

Modelo físico para simular las pérdidas de fluido de perforación en zonas de baja presión

Darlin Lorena Uribe Joya

Trabajo de Grado para Optar el Título de Magister en Geofísica

Director

Diego Vargas Silva

MSc. Ing. De Petróleos

Codirector

Rocío Del Pilar Bernal Olaya

PhD Geóloga

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ciencias

Escuela de Física

Maestría en Geofísica

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

A mi familia, mi hogar, mi lugar seguro, gracias por quererme, apoyarme y creer en mí.

Todo lo que he sido, soy y seré, será únicamente por ustedes.

Agradecimientos

Agradezco especialmente a mi director Diego Vargas Silva, por su tiempo y dedicación, poder contar con su apoyo sin importar una pandemia, cambios laborales e innumerables dificultades fue fundamental para poder culminar con éxito este proceso.

Agradezco a mi codirectora Rocío Bernal Olaya, por ver en mí el potencial que quizás nadie había reconocido, gracias por darme la mano en este mundo de la geofísica, gracias por su apoyo durante tantos años.

A la Universidad Industrial de Santander, a la educación pública, por permitir mi desarrollo académico.

A Pablo Tovar por ser la luz en tantos días difíciles, gracias por su paciencia y todos sus consejos.

A los profesores de la Escuela de Física y Geología, quienes nunca dudaron en compartir su conocimiento y su experiencia.

A Dilan Martínez por compartir su experiencia en el desarrollo de modelos análogos.

A mis amigos, Juli y Ángel, gracias por ser incondicionales.

Tabla de Contenido

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
Planteamiento del problema.....	13
Alcance del proyecto.....	13
1. OBJETIVOS	15
1.1 Objetivo General.....	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. CUERPO DEL TRABAJO	16
2.1 Marco Referencial.....	16
2.2 Marco Teórico-Conceptual	24
2.2.1 Reología	25
2.2.2 Parámetros reológicos	25
2.2.3 Modelos Reológicos.....	28
Modelo Plástico de Bingham	28
Ley de Potencia.....	29
Modelo de Casson.....	29
Modelo de Herschel–Bulkley	29
Modelo de Robertson–Stiff.....	30
2.2.4 Mecánica de rocas.....	30
2.2.5 Tipos de Fracturas	34
2.2.6 Presión de poro	36
2.2.7 Pérdidas de circulación	39
2.2.8 Teoría de Escalado.....	40
3. METODOLOGÍA.....	43
3.1 Etapa de revisión y recopilación de información bibliográfica	44

3.2 Etapa de análisis de modelos físicos y matemáticos.....	44
3.3 Elección de materiales y diseño de lodos	44
3.4 Fase experimental	44
3.5 Análisis de resultados	45
4. RESULTADOS.....	46
4.1 Elección de materiales y diseño de lodos	46
4.1.1 Roca yacimiento.....	46
4.1.2 Fluido de perforación.....	47
4.1.3 Estructura tipo fractura planar	51
4.2 Fase experimental	51
4.3 Fase validación numérica.....	54
4.3.1 Lodo 1	56
4.3.2 Lodo 2	57
5. SÍNTESIS Y DISCUSIÓN	58
5.1 Fluido de Perforación 1: Características No Newtonianas	58
5.2 Fluido de Perforación 2: Comportamiento No Newtoniano Contraste.....	58
5.3 Fluido Newtoniano: Características de Agua	59
5.4 Modelo físico vs Modelo numérico	59
6. CONCLUSIONES	61
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	62

Lista de Tablas

Tabla 1. Módulos Elásticos.....	31
Tabla 2. Materiales comúnmente usados para modelar comportamientos reológicos.....	42
Tabla 3. Propiedades reológicas de los lodos de perforación diseñados en laboratorio.	50
Tabla 4. Resultados para el lodo 1 en la fractura de 1.6 mm.	53
Tabla 5. Resultados para el lodo 2 en la fractura de 1.6 mm.	53
Tabla 6. Resultados para el fluido newtoniano en la fractura de 1.6 mm.	53
Tabla 7. Resultados para el lodo 1 en la fractura de 2.8 mm.	53
Tabla 8. Resultados para el lodo 2 en la fractura de 2.8 mm.	54
Tabla 9. Propiedades geomécnicas de los lodos	56

Lista de Figuras

Figura 1. Circulo de Mohr. 31

Figura 2. Representación del modelo Elástico-Plástico. a) es la relación que se tiene entre el esfuerzo (σ) y la deformación (ϵ) antes y después del punto de rendimiento. b) es la relación de la cantidad de deformación a la cual se somete el material a través del tiempo. P. R (Punto de Rendimiento). Adaptada de (Fossen, 2016). 33

Figura 3. Tipos de fracturas y su orientación en relación con los esfuerzos principales. Adaptada de Fossen (2016). 35

Figura 4. Tipos de fracturas. (A) Una fractura de modo I que se abre perpendicular a la dirección de la extensión. (B) Una fractura de modo II, que representa una fractura por cizallamiento, muestra un desplazamiento lateral paralelo a la dirección de propagación. (C) Una fractura de modo III muestra un estilo de apertura similar a unas tijeras. Modificado de Lawn (1993). 36

Figura 5. Ventana de lodo en un yacimiento depletado. Tomada y modificada de “Wellbore Stability Management in Depleted and Low Pressure Reservoirs”. 38

Figura 6. Tipos de pérdidas de circulación. Tomada de “Stabilizing the Wellbore to Prevent Lost Circulation”, oilfield review, invierno 2011/2012. 39

Figura 7. Metodología para el desarrollo del proyecto de investigación 43

Figura 8. Muestra Formación Los Santos, Miembro Inferior. Izquierda, muestra seca. Derecha, muestra húmeda con alcohol. 47

Figura 9. A. Bentonita de tipo nacional utilizada como elemento principal del lodo. B. Balanza de laboratorio junto con bentonita en vidrio de reloj. C. Adición de bentonita al agua. D. Viscosímetro de Fann. 48

Figura 10. Fractura tipo planar diseñada en laboratorio para la muestra de la Formación Los Santos.
..... 51

Figura 11. Ingreso y salida de lodo a través de la fractura planar presente en la muestra. 52

Figura 12. Relación Volumen vs Tiempo – Lodo 1. A. Espaciamiento 1,7 mm. B. Espaciamiento
2,3 mm. 57

Figura 14. Relación Volumen vs Tiempo – Lodo. A. Espaciamiento 1,6 mm. B. Espaciamiento 2,3
mm 57

Resumen

Título: Modelo físico para simular las pérdidas de fluido de perforación en zonas de baja presión

Autor: Darlin Lorena Uribe Joya

Palabras Clave: Modelo de laboratorio, fluido de perforación, zonas depletadas, perdidas de fluido

Descripción: Los problemas de estabilidad, especialmente las pérdidas de circulación causadas por fracturas, constituyen la principal razón detrás de los tiempos no productivos (NPT). Estos eventos imprevistos e indeseados son frecuentes en la industria y pueden dar lugar a interrupciones en las operaciones de perforación o avances marginales en el programa del pozo. Estos retrasos en los proyectos son más comunes en campos maduros, donde la depleción post-producción de hidrocarburos provoca una reducción en la presión del poro de la formación. Esto, a su vez, altera el estado de esfuerzos del campo, disminuyendo el esfuerzo principal mínimo y aumentando los esfuerzos efectivos.

Para comprender y cuantificar las pérdidas de fluido en zonas depletadas, se ha desarrollado un modelo físico en el laboratorio que considera las propiedades reológicas de los materiales y sus análogos. Se realizaron ensayos con diferentes espaciamientos de la estructura seleccionada para evaluar la relación de pérdidas de fluido por matriz o por fractura. La validación numérica del modelo físico se llevó a cabo utilizando el modelo reológico de potencia y considerando el régimen de flujo laminar. Esta aproximación matemática demostró un ajuste adecuado entre el modelo físico y el modelo numérico. Los resultados mostraron que los fluidos de perforación tardan un tiempo constante en fluctuar a través de la estructura diseñada, y el

volumen ingresado es directamente proporcional al tiempo de fluctuación requerido. Finalmente, la estructura diseñada como falla demostró ser el factor más relevante en la evaluación de las pérdidas de fluido de perforación, la geometría de la falla y la rugosidad asociada a las paredes de la estructura resultaron ser los factores diferenciales. Estos hallazgos proporcionan información valiosa para mejorar la comprensión del comportamiento del fluido y la estabilidad en zonas de baja presión durante las operaciones de perforación. Con un mejor entendimiento de estos fenómenos, se podrán desarrollar estrategias más efectivas para minimizar los tiempos no productivos y optimizar el programa de perforación.

Abstract

Title: Physical model to simulate drilling fluid losses in low pressure zones

Author: Darlin Lorena Uribe Joya

Key Words: Laboratory model, drilling fluid, depleted areas, fluid losses

Description: Stability problems, especially circulation losses caused by fractures, are the main reason behind non-productive time (NPT). These unforeseen and unwanted events are common in the industry and can lead to interruptions in drilling operations or marginal progress in the well schedule. These project delays are more common in mature fields, where post-production depletion of hydrocarbons causes a reduction in formation pore pressure. This, in turn, alters the stress state of the field, decreasing the minimum principal stress and increasing the effective stresses.

To understand and quantify fluid losses in depleted zones, a physical model has been developed in the laboratory that considers the rheological properties of the materials and their analogues. Tests were carried out with different spacings of the selected structure to evaluate the relationship between fluid losses due to matrix or fracture. The numerical validation of the physical model was carried out using the power rheological model and considering the laminar flow regime. This mathematical approach demonstrated an adequate fit between the physical model and the numerical model. The results showed that drilling fluids take a constant time to fluctuate through the designed structure, and the volume entered is directly proportional to the required fluctuation time. Finally, the structure designed as a failure proved to be the most relevant factor in the evaluation of drilling fluid losses, the geometry of the failure and the roughness associated with

the walls of the structure turned out to be the differential factors. These findings provide valuable information to improve understanding of fluid behavior and stability in low pressure zones during drilling operations. With a better understanding of these phenomena, more effective strategies can be developed to minimize non-productive times and optimize the drilling program.

Introducción

Planteamiento del problema

Las zonas depletadas representan un reto para la industria, ya que son yacimientos productores cuya presión inicial se ha reducido luego de la extracción de hidrocarburos. Aunque son muy importantes para la industria petrolera ya que cada vez hay menos descubrimientos de campos nuevos (Rystad Energy, 2017); la complejidad geomecánica y los altos costos de la perforación representan obstáculos para la continuación de la actividad de extracción en ellos. Entre las mayores dificultades se cuentan las graves pérdidas de lodo que evitan seguir con la perforación o la posibilidad de pegadas diferenciales del ensamble de fondo de pozo, de la sarta de perforación o del revestimiento entre otros. Es por esto que surge la propuesta de realizar el diseño y elaboración de un modelo físico y numérico que permita visualizar y comprender de una forma más precisa el fenómeno de las pérdidas de fluido para una formación depletada en un campo maduro en Colombia, ya que en la actualidad no existe una caracterización en campo o laboratorio, que permita entender el fenómeno.

Alcance del proyecto

El propósito de la investigación es el de entender el fenómeno de las pérdidas de fluido en una zona productora donde la presión ha sido reducida a razón de los procesos de extracción de hidrocarburo a partir de la descripción y observación de un modelo físico y numérico. Para realizar este trabajo se revisaron casos análogos de estudio que utilicen modelos matemáticos, físicos y reológicos. Posteriormente se definieron las dimensiones que permiten caracterizar de forma análogo el modelo y los materiales que simulen la permeabilidad disponible en los yacimientos

depletados. Seguidamente se elaboró un escalamiento entre materiales y propiedades físicas, que antecedió el desarrollo del experimento. Finalmente, se realizó la validación numérica teniendo en cuenta el modelo reológico correspondiente junto con el régimen de flujo presente en el fenómeno.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Diseñar un modelo físico para simular las pérdidas de fluido de perforación en formaciones de baja presión.

1.2 Objetivos Específicos

a) Analizar modelos matemáticos, físicos y/o correlaciones que permitan estimar las pérdidas de lodo a escala de laboratorio.

b) Seleccionar los materiales adecuados que permitan llevar las propiedades de campo a escala del modelo evidenciando apropiadamente las propiedades de formación en zonas de baja presión.

c) Generar el modelo físico que represente la configuración idealizada de los yacimientos petrolíferos en zonas de baja presión con sus respectivos potenciales canales de flujo.

d) Validar las pérdidas de fluido en el modelo generado mediante ecuaciones usadas en el análisis de pérdidas a escala de laboratorio.

2. Cuerpo del Trabajo

2.1 Marco Referencial

A continuación, se presentan en orden cronológico los artículos/tesis más relevantes sobre el modelamiento numérico, físico y reológico que sirven como antecedentes y punto de partida para el desarrollo del modelo físico en cuestión, además este marco permite recopilar la información local de los materiales usados para el desarrollo de modelos físicos/análogos. Se han desarrollado diferentes trabajos de investigación con el objetivo de contrastar hipótesis sobre el funcionamiento de procesos geológicos a escala de laboratorio.

En el texto de (John M. Dixon and John M. Summers, 1986), la masilla de silicona se sometió a un análisis reológico como material para su uso como análogo de roca en modelos a escala tectónica. La investigación reveló que, a tasas de esfuerzo amplias, la masilla de silicona exhibe un comportamiento similar al comúnmente descrito en un modelo de Bingham. Asimismo, a altas velocidades de deformación, se puede aplicar un modelo viscoso lineal. Por lo tanto, la elección de la expresión reológica puede fundamentarse en el conocimiento del rango de niveles de estrés alcanzados en un modelo específico. En sentido inverso, los modelos pueden ser diseñados para generar niveles de estrés apropiados, asegurando así que la formulación reológica pertinente para el material prototipo sea aplicable.

En su estudio, (McClay, 1990) detalló diversos mecanismos de deformación en modelos análogos, centrándose en sistemas de fallas extensionales. Los modelos construidos por McClay utilizaron diferentes materiales: arena cuarzosa seca con comportamiento isotrópico, mezclas de arena y arcilla seca con comportamiento controlado por competencia, y arena con hojuelas de mica tipo vermiculita, simulando así un sistema anisotrópico. Los análisis reológicos señalan una

deformación de tipo Navier-Coulomb. Las pruebas reológicas evidencian que estos materiales sufren deformación por fallo de Navier-Coulomb, con ángulos de fricción situados entre 30° y 35°. Las fallas extensionales desarrolladas en los modelos representan zonas de corte granular dilatantes, cuyo ancho depende del tamaño de grano, siendo más amplias en los modelos de arena y más estrechas en las fallas que atraviesan las capas de arcilla fina. Aunque los ángulos iniciales de corte de capas son elevados, oscilando entre 60° y 70°, durante la deformación progresiva, las deformaciones por corte pueden modificar este patrón, según las condiciones de contorno del modelo. A pesar de las limitaciones inherentes a los modelos, se sostiene la creencia de que la reología, los materiales utilizados en el modelado y los mecanismos de deformación dentro de los modelos simulan de manera realista la deformación frágil de las rocas sedimentarias en la corteza superior.

F. Rossetti et al., 2019, describe como la estratificación inducida por las variaciones de temperatura dentro de la corteza requiere materiales análogos con viscosidad sensible a la temperatura para simular de manera precisa el cambio de propiedades mecánicas con la profundidad y como algunos experimentos de calibración reológica realizados en cera de parafina comercial, con un punto de fusión de 53 °C, demuestran que este material se comporta como un fluido no lineal para temperaturas homólogas. La disminución en el exponente de esfuerzo "n" probablemente esté asociada con la transición de fase a±b de la parafina. Los valores de viscosidad efectiva son altamente dependientes de la temperatura, variando en nueve órdenes de magnitud, desde 10¹⁰ hasta 10 Pa·s en el rango de temperatura entre 30 y 52 °C. Las propiedades reológicas de la parafina hacen que este material sea útil para modelar la reología de la corteza y los procesos tectónicos, especialmente cuando las dimensiones lineales y la escala de tiempo se reducen en un factor de 10⁶ y 10¹¹, respectivamente.

En el trabajo de (M.P.J. Schopfer, G. Zulauf , 2002) se describe que la plastilina y materiales similares han sido ampliamente utilizados como sustitutos en experimentos de deformación, pero pocos estudios han profundizado en su comportamiento reológico. En este contexto, se llevaron a cabo investigaciones sobre las propiedades físicas de la plastilina verde y negra de Beck, un material de modelado fabricado en Gomaringen, Alemania, así como mezclas de plastilina con aceite, mediante ensayos de compresión uniaxial y pruebas de relajación. La plastilina de Beck demostró ser un fluido no newtoniano, caracterizado por un rendimiento plástico que depende de la velocidad de deformación y un endurecimiento por deformación. Este endurecimiento es más evidente a bajas velocidades de deformación, lo que resulta en un aumento tanto del exponente de esfuerzo como de la viscosidad. La adición de aceite provocó un aumento en el exponente de esfuerzo y una disminución en la viscosidad. La dependencia de la viscosidad con la deformación disminuyó con el aumento del contenido de aceite. Además, se realizaron pruebas de compresión en plastilina pre-aplanada para explorar la posible "memoria de deformación" de los materiales. La plastilina pre-aplanada se caracterizó por un inicio posterior de la cedencia y un aumento tanto del exponente de esfuerzo como de la viscosidad. En resumen, los resultados sugieren que la plastilina verde y negra de Beck es un material análogo adecuado para simular la deformación de rocas mediante el flujo por dislocación, destacando su pronunciado endurecimiento.

En el mismo año, (S.M. ten Grotenhuis et al., 2002), describe que para evaluar la idoneidad de un polímero en la modelación análoga es crucial comprender las propiedades reológicas del material. Describe que, los polímeros utilizados en este tipo de modelación muestran un comportamiento reológico complejo, del cual solo se ha considerado una parte en la mayoría de los estudios de modelado. Su comportamiento mecánico está fuertemente influenciado por la

velocidad de deformación y la temperatura, y se caracteriza por dependencias específicas de los módulos de almacenamiento y pérdida, relacionados con la elasticidad y la viscosidad, en función de la tasa de deformación (frecuencia). (S.M. ten Grotenhuis et al., 2002) lleva a cabo mediciones de los módulos de almacenamiento y pérdida en un amplio rango de tasas y niveles de deformación mediante un reómetro de disco paralelo oscilatorio. Los materiales investigados incluyen polidimetilsiloxano (PDMS), mezclas de PDMS y BaSO₄, Goma Rhodorsil y mezclas de Goma Rhodorsil + plastilina, todos comúnmente empleados en experimentos análogos. Las mediciones indican que las propiedades reológicas de las mezclas de plastilina y Goma Rhodorsil están vinculadas a su historial de deformación, lo que plantea desafíos para la modelación análoga. En cuanto a las mezclas de PDMS y BaSO₄, la importancia del componente elástico aumenta con la creciente concentración de carga, limitando su aplicación para la modelación de deformación viscosa. Por otro lado, el PDMS puro y Goma Rhodorsil exhiben un comportamiento de flujo newtoniano a tasas de deformación comúnmente utilizadas en la modelación análoga.

Posteriormente, (J. Zulauf, G. Zulauf, 2004) realizan ensayos de compresión uniaxial con el objetivo de determinar la reología dependiente de la temperatura de la plastilina, un material comúnmente utilizado en modelación tectónica. Los tipos originales de plastilina (Kolb brown, Beck's orange, Beck's green, Weible special soft) se caracterizan por presentar un ablandamiento en función de la tasa de deformación, con exponentes de ley de potencias (n) y viscosidades aparentes (η) que varían entre 5.8 y 7.3 y 3.4×10^5 a 2.2×10^7 Pa·s respectivamente. Un aumento en la temperatura resulta en disminuciones lineales de n y η , así como en una disminución en el grado de endurecimiento por deformación. Además, se observó fluencia constante y cambios significativos en n y η al reducir las proporciones de carga en la matriz, logradas mediante la adición de aceite a la plastilina original. Estos nuevos hallazgos sugieren que la plastilina puede

utilizarse efectivamente para simular la deformación de rocas naturales que experimentan fluencia por dislocación. Es posible generar diversos análogos de rocas con endurecimiento por deformación o fluencia constante, y con exponentes de esfuerzo predefinidos que abarcan desde 3.4 hasta 12.3, simplemente ajustando la temperatura y/o la relación entre matriz y carga en los tipos comerciales de plastilina.

En el documento de (Wang, H., Towler B., Soliman M.Y., 2007) describen que, si bien la pérdida de circulación ha sido un desafío para la perforación, especialmente para la perforación de formaciones depletadas, su mecanismo no ha sido bien estudiado o no se ha entendido completamente. Este artículo ayudado por soluciones analíticas y numéricas, identifica el papel de las grietas conductoras hidráulicas en la contención de baja presión cerca del pozo. También demuestra que la pérdida de circulación que se encuentra con frecuencia cuando se perforan formaciones depletadas ocurre cuando tanto la contención de presión cerca del pozo como la contención de presión de campo lejano son bajas.

Los resultados demuestran que la contención de la presión del pozo se puede mejorar al respecto de la contención de la presión ideal definida por la ecuación de tensión tangencial de Kirsch. Además, que la contención de la presión del pozo puede mejorar apuntalando fracturas con materiales de circulación de partículas perdidas lo que fortalece el pozo.

(Kartevoll, 2009) estudia las pérdidas de presión en pozo. En el estudio concluye que la predicción y control de estas, además del conocimiento de la formación que se está perforando, permite perforar en entornos que no eran posibles para perforar con la tecnología de antigua. También se analizan la predicción de la presión intersticial, la estimación de la presión de fractura, así como una descripción de la densidad de circulación equivalente y los desafíos de perforar en una formación sin presión.

(Di Giuseppe, 2009) investiga sistemáticamente las propiedades físicas y reológicas de una amplia gama de gelatinas en función de la temperatura, composición, concentración, envejecimiento y tasa de deformación aplicada. Los resultados muestran que el comportamiento de las gelatinas cambia gradualmente de reología puramente elástica a visco-elasto-frágil a puramente viscosa (no lineal) que va del estado gel al sol-state. Este comportamiento permitiría simular la reología cortical y litosférica. Adicionalmente, encontraron que la piel de cerdo 2.5% en peso a 10°C tiene las propiedades reológicas requeridas para modelar la deformación de la corteza.

(Bedoya Maria Isabel, 2009) realiza un modelado de las características reológicas de cuatro lodos de perforación. Los modelos empleados son Ley de Potencia, Plástico de Bingham, Robertson-Stiff, Herschel-Bulkley y Casson. Cada modelo es descrito y se da la ecuación que lo representa. Además, se muestra como calcular los parámetros reológicos y las pérdidas de presión generadas en el sistema circulatorio. Para analizar el comportamiento de los modelos los autores desarrollaron una aplicación en Microsoft Visual Basic 6.3. Ésta, calcula los parámetros reológicos según el modelo, el error asociado al ajuste de los valores experimentales y genera reogramas comparativos para cada lodo. Posteriormente calcula las pérdidas de presión por fricción total asociada. Del análisis realizado se concluye que los modelos Herschel-Bulkley y Robertson-Stiff proporcionan un buen ajuste para todos los lodos propuestos; el modelo Plástico de Bingham no proporciona un ajuste aceptable para ninguno de los lodos propuestos. Las pérdidas de presión para un ensamblaje de pozo dado calculadas con el modelo de mejor ajuste no necesariamente son las más bajas, pero se espera que sean las más próximas al valor real.

(Gianoglio, 2015) presentó una revisión de las diversas tecnologías, tanto probadas como potenciales, para controlar los fluidos de perforación en yacimientos depletados en función de su

densidad, analizando las ventajas, limitaciones y aplicaciones específicas sugeridas. Dichas tecnologías incluyen la perforación ciega, la perforación con buen flujo, la perforación con presión controlada, el lodo aireado, la perforación con espuma, la perforación con aire o neblina, microburbujas de aire estructuradas (delantales), emulsiones (tanto directas como invertidas) y la adición de esferas huecas (esferas de vidrio, cenosferas y esferas de plástico). Esta revisión recopila información crucial necesaria para diseñar y formular el fluido de perforación de baja densidad adecuado para abordar los desafíos de yacimientos depletados.

(Vargas Silva, D. A., Carrillo, Z. C., & Tarazona, D. M., 2017) demostró que el modelo matemático que proviene de la ley de continuidad, la ecuación de estado y la ecuación de Darcy se puede implementar para estimar la presión del lodo durante la perforación, lo que permitiría controlar el filtrado del este fluido hacia la formación definiendo una nueva curva de estabilidad de pozo. Entre sus resultados se incluyen una estimación de las propiedades de la formación en función de la profundidad, y con un caudal máximo permitido de pérdidas de filtrado, la definición de la presión adicional a la presión de formación con la cual se puede perforar para evitar pérdidas de filtrado disminuyendo los costos de perforación. Finalmente, hicieron un análisis de sensibilidad concluyendo que la permeabilidad y la viscosidad, son las variables más importantes del modelo.

(Anaya, Jiménez-Díaz y Martínez-Sánchez, 2018), realizan el modelo estructural del Campo Escuela Colorado, en el que simularon las estructuras de doble vergencia propias de la delimitación de las Cordilleras Central y Oriental, como una cuña crítica para definir las características estructurales en un ambiente compresivo. Los resultados de los modelos muestran el desarrollo de un frente de deformación dominado por fallas con vergencia hacia el promontorio y retrocabalgamientos asociados. El autor concluye que la geometría de las estructuras está

dominada por la escamación delgada y que el modelo estructural que define al Campo Escuela Colorado es una zona triangular controlada por un retrocabalgamiento.

(Martinez-Sánchez, D. A., & Jimenez, G., 2019) realizaron un modelo análogo para estudiar el fracturamiento hidráulico usando gelatina, arena y arcilla, escalando la presión litostática. La gelatina es utilizada para simular la zona del reservorio, la arcilla para simular sellos y la arena para simular zonas de acuíferos. El autor realiza el modelamiento a través de cinco configuraciones diferentes conociendo previamente las características reológicas de cada una de las capas a modelar, se realiza la inyección del fluido mediante la tubería de cobre y manguera respectivamente, que permitieron evidenciar las fracturas generadas. Finalmente, el modelo permitió al autor definir que la distancia requerida entre el reservorio no convencional y los acuíferos para evitar la contaminación por fluidos es de ~200 m, y entre el punto de fracturamiento hidráulico y las fallas que conectan de una manera u otra con la superficie es de ~350 m.

En el mismo año, (Escalante-Cárdenas et al, 2020) realizó un modelo análogo para estudiar el Anticlinal de Zipaquirá definido como una cuenca sedimentaria con presencia de rocas salinas sobre la cual actúan esfuerzos compresivos. En su trabajo describen la importancia de la selección de materiales a utilizar en modelamientos análogos, ya que, debe simular las propiedades reológicas y deformacionales de las rocas pertenecientes a las diferentes profundidades de la corteza. En el caso de los materiales frágiles, refieren a los granulares secos y arcillas húmedas ideales para simular la corteza superior; para los materiales dúctiles como la cera, yeso, trementina, aceite, masilla de silicona, arcillas no newtonianas y newtonianas como las ideales para simular el comportamiento de la corteza inferior. En la fase experimental se utilizaron plastilina casera para simular la capa viscosa, caracterizado como un fluido no newtoniano. En el caso de la capa frágil, se utilizó arena de cuarzo, caracterizada por presentar un comportamiento coulombiano ideal.

Finalmente se realizaron configuraciones con diferentes espesores para cada capa, obteniendo diferentes estructuras salinas que permitieron evaluar los procesos de diapirismo y a su vez validar correctamente el uso de materiales análogos para la reproducción de estructuras.

La investigación de (L. Massaro et al., 2023), se enfoca en la caracterización mecánica de un nuevo material destinado al desarrollo de modelos análogos. El estudio subraya la importancia de crear materiales innovadores que posibiliten la simulación de procesos en la corteza superior e inferior de la Tierra. Con este propósito, se introduce el material GRAM (Granular Rock-Analogue Material), el cual se describe como una arena artificial ultradébil compuesta por cuarzo, arena y cemento con yeso. Este material exhibe una capacidad notable de deformación bajo condiciones de esfuerzos variables. En la aplicación de GRAM en simulaciones de fallas y procesos de fracturamiento, se observó una mejora significativa en la comprensión de la zona de falla.

El material GRAM se comparó con rocas naturales y otros materiales granulares utilizados en estudios de modelación análoga, considerando propiedades físicas y mecánicas, así como su aplicación en la modelación física y la escala dinámica. Se destaca cómo la aplicación de los agregados GRAM en experimentos con escala dinámica puede potenciar la comprensión de los procesos de falla y fracturamiento que ocurren a la escala de la zona de daño.

2.2 Marco Teórico-Conceptual

A continuación, se describen algunos de los conceptos teóricos necesarios para entender el comportamiento reológico de las formaciones geológicas. A su vez se explica porque las formaciones de baja presión son vulnerables a la ocurrencia de excesivas pérdidas de circulación. Además, se expresa de forma explícita la teoría de escalado que será una pieza clave en la

elaboración del modelo físico en cuestión ya que esta describe la relación entre el modelo de laboratorio y los elementos de la naturaleza.

2.2.1 Reología

Es el estudio de las propiedades mecánicas de los materiales sólidos, así como fluidos y gases, o de la respuesta mecánica de los materiales sometidos a un sistema de esfuerzos (Fossen, 2010; Burg, 2016). De manera ideal se ha definido que la respuesta de estos materiales es principalmente: Elástica, perfectamente plástica y viscosa (Newtoniano y No Newtoniano). La respuesta física dada por la roca está ligada a la resistencia de la misma, asumiendo de manera inicial y sencilla la presencia de una litosfera con comportamiento fuerte (Barrel, 1914).

La reología es controlada principalmente por las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra sometida la roca, aunque también por los minerales deformantes (composición), fluidos y velocidad de deformación (Burov, 2015; Kattenhorn, 2014; Keefner et al., 2011; Fossen, 2010).

2.2.2 Parámetros reológicos

Para la definición de los parámetros reológicos se tiene en cuenta el flujo laminar, en el cual se entiende el fluido como varias capas que se deslizan una sobre otra. A continuación, se presentan los parámetros utilizados en cada modelo reológico:

Esfuerzo de Corte (τ_i): Resistencia del fluido al movimiento deslizante de sus capas cuando se aplica una fuerza en forma tangencial a su superficie laminar. Tiene unidades de fuerza sobre área.

Tasa de Corte (γ_i): Diferencia entre las velocidades de dos capas dividida la distancia que las separa. Tiene unidades de velocidad sobre longitud.

Viscosidad (μ): Resistencia que opone un fluido a ser deformado. En términos matemáticos es la relación de proporcionalidad entre el esfuerzo de corte y la tasa de corte.

Punto de Cedencia (τ_y): Esfuerzo cortante mínimo requerido para que se dé la deformación del fluido. Representa el valor del esfuerzo de corte para una velocidad de deformación igual a cero. Su valor aumenta con el contenido de sólidos y disminuye con aumentos en el contenido de agua o dispersantes.

Índice de Comportamiento (n): Indica la desviación del comportamiento reológico del fluido con respecto a los fluidos newtonianos, es decir, mientras más se aleje el valor de n de la unidad más pronunciadas serán las características no newtonianas del fluido.

Índice de Consistencia (k): Caracterización numérica de la consistencia del fluido, es decir, es una medida indirecta de la viscosidad, pero sus unidades dependen de n . A medida que k aumenta el fluido se hace más espeso o viscoso.

Viscosidad: Es el término reológico más conocido. En su sentido más amplio, la viscosidad se puede describir como la resistencia al flujo de una sustancia. En el campo petrolífero, los términos a continuación se usan para describir la viscosidad y las propiedades reológicas del fluido de perforación:

- Viscosidad embudo (seg/qt o seg/l).
- Viscosidad aparente (cP o mPa•seg).
- Viscosidad efectiva (cP o mPa•seg).
- Viscosidad plástica (cP o mPa•seg).

- Punto cedente (lb/100 pies² o Pa).
- Viscosidad a baja velocidad de corte (LSRV) (cP o mPa•sec).
- Esfuerzos de gel (lb/100 pies² o Pa).

Viscosidad de Embudo: La viscosidad de embudo se mide usando el viscosímetro de Marsh. La viscosidad de embudo se usa como indicador relativo de la condición del fluido. No proporciona suficiente información para determinar las propiedades reológicas o las características de flujo de un fluido. Debería usarse en el campo para detectar los cambios relativos en las propiedades del fluido.

Esfuerzo de corte y velocidad de corte: Los otros términos para la viscosidad (μ) se pueden describir como la relación del esfuerzo de corte (τ) a la velocidad de corte (γ). Por definición:

$$\text{Viscosidad } (\mu) = \frac{\text{esfuerzo de corte } (\tau)}{\text{velocidad de corte } (\gamma)}$$

Los conceptos de velocidad de corte y esfuerzo de corte se aplican al flujo de todos los fluidos. Dentro de un sistema de circulación, la velocidad de corte depende de la velocidad media del fluido en la geometría en que está fluyendo.

Esfuerzo de corte: El esfuerzo de corte (τ) es la fuerza requerida para mantener la velocidad de corte. El esfuerzo de corte está expresado en unidades estándar del campo petrolífero, es decir las libras de fuerza por cien pies cuadrados (lb/100 pies²) requeridas para mantener la velocidad de corte. Las indicaciones del cuadrante del viscosímetro de lodo (Θ) tomadas con la combinación de balancín y resorte estándar, pueden ser convertidas en un esfuerzo de corte (τ) con unidades de lb/100 pies², multiplicando la indicación por 1,0678.

Viscosidad efectiva: La viscosidad de un fluido no newtoniano cambia con el esfuerzo de corte. La viscosidad efectiva (μ_e) de un fluido es la viscosidad de un fluido bajo condiciones específicas. Estas condiciones incluyen la velocidad de corte, la presión y la temperatura.

Viscosidad aparente: La viscosidad efectiva a veces es llamada Viscosidad Aparente (VA). La viscosidad aparente está indicada por la indicación del viscosímetro de lodo a 300 RPM (Θ_{300}) o la mitad de la indicación del viscosímetro a 600 RPM (Θ_{600}).

Viscosidad plástica: La viscosidad plástica (VP) en centipoise (cP) o milipascales-segundo (mPa•s) se calcula a partir de los datos del viscosímetro de lodo, como:

$$PV (cP) = \Theta_{600} - \Theta_{300}$$

La viscosidad plástica se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica.

Punto cedente: El punto cedente, segundo componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación, es una medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido. Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas.

2.2.3 Modelos Reológicos

Los modelos reológicos son una relación matemática que nos permite caracterizar la naturaleza reológica de un fluido, estudiando la deformación dada a una tasa de corte específica.

Modelo Plástico de Bingham

Es un modelo de dos parámetros muy usado en la industria. La ecuación que lo define es:

$$\tau = \tau_y + \mu_p \cdot \gamma \quad (1)$$

Un fluido Plástico de Bingham no comienza a fluir hasta que el esfuerzo de corte aplicado exceda el valor mínimo τ_y . A partir de este punto el cambio en el esfuerzo de corte es proporcional a la tasa de corte y la constante de proporcionalidad es la viscosidad plástica μ_p .

Ley de Potencia

Es un modelo de dos parámetros para el cual la viscosidad absoluta disminuye a medida que la tasa de corte aumenta. La relación entre la tasa de corte y el esfuerzo de corte está dada por la siguiente ecuación:

$$\tau = k \gamma^n \quad (2)$$

No existe un término para el punto de cedencia por tanto bajo este modelo los fluidos comienzan a fluir a una tasa de corte cero.

Modelo de Casson

Este modelo da una buena descripción de las características reológicas de los fluidos de perforación. A altas temperaturas y bajas presiones la aproximación se hace más pobre. La relación que los caracteriza es:

$$\tau^{1/2} = \tau_y^{1/2} + (\mu_p \gamma)^{1/2} \quad (3)$$

Modelo de Herschel–Bulkley

Es el resultado de la combinación de aspectos teóricos y prácticos de los modelos Plástico de Bingham y Ley de Potencia. La siguiente ecuación describe el comportamiento de un fluido regido por este modelo:

$$\tau = \tau_{\gamma} + (k \gamma^n) \quad (4)$$

En este modelo los parámetros “ n ” y “ k ” se definen igual que en Ley de Potencia. Como casos especiales se tienen que el modelo se convierte en Plástico de Bingham cuando $n=1$ y en Ley de Potencia cuando $\tau_{\gamma}=0$.

Modelo de Robertson–Stiff

Fue presentado en 1979 como un modelo híbrido de los modelos Ley de Potencia y Plástico de Bingham para representar lechadas de cemento y lodos. La ecuación que lo caracteriza es:

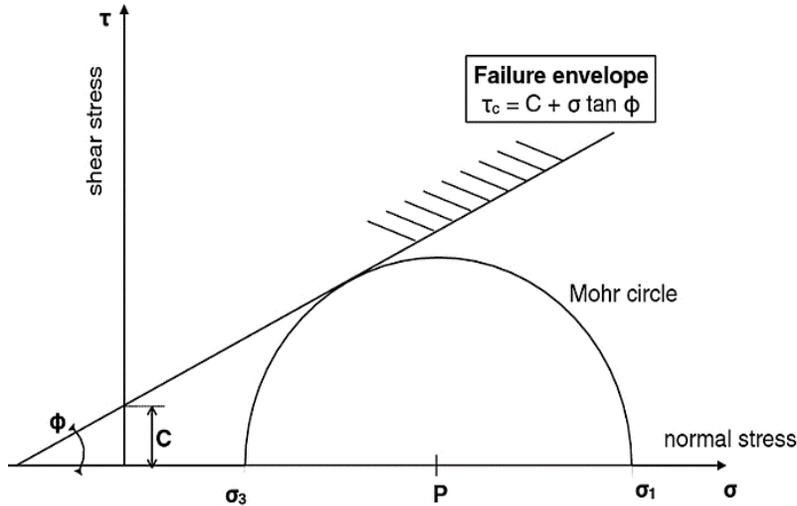
$$\tau = k (\gamma_0 + \gamma)^n \quad (5)$$

El parámetro γ_0 es considerado como una corrección a la tasa de corte, de modo que $\gamma_0 + \gamma$ representa la tasa de corte requerida por un fluido pseudo-plástico puro para producir el esfuerzo de cedencia del modelo de Bingham. Los parámetros “ n ” y “ k ” se definen igual que en Ley de Potencia.

2.2.4 Mecánica de rocas

Angulo de fricción interna (AFI): Se determina gráficamente por medio del círculo de Mohr Coulomb señalado en la Figura 1 como ϕ . Se usa para determinar el coeficiente de fricción interna (μ). Este coeficiente a su vez se define como la resistencia a la fricción por deslizamiento y rodamiento entre los planos de cizallamiento y los granos que se encuentran en esos planos.

Figura 1. Circulo de Mohr.



Resistencia ténsil (*T_o*): También llamada resistencia a la tensión, gobierna el comportamiento de las rocas cuando se encuentra bajo esfuerzos de flexión.

Módulos elásticos: Los módulos elásticos representan la relación entre los esfuerzos y las deformaciones. Éstos pueden ser estáticos o dinámicos y la diferencia entre los dos es básicamente la manera en la que se hace su medición. Los módulos elásticos estáticos son medidos a partir de pruebas de laboratorio, mientras que los dinámicos son medidos por medio de la propagación de ondas acústicas.

Tabla 1. Módulos Elásticos

Modulo o relación	Definición	Ecuación
Relación de Poisson(V)	Relaciona la deformación lateral y la deformación en dirección longitudinal, la deformación longitudinal se da en la dirección del esfuerzo aplicado y la deformación lateral es perpendicular a éste.	$v = -\frac{\epsilon_{trans}}{\epsilon_{long}}$ Donde ϵ_{trans} es la deformación lateral y ϵ_{long} es la deformación longitudinal.
Módulo de Young (E)	Es la relación entre el esfuerzo axial aplicado y la deformación axial que se genera por la carga aplicada.	$E = \frac{\sigma}{\epsilon} = \frac{F/S}{\Delta L/L}$

		<p>σ es la tensión ejercida sobre el área de la sección transversal del elemento.</p> <p>ε es la deformación unitaria entendida como la relación entre el cambio de longitud con respecto a la longitud inicial.</p>
Módulo de rigidez (G)	Es una medida de la resistencia de la muestra contra la deformación de corte, se define como la relación entre el esfuerzo de corte y la deformación de corte, involucrando un ángulo de desplazamiento	$G := \frac{T_m}{\Theta} \approx \frac{F/A}{\Delta x/l} = \frac{Fl}{\Delta x A}$ <p>T_m: Tensión cortante Θ: Deformación angular</p>
Módulo Volumétrico o Bulk (K)	Se define como la relación entre el esfuerzo hidrostático provocado por la presión hidrostática y la deformación volumétrica.	$K = -\frac{\Delta p}{\Delta V/V} = -V \frac{\Delta p}{\Delta V}$ <p>donde p es la presión, V es el volumen, Δp y ΔV denotan los cambios de la presión y de volumen, respectivamente.</p>

Ecuación dinámica: La ecuación dinámica generalmente se refiere a las ecuaciones de movimiento que describen el comportamiento dinámico de un sistema. En el contexto de la reología, se puede hacer referencia a la ecuación constitutiva que relaciona los esfuerzos y deformaciones en función del tiempo. Para describir el comportamiento reológico de un fluido, se pueden usar diversas ecuaciones, dependiendo de la complejidad del material. Algunas de las ecuaciones dinámicas comunes incluyen:

- **Modelo de Maxwell:**

Combina un resorte y un amortiguador en serie.

$$\sigma(t) = E\varepsilon(t) + \eta \frac{d\varepsilon(t)}{dt}$$

Donde σ es el esfuerzo, ε es la deformación, E es el modulo de elasticidad y η es la viscosidad. (Larson, 1999).

- **Modelo de Kelvin-Voigt (también conocido como modelo de Maxwell viscoelástico):**

Combina un resorte y un amortiguador en paralelo:

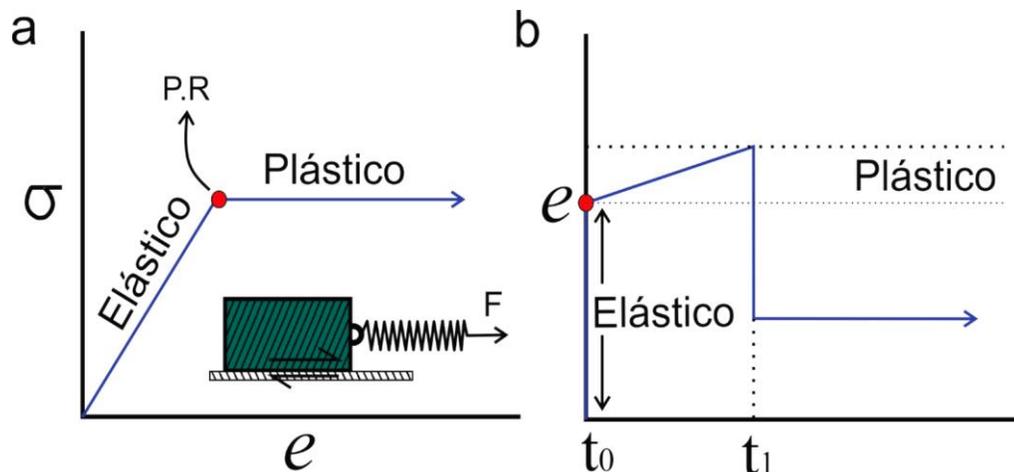
$$G\gamma(t) + E\varepsilon(t) = \sigma(t)$$

Donde G es el módulo de corte (Larson, 1999).

Estas ecuaciones y modelos son esenciales para comprender y predecir el comportamiento de materiales elásticos y viscoelásticos en distintas condiciones de carga y deformación.

Viscosidad: La viscosidad se define como la resistencia a fluir y es dada en poises (10 poises= 1 Pa*s), en si la viscosidad se puede definir como la relación del esfuerzo necesario para deformar (Davis and Reynolds, 2012; Fossen, 2016; Rana, 1969). El material idealmente viscoso se deforma o fluye como un fluido (Figura 2). La deformación en un cuerpo viscoso es dependiente del esfuerzo, asumiendo así que la deformación avanza mientras el esfuerzo se mantiene al retirarlo ésta cesa y el cuerpo se mantiene en su estado deformado final (Burg, 2016; Fossen, 2016).

Figura 2. Representación del modelo Elástico-Plástico. a) es la relación que se tiene entre el esfuerzo (σ) y la deformación (e) antes y después del punto de rendimiento. b) es la relación de la cantidad de deformación a la cual se somete el material a través del tiempo. P. R (Punto de Rendimiento). Adaptada de (Fossen, 2016).



Porosidad: La porosidad hace referencia a los espacios vacíos en la roca y se calcula dividiendo, el volumen de espacios vacíos (volumen poroso) entre el volumen total de la roca. Se habla de porosidad efectiva cuando estos espacios vacíos están interconectados y es la variable más importante para el Ingeniero de yacimientos. La porosidad puede ser primaria y secundaria. En algunas zonas con fracturas, se pueden presentar yacimientos de doble porosidad, en los cuales las fracturas presentan una distribución totalmente aleatoria, formado un sistema de fracturas y un sistema de matrices. La matriz, tiene relativamente alta porosidad y baja permeabilidad y las fracturas tienen alta permeabilidad y baja porosidad.

Permeabilidad: La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es una medida de capacidad del medio para transmitir fluidos. Al igual que la porosidad, esta propiedad también puede ser primaria y/o secundaria, la primaria se refiere a la permeabilidad de la matriz y la secundaria puede ser por fracturas o por disolución de vugs.

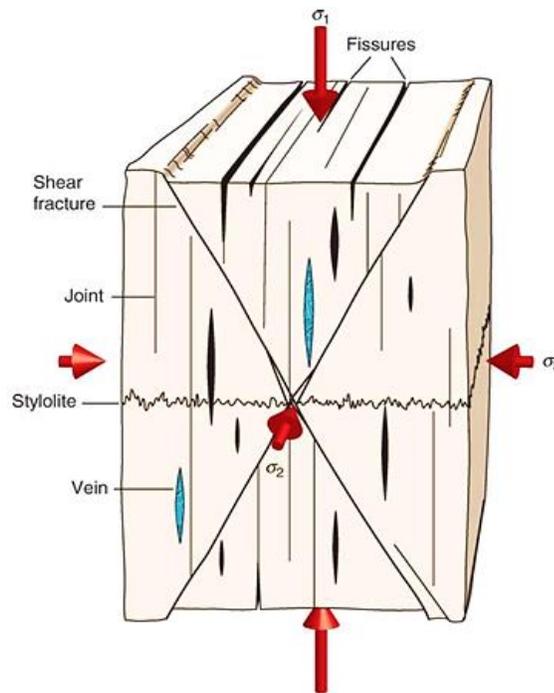
2.2.5 Tipos de Fracturas

Las fracturas, hablando de manera estricta, son discontinuidades planares o subplanares que son más estrechas en una dimensión que en las otras dos y se forma como resultado de los esfuerzos internos y externos. En si, son discontinuidades en desplazamiento y propiedades mecánicas donde la roca y/o minerales son partidos y pierden las características de cohesión (Fossen, 2010). Las fracturas se pueden clasificar en 3 tipos principales: de **extensión, de cizalla y de contracción** (Figura 3).

Las fracturas de **extensión** se presentan perpendiculares a la pared donde se somete el esfuerzo principal, así mismo se clasifican en abiertas y diaclasas. Estas de diaclasa se caracterizan

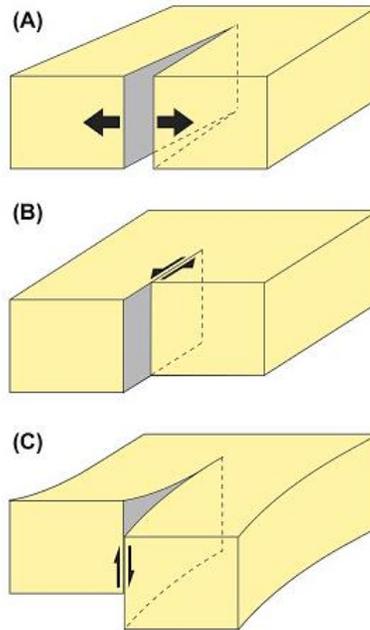
por no presentar un desplazamiento macroscópico o detectable a simple vista. Las fracturas abiertas son rellenas por: gas, fluidos, magma o soluciones minerales. De ahí dependiendo del tipo de relleno estas reciben el nombre de fisura (rellenas de aire o gas), venas (rellenas de fluido mineral) y diques (fracturas generadas y rellenas por magmas) (Fossen, 2016; Fossen, 2010; Twiss y Moores, 2006).

Figura 3. Tipos de fracturas y su orientación en relación con los esfuerzos principales. Adaptada de Fossen (2016).



Las fracturas de **cizalla** son un tipo de fractura donde se acumula un movimiento o desplazamiento paralelo a la misma, el termino falla es normalmente asociado a este tipo de fracturas generalmente en casos donde la continuidad de la superficie es de escala métrica o superior. Este desplazamiento se puede presentar en dos formas paralelo al borde de la fractura (Figura 4.a) o perpendicular al borde (Figura 4.b). (Fossen, 2016; Fossen, 2010; Twiss y Moores, 2006).

Figura 4. Tipos de fracturas. (A) Una fractura de modo I que se abre perpendicular a la dirección de la extensión. (B) Una fractura de modo II, que representa una fractura por cizallamiento, muestra un desplazamiento lateral paralelo a la dirección de propagación. (C) Una fractura de modo III muestra un estilo de apertura similar a unas tijeras. Modificado de Lawn (1993).



Por último, se presentan las fracturas **contraccionales** que ocurren perpendiculares a la dirección del esfuerzo principal y que tienen desplazamientos pequeños y se rellenan con material de la roca huésped, un ejemplo serían los estilolitos. (Fossen, 2016; Fossen, 2010).

Cada uno de estos modos de fracturas son de relevancia porque uno de los principales factores en la distribución de esfuerzos y sus magnitudes está asociado a la geometría de las paredes de las fracturas (Pollard & Fletcher, 2005).

2.2.6 Presión de poro

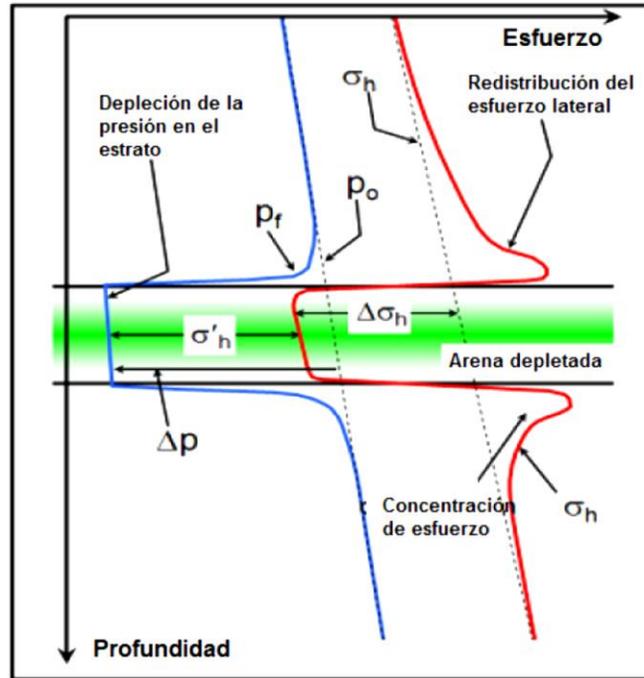
Es definida como la presión del fluido de yacimiento que actúa dentro del espacio poroso interconectado. El valor de la presión de poro a una profundidad dada ha sido normalmente

relacionado con la presión hidrostática o normal, la cual es asociada a una columna de agua desde la superficie hasta la profundidad deseada. La presión de poro hidrostática incrementa con la profundidad a una tasa de 10 MPa/km o 0,44 psi/ft. Sin embargo, hay varios casos donde la presión de poro dentro de una zona tiene un valor diferente a la presión de poro normal. Por lo general, la presión de poro en estos casos será más alta que la normal, estas zonas se conocen como zonas anormalmente presionadas o sobrepresionadas. Las altas presiones de poro en un yacimiento lo harían un campo más prolífico, pero también estas formaciones sobrepresionadas representan un potencial riesgo son un peligro potencial durante la perforación.

Por otro lado, las presiones de poro que se encuentran por debajo del gradiente normal son conocidas como presiones subnormales, las cuales pueden producir problemas de pérdidas de circulación en los pozos perforados. Las condiciones de presiones subnormales se generan frecuentemente cuando la elevación de la superficie de un pozo es mucho mayor que la capa freática del subsuelo o el nivel del mar. Esto se observa cuando se perforan pozos en serranías o en zonas montañosas, pero también pueden ocurrir en regiones áridas donde es posible que la capa freática tenga más de 305 m (1 000 pies) de profundidad.

Las **presiones subnormales** también se observan con frecuencia en los yacimientos depletados (Figura 5): la presión inicial ha sido reducida como resultado de la producción o de fugas del fluido de yacimiento. La depleción es usual en yacimientos maduros en los que se han producido volúmenes significativos de petróleo y gas sin la implementación de programas de inyección de agua o de mantenimiento de presión.

Figura 5. Ventana de lodo en un yacimiento depletado. Tomada y modificada de “Wellbore Stability Management in Depleted and Low Pressure Reservoirs”.



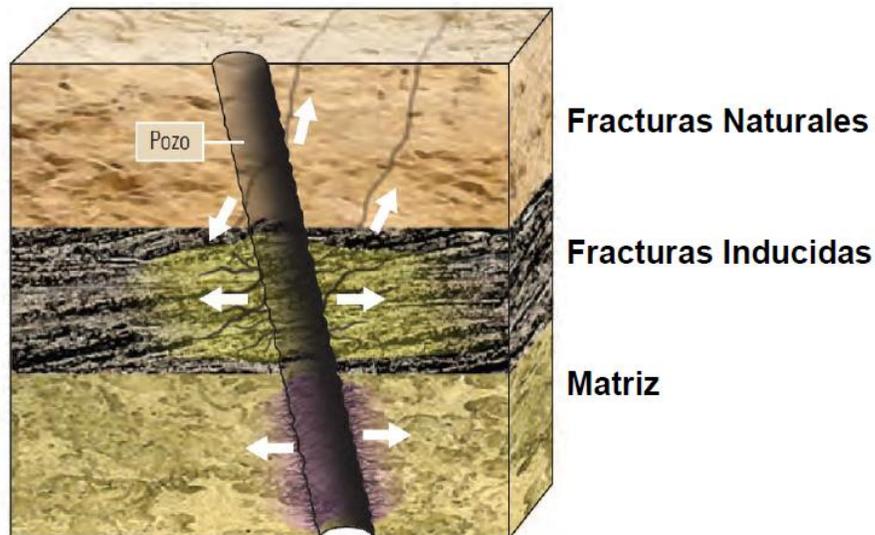
La perforación de pozos in-fill en yacimientos depletados presenta desafíos particulares, especialmente cuando se trata de zonas de shales, donde la presión de poro sigue siendo la presión inicial debido a la baja permeabilidad de los shales. Esto implica que se requiere un tiempo considerable para lograr un equilibrio en la presión de poro en una zona de shale, a menudo llevando varios años, lo que puede superar fácilmente la vida útil del yacimiento. En las zonas permeables del yacimiento la reducción de la presión de poro se establece casi inmediatamente. Así, la alta presión de poro en las zonas de shales requiere que el peso del lodo se mantenga por encima del límite inicial de colapso Δp para evitar inestabilidades en estos. En las zonas vecinas de arena, este peso de lodo podría ser demasiado alto, puesto que la reducción de la presión de poro, también causa la reducción de los esfuerzos horizontales. Así, la perforación con el peso de lodo inicial podría conducir a pérdidas de circulación en las arenas. Normalmente mientras se perfora

no se sabe cuáles zonas se han depletado y cuales zonas tiene aún la presión de poro inicial. Esto requeriría un acoplamiento entre el manejo del yacimiento y el monitoreo del yacimiento.

2.2.7 Pérdidas de circulación

La pérdida de circulación es un fenómeno en el que el fluido o el lodo de perforación fluye parcial o completamente hacia una formación a través de zonas denominadas zonas de pérdidas de circulación o zonas ladronas; generando altos costos y riesgos significativos para los perforadores de todo el mundo. En la Figura 6 se presentan los tipos de pérdidas de circulación: (Cook, J.G. et al., 2012):

Figura 6. Tipos de pérdidas de circulación. Tomada de “Stabilizing the Wellbore to Prevent Lost Circulation”, oilfield review, invierno 2011/2012.



Pérdidas de circulación a través de la matriz de la roca: Estas pérdidas también conocidas como pérdidas por filtración ocurren cuando la presión hidrostática en el pozo es mayor que la presión de poro de la formación expuesta generando así un estado de sobrebalance forzando al fluido a ingresar dentro de los poros de la formación. Estas pérdidas pueden ocasionar daño a la

formación, lo que reduce la productividad, e incrementa la necesidad de utilizar tratamientos remediales tales como acidificación o fracturamiento hidráulico (Cook, J.G. et al., 2012).

Pérdidas de circulación a través de fracturas naturales: Las fracturas naturales se pueden presentar en cualquier tipo de litología, pero ocurren comúnmente en zonas tectónicamente activas. Las pérdidas de circulación a través de fracturas naturales ocurren cuando la presión hidrostática en el pozo supera la presión de poro de las formaciones naturalmente fracturadas y a su vez excede su integridad mecánica forzando al fluido dentro de las fracturas naturales. (Cook, J.G. et al., 2012).

Pérdidas de circulación a través de fracturas inducidas: Los incidentes de pérdidas de circulación se producen con más frecuencia como consecuencia del método utilizado para perforar un pozo debido a las fracturas que se inducen en el proceso. Estas fracturas son fallas por tensión las cuales se generan cuando la presión hidrostática supera la resistencia a la tensión de la roca debido a excesivas densidades de lodo. (Cook, J.G. et al., 2012).

2.2.8 Teoría de Escalado

Las propiedades físicas de los materiales no se comportan proporcionalmente ante un cambio en sus dimensiones, por lo tanto, cuando se da un aumento en el tamaño de un cuerpo estas propiedades aumentan de manera diferencial; el área aumenta al cuadrado, el volumen, la masa y el peso aumentan al cubo y la presión se mantiene lineal, por su parte la gravedad y la densidad se mantienen constantes. Por este motivo es necesario entender el comportamiento de los parámetros ante los cambios, para poder escalar el modelo análogo de manera correcta a través de una teoría

de Similaridad, la cual relaciona estos parámetros entre el modelo análogo y el prototipo natural (Hubbert, 1937).

En los modelos físicos la teoría de escalado tiene un rol muy importante, ya que los procesos ocurridos en km y millones de años serán presentados en cm y horas. Inicialmente se consideran los factores de escala de espacio (L), tiempo (T) y masa (M); los subíndices r, m y p hacen referencia a relación, modelo y prototipo o naturaleza respectivamente.

$$L_r = \frac{L_m}{L_p}; T_r = \frac{t_m}{t_p}; M_r = \frac{m_m}{m_p} \quad (6)$$

Yagupsky, 2009 indica que, al realizar la relación escalar de espacio y tiempo, las demás propiedades físicas presentaran un escalado similar y se ajustaran al modelo (en modelos de comportamiento frágil).

2.2.8.1 Materiales

Dependiendo del proceso geológico que se quiera representar y la capa de la corteza terrestre donde este ocurre se utilizan determinados materiales para el modelamiento análogo; ya que el comportamiento mecánico de las rocas ante los esfuerzos es diferente en cada capa de la corteza terrestre: en la corteza superior presentan un comportamiento frágil y en la corteza inferior comportamiento dúctil. En la Tabla 2 se presentan algunos materiales usados comúnmente para modelar comportamientos reológicos.

Comportamiento Frágil

Los materiales granulares secos (arena cuarzosa y microesferulas de vidrio) son los utilizados para representar las rocas en la corteza superior, en especial la arena cuarzosa, debido a

su comportamiento frágil, poca-nula cohesión y a que posee una rápida propagación de la deformación, desarrolla pocas fallas, pero de gran desplazamiento, y poco plegamiento; además es de bajo costo y fácil acceso (Dooley, 2012).

Comportamiento Dúctil

La arcilla húmeda presenta un comportamiento dúctil, por lo tanto, se utiliza para modelar las rocas de la corteza inferior y/o capas dúctiles presentes en la corteza superior, su alta cohesión permite un mejor detalle de las estructuras y la propagación lenta de la deformación. Este material desarrolla plegamientos y muchas fallas de corto desplazamiento; es de bajo costo, pero la poca información sobre sus propiedades limita su uso (Dooley, 2012).

Comportamiento Viscoso

Los materiales viscosos como la silicona, yeso, gelatina, parafina, miel, cera y gel también son usados para modelar rocas de la corteza inferior debido a su ductilidad; además, han sido usados para diapiros, fallas de rumbo y procesos ígneos, e incluso para representar rocas del manto terrestre.

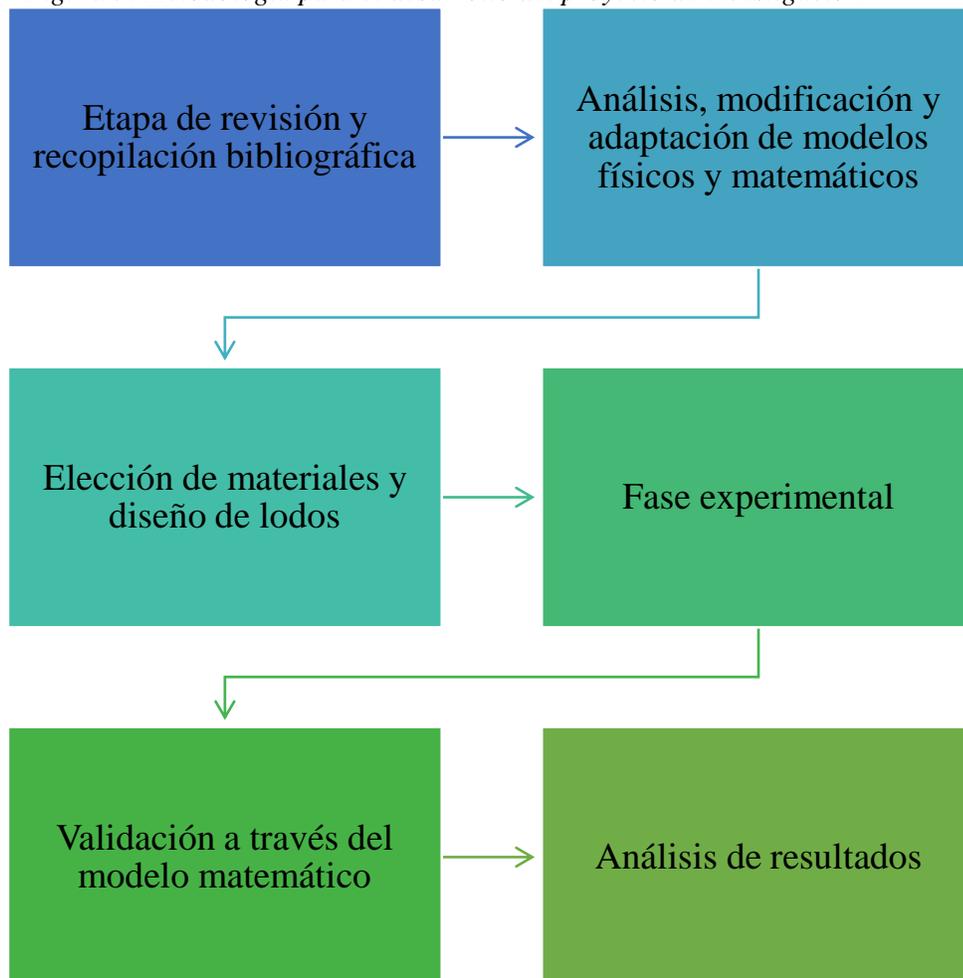
Tabla 2. Materiales comúnmente usados para modelar comportamientos reológicos.

COMPORTAMIENTO			
FRAGIL		DUCTIL	VISCOSO
MATERIALES	Arena	Arcilla húmeda	Silicona
	Arena Cuarzosa	Plastilina	Yeso
			Gelatina
	Esferulas de vidrio	Play Doh	Parafina
			Miel
	Arena con porcelana	Arcilla Casera	Cera
		Gel	

3. Metodología

El trabajo se realizó utilizando la teoría de modelos análogos a escala de laboratorio de las formaciones geológicas, su comportamiento y evolución, para representar la pérdida de fluido de perforación en una zona de baja presión. El proceso con el que se desarrollará el proyecto se divide en seis etapas enunciadas en la Figura 7.

Figura 7. Metodología para el desarrollo del proyecto de investigación



3.1 Etapa de revisión y recopilación de información bibliográfica

La etapa inicial del proyecto consiste en la búsqueda de la documentación relacionada con el concepto de zonas de baja presión y las pérdidas de fluido en las mismas. A su vez se consulta sobre los antecedentes de los modelos reológicos, numéricos y físicos. En esta etapa es importante la comprensión de los factores que afectan el modelo, para que en las siguientes etapas la elección de variables y materiales sea exitosa.

3.2 Etapa de análisis de modelos físicos y matemáticos

En esta etapa se estudiaron los modelos físicos y matemáticos implementados en el modelamiento de flujo en zonas de baja presión encontrados en la literatura aplicados a escala de laboratorio. De ser necesario se planteará la modificación de modelos pre existentes con el fin de adaptarlos al caso en cuestión.

3.3 Elección de materiales y diseño de lodos

Es la primera fase del montaje experimental consta de la selección de la muestra de roca adecuada junto con el diseño y producción de diferentes lodos de perforación con propiedades reológicas diferentes. En esta etapa se definen como materiales del experimento una muestra de roca con una única fractura y dos lodos de diferente viscosidad.

3.4 Fase experimental

Involucra el desarrollo del experimento. Esto inicia con la disposición de los materiales de manera análoga de las variables tales como permeabilidad, porosidad, geometría, espaciado y

longitud de la estructura ubicada en la zona de baja presión, teniendo en cuenta los antecedentes de autores expertos en el tema.

3.5 Análisis de resultados

En la fase final, se espera observar, describir y validar como son las pérdidas de fluido en la formación a través de las fracturas presentes en el modelo físico. Además de comparar y validar los resultados con los valores obtenidos con los cálculos matemáticos. Por otra parte, se resalta en esta fase final, la correspondiente elaboración de un artículo científico que pueda ser presentado en una ponencia internacional.

4. Resultados

4.1 Elección de materiales y diseño de lodos

4.1.1 Roca yacimiento

Teniendo en cuenta las propiedades reológicas de las rocas del yacimiento se determinó usar una muestra de la Formación Los Santos para el experimento. La muestra es de la zona norte de la mesa de los Santos y pertenece al Miembro Inferior de la formación. Es una arenisca de grano fino a muy grueso, con alto contenido de matriz arcillo arenosa que reduce notoriamente la permeabilidad, presenta porosidad primaria intergranular de 5% asociado a microporosidad de la matriz y porosidad secundaria menor al 10% asociada a microfracturas.

Posteriormente se realizó la impermeabilización de la muestra con una resina química descrita como un polímero en estado líquido termoestable, que cuando es mezclado con un agente catalizador se endurece al secarse, y nos deja una superficie completamente lisa en las paredes externas de la muestra. La muestra impermeable nos permitiendo garantizar que el flujo de lodo se daría únicamente por las paredes no impermeabilizados, es decir por las paredes con baja permeabilidad propia de la Formación Los Santos. En la Figura 8 se observa la muestra en estado seco y en estado húmedo usando alcohol lo que permite resaltar los poros de la roca.

Figura 8. Muestra Formación Los Santos, Miembro Inferior. Izquierda, muestra seca. Derecha, muestra húmeda con alcohol.



4.1.2 Fluido de perforación

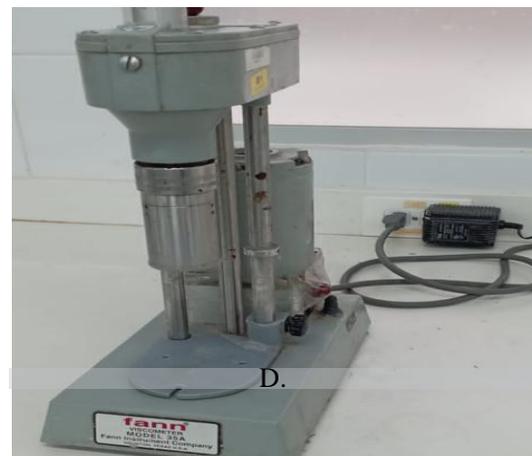
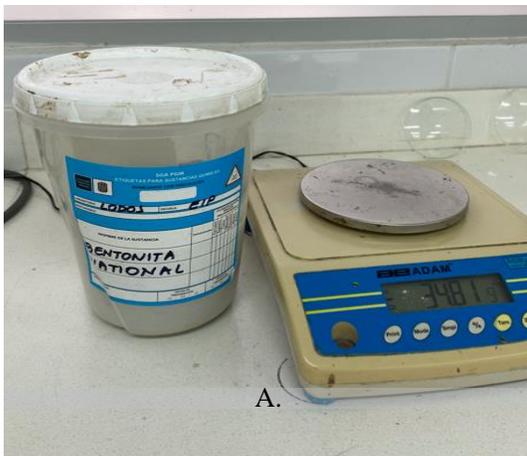
El fluido de perforación fue diseñado manteniendo los valores de velocidad de corte y esfuerzo dentro del intervalo correspondiente para un lodo típico, es decir con un valor de “n” inferior a 1. Se diseñaron dos lodos, el primero con 95 g de bentonita, esto en aras de aumentar el valor de viscosidad y poder comparar el comportamiento con el segundo lodo diseñado con 80 g de bentonita.

Estas cantidades se utilizan teniendo en cuenta las ecuaciones de escalado de lodos a nivel de campo y a nivel de laboratorio:

$$\frac{1 \text{ lb}}{1 \text{ bbl}} * \frac{453.6 \text{ gr}}{1 \text{ lb}} * \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ galones}} * \frac{1 \text{ galon}}{3785 \text{ ml ó cc}} = \frac{1 \text{ gr}}{350 \text{ cc}}$$

En la Figura 9A, se presenta el tipo de bentonita usada para la elaboración de los lodos de perforación, con el interés de mantener las condiciones análogas al campo se decidió no incluir aditivos al lodo y establecer como componentes principales el agua y la bentonita. En la Figura 9B, se muestra la balanza utilizada para el medir las cantidades de bentonita necesarias para conseguir el valor de viscosidad esperado. En la Figura 9C, se muestra la adición de la bentonita al fluido. Después de cada adición de bentonita se realiza la medición de la viscosidad del lodo en el viscosímetro de Fann a la velocidad de 300 y 600 lb/pies².

Figura 9. A. Bentonita de tipo nacional utilizada como elemento principal del lodo. B. Balanza de laboratorio junto con bentonita en vidrio de reloj. C. Adición de bentonita al agua. D. Viscosímetro de Fann



Se realizaron diferentes pruebas de fórmulas con bentonita, obteniendo valores que superaban los límites de la viscosidad aparente, a través de la continua y lenta adición de bentonita se obtuvieron dos lodos de perforación con los valores de velocidad de corte y viscosidad esperados. La viscosidad aparente (AV) se calculó usando la ecuación (9). Los cálculos se realizaron con una velocidad rotacional de 600 RPM.

$$AV (cP) = \frac{300 \times \theta}{\omega} = \frac{300 \times (41)}{600} = 20,5 \quad (9)$$

Donde θ es el valor del viscosímetro de Fann a 600 lb/pies² y ω es la velocidad rotacional (RPM).

Posteriormente se realizó el cálculo de la viscosidad plástica (VP) a partir de los datos del viscosímetro de lodo, con la ecuación (10).

$$PV (cP) = \theta_{600} - \theta_{300} = 41 - 27 = 14 \quad (10)$$

Donde θ_{600} corresponde al valor del viscosímetro en 600 lb/pies² y θ_{300} 300 lb/pies². Es importante resaltar que la viscosidad plástica se describe generalmente como la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica. Esta varía principalmente por la concentración, el tamaño y la forma de sólidos presentes, por la viscosidad de la fase fluida y por la presencia de polímeros. El valor de la viscosidad plástica se mantuvo dentro de los límites establecidos y refleja la presencia de bentonita en la composición del lodo, ya que, esta arcilla es comúnmente conocida por aumentar la viscosidad lo que reduce la pérdida de fluidos. La viscosidad plástica también depende de la viscosidad de la fase fluida: cuando la viscosidad del agua disminuye a medida que la temperatura aumenta, la viscosidad plástica disminuye proporcionalmente. Es importante resaltar que los cambios en la viscosidad plástica pueden producir cambios en la presión de bombeo, es por esto que, como regla general, la viscosidad plástica debería ser mantenida al nivel más bajo posible en

todos los casos, porque una baja VP puede aumentar la energía proporcionada a la barrena, reducir el uso y desgaste de los equipos, así como el consumo de combustible.

El cálculo del punto cedente o yield point (YP) se realizó según la ecuación (11) descrita como:

$$YP \left(\frac{lb}{pies^2} \right) = \theta_{300} - PV = 27 - 14 = 13 \quad (11)$$

El punto cedente es el segundo componente de la resistencia al flujo en un fluido de perforación. Es la fuerza de atracción entre las partículas coloidales en el lodo de perforación. En diversos casos donde la concentración de sólidos es muy alta, es posible usar agua para reducir el punto cedente, aunque no es recomendable, ya que podría disminuir la eficacia del sistema. En este caso al usar un lodo base agua – arcilla, se presentan aniones y cationes que permiten una relación de floculación estable, permitiendo valores de viscosidad dentro de los parámetros de eficacia.

En la Tabla 3 se presentan los valores de reología calculados según lo descrito y con los valores del viscosímetro de lodo a 300 y 600 (lb/pies²).

Tabla 3. Propiedades reológicas de los lodos de perforación diseñados en laboratorio.

Propiedades reológicas	Lodo 1	Lodo 2
Cantidad de Bentonita (g)	95	80
Viscosímetro de lodo 600 (lb/pies ²)	41	26
Viscosímetro de lodo 300 (lb/pies ²)	27	15
Viscosidad Aparente	20,5	13
Velocidad rotacional RPM (ω)	600	600
Velocidad de Corte γ (1/seg)	1021,8	1021,8
Esfuerzo de corte (τ) en (lb/100 pies ²)	43,7798	27,7628
Viscosidad Plástica PV (Cp)	14	11
Yield Point (YP) (lb/100 pies ²)	13	4

4.1.3 Estructura tipo fractura planar

Posteriormente se diseñó el sistema análogo a la estructura, el tipo de fractura presente en la muestra es de tipo planar, con continuidad vertical, se realizaron pruebas con diferentes valores de espaciamiento siendo 1.7 mm y 2.8 mm las utilizadas en las pruebas finales y una longitud de 60 mm tal como se observa en la Figura 10. La escala de espaciamiento se estableció en aras de permitir la analogía con el modelo numérico.

Figura 10. Fractura tipo planar diseñada en laboratorio para la muestra de la Formación Los Santos.



4.2 Fase experimental

Se realizaron tres pruebas para cada lodo de perforación. Cada ensayo de laboratorio consistió en poner en contacto el fluido de perforación con la fractura. El fluido se introdujo de manera constante debido exclusivamente a los esfuerzos gravitatorios en condiciones normales de presión atmosférica, utilizando un volumen total de 1 litro de fluido. Con la ayuda de un vaso volumétrico, se ingresó la totalidad del fluido, al mismo tiempo que se registraba el tiempo

necesario para que el 100 % del fluido recorriera la distancia desde el punto inicial hasta el extremo de la fractura. Este procedimiento se repitió tres veces con el objetivo de garantizar la estandarización de los valores. Finalmente, se llevó a cabo el mismo ensayo para un espaciamiento de fractura diferente.

La cantidad de muestra ingresada fue de 1.0 L y se tomaron los tiempos para 0.25 L, 0.5 L, 0.75 L y 1.0 L. En la Figura 11 se observa el ingreso y salida del fluido de perforación a través de la fractura.

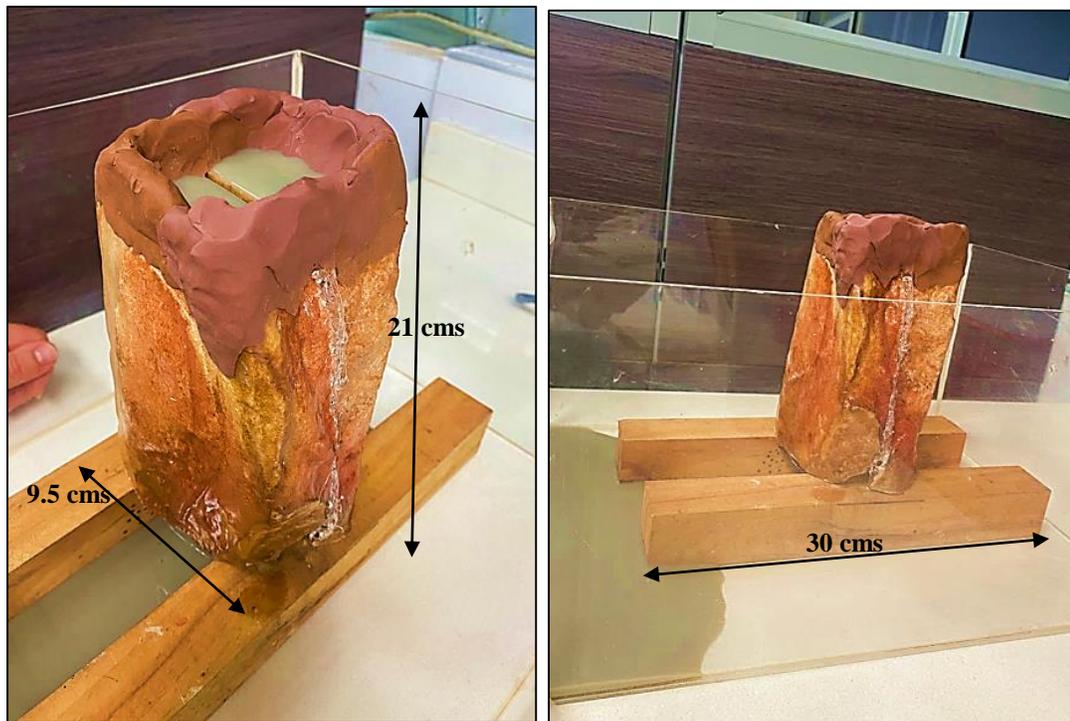


Figura 11. Ingreso y salida de lodo a través de la fractura planar presente en la muestra.

Los resultados de las pruebas se presentan en las Tablas 4 a 8 para el lodo 1, el lodo 2 y el fluido newtoniano, en este caso el agua. Estos valores demuestran que el lodo 1, es decir el que presenta valores de viscosidad superiores en comparación con el lodo 2, toma más del doble del tiempo en circular por la fractura. Para el caso del fluido newtoniano, cuya viscosidad es constante, toma el menor tiempo en circular. Es importante resaltar que después de cada prueba se cuantificó

el lodo en aras de medir la perdida de fluido a través la matriz, pero en todos los casos el fluido circuló únicamente por la fractura manteniendo la misma cantidad de volumen inicial.

Tabla 4. Resultados para el lodo 1 en la fractura de 1.6 mm.

Lodo 1							
Prueba 1		Prueba 2		Prueba 3		Promedio	
Volumen (L)	Tiempo (s)						
1	1012	1	781	1	876	1	889,7
0,75	657	0,75	669	0,75	760	0,75	695,3
0,5	468	0,5	396	0,5	481	0,5	448,3
0,25	189	0,25	206	0,25	199	0,25	198,0

Tabla 5. Resultados para el lodo 2 en la fractura de 1.6 mm.

Lodo 2							
Prueba 1		Prueba 2		Prueba 3		Promedio	
Volumen (L)	Tiempo (s)						
1	361	1	293	1	280	1	311,3
0,75	272	0,75	205	0,75	202	0,75	226,3
0,5	179	0,5	125	0,5	63	0,5	122,3
0,25	74	0,25	82	0,25	59	0,25	71,7

Tabla 6. Resultados para el fluido newtoniano en la fractura de 1.6 mm.

Agua							
Prueba 1		Prueba 2		Prueba 3		Promedio	
Volumen (L)	Tiempo (s)						
1	23	1	24	1	22	1	23,0
0,75	15	0,75	13	0,75	15	0,75	14,3
0,5	10	0,5	9	0,5	9	0,5	9,3
0,25	5	0,25	6	0,25	5	0,25	5,3

Tabla 7. Resultados para el lodo 1 en la fractura de 2.8 mm.

Lodo 1							
Prueba 1		Prueba 2		Prueba 3		Promedio	
Volumen (L)	Tiempo (s)						
1	133	1	113	1	128	1	124,7

0,75	92	0,75	82	0,75	79	0,75	84,3
0,5	55,12	0,5	53	0,5	58	0,5	55,4
0,25	31,1	0,25	28	0,25	31	0,25	30,0

Tabla 8. Resultados para el lodo 2 en la fractura de 2.8 mm.

Lodo 2							
Prueba 1		Prueba 2		Prueba 3		Promedio	
Volumen (L)	Tiempo (s)						
1	81	1	87	1	76	1	81,3
0,75	64	0,75	67	0,75	61	0,75	64,0
0,5	48	0,5	39,3	0,5	32,3	0,5	39,9
0,25	15,5	0,25	18,13	0,25	15,6	0,25	16,4

4.3 Fase validación numérica

Se realizó la validación numérica teniendo en cuenta que el modelo corresponde a la curva del modelo reológico de potencia. A su vez se tuvo en cuenta el régimen de flujo presente en el fenómeno es de tipo laminar, se revisaron 3 trabajos que lo confirman. La primera fue la propuesta por (Brown et al., 1995) quienes analizan el valor de Reynolds para una fractura de paredes rugosas (12).

$$R = \frac{V * h}{\nu} \quad (12)$$

Donde V es el promedio de la velocidad del fluido, h es la apertura de la fractura o separación del canal y ν es la viscosidad cinemática. El rango manejado por los autores es de $0 < R < 50$ lo que confirma que es laminar.

El siguiente trabajo analizado es el propuesto por (Zhang, 2014), quien mediante un experimento de laboratorio analiza la velocidad de flujo en una fractura controlada y usa la

ecuación 13 para determinar el número de Reynolds en el medio poroso, demostrando que el flujo también es laminar.

$$R = \frac{\rho * V * D_h}{\mu * (1 - \phi)} \quad (13)$$

$$D_h = \frac{2hw}{h + w} \quad (14)$$

Donde D_h es el diámetro hidráulico, w es el ancho de la fractura, h es el espesor de la muestra, ρ es la densidad, μ es la viscosidad y ϕ es la porosidad. En su experimento usa una tasa de 5 ml/minuto, al aplicar la ecuación se confirma que está en rango laminar. Otros estudios que analizan Reynolds y también concluyen que el flujo es laminar son los presentados por Zou & Jing, 2013, Xia et al., 2015 y Vahab & Khalili, 2017. Estos últimos autores indican que, a la entrada de la fractura, cerca de la cara de pozo, el flujo puede ser turbulento, pero al avanzar en la fractura es laminar.

La validación numérica se realiza a través del modelo matemático elaborado por (Vargas, D. et al, 2019), el cual inicia con el balance de la ecuación de movimiento, posteriormente se iguala al modelo reológico de potencia, se realizan las integraciones correspondientes junto con el reemplazo de $v_r = 0$ $z = w/2$ y finalmente factorizando se obtiene la ecuación (15):

$$v = \frac{nw^{(n+1)/n}}{(2n + 1)2^{(n+1)/n} * m^{1/n}} \frac{\partial p^{1/n}}{\partial r} \quad (15)$$

La ecuación obtenida del modelo matemático fue utilizada con los valores de la Tabla 9 para obtener los diferentes perfiles de velocidad.

Tabla 9. Propiedades geomécanicas de los lodos

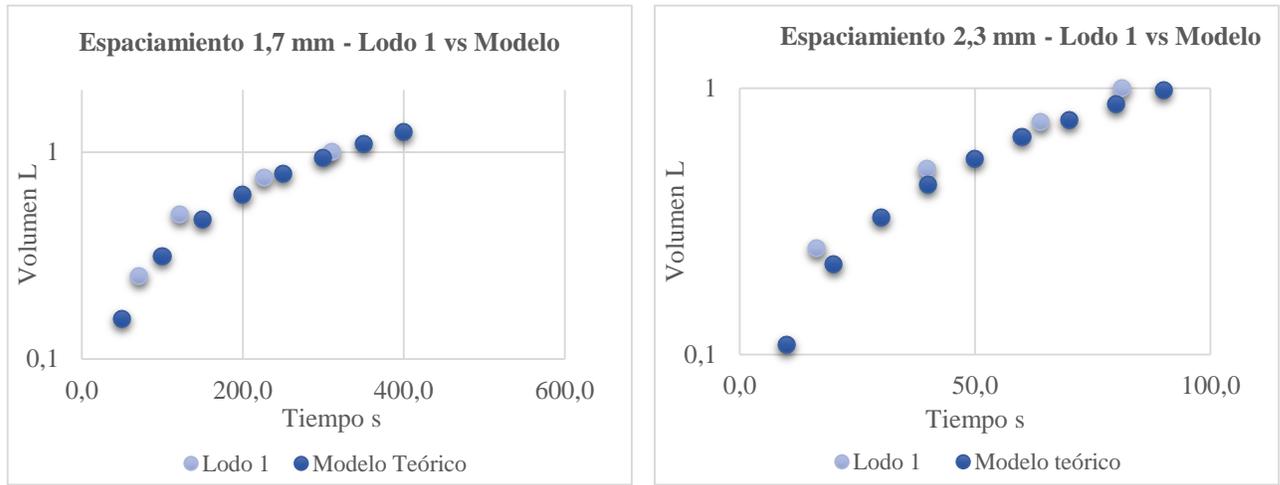
	Densidad	Viscosidad
Lodo 1	1,048 g/mL	11 cp
Lodo 2	1,057 g/mL	14 cp

A continuación, se presentan las comparaciones de los resultados experimentales con los teóricos para cada tipo de lodo y fractura. Las figuras se refieren como Lodo 1 y 2, para los lodos con base bentonita y elaborados en laboratorio; Los lodos descrito como lodo sintético, obedecen a los lodos obtenidos en las curvas del modelo numérico.

4.3.1 Lodo 1

Los resultados obtenidos para el lodo 1 con un espaciamiento de 1,7 mm y 2,3 mm muestran un ajuste adecuado entre el lodo 1 y el lodo sintético. La Figura 12 resalta que el comportamiento del volumen en tiempos menores a 200s presenta un menor ajuste en el espaciamiento de 1,7 mm.

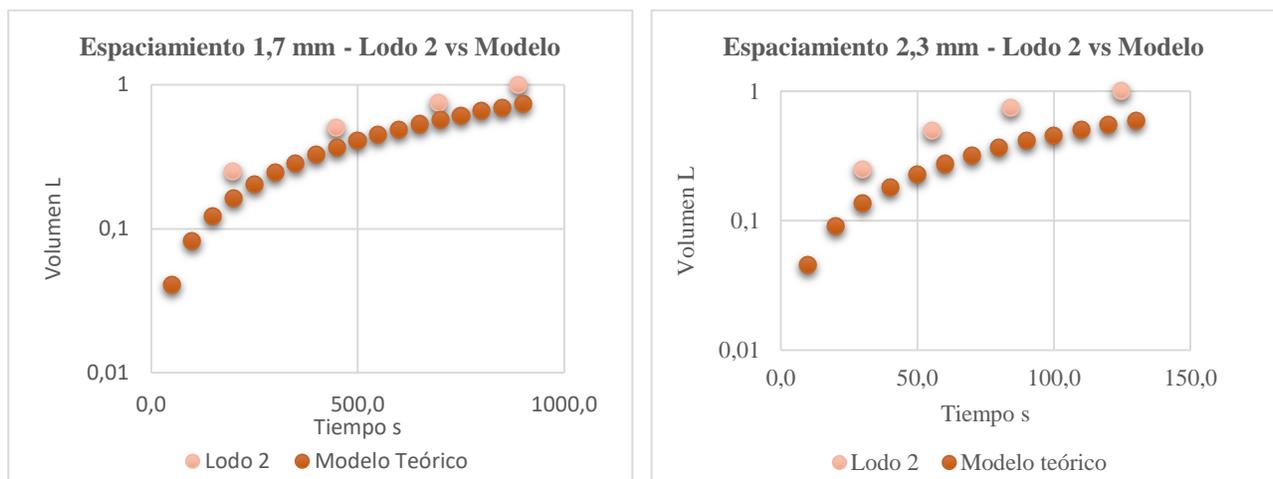
Figura 12. Relación Volumen vs Tiempo – Lodo 1. A. Espaciamiento 1,7 mm. B. Espaciamiento 2,3 mm.



4.3.2 Lodo 2

Los resultados obtenidos para el lodo 2 con un espaciamiento de 1,7 mm y 2,3 mm muestran un ajuste adecuado entre el lodo 2 y el lodo sintético. La Figura 13 resalta que el mejor ajuste se da en este caso y que el lodo 2 corresponde correctamente con el lodo diseñado.

Figura 13. Relación Volumen vs Tiempo – Lodo. A. Espaciamiento 1,6 mm. B. Espaciamiento 2,3 mm



5. Síntesis y discusión

En la Tabla 3 se presentan los resultados de las propiedades reológicas de tres fluidos de perforación, sometidos a la evaluación rigurosa de la teoría de modelos reológicos. Este análisis proporciona una visión profunda de las características fundamentales de cada fluido y arroja luz sobre sus comportamientos en función de la aplicación de fuerzas externas, se obtiene que:

5.1 Fluido de Perforación 1: Características No Newtonianas

El fluido de perforación 1 exhibe una viscosidad aparente elevada de 20.5 Cp, indicando una naturaleza no newtoniana. Este comportamiento se atribuye al alto contenido de bentonita, generando interacciones entre partículas que aumentan el esfuerzo de corte sin incrementar directamente la velocidad de corte. En consecuencia, se clasifica como un fluido no newtoniano, siendo el Modelo de Ley Exponencial la representación reológica más idónea para sus propiedades intrínsecas.

5.2 Fluido de Perforación 2: Comportamiento No Newtoniano Contraste

En comparación, el fluido de perforación 2 muestra valores de viscosidad aparente más bajos, alcanzando 13 Cp. Este descenso indica un esfuerzo de corte mayor en relación con el fluido 1. Similar al fluido anterior, el fluido 2 es catalogado como no newtoniano, y el Modelo de Ley Exponencial surge como la elección más precisa para describir su comportamiento reológico particular.

5.3 Fluido Newtoniano: Características de Agua

El agua, utilizada como fluido de referencia, revela valores de viscosidad significativamente más bajos, registrando 1 Cp. Este resultado concuerda con las propiedades típicas de un fluido newtoniano, donde el esfuerzo de corte es proporcional directa a la velocidad de corte. Además, la baja viscosidad sugiere que el esfuerzo de cedencia, necesario para iniciar el flujo, tiende a cero. En consecuencia, la Ley de Viscosidad de Newton es el modelo reológico correspondiente para describir el comportamiento de este fluido.

En resumen, los resultados reológicos indican que los fluidos de perforación 1 y 2 exhiben comportamientos no newtonianos, con el Modelo de Ley Exponencial como el más apropiado para describir sus propiedades. El agua, por otro lado, sigue el modelo de fluido newtoniano según la Ley de Viscosidad de Newton. Estos hallazgos son fundamentales para comprender y optimizar la eficiencia de los fluidos de perforación en operaciones subsuperficiales.

5.4 Modelo físico vs Modelo numérico

La robustez de la aproximación matemática evidencia un ajuste adecuado entre el modelo físico y el modelo numérico. Esta concordancia se traduce en resultados estables, incluso a medida que transcurre el tiempo y los fluidos de perforación fluctúan a través de la estructura diseñada. La constancia en el volumen ingresado, manteniéndose directamente proporcional al tiempo de fluctuación requerido, resalta la coherencia y la fiabilidad de la representación matemática en la simulación de este fenómeno complejo.

Es esencial destacar que, a pesar de la general estabilidad observada, se observa una diferencia discernible en los resultados del lodo 2 y el lodo sintético, a pesar de que ambos presentan una tendencia similar. Esta variación podría atribuirse al impacto de la rugosidad de las paredes de fractura. La influencia de las condiciones ambientales, como la textura superficial, puede generar efectos sutiles pero significativos en la dinámica de los fluidos a través de la estructura. Este factor, aunque introduce variabilidad en los resultados, subraya la importancia de considerar la complejidad de las condiciones del entorno en modelos numéricos y experimentos físicos.

A pesar de estas diferencias, la confirmación de que el modelo reproduce fielmente el fenómeno real es concluyente. Este hallazgo valida la utilidad y la capacidad predictiva del enfoque matemático utilizado, proporcionando una herramienta valiosa para comprender y anticipar el comportamiento de los fluidos de perforación en condiciones específicas. Además, esta integración exitosa entre modelo físico y numérico no solo respalda la validez de los resultados obtenidos, sino que también sienta las bases para aplicaciones más amplias en la optimización de operaciones subsuperficiales y la formulación de estrategias eficientes en la industria.

6. Conclusiones

El diseño y construcción del modelo físico ha arrojado resultados significativos al establecer que la muestra de la Formación Los Santos se comporta como un análogo adecuado para simular un campo impermeable. Los lodos desarrollados en el laboratorio han demostrado consistencia y han sido validados efectivamente mediante un modelo matemático respaldado por la literatura.

La correlación con los modelos reológicos aplicados a cada uno de los lodos diseñados revela una concordancia con el comportamiento del Modelo de Potencia. Este hallazgo refuerza la robustez de los lodos en cuanto a sus propiedades reológicas, proporcionando una base sólida para comprender su comportamiento en condiciones variables.

Al analizar las simulaciones realizadas, se extraen conclusiones cruciales sobre el papel que juega la estructura diseñada como falla en la evaluación de las pérdidas de fluido durante la perforación. La geometría de esta estructura es un factor diferencial y las pruebas de laboratorio respaldadas por el modelo matemático confirman que variar el espaciamiento de la estructura incide significativamente en el volumen y tiempo de fluctuación del fluido. Estos hallazgos subrayan la importancia crítica de considerar la geometría y el espaciamiento de la estructura al evaluar las pérdidas de fluido en operaciones de perforación.

La integración exitosa entre el modelo físico y numérico no solo respalda la validez de los resultados obtenidos, sino que también abre perspectivas para aplicaciones más amplias, abarcando

desde la optimización de operaciones subsuperficiales hasta la formulación de estrategias eficientes en la industria de la perforación. Estos hallazgos consolidan el valor de la investigación realizada y sugieren potenciales avances significativos en la comprensión y mejora de procesos fundamentales en la industria petrolera.

Referencias Bibliográficas

- Anaya, Jiménez-Díaz y Martínez-Sánchez. (2018). Modelo estructural del Campo Escuela Colorado a partir de modelos análogos. *Revista Académica Colombiana Ciencias Exactas, Físicas, Naturales*. 42, 402-409.
- Benaissa, S. (2006). Sealant improves drilling in depleted sands. *Drilling Contractor*
- Bedoya Maria Isabel, C. N. (2009). Estudio comparativo de modelos reológicos para lodos de perforación. Medellín. *Universidad Nacional de Colombia*.
- Calder, A., Barry F. (2009). How to Drill Mature, Depleted Reservoirs Without Downhole Losses Using Engineered Drilling Fluids. *Society of Petroleum Engineers*.
- Cook, John., et al. (2012). Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. *Oilfield Review Invierno 2011/2012:23 N° 4*. Schlumberger.

- Deus, H. M.; Bolacha, E.; Vasconcelos, C.; Fonseca, P. E. (2011). Analogue Modelling to Understand Geological Phenomena. Proceedings of the GeoSciEd VI. Johannesburg: University of Witwatersrand.
- Di Giuseppe, E. F. (2009). Gelatins as rock analogs: a systematic study of their rheological and physical properties. *Tectonophysics* 473, 391-403.
- Escalante-Cárdenas et al. (2020). Caracterización de estructuras salinas en la región noroccidental de la Sabana de Bogotá a partir de modelos análogos. Bucaramanga. *Universidad Industrial de Santander*.
- Federico Rossetti et al. (1999). Rheological properties of paraffin as an analogue material for viscous crustal deformation. *Journal of Structural Geology*, 21, 413-417.
- Ghalambor, A., Salehi, S., Shahri, M. P., & Karimi, M. (2014). Integrated Workflow for Lost Circulation Prediction. *Society of Petroleum Engineers*.
- Gianoglio, I. L. (2015). Alternative Technologies in Drill-In Fluids for Depleted Reservoirs. *Offshore Technology Conference Brasil*. Rio de Janeiro.
- Hubbert, M. K. (1937). Theory of scale models as applied to the study of geological structures. *Bull. Geol. Soc. Am.* 48, pp. 1459-1520
- J. Adachi., L. Bailey, O. H. Houwen, et al., (2004). Depleted Zone Drilling: Reducing Mud Losses into Fractures. *Society of Petroleum Engineers*
- J. Zulauf, G. Zulauf. (2004). Rheology of plasticine used as rock analogue: the impact of temperature composition and strain. *Journal of Structural Geology* 26, 725–737.
- John M. Dixon and John M. Summers. (1986). Another word on the rheology of silicone putty: Bingham. *Journal of Structural Geology*, 593 to 595.

- Kartevoll, M. (2009). Master's Thesis Drilling problems in depleted reservoirs. *Universities Stavanger in collaboration with Statoil Hydro*.
- L. Massaro et al. (2023). Mechanical characterisation of new Sand-Hemihydrate rock-analogue material: Implications for modelling of brittle crust processes. *Tectonophysics* 855
- Lavrov, A., & Tronvoll, J. (2004). Modeling Mud Loss in Fractured Formations. *Society of Petroleum Engineers*.
- Lowell J. (1985). Structural Styles in Petroleum Exploration. *OGCI Publications, Oil & Gas Consultants International Inc. Tulsa*.
- Martinez-Sánchez, D. A., & Jimenez, G. (2019). Hydraulic fracturing considerations: insights from analogue models, and its viability in Colombia. *Earth Sciences Research Journal*, 5-15.
- McClay, K. R. (1990). Deformation mechanics in analogue models of extensional fault systems. *Geological Society*, 54, 445-453.
- Monroy, C.D., Maestre J.J., (2014). Determinación de la redistribución de esfuerzos asociado al aumento del gradiente de fractura en formaciones depletadas simulando el fenómeno físico de Stress Cage. *Escuela de ingeniería de Petróleos, UIS*.
- M.P.J. Schopfer, G. Zulauf . (2002). Strain-dependent rheology and the memory of plasticine. *Tectonophysics* 354, 85– 99.
- Otterloo, J. y Cruden, A. R., (2016). Rheology of pig skin gelatin: Defining the elastic domain and its thermal and mechanical properties for geological analogue experiment applications. *Tectonophysics*, 683:86-97.
- Rana, M., (1969). Experimental Determination of viscosity of rocks. *Experimental mechanics*, 9: 538-549.

- Ríos, A., Ayala, L., Casiano, Rayón. (2002). Successful Drilling in Highly Depleted Formations. *Society of Petroleum Engineers*.
- S.M. ten Grotenhuis et al. (2002). Are polymers suitable rock analogs? *Tectonophysics* 350, 35–47.
- Shadravan A., Khodadadian, M, et al. (2009). Underbalanced Drilling in Depleted Formation Achieves Great Success: Case Study. *Society of Petroleum Engineers*.
- Vargas Silva, D. A., Carrillo, Z. C., & Tarazona, D. M. (2017). Numerical Modeling of Circulation Loss in Fractured Formations. *International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering*.
- Wang, H., Towler B., Soliman M.Y. (2007). Near- Wellbore Stress Analysis and Wellbore Strengthening for Drilling Depleted Formations. *Society of Petroleum Engineers*.
- Zheng, H., Liu, D. F., Lee, C. F. y Ge, X.R., (2005). Principle of Analysis of Brittle-Plastic Rock Mass. *International Journal of Solids and Structures*, 42: 139-158.