

Modelamiento Numérico de Pérdidas de Fluido de Perforación en Zonas Fracturadas

Diego Armando Vargas Silva

Trabajo de Grado para Optar el Título de Magister en Geofísica

Director:

Zuly Calderón Carrillo

Ph.D. Ingeniera Química

Codirector:

Darwin Clemente Mateus

Magister en Ing. Civil

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2017

Dedicatoria

*Dedico mi trabajo a mi familia y a mi novia tatis linda por estar siempre incondicional
apoyándome en todo momento.*

Agradecimientos

Agradezco a Dios por todo

A LA Universidad Industrial de Santander

A la escuela de Física en especial al director de escuela Jorge Martínez y al

coordinador de la maestría Jose David

A mis directores de proyecto, Zuly Calderón y Darwin Mateus por sus consejos

y orientación durante todo el proceso

Al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo (GIEP)

A los Calificadores Nestor Saavedra y Emiliano Ariza por sus consejos y

recomendaciones

Tabla de Contenido

Introducción 17

1. Objetivos 20

2. Generalidades..... 21

2.1 Yacimientos naturalmente fracturados. 21

2.2 Regímenes de esfuerzos 25

2.3 Geometría de fractura. 26

2.4 Orientación de la fractura..... 27

2.5 Modelos reológicos 29

3. Modelos de flujo en zonas fracturadas..... 32

3.1 Para fluidos newtonianos 32

3.2 Para fluidos no-newtonianos..... 36

4. Desarrollo del modelo acoplado propuesto y metodología de trabajo..... 51

4.1 Modelo numérico para analizar la distribución de presión en la fractura y yacimiento. 52

4.1.1 Balance de masa para plano de fractura en coordenadas radiales y lineales. 54

4.1.2 Balance de masa para la zona permeable..... 56

4.1.3 Velocidad en el plano de fractura. 57

4.1.4 Aplicación flujo radial fractura horizontal..... 60

4.1.5 Aplicación flujo lineal fractura vertical 63

4.1.6 Efecto de las variables principales, sobre la tasa de pérdidas..... 67

5. Aplicación a un campo colombiano..... 73

6. Conclusiones	80
7. Recomendaciones	82
Referencias bibliografía	83

Lista de Figuras

Figura 1: Discontinuidades presentes en yacimientos naturalmente fracturados (Lugo. M. 2010)
 24

Figura 2: Tipos de falla de acuerdo al peso del lodo. Tomado de Rasouli et al, 2001, pág. 46
 25

Figura 3: Regímenes de esfuerzo, Anderson 1951 26

Figura 4: Fractura vertical. Tomado de Contreras O.E. y Rodrigues W.A 2008 pág. 35 27

Figura 5: Fractura vertical. Tomado de Contreras O.E. y Rodrigues W.A 2008 pág. 36 28

Figura 6: Cálculo de ancho de fractura para fluido newtoniano; datos tomados de Sanfillipo et.
 al. (1997) 34

Figura 7(a): Distribución de presión en el plano de fractura (b): evolución de presión en función
 del tiempo para una fractura de 20 m de radio horizontal para fluido newtoniano 35

Figura 8: Tasa de pérdidas y pérdidas acumuladas en función del tiempo para un fluido
 newtoniano, longitud de fractura 20 m y horizontal 36

Figura 9(a): Distribución de presión en el plano de fractura (b): evolución de presión en función
 del tiempo para una fractura de 40 m de radio horizontal para un fluido no-newtoniano 38

Figura 10(a): Distribución de presión en el plano de fractura (b): evolución de presión en
 función del tiempo para una fractura de 20 m de radio horizontal para un fluido no-newtoniano 39

Figura 11: Tasa de pérdidas para diferentes radios en una fractura horizontal 39

Figura 12: Volumen acumulado para diferentes radio en plano de fractura horizontal 40

Figura 13: Tasa de flujo para diferentes radios resultado del trabajo realizado por Lavrov y
 Tronvoll (2004), 41

Figura 14: Relación de deformación de fractura en función de la presión de formación, tomada de Lavrov y Tronvoll, 2005 43

Figura 15 (a): Distribución de presión en el plano de fractura (b): evolución de presión en función del tiempo para una fractura de 40 m de radio horizontal para un fluido no-newtoniano ley de potencia modificada 44

Figura 16(a): Tasa de pérdida para un fluido modelado con la ley de potencia y ley de potencia modificada (b): zoom de la tasa de pérdidas para ver el efecto en tiempos mayores 45

Figura 17: Volumen acumulado para una fractura de 40 metros analizando la Ley de Potencia y Ley de Potencia Modificada 46

Figura 18: Datos tomados del trabajo de Majidi et al 2008 48

Figura 19: Curvas tipo para la reología del caso de estudio 49

Figura 20: Porcentajes de tiempos no productivos asociados a problemas de pozo (ECOPETROL)..... 51

Figura 21(a): vista superior de la geometría de estudio (b): sección lateral de la zona de estudio; Modificada de Escobar 2003 53

Figura 22: Flujo a través de las paredes de fractura. Modificado de Salehi et al 2011 54

Figura 23 (a): Distribución de presión 1 seg. (b): 3 seg. (c): 5 seg. (d): 60 seg para una fractura horizontal de 40 m. 60

Figura 24: Distribución de presión en fractura y yacimiento para un plano de 40 metros, fractura horizontal fluido no newtoniano-ley de potencia..... 61

Figura 25: Comparación entre tasa de flujo en un plano de fractura de 40 metros para una zona permeable e impermeable. 62

Figura 26: tasa de flujo para modelo acoplado e impermeable, analizando la ley de potencia y potencia modificada. 63

Figura 27: Vista superior de la distribución de presión para una fractura vertical, asumiendo que las paredes son permeables. 64

Figura 28: Vista lateral de la distribución de presión para una fractura vertical, asumiendo que las paredes son permeables. 64

Figura 29: Distribución de presión en plano de fractura y yacimiento, luego de un minuto con la misma área de la fractura horizontal. 65

Figura 30: Tasa de pérdidas para una fractura horizontal y vertical bajo las mismas condiciones operacionales y reológicas 66

Figura 31: Tasa de pérdidas para diferentes sobrepresiones, a través de una fractura vertical con paredes permeables de 1D y ancho de fractura inicial de 100 um. 68

Figura 32: Pérdidas acumuladas para diferentes sobrepresiones, a través de una fractura vertical con paredes permeables de 1D y ancho de fractura inicial de 100 um. 69

Figura 33(a), Tasa de pérdidas (b): Volumen acumulado para diferentes valores de permeabilidad, asumiendo fractura vertical con sobrepresión de 1000 psi (6890 KP). 70

Figura 34: Volumen de pérdidas de lodo para diferentes valores de viscosidad, asumiendo fractura vertical con sobrepresión de 1000 psi (6890 KP) y 1 D de permeabilidad. 72

Figura 35: Características de la fractura de interés (ECOPETROL) 74

Figura 36: Tasas de pérdidas de lodo para diferentes sobrepresiones en una fractura vertical de un ancho aproximado de 3 mm. 75

Figura 37: Tasa de pérdidas en una fractura vertical para diferentes permeabilidades de paredes de fractura con una sobrepresión de 480 psi. 75

Figura 38: Tasa de pérdidas en una fractura vertical, para diferentes permeabilidades de paredes de fractura con una sobrepresión de 200 psi. 76

Figura 39: Tasa de pérdidas del lodo en una fractura vertical, para diferentes reologías del lodo, con una sobrepresión de 200 psi y permeabilidad de fractura de 100 D. 77

Figura 40: Tasa de pérdidas del lodo en una fractura vertical, para diferentes anchos de fractura con una sobrepresión de 200 psi y 100 D 78

Figura 41: Reporte de tasa de pérdidas de lodo en campo. 79

Lista de Tablas

Tabla 1: Orientación de las fracturas en función del régimen de esfuerzos (Contreras 2008) 29

Tabla 2: Resumen de consideraciones principales de los modelos revisados..... 50

Nomenclatura

τ = esfuerzo de corte, m/Lt^2 , Pa s

m = índice de consistencia, $m/Lt(2-n)$, $Pa \cdot s^n$

K_f = Constante de rigidez, $m/L2t^2$, Pa/m

n = Exponente de la ley de potencia

p_0 = Presión inicial, m/Lt^2 , MPa

p_w = Presión de fondo, m/Lt^2 , MPa

p = presión en la fractura, m/Lt^2 , MPa

q = Tasa de flujo, L^3/t , m^3/s

r = distancia del pozo al plano de fractura, L, m

r_w = Radio de pozo, L, m

t = tiempo, t, s

v_r = velocidad de fluido, L/t, m/s

w_0 = ancho de fractura inicial, L, m

w = apertura de fractura en diferentes puntos, L, m

z = profundidad de análisis, L, m

γ = Velocidad de corte L/t m/s

dr = Tamaño de paso en el análisis de longitud m

dt = Tamaño de pasos en la distribución de tiempo

c_r = Compresibilidad de la formación MP

$\mu = m$ = viscosidad MP*s

\emptyset = Porosidad

k = Permeabilidad m^2

Resumen

Título: Modelamiento Numérico de Pérdidas de Fluido de Perforación en Zonas Fracturadas*

Autor: Diego Armando Vargas Silva**

Palabras clave: Fracturas naturales, Pérdidas de circulación, Modelamiento numérico.

Descripción:

Para garantizar el éxito de una perforación, es fundamental diseñar un modelo geomecánico y establecer una densidad del lodo, que permita evitar problemas tales como: colapso del pozo, influjos, fracturas inducidas, pegas de tubería, entre otros aspectos que contribuyen a aumentar los costos y el tiempo no productivo. Normalmente los modelos convencionales de estabilidad de pozo no incluyen el efecto de las pérdidas de circulación a través de zonas fracturadas, en esta investigación se propone un nuevo algoritmo, que modele el fenómeno de pérdidas de circulación a través de formaciones fracturadas y permeables, mediante un modelo que incluye: deformación de fractura, reología del lodo, flujo a través de fracturas y un acople entre la zona fracturada y permeable, cuando las paredes del plano de fractura no son impermeables, generando que la tasa de pérdidas de fluido se mantenga con el tiempo, cuando no se toman medidas correctivas. El algoritmo propuesto, soluciona modelos matemáticos de forma analítica y numérica, mediante diferencias finitas, con el fin de analizar las pérdidas de circulación de forma más robusta. Por lo tanto, se usaron ecuaciones diferenciales para el flujo de fluidos y analíticas para las propiedades de la formación, cuando estas no sean suministradas. Para el comportamiento de la fractura se asumió relación lineal en función de la presión, y la reología del lodo se representó mediante la ley de potencia. El algoritmo mencionado permite determinar anchos de fractura en tiempo real, mediante información de pérdidas de circulación, así mismo, permite calcular el máximo peso del lodo a partir del ancho de fractura. Finalmente se encontró que, cuando las paredes son impermeables y la longitud de la fractura finita, se modela el fenómeno de Ballooning y cuando la fractura tiene longitud infinita o las paredes son permeables caracteriza el fenómeno de pérdidas de circulación.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ciencias. Escuela Física. Director: Ph.D. Zuly Calderón Carrillo. Codirector: Darwin Mateus.

Abstract

Title: Numerical Modeling of Drilling Fluid Losses in Fractured Zones *

Authors: Diego Armando Vargas Silva**

Keywords: Natural Fractures, Loss of Circulation, Numerical Modeling.

Description:

To guarantee the success of a drilling, it is essential to design a geomechanical model and establish a density of mud, which allows to avoid problems such as: collapse of the well, influx, induced fractures, pipe sticks, among other aspects that contribute to increase costs and the non-productive time. Normally conventional wellbore stability models do not include the effect of circulation losses through fractured zones, this research proposes to design a new algorithm, which models the phenomenon of circulation losses through fractured formations and permeable, by means of a model that includes: fracture deformation, mud rheology, flow through fractures and a coupling between the fractured and permeable zone, when the walls of the fracture plane are not impermeable, generating that the rate of losses is maintained over time when corrective measures are not taken. The algorithm proposed solves mathematical models in an analytical and numerical way, by means of finite differences, in order to analyze the circulation losses in a more robust way. Therefore, differential equations were used for the flow of fluids and analytical equations for the properties of the formation, when these are not supplied. For the behavior of the fracture, a linear relationship was assumed as a function of the pressure, and the rheology of the mud was represented by the power law. The mentioned algorithm allows to determine fracture widths in real time, by means of information of circulation losses, likewise, it allows to calculate the maximum weight of the mud from the fracture width. Concluding that when the walls are impermeable and the length of the fracture is finite, the phenomenon of Ballooning is modeled and when the fracture has infinite length or the walls are permeable, it characterizes the phenomenon of circulation losses.

*Graduation Project

**Facultad de ingenierías Fisico-químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: Ph.D. Zuly Calderón Carrillo. Codirector: Diego Armando Vargas.

Introducción

Debido al alto impacto que generan las pérdidas de circulación en cuanto a costos y estabilidad del pozo, algunos autores han propuestos modelos numéricos para caracterizar las fracturas conectadas por la broca y modelar el fenómeno según los datos de pérdidas de circulación registrados en campo. Autores como Ali Ghalambor et al 2014, realizaron revisiones de modelos que caracterizan este fenómeno, resaltando que las pérdidas de circulación pueden ser el problema número uno de la perforación y es uno de los mayores contribuyentes a los tiempos no productivos; lo que le cuesta a la industria aproximadamente US \$ 800 millones por año (Murchison, 2006, Ivan et al., 2003)¹. Continuando con lo citado por Ghalambor et al 2014, estas pérdidas de circulación se dan a través de la matriz de la roca, fracturas naturales o inducidas y a través de cavernas. Esta investigación se centró en revisar los modelos que tratan de representar el flujo a través de fracturas. Por ejemplo, Sanfillippo et al 1996, consideraron que el lodo se puede modelar como flujo newtoniano compresible y que este fluido se propaga en una fractura no deformable, de ancho constante con paredes impermeables. Mediante las suposiciones anteriores y aplicando la Ecuación de difusividad, con una condición límite de sobrepresión constante, obtuvieron una relación analítica aproximada entre tiempo y volumen de líquido perdido. Esta relación se utilizó para procesar datos de medición de pérdidas del lodo y obtener un ancho de fractura. Liétard et al. 1999, consideraron el lodo incompresible, no newtoniano, con reología de plástico de Bingham, y usando la Ecuación de Difusividad, desarrollaron un modelo radial para flujo del lodo, en una fractura no deformable de ancho constante y longitud infinita. El taponamiento por partículas de lodo y la permeabilidad de la pared de fractura no fueron consideradas en el modelo. Este modelo asumió

¹ Ghalambor, A., Salehi, S., Shahri, M. P., & Karimi, M. (2014, February 26). Integrated Workflow for Lost Circulation Prediction. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/168123-MS

una sobrepresión constante de perforación, es decir, la diferencia entre la presión de circulación y la presión estática del yacimiento no cambian en el tiempo. Al resolver la Ecuación final propuesta titulada, “*radio de propagación del lodo en función del tiempo*” se generan curvas para diferentes anchos de fractura en función de datos operacionales y reológicos de campo. Lavrov y Tronvoll 2004, desarrollaron un modelo para analizar el fenómeno de ballooning en formaciones naturalmente fracturadas, asumiendo un lodo que se rige por la ley de potencia, analizando una fractura aislada, circular, deformable linealmente y de dimensiones finitas. Para lo anterior, tuvieron en cuenta propiedades de la formación como presión de poro, extensión de fractura y ancho, también incluyeron factores operacionales como peso del lodo, reología y diámetro del pozo. Lavrov y Tronvoll 2005, analizaron nuevamente el fenómeno de ballooning mediante un modelo analítico, estudiando dos tipos de reologías: newtoniano y no newtoniano, estos mismos autores para el año 2006, analizaron el flujo newtoniano a través de una sola fractura, con un ángulo de inclinación. R. Majidí et. al. 2010, se enfocan en las características reológicas, con el fin de demostrar que el esfuerzo de corte, es el que disminuye el potencial de pérdidas de circulación. Con base en lo anterior propone que: mejorando la reología se pueden minimizar las pérdidas, asumiendo que la presión es constante y el fluido incompresible. Shahri et al 2012, estudian el fenómeno de ballooning, basados en que se genera por la apertura y cierre de fracturas, resaltando que el entendimiento de este fenómeno es fundamental para mejorar la perforación en yacimientos naturalmente fracturados. Salehi et al 2011, orientan su trabajo en analizar los métodos de fortalecimiento de pozo para evitar pérdidas de circulación.

Teniendo en cuenta las consideraciones técnicas presentes en la literatura, en esta investigación se mostrarán los conceptos básicos para entender el fenómeno de pérdidas de circulación, con el respectivo modelamiento, usando ecuaciones encontradas en la literatura, para al final proponer

un acople entre plano de fractura y zona permeable con el fin de quitar la suposición de que las paredes son impermeables, hacer un algoritmo más robusto y representar el fenómeno de pérdidas lo más cercano a la realidad.

1. Objetivos

Objetivo general

Realizar el modelamiento numérico de pérdidas de fluido de perforación en zonas fracturadas

Objetivos específicos

- a) Analizar los modelos matemáticos implementados en modelamiento de flujo a través de zonas fracturadas, encontrados en la literatura.
- b) Identificar los problemas generados durante la perforación, al no evitar las pérdidas de circulación con un límite de presión máxima.
- c) Seleccionar e implementar modelo matemático según la disponibilidad de información.
- d) Diseñar una metodología mediante la cual se pueda estimar la presión máxima de lodo evitando las pérdidas de filtrado y circulación.
- e) Validar la metodología, aplicándola a un caso de estudio colombiano.

2. Generalidades

Esta investigación busca caracterizar las fracturas naturales conectadas por la broca, en el momento de la perforación. La cantidad de fluido de perforación que puede perderse a través de las fracturas depende del ancho, orientación, conectividad, petrofísica del plano y régimen de esfuerzos. Por esta razón, es importante evaluar las propiedades de los fluidos de perforación tales como densidad, viscosidad, y velocidad de corte. Al unir estos conceptos, se puede hallar una relación de tasa de pérdidas en función del tiempo, la cual, al compararla con la información de campo, permite caracterizar la fractura. Posteriormente, se plantean los diferentes escenarios que se pueden presentar, bajo distintas condiciones de reología y presión de perforación. La finalidad de estos escenarios, es entender que sucede cuando estas fracturas son conectadas por la broca. Para lograr lo planteado anteriormente, se inicia con algunas generalidades de yacimientos naturalmente fracturados, reología del lodo y regímenes de esfuerzos. Posteriormente, se revisan las metodologías existentes en la literatura, para proponer una nueva metodología más robusta, permitiendo analizar de manera más real las pérdidas de fluido. Finalmente, se hace una aplicación con información de un campo colombiano y reportada en la literatura.

2.1 Yacimientos naturalmente fracturados.

Muchos de los yacimientos naturalmente fracturados, han sido accidentalmente descubiertos, cuando se busca otro tipo de yacimiento (Aguilera 1995), “*estas fracturas son macroscópicas, discontinuidades planares, que resultan cuando los esfuerzos superan la resistencia a la ruptura* (Stearns, 1990)”. En el mismo sentido, Nelson (1985) define que estas discontinuidades planares macroscópicas, se genera debido a la deformación o diagénesis. Las fracturas naturales pueden

tener efecto positivo o negativo sobre el flujo de fluidos, por ejemplo, puede ser positivo para el flujo de aceite, pero negativo por el efecto de conificación. Según algunos autores, todos los yacimientos de hidrocarburos, son afectados de alguna manera por las fracturas naturales (Bratton T. 2006). En yacimientos carbonatados, las fracturas ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimientos del yacimiento. También pueden favorecer la producción de agua, lo cual dificulta la recuperación secundaria. Los factores que influyen en estas fracturas y determinan su aporte y productividad son la densidad, apertura y conectividad.

Para entender y caracterizar las fracturas encontradas en los yacimientos naturalmente fracturados, es importante revisar algunos conceptos fundamentales. Estas fracturas son las causantes de pérdidas de circulación, aspecto fundamental en esta investigación.

- 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 porosidad²

² Garcia J. M.; *Métodos para evaluar doble porosidad por medio de registros de pozo en yacimientos naturalmente fracturados*; Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2011

- 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 (Aguilera, 1995).
- Tipos de fractura: Diversos autores han realizado clasificación de las fracturas, Nelson en (1985), las clasifica según su morfología, en fracturas abiertas que no poseen material de relleno entre las paredes de las fracturas y son conductos potenciales para el flujo de fluidos. Las fracturas deformadas son las afectadas por movimientos tectónicos, pero se cree que inicialmente fueron abiertas. Las rellenas, poseen entre sus paredes mineralización secundaria o diagenética, aunque algunas de estas están parcialmente mineralizadas con cuarzo o calcita; sin embargo, estos minerales evitan que la fractura se cierre. Las fracturas Vuggy no necesariamente se consideran como una morfología de fractura, sino una alteración de la matriz alrededor de la fractura, generada por disolución; esta disolución es debida a la incompatibilidad de los carbonatos, aumentando la porosidad secundaria. Finalmente se tienen las fracturas aisladas (Figura 1)

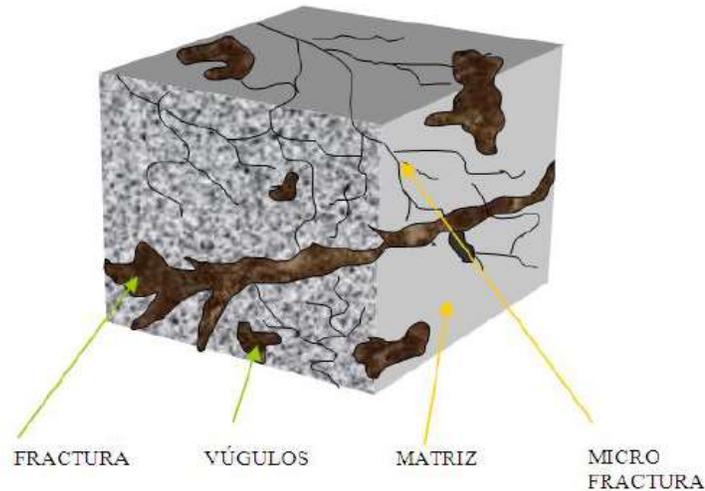


Figura 1: Discontinuidades presentes en yacimientos naturalmente fracturados (Lugo. M. 2010)

En cuanto a su origen, Aguilera (1980) las clasifica en 4 grupos: tectónicas, regionales, diagenéticas y de superficie. Las fracturas tectónicas, tienen su origen en encuentros tectónicos locales y se deben a fallamientos o plegamiento de la roca. Estas son las más importantes en la producción de hidrocarburos ya que ayudan a mejorar la permeabilidad e incluso la capacidad de almacenamiento de la roca. Las fracturas regionales al igual que las tectónicas, se generan por eventos tectónicos regionales y además se dan en áreas muy grandes. Las fracturas diagenéticas se generan cuando en la roca se reduce su volumen, ya sea por secamiento de la roca, contracción térmica, dolomitización e incluso por lixiviación; los esfuerzos de tensión sobre la roca, generan el fracturamiento de la misma. Finalmente, están las fracturas de superficie, las cuales se generan por descarga litostática y son generalmente debidas al proceso de meteorización.

De acuerdo a la dirección de esfuerzos, Nelson (2001) las clasifica de la siguiente forma: las fracturas de cizalla, las cuales tienen un sentido paralelo al plano de fractura y se forman cuando el esfuerzo en las tres direcciones es de compresión, generando que parte de la roca tienda a

deslizarse. Las fracturas de extensión son perpendiculares a la dirección de tensión mínima, también son resultado de tensiones compresivas en las tres direcciones principales. Las fracturas de tensión, son similares a las de extensión ya que en ambos casos las paredes se desplazan desde el plano de fractura. Para comprender este tipo de fallas más fácilmente se pueden relacionar con la ventana de estabilidad, ya que dependiendo del valor de densidad de lodo en el que se encuentre, se generará un tipo de falla específico tal y como se muestra en la Figura 2.

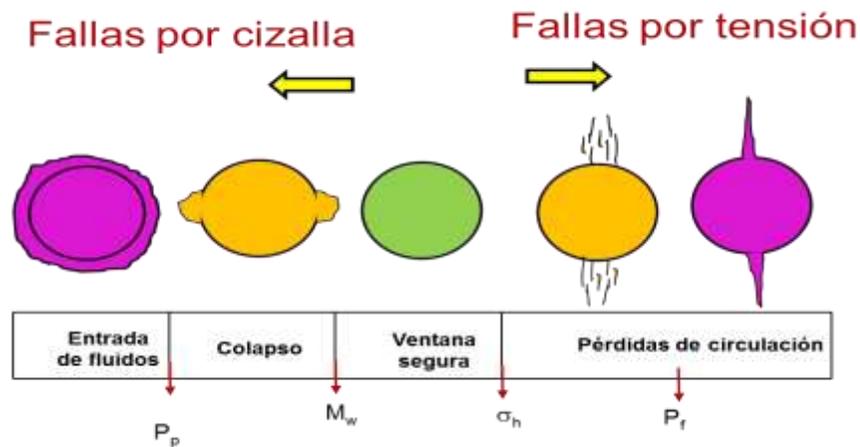


Figura 2: Tipos de falla de acuerdo al peso del lodo. Tomado de Rasouli et al, 2001, pág. 46

2.2 Regímenes de esfuerzos

Conociendo los tipos de fracturas y discontinuidades que se pueden presentar en la matriz de la roca, el siguiente paso es analizar cuál puede ser la orientación y tipo de falla, dependiendo del régimen de esfuerzos. Para ello, se cita la teoría propuesta por Anderson (1951) que define tres tipos de fallas, de acuerdo a la relación que existe entre los esfuerzos principales, asumiendo que son ortogonales. Dentro de los tipos de falla que se pueden generar, están las fallas normales, que se presentan cuando el esfuerzo principal mayor es vertical. La falla inversa, que se da cuando el

esfuerzo principal mínimo es vertical, y la falla rumbo deslizante cuando el esfuerzo principal intermedio es vertical. En la Figura 3 se observan los tipos de falla de acuerdo al régimen.

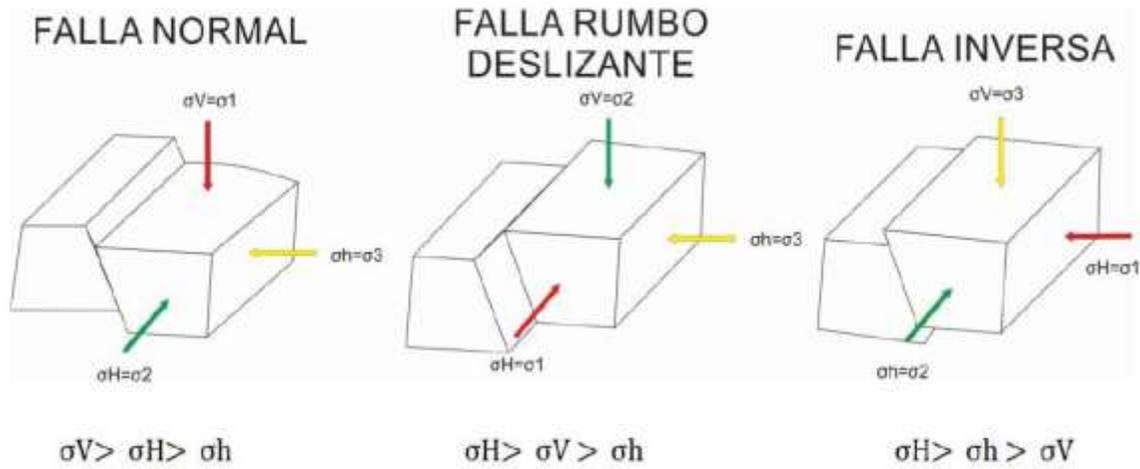


Figura 3: Regímenes de esfuerzo, Anderson 1951

2.3 Geometría de fractura.

Con respecto a la fractura, la altura depende en gran medida del espesor de la formación y del contraste de los esfuerzos. El ancho, se relaciona directamente con el valor de los esfuerzos principales y el módulo de Young. Cuando este módulo presenta un valor alto, el ancho tiende a ser muy pequeño en comparación con la longitud de dicha fractura, ya que la roca se encuentra más cohesionada lo que dificulta su separación transversal³.

³ VECINO I. A. *Metodología para identificar los factores geomecánicos y geológicos influyentes en tratamiento de fracturamiento hidráulico en pozos de un campo colombiano*. Universidad Industrial de Santander 2013

2.4 Orientación de la fractura

Inicialmente se creía que las fracturas eran horizontales, asumiendo que el overburden fue levantado generando fracturas horizontales (Clark et. al. 1953). Posteriormente Hubbert y Willis en 1957, de la compañía Shell oil, presentan un trabajo en el que reportan que todas las fracturas eran verticales, lo cual es contradictorio con la primera teoría. A mediados de la década de 1960, la industria aceptó la teoría de que prácticamente todas las fracturas eran verticales y muy pocas eran horizontales.

- Fractura vertical: Una fractura vertical se origina cuando uno de los tres esfuerzos principales se encuentra paralelo al pozo, a excepción del esfuerzo más pequeño. Este es el tipo de fractura más común y la que se busca obtener en los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

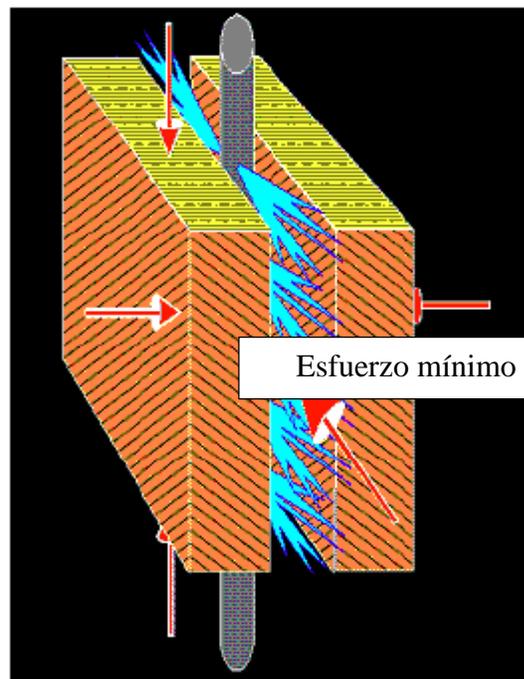


Figura 4: Fractura vertical. Tomado de Contreras O.E. y Rodrigues W.A 2008 pág. 35

- Fractura horizontal: Si el esfuerzo menor es paralelo al eje del pozo, la fractura será horizontal. Cuando esta fractura es inducida, inicialmente es vertical, una vez se extiende y sale de la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y crece horizontalmente

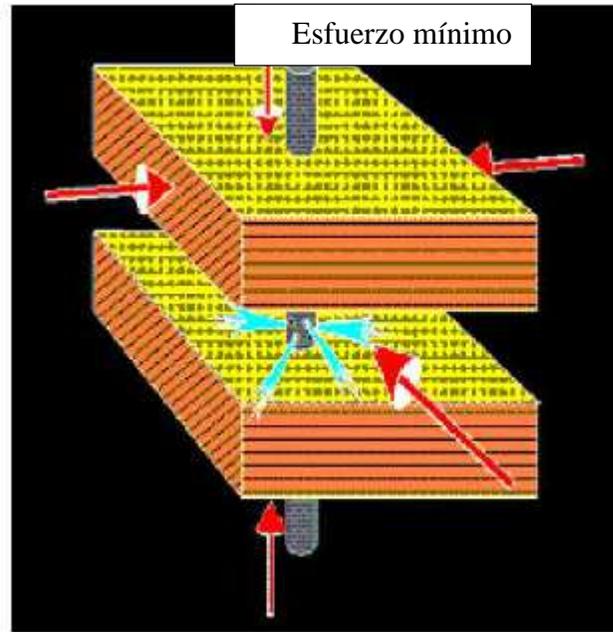


Figura 5: Fractura vertical. Tomado de Contreras O.E. y Rodrigues W.A 2008 pág. 36

- Fracturas inclinadas: Se crean cuando ninguno de los tres esfuerzos principales es paralelo al eje del pozo. Aunque la fractura sea perpendicular al menor esfuerzo principal, respecto al pozo será inclinada, con frecuencia tales fracturas aparecen como verticales lo cual hace difícil distinguirlas de las verdaderas fracturas verticales⁴.

⁴ CONTRERAS O.M.; RODRIGUEZ, W.A; Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la superintendencia de operaciones Apiay. Trabajo de grado UIS 2008

En la siguiente tabla se resumen los casos de dirección de propagación en función del régimen de esfuerzos de acuerdo a lo recopilado del trabajo de Contreras 2008.

Tabla 1: Orientación de las fracturas en función del régimen de esfuerzos (Contreras 2008)

Régimen de esfuerzos	Dirección de propagación
Normal	Vertical
Inverso	Horizontal
Rumbo-deslizante	Vertical

2.5 Modelos reológicos

Para analizar las pérdidas de fluido a través de zonas fracturadas, es necesario conocer con que velocidad se puede mover el fluido, en medio de dos placas que simulan la pared de la fractura. Para calcular esta velocidad, hay que recurrir a los modelos reológicos, los cuales consisten en el estudio de los principios físicos, que regulan el movimiento y la deformación de la materia, cuando es sometida a esfuerzos externos. Para hacer un análisis reológico, es necesario tener claros algunos parámetros tales como:

- Esfuerzo de corte que se refiere a la resistencia del fluido, al movimiento deslizante de sus capas, cuando se aplica una fuerza en forma tangencial a su superficie laminar.
- Tasa de corte que consiste en la diferencia entre las velocidades de dos capas, dividida entre la distancia que las separa.
- La viscosidad es la resistencia que opone un fluido a ser deformado.

- Punto de cedencia o esfuerzo cortante mínimo, para que se dé la deformación del fluido.
- Constantes K y n del modelo de potencia y potencia modificado, donde k es una medida indirecta de la viscosidad y n indica que tanto se desvía un fluido no-newtoniano del comportamiento de uno newtoniano⁵.

A continuación, se describirán algunos de estos modelos reológicos.

- Modelo plástico de Bingham: Este modelo, describe un fluido en el cual se requiere una fuerza finita, para iniciar el flujo (punto cedente) y luego, presenta una viscosidad constante, cuando la velocidad de corte aumenta (viscosidad plástica). La Ecuación para el modelo de flujo plástico de Bingham es la siguiente.

$$\tau = \tau_y + \mu_p \cdot \dot{\gamma} \qquad \text{Ecuación 1}$$

Este tipo de lodo, 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:

$$\tau = K \dot{\gamma}^n \qquad \text{Ecuación 2}$$

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.

⁵ María Isabel Bedoya Moreno, Natalia Cardona Lampion; Estudio comparativo de modelos reológicos para lodos de perforación; Universidad Nacional de Colombia Medellín 2009

- Modelo de Casson: Este modelo, presenta una buena descripción de las características reológicas, de los fluidos de perforación. A altas temperaturas y bajas presiones la aproximación se hace menos precisa. La relación que los caracteriza es:

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

- 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:

$$\tau = \tau_y + K \dot{\gamma}^n \quad \text{Ecuación 4}$$

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 $\tau_y=0$.

- 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:

$$\tau = (\gamma_0 + \dot{\gamma})^n \quad \text{Ecuación 5}$$

El parámetro “ γ_0 ” es considerado como una corrección a la tasa de corte, de modo que $\gamma_0 + \dot{\gamma}$, 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 el modelo de Ley de Potencia.

3. Modelos de flujo en zonas fracturadas

El fenómeno de pérdidas de circulación en zonas naturalmente fracturadas ha sido estudiado ampliamente en la industria. Su caracterización tiene múltiples aplicaciones, como lo es cuantificar la permeabilidad de fractura, dato importante en ingeniería de producción y yacimientos. Además, sirve como base para seleccionar el material de pérdidas de circulación y evitar problemas durante la perforación. A continuación, se muestran los estudios más relevantes de la literatura enfocados en modelar este problema, siendo estos modelos base para el modelo acoplado propuesto.

3.1 Para fluidos newtonianos

Para fluidos newtonianos se encontraron en la literatura dos modelos importantes, el primero es el propuesto por Sanfillipo et. al. (1997). Este modelo presenta una metodología para realizar en tiempo real, la caracterización de la conductividad de las fracturas intersectadas por la broca durante la perforación. En su trabajo, afirma que tales fracturas son detectadas por las pérdidas de circulación reportadas. La finalidad del modelo es registrar las pérdidas de lodo y convertirlas en ancho de fractura mediante un modelo analítico. Dentro de sus aplicaciones esta interpretar taponamientos de fractura, evaluación en tiempo real de apertura hidráulica y generar un perfil de permeabilidad secundaria. La dificultad de esta propuesta, es determinar la contribución individual de cada fractura. Algunas de las suposiciones de este modelo son las siguientes:

- ✓ Cada pérdida de circulación está asociada a una fractura conectada por la broca.
- ✓ La fractura se considera como un plano horizontal de apertura constante.
- ✓ La geometría de fractura puede ser circular si es horizontal, elíptica si es vertical o inclinada

- ✓ La conductividad de la matriz es cero, el efecto de taponamiento de la fractura no es considerado.
- ✓ Fluido newtoniano, laminar.
- ✓ La ley de Poiseuille es aplicada para determinar la permeabilidad de la fractura.

Sanfillipo et. al. (1997) Analizando la información de campo, propone una relación entre el volumen acumulado y el tiempo, mediante una constante, evidenciada en la Ecuación 6. Posteriormente, usando la ley de continuidad, halla una expresión para el tiempo (Ecuación 7) y el volumen (Ecuación 8), luego las remplace en la Ecuación 6, para llegar a la Ecuación 9. Al solucionar esta expresión de forma iterativa, se halla un ancho de fractura para cada volumen de pérdidas, como se presenta en la Figura 6.

$$V_D = c * \frac{t_D}{\ln t_D} \tag{Ecuación 6}$$

$$t_D = \frac{Kt}{\mu\theta c_t r_{equi}} \tag{Ecuación 7}$$

$$V_D = \frac{V_{cum}}{2\pi\theta c_t r_{equi} h \Delta p} \tag{Ecuación 8}$$

$$c * \frac{\frac{h^2 t}{12\mu\theta c_t r_{equi}}}{\ln \frac{h^2 t}{12\mu\theta c_t r_{equi}}} - \frac{V_{cum}}{2\pi\theta c_t r_{equi} h \Delta p} = 0 \tag{Ecuación 9}$$

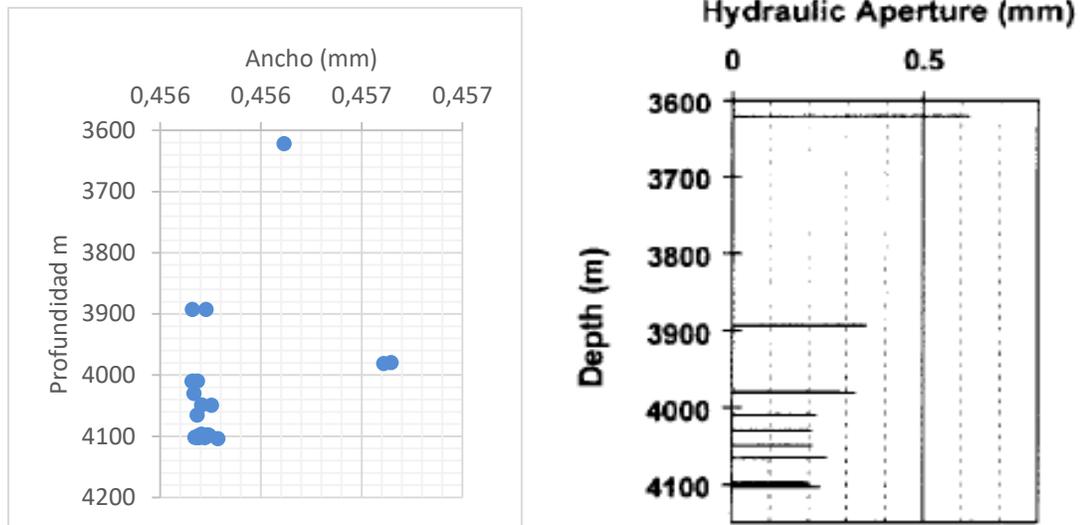


Figura 6: Cálculo de ancho de fractura para fluido newtoniano; datos tomados de Sanfillipo et. al. (1997)

Un segundo modelo que analiza flujo newtoniano, es el propuesto por Lavrov y Tronvoll (2005). Estos autores se enfocan en caracterizar el fenómeno de ballooning, causado por la apertura y cierre de fractura. En su aplicación de fluido newtoniano, usan la ley cúbica para flujo de fluidos dentro de una fractura, el modelo utilizado se muestra en la Ecuación 10

$$-\frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{w^3}{12 \cdot u} \frac{\partial p}{\partial r} \right] - \frac{w^3}{r \cdot 12 \cdot u} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial w}{\partial t} = 0 \quad \text{Ecuación 10}$$

Al solucionarlo de forma explícita, se puede encontrar la distribución de presión a lo largo del plano de fractura, evidenciando que: la presión de fractura incrementa a presión de lodo en pocos segundos, además, como el fluido es de muy baja viscosidad (viscosidad del agua), favorece la velocidad de flujo. En la Figura 7a,b se evidencia la evolución de presión en el plano de fractura y en función del tiempo, luego de 10 segundos.

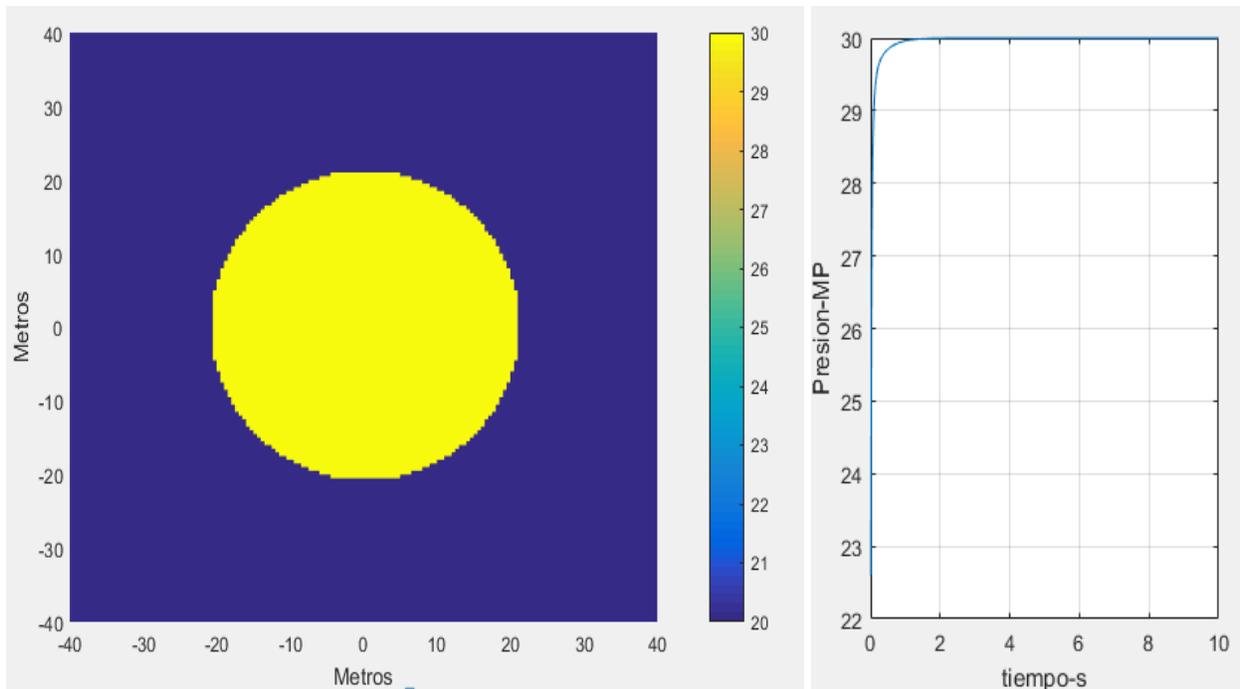


Figura 7(a): Distribución de presión en el plano de fractura (b): evolución de presión en función del tiempo para una fractura de 20 m de radio horizontal para fluido newtoniano

Luego de estimar la distribución de presión, se confirma lo enunciado por el autor del modelo, *la presión pasa de p_w a p_o en aproximadamente el primer segundo*. Usando esta distribución de presión, se puede calcular una tasa de pérdidas de fluido, a través de la fractura durante el tiempo de estudio y con ella un volumen acumulado. Es de resaltar, que debido a que la presión en la fractura incrementa rápidamente y las paredes de fractura se asumen impermeables, la tasa de flujo decae rápidamente como se evidencia en la Figura 8 y el volumen acumulado también es bastante reducido.

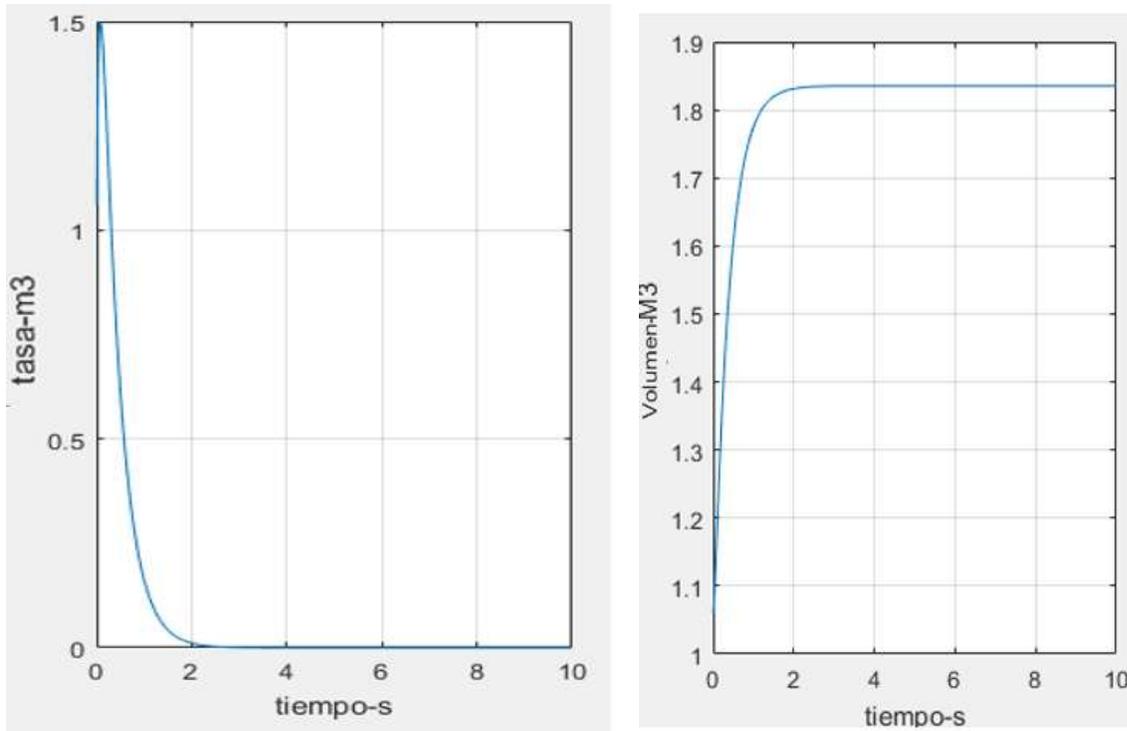


Figura 8: Tasa de pérdidas y pérdidas acumuladas en función del tiempo para un fluido newtoniano, longitud de fractura 20 m y horizontal

3.2 Para fluidos no-newtonianos

Continuando con el análisis y la caracterización de fracturas naturales en la cara del pozo, se resalta el trabajo realizado por Lavrov y Tronvoll (2004). Estos autores, analizan el fenómeno de ballooning, derivando su modelo en función de propiedades de la formación y factores operacionales. Esta propuesta es más cercana a la realidad, ya que se basa en la Ley de Potencia para fluidos no newtonianos. En su trabajo, estudian una sola fractura aislada, horizontal, asumiendo que las pérdidas se dan por la apertura y deformación de la fractura. El fluido que se pierde puede retornar al pozo, al momento de apagar las bombas, lo cual se puede ver como una falsa patada, por tanto, es importante entender este fenómeno en tiempo real. Al modelar este problema se puede evaluar la posición, apertura y conductividad de la fractura. Dentro de las

suposiciones del modelo está asumir deformación lineal y el ancho inicial, incluso para presiones cercanas a la presión de fractura es 0,1 mm, con la finalidad de incluir el efecto de la rugosidad.

En este trabajo, la presión incrementa rápidamente de p_o a p_w (presión de fractura a presión ejercida por el lodo) y el lodo fluye dentro de la fractura, asumiendo las paredes impermeables y la reología de lodo se rige por la ley de potencia. La Ecuación 11 muestra el modelo usado para caracterizar las pérdidas de lodo y fenómeno de ballooning.

$$\frac{n}{(2n+1)2^{(n+1)/n}*m^{1/n}} \frac{\partial}{\partial r} \left[w^{(2n+1)/n} \frac{\partial p^{1/n}}{\partial r} \right] + \frac{1}{r} \frac{nw^{(2n+1)/n}}{(2n+1)2^{(n+1)/n}*m^{1/n}} \frac{\partial p^{1/n}}{\partial r} = \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} \text{ Ecuación 11}$$

Lavrov y Tronvoll (2004), soluciona el modelo asumiendo una presión del plano de fractura de 20 Mp, presión de lodo 30 Mp, índice de desviación de un lodo newtoniano $n=0,8$, índice de consistencia $m=0,028$ pa.s y rigidez de la fractura $5e4$ Mp/m. En la Figura 9 se observa el incremento de presión en función del tiempo, para el plano de fractura, evidenciado que esta pasa de p_o a p_w rápidamente. Por tanto, se tendrá un pico de tasa de pérdidas y este decrece rápidamente, dado que se asumen las paredes impermeables y no se presenta leakoff.

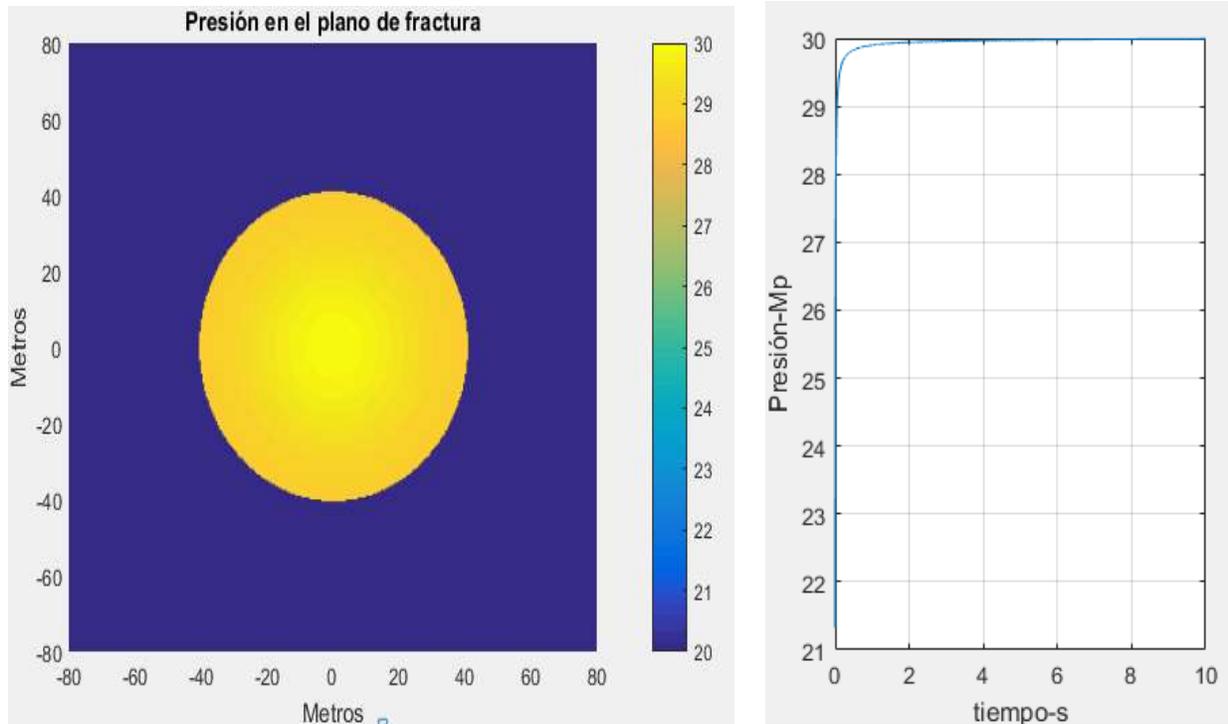


Figura 9(a): Distribución de presión en el plano de fractura (b): evolución de presión en función del tiempo para una fractura de 40 m de radio horizontal para un fluido no-newtoniano

Como se observa en la Figura 9, la presión incrementa rápidamente dentro del plano de fractura en los primeros dos segundos, concordando con lo reportado en la literatura. En este caso se va analizar el efecto de diámetro del plano de fractura (Figura 10), observando que independientemente de la longitud de fractura, la presión incrementa rápidamente.

Dado que el modelo asume paredes impermeables, existe un volumen máximo que almacena el plano de fractura, por tanto, en este volumen sí se evidencia el efecto de la longitud del plano. Cabe resaltar, que según el trabajo realizado por Lavrov y Tronvoll (2004), el volumen final de pérdidas no depende del tipo de reología, si no de la geometría de fractura. En la Figuras 11 y 12 se evidencia el efecto de la longitud de fractura en la tasa de pérdidas y volumen acumulado.

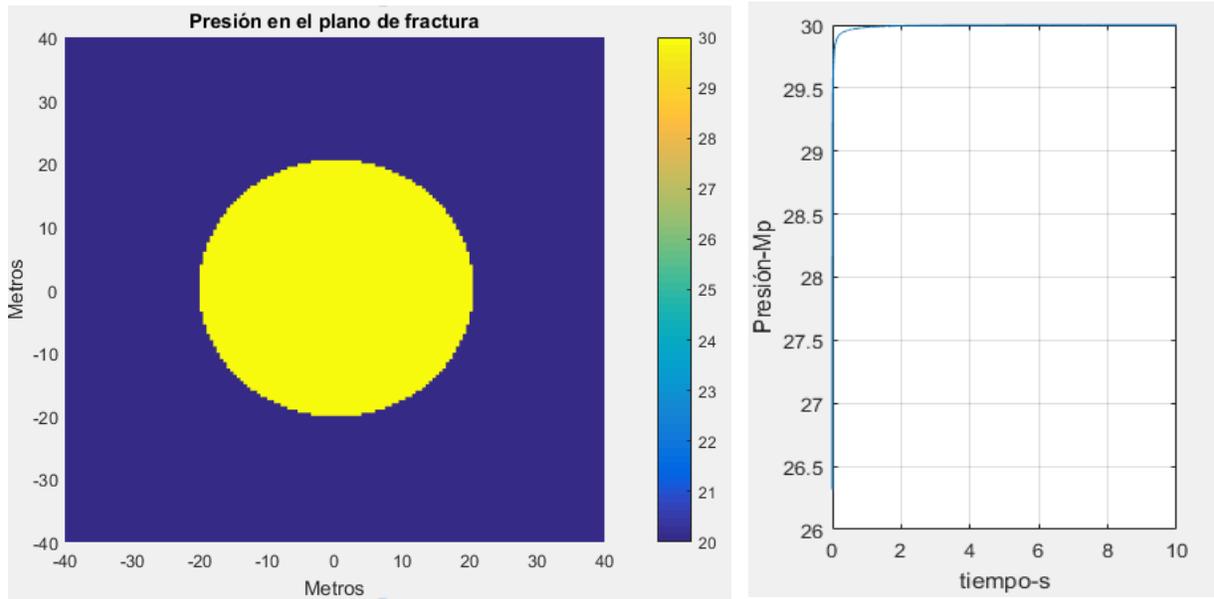


Figura 10(a): Distribución de presión en el plano de fractura (b): evolución de presión en función del tiempo para una fractura de 20 m de radio horizontal para un fluido no-newtoniano

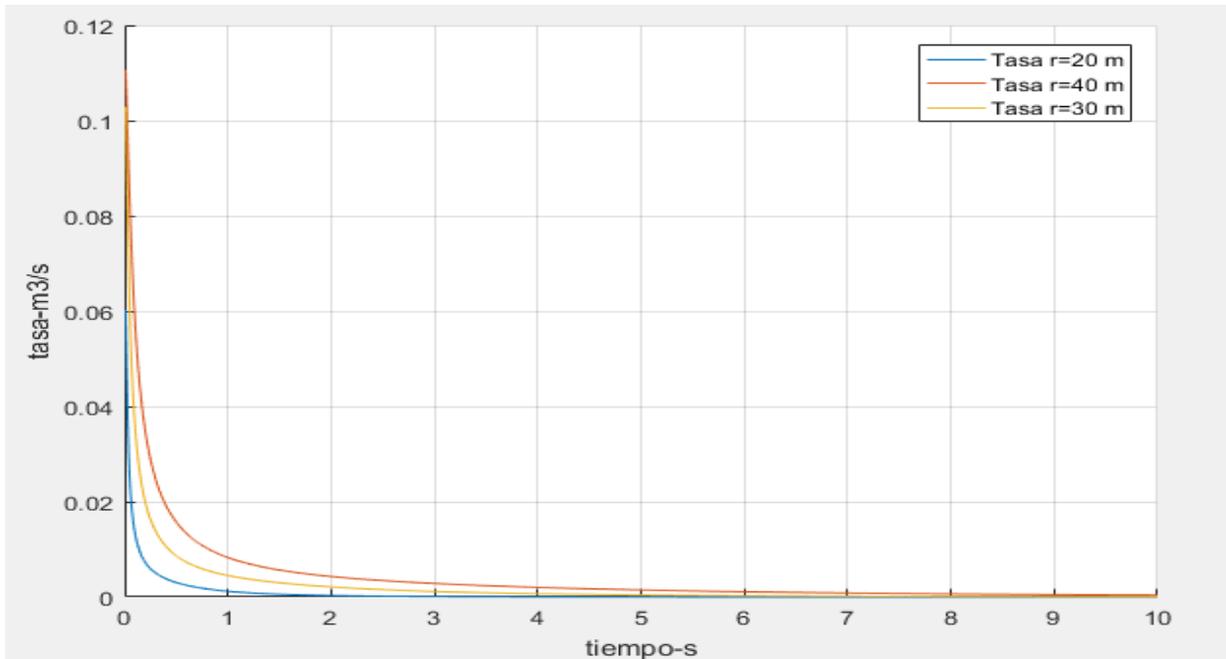


Figura 11: Tasa de pérdidas para diferentes radios en una fractura horizontal

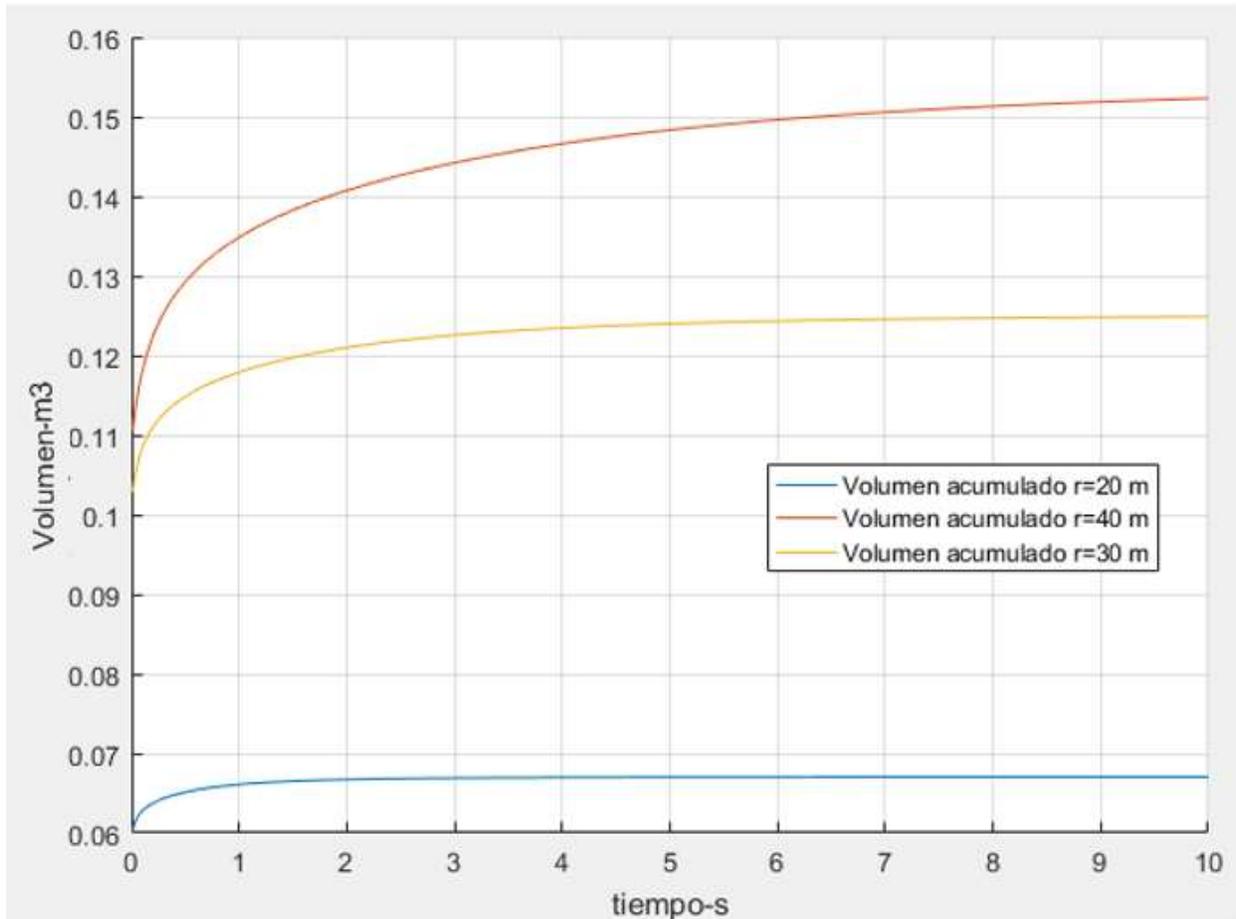


Figura 12: Volumen acumulado para diferentes radio en plano de fractura horizontal

Comparando los resultados de la Figura 11 con la literatura (Figura 13), se observa una tendencia muy similar, por tanto, corrobora la efectividad del algoritmo. Otra forma de ver su efectividad es calculando el volumen máximo que puede almacenar el plano de fractura como se evidencia en la Ecuación 12

$$v = \pi(r^2 - rw) * w \tag{Ecuación 12}$$

$$v = \pi * (30^2 - 0.1^2) * 1e - 3 m^3$$

$$v = 2.8 m^3$$

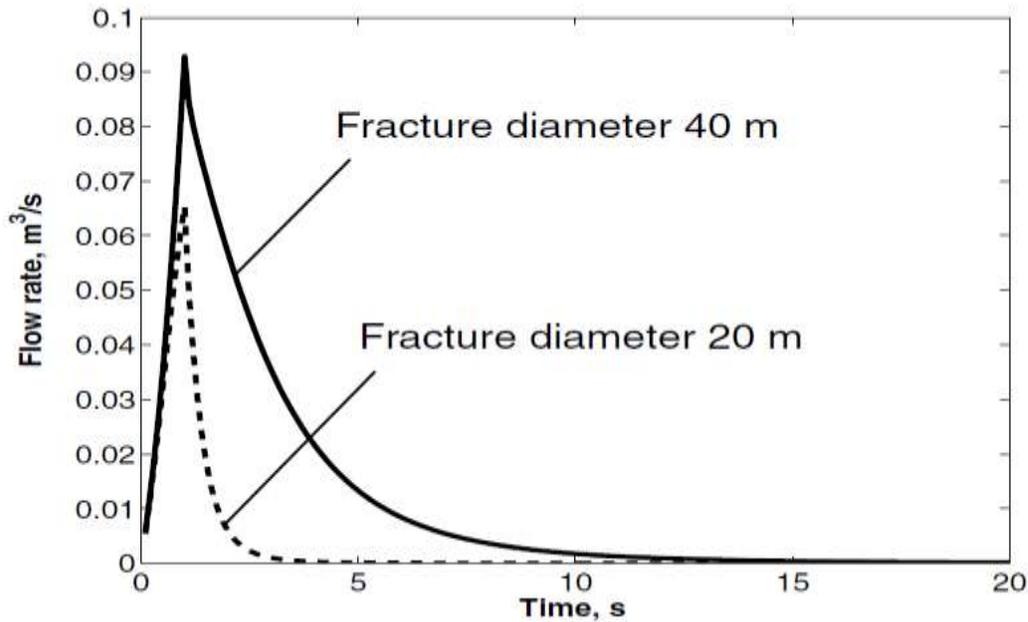


Figura 13: Tasa de flujo para diferentes radios resultado del trabajo realizado por Lavrov y Tronvoll (2004),

Al analizar los resultados de la Ecuación 12, se observa que el volumen máximo que puede almacenar el plano de fractura, es muy superior al acumulado para una fractura de 30 metros. Además, al comparar la Figura 13 con la 11, se observan comportamientos similares, con la diferencia de que, en este caso, se hace el cálculo para un ancho de fractura mayor. Esto se evidencia en un pico más alto, en la tasa de pérdidas inicial (Figura 11).

Nuevamente Lavrov y Tronvoll (2005) amplían su investigación, incluyendo dentro de sus estudios, el fluido newtoniano analizado en las Figuras 7 y 8, además, de fluido no newtoniano. En su trabajo, resaltan las posibles causas del fenómeno de ballooning, para el cual está diseñado este modelo. Entre las causas están: Incremento de temperatura a grandes profundidades, lo que se puede malinterpretar con un posible influjo. La segunda, consiste en la deformación elástica de la cara del pozo, lo cual puede verse reflejado en el incremento del volumen de fluido. Por último, la

apertura y cierre de fracturas naturales, debido a la presión de pozo durante la perforación, siendo esta, la causa de estudio. Con base a este modelo, se hace la propuesta de investigación desarrollada en esta investigación, que consiste en generar un acople fractura – yacimiento, relacionados mediante la variable presión.

Las suposiciones de Lavrov y Tronvoll (2005): fractura circular, horizontal, los fluidos en fractura y pozo tienen características reológicas similares y las paredes del pozo son impermeables. *La razón por la que se asume una fractura horizontal, es porque simplifica enormemente el modelo y reduce el tiempo de cálculo.* En el caso de una fractura horizontal, circular, con la perforación vertical o inclinada, que cruza la fractura en el centro, el problema se vuelve esencialmente unidimensional. Además, *“cuanto más profunda se encuentra la fractura, menos error hacemos analizando una fractura horizontal, en lugar de arbitraria, ya que la rigidez de la fractura aumenta con la profundidad, debido a la no linealidad. Otro argumento a favor de considerar una fractura horizontal, es el hecho de que, en el caso de la localización central del pozo, las partes hacia arriba y hacia abajo de una fractura inclinada, compensan el efecto sobre el flujo de fluido hacia / desde el pozo”* (Lavrov y Tronvoll, 2005, pág. 2). La siguiente suposición importante es la deformación de fractura lineal en función de la presión. Dado que, durante el fenómeno de ballooning, se presenta incremento o disminución de presión, la linealización de la ley de deformación, para analizar apertura de fractura, se convierte en una alternativa aceptable. Se debe tener en cuenta que, la exactitud de tal linealización depende del intervalo de variación de presión, durante el evento de ballooning. Además, la ubicación del punto de equilibrio inicial en la curva presión-abertura, definirá la exactitud de la linealización, como se observa en la Figura 14.

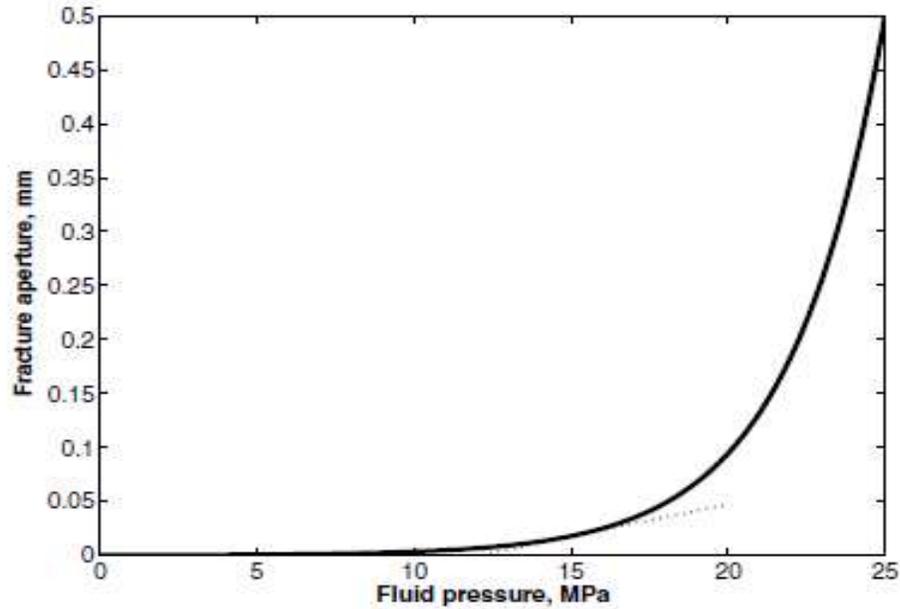


Figura 14: Relación de deformación de fractura en función de la presión de formación, tomada de Lavrov y Tronvoll, 2005

El siguiente modelo analizado, es el propuesto por Shahri et al (2011). Este modelo tiene en particular que usa la Ley de Potencia ;odificada, con el fin de tener en cuenta el esfuerzo de corte inicial, que se requiere vencer para que se genere movimiento de fluido. Ellos en su trabajo confirman lo dicho por Lavrov y Tronvoll, (2005) “*el fenómeno de ballooning se genera por la apertura y cierre de fractura*” y resaltan la importancia de entender el fenómeno, para mejorar la perforación de yacimientos naturalmente fracturados. Dentro de las suposiciones de este modelo están: fractura horizontal, circular, con perforación en el centro de la fractura; y similar a los trabajos anteriores, proponen que la deformación puede ser lineal o exponencial. Siendo la deformación lineal, una buena aproximación y facilita el cálculo. En la Ecuación 13 se presenta el modelo propuesto por el autor.

$$\frac{n}{(2n+1)2^{(n+1)/n}m^{1/n}} \frac{\partial}{\partial r} \left[w^{\frac{2n+1}{n}} \left(\frac{\partial p}{\partial r} + \frac{(2n+1)}{(n+1)} \frac{2t_y}{w} \right)^{\frac{1}{n}} \right] + \frac{1}{r} \frac{nw^{(2n+1)/n}}{(2n+1)2^{(n+1)/n}m^{1/n}} \left(\frac{\partial p}{\partial r} + \frac{(2n+1)}{(n+1)} \frac{2t_y}{w} \right)^{\frac{1}{n}} = \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Ecuación 13

El modelo presentado en la Ecuación 13, al igual que los modelos anteriores, puede ser solucionado de forma explícita para encontrar la distribución de presión en el plano de fractura (ver Figura 15). En la Figura 16 se presenta una comparación de la tasa de pérdidas con este modelo y el modelo anterior que usa la Ley de Potencia sin modificar.

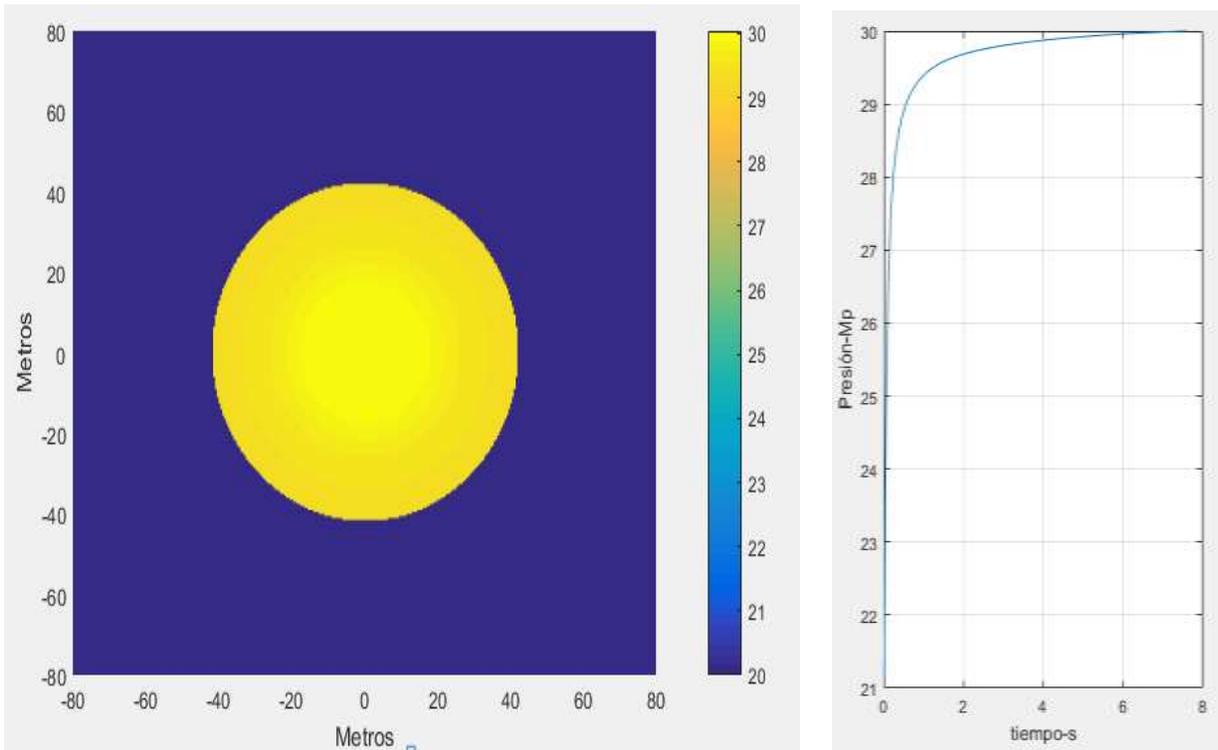
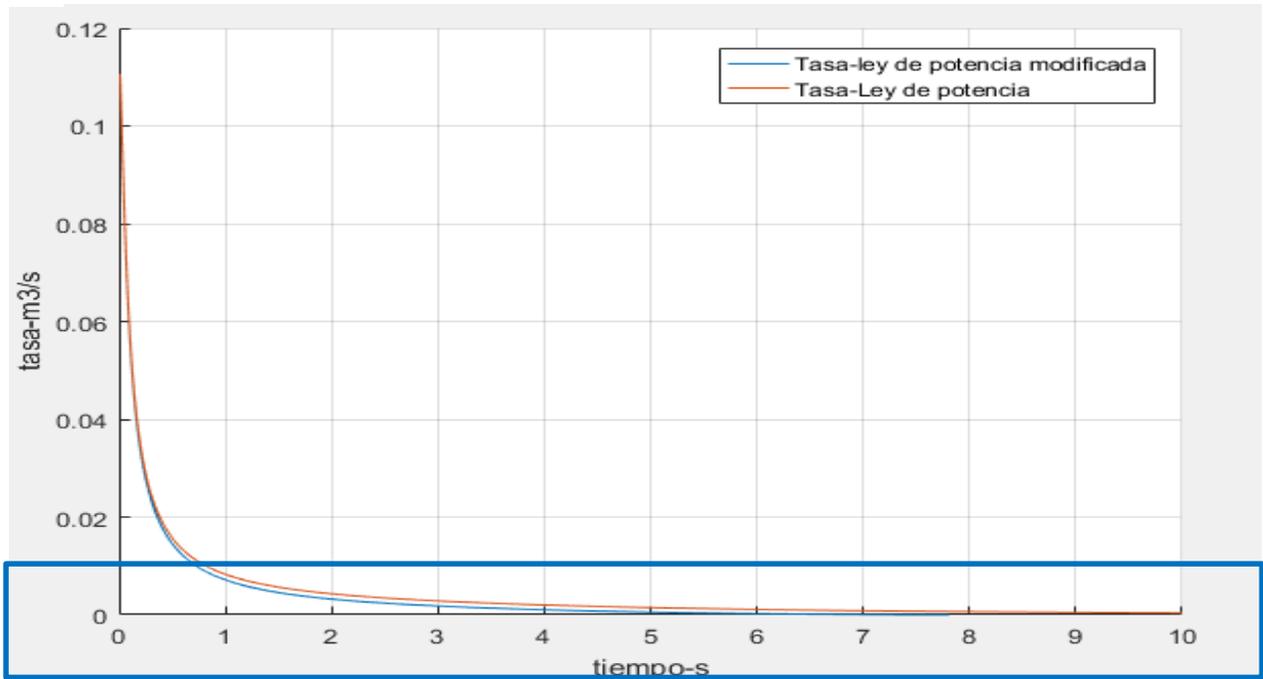


Figura 15 (a): Distribución de presión en el plano de fractura (b): evolución de presión en función del tiempo para una fractura de 40 m de radio horizontal para un fluido no-newtoniano ley de potencia modificada

a



b

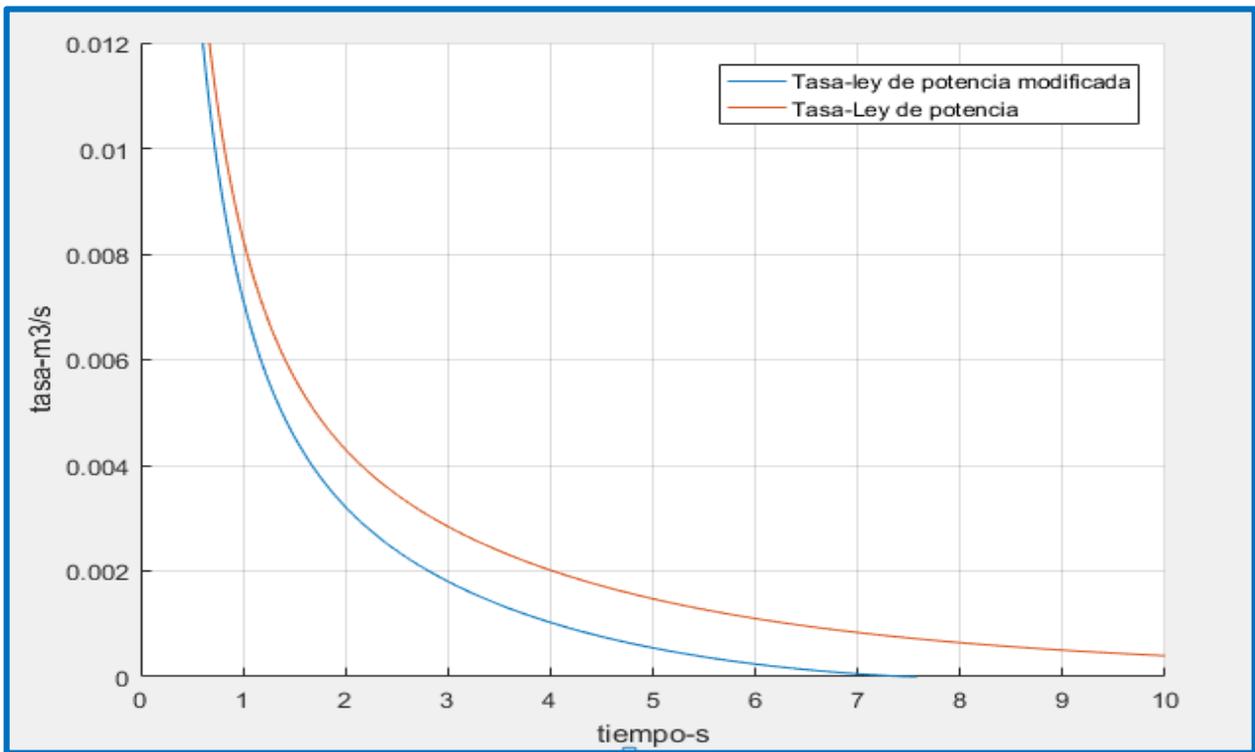


Figura 16(a): Tasa de pérdida para un fluido modelado con la ley de potencia y ley de potencia modificada (b): zoom de la tasa de pérdidas para ver el efecto en tiempos mayores

En la Figura 16, se evidencia la tasa de pérdidas en función del tiempo, mostrando nuevamente que la tasa cae rápidamente. Al compararlo con el modelado de la Ley de Potencia, estudiada anteriormente, se evidencia que el fluido llega a una tasa de cero más rápidamente, cuando el fluido sigue el modelo reológico de la Ley de Potencia modificada. Esto confirma lo propuesto por los autores del modelo “*El esfuerzo de corte inicial es el que permite que el fluido se detenga*” (Majidi et al 2008). Esta conclusión es más evidente, en el trabajo que afirma que la longitud de fractura es infinita y determina hasta dónde puede llegar el fluido, el cual se detiene por efecto del esfuerzo de corte. Este modelo será analizado más adelante. El efecto de detenerse la tasa de pérdidas más rápido se evidencia claramente en la Figura 17 ya que el volumen acumulado es mejor en la curva azul la cual se rige por la ley de potencia modificada.

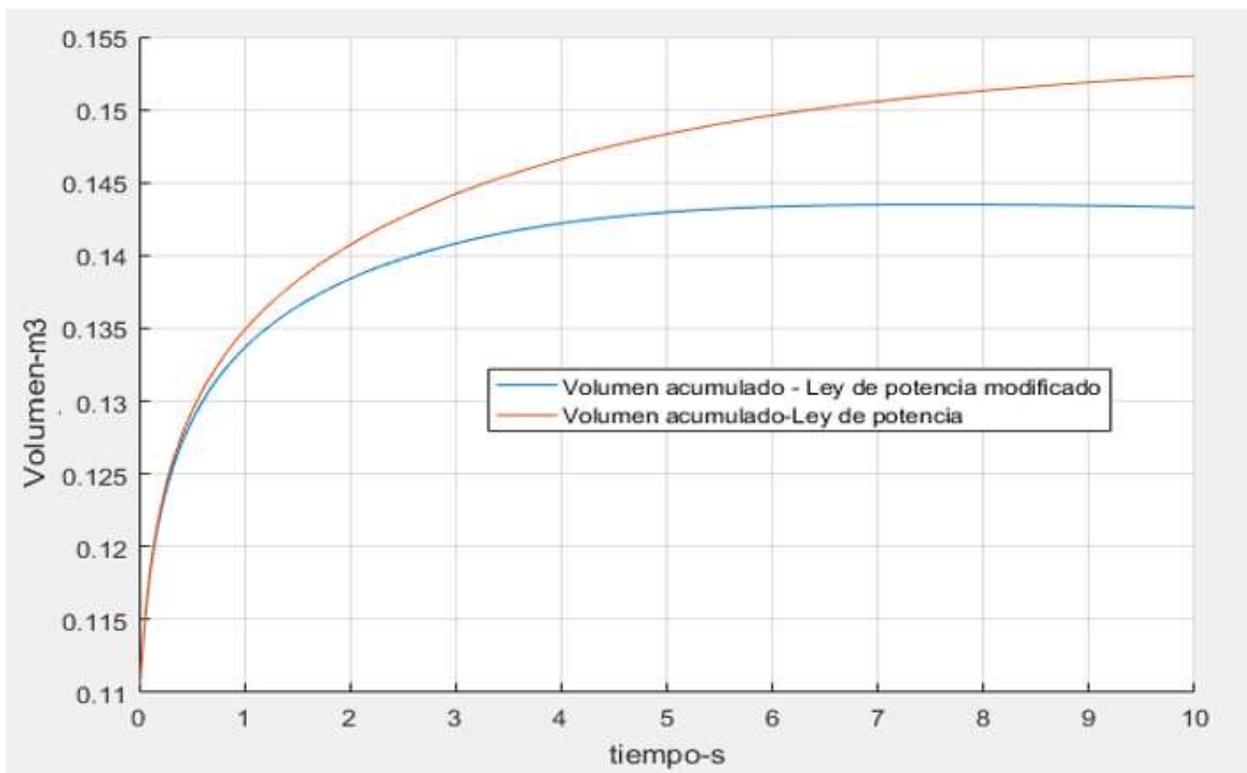


Figura 17: Volumen acumulado para una fractura de 40 metros analizando la Ley de Potencia y Ley de Potencia Modificada

El siguiente modelo analizado, fue el de Majidi et al (2008). Su trabajo también lo desarrolla para fluidos no newtonianos y paredes impermeables, con la diferencia de que asume longitud de fractura infinita. Según la reología del lodo, será la distancia a la cual se detenga el flujo, haciendo que la velocidad del lodo sea cero. En su trabajo, resalta que las pérdidas de circulación constituyen uno de los problemas más importantes en pozo y los parámetros de perforación y reología del lodo tienen alto impacto en estas pérdidas. Además, según su modelo, *“el esfuerzo de corte disminuye el potencial de pérdidas de circulación y el efecto de este, sobre la reducción de las pérdidas del lodo, es el mismo que el efecto de la presión de lodo, en el aumento de las pérdidas”* (Majidi et al, 2008, pág. 1). Dentro de las aplicaciones del modelo propuesto por este autor, están determinar el ancho de fractura y caracterizar yacimientos naturalmente fracturados, en función de las lecturas de pérdidas de circulación. Al igual que el modelo propuesto por Lietard et al. (1999-2002), el volumen de pérdidas dependerá de la presión del lodo y la reología. Este modelo revela que el comportamiento reológico de los fluidos de perforación, influye considerablemente en la tasa y el volumen de las pérdidas, a diferencia de lo propuesto por Lavrov y Tronvoll (2004-2005).

Majidi et al (2008), tomando como base el modelo de Lietard et al. (1999-2002), pero asumiendo la ley de potencia para mayor exactitud, desarrolla un modelo de longitud infinita. Por tal motivo, la sobrepresión es constante y usa variables adimensionales para simplificar el modelo. Dentro de las conclusiones a las que llegó el autor en su investigación, esta que, si la presión de sobrebalance se duplica se necesita duplicar la tensión de fluencia del fluido para tener las mismas pérdidas de lodo que antes. Las soluciones del modelo son curvas tipo *“Las curvas tipo, permiten ver la solución completa independientemente de la condición operativa o los parámetros de entrada. Las variables reales y adimensiones difieren solo por una constante en escala logarítmica”* (Majidi et al 2008, pág. 3). Luego de generar las curvas tipo y superponer los datos

de campo, se puede determinar el ancho de fractura. Para realizar una prueba de este modelo, se utilizó información de campo reportada en su mismo trabajo, evidenciada en la Figura 18. La Ecuación 14 muestra el modelo desarrollado por este autor, evidenciando que está en unidades adimensionales y posteriormente, luego de superponer la información de campo, se extrae la respectiva información geométrica, como ancho de fractura y posible longitud.

$$\frac{dr_D}{dt_D} = \frac{1 - \alpha * (r_D - 1)^{\frac{1}{n}}}{2^{\frac{n+1}{n}} * r_D \left(\frac{r_D^{1-n}}{1-n} - \frac{1}{1-m} \right)^{\frac{1}{n}}} \quad \text{Ecuación 14}$$

Al integrar la Ecuación anterior y superponer la información de campo mostrada en la Figura 18 se genera la Figura 19, en la que se evidencia entre qué valores de ancho, se da solución al caso de estudio.

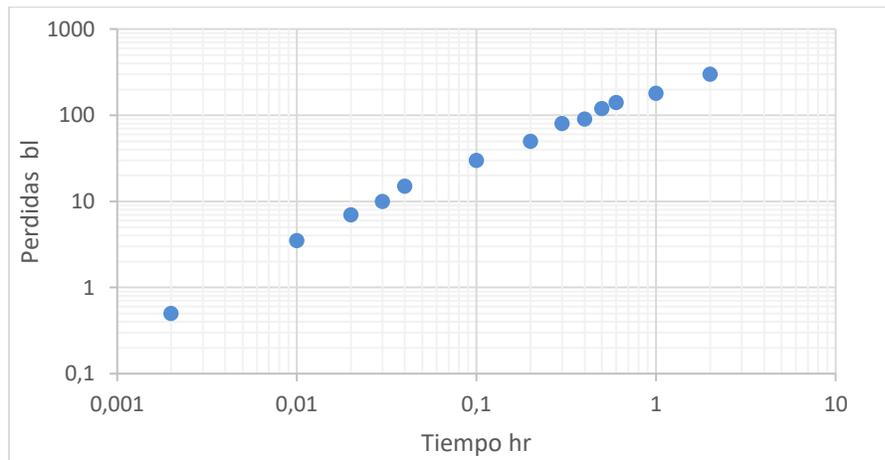


Figura 18: Datos tomados del trabajo de Majidi et al 2008

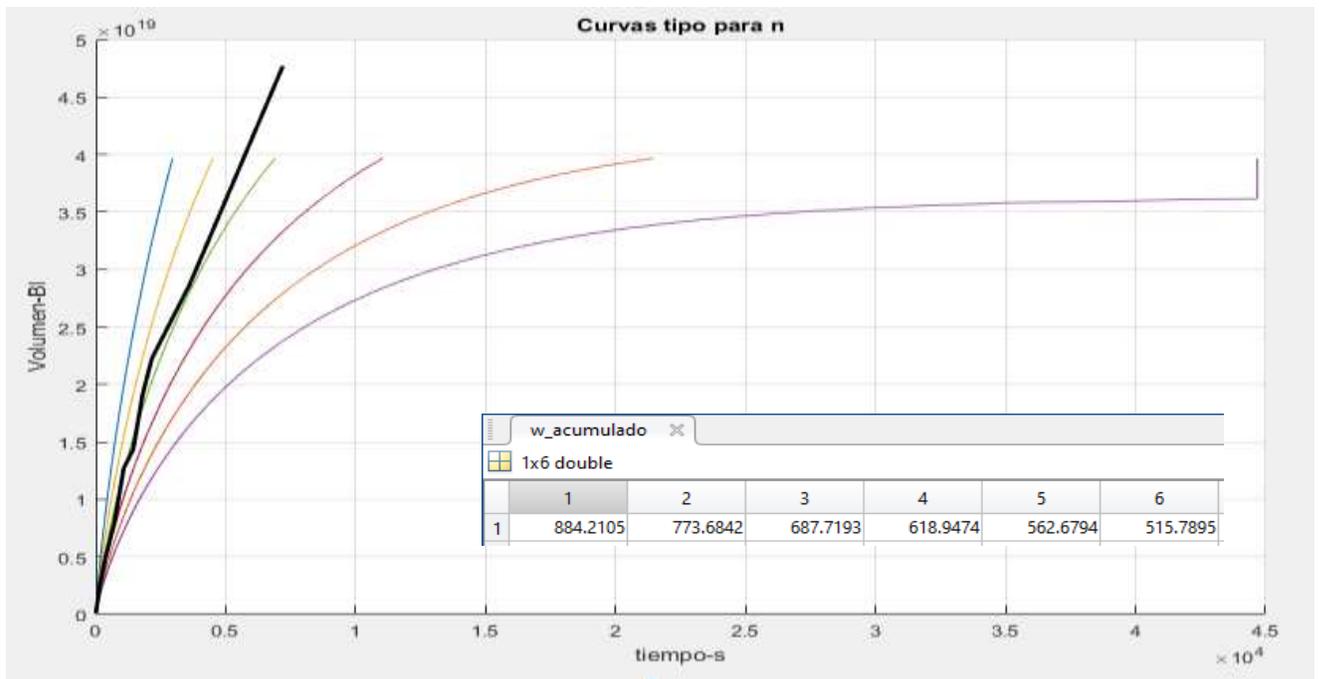


Figura 19: Curvas tipo para la reología del caso de estudio

Como se observa en la Figura 19, el volumen máximo de pérdidas tiende a un valor constante, por tanto, la tasa de pérdidas se detiene, esto debido al esfuerzo de corte inicial. La solución al modelo, está entre los valores de la segunda y tercera curva, por tanto, el ancho de fractura es alrededor de 0,7 mm, lo cual está cerca a la solución propuesta por el autor de 0,8 mm. El error puede estar asociado a la lectura de información de campo para hacer la respectiva aplicación.

Resumiendo, la Tabla 2 presenta las suposiciones principales de cada modelo revisado, en cuanto a reología, petrofísica de fractura y geometría. Siendo esta la información fundamental en la aplicación del modelo acoplado desarrollado.

Tabla 2: Resumen de consideraciones principales de los modelos revisados

Autor	Newtoniano	No newtoniano	Petrofísica	Geometría
Sanfillipo et. al. (1997)	x		Impermeable	Horizontal Apertura constante Radio de fractura finito.
Liétard et al. 1999		Plástico de Bingham	Impermeable	Radio de fractura infinito
Lavrov y Tronvoll (2005)	x		Impermeable	Horizontal Radio de fractura finito
Lavrov y Tronvoll (2004)		Ley de potencia	Impermeable	Horizontal Radio de fractura finito
Lavrov y Tronvoll (2005)		Ley de potencia	Impermeable	Horizontal Radio de fractura finito
Lavrov y Tronvoll (2006)		Ley de potencia	Impermeable	Horizontal - Vertical Radio de fractura finito
Shahri et al (2011)		Ley de potencia modificada	Impermeable	Horizontal Radio de fractura finito
Majidi et al 2008		Ley de potencia modificada	Impermeable	Horizontal Radio de fractura infinito

En el siguiente capítulo se muestra cómo se llega al modelo seleccionado y como se realiza el respectivo acople, para eliminar la restricción de que las paredes de fractura son impermeables ya que en la perforación de pozos con alta densidad de fracturas normalmente se presentan altas tasas de pérdidas de lodo.

4. Desarrollo del modelo acoplado propuesto y metodología de trabajo

Un modelo geomecánico proporciona la densidad segura del lodo para evitar problemas durante la perforación. Dentro de estos problemas se encuentran: colapso del pozo, influjos, pegas, pérdidas de circulación por fracturas inducidas, entre otros; pero es difícil anticipar pérdidas de filtrado en el sistema poroso y flujo a través de las fracturas naturales. Por lo cual no es posible prevenir problemas como pegas diferenciales, reducción del diámetro del pozo y pérdidas parciales de fluidos de perforación, las cuales pueden ser el problema número uno de la perforación y es uno de los mayores contribuyentes a los tiempos no productivos, lo que le cuesta a la industria aproximadamente US \$ 800 millones por año (Murchison, 2006, Ivan et al., 2003). En la Figura 20 se evidencia un análisis de un pozo en cuanto sus tiempos no productivos.

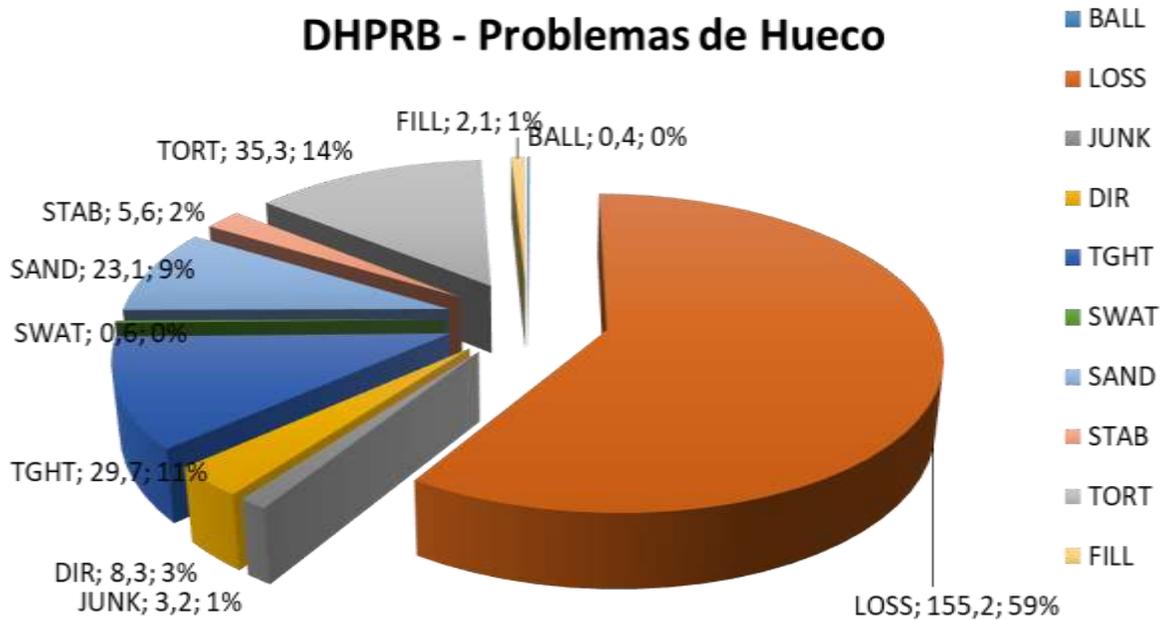


Figura 20: Porcentajes de tiempos no productivos asociados a problemas de pozo (ECOPETROL)

La Figura 20 indica que del 100% de tiempos no productivos generados por problemas de pozo, cerca al 60% son por pérdidas de circulación, de ahí la necesidad de implementar un modelo que caracterice el fenómeno y ayude a entender este problema para poder tomar las respectivas medidas preventivas y correctivas.

Para modelar este fenómeno hay que recurrir a diferentes conceptos de velocidad de flujo, como es el caso del balance de la Ecuación de movimiento para flujo entre dos placas y la ley de Darcy para el flujo en medios porosos. A continuación, se muestra el desarrollo numérico de los modelos de flujo, de acuerdo a la zona de estudio para realizar el respectivo acople.

4.1 Modelo numérico para analizar la distribución de presión en la fractura y yacimiento.

Los autores mencionados en el capítulo anterior afirman que este fenómeno se puede analizar asumiendo una geometría horizontal con flujo radial, esto por dos razones importantes mencionadas anteriormente. Se facilitan los cálculos y a grandes profundidades donde las fracturas generalmente son verticales, la rigidez es mayor y el efecto de las paredes hacia arriba y hacia abajo se compensan, por tanto, el efecto es similar y un modelado horizontal puede ser representativo. En la Figura 21a se evidencia la vista superior de la geometría a modelar al igual que una vista lateral evidenciada en la Figura 21b, se consideran dos zonas, la zona de fractura y la de yacimiento, en cada zona el fluido avanza a diferente velocidad.

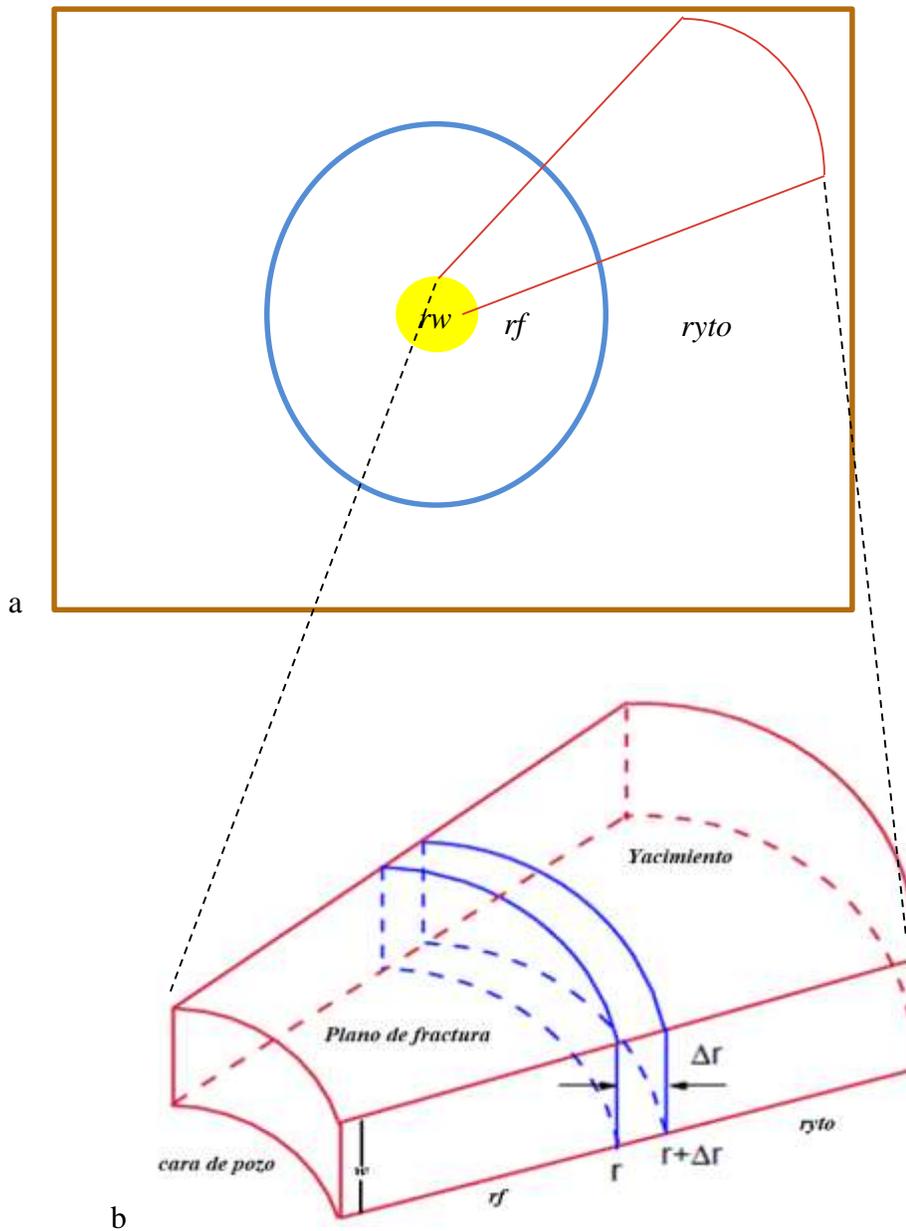


Figura 21(a): vista superior de la geometría de estudio (b): sección lateral de la zona de estudio; Modificada de Escobar 2003

En la Figura 21 (b) se evidencia la continuación de flujo del plano de fractura hacia el yacimiento a través de zonas permeables. En esas zonas la velocidad es más lenta ya que la presión no incrementa tan rápido como en el plano de fractura, de acuerdo a con lo reportado en la

literatura. En la Figura 22 se muestra como sería el flujo de la fractura hacia la formación, quitando la restricción de que las paredes del plano de fractura sean impermeables.

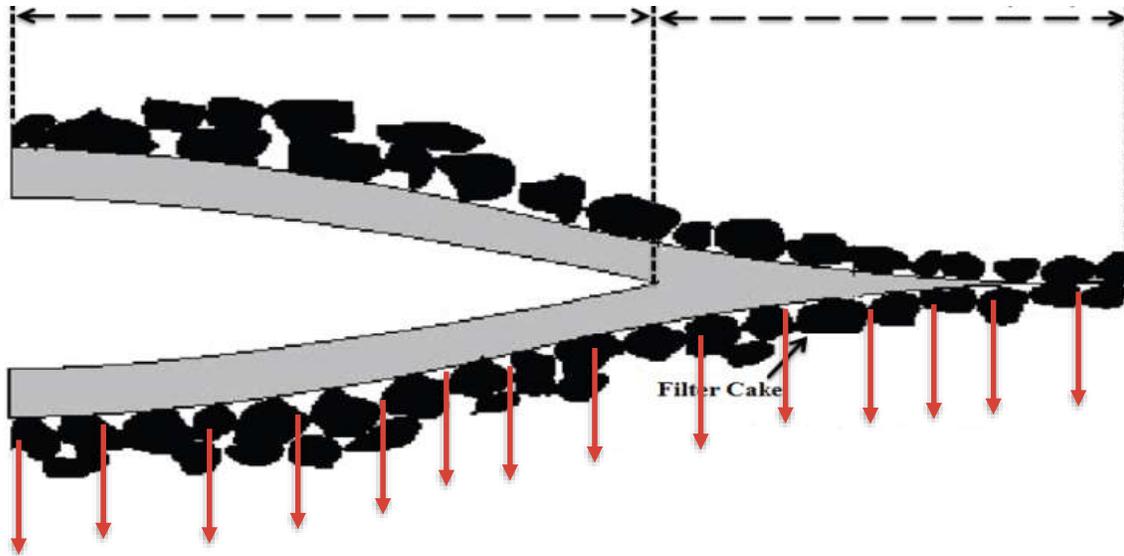


Figura 22: Flujo a través de las paredes de fractura. Modificado de Salehi et al 2011

En la Figura 22 se evidencia la dirección de flujo a través de las paredes permeables, como se mencionó anteriormente, la velocidad de flujo es diferente en las dos zonas de estudio (plano de fractura y yacimiento), estos están relacionados mediante la Ley de Continuidad descrita mediante el siguiente modelamiento.

4.1.1 Balance de masa para plano de fractura en coordenadas radiales y lineales.

$$masa\ entra - masa\ sale = masa\ que\ se\ acumula$$

$$(v_r * A * \rho * dt)_{r+\Delta r} - (v_r * A * \rho * dt)_r = (Vol * \rho)_{t+\Delta t} - (Vol * \rho)_t \quad Ecuacion\ 15$$

$$A = 2\pi r w$$

$$Vol = 2\pi r w dr$$

$$\begin{aligned} & (v_r * 2\pi r w * \rho * dt)_{r+\Delta r} - (v_r * 2\pi r w * \rho * dt)_r \\ & = (2\pi r w dr * \rho)_{t+\Delta t} - (2\pi r w dr * \rho)_t \end{aligned} \quad \text{Ecuación 16}$$

Simplificando $2\pi\rho$ factorizando dt y dr

$$\frac{1}{r} \frac{((v_r * r * w)_{r+\Delta r} - (v_r * r * w)_r)}{dr} = \frac{(w)_{t+\Delta t} - (w)_t}{dt} \quad \text{Ecuación 17}$$

Aplicando el concepto de derivada se llega a la siguiente expresión

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} (r * v_r * w) = \frac{d(w)}{dt} \quad \text{Ecuación 18}$$

Mediante la regla de la cadena se deriva y se llega a la expresión de la ley de continuidad para flujo en plano de fractura

$$\frac{1}{r} (v_r * w) + \frac{d}{dr} (v_r * w) = \frac{d(w)}{dt} \quad \text{Ecuación 19}$$

La Ecuación 19 representa la ley de continuidad para modelar el flujo a través del plano de fractura en coordenadas radiales. Este modelo es muy usado asumiendo fracturas horizontales, para modelar fracturas verticales se recomienda usar la Ecuación 19, pero en coordenadas lineales representada en la Ecuación 20.

$$\frac{d}{dx} (v_x * w) + \frac{d}{dy} (v_y * w) = \frac{d(w)}{dt} \quad \text{Ecuación 20}$$

La Ecuación 20 modela el flujo en coordenadas lineales a través del plano de fractura, en los dos casos w es el ancho de fractura y v la velocidad en cualquier dirección de acuerdo a la geometría de estudio v_x , v_y o v_r ; el siguiente paso es encontrar el balance para la zona permeable.

4.1.2 Balance de masa para la zona permeable

masa entra – masa sale = masa que se acumula

$$(v_r * A * \rho * dt)_{r+\Delta r} - (v_r * A * \rho * dt)_r = (Vol * \rho)_{t+\Delta t} - (Vol * \rho)_t \quad \text{Ecuacion 21}$$

$$v_r = \frac{k \partial p}{\mu \partial r}$$

$$m = 2\pi r h \frac{k \partial p}{\mu \partial r} * \rho * dt$$

$$Vol = 2\pi r h \phi dr$$

Remplazando cada uno de los términos en la Ecuación 21 se obtiene la Ecuación 22

$$\begin{aligned} & \left(2\pi r h \frac{k \partial p}{\mu \partial r} * \rho * dt \right)_{r+\Delta r} - \left(2\pi r h \frac{k \partial p}{\mu \partial r} * \rho * dt \right)_r \\ & = (2\pi r h \phi dr * \rho)_{t+\Delta t} - (2\pi r h \phi dr * \rho)_t \end{aligned} \quad \text{Ecuación 22}$$

Simplificando $2\pi h$ y factorizando dt y dr

$$\frac{1}{r} \left(\left(r \frac{k \partial p}{\mu \partial r} * \rho \right)_{r+\Delta r} - \left(r \frac{k \partial p}{\mu \partial r} * \rho \right)_r \right) = \frac{(\phi * \rho)_{t+\Delta t} - (\phi * \rho)_t}{dt} \quad \text{Ecuación 23}$$

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r * \rho \frac{k \partial p}{\mu \partial r} \right) = \frac{d(\rho \phi)}{dt} \quad \text{Ecuación 24}$$

Derivando la Ecuación 24 y remplazando por la relación entre la densidad y la presión se obtiene la Ecuación 27, la cual sirve para modelar los cambios de presión debidos al flujo a través de las zonas permeables.

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r * \rho \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial \phi}{\partial t} * \rho + \frac{\partial \rho}{\partial t} * \phi \quad \text{Ecuación 25}$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \rho * c_r * \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{Ecuación 26}$$

$$\frac{1}{r} \frac{dp}{dr} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{c_r * \mu * \phi}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{Ecuación 27}$$

Al igual que el modelo para flujo a través del plano de fractura, este también se puede presentar para coordenadas lineales, como se describe en la Ecuación 28. Para realizar el respectivo acople se deben relacionar por una variable, en este caso la presión, ya que los dos modelos tienen en común que cuantifican la evolución de la presión en función del tiempo y la distancia (Ecuaciones 19 y 27)

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{c_r * \mu * \phi}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{Ecuación 28}$$

Para finalizar la derivación de los modelos usados, es necesario encontrar una expresión que calcule la velocidad de flujo en el plano de fractura, la cual posteriormente se reemplaza en las Ecuaciones 19 y 20. Para el caso de la velocidad en el plano, esta depende del tipo de reología y la Ecuación de momento como se evidencia a continuación.

4.1.3 Velocidad en el plano de fractura.

Continuando con la derivación del modelo a utilizar, la velocidad a través del plano de fractura depende del balance de momento y del tipo de reología que se estudie. Mediante el balance de momento se llega a una expresión que relaciona el esfuerzo de corte de un fluido con la variación

de presión y el ancho de fractura, como lo evidencia el trabajo de VITTORIO DI FEDERICO (1998) mediante la siguiente demostración.

$$\tau_{zx} = z * \frac{\partial p}{\partial r} \quad \text{Ecuación 29}$$

Primero se analizará la ley de potencia (Ecuación 2) para modelar la reología del lodo, esta Ecuación escrita en términos de velocidad se evidencia en la Ecuación 30.

$$\tau_{zx} = -m \left(\frac{\partial v_r}{\partial z} \right)^n \quad \text{Ecuación 30}$$

Al igualar los dos esfuerzos de corte e integrar, siendo los límites de integración +/- W/2 se obtiene una expresión para la velocidad de flujo como se evidencia en la Ecuación 31.

$$z * \frac{\partial p}{\partial r} = -m \left(\frac{\partial v_r}{\partial z} \right)^n \quad \text{Ecuación 31}$$

$$\int \left(-\frac{z}{m} * \frac{\partial p}{\partial r} \right)^{1/n} * \partial z = \int \partial v_r \quad \text{Ecuación 32}$$

$$\left(-\frac{1}{m} * \frac{\partial p}{\partial r} \right)^{1/n} \int (z)^{1/n} * \partial z = \int \partial v_r \quad \text{Ecuación 33}$$

$$-\frac{1}{m^{1/n} * \frac{1}{n} + 1} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^{1/n} (z)^{\frac{1}{n}+1} + c = v_r \quad \text{Ecuación 34}$$

Como la velocidad es cero en los extremos cuando z=w/2

$$\frac{1}{m^{1/n} * \frac{1}{n} + 1} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^{1/n} \frac{(w)^{\frac{1}{n}+1}}{(2)^{\frac{1}{n}+1}} = c \quad \text{Ecuación 35}$$

Reemplazando la constante de integración se obtiene

$$\frac{1}{m^{\frac{1}{n}} * \frac{1}{n} + 1} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^{\frac{1}{n}} \left(\frac{(w)^{\frac{1}{n}+1}}{(2)^{\frac{1}{n}+1}} - (z)^{\frac{1}{n}+1} \right) = v_r \quad \text{Ecuación 36}$$

La Ecuación 36 representa la velocidad en el ancho de fractura, la velocidad promedio está dada por la Ecuación 37 y es la utilizada en los trabajos analizados anteriormente.

$$v = - \frac{nw^{(n+1)/n}}{(2n + 1)2^{(n+1)/n} * m^{1/n}} \frac{\partial p^{1/n}}{\partial r} \quad \text{Ecuación 37}$$

Para el caso de modelar la ley de potencia modificada (Ecuación 38), la expresión para la velocidad está dada mediante la Ecuación 39.

$$\tau_{zx} = \tau_y - m \left(\frac{\partial v_r}{\partial z} \right)^n \quad \text{Ecuación 38}$$

$$v = \frac{nw^{\frac{n+1}{n}}}{(2n + 1)2^{\frac{n+1}{n}} * m^{\frac{1}{n}}} \left(- \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{2n + 1}{n + 1} * \frac{2\tau_y}{w} \right)^{1/n} \quad \text{Ecuación 39}$$

Remplazando las Ecuaciones 39 o 37 en las Ecuaciones 19 o 20 se puede hallar la distribución de presión en el plano de fractura, como se evidenció en las gráficas 10 y 15, indicando que el incremento de presión se da rápidamente, por lo tanto, la tasa de pérdidas baja a cero. Si se acoplan las Ecuaciones anteriores con la Ecuación 27 para flujo radial o 28 para flujo lineal, se obtiene la distribución de presión en el plano de fractura y yacimiento.

4.1.4 Aplicación flujo radial fractura horizontal

Remplazando la Ecuación 37 en la 19 para flujo en la fractura y acoplando con la Ecuación 27 para el flujo radial, se obtiene la distribución de presión en yacimiento y fractura (Figura 23 a,b,c,d). Se realizó el modelamiento para un minuto, dado que la presión sube rápidamente en el plano de fractura y luego permanece constante como se evidencia en la Figura 24.

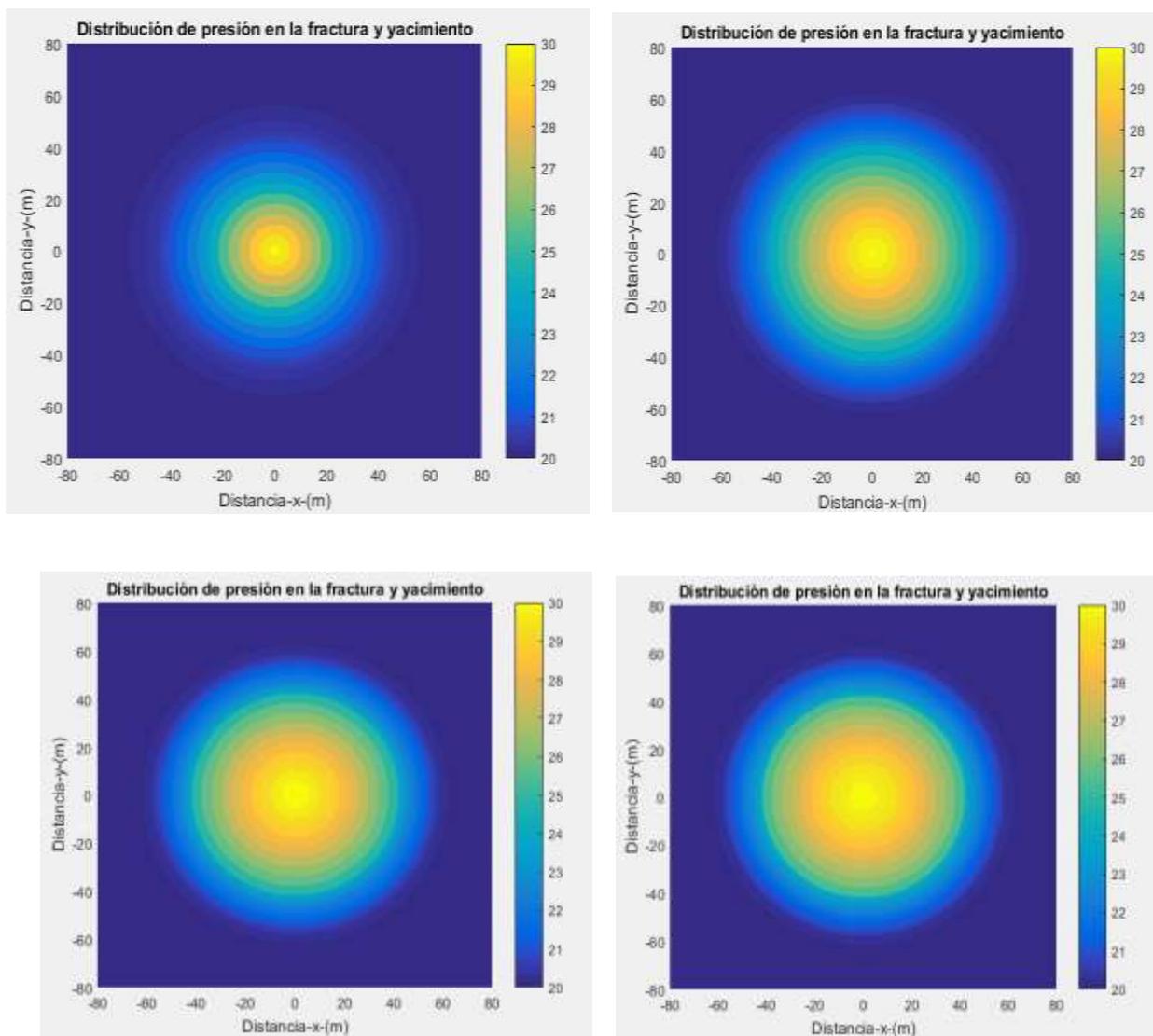


Figura 23 (a): Distribución de presión 1 seg. (b): 3 seg. (c): 5 seg. (d): 60 seg para una fractura horizontal de 40 m.

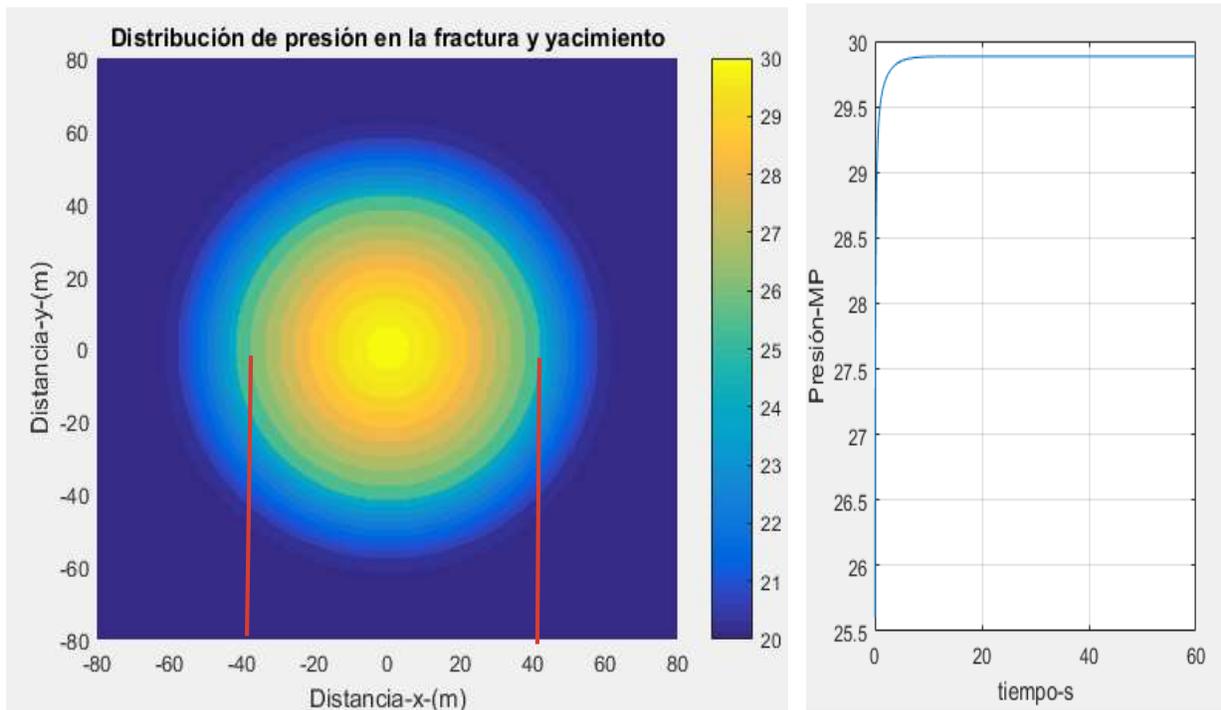


Figura 24: Distribución de presión en fractura y yacimiento para un plano de 40 metros, fractura horizontal fluido no newtoniano-ley de potencia.

En la Figura 23a, que corresponde a la evolución de la presión para el primer segundo, se observan aun bajas presiones en el plano de fractura, diferente a lo que presenta en Figura 9, en la cual entre 1 y 2 segundos la presión alcanza su valor máximo. Lo mencionado anteriormente no ocurre en la Figura 23, debido a la zona permeable lo cual hace que la onda de presión avance al yacimiento. Para las gráficas 23 b y c que corresponden a 3 y 5 segundos ya se observa un incremento mayor de presión similar a la 23 d, lo cual indica que la presión incrementa rápidamente en el plano de fractura, confirmando lo que dice la teoría, pero no alcanza el valor máximo ya que se asumen paredes permeables, por lo tanto, la presión tiende a un valor constante y por consiguiente el caudal también, como se muestra en Figura 25. Además, en esta gráfica se

realiza una comparación entre la tasa de pérdidas registradas en un plano de fractura permeable con respecto a uno impermeable.

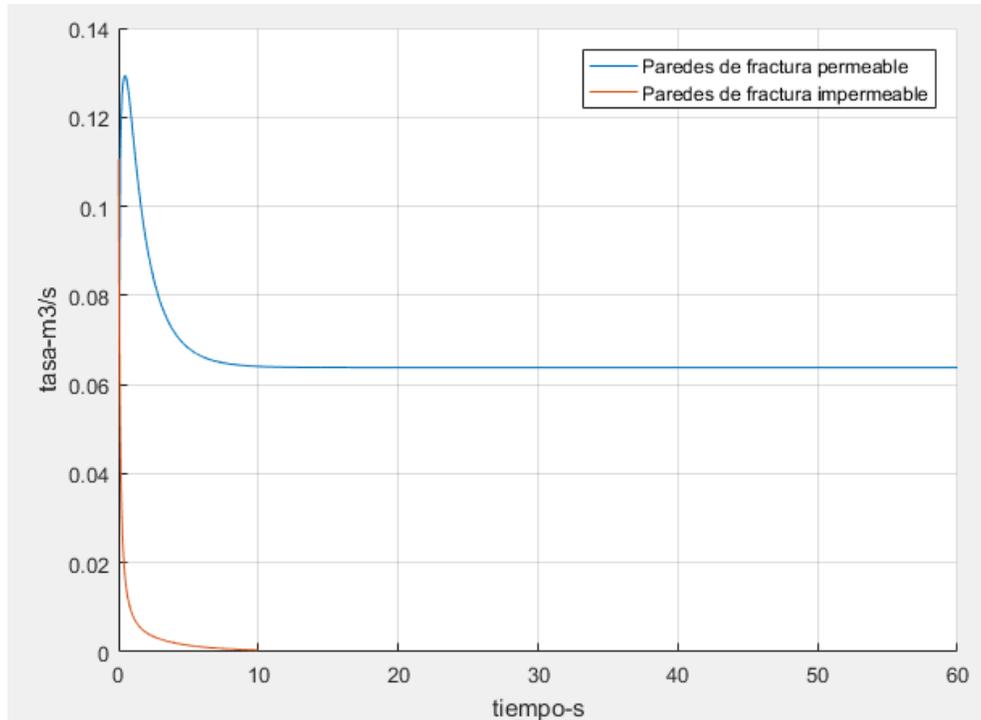


Figura 25: Comparación entre tasa de flujo en un plano de fractura de 40 metros para una zona permeable e impermeable.

Como se evidencia en la Figura 25, para el caso de paredes impermeables, la tasa de flujo rápidamente cae a un valor de cero, mientras que, si se hace el respectivo acople, la tasa de flujo tiende a un valor constante, lo cual es más acorde con la realidad, donde se presentan altas tasas de pérdidas.

Algunos tipos de lodos de perforación se rigen más por la ley de potencia modificada, ya que plantea un esfuerzo inicial para empezar el movimiento del fluido. En la Figura 26 se observa una

comparación de las tasas de flujo para paredes de fractura permeables en impermeables, teniendo en cuenta la ley de potencia y ley de potencia modificada.

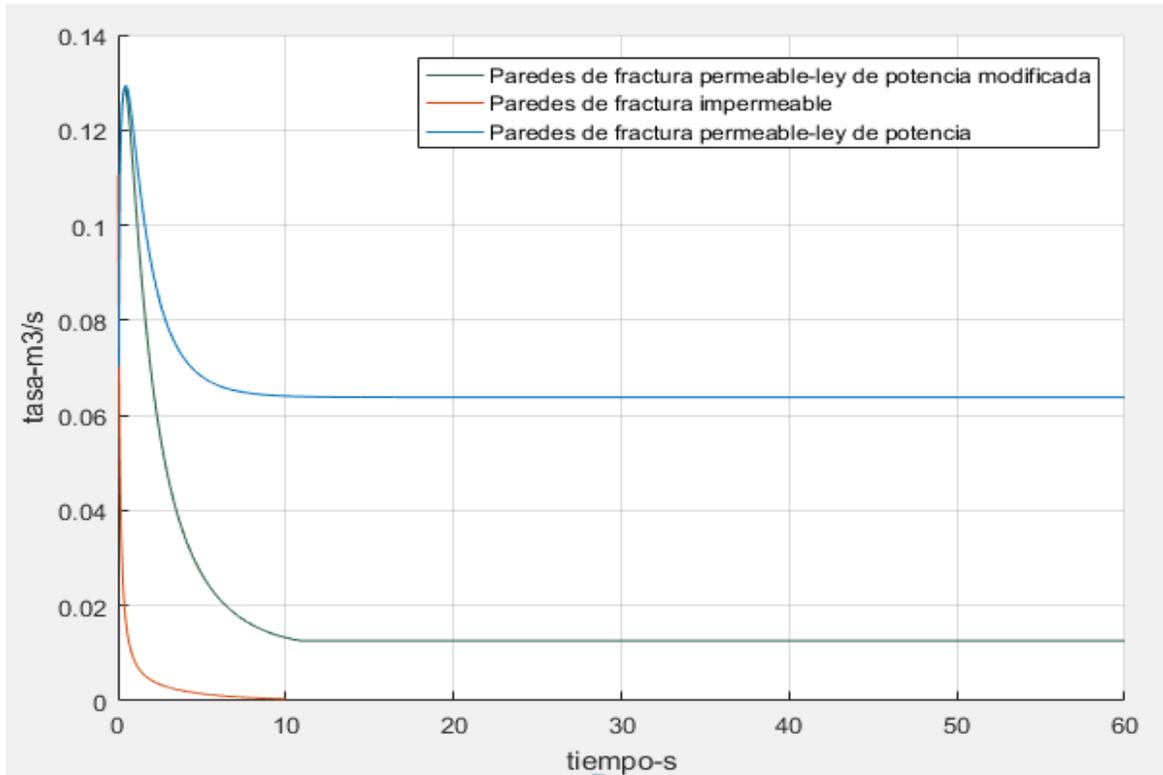


Figura 26: tasa de flujo para modelo acoplado e impermeable, analizando la ley de potencia y potencia modificada.

4.1.5 Aplicación flujo lineal fractura vertical

Las fracturas pueden ser horizontales, verticales, o inclinadas. Según algunos autores mencionados en capítulos anteriores, modelar de forma horizontal es una buena aproximación, asumiendo que el flujo en las paredes en la parte inferior se compensa con el de la parte superior. Por lo tanto, se modeló una fractura vertical asumiendo flujo lineal. En este caso, para los primeros segundos la presión dentro del plano de fractura incrementa rápidamente, tal como sucede en la

fractura horizontal, como se evidencia en las Figuras 27 y 28. Cabe resaltar que se conserva la misma área propuesta en la fractura horizontal con un radio de 40 metros.

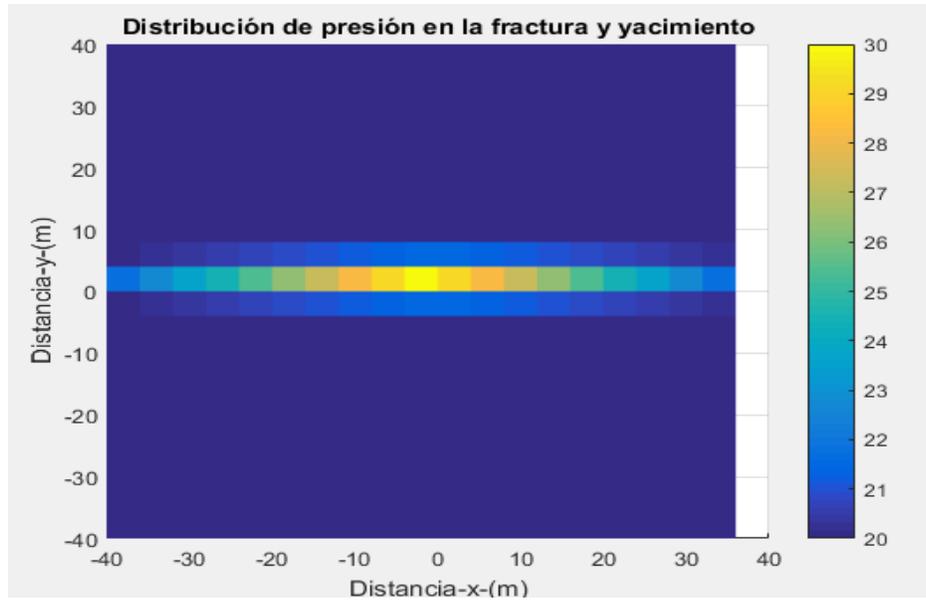


Figura 27: Vista superior de la distribución de presión para una fractura vertical, asumiendo que las paredes son permeables.

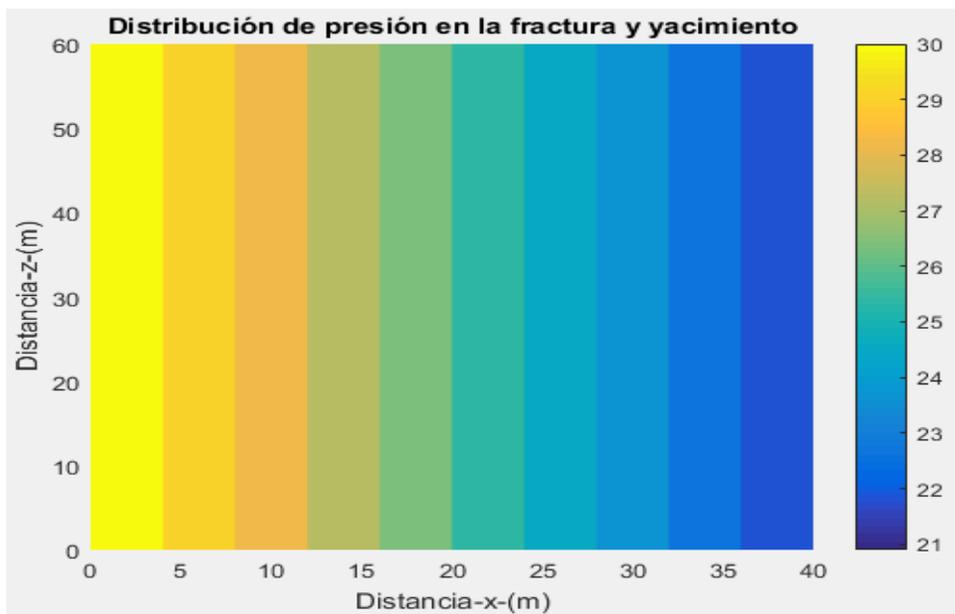


Figura 28: Vista lateral de la distribución de presión para una fractura vertical, asumiendo que las paredes son permeables.

Analizando la distribución de presión para un tiempo posterior, bajo las mismas condiciones de la fractura horizontal, se evidencia un flujo de pérdidas de filtrado a través de la zona permeable. Para el caso de fracturas verticales asociado a régimen normal o rumbo-deslizante (ver tabla 1), se puede presentar flujo lateral, sin que sea afectado por la segregación gravitacional como puede ocurrir en las fracturas horizontales. En la Figura 29 se observa la distribución de presión en fractura y yacimiento.



Figura 29: Distribución de presión en plano de fractura y yacimiento, luego de un minuto con la misma área de la fractura horizontal.

De acuerdo a algunos autores como Lavrov y Tronvoll, (2006), para profundidades someras donde pueden ocurrir fracturas horizontales, la diferencia entre la tasa de pérdidas de una fractura vertical y horizontal se representa en un pico inicial más alto. En este caso, se comparó el modelo acoplado horizontal con el acoplado vertical, bajo las mismas condiciones de diferencial de presión

(10 MP), igual área, propiedades de lodo y yacimiento. La respectiva comparación se evidencia en la Figura 30.

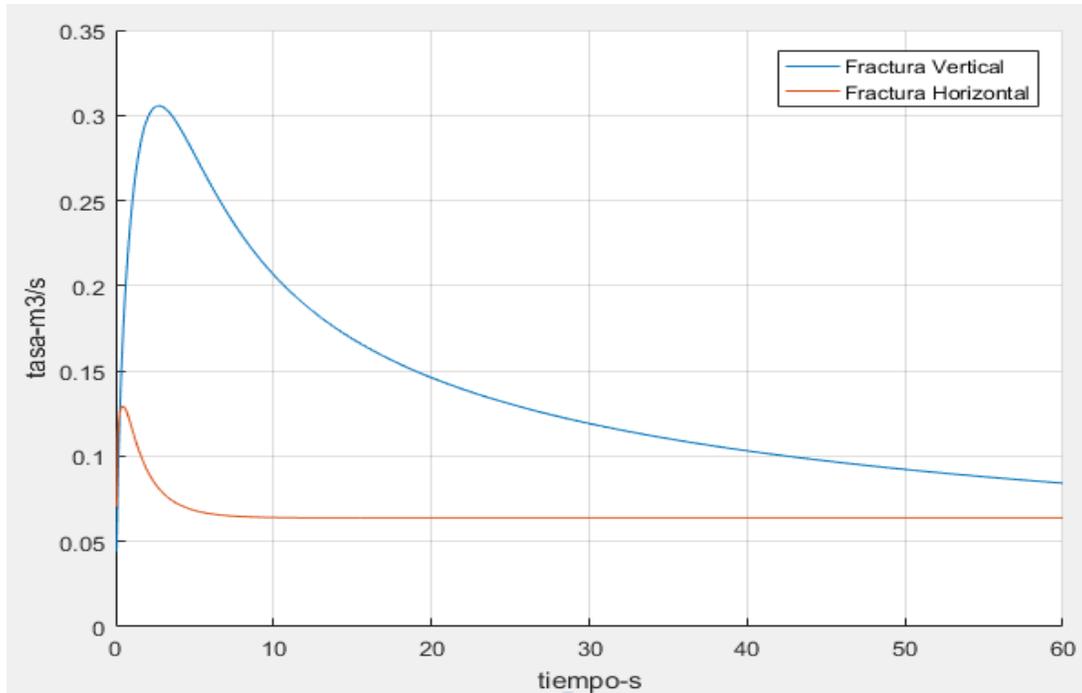


Figura 30: Tasa de pérdidas para una fractura horizontal y vertical bajo las mismas condiciones operacionales y reológicas

La Figura 30 evidencia la diferencia en la tasa de pérdidas de una fractura horizontal y una vertical, confirmando lo reportado en la literatura. La diferencia más notable se presenta en el pico inicial y posteriormente tiende a una tasa constante, por estar acoplado a la zona permeable. Las altas tasas de pérdidas son ocasionadas diferencial de presión considerado 10 MP, el cual equivale a 1450 psi aproximadamente.

Luego de analizar todos los modelos y realizar el respectivo acople, el siguiente paso fue analizar el efecto de algunas variables como es el caso del diferencial de presión, dado que esta

variable cambia en profundidad. Como caso base para el modelamiento se utilizaron fracturas verticales debido a que estas se presentan con mayor frecuencia en yacimiento.

4.1.6 Efecto de las variables principales, sobre la tasa de pérdidas.

Continuando con la investigación, luego de analizar modelos y diferentes reologías, la fractura vertical es la más común, por lo tanto, se realizó un análisis de variables donde el modelo base fue una fractura vertical, con paredes de la fractura permeables y reología de la Ley de Potencia. En la Figura 31 se observa el efecto del diferencial de presión. Los volúmenes de pérdidas acumulados están expresados en barriles por hora, ya que en estas unidades son reportados en campo, mientras que, las tasas de pérdidas si están expresadas en unidades internacionales.

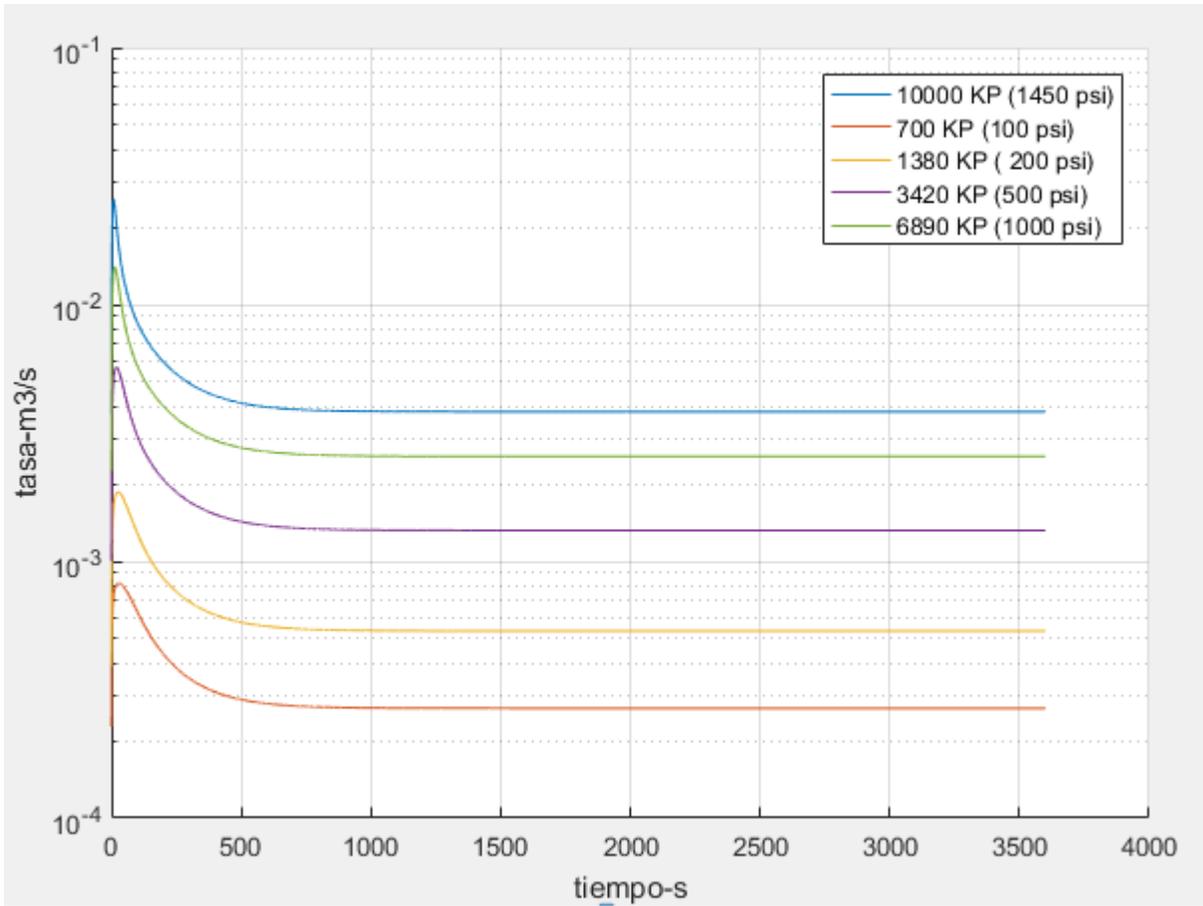


Figura 31: Tasa de pérdidas para diferentes sobrepresiones, a través de una fractura vertical con paredes permeables de 1D y ancho de fractura inicial de 100 μ m.

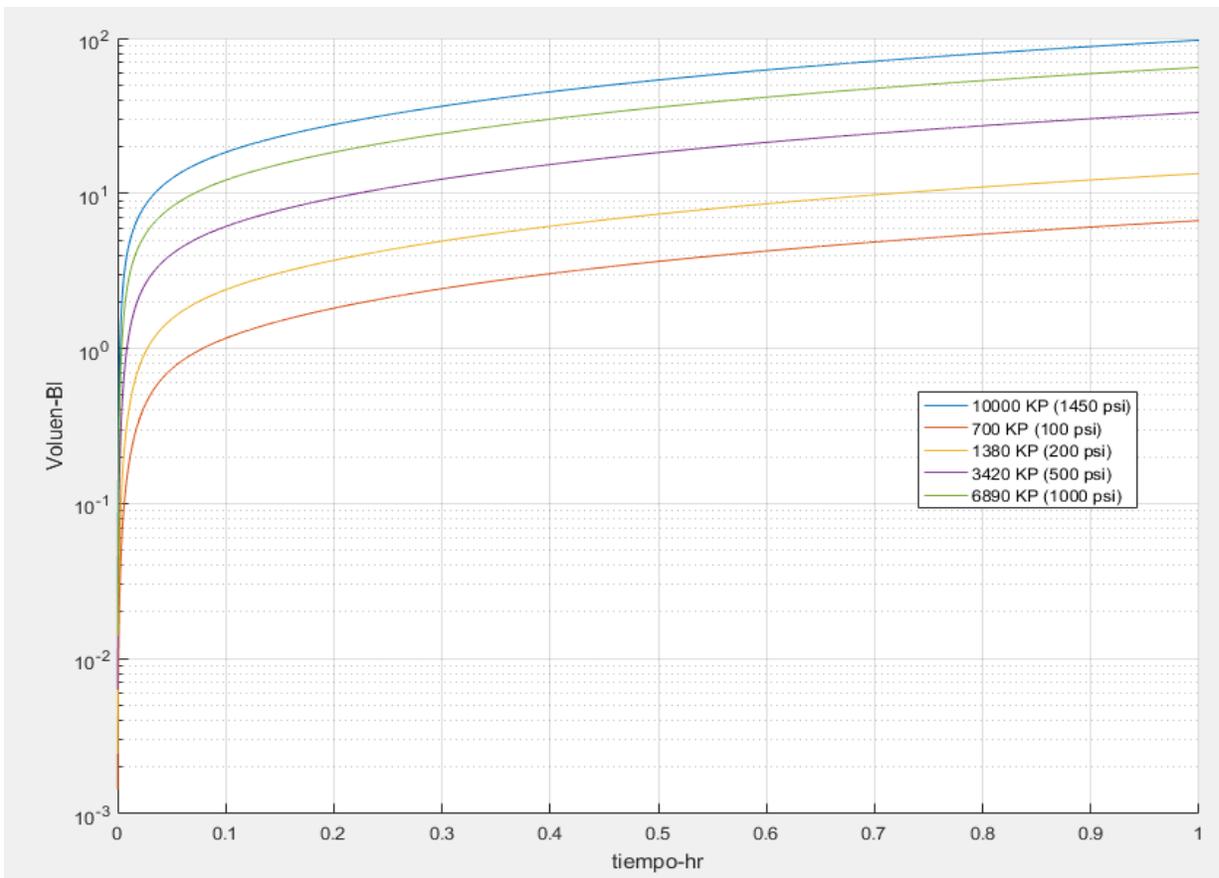
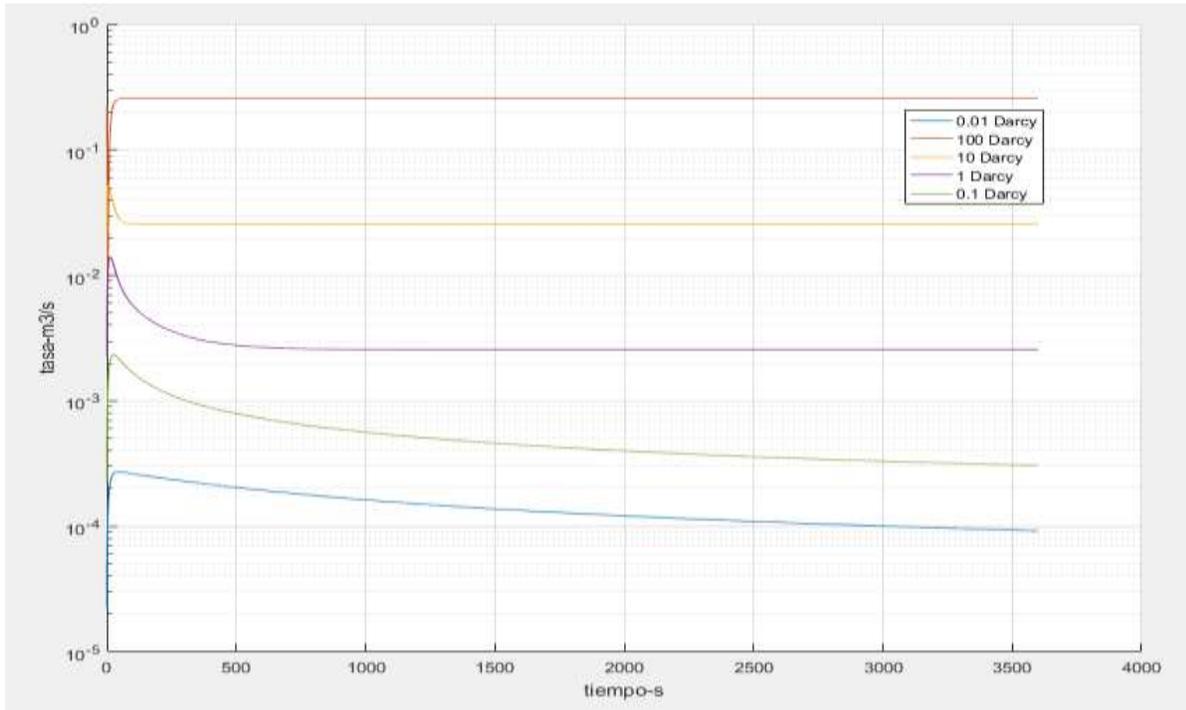


Figura 32: Pérdidas acumuladas para diferentes sobrepresiones, a través de una fractura vertical con paredes permeables de 1D y ancho de fractura inicial de 100 μ m.

En las Figuras 31 y 32 se evidencia el impacto del diferencial de presión en la tasa de pérdidas. Esta variable puede ser controlada mediante la densidad del lodo, por ejemplo, si se tiene un diferencial de presión entre 100 y 200 psi, la pérdida solo será de 5 a 10 barriles en una hora, para un ancho de fractura de 100 μ m. La siguiente variable a analizar es la permeabilidad de la formación, debido a que esta se relaciona directamente con el flujo.

a



b

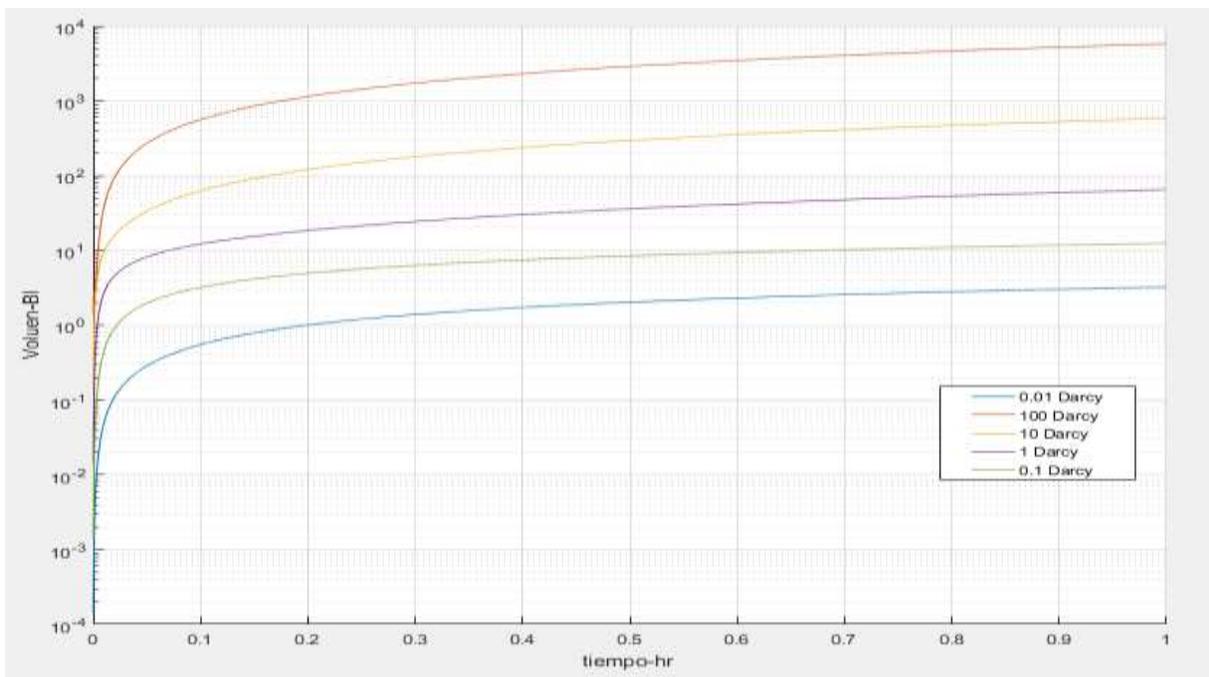


Figura 33(a), Tasa de pérdidas (b): Volumen acumulado para diferentes valores de permeabilidad, asumiendo fractura vertical con sobrepresión de 1000 psi (6890 KP).

En la Figura 33 a y b se evidencia el efecto de la permeabilidad de la formación sobre la tasa de pérdidas y volumen acumulado. De la Figura anterior se puede deducir que esta variable genera un alto impacto, así como la presión; sin embargo, esta variable no puede ser contralada, no obstante, si se logra entender su efecto sobre la tasa de pérdidas, se puede optar por medidas correctivas, las cuales se pueden aplicar, siempre y cuando la relación costo beneficio sea atractiva.

De acuerdo con algunos autores mencionados anteriormente, la evolución de la presión dentro del plano de fractura, se da en los primeros segundos como se evidenció en las Figuras 9 y 10. Este incremento de presión puede demorar un poco más, cuando el lodo se rige por la Ley de Potencia Modificada, pero igual se da en los primeros 3 segundos, tal como se mostró en la Figura 15. Finalmente al acoplar el modelo con la formación permeable, la presión en el plano no alcanza su máximo valor, pero tiende rápidamente a un valor constante como se representó en la Figura 23 a,b,c,d. Por lo tanto, el efecto del ancho de fractura está relacionado directamente con el efecto de la variación de sobrepresión, y se evidencia en el pico de la tasa de pérdidas para los primeros segundos.

Para finalizar el análisis de variables, se estudió la viscosidad del fluido cuyos resultados se muestran en la Figura 34. Cabe resaltar que el arrastre de los ripios depende de la viscosidad, por lo tanto, se debe mantener un valor apropiado sin mayor variación. En esta Figura se muestra claramente que, a mayor viscosidad, se presenta menor pérdidas de lodo.

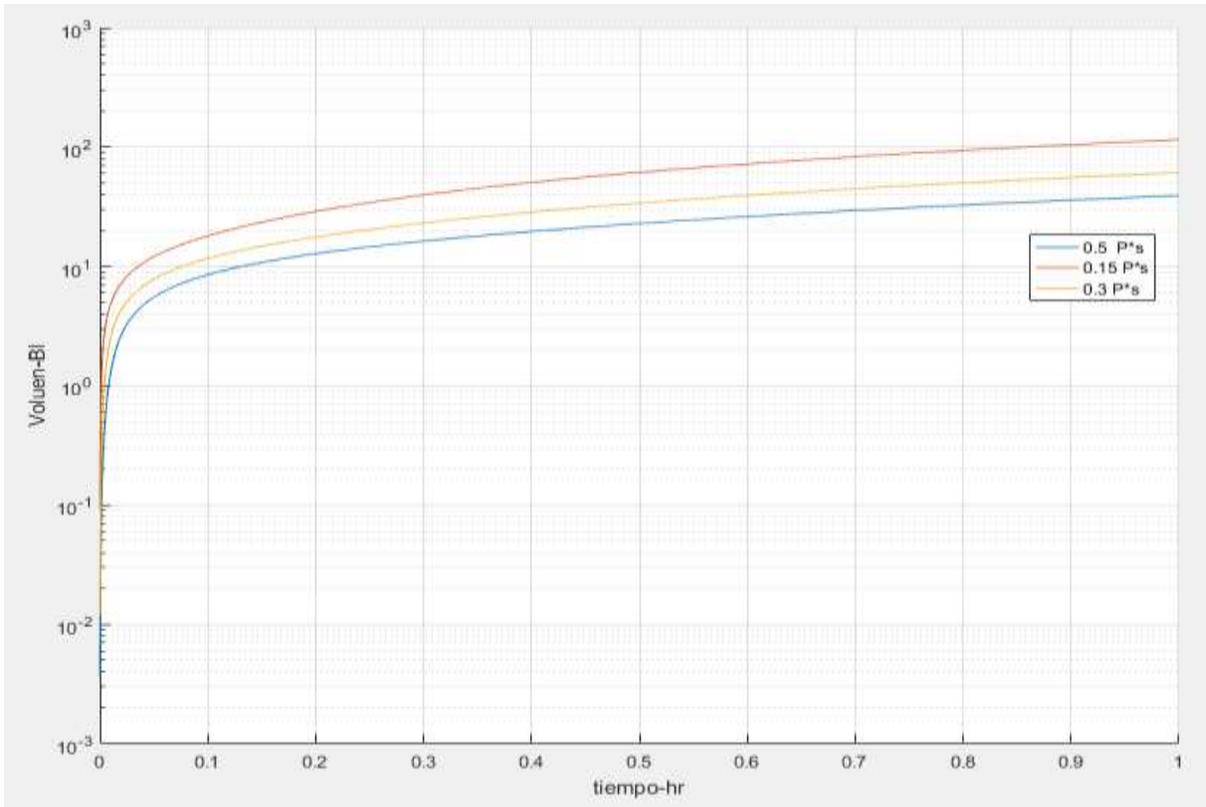
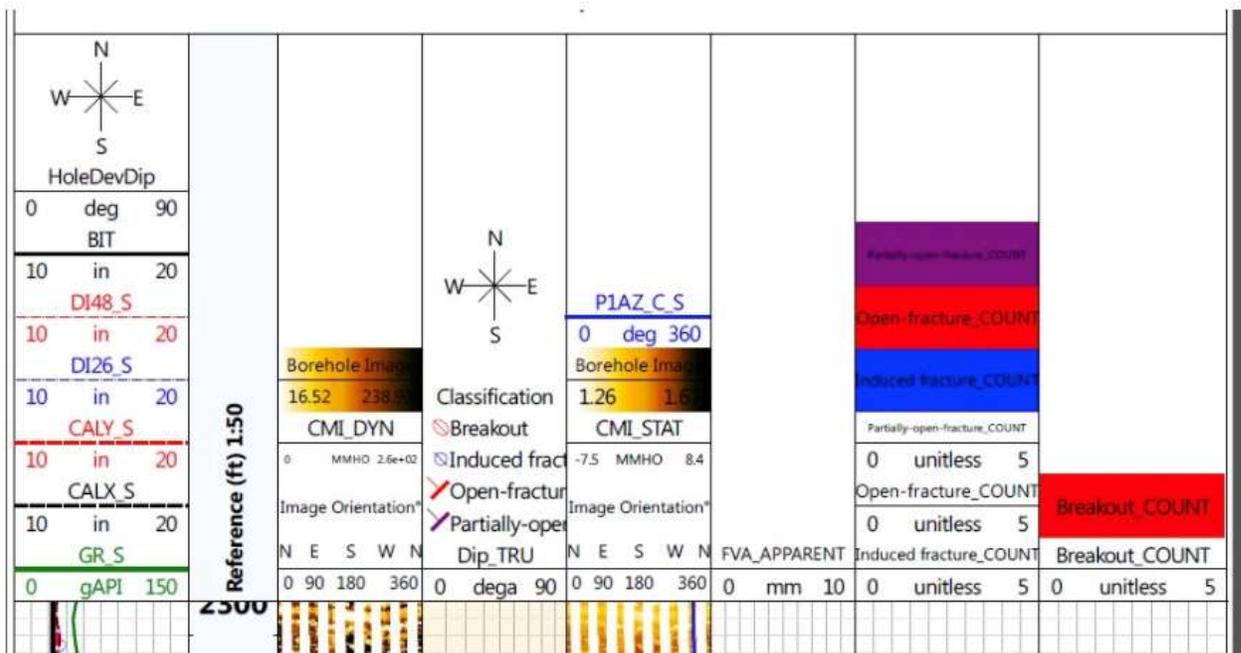


Figura 34: Volumen de pérdidas de lodo para diferentes valores de viscosidad, asumiendo fractura vertical con sobrepresión de 1000 psi (6890 KP) y 1 D de permeabilidad.

5. Aplicación a un campo colombiano

Luego de revisar los principales modelos aplicados en la literatura y realizar el respectivo acople, asumiendo que las paredes de fractura son permeables, se lograron analizar los posibles escenarios con los tipos de fluido y geometría de fractura. En este capítulo, se mostrará una aplicación a un pozo colombiano, el cual presentó una tasa de pérdidas de 300 Bb/hr. La reología del lodo utiliza un exponente de la Ley de Potencia de $n = 0.6$ y un índice de consistencia de alrededor de $K=2.02 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$. La presión de formación presenta un gradiente normal de 0.43 psi/ft y el peso del lodo genera un gradiente de 0.577 psi/ft. En la Figura 35 se observa la geometría de la fractura a analizar con el respectivo ancho, de acuerdo con lo reportado en los registros de imagen. A esa profundidad, el diferencial de presión es de $\Delta p = 460 \text{ psi}$.



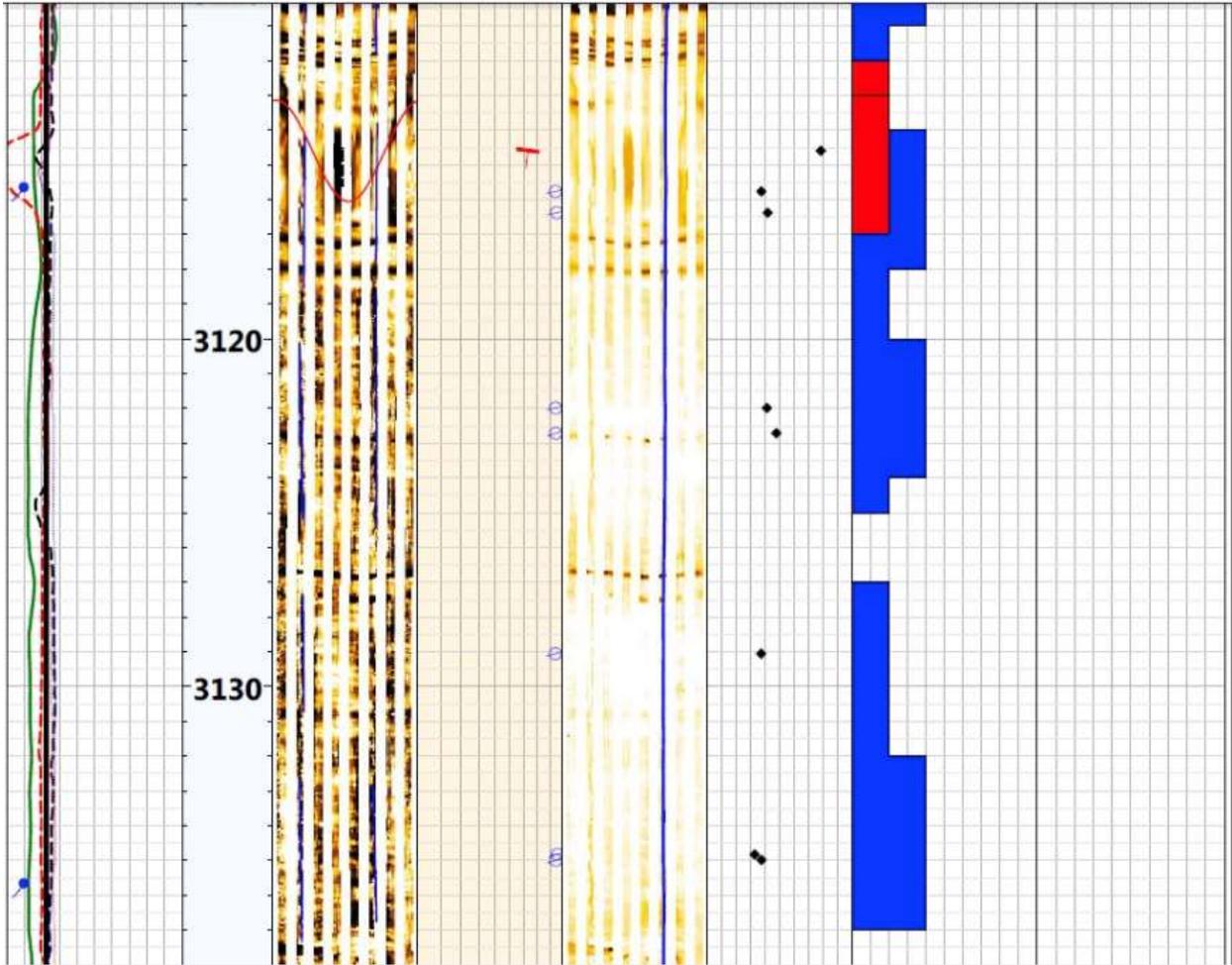


Figura 35: Características de la fractura de interés (ECOPETROL)

En la Figura anterior se evidencia que el promedio del ancho de fractura es de 3 mm, con esta información y la reportada en el párrafo anterior, se puede realizar una aplicación asumiendo fractura vertical, reología modelada mediante la Ley de Potencia y que las paredes de fractura son permeables. Los distintos escenarios se evidencian a continuación.

El primer escenario consiste en analizar los diferentes deltas de presión, bajo las mismas condiciones base presentadas anteriormente. En la Figura 36 se presentan las diferentes tasas asociadas a cada diferencial de presión.

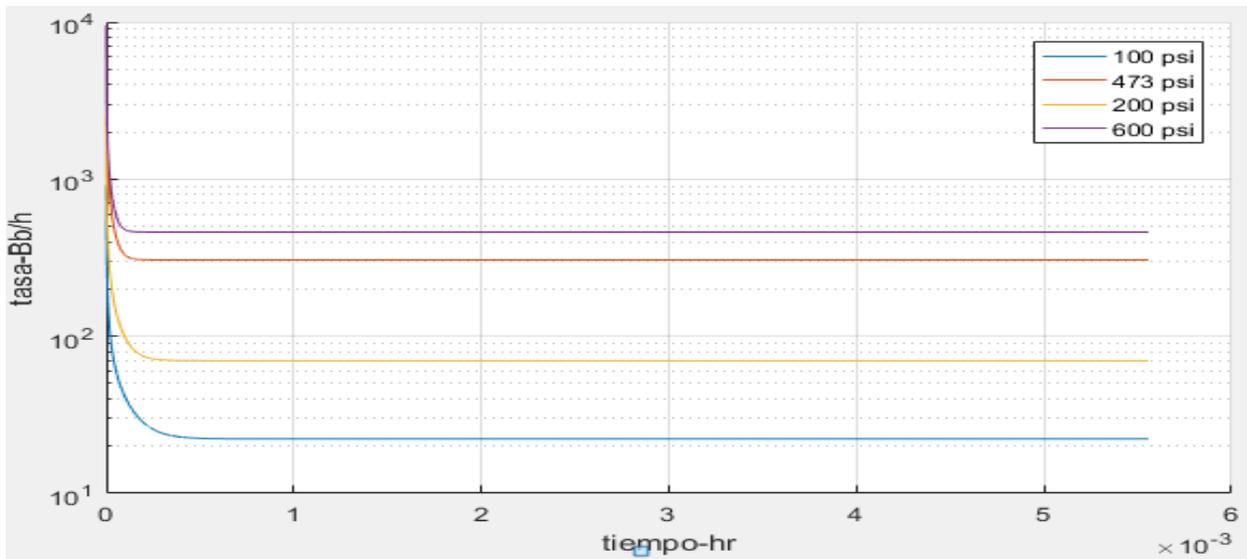


Figura 36: Tasas de pérdidas de lodo para diferentes sobrepresiones en una fractura vertical de un ancho aproximado de 3 mm.

El siguiente escenario a analizar consiste en la variación de permeabilidad en las paredes del pozo, lo cual se evidencia en la Figura 37.

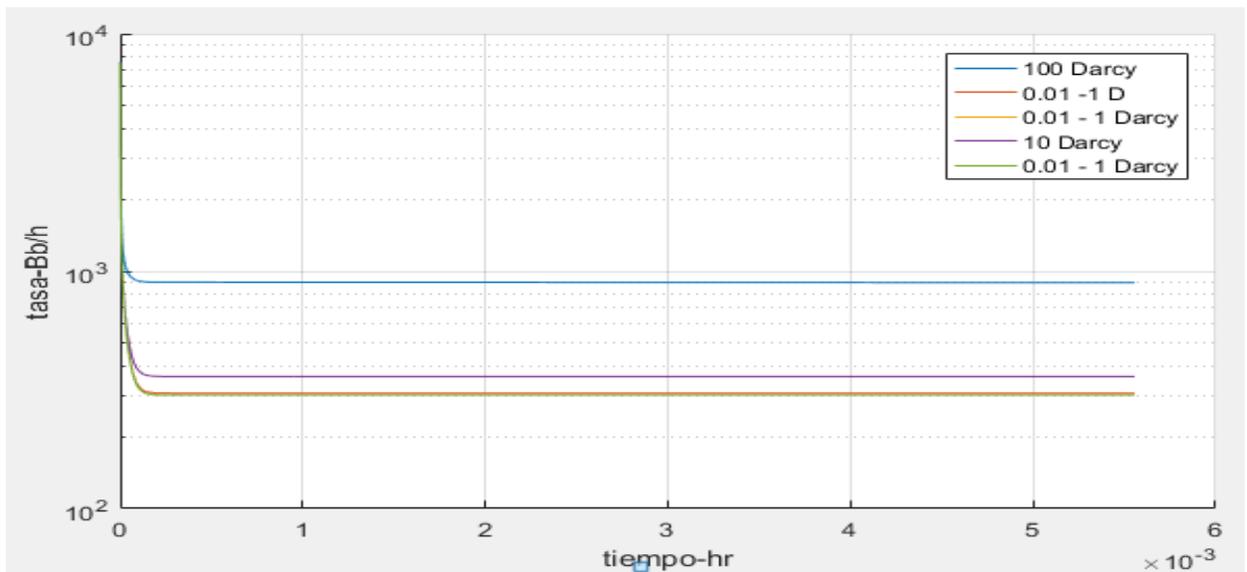


Figura 37: Tasa de pérdidas en una fractura vertical para diferentes permeabilidades de paredes de fractura con una sobrepresión de 480 psi.

En la Figura anterior se observa que con altas permeabilidades se puede llegar a tener una tasa de pérdidas de lodo cercana a los 900 Bb/hr.

Continuando con los escenarios, el siguiente caso a analizar es variar las respectivas permeabilidades con una sobrepresión de 200 psi, la finalidad de este caso es ver el efecto que genera disminuir la sobrepresión, ya que las características de la formación no se pueden modificar. Este efecto se evidencia en la Figura 38.

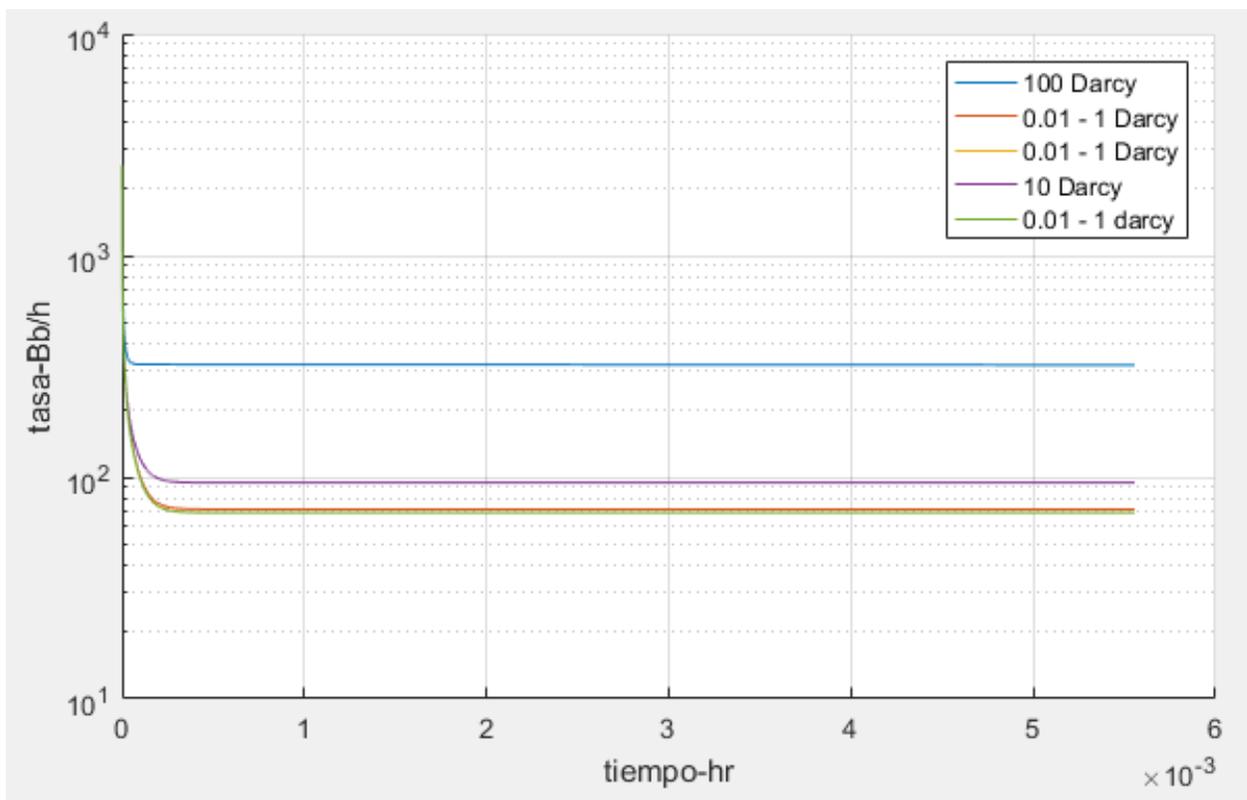


Figura 38: Tasa de pérdidas en una fractura vertical, para diferentes permeabilidades de paredes de fractura con una sobrepresión de 200 psi.

En la Figura 38 se puede observar que, bajo las mismas condiciones geométricas y operacionales, si la sobrepresión se logra bajar un 50%, la tasa de pérdidas puede pasar de 900

Bb/hr a 300 Bb/hr, lo cual resalta la importancia de manejar un ECD controlado que evite el colapso y adicional a ello disminuya la tasa de pérdidas.

Los siguientes escenarios a analizar son la viscosidad asociada a la reología del lodo, lo cual se presenta en la Figura 39 y el efecto del ancho de fractura en la Figura 40. Cabe resaltar que todos los escenarios son planteados con la misma longitud de fractura.

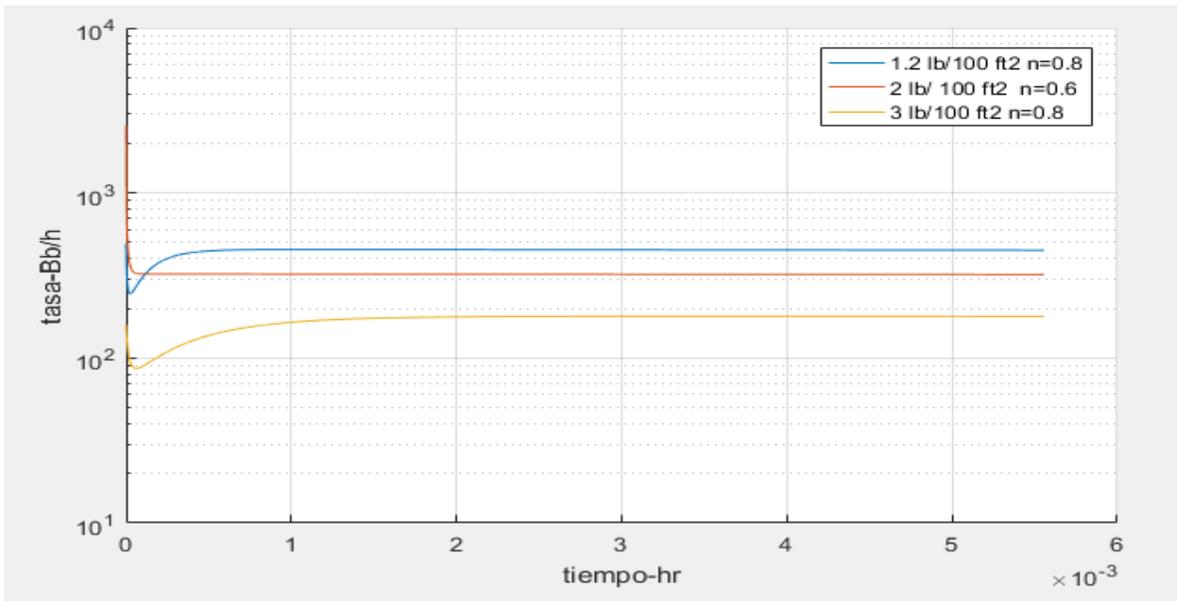


Figura 39: Tasa de pérdidas del lodo en una fractura vertical, para diferentes reologías del lodo, con una sobrepresión de 200 psi y permeabilidad de fractura de 100 D.

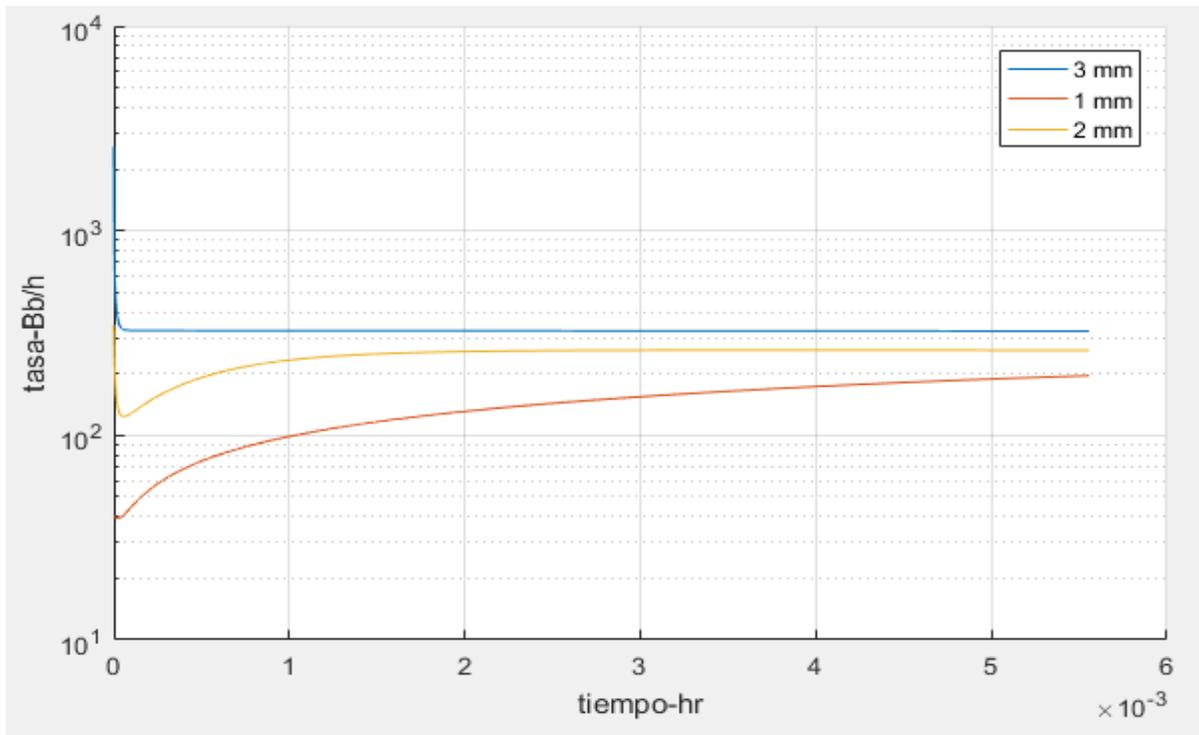


Figura 40: Tasa de pérdidas del lodo en una fractura vertical, para diferentes anchos de fractura con una sobrepresión de 200 psi y 100 D

En la Figura 39, en la cual se analizan las variaciones en la reología, se observa que, para altas viscosidades, la tasa de pérdidas es menor; sin embargo, esta propiedad no se puede alterar tan fácilmente, ya que los aditivos pueden afectar el arrastre de ripios.

Finalmente, en el escenario de los diferentes anchos de fractura (Figura 40), el efecto en la tasa de pérdidas es importante al inicio, es decir, al momento de contactar la fractura, pero posteriormente la tasa se estabiliza a valores de pérdidas similares.

Al finalizar el estudio bajo los diferentes escenarios es importante comparar con los datos de pérdidas reportados en campo, el respectivo reporte se muestra en la Figura 41.



Figura 41: Reporte de tasa de pérdidas de lodo en campo.

Al comparar los resultados del modelo aplicado en la Figura 36, con los datos reales de campo (Figura 41), se puede evidenciar que, para una sobrepresión de 473 psi, el modelo presenta una tasa cercana los 300 Bb/hr, lo cual concuerda con los datos pozo de estudio, confirmando que el modelo acoplado propuesto puede ser utilizado para representar este fenómeno y ver posibles escenarios de sobrepresión, logrando mantener pérdidas controladas.

6. Conclusiones

Realizando un acople entre velocidad de flujo en el plano de fractura y yacimiento, se logró caracterizar las pérdidas de circulación a través de formaciones fracturadas, mediante consideraciones que no son tenidas en cuenta en la literatura como considerar fractura con paredes permeables.

Al analizar las variables de las cuales depende el modelo acoplado se observa que, si el lodo se rige por la Ley de Potencia modificada, el fluido se detiene más rápido, por lo cual, se pueden generar menos pérdidas que cuando se modela mediante la Ley de Potencia normal.

Aplicando el acople propuesto para modelar pérdidas de circulación, se llega a una tasa constante y esto se pudo comprobar mediante información del campo de estudio.

De acuerdo con las simulaciones realizadas, se comprobó que la presión en el plano de fractura incrementa a un valor máximo en los primeros segundos, cuando las paredes de fractura son impermeables. Al realizar el acople se evidencia que también en los primeros segundos la presión incrementa en el plano de fractura, pero no llega a su máximo si no que tiende a un valor constante.

Analizando las variables de las que depende el modelo, se observa que la sobrepresión es la variable que más impacto genera sobre las pérdidas de circulación, seguida por la permeabilidad de fractura, sin embargo, esta última no puede ser modificada a diferencia de la presión la cual es función del peso del lodo.

Cuando la sobrepresión se logra bajar un 50%, la tasa de pérdidas puede pasar de 900 Bb/hr a 300 B/hr, lo cual resalta la importancia de manejar un ECD controlado, que evite el colapso y además permita que la tasa de pérdidas disminuya.

7. Recomendaciones

Cuando se analizan pérdidas de circulación a través de fracturas naturales, la presión en el plano de fractura aumente por tanto no se corre el riesgo de que la fractura se cierre ya que si estaba abierta con las condiciones iniciales permanecerá así durante la perforación pero cuando se detenga la perforación y la presión baje inferior a la presión inicial del plano de fractura, esta si se puede cerrar dependiendo de la inclinación y los esfuerzos in-situ, por tanto es recomendado analizar a más detalle el efecto de deformación geomecánica sobre este fenómeno en planos inclinados.

El algoritmo está diseñado para modelar una fractura a la vez, pero se puede realizar un algoritmo que integre varias fracturas y de diferente geometría lo cual hace más robusto y real la herramienta.

Al momento de realizar la discretización del modelo, al ser altamente no lineal por los modelos de reología hay que tener cuidado con los criterios de estabilidad por tanto se recomienda hacer pruebas suficientes para determinar estos criterios y asegurar que bajo cualquier condición geométrica el algoritmo se acerque a la realidad.

Referencias bibliografía

- Aguilera, Roberto. Naturally Fractured Reservoirs. 2 ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1995. 540p. ISBN 0-87814-449-8.
- Bedoya M, Cardona Natalia; Estudio comparativo de modelos reológicos para lodos de perforación; Universidad nacional de Colombia Sede Medellín; Facultad de minas; Escuela de procesos y energía Medellín 2009
- Donald A y Bratton T: “Advancements in Acoustic Technique for Evaluating Open Natural Fractures,”Transcripciones del 47o. Simposio Anual sobre Adquisición de Registros de la SPWLA, Veracruz, México, 4 al 7 de junio de 2006, artículo QQ
- Escobar, F. (2004). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva: Guadalupe Ltda.
- Ghalambor, A., Salehi, S., Shahri, M. P., & Karimi, M. (2014, February 26). Integrated Workflow for Lost Circulation Prediction. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/168123
- Lavrov, A., & Tronvoll, J. (2004, January 1). Modeling Mud Loss in Fractured Formations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/88700-MS
- Lavrov, A., & Tronvoll, J. (2005, January 1). Mechanics of Borehole Ballooning in Naturally-Fractured Formations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/93747-MS.
- Lavrov, A., & Tronvoll, J. (2006, January 1). Numerical Analysis of Radial Flow in a Natural Fracture: Applications in Drilling Performance and Reservoir Characterization. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/103564-MS

- Liétard, O., Unwin, T., Guillot, D.J. and Hodder, M.H.: “Fracture Width Logging While Drilling and Drilling Mud/Loss-Circulation-Material Selection Guidelines in Naturally Fractured Reservoirs”, SPE Drill. & Completion (September 1999) 14, 168.
- Majidi, R., Miska, S. Z., Thompson, L. G., & Yu, M. (2008, January 1). Quantitative Analysis of Mud Losses in Naturally Fractured Reservoirs: The Effect of Rheology. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/114130-MS
- Nelson, R.A “Geologic Analisis of Naturally fracture Reservoir (First edition)”, Gulf Publishing Company, Book División 1985
- Nelson, Ronald A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs / by R.A. Nelson.—2nd ed. p. cm. Includes bibliographical references and index. ISBN 0-88415-317-7 (alk. Paper)
- Salehi, S., & Nygaard, R. (2011, January 1). Evaluation of New Drilling Approach for Widening Operational Window: Implications for Wellbore Strengthening. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/140753-MS
- Sanfillippo, F., Brignoli, M., Santarelli, F. J., Bezzola, C. 1997. Characterization of conductive fractures while drilling. Paper SPE 38177 presented at the SPE European Formation Damage Conference, 2-3 June, The Hague, Netherlands.
- Shahri, M. P., Zeyghami, M., and Majidi, R. 2012. Investigation of fracture ballooning-breathing using an exponential deformation law and Herschel-Bulkley fluid model. Special Topics & Reviews in Porous Media-An International Journal, 3(4), 341–351.
- Stearns, D.W and Friedman, M “Reservoirs in fractured Rocks”, AAPG Memoir 1972 82 – 106
- Osorio A. Pinto E. Navas S. Trabajos de grado que actualmente se desarrollan en el GIEP - EIP- Universidad Industrial de Santander

Vittorio Di Federico DISTART, July 1997 Non-Newtonian Flow in a Variable Aperture

Fracture Idraulica, Universit`a di Bologna, Viale Risorgimento 2, Bologna 40136, Italy.

Vargas Silva, D. A., Carrillo, Z. C., & Tarazona, D. M. (2017, August 3). Numerical Modeling of Circulation Loss in Fractured Formations. International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering.