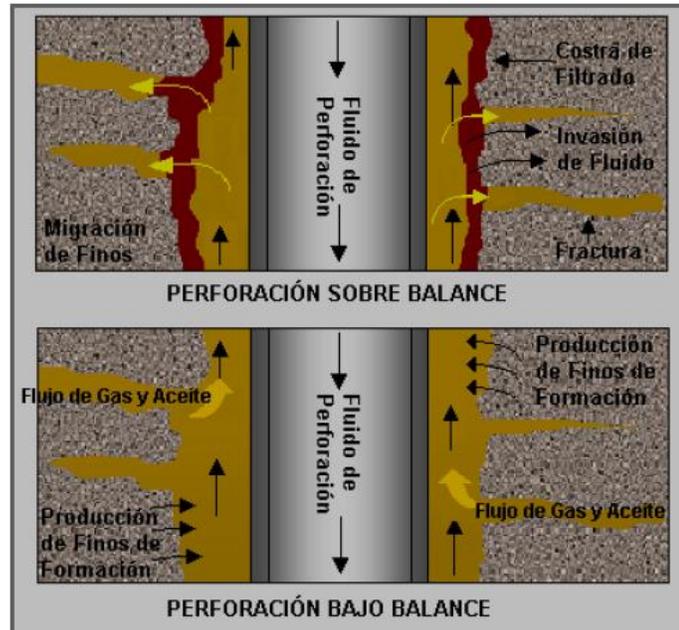


**Figura 2.** Efecto de la presión diferencial y la dureza en la rata de penetración.

Los fluidos más comúnmente usados durante la perforación bajo balance son: aire, nitrógeno, gas natural, niebla, espumas, diésel, agua, entre otros, los cuales previamente son analizados, para determinar su compatibilidad con los fluidos de la formación a la que van a ser expuestas y evitar así un daño a la formación [96]

Los mecanismos de daño potenciales que se presentan durante este tipo de perforación son:

- No hay presencia de un revoque protector, si las condiciones reales de bajo balance no son mantenidas 100% durante toda la perforación.
- Efectos de imbibición espontánea en contracorriente, los cuales ocasionan la invasión de filtrado a la formación
- Vitrificación y efectos de daño superficial ocasionado por la capacidad insuficiente del lodo a lubricar.



**Figura 3.** Perforación convencional sobre balance comparada con la perforación bajo balance.

Un caso de relevancia es el del Campo Sha, ubicado en la formación Shahejie. Es un yacimiento de baja permeabilidad, frágil y altamente microfracturado [97]. Muchos de los pozos fueron perforados bajo condición bajo balance dado que según información teórica, se disminuía la invasión de líquidos y sólidos dentro de las fracturas y gargantas de poro de la formación, lo que significaba llegar a la zona productora en menor tiempo y evitar inducir daño a la formación e inestabilidad de los pozos. Los resultados fueron malos. Ocurrió desprendimiento de las paredes de la lutita y ampliación del pozo a lo ancho (es decir, pozos altamente irregulares), seguido por serios problemas incluido el daño a la formación [98].

Varias clases de fluido de perforación se utilizaron para solucionar la inestabilidad del pozo, incluyendo lodos nano-emulsionados, de alcohol polimérico y formiato de potasio; pero no funcionaron bien [98].

La tabla 8 muestra los datos más relevantes de la formación:

**Tabla 8.** Datos de la formación Shahejie [98]

Porosidad	10.32%
Permeabilidad promedio	$5.197 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
Tamaño de gargantas	0.03 $\mu\text{m}$ a 10.12 $\mu\text{m}$
Ancho de fracturas	5 $\mu\text{m}$ y 10 $\mu\text{m}$
Contenido de minerales	Entre 5.78% y 12.28%, principalmente illita, caolinita y capas mixtas de illita/esmectita

La inestabilidad de los pozos conllevaba a un aumento de los NPT (Non Productive Time) seguido por una pérdida de circulación, ocasionando adicionalmente un alto valor del factor skin y un serio daño a la formación.

La perforación no fue exitosa debido posiblemente a [99]:

- No emplear un valor adecuado de presión bajo balance, que es importante en este tipo de operaciones, pero que es difícil de estimar.
- No formar un cake en las paredes del pozo, lo que pudo facilitar la invasión de fluido a la formación, debido al diferencial de presión.
- El filtrado pudo imbibir espontáneamente en la formación por la alta presión capilar y baja saturación de agua presente en la formación; dicho filtrado reacciona con los minerales, ocasionando problemas.

Es difícil mantener condiciones bajo balance desde el comienzo de la perforación hasta la fase de completamiento, por lo que es importante al igual que en operaciones sobre balance, diseñar el fluido con aditivos de pérdida de circulación o agentes de puenteo, para evitar al máximo un daño a la formación por un repentino cambio de perforación de bajo balance a sobre balance [98].

Pruebas realizadas [98]:

Filtración dinámica: se circuló fluido de perforación original en la cara de núcleos saturados con salmuera y diferente ancho de fractura, bajo una diferencia de presión de 3.5MPa. Los resultados mostraron que no había mayor afectación de la permeabilidad.

Tamaño de partícula del fluido de perforación: un análisis granulométrico mostró que el fluido de perforación original no podía sellar las fracturas cuando éstas tenían un ancho de más de 40 $\mu\text{m}$ , infiriendo que el tamaño de partícula no era acorde con el ancho de

fractura; ocasionando daño a la formación e inestabilidad del pozo por la continua invasión de fluidos extraños.

Prueba de hinchamiento de arcillas: la difracción de rayos X a muestras de lutitas concluyó que el contenido de illita aumentaba con profundidad y que el hinchamiento de minerales disminuía con profundidad. Adicionalmente los resultados concluían que la expansión de las lutitas expuestas a agua fresca o a lodo no era significativa.

Prueba fall off: ésta prueba permitió determinar que un pH alto en los fluidos de perforación disolvía algunos minerales de la formación, agrandando el tamaño de poro y de garganta. La interacción entre un fluido con un valor alto de pH y minerales de la formación dañó la microestructura de los minerales y disminuyó la consistencia de la roca, causando inestabilidad en el pozo.

Considerando el hecho de que los sólidos pueden invadir la formación cuando se perfora bajo un diferencial de presión positivo (sobre balance), la distribución de sólidos en el fluido de perforación fue ajustada acorde a los anchos de fractura, mediante la adición de un agente de puenteo llamado LF-2. Esto se hizo en los pozos T3ZV y T3ZS, adyacentes a los pozos T2Y, T3W y T3L, perforados con frecuentes problemas de colapso.

De lo anterior se pudo concluir que [98]:

- El valor del pH del fluido de perforación fue ajustado a valores entre 8 y 8.5 para evitar invasión de filtrado alcalino del fluido de perforación y una subsecuente reacción con minerales sensibles a la alcalinidad, destruyendo la microestructura mineral y la estructura de poro, causando eventualmente daño a la formación e inestabilidad del pozo.

- Los fluidos utilizados en operaciones bajo balance deben tener aditivos para pérdida de fluido o agentes puenteantes adecuados y ser evaluados bajo condiciones de sobre balance con el propósito de prevenir daño a la formación por situaciones repentinas de sobre balance.

- Todas las consideraciones de interacción entre soluciones alcalinas y lutitas u otras rocas deben ser tenidas en cuenta.

## **2.3. Daño asociado según la inclinación del pozo**

### **2.3.1. Pozos horizontales**

Los pozos horizontales son generalmente mucho más susceptibles al daño de formación que los pozos verticales, debido al mayor período de contacto de los fluidos de perforación con la roca reservorio inmediatamente adyacente al pozo [68] [100]. Si la terminación del hueco es abierta hay mayor profundidad de invasión que un pozo horizontal revestido [101]. Como el gradiente de velocidad y presión del fluido durante el flujo de retorno a producción son generalmente pequeños, la limpieza del revoque interno y externo no es tan eficaz como en pozos verticales, sólo una fracción del pozo contribuye a fluir cuando el pozo es devuelto a la producción [102, 103].

La perforación bajo balance (UBD) es capaz de mejorar la velocidad de penetración y reducir al mínimo el daño a la formación [104]. Durante UBD de pozos horizontales, la presión de la columna de líquido efectivo es menor que la presión de la formación, lo que aumenta las posibilidades de colapso del pozo, afectando la estabilidad del pozo [105]

La remoción del daño con acidificación es más difícil y costosa por los altos volúmenes de ácido requeridos y la dificultad de colocación de este en los lugares apropiados del pozo. Es así como se invierte un poco más en el diseño del fluido de perforación en este tipo de pozos y en los pozos desviados utilizando fluidos que causen poco daño a la formación como un polímero anfótero, un fluido emulsionado de aceite en agua (OIW oil in water) y una mezcla de fluido de óxidos metálicos (MMH) [106]. De igual manera, los fluidos sintéticos base aceite (S/OB) son muy utilizados ya que proveen altas tasas de penetración, minimizan el daño causado a la formación, ayudan a la estabilidad de la formación y lubrican adecuadamente la broca [107]

Los problemas de inestabilidad del pozo, tales como tubería atascada, la ampliación del agujero causando mala limpieza y control de la desviación, a menudo surgen cuando se perfora horizontalmente en carbones y otros tipos de roca, así como cuando se está produciendo este tipo de pozos [71]. Existen factores que se pueden controlar como los tipos de fluidos de perforación utilizados en el pozo, incluyendo la densidad del lodo y la reología del lodo [108].

La invasión de fluidos durante las operaciones de perforación y terminación puede producir daños a la formación y promover la pérdida de circulación de lodo y cemento. Es recomendado perforar estos pozos con sobrebalance porque conducen a la formación de un revoque de lodo más efectivo que evitan las pérdidas excesivas de los fluidos de

perforación [71]. Cuando el cake formado genera baja producción, es necesario realizar una limpieza del mismo. Para esto se ha desarrollado una nueva técnica llamada TFO (True fluidic oscillator) que consiste en el control de la inyección del disolvente del cake, el cual se compone normalmente de un fluido ácido (HCl, ácido acético) y polímeros con enzimas específicas para deshacer el cake [109].

Para identificar el daño de formación en pozos horizontales se han utilizado diversos simuladores. Los más acertados son los propuestos por Economides et.al. [110, 111] donde analizan la variable principal: la gran longitud de exposición de la formación al fluido de perforación y los volúmenes de tratamiento que se deberían utilizar para remediar la inestabilidad que la invasión del fluido de perforación puede causar. Así, mientras para una longitud de 2000 pies en un pozo vertical se necesitarían 150 galones para estabilizar el pozo (partículas tales como: gránulos y escamas), mientras que en un pozo horizontal se requieren 300.000 galones para cumplir este mismo objetivo.

Otro de los modelos numéricos presentados para simular el daño en la cara del pozo y tratamientos de limpieza durante la perforación con un WBM fue el desarrollado por Ding et.al. [112]. El modelo requiere el conocimiento de la reducción de la permeabilidad en la zona invadida por las partículas y la permeabilidad recuperada después del tratamiento. También se requiere saber las características del fluido de yacimiento y del filtrado de líquidos, así como las curvas de permeabilidad relativa. Este modelo también se puede utilizar para estudiar el impacto del daño de formación cerca del pozo generado por un fluido de perforación base aceite.

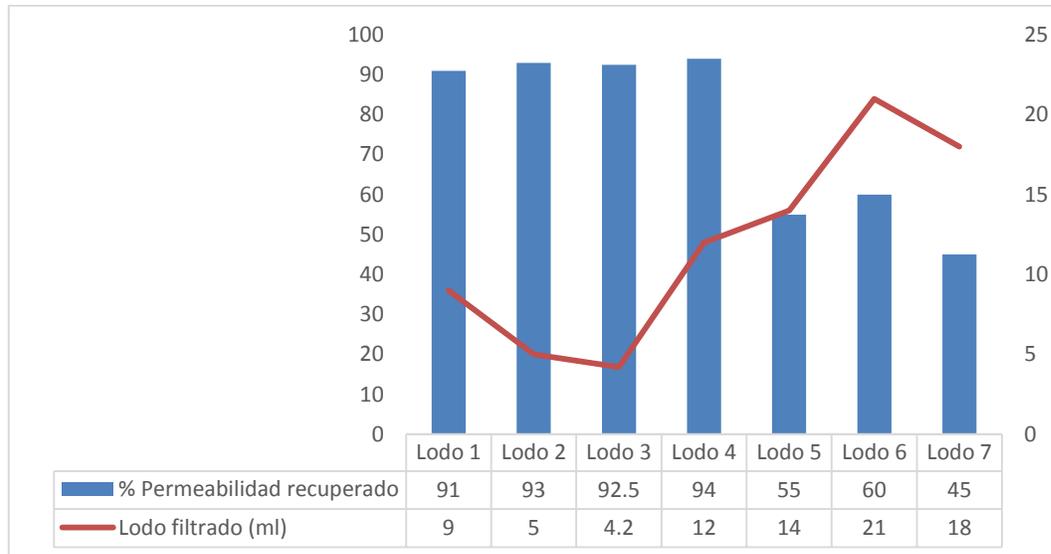
#### Caso de campo Yacimiento Abu Hadriya [113], [114]

En el yacimiento Abu Hadriya, ubicado en Arabia Saudita, se perforó un pozo horizontal con el objetivo de mejorar la producción de aceite de una formación con microporosidad. La formación Hadriya es una caliza, con micrita laminada en la parte superior y hacia abajo calcarenitas de grano medio a grueso, en su mayoría con peloides bien cementados por calcita [113]. Análisis de la distribución de poro de la roca indica que el diámetro promedio del poro es de 355 micrones. De acuerdo a análisis de campo, el agua de yacimiento tiene tendencia a precipitar  $\text{CaCO}_3$  en la cara del pozo. La sección horizontal del pozo tenía un ángulo entre  $87^\circ$  y  $90^\circ$  [113].

En éste yacimiento los pozos horizontales variaban de longitud entre 1500 ft y 3200 ft. Hay 13 pozos en yacimientos de carbonato completados a hueco abierto, en donde hay pozos de producción, inyección y de residuos. Ocho pozos fueron completados en areniscas con un set de liners y cementados en la sección horizontal [113].

## Formulación del fluido de perforación

Con el objetivo de determinar cuál era el mejor fluido para perforar la sección intermedia del pozo en estudio, se formularon en laboratorio varios lodos compatibles a base de agua fresca con un pH neutro. El daño final causado por cada lodo fue determinado en términos de porcentaje de permeabilidad ganado y filtrado perdido. Las pruebas fueron realizadas a condiciones de temperatura y presión lo más parecidas posibles a las condiciones de yacimiento [113].



**Figura 4.** Análisis de muestras de lodo [113]

Los lodos 1, 2, 3 y 4 fueron lodos formulados sin aditivos de arcillas, los lodos 5, 6 y 7 fueron lodos con aditivos de arcilla convencionales.

De acuerdo a los resultados expuestos en la figura 4, se escogió el lodo 3 como el menos nocivo para la formación (9,5 % de recuperación de la permeabilidad y 4,2 ml de fluido filtrado).

Los componentes del fluido seleccionado para la perforación de la sección horizontal del pozo fueron: agua limpia, antiespumante, biopolímero, almidón, óxido de magnesio, carbonato de calcio, lubricante y aceite diésel. Además; no tenía ningún sólido tipo barita, bentonita, lignito o lignosulfato. Tampoco tenía materiales convencionales de pérdida de circulación (mica, fibras vegetales, cáscaras de nuez, etc). Para reducir la invasión de lodo en la roca, fueron efectivas partículas puenteantes biodegradables de un tamaño mayor a 111 micrones (un tercio del promedio del tamaño del poro [115]).

El fluido de perforación usado a lo largo de la sección horizontal del pozo, permitió que la perforación tomara 9 días en lugar de 13 días como estaba inicialmente presupuestado, además de mantener el pozo limpio y sosteniendo unas buenas tasas de penetración [113].

### **2.3.2. Pozos Verticales**

En pozos verticales, el flujo de petróleo y gas a través del medio poroso hacia el pozo está gobernado por un flujo radial. El caudal depende principalmente de la caída de presión, la producción y la permeabilidad de zona de producción en el plano horizontal. Cuando la formación es dañada por fluidos de perforación, se reducirá la permeabilidad y la tasa de flujo. El porcentaje de reducción de la permeabilidad radial de muestras de núcleos dañados se utiliza generalmente para evaluar el grado de daño de la formación de un pozo vertical [100].

En pozos horizontales, el flujo de petróleo y gas desde el yacimiento hasta el pozo, es un flujo en 3 dimensiones, no sólo consta de un flujo radial en el plano horizontal, sino también de flujos verticales con distintos ángulos respecto al plano horizontal. Por lo tanto, el flujo se ve afectado por la anisotropía de la permeabilidad a diferentes direcciones, que se designa como relación de anisotropía,  $\beta$ . Para la mayoría de los campos, el valor medio de la permeabilidad horizontal es de 9- 10 veces mayor que la de la permeabilidad vertical. Por lo tanto, las escalas de daño de la permeabilidad serían diferentes en distintas direcciones. En comparación con un pozo vertical, un pozo horizontal se caracteriza por tener menor resistencia al flujo, mayor área de drenaje y tiempo de contacto más largo con la perforación y terminación de fluido. Como resultado, el deterioro de la productividad de un pozo horizontal inducido por el daño de la formación será mucho más grave que la de un pozo vertical [100].

Esta teoría se comprobó en el campo Dagang, donde el método de evaluación cuantitativa se dividió en cuatro partes [100]:

1. Desarrollar un modelo para el cálculo de la profundidad de invasión sobre la base de numerosos datos, lo que permitió la determinación del radio de la zona de daño y la relación de anisotropía de la permeabilidad de la roca se determinó por medio de las mediciones de permeabilidades verticales y horizontales.
2. Determinar el factor skin (S) bajo diferentes condiciones.
3. Calcular la eficiencia de flujo y las pérdidas de producción de pozos horizontales y verticales.

4. Evaluar el daño a la formación de dos pozos horizontales ubicados en el campo Dagang, y luego hacer una comparación entre ellos.

Se demostró que el efecto de daño de formación en las eficiencias de flujo de pozos horizontales fue generalmente menor que la de los pozos verticales cuando  $\beta < 3.50$ , pero este no era el caso cuando el valor de  $\beta$  era relativamente grande. Bajo la condición del mismo skin, el daño a la formación podría ser menos perjudicial para pozos horizontales, si la longitud del pozo horizontal es larga y el valor de  $\beta$  es pequeño. También se encontró que hay una mayor reducción en la producción de petróleo en un pozo horizontal que en un pozo vertical a pesar de que la eficiencia del flujo del pozo horizontal [100].

### **2.3.3. Pozo desviado**

Para hablar del daño ocasionados por el fluido de perforación en pozos desviados, se tomará como ejemplo el campo Sacha, ubicado en la cuenca Oriente del Ecuador [116]. Donde las rocas más inestables son las lutitas, sufriendo procesos como la hidratación, intercambio catiónico y ósmosis debido al uso de lodos base agua, para atacar este problema se usaron tres alternativas: inhibición química con una sal, cobertura de lutitas con polímeros y sellamiento de fracturas capilares; este daño de formación se debe principalmente al hinchamiento de arcillas tipo montmorillonita y a los derrumbes de las secciones de lutitas inestables. Además, se presentan problemas en las formaciones superficiales (150 ft) por alta pérdida de fluido debido a la elevada permeabilidad y presión de formación baja, para dicho problema se bombeó una píldora obturando y permitiendo cerrar esta zona de alta permeabilidad [116].

La acción lubricante de los fluidos de perforación es una propiedad de especial importancia en la perforación de pozos direccionales, donde las fricciones y tensiones son más continuas y de mayores proporciones que en la perforación de pozos verticales [117]. El lubricante en el lodo de uso general en la perforación de pozos inclinados fue el diésel, pero por razones de contaminación este ha sido desplazado por otros lubricantes de marcas registradas no tóxicos, biodegradables y con poca tendencia a formar partículas aceitosas en el agua [116].

En pozos desviados es muy común el bajo rendimiento debido al daño originado cerca del pozo. El uso de fluidos limpios es muy común en este tipo de geometrías para reducir los efectos del daño de las partículas. Estos fluidos construyen un cake fino que se elimina fácilmente por el flujo de fluidos de producción y tienen características especiales que impiden la penetración de filtrado de líquidos. Son generalmente a base de agua, formado

con agua de mar o salmueras. Estos líquidos contienen concentraciones relativamente altas de polímeros naturales tales como almidón o celulosa, los cuales proporcionan un control de fugas, buena viscosidad y cantidades más pequeñas de polímeros de xantano para propiedades de transporte. Estos fluidos también pueden contener sólidos utilizados para el control de pérdida de circulación y como agentes de ponderación. Los sólidos utilizados son a menudo sales o carbonato de calcio y se seleccionan por su solubilidad en agua o ácidos. [118]

Para remover el daño de formación originado por el fluido de perforación se utiliza una enzima y un lavado ácido para eliminar el carbonato de calcio. Se realizó esta prueba en un pozo en el medio oriente con una profundidad de 12700 pies de profundidad con un intervalo de daño de 6in. El pozo fue tratado utilizando un fluido que consiste en un polímero de celulosa y carbonato de calcio. El sistema de la enzima consiste en una enzima específica de celulosa con un 2% de KCl y un agente tensoactivo. El tratamiento fue bombeado a 1.5 barriles por minuto y se concluyó una mejora en la y se mejoró la presión en el fondo de pozo del 20% al destruir el cake [103]

## **2.4. Daño asociado según las características del yacimiento**

### **2.4.1. Yacimientos naturalmente fracturados**

Al perforar formaciones naturalmente fracturadas, gran volumen de lodo se puede perder en la red de fracturas, lo que puede ocasionar obstrucción, y por tanto generar un daño de formación severo. Debido a que las fracturas contribuyen en casi toda la productividad de dichos pozos, es importante mantener estas fracturas abiertas tanto como sea posible. En este caso, se recomienda la perforación bajo balance ya que permite que los fluidos de la fractura fluyan en el pozo, manteniendo las fracturas sin daño. Sin embargo existen limitaciones de seguridad. Se añaden aditivos puenteantes al lodo para garantizar que las partículas sean lo suficientemente grandes para tender un puente a través de la cara de la fractura; los aditivos puenteantes más comúnmente utilizados son carbonato de calcio y aditivos fibrosos, tales como fibras celulósicas y fibras solubles en ácido [119, 120].

El empleo de técnicas de perforación en condiciones de bajo balance y la utilización de fluidos de perforación o de cementación que producen menos daño, son formas posibles de reducir los problemas de pérdida de circulación y su daño asociado [121, 122].

#### **2.4.2. Yacimientos de areniscas**

Areniscas con alto contenido de cuarzo suelen tener altas permeabilidades para cualquier porosidad dada, esto se atribuye a la presencia de poros grandes que a menudo están bien conectados. Sin embargo, este tipo de formaciones son susceptibles al daño por fluidos de perforación, principalmente por invasión de los sólidos; resultados obtenidos mediante pruebas de laboratorio para el campo Cusiana mostraron una clara necesidad de aumentar el tamaño de las partículas del fluido utilizado en el campo, a pesar de ello, se tenía una gran preocupación por el posible efecto en el rendimiento de perforación, especialmente con riesgos como pega de tubería. En consecuencia, sobre una secuencia de pozos, la partícula tamaño del fluido de perforación se incrementó progresivamente, durante este tiempo se hizo evidente que las prácticas operativas debían ser modificadas con el fin de mantener un tamaño de partícula alta [123].

#### **2.4.3. Yacimientos de carbonatos**

Más del 60% del petróleo y el 40% de las reservas de gas en el mundo se encuentran en yacimientos fracturados carbonatados, se cree que las fracturas son el principal contribuyente en la producción del flujo de hidrocarburos. Estas fracturas proporcionan una excelente permeabilidad para que los hidrocarburos fluyan dentro del pozo incluso cuando la permeabilidad de la matriz es muy pequeña. En muchos casos, la disminución significativa de la productividad se ha observado en los depósitos de carbonatos fracturados cuando se usa lodo base agua o aceite durante la perforación. El lodo pesado llena las fracturas ocasionando una reducción de la permeabilidad y se convierte en un daño irreversible a la formación [124-129].

El campo Mela en Pakistán describe el caso de un aparente fracaso que terminó en un éxito total. Los datos revelaron una pérdida de lodo de aproximadamente 2.100 bbls durante la perforación, esta pérdida de lodo ocasionó la asfixia de la red de fracturas, evitando el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Durante la operación de limpieza unos 1.200 bbls del filtrado fueron recuperados. Además, se diseñó una estimulación ácida con presencia de OBM, es importante que el fluido este cuidadosamente diseñado dado que la receta equivocada puede traer reacciones adversas con los productos químicos OBM y que puede resultar en la reducción de la producción de petróleo [124-129].

Por otro lado en el sudeste de Turquía, tres fluidos de perforación a base agua con diferentes características se usaron para probar la reducción de la permeabilidad en formaciones de areniscas y calizas. Los fluidos de perforación fueron preparados con especificaciones de la API con bentonita no tratada, Polymer-XT y PAC -XC. La caliza arrojó un coeficiente mínimo de daño con una reducción de la permeabilidad de 32%, mientras

que la arenisca resultó en daño del 46%. Concluyendo que el daño con areniscas es casi 1,5-2,0 veces mayor que el daño ocasionado en calizas con lodos similares [130].

## **2.5. Daño asociado según el tipo de fluido utilizado**

### **2.5.1. Fluido base agua**

El uso de lodos base agua dulce puede resultar en filtrados que pueden ser perjudiciales para areniscas sensibles al agua [131]. Por lo tanto el aumento de la salinidad del filtrado puede prevenir la migración de finos inducida por la pérdida de fluido filtrado. La pérdida de filtrados acuosos también se traduce en una reducción en la permeabilidad relativa a las fases de hidrocarburos, por bloqueos de agua y emulsión [131-133].

Los lodos libres de sólidos tiene mejores ratas de penetración por su baja viscosidad que aquellos con contenido de sólidos usados para aumentar su peso. Se dice que la tasa de penetración reduce aproximadamente 30 % con contenidos de sólidos [134].

Uno de los principales problemas asociados a los fluidos de perforación es la formación de un cake demasiado resistente que no se destruye por la acción sola de la presión. Por esta razón es necesario utilizar rompedores para restaurar las propiedades de flujo cercana al pozo. Esto se debe principalmente a los sólidos que contiene el fluido de perforación, y en este caso de fluidos, también influye la permeabilidad relativa desfavorable debido al atrapamiento de filtrado. Uno de los rompedores más efectivos son los que contienen agentes oxidantes (NaOCl) [135].

Se han utilizado afrones en lodos base agua para perforar yacimientos maduros de baja presión. El sistema se caracteriza por tener una fase continua, alta viscosidad, bajo shear rate, y en una fase interna posee microburbujas generadas por el uso de un surfactante químico. Este sistema inhibe el daño a arcillas y areniscas, permite limpiar eficientemente el pozo, los registros eléctricos pueden correrse sin ningún inconveniente y en amigable con el ambiente, ya que por lo general, en este tipo de yacimientos es utilizado un fluido base aceite [136].

Por otro lado, se ha venido empleando una composición para un fluido de perforación libre de sólidos (como barita, carbonato de calcio, óxido de hierro, etc) a base de agua cuyos principales componentes son una salmuera simple o binaria, un biopolímero como agente viscosificante y de control de las propiedades de suspensión, un agente alcalinizante para el control de pH y gases ácidos, un agente puenteante para el control de las pérdidas de fluido, un inhibidor de hidratación de arcillas y mejorador de las propiedades lubricantes y

un surfactante desmenuficante para prevenir la formación de emulsiones e inhibir la corrosión [137]. Se disuelven sales o mezcla de sales de cloruro de calcio y/o bromuro de calcio y/o bromuro de zinc con densidades desde 1.03 g/cm<sup>3</sup> hasta 2.20 g/cm<sup>3</sup>. Así, no existirán sólidos en suspensión que puedan invadir la formación, taponando y reduciendo la permeabilidad del pozo [138].

La concentración de las sales puede variar de acuerdo a la densidad del fluido que el pozo requiera para el control de las presiones de la formación [138].

La salmuera que hace las veces de fluido de perforación, debe ser filtrada con la finalidad de reducir los sólidos suspendidos de 0.05% a 1.5% peso [138].

El polímero sintético utilizado en la salmuera es de la forma (C<sub>8</sub>H<sub>16</sub>CIN)<sub>n</sub> o (C<sub>6</sub>H<sub>14</sub>CIN)<sub>n</sub> tiene la característica que no requiere de tiempos prolongados de agitación, calentamiento o uso de altas velocidades de corte para hidratarse en presencia de salmueras de alta densidad. Su mayor virtud es que presenta una resistencia térmica mayor a los 200°C, es decir, es apta para la perforación de pozos HP-HT [137].

El biopolímero viscosificante, que se obtiene del grupo de las gomas de xantomonas; debe manejarse a la par con el polímero sintético, dado que ambos tienen un efecto sinérgico que hace que las propiedades de suspensión y resistencia térmica sean óptimas y mantenidas bajo control.

A continuación se muestra la formulación típica de un fluido de perforación con las condiciones descritas anteriormente:

**Tabla 9.** Formulación típica de un fluido de perforación HP-HT [137]

Aditivo	Concentración
Salmuera CaCl <sub>2</sub> , o CaCl <sub>2</sub> -CaBr <sub>2</sub> (m <sup>3</sup> )	1.0
Biopolímero (kg/m <sup>3</sup> )	10-20
Polímero sintético (kg/m <sup>3</sup> )	4-15
Agente puenteante (kg/m <sup>3</sup> )	10-20
Inhibidor de lutitas (l/m <sup>3</sup> )	5-20
Desemulsificante (l/m <sup>3</sup> )	0.05-20

El fluido de perforación tendrá tres inhibidores de hidratación de arcillas (la salmuera, los polímeros y biopolímeros y el inhibidor de hidratación), lo que garantiza que las arcillas presentes en la garganta de poro de la formación productora no se hidraten cuando entren en contacto con la fase líquida del fluido de perforación. Adicionalmente, el agente surfactante inhibe la formación de emulsiones crudo-salmuera, reduciendo así el daño a la permeabilidad de la formación productora.

### 2.5.2. Fluido base aceite

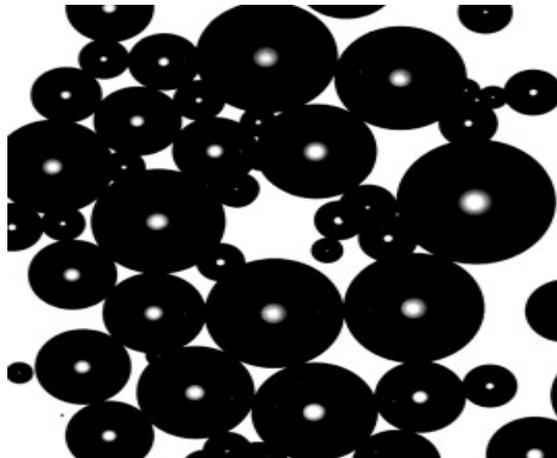
Al entrar en contacto el lodo base aceite con el medio poroso puede invertir la humectabilidad de la superficie rocosa, disminuyendo la productividad del pozo. Las pruebas de pérdida de fluido API estándar muestran que la tasa de pérdida de fluido en los lodos a base de aceite es sustancialmente inferior a la de los lodos a base de agua [139]. La invasión de sólidos y gotas de aceite dentro de la formación está determinado en gran medida por la eficacia de la torta de filtro externa formada por bentonita y gotas de agua organofílicas [140]. El cake formado por este tipo de fluido es muy impermeable y diferente al formado por los lodos base agua, lo que conduce a un buen control de pérdida de fluido, sin embargo si se perfora con sobre balance hay una pérdida significativa de la productividad, por lo cual se recomienda no trabajar a presiones muy altas por encima de la presión de la formación [141].

Los procesos de acidificación con formulación de ácido convencional generalmente no tienen éxito y pueden causar un daño adicional, por la presencia de lodo base aceite en el filtrado.

Se han utilizado afrones en fluidos de perforación base aceite por su capacidad de bloqueo para reducir el daño a la formación. Un fluido CGA (Colloidal Gas Aphron) a base de aceite, el cual fue generado mediante la mezcla de éster de ácido graso de sorbitán 0,4% y 1,5% SEP con aceite mineral, cambia la humectabilidad de hidrófilo a hidrófobo [142] [143]. El fluido CGA se utilizó en una serie de experimentos de inundación núcleo para ver los efectos de la tasa de inyección de fluido, el tipo de fluido de saturación, y la humectabilidad de los medios porosos en la caída de presión a través de los medios porosos y de retorno de permeabilidad. Los resultados mostraron una acumulación de microburbujas en el medio poroso, lo que limitó la invasión de fluidos hacia el exterior [144]. Los afrones en fluidos de perforación base aceite están diseñados para minimizar la pérdida de filtración mediante el bloqueo de los poros de la roca con microburbujas. Los afrones se comportan como un material de puente flexible y forman una junta interna en una estructura de poros, que más tarde se puede quitar fácilmente cuando el pozo está abierto para la producción [142]. Cuando el fluido de perforación entra en la formación, los afrones avanzan rápidamente como un flujo burbujeante para concentrarse en la parte delantera de fluido y crear un microambiente que separa el líquido de la formación. Esto inhibe el movimiento del fluido detrás de ellos y limita la invasión de fluido [144, 145].

Se infiere que el potencial de daño de la formación del fluido era bastante baja (se registraron permeabilidades de retorno de 80%) [143]. También se demostró que los

afrones tienen una falta de afinidad hacia las superficies de sílice o piedra caliza. Por lo tanto, se espera un fácil retorno fuera de la formación permeable invirtiendo el diferencial de presión, minimizando el daño de formación y mejorando la limpieza [5] [131].



**Figura 5.** Imagen microscópica de afrones [5].

### **2.5.3. Fluidos aireados**

El tipo de lodo afecta la tasa de penetración y la vida de la broca, a comparación de los lodos con base líquida, los lodos aireados tienen más altas tasas de penetración, lo que ocasionaría un mayor daño en la formación debido a que hay mayor pérdida de fluido hacia la formación [131, 146].

Cuando se utilizan fluidos aireados, la remoción de cortes y la lubricidad de la broca no son muy efectivas. En estos casos se sugiere introducir en el flujo de aire zinc o calcio, lo cual favorece la humectabilidad [4]. De igual manera, cuando se incluyen partículas finas de carbonato de calcio en el diseño de los fluidos de perforación, el volumen de filtrado es reducido considerablemente [147].

## **2.6. Relación entre el factor skin y el radio de invasión de los fluidos de perforación**

Un modelo matemático estima el factor skin debido a la invasión de filtrado de lodo dentro de una formación en un sistema de flujo radial debido a que la invasión se produce en todas las direcciones [148]. Se modela el espesor del cake, la tasa de filtrado que fluye del pozo hacia la formación, el filtrado de lodo, la concentración y la profundidad de penetración de filtrado de lodo, también estima la reducción de la permeabilidad efectiva del aceite y el factor skin cerca al pozo. Para el caso de la filtración estática en el flujo

radial, nos encontramos con un espesor crítico de la torta de lodo por encima del cual, la tasa cambia el espesor al aumentar.

La diferencia de presión entre el lodo en el anular y la formación provoca la invasión de filtrado de lodo hacia la formación. El filtrado de un lodo base agua se mezcla con agua de la formación y desplaza el aceite de los poros de la formación, lo que causa la reducción de la saturación de aceite [149]. Como resultado, la saturación de agua de la zona cercana al pozo se incrementará y la permeabilidad efectiva disminuirá, en esta zona invadida, zona dañada o zona skin, por lo tanto la resistencia al flujo de aceite hacia el pozo aumentará causando disminución en la productividad del pozo [150]. Debido a este problema se ha implementado un parámetro para cuantificar el grado de daño de la formación llamado "Factor Skin", este factor depende de la reducción de la permeabilidad efectiva del aceite y el radio de invasión del filtrado de lodo.

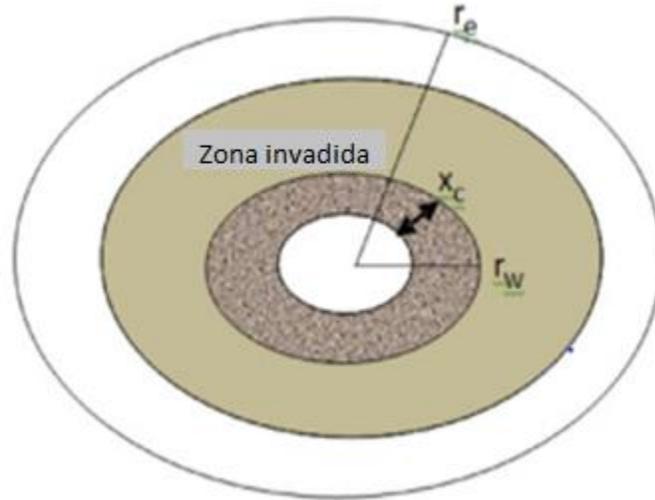
Entonces es necesario tener una estimación precisa del radio de invasión del filtrado de lodo durante la perforación y su distribución, se han desarrollado correlaciones empíricas para estimar la profundidad de invasión pero no son tan usadas, existen modelos de flujo de dos fases y modelos de convención – dispersión tales como modelos de Donaldson y Chernoglazov (1987), Civan y Engler (1994) y Parn-Anurak y Engler (2005) [100] [151] [152] [153].

El modelo matemático supone que el lodo de perforación es base agua y se utiliza en perforación sobre balance de un pozo vertical (la presión de sobre balance es constante), la formación es homogénea e isotrópica, la velocidad de circulación del fluido de perforación y la tasa de erosión en la superficie del cake son constantes, el flujo es isotérmico, las propiedades físicas del cake (porosidad, permeabilidad y densidad) pueden variar con el tiempo, el tamaño de partículas sólidas en el fluido de perforación son menores que el tamaño de poro, para que permita la invasión de partículas sólidas en la formación [154]

El modelo parte de la masa de partículas sólidas del fluido perforación [ $m_c(t)$ ] depositadas en la pared del pozo durante la perforación del pozo vertical, para formar el espesor del cake en el transcurso de un tiempo t.

$$m_c(t) = \pi h [r_w^2 - (r_w - x_c(t))^2] (1 - \phi_c) \rho_c.$$

**Ecuación 1**



**Figura 6.** Ilustración de la acumulación del cake y la zona invadida en un pozo vertical.

Donde,  $h$  es el espesor de la formación,  $r_w$  es el radio del pozo,  $x_c$ ,  $\phi_c$ ,  $\rho_c$  son el espesor, la porosidad y la densidad del lodo respectivamente. Durante la acumulación del cake, sus propiedades físicas varían con el tiempo. El modelo explica cómo determinar diferentes variables como la permeabilidad y porosidad del cake, la tasa de depósito y erosión, la tasa de filtración. En cuanto a la profundidad de penetración de filtrado de lodo se podría estimar con el perfil de concentración de filtrado de lodo. De la condición inicial en (2) para estimar la profundidad de penetración del filtrado, se propone el siguiente criterio (3), donde  $t_{inv}$  es el tiempo de invasión,  $C_d$  es una concentración crítica de filtrado que puede ser detectada por un dispositivo medidor.

$$C(r,0) = 0, \quad r_w < r < r_e.$$

**Ecuación 2**

$$d_p = \max\{r : C(r, t_{inv}) > C_d\},$$

**Ecuación 3**

Entonces la profundidad de penetración del filtrado en cualquier tiempo  $t$ ,  $0 < t < t_{inv}$  puede ser calculada. Donde la condición inicial, la condición de contorno y la profundidad de penetración de filtrado de lodo se puede escribir en la forma:

$$C(r,0) = 0, \quad 1 < r < \frac{r_e}{r_w},$$

**Ecuación 4**

$$C(1, t) = 1,$$

**Ecuación 5**

$$C\left(\frac{r_e}{r_w}, t\right) = 0,$$

**Ecuación 6**

$$d_p = \max \left\{ r : C\left(r, \frac{t_{inv}}{t_0}\right) > C_d^* \right\},$$

**Ecuación 7**

Además se observó que la permeabilidad de la torta de lodo ( $k_c$ ) es mucho menor que permeabilidad de la formación. La permeabilidad dañada puede variar con la distancia desde el pozo. La permeabilidad promedio dañada ( $\bar{k}_s$ ) en la zona invadida se obtiene a partir del valor medio de la permeabilidad efectiva de aceite en esta zona [153].

$$\bar{k}_s = \frac{k}{d_p - 1} \int_1^{d_p} k_{ra, max} (1 - S_w(r))^{m_0} dr.$$

**Ecuación 8**

Como el factor Skin de Hawkins se deriva de la suposición de que la distribución de la permeabilidad dañada a lo largo de la zona invadida es uniforme, entonces:

$$s = \left( \frac{k}{\bar{k}_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right)$$

**Ecuación 9**

Pero la distribución de la permeabilidad dañada en una formación isotrópica puede variar con la distancia radial desde el pozo, entonces se propone que el radio de invasión equivalente en forma adimensional ( $r_{s, eq}$ ) es igual a:

$$r_{s, eq} = \max_{1 \leq r \leq d_p} \{ r : k_s(r) \leq \bar{k}_s \}$$

**Ecuación 10**

Por lo tanto, el factor Skin equivalente para la distribución no uniforme de la permeabilidad dañado sería:

$$s = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln r_{s,eq}$$

**Ecuación 11**

Para un yacimiento de carbonato caracterizado por fracturas naturales y cavidades, el daño a la formación puede ser causado por procesos de perforación y terminación que traen alto factor de daño total y la caída de presión adicional [155]. Entonces para mejorar la productividad de los pozos, es necesario descomponer el factor Skin total e implementar mecanismos orientados a minimizar el factor Skin, optimizando la tecnología de perforación y terminación, además de proponer una técnica de acidificación que pueda remover el daño "no radial y en la red de fracturas", mediante la plena utilización de las fracturas naturales y minimizar el factor Skin para maximizar la productividad de los pozos [156] [157] [158].

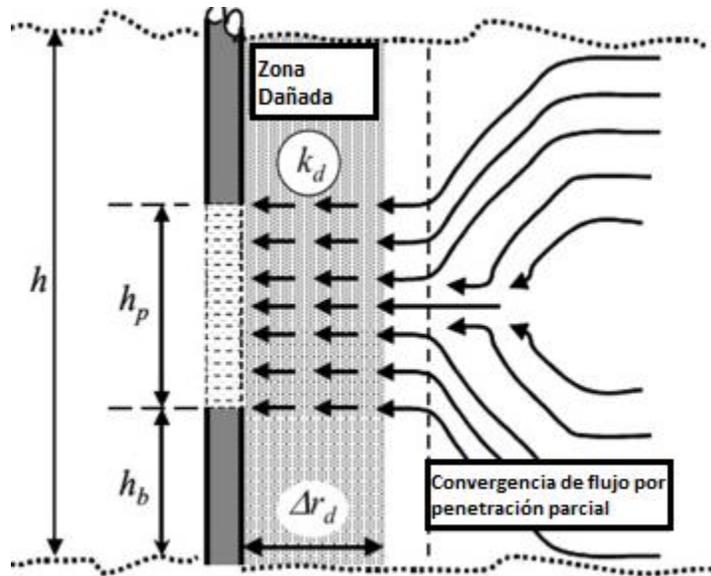
La penetración parcial crea un campo de flujo bidimensional en el área cerca del pozo donde anisotropía de permeabilidad, coeficiente de penetración y el tamaño del pozo son parámetros dominantes del pseudo-Skin parcial de penetración ( $S_{PT}$ ).

$$S_{PT} = \left( \frac{h}{h_p} - 1 \right) \left[ \ln \left( \frac{h}{r_w} \right) \left( \frac{K_h}{K_v} \right)^{1/2} - 2 \right]$$

**Ecuación 12**

$$\Delta P = \frac{141.2 Q_g \mu_g B_g}{Kh} S_{PT}$$

**Ecuación 13**



**Figura 7.** Pozo de penetración parcial sujetos a daño de formación [114].

El impacto en el deterioro o mejora de la permeabilidad alrededor del pozo debido a operaciones de perforación, producción y acidificación es cuantificado en términos del factor Skin mecánico debido al daño por estimulación, el cual se puede evidenciar en la caída de presión [156] [159]. Entonces la caída de presión y la productividad estarán en función del factor Skin total.

$$s_t = s_d + s_{pp} + s_p + s_{cz} + s_\theta + s_f$$

**Ecuación 14**

Dónde:  $s_t$  es el Factor Skin total,  $s_d$  es el Factor Skin debido al daño de formación o estimulación,  $s_p$  es el PseudoSkin por completamiento debido la penetración parcial,  $s_{cz}$  es el Skin debido a la compactación de la roca alrededor de los perforados,  $s_\theta$  es el PseudoSkin geométrico debido a la inclinación del pozo y  $s_f$  es el PseudoSkin por completamiento debido al fracturamiento hidráulico. Entonces la caída de presión y el índice de productividad ( $\Delta P_t$  y  $J_c$ ) se expresan finalmente como:

$$\Delta p_t = \frac{141.2 q_{sc} \mu B_o}{k h} [\ln(r_e / r_w) + s_t].$$

**Ecuación 15**

$$J_c = \frac{k h}{141.2 \mu B_o [\ln(r_e / r_w) + s_t]}$$

**Ecuación 16**

### **3. Diagnóstico y remediación del daño por fluidos de perforación**

En el diseño de un fluido de perforación se tienen en cuenta diversas consideraciones como: seguridad (monitoreo y control del pozo, gases hidratados, H<sub>2</sub>S), zonas evaporíticas, altas presiones y temperaturas, consideraciones ambientales, zonas críticas de pérdida de fluido, problemas con zonas de arenas, trayectoria del pozo, economía y factores especiales como requerimientos estrictos de análisis del pozo [14, 74] . Es importante analizar cuidadosamente estas variables ya que se puede evitar considerablemente un daño a la formación impidiendo la pérdida de fluido y asegurando la compatibilidad del mismo [74, 160].

#### **3.1. Pruebas de laboratorio para determinar compatibilidad del fluido con la formación**

En el diseño de un fluido de perforación es muy importante evaluar la compatibilidad que este posee con las diferentes formaciones con las cuales va a tener contacto [74, 161]. Además es relevante tener en cuenta el tipo de pozo y las desviaciones que puede tener [5]. También es primordial mencionar que desde la aparición de los fluidos de perforación durante la realización de un pozo, se han ido implementando diferentes aditivos con el fin de mejorar sus propiedades y de hacer del mismo, una sustancia más amigable ambientalmente [14]. Estos aditivos deben seleccionarse según el tipo de formación para evitar que estos puedan reaccionar [74].

En todo fluido se realizan diferentes pruebas para determinar sus propiedades y para confirmar que es apto en el proceso de perforación según las funciones que debe cumplir [161]. De esta manera se comprueba la compatibilidad y el buen diseño del fluido. Las pruebas API se componen de la prueba en la balanza de lodos donde se comprueba la densidad requerida por el sistema, [14, 45, 74, 161], la prueba en el embudo Marsh sirve para determinar la consistencia del fluido [14, 74], la prueba en el viscosímetro rotacional permite adquirir una medición más significativa que el embudo Marsh en cuanto a las características reológicas del fluido [14, 74, 162]. Otras de las pruebas que se realizan es la determinación de pH, el cual se utiliza para expresar la acidez y basicidad que posee el fluido de perforación de acuerdo a la concentración de iones de hidrógeno [14, 45, 74, 162].

La prueba de filtrado es, tal vez, la más importante de todas, ya que es usada para determinar la tasa de filtrado a través de un papel filtro estándar y para determinar la tasa a la cual el espesor del revoque incrementa en el papel filtro bajo condiciones estándar de

operación Esta prueba es un indicativo de la tasa a la cual las formaciones permeables son selladas por la depositación del revoque después de ser atravesadas por la broca. La prueba estándar API tiene un área de 45 cm<sup>2</sup> y es operada a una presión de 6.8 atm (100psig) [14, 45, 74, 161]

Existen algunas pruebas complementarias que ayudan a describir de una forma más amplia las propiedades del fluido. El análisis químico sirve para determinar la concentración de varios iones presentes en el fluido de perforación como OH<sup>-</sup>, Cl<sup>-</sup>, y Ca<sup>2+</sup>[14, 74, 162]. La prueba de alcalinidad ayuda a determinar la habilidad del fluido para reaccionar con un ácido y la del contenido de arena ayuda a controlar los finos que son abrasivos y que pueden influir negativamente en el sistema [14, 74, 161, 162]

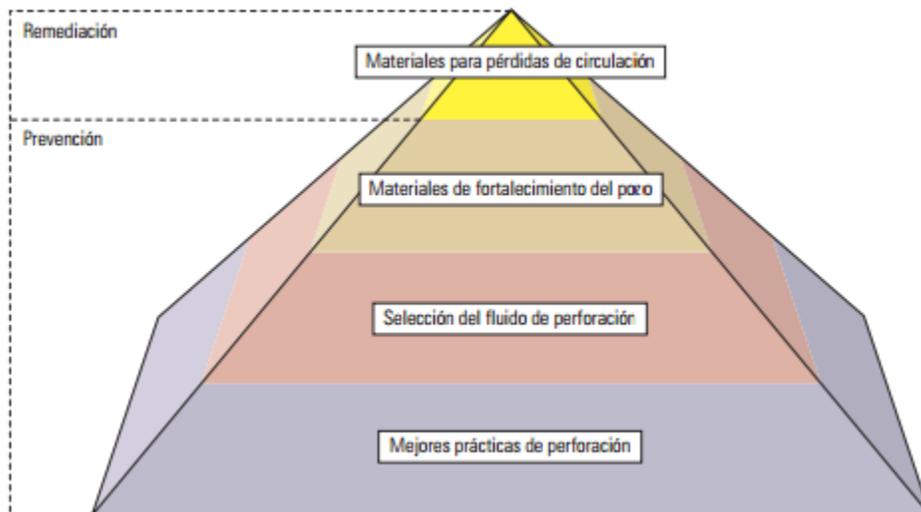
Todas las pruebas mencionadas se realizan teniendo en cuenta las características de la formación con la cual va a estar en contacto el fluido [74, 161]. Así, la densidad debe ser mayor para evitar un flujo de las formaciones hacia el pozo, la viscosidad y propiedades reológicas y tixotrópicas deben ser aptas para llevar los cortes originado por la broca a superficie, el control del pH permite minimizar la corrosión, el análisis químico y la alcalinidad permiten evaluar la reacción del fluido ante ciertas formaciones, y el contenido de arena permite conocer la cantidad de arena que contiene el fluido y que puede ocasionar problemas abrasivos en la tubería. De esta misma manera, la prueba del filtrado permite conocer cuánto volumen se pierde, según la permeabilidad de la formación, a ciertas condiciones de presión y temperatura [14]. Es así como valores preocupantes en los resultados de cada prueba, pueden diagnosticar un posible daño que se le esté causando a la formación, como una muy alta o muy baja densidad, un cambio drástico en el pH y la pérdida considerable de fluido.

También existen algunas pruebas que permiten caracterizar el cake, es decir, ayudan a identificar si éste proporciona un buen control en la invasión de fluidos hacia la formación [149]. Varios estudios realizados han determinado que la estructura y composición del cake es heterogénea, y que estas varían en las capas que forman el cake [163]. Los análisis de difracción de rayos X y de espectroscopia (FTIR) ayudan a cuantificar la composición del cake [164]. De igual manera, conocer la distribución del tamaño de las partículas que forman el cake es importante, y esta puede determinarse a partir de un método de difracción laser [165], un microscopio o un instrumento de dispersión de luz láser [165-167]. Las imágenes de microscopía electrónica (SEM) son usadas para examinar la morfología de la superficie del cake e identificar su constitución elemental [167-169]

### 3.2. Inhibición del daño de formación

Es difícil prevenir un daño causado por el fluido de perforación cuando se atraviesan estratos muy complejos que pueden reaccionar fácilmente y que además poseen una alta permeabilidad [74]. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, el adecuado diseño del fluido ayuda considerablemente a los ingenieros en la inhibición del daño ocasionado por el fluido.

Es muy valioso poseer un programa integral del manejo de pérdida de circulación. Las mejores prácticas para evitar la pérdida del fluido incluyen modelos geomecánicos para calcular dicha pérdida y el uso de tubería de revestimiento expansible, perforación con manejo de la presión y entubación durante la perforación [72, 170]. La siguiente figura presenta un esquema de un buen programa a seguir para evitar la pérdida del fluido y no ocasionar un potencial daño a la formación [72].



**Figura 8.** Programa para evitar la pérdida del fluido de perforación [71]

Además, para evitar un daño a la formación ocasionado por el fluido de perforación es importante minimizar el filtrado mediante la construcción de un revoque impermeable que permitirá reducir las pérdidas del fluido. Es relevante mencionar que el revoque formado no debe adherirse fuertemente a la formación de manera tal que al empezar la producción, la presión del yacimiento pueda removerlo [171].

Algunos autores han señalado que para inhibir el daño a la formación se debe caracterizar la mineralogía de la roca y para poder conocer el efecto de los aditivos del fluido en el

medio poroso y de las reacciones químicas que pueden presentarse entre el filtrado y la formación. Para esto, ellos indican que es importante tener una base de datos actualizada del yacimiento donde se incluyan las presiones estáticas. También aseguran que es recomendable poseer núcleos de la formación para realizar pruebas de laboratorio con el fin de investigar el comportamiento de la permeabilidad con la invasión del fluido de perforación [171]

Otros autores mencionan algunos métodos para prevenir el daño que incluyen materiales de fortalecimiento del poro, los cuales son agregados al fluido cuando se ha comenzado a perforar. Entre ellos se encuentran los materiales que impiden la propagación de fracturas. Dichos materiales obturan y sellan la boca de la fractura, generando un esfuerzo de compresión en la roca adyacente que refuerza efectivamente el pozo, y comprenden materiales como mármol, grafito sintético y fibras granulares duras [72, 73]. Dentro de las investigaciones en la utilización de materiales de puente para minimizar la invasión de sólidos, se logra determinar que la escogencia del mismo se debe hacer de acuerdo al tamaño de los poros de la formación. Los experimentos indicaron que los lodos que contiene material que cumpla con la regla de un tercio, perjudica la roca a una profundidad de menos de una pulgada de puente [12, 88].

Dentro de los muchos estudios realizados, se ha logrado determinar que la pérdida de fluido aumenta a medida que la concentración de sólidos aumenta. Por lo tanto, controlar la cantidad de sólidos en el fluido de perforación, ayuda considerablemente a inhibir el daño ocasionado por el filtrado [172]. Este control de sólidos se puede lograr utilizando nanofluidos [173], los cuales contienen partículas de tamaño menor a 100 nanómetros [174, 175]. Además, este tipo de fluidos poseen propiedades muy atractivas como la alta conductividad del calor, lo cual ayuda para mantener una temperatura óptima del fluido, formación de un cake fino que disminuye la pega diferencial de la tubería en formaciones muy permeables, menor penetración de sólidos y menor pérdida del fluido [176, 177].

Fluidos de perforación a base de aceite utilizando un aditivo llamado ilmenita, de 5 micras de tamaño, ha evidenciado una pérdida de fluido considerable en operaciones de perforación a altas presiones y altas temperaturas, con muy buenas propiedades reológicas y una buena formación de cake en la cara de la formación. Además, se ha logrado determinar que en el momento de producción del pozo, el ácido clorhídrico actúa eficazmente sobre el cake formado por la ilmenita, generando así un buen canal de comunicación para la producción de hidrocarburos, lo cual convierte al aditivo en un excelente material para los fluidos de perforación [178].

En el diagnóstico del daño se han utilizado diversas técnicas, por ejemplo, el uso de perfiles cuantitativos de la invasión de sólidos que contiene el fluido de perforación, mediante microscopía electrónica de barrido/mapeo de rayos X y tomografía sincrotrón de difracción de rayos X de energía dispersiva. Al comparar estos perfiles con los datos básicos de seccionamiento, se encuentran lugares de invasión donde la presión cae abruptamente. Dichos lugares representan zonas de pérdida de flujo y de acuerdo a esto se puede diseñar un mecanismo de remediación [179].

También se han establecido varios modelos de predicción del daño tanto radial como longitudinal, donde se han tenido en cuenta el espesor del cake y el volumen de filtrado [68, 148, 153, 180, 181]. En los modelos presentados en la literatura, se analizan especialmente las variables del cake, como lo son la permeabilidad y la composición, y se concluye, en la mayoría de ellos, que el filtrado depende de la presión diferencial, de la permeabilidad del cake y de la formulación del fluido de perforación [69, 148]. Estos modelos ayudan a diagnosticar el daño de acuerdo a las variables que involucran el cake y el filtrado. De igual manera se han desarrollado modelos que cuantifican el efecto de la invasión de sólidos en la permeabilidad de la formación a partir de la profundidad del filtrado, lo cual ayuda a diagnosticar y cuantificar la disminución de la capacidad de flujo de la formación [160].

#### **4. Conclusiones**

En la construcción de un pozo productor de hidrocarburos, su etapa más crítica es la perforación; el éxito de la misma radica en la correcta ejecución desde el principio hasta el fin del fluido de perforación. Es por ello que al realizar una revisión bibliográfica, consultando ampliamente lo que está en la literatura, se pudo abordar desde la perspectiva académica las causas, consecuencias y formas de remediación para el daño a la formación causado por el fluido de perforación, verificando acertadamente que es el factor más determinante en el daño originado a la formación. De esta manera, el adecuado diseño del fluido de perforación, es el método principal de inhibición del daño a la formación, ya que comprobar sus propiedades y su compatibilidad con los estratos, permite minimizar el filtrado y construir un cake óptimo.

La revisión bibliográfica presentada describe detalladamente el daño a la formación causado por diferentes factores como la inclinación del pozo, el método de perforación, el tipo de fluido utilizado y las características del yacimiento. Además se explican diferentes métodos de remediación según las variables que estén originando el problema como el uso de perfiles cuantitativos de invasión de sólidos para identificar la fuente del daño, y la

inyección de materiales especiales como escamas y sales, especialmente en pozos horizontales. También se presentan casos de campo donde se han implementado diferentes técnicas para inhibir y remediar el deterioro a la formación. Casos de campo, como el uso de nanopartículas en la Formación Atoka para controlar las tasas de filtrado e hinchamiento de arcillas, o la formulación de un lodo a base de salmuera pesada sin presencia de sólidos suspendidos para optimizar la perforación en casos de pozos perforados bajo condiciones de HP-HT. Finalmente se expusieron algunas ecuaciones utilizadas en la industria petrolera para relacionar el factor skin y la invasión del fluido de perforaciones en las formaciones productoras, y así lograr darle una visión cuantitativa al daño a la formación por fluidos de perforación.

Algunos de los papers utilizados en la realización de este trabajo se encuentran disponibles en <http://danoporfluidosdeperforacion.weebly.com>

## Referencias

- [1] B. Vidick and P. Reid, "Could formation damage minimization provide a cost effective integrated approach for the design of drilling and cementing fluids?," in *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 1997.
- [2] D. B. Bennion, "An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 41, 2002.
- [3] E. Broni-Bediako and R. Amorin, "Effects of drilling fluid exposure to oil and gas workers presented with major areas of exposure and exposure indicators," *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, vol. 2, pp. 710-719, 2010.
- [4] A. S. Apaleke, A. A. Al-Majed, and M. E. Hossain, "Drilling Fluid: State of The Art and Future Trend," in *North Africa Technical Conference and Exhibition*, 2012.
- [5] B. Butler, K. Sharp, D. McDaniel, and D. Bump, "New generation drill-in fluids and cleanup methodology lead to low-skin horizontal completions," *SPE*, vol. 58741, pp. 23-24, 2000.
- [6] R. Hodge, B. Augustine, R. Burton, W. Sanders, and D. A. Stomp, "Evaluation and selection of drill-in-fluid candidates to minimize formation damage," *SPE Drilling & Completion*, vol. 12, pp. 174-179, 1997.
- [7] A. Patel, S. Stamatakis, S. Young, and J. Friedheim, "Advances in Inhibitive Water-Based Drilling Fluids—Can They Replace Oil-Based Muds?," in *International Symposium on Oilfield Chemistry*, 2007.
- [8] M. Khodja, aBergayaFa, J. P. Canselier, M. Khodja-Saber, and N. Cohaut, *Drilling Fluid Technology: Performances and Environmental Considerations*: INTECH Open Access Publisher, 2010.
- [9] D. F. T. Force, "Drilling fluids and health risk management. A guide for drilling personnel, managers and health professionals in the oil and gas industry," OGP Report Number 396, International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, International Association of Oil & Gas Producers 2009.
- [10] O. Houwen, H. Ladva, G. Meeten, P. Reid, and D. Williamson, "A new slogan for drilling fluids engineers," *Oilfield Review*, vol. 9, pp. 2-16, 1997.
- [11] F. Young Jr, "Applied Drilling Engineering," *SPE Textbook Series*, vol. 2, 1986.
- [12] K. Gaur, "Study of Reduced Formation Damage due to Oil Well Drilling Mud by Barite and Gas Oil Additives," *J Biodivers Endanger Species*, vol. 3, p. 2, 2015.
- [13] B. A. Barna and J. T. Patton, "Permeability damage from drilling fluid additives," in *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*, 1972.
- [14] R. Bleier, "Selecting a drilling fluid," *Journal of Petroleum Technology*, vol. 42, pp. 832-834, 1990.
- [15] R. Hodge, B. Augustine, and R. Burton, "Evaluation and selection of drill-in-fluid candidates to minimize formation damage," *Oceanographic Literature Review*, vol. 1, pp. 180-181, 1998.
- [16] C. Dalmazzone, A. Audibert, L. Quintero, T. Jones, C. Dewattines, and M. Janssen, "Optimizing filtrate design to minimize in-situ and wellbore damage to water-wet reservoirs during drill-in," in *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, 2004.
- [17] R. Caenn, H. C. Darley, and G. R. Gray, *Composition and properties of drilling and completion fluids*: Gulf Professional Publishing, 2011.

- [18] P. Amorocho and J. Badillo, "Influencia de la composición mineral de rocas arcillosas en la estabilidad de pozos petroleros," *Boletín de Geología*, vol. 34, pp. 81-88, 2012.
- [19] D. C. V. LOS POZOS and A. P. G. BADILLO, "Formulación de un fluido para perforar la zona de 8 ½" de los pozos del campo Velásquez," Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos 2008.
- [20] M. Á. Sierra Baena, "Lecturas sobre lodos de perforación," 2000.
- [21] Y. García Hernández, "Aplicación de los fluidos de control en perforación de pozos petroleros," 2014.
- [22] J. A. R. Jiménez, H. A. M. Santiago, J. M. V. Cázares, and H. R. L. Flores, "Desarrollo de la Perforación Bajo Balance (pbb) en México," *XII COLAPER in México, City*, 2000.
- [23] J. A. Hernández Trejo, "Análisis de los fluidos de perforación en la industria petrolera," 2010.
- [24] L. Li, Y. Cheng, Y. Zhang, Q. Cui, and F. Zhao, "A fluid-solid coupling model of wellbore stability for hydrate bearing sediments," *Procedia Engineering*, vol. 18, pp. 363-368, 2011.
- [25] A. Gonzalez Macas, M. Jara Holguin, and L. Ramirez Peña, "Diseño del programa de brocas requerido para perforar el pozo direccional xd," 2010.
- [26] M. B. Mallama Becerra and L. W. Yasig Verduga, "Estudio de los Ensamblajes de Fondo y Brocas de los Pozos Direccionales Perforados en la Cuenca Oriente para Optimizar Futuras Perforaciones," Quito: EPN, 2014., 2014.
- [27] F. I. G. Cedeño, "Evaluación de un fluido base Amina - Glicol para perforar pozos de petróleo en el oriente ecuatoriano," Escuela Superior Politécnica del Litoral 2014.
- [28] G. A. Gavino González and A. T. Nieto Salvatierra, "Estudio de factibilidad para la perforación vertical de un pozo de petróleo con taladros hidráulicos automáticos en el Ecuador," 2013.
- [29] A. M. M. BAUTISTA, "FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE BASE AGUA DE ALTO RENDIMIENTO APLICADOS AL CAMPO BALCÓN COMO SUSTITUTOS DE LODO BASE ACEITE," 2006.
- [30] S. Kakadjian, J. Blanco, L. Graterol, B. Atencio, and M. Barrera, "Metodología para evaluar fluidos de perforación viscoelásticos," *Sefluempo, isla de Margarita*, 2004.
- [31] C. GIL and G. CARLOS, "Estudio de la optimización de productos químicos durante la perforación en la macolla 1 y 2 en el área de Orocuál somero del estado Monagas," Tesis de Ingeniería de petróleo. Universidad de Oriente, Venezuela, 2007.
- [32] E. L. Ibarrola, "Introducción a los fluidos no newtonianos," *Cátedra de Mecánica de Fluidos. UNCor*, 2007.
- [33] A. K. Vajargah and E. van Oort, "Determination of drilling fluid rheology under downhole conditions by using real-time distributed pressure data," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 24, pp. 400-411, 2015.
- [34] E. J. P. Díaz, "ANÁLISIS INTEGRAL DE ELEMENTOS BÁSICOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE HIDROCARBUROS," 2010.
- [35] R. API, "13D—Recommended Practice on the Rheology and Hydraulics of Oil-Well Drilling Fluids," ed: API (May 2003).
- [36] H. C. Darley and G. R. Gray, *Composition and properties of drilling and completion fluids*: Gulf Professional Publishing, 1988.
- [37] A. Energy, "Manual de fluidos de perforación," *Dallas, Texas*, 2001.
- [38] N. Andreo Filho, L. Pessole, M. Yang, M. Issa, and H. Ferraz, "Aplicación de recubrimiento gastro-resistente en núcleos comprimidos conteniendo didanosina utilizando diferentes equipos: bombo grageador convencional, tambor perforado y lecho fluido," *Latin American Journal of Pharmacy*, vol. 26, p. 669, 2007.

- [39] I. HERNANDEZ RAMIREZ, A. G. GUTIERREZ, and J. M. ROSAS, "Estimación de temperaturas de los fluidos de perforación durante la circulación," *Geotermia Rev. Mex. Geoener*, vol. 9, pp. 305-319, 1993.
- [40] O. Erge, A. K. Vajargah, M. E. Ozbayoglu, and E. van Oort, "Frictional pressure loss of drilling fluids in a fully eccentric annulus," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 26, pp. 1119-1129, 2015.
- [41] M. Cuadros, L. Fidel, and H. E. ROMAN FRANCO, "ANALISIS DE FLUIDO DE PERFORACION VISPLEX PARA POZOS HORIZONTALES UTILIZADOS EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO," 2003.
- [42] P. Rivadeneyra and B. Alejandro, "Estudio para mejorar el proceso de tratamiento de aguas y manejo de sólidos de los fluidos de perforación en pozos del oriente ecuatoriano," Quito: EPN, 2015., 2015.
- [43] M. Chenevert and J. Dewan, "A model for filtration of water-base mud during drilling: determination of mudcake parameters," *Petrophysics*, vol. 42, 2001.
- [44] J. Fink, *Water-Based Chemicals and Technology for Drilling, Completion, and Workover Fluids*: Gulf Professional Publishing, 2015.
- [45] A. M. M. BAUTISTA, "FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE BASE AGUA DE ALTO RENDIMIENTO APLICADOS AL CAMPO BALCÓN COMO SUSTITUTOS DE LODO BASE ACEITE."
- [46] J. Simpson, T. Walker, and G. Jiang, "Environmentally acceptable water-base mud can prevent shale hydration and maintain borehole stability," *SPE Drilling & Completion*, vol. 10, pp. 242-249, 1995.
- [47] J. Hermoso, F. Martinez-Boza, and C. Gallegos, "Influence of viscosity modifier nature and concentration on the viscous flow behaviour of oil-based drilling fluids at high pressure," *Applied Clay Science*, vol. 87, pp. 14-21, 2014.
- [48] L. Quintero and Y. G. B. H. INTEQ, "ADITIVOS QUE HACEN LA DIFERENCIA EN EL DESEMPEÑO DE FLUIDOS BASE ACEITE O SINTÉTICOS."
- [49] R. Bayter, R. López, and H. Valera, "Criterios de selección para fluidos sintéticos y diseño del sistema de manejo de desechos," *IV SEMINARIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN*, 2001.
- [50] P. Coussot, F. Bertrand, and B. Herzhaft, "Rheological behavior of drilling muds, characterization using MRI visualization," *Oil & gas science and technology*, vol. 59, pp. 23-29, 2004.
- [51] W. C. Lyons, *Air and Gas Drilling Manual: Applications for Oil and Gas Recovery Wells and Geothermal Fluids Recovery Wells*: Gulf Professional Publishing, 2009.
- [52] C. M. Agila Soto and K. Malavé, "Optimización de un fluido drill-in para perforar zonas hidrocarbúferas," 2008.
- [53] M. M. Barry, Y. Jung, J.-K. Lee, T. X. Phuoc, and M. K. Chyu, "Fluid filtration and rheological properties of nanoparticle additive and intercalated clay hybrid bentonite drilling fluids," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 127, pp. 338-346, 2015.
- [54] J. E. Estaba Lanz, "Determinación de la influencia de las propiedades reológicas sobre el registro de asentamiento de barita en condiciones estáticas y dinámicas para fluidos 100% aceite mineral," 2013.
- [55] Y. L. Arias, M. L. Morgado, H. V. Zayas, and I. Chávez, "EVALUACIÓN DE METODOLOGÍAS Y SEPARADORES PARA LA CEMENTACIÓN DE POZOS PETROLEROS," 2013.
- [56] A. Olaya and K. Antonio, "Control óptimo de la inhibición y estabilización de las lutitas y arcillas en los fluidos de perforación base agua," 2012.

- [57] J. P. Luzardo, L. Espinal, and A. Müller, "ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE POLÍMEROS HIDROSOLUBLES COMO CONTROLADORES DE FILTRADO EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN," *IV Seminario de Fluidos de Perforación y Completación*, 2001.
- [58] I. J. Fernández, "Polímeros en Solución y Aplicación de los Polímeros en la Industria Petrolera," *Rev. Iber. Pol de la Universidad del País Vasco*, 2003.
- [59] R. Rengifo, F. Quiroga, G. Quercia, O. Chacón, F. Ojeda, and J. Rollinson, "Experiencias en el uso de la ORIMATITA® como densificante de fluidos de perforación en el Norte de Monagas, Venezuela," in *Proceeding of V International Seminar in Drilling and Completion Fluids and Cementing, SEFLUCEMPO*, 2004, pp. 1-24.
- [60] F. Civan, *Reservoir formation damage*: Gulf Professional Publishing, 2011.
- [61] D. Gray and R. Rex, "Formation damage in sandstones caused by clay dispersion and migration," in *Proc*, 1966, pp. 355-365.
- [62] R. F. Krueger, "An overview of formation damage and well productivity in oilfield operations: An update," in *SPE California Regional Meeting*, 1988.
- [63] D. P. Restrepo Restrepo, F. A. Cardona Bernal, and M. L. Usta Díaz, "Estudio de reducción de permeabilidad por depositación de finos y bacterias en medio porosos," *Energética; núm. 31 (2004); 47-57 Energética; núm. 31 (2004); 47-57 2357-612X 0120-9833*, 2004.
- [64] L. J. Cabrera Bello, "Caracterización de mecanismos de daño y métodos de remoción en los pozos completados del campo Boqueron del estado de Monagas, mediante métodos analíticos," 2013.
- [65] C. P. Torres, J. F. Ramírez, and L. A. Guanacas, "Desarrollo de software para el modelamiento de las depositaciones inorgánicas incorporando daño a la formación por depositaciones inorgánicas en yacimientos de petróleo," *Revista Ingeniería y Región*, vol. 12, pp. 41-49, 2015.
- [66] M. A. C. Cortés and M. C. C. Escalante, "Disolución de Incrustaciones Inorgánicas Mediante la Aplicación de Agente Quelantes, Método Correctivo", 2009.
- [67] S. G. P. Perozzi, "Estimulación matricial para el mejoramiento del factor de recobro de producción en pozos de crudo pesado con inyección alterna de vapor combinadas con químicos," 2010.
- [68] B. Thomas and M. M. Sharma, "Distribution of mud induced damage around horizontal wellbores," in *SPE Formation Damage Control Conference*, 1998.
- [69] H. Ramézani, R. Akkal, N. Cohaut, M. Khodja, T. Ahmed-Zaid, and F. Bergaya, "On the filtrate drilling fluid formation and near well-bore damage along the petroleum well," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 135, pp. 299-313, 2015.
- [70] F. Civan, "Incompressible cake filtration: mechanism, parameters, and modeling," *AIChE journal*, vol. 44, pp. 2379-2387, 1998.
- [71] T. Gentzis, N. Deisman, and R. J. Chalaturnyk, "Effect of drilling fluids on coal permeability: impact on horizontal wellbore stability," *International Journal of Coal Geology*, vol. 78, pp. 177-191, 2009.
- [72] J. Cook, F. Growcock, Q. Guo, M. Hodder, and E. van Oort, "Stabilizing the wellbore to prevent lost circulation," *Oilfield Review*, vol. 2012, p. 4, 2011.
- [73] F. E. Dupriest, "Fracture closure stress (FCS) and lost returns practices," in *SPE/IADC Drilling Conference*, 2005.
- [74] A. RP13B, "Standard Procedure for Testing Drilling Fluids," *Am. Pet. Inst. Division of Production*, 1969.
- [75] R. Sweatman, C. Kessler, and J. Hillier, "New solutions to remedy lost circulation, crossflows, and underground blowouts," in *SPE/IADC drilling conference*, 1997.

- [76] C. Ehlig-Economides, M. Taha, H. Marin, E. Novoa, and O. Sanchez, "Drilling and Completion Strategies in Naturally Fractured Reservoirs," in *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*, 2000.
- [77] H. Fallah and S. Sheydai, "Drilling Operation and Formation Damage," 2013.
- [78] D. Bennion, F. Thomas, A. Jamaluddin, and T. Ma, "Using Underbalanced Drilling to Reduce Invasive Formation Damage and Improve Well Productivity-An Update," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 39, 2000.
- [79] C. Goins Jr William, "Method of and composition for recovering circulation of drilling fluids in wells," ed: Google Patents, 1957.
- [80] K. Ling, H. Zhang, Z. Shen, A. Ghalambor, G. Han, J. He, *et al.*, "A Comprehensive Approach to Estimate Invasion Radius of Mud Filtrate to Evaluate Formation Damage Caused by Overbalanced Drilling," in *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, 2014.
- [81] J. Chatterji, D. D. Onan, and R. S. Cromwell, "Remedial well bore sealing methods and compositions," ed: Google Patents, 2000.
- [82] S. Jilani, H. Menouar, A. Al-Majed, and M. Khan, "Effect of overbalance pressure on formation damage," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 36, pp. 97-109, 2002.
- [83] D. Tiab and E. C. Donaldson, *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*: Gulf professional publishing, 2011.
- [84] C. A. Franco, A. Restrepo, L. G. Acosta, and E. Junca, "SDLA: Fighting Skin Damage in Colombian Fields--A War Story," in *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, 2006.
- [85] A. Van Everdingen, "The skin effect and its influence on the productive capacity of a well," *Journal of petroleum technology*, vol. 5, pp. 171-176, 1953.
- [86] D. Longeron, J. Alfenore, and G. Poux-Guillaume, "Drilling fluids filtration and permeability impairment: Performance evaluation of various mud formulations," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1998.
- [87] P. Francis, "Dominating effects controlling the extent of drilling-induced formation damage," in *SPE European Formation Damage Conference*, 1997.
- [88] A. Abrams, "Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion," *Journal of petroleum technology*, vol. 29, pp. 586-592, 1977.
- [89] T. Sensoy, M. E. Chenevert, and M. M. Sharma, "Minimizing water invasion in shales using nanoparticles," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2009.
- [90] J. Cai, M. E. Chenevert, M. M. Sharma, and J. E. Friedheim, "Decreasing water invasion into Atoka shale using nonmodified silica nanoparticles," *SPE Drilling & Completion*, vol. 27, pp. 103-112, 2012.
- [91] O. L. S. ANAYA, "Evaluación de las oportunidades de perforacion underbalance en el campo Colorado," 2010.
- [92] V. L. Salazar, D. R. Hoyos, J. Loza, D. Suárez, and Z. Calderón, "Metodología para la selección de pozos candidatos a perforar en condiciones de bajo balance. Aplicación al campo Castilla de Ecopetrol SA," *REVISTA FUENTES*, vol. 9, 2012.
- [93] D. Purvis and D. Smith, "Underbalanced drilling in the Williston Basin," in *Rocky Mountain regional meeting/Low permeability reservoirs symposium*, 1998, pp. 197-207.
- [94] A. Murray and R. Cunningham, "Effect of mud column pressure on drilling rates," *Trans., AIME*, vol. 204, 1955.

- [95] A. Bourgoyne Jr and F. Young Jr, "A multiple regression approach to optimal drilling and abnormal pressure detection," *Society of Petroleum Engineers Journal*, vol. 14, pp. 371-384, 1974.
- [96] R. Cade, R. Kirvelis, M. Nafta, and J. Jennings, "Does Underbalanced Drilling Really Add Reserves?," in *IADC/SPE Underbalanced Technology Conference and Exhibition*, 2003.
- [97] Y. Kang, L. You, X. Xu, and Z. Liao, "Prevention of formation damage induced by mud lost in deep fractured tight gas reservoir in western Sichuan Basin," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 51, pp. 46-51, 2012.
- [98] L. You, Y. Kang, X. Li, and G. Zhou, "Mitigating borehole instability and formation damage with temporary shielding drilling fluids in low permeability fractured reservoirs," in *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition*, 2013.
- [99] X. Chengyuan, K. Yili, Y. Lijun, W. Mingwei, and L. Daqi, "Influential factors on permeability recovery during flowback of fractured reservoirs," *Petroleum Drilling Techniques*, vol. 40, pp. 17-21, 2012.
- [100] J. Van, G. Jiang, and X. Wu, "Evaluation of formation damage caused by drilling and completion fluids in horizontal wells," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 36, 1997.
- [101] T. Beatty, B. Hebner, R. Exall, and D. Bennion, "Minimizing formation damage in horizontal wells: laboratory and field case studies," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 34, 1995.
- [102] T. Frick and M. Economides, "Horizontal well damage characterization and removal," *SPE Production & Facilities*, vol. 8, pp. 15-22, 1993.
- [103] B. Beall, H. Brannon, R. TjonJoePin, and K. O'Driscoll, "Evaluation of a new technique for removing horizontal wellbore damage attributable to drill-in filter cake," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1996.
- [104] S. He, W. Wang, H. Shen, M. Tang, H. Liang, and J. a. Lu, "Factors influencing wellbore stability during underbalanced drilling of horizontal wells—When fluid seepage is considered," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 23, pp. 80-89, 2015.
- [105] T. Beatty, B. Hebner, R. Hiscock, and D. Bennion, "Core tests help prevent formation damage in horizontal wells," *Oil and Gas Journal;(United States)*, vol. 91, 1993.
- [106] J. Yan, G. Jiang, F. Wang, W. Fan, and C. Su, "Characterization and prevention of formation damage during horizontal drilling," *SPE drilling & completion*, vol. 13, pp. 243-249, 1998.
- [107] H. Ladva, M. Brady, P. Sehgal, S. Kelkar, P. Cerasi, G. Daccord, *et al.*, "Use of oil-based reservoir drilling fluids in open-hole horizontal gravel-packed completions: damage mechanisms and how to avoid them," in *SPE European Formation Damage Conference*, 2001.
- [108] P. McLellan and C. Hawkes, "Assessing borehole instability risks for horizontal wells in coals and fractured shales," in *Proceedings of the 4th Annual Unconventional Gas and Coalbed Methane Conference, Calgary, Alta*, 2002, pp. 23-25.
- [109] D. McCulloch, J. Mann, P. Macmillan, and S. Ali, "Damage removal in screened horizontal wells," in *SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition*, 2003.
- [110] M. Economides, F. X. Deimbachor, C. W. Brand, and Z. E. Heinemann, "Comprehensive-Simulation of Horizontal-Well Performance," *SPE formation evaluation*, vol. 6, pp. 418-426, 1991.
- [111] M. J. Economides, K. G. Nolte, U. Ahmed, and D. Schlumberger, *Reservoir stimulation* vol. 18: Wiley Chichester, 2000.

- [112] Y. Ding, D. Longeron, G. Renard, and A. Audibert, "Modeling of both near-wellbore damage and natural cleanup of horizontal wells drilled with water-based drilling fluids," *SPE Journal*, vol. 9, pp. 252-264, 2004.
- [113] A. Ezzat, "Horizontal drilling and completion fluids design criteria," in *Middle East Oil Show*, 1993.
- [114] W. Clements and H. Jelsma, "Horizontal wells pose special hydraulic design considerations," *Petroleum Engineer International;(USA)*, vol. 61, 1989.
- [115] M. Zamora and P. Hanson, "More rules of thumb to improve high angle hole cleaning," *Pet. Eng. Intl*, vol. 22, p. 24, 1991.
- [116] D. E. Almeida Campaña and D. R. Cárdenas Cárdenas, "Optimización de la perforación de pozos direccionales de los principales campos de Petroproducción en la cuenca oriente en base a su caracterización litológica," 2010.
- [117] S. Browne and P. Smith, "Mudcake Cleanup to Enhance Productivity of High-Angle Wells," in *SPE Formation Damage Control Symposium*, 1994.
- [118] K. O'Driscoll, N. Amin, and I. Tantawi, "New Treatment for Removal of Mud Polymer Damage in Multi-Lateral Wells Drilled Using Starch Based Fluids," in *IADC/SPE Drilling Conference*, 1998.
- [119] T. Singh and M. M. Sharma, "Development of an acid degradable drill-in fluid for fractured reservoirs," in *SPE European Formation Damage Conference*, 1997.
- [120] D. Jiao and M. M. Sharma, "Mud induced formation damage in fractured reservoirs," *SPE Drilling & Completion*, vol. 11, pp. 11-16, 1996.
- [121] R. C. Velázquez, N. F. Martínez, T. C. Rodríguez, S. G. Gómez, G. Ramos, C. M. Martínez, et al., "Avances en la caracterización integral de un yacimiento naturalmente fracturado vugular, el caso Ayatsil-Tekel," *Petrolera Ingeniería*, 2012.
- [122] F. Labenski, P. Reid, and H. Santos, "Drilling fluids approaches for control of wellbore instability in fractured formations," in *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*, 2003.
- [123] P. Monaghan, R. Salathiel, B. Morgan, and A. Kaiser, "Laboratory studies of formation damage in sands containing clays," *Trans. AIME*, vol. 216, pp. 209-216, 1959.
- [124] M. A. Einstein and F. Civan, "Characterization of formation damage by particulate processes," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 31, 1992.
- [125] T. Kumar and A. Todd, "A new approach for mathematical modeling of formation damage due to invasion of solid suspensions," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1988.
- [126] A. G. Iscan, F. Civan, and M. V. Kok, "Alteration of permeability by drilling fluid invasion and flow reversal," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 58, pp. 227-244, 2007.
- [127] C. Dyke, B. Wu, and D. Milton-Tayler, "Advances in characterising natural fracture permeability from mud log data," *SPE Formation Evaluation*, vol. 10, pp. 160-166, 1995.
- [128] G. Beda and C. Carugo, "Use of mud microloss analysis while drilling to improve the formation evaluation in fractured reservoir," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2001.
- [129] Z. Liu, S. Zhang, Y.-j. Xiong, X. Yang, and S. Liu, "Research on Reservoir Damage Mechanism and Protection Technology of Fracture-void Dual Medium Reservoir," *International Journal of Energy Science*, 2011.
- [130] A. G. Iscan, M. V. Kok, and H. Strauss, "Evaluation of Formation Damage of Turkish Southeastern Reservoirs Caused by Drilling Fluids," in *SPE/IADC Middle East Drilling and Technology Conference*, 2007.

- [131] D. Jiao and M. Sharma, "Formation damage due to static and dynamic filtration of water-based muds," in *SPE Formation Damage Control Symposium*, 1992.
- [132] R. S. Roy and M. M. Sharma, "The Relative Importance of Solids and Filtrate Invasion on the Flow Initiation Pressure," in *SPE European Formation Damage Conference*, 2001.
- [133] J. Argillier, A. Audibert, and D. Longeron, "Performance evaluation and formation damage potential of new water-based drilling formulas," *SPE Drilling & Completion*, vol. 14, pp. 266-273, 1999.
- [134] V. Mahto and V. Sharma, "Rheological study of a water based oil well drilling fluid," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 45, pp. 123-128, 2004.
- [135] D. Longeron, J. Alfenore, N. Salehi, and S. Saintpère, "Experimental approach to characterize drilling mud invasion, formation damage and cleanup efficiency in horizontal wells with openhole completions," in *SPE International Symposium on Formation Damage Control*, 2000.
- [136] F. Ramirez, R. Greaves, and J. Montilva, "Experience using microbubbles-aphron drilling fluid in mature reservoirs of Lake Maracaibo," in *International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, 2002.
- [137] B. M. Reyes and R. N. TÉLLEZ, "Sistema de fluido de alta presión - alta temperatura libre de sólidos para la perforación, terminación y reparación de pozos petroleros y de gas," ed: Google Patents, 2012.
- [138] J. Downs, "Formate Brines: New Solutions to Deep Slim-Hole Drilling Fluid Design Problems," in *European Petroleum Conference*, 1992.
- [139] D. Jiao and M. Sharma, "Dynamic filtration of invert-emulsion muds," *SPE drilling & completion*, vol. 8, pp. 165-169, 1993.
- [140] L. McKinney and J. Azar, "Formation damage due to synthetic oil mud filtrates at elevated temperatures and pressures," in *SPE Formation Damage Control Symposium*, 1988.
- [141] J. Lynn and H. Nasr-El-Din, "Formation damage associated with water-based drilling fluids and emulsified acid study," in *European formation damage conference*, 1999, pp. 89-105.
- [142] T. Brookey, "" Micro-Bubbles": New Aphron Drill-In Fluid Technique Reduces Formation Damage in Horizontal Wells," in *SPE Formation Damage Control Conference*, 1998.
- [143] F. B. Growcock, A. M. Khan, and G. A. Simon, "Application of water-based and oil-based aphrons in drilling fluids," in *International Symposium on Oilfield Chemistry*, 2003.
- [144] S. Shivhare and E. Kuru, "A study of the pore-blocking ability and formation damage characteristics of oil-based colloidal gas aphron drilling fluids," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 122, pp. 257-265, 2014.
- [145] F. B. Growcock, A. Belkin, M. Fosdick, M. Irving, B. O'Connor, and T. Brookey, "Recent advances in aphron drilling fluids," in *IADC/SPE Drilling Conference*, 2006.
- [146] L. Fraser, P. Reid, D. Williamson, and F. Enriquez Jr, "Mechanistic investigation of the formation damaging characteristics of mixed metal hydroxide drill-in fluids and comparison with polymer-base fluids," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1995.
- [147] S. Salehi, A. Ghalambor, F. K. Saleh, H. Jabbari, and S. Hussmann, "Study of Filtrate and Mud Cake Characterization in HPHT: Implications for Formation Damage Control," in *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition*, 2015.
- [148] A. Y. Gunawan, P. Sukarno, and E. Soewono, "Modelling of formation damage due to mud filtrate invasion in a radial flow system," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 100, pp. 99-105, 2012.
- [149] F. Civan, "A multi-phase mud filtrate invasion and wellbore filter cake formation model," in *International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*, 1994.

- [150] B. Bennion, "Formation damage-the impairment of the invisible, by the inevitable and uncontrollable, resulting in an indeterminate reduction of the unquantifiable!," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 38, 1999.
- [151] E. C. Donaldson and V. Chernoglazov, "Characterization of drilling mud fluid invasion," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 1, pp. 3-13, 1987.
- [152] F. Civan and T. Engler, "Drilling mud filtrate invasion—improved model and solution," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 11, pp. 183-193, 1994.
- [153] S. Parn-anurak and T. W. Engler, "Modeling of fluid filtration and near-wellbore damage along a horizontal well," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 46, pp. 149-160, 2005.
- [154] G. Renard and J. Dupuy, "Influence of formation damage on the flow efficiency of horizontal wells," in *Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, February*, 1990, pp. 22-23.
- [155] J. Guo, Y. Xiao, and H. Wang, "Stimulation for minimizing the total skin factor in carbonate reservoirs," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 21, pp. 326-331, 2014.
- [156] T. Yildiz, "Assessment of total skin factor in perforated wells," in *SPE European Formation Damage Conference*, 2003.
- [157] M. Mack and N. Warpinski, "Mechanics of Hydraulic Fracturing: in MJ Economides and KG Nolte (eds.), Reservoir Stimulation," ed: Chichester, England, John Wiley & Sons, LTD, 2000.
- [158] R. L. Chassagne and P. Hammond, "Simulation of Drilling Fluid Filtrate Invasion Near an Observation Well," *SPE Journal*, vol. 17, pp. 1,047-1,055, 2012.
- [159] K. Ling, H. Zhang, Z. Shen, A. Ghalambor, G. Han, J. He, *et al.*, "A New Approach To Estimate Invasion Radius of Water-Based-Drilling-Fluid Filtrate To Evaluate Formation Damage Caused by Overbalanced Drilling," *SPE Drilling & Completion*, vol. 30, pp. 27-37, 2015.
- [160] E. S. Boek, C. Hall, and P. M. Tardy, "Deep bed filtration modelling of formation damage due to particulate invasion from drilling fluids," *Transport in porous media*, vol. 91, pp. 479-508, 2012.
- [161] F. d. V. B. Rodriguez, "Tesis: Evaluación de un diseño de fluido de perforación con las condiciones de las formaciones perforadas en el campo San Diego de Cabrutica," *Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas departamento de petróleo, Universidad de Oriente, Venezuela*, 2009.
- [162] F. R. Lárez, "Tesis: Recursos y reservas de gas natural en Venezuela y sus oportunidades de utilización," *Universidad Central de Venezuela*, 2012.
- [163] R. Yao, G. Jiang, W. Li, T. Deng, and H. Zhang, "Effect of water-based drilling fluid components on filter cake structure," *Powder Technology*, vol. 262, pp. 51-61, 2014.
- [164] B. Ruessink and D. Harville, "Quantitative analysis of bulk mineralogy: The applicability and performance of XRD and FTIR," in *SPE Formation Damage Control Symposium*, 1992.
- [165] Z. M. Zain, A. Suri, and M. M. Sharma, "Mechanisms of mud cake removal during flowback," in *SPE International Symposium on Formation Damage Control*, 2000.
- [166] E. Pitoni, D. Ballard, and R. Kelly, "Changes in solids composition of reservoir drill in fluids during drilling and the impact on filter cake properties," in *European formation damage conference*, 1999, pp. 437-443.
- [167] S. Elkatatny, M. A. Mahmoud, and H. A. Nasr-El-Din, "Characterization of filter cake generated by water-based drilling fluids using CT scan," *SPE Drilling & Completion*, vol. 27, pp. 282-293, 2012.

- [168] K. E. Porte, "A basic scanning electron microscope study of drilling fluids," in *SPE Formation Damage Symposium*, 1980.
- [169] M. B. Alotaibi, H. A. Nasr-El-Din, and A. D. Hill, "Characteristics and removal of filter cake formed by formate-based drilling mud," in *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, 2008.
- [170] M. Karimi, S. W. Petrie, E. Moellendick, and C. Holt, "A Review of Casing Drilling Advantages to Reduce Lost Circulation, Augment Wellbore Strengthening, Improve Wellbore Stability, and Mitigate Drilling-induced Formation Damage," in *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*, 2011.
- [171] G.-F. Fuh, N. Morita, P. Boyd, and S. McGoffin, "A new approach to preventing lost circulation while drilling," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1992.
- [172] A. R. Ismail, J. M. Peden, and A. M. Arshad, "The effect of solids concentration and formation characteristics on formation damage and permeability recovery," in *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference*, 1994.
- [173] S. Betancur Márquez, F. B. Cortés Correa, and G. A. Alzate Espinosa, "Mejoramiento de los fluidos de perforación usando nanopartículas funcionalizadas: reducción de las pérdidas de filtrado y del espesor de la retorta," *Boletín Ciencias de la Tierra; núm. 35 (2014); 5-14 2357-3740 0120-3630*, 2014.
- [174] M. Cocuzza, C. Pirri, V. Rocca, and F. Verga, "Current and future nanotech applications in the oil industry," *American Journal of Applied Sciences*, vol. 9, pp. 784-793, 2012.
- [175] M. Amanullah, M. K. AlArfaj, and Z. A. Al-abdullatif, "Preliminary test results of nano-based drilling fluids for oil and gas field application," in *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*, 2011.
- [176] M. Zakaria, M. M. Husein, and G. Harland, "Novel nanoparticle-based drilling fluid with improved characteristics," in *SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition*, 2012.
- [177] P. Pourhaji, "A Comparative Study on Nano-Based and Oil-Based Drilling Fluids (Discussing Formation Damage)," *First National Conference on Nanotechnology Applications in Petroleum and Petrochemical Industries*, 2012.
- [178] J. Xiao, H. Nasr-El-Din, and M. Al-Bagoury, "Removal of Ilmenite Oil-based Filter Cake under HP/HT Conditions Using Hydrochloric Acid," in *SPE North Africa Technical Conference and Exhibition*, 2015.
- [179] L. Bailey, E. Boek, S. Jacques, T. Boassen, O. Selle, J.-F. Argillier, *et al.*, "Particulate invasion from drilling fluids," *SPE Journal*, vol. 5, pp. 412-419, 2000.
- [180] F. Civan, "Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling," *Assessment and*, 2007.
- [181] A. Y. Gunawan, P. Sukarno, and E. Soewono, "Modeling of mud filtrate invasion and damage zone formation," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 77, pp. 359-364, 2011.