



Estudio del Transporte de Material de Control de Pérdidas en un Sistema Naturalmente Fracturado Durante Operaciones de Perforación

Kelly Lorena Díez Hernández

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2019

Estudio del Transporte de Material de Control de Pérdidas en un Sistema Naturalmente Fracturado Durante Operaciones de Perforación

Kelly Lorena Díez Hernández

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería - Ingeniería de Petróleos

Director:

Ph.D. Juan Manuel Mejía Cárdenas

Codirector:

M.Sc. Alejandro Restrepo Morales

Línea de Investigación:

Daño de Formación y Tecnologías para Estimulación de Pozos

Grupo de Investigación:

Dinámicas de Flujo y Transporte en medios porosos

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2019

” En medio de la dificultad reside la oportunidad ”

Albert Einstein.

Agradecimientos

Deseo, en primer lugar, expresar mi gratitud con la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia por los recursos económicos que me ha brindado para realizar esta maestría y por ser un lugar donde el conocimiento y la calidad humana están presentes día a día.

Agradezco a mi director de tesis, Ph.D Juan Manuel Mejía Cárdenas, por poner a disposición de este trabajo su amable dirección y excepcional calidad académica. También, por recibirme en su grupo de investigación en simulación de yacimientos, en el cual he fortalecido mis capacidades profesionales a través de su acompañamiento y confianza.

A mi codirector, M.Sc Alejandro Restrepo Morales, por su activa participación en el planteamiento y seguimiento de esta tesis, así como por el conocimiento que me ha transmitido durante estos años de investigación en la facultad.

A mis compañeros M.Sc Juan Valencia, M.Sc Eduin Lopez y Hillmert Solano, por su soporte teórico y técnico, el cual fue fundamental para la culminación de este trabajo.

Quiero agradecer especialmente a mis compañeros Nicolás Bueno y Steven Velásquez, sin cuyos amplios conocimientos en ingeniería de petróleos e ingeniería de sistemas, no habría podido alcanzar esta meta.

Agradezco al Fondo Nacional de Financiamiento para la Ciencia, la Tecnología y la Innovación “Francisco José de Caldas”, a Colciencias y la ANH por su soporte, el cual está enmarcado en el proyecto “Plan nacional para el potenciamiento de la tecnología CEOR con gas mejorado químicamente” contrato 273-2017.

Por último, agradezco a mi familia por su continuo apoyo y motivación.

Resumen

En esta tesis de maestría se presenta un modelo de simulación numérica para evaluar el efecto en productividad de la filtración, el transporte y la retención de material particulado, así como efectos geomecánicos durante operaciones de perforación en yacimientos naturalmente fracturados. El modelo desarrollado consiste en un simulador de flujo Black Oil desarrollado bajo el enfoque de doble porosidad doble permeabilidad, acoplado a un modelo de apertura de fractura sensitivo a esfuerzos y un modelo de filtración. Este modelo fenomenológico permite estudiar el efecto del material particulado en la reducción de permeabilidad por el efecto combinado de la invasión de sólidos y la sensibilidad a esfuerzos. La validación del modelo se realizó a partir de datos experimentales a escala de laboratorio.

Palabras clave: Yacimiento naturalmente fracturado, estado de esfuerzos, doble porosidad doble permeabilidad, daño de formación.

Abstract

In this thesis a numerical simulation model is presented to evaluate the effect on productivity's filtration, transport and retention of particulate material, as well as geomechanical effects during drilling operations in naturally fractured reservoirs. The model proposed consists of a Black Oil flow simulator developed under a dual permeability approach, coupled to a stress-sensitive fracture width and a filtration models. The phenomenological model studied allows to investigate the effect of the particulate material in the reduction of permeability due to the combined effect of the invasion of solids, and the sensitivity to stress. The model was validated through experimental data at laboratory level.

Keywords: Naturally fractured reservoir, state of stress, dual permeability, formation damage.

Contenido

Agradecimientos	VII
Resumen	IX
Lista de figuras	XII
Lista de tablas	XV
Lista de Símbolos y Abreviaciones	XVI
1. Introducción	2
1.1. Antecedentes	2
1.2. Descripción del problema	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo General	4
1.3.2. Objetivos Específicos	4
2. Aspectos generales de la productividad de yacimientos naturalmente fracturados	5
2.1. Efecto del esfuerzo efectivo en la permeabilidad	5
2.2. Daño por fluidos de perforación	10
2.3. Efecto del transporte de partículas en la productividad	13
3. Modelamiento de yacimientos naturalmente fracturados	16
3.1. Estado del arte	16
3.2. Modelo conceptual	18
3.3. Formulación matemática	20
3.3.1. Transporte de fases y componentes en sistemas fracturados	20
3.3.2. Filtración y crecimiento del revoque externo	22
4. Solución numérica	29
5. Resultados y análisis	34
5.1. Validación del modelo	34
5.2. Análisis de sensibilidad	44
6. Conclusiones y recomendaciones	52

Bibliografía

54

Lista de Figuras

2-1. Efecto del esfuerzo efectivo sobre un sistema fracturado.	6
2-2. Apertura de fractura a diferentes estados de esfuerzo Huo et al. (2014).	7
2-3. Reducción de apertura de fractura debido al aumento del esfuerzo efectivo Restrepo et al. (2017).	7
2-4. Efecto del esfuerzo efectivo en la permeabilidad absoluta Restrepo et al. (2017).	8
2-5. Representación del efecto de la dirección de los esfuerzos sobre una fractura.	8
2-6. Variación de la permeabilidad en un plano de fractura, (Rodríguez, 2017).	9
2-7. Variación de la apertura de fractura con sensibilidad al azimut, (Ramírez, 2018).	9
2-8. Efecto del arrastre axial y radial en la formación del revoque de sólidos.	10
2-9. Efecto <i>stress-cage</i>	12
2-10. Medición de la permeabilidad efectiva al aceite posterior a la inyección de lodo a esfuerzo efectivo alto.	13
2-11. Medición de la permeabilidad efectiva al aceite posterior a la inyección de lodo a esfuerzo efectivo bajo.	13
2-12. Arreglo de partículas de baja permeabilidad.	14
2-13. Caracterización de materiales propantes (Liang et al., 2015).	15
3-1. Idealización del modelo de doble dominio, (Warren et al., 1963).	17
4-1. Esquema de linealización con el método de Newton-Raphson. (García, 2016) . . .	30
4-2. Diagrama de flujo.	33
5-1. Permeabilidades relativas base.	35
5-2. Recobro base de aceite.	36
5-3. Distribución de partículas del lodo.	37
5-4. Volumen acumulado durante el desplazamiento de lodo.	37
5-5. Tasa de filtración.	38
5-6. Daño en recobro de aceite estimado en laboratorio y en simulación.	38
5-7. Permeabilidades relativas - dominio fractura.	39
5-8. Permeabilidades relativas - dominio matriz.	39
5-9. Porcentaje de daño.	40
5-10. Permeabilidades relativas.	42
5-11. Distribución de partículas de micropropante.	42
5-12. Diferenciales de presión base y post-tratamiento.	43
5-13. Dirección de inyección de aceite y sólidos en el laboratorio.	44

5-14.	Variación de la apertura durante la inyección de sólidos.	44
5-15.	Variación de la apertura durante la inyección de aceite post-tratamiento.	44
5-16.	Tasa de filtración con variación en parámetro de erosión.	46
5-17.	Variación de la apertura de fractura respecto a la dirección tangencial.	47
5-18.	Esquema de la división de bloques en la dirección tangencial de la malla de simulación.	47
5-19.	Distribución de esfuerzos alrededor del pozo en la dirección paralela al esfuerzo horizontal máximo.	48
5-20.	Distribución de esfuerzos alrededor del pozo en la dirección perpendicular al esfuerzo horizontal máximo.	48
5-21.	Perfil de saturación de lodo a través de la formación.	49
5-22.	Tasa de aceite en la cara de la formación en la dirección paralela y perpendicular respecto al esfuerzo horizontal máximo.	49
5-23.	Variación de la tasa de aceite respecto a la rigidez inicial de fractura.	50
5-24.	Variación de la tasa de aceite respecto a la rigidez inicial de fractura.	50
5-25.	Variación de la tasa de aceite respecto a la inclinación de fractura.	51

Lista de Tablas

3-1. Componentes presentes en las fases.	19
5-1. Información de núcleo y condiciones de operación.	35
5-2. Parámetros del modelo de fractura.	35
5-3. Condiciones de filtración de lodo.	36
5-4. Etapas de inyección de tratamiento.	40
5-5. Información de la prueba de laboratorio.	41
5-6. Parámetros del modelo de fractura.	41
5-7. Concentración de sólidos a la salida del sistema.	43
5-8. Propiedades petrofísicas y de la malla de simulación.	45
5-9. Parámetros del modelo de fractura.	45
5-10. Parámetros del pozo y el lodo de perforación.	46

Lista de Símbolos y Abreviaciones

La siguiente lista contiene los símbolos y abreviaciones de las principales variables usados en el documento.

Símbolos latinos

ϕ_{ic}	porosidad del agregado de sólidos
A_s	Área superficial específica
az	Azimut de la fractura
b	Factor volumétrico
e_f	Apertura de fractura a condiciones de yacimiento
e_o	Apertura inicial de fractura
G	Factor de forma de pozo
g	Gravedad
h_c	Espesor del revoque
in	Inclinación de la fractura
k	Permeabilidad
k_{ccf}	Permeabilidad de fractura al cierre
k_{eff}	Reducción de permeabilidad de fractura
k_{ni}	Rigidez inicial de fractura
k_{rcf}	Permeabilidad residual de fractura al cierre
L	Espaciamiento de fractura
np	Número de fases
P_p	Presión de poro

P_{wf}	Presión de fondo fluyente
q	Caudal
r_w	Radio de pozo
S	Saturación
s	Componente sólido
S_H	Esfuerzo horizontal máximo
S_h	Esfuerzo horizontal mínimo
S_v	Esfuerzo vertical
T	Transmisibilidad
u	Velocidad
V_b	Volumen del bloque
V_j	Cierre de la fractura
V_m	Máximo cierre de fractura
w	Fracción másica

Símbolos griegos

α	Coefficiente de Biot
β_e	Parámetro de tasa de filtración
$\gamma_{s,f}$	Relación de volumen de sólidos atrapados y volumen de fractura
$\lambda_{a,f}$	Parámetro de atrapamiento por unidad de longitud
$\lambda_{d,f}$	Parámetro de removilización de partículas
ν	Relación de Poisson
ϕ	Porosidad
ϕ	Potencial de flujo
ρ	Densidad
σ'_r	Esfuerzo radial efectivo
σ'_t	Esfuerzo tangencial efectivo

σ'_z	Esfuerzo vertical efectivo
σ_T	Esfuerzo total
τ	tortuosidad
φ	Factor de forma de los sólidos
ξ	Factor de forma de la función de transferencia matriz-fractura
D_s	Diámetro del componente sólido

Otros símbolos

μm	Micrómetros
psi	Libra por pulgada cuadrada

Subíndices

c	Revoque
d	Dominio
f	Fractura
fl	Filtración
i	Componente
j	Fase
m	Matriz
r	Fase roca

Abreviaciones

CBM	Criterio de balance de materia
DPDP	Doble porosidad doble permeabilidad
FGMRES	Flexible generalized minimum residual
MKL	Math Kernel Library
YNF	Yacimiento naturalmente fracturado

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes

La productividad de muchos de los más prolíficos yacimientos de hidrocarburos en el mundo, depende en gran medida de redes de fracturas naturales. La alta permeabilidad de las fracturas favorece el flujo desde la formación hacia los pozos productores. Incluso, en yacimientos de baja y ultra baja permeabilidad matricial, solo es posible producir los fluidos confinados en los poros de la roca a partir de redes de fracturas naturales o inducidas. Por lo tanto, la localización de las fracturas naturales y su caracterización se ha convertido en un factor crítico para la planificación de la trayectoria de los pozos y la estrategia de completamiento de los intervalos productores (Jiao et al., 1996; Ehlig-Economides et al., 2000). Por tal motivo, la industria del petróleo y gas ha aumentado su interés en las últimas décadas por el entendimiento detallado del flujo de fluidos en sistemas de fracturas, en consonancia con su importancia en la productividad de yacimientos.

El desarrollo de yacimientos naturalmente fracturados (YNF) implica grandes retos, entre ellos, la mitigación del daño de formación inducido durante las operaciones de perforación. En este proceso, la permeabilidad de las fracturas naturales puede ser disminuida por el ingreso de sólidos transportados por el fluido de perforación. Las estrategias desarrolladas para disminuir este impacto en la permeabilidad de fractura han sido enfocadas en dos frentes principales. El primero de ellos sugiere realizar la perforación de pozos en condición de bajo balance, en la cual las pérdidas de circulación e invasión de partículas suceden con menos frecuencia y alcanzan menores radios de invasión en la formación (Ehlig-Economides et al., 2000). No obstante, la perforación bajo balance no siempre es la opción más apropiada debido a la dificultad de su ejecución y control, y a su alto costo (Bennion et al., 1996; Salimi and Ghalambor, 2011). La segunda estrategia se ejecuta en condición de sobrebalance y está enfocada en el uso de materiales de control de pérdidas, cuya función es promover un sello efectivo en la cara de las fracturas para prevenir el ingreso de un volumen mayor de sólidos y filtrado hacia el interior de la fractura y la formación (Jiao et al., 1996). Sin embargo, en la perforación con sobre balance, los materiales de control pueden ingresar varios pies al interior de las fracturas formando una especie de revoque interno de baja permeabilidad. Una vez finaliza la condición de sobrebalance, la presión de poro se restaura, produciendo un cierre de las fracturas debido al aumento

del esfuerzo efectivo. En consecuencia, el empaque formado por el material de control de pérdidas sufre una fuerte compactación y se reduce su permeabilidad aun más; este fenómeno es conocido en la industria como *stress-cage*. Una vez ocurre el *stress-cage*, es difícil que durante la puesta en producción del pozo, los fluidos del yacimiento logren arrastrar los materiales sólidos fuera de las fracturas naturales. Por lo tanto se produce una gran pérdida de su permeabilidad (Restrepo et al., 2010).

1.2. Descripción del problema

Los yacimientos naturalmente fracturados tienen dos aspectos a destacar. El primero de ellos es su gran potencial para incrementar la productividad, y el segundo es la reducción de permeabilidad que pueden sufrir debido a las operaciones de perforación. El efecto combinado de la invasión de sólidos y la sensibilidad a la variación de esfuerzos dificulta la prevención de este tipo de daño.

En operaciones de fracturamiento hidráulico, es bien conocido el uso de diversos materiales propantes para el sostenimiento de las fracturas inducidas (Nagar et al., 2019; Dahl et al., 2015). Este tipo de material se caracteriza por su resistencia a altas presiones de sobrecarga y su distribución de tamaño homogénea, que favorece la creación de canales muy permeables. El material propante evita el cierre súbito de las fracturas naturales tras el cambio en presión, evitando que los sólidos atrapados formen un empaque de baja permeabilidad. En consecuencia, se favorece el arrastre de los sólidos por los fluidos *in-situ* durante la puesta en producción del pozo. Adicionalmente, el material propante permanece en las fracturas naturales postergando su cierre a pesar del depletamiento de la formación por agotamiento de la presión. Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, la incorporación del material propante en el fluido de perforación podría ser una opción para prevenir el daño de formación en los YNF.

En síntesis, la presencia de material particulado en redes de fracturas naturales tiene fuertes implicaciones en el daño de formación y a su vez, la incorporación de materiales propantes puede conllevar a la mitigación de dicho daño. Para entender en detalle estos fenómenos, se requiere estudiar los procesos de filtración, transporte y retención de material particulado en sistemas fracturados durante operaciones de perforación. Bajo esta lógica, se desarrolla en esta tesis de maestría un modelo de simulación multifásico de doble porosidad - doble permeabilidad, acoplado a un modelo de apertura de fractura sensitivo a esfuerzos y a un modelo de filtración. El modelo fenomenológico permite estudiar el efecto de los materiales de control de pérdidas en la reducción de permeabilidad por el efecto combinado de la invasión de sólidos y la sensibilidad a esfuerzos.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Desarrollar un modelo de filtración y transporte de material de control de pérdidas en formaciones naturalmente fracturadas durante la etapa de perforación.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Identificar los fenómenos más relevantes asociados la filtración de material de control de pérdidas en formaciones naturalmente fracturadas durante la etapa de perforación.
- Desarrollar un modelo matemático que represente los atributos físicos de un sistema de fracturas y los mecanismos de filtración y transporte de material de control de pérdidas.
- Implementar un modelo numérico y computacional para la solución del sistema de ecuaciones obtenido en el modelo matemático.
- Validar/ajustar el modelo con datos provenientes de literatura y/o experimentos de laboratorio.
- Estudiar el impacto de parámetros de ajuste y condiciones operacionales en la filtración de material de control de pérdidas.

Capítulo 2

Aspectos generales de la productividad de yacimientos naturalmente fracturados

En este capítulo se presentan los conceptos teóricos del daño de formación por efectos geomecánicos y por fluidos de perforación en yacimientos fracturados. Adicionalmente, se exponen resultados de investigaciones experimentales y del área de simulación que ponen en contexto práctico los fenómenos en mención. Finalmente, se aborda el efecto del transporte de partículas en la productividad de yacimientos fracturados.

2.1. Efecto del esfuerzo efectivo en la permeabilidad

Nelson (2001) describe una fractura como una discontinuidad planar macroscópica en la roca que se origina espontáneamente por deformación o diagénesis física. Tal origen puede estar asociado al fallamiento frágil, debido al cual la fractura inicialmente se encuentra abierta pero posteriormente puede ser mineralizada. Por el contrario, si el fallamiento asociado es dúctil, la fractura puede existir en forma de banda altamente deformada. Debido a la morfología de la fractura, ésta puede tener efectos positivos o negativos en el flujo de fluidos. La alta permeabilidad proveniente de fracturas abiertas y la baja permeabilidad asociada a fracturas deformadas, son ejemplos de ello.

Con base en su definición de fractura, Nelson (2001) expone los yacimientos fracturados como aquellas formaciones de roca en las cuales surgieron fracturas de forma natural que tienen un efecto relevante en la productividad del yacimiento. En dichos yacimientos, las formaciones de roca suprayacentes y adyacentes ejercen esfuerzos sobre el medio fracturado. El esqueleto de la roca y la presión ejercida por los fluidos contenidos en su interior, contrarrestan el esfuerzo total. Esta diferencia de esfuerzos se designa como esfuerzo efectivo y es expresada matemáticamente por la ecuación 2-1:

$$\sigma' = \sigma_T - P_P \quad (2-1)$$

donde σ' es el esfuerzo efectivo, σ_T es el esfuerzo total y P_P es la presión del fluido o presión de

poro.

La capacidad del esqueleto de la roca para soportar el esfuerzo es inherente a cada tipo de roca. El coeficiente de Biot α es un parámetro que indica dicha capacidad y varía entre 0 y 1. El coeficiente de Biot es mínimo cuando la matriz es competente para soportar el esfuerzo, así que no se transmite al fluido. Por el contrario, es máximo cuando la presión de poro sostiene todo el esfuerzo, dado que la matriz es poco competente como en el caso de las arenas poco consolidadas. De esta forma la ecuación 2-1 es finalmente expresada como:

$$\sigma' = \sigma_T - \alpha P_p \quad (2-2)$$

Existe una condición inicial de equilibrio entre el esfuerzo exterior y la presión de poro. Una vez inicia la etapa de producción se genera una disminución en la presión de poro que resulta en un aumento del esfuerzo efectivo. El incremento en esfuerzo efectivo ocasiona el cierre de las fracturas causando una pérdida en productividad (Figura 2-1). En las cercanías del pozo se presenta la mayor disminución de presión de poro y por lo tanto, la reducción de permeabilidad más drástica se presenta en esta zona.

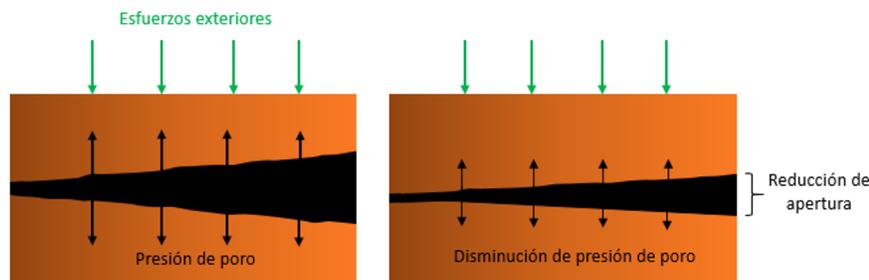


Figura 2-1: Efecto del esfuerzo efectivo sobre un sistema fracturado.

Diversas investigaciones experimentales respaldan la correlación entre apertura/cierre de fractura e incremento/reducción de la permeabilidad, respectivamente, (Giraldo et al., 2000; Abass et al., 2007; Tian et al., 2014). Entre ellas, se resalta el trabajo de Huo et al. (2014), en el cual se empleó la técnica de tomografía computarizada para medir distribuciones de apertura de fractura a diferentes esfuerzos de confinamiento en una brecha fracturada. Se observó una disminución de la apertura de fractura y aumento de la desviación estándar, debido al incremento del esfuerzo. Ambos efectos se atribuyen a la reducción de permeabilidad y a la alteración de la curva de presión capilar (ver Figura 2-2). Posteriormente Restrepo et al. (2017) estimaron la variación de apertura de fractura y la permeabilidad absoluta en un núcleo fracturado a partir de pruebas de desplazamiento (ver Figura 2-3 y 2-4). Los resultados obtenidos reportan cambios superiores al 50% en el valor de la permeabilidad absoluta, variando el esfuerzo efectivo entre 400 y 4800 *psi*. En este mismo rango de esfuerzo efectivo fue estimada la apertura de fractura, obteniéndose una variación entre 216.48 a 40.20 μm .

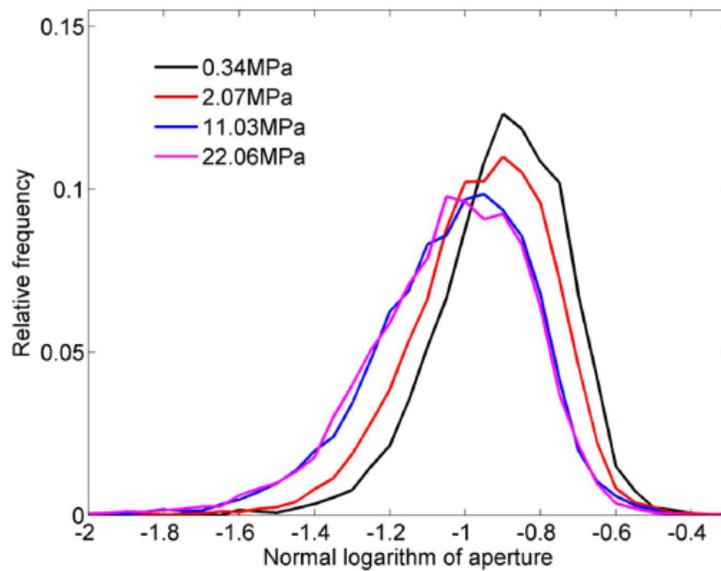


Figura 2-2: Apertura de fractura a diferentes estados de esfuerzo Huo et al. (2014).

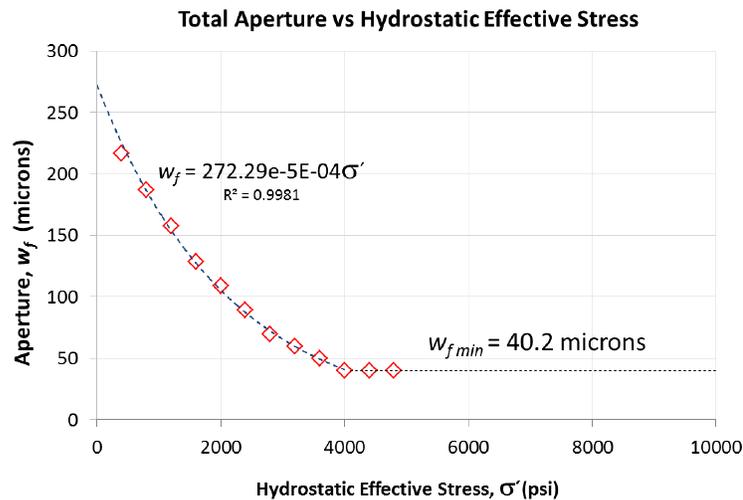


Figura 2-3: Reducción de apertura de fractura debido al aumento del esfuerzo efectivo Restrepo et al. (2017).

La reducción de permeabilidad por aumento del esfuerzo efectivo en sistemas fracturados, es un resultado frecuente en las investigaciones experimentales. Sin embargo, la magnitud de este daño puede variar según las características del sistema de fracturas. El régimen de esfuerzos ejercido influencia en mayor o menor medida la variación de la permeabilidad. Específicamente, en formaciones bajo régimen de esfuerzos rumbo deslizante (según la clasificación Andersoniana de movimiento de fallas, Anderson (1951)), donde el esfuerzo horizontal máximo S_H puede exceder ampliamente al esfuerzo horizontal mínimo S_h ($S_H > S_V > S_h$), la disposición espacial de las fracturas naturales respecto a la dirección del esfuerzo horizontal máximo tiene un rol fundamental en la magnitud del daño geomecánico. Para ejemplificar esta idea, se re-

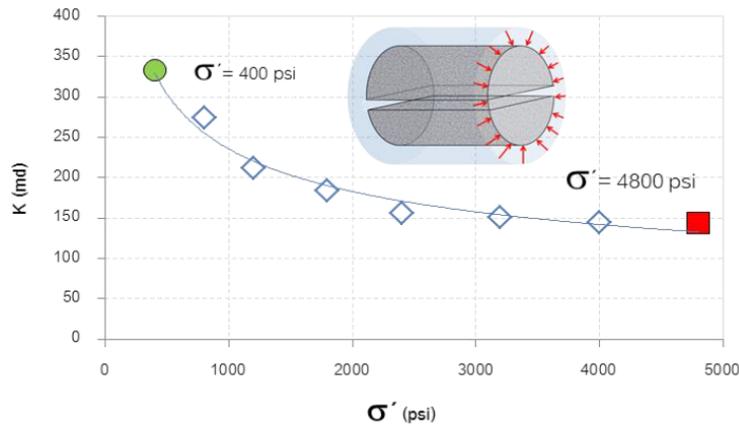


Figura 2-4: Efecto del esfuerzo efectivo en la permeabilidad absoluta Restrepo et al. (2017).

presenta en la figura 2-5 , un régimen de esfuerzos rumbo deslizante . En el lado izquierdo se puede observar que la fractura se encuentra perpendicular a la dirección del esfuerzo horizontal máximo, lo que propende al cierre de la fractura. Por el contrario, la fractura del lado derecho está alineada con la dirección del esfuerzo horizontal máximo, lo que favorece la apertura de la fractura.



Figura 2-5: Representación del efecto de la dirección de los esfuerzos sobre una fractura.

Mediante la simulación de yacimientos ha sido posible estudiar en detalle el efecto de la orientación de las fracturas naturales y el estado de esfuerzos en el daño geomecánico. Rodríguez (2017) desarrolló un modelo que acopla los atributos estáticos de las fracturas naturales, las propiedades geomecánicas de la roca y el estado de esfuerzos alrededor del pozo con modelos analíticos de permeabilidad de fractura, para estimar la variación el daño geomecánico en las cercanías del pozo. En la figura 2-6, se ilustra la variación espacial de la permeabilidad de un plano de fractura sometido a un regimen de esfuerzos rumbo deslizante. Se observa que la mayor permeabilidad se encuentra en la región alineada con el esfuerzo horizontal máximo, alejada de las cercanías del pozo. Por su parte, Ramírez (2018) desarrolló un simulador numérico de flujo de doble porosidad - doble permeabilidad acoplado a deformación geomecánica para predecir la apertura de fracturas a partir de la inyección de agua. En la figura 2-7, se ob-

serva la variación de la apertura respecto al radio de análisis, con sensibilidad al azimut de la fractura. Se resalta que la apertura inicial es menor si la dirección del azimut de la fractura se aleja de la dirección del azimut del esfuerzo horizontal máximo.

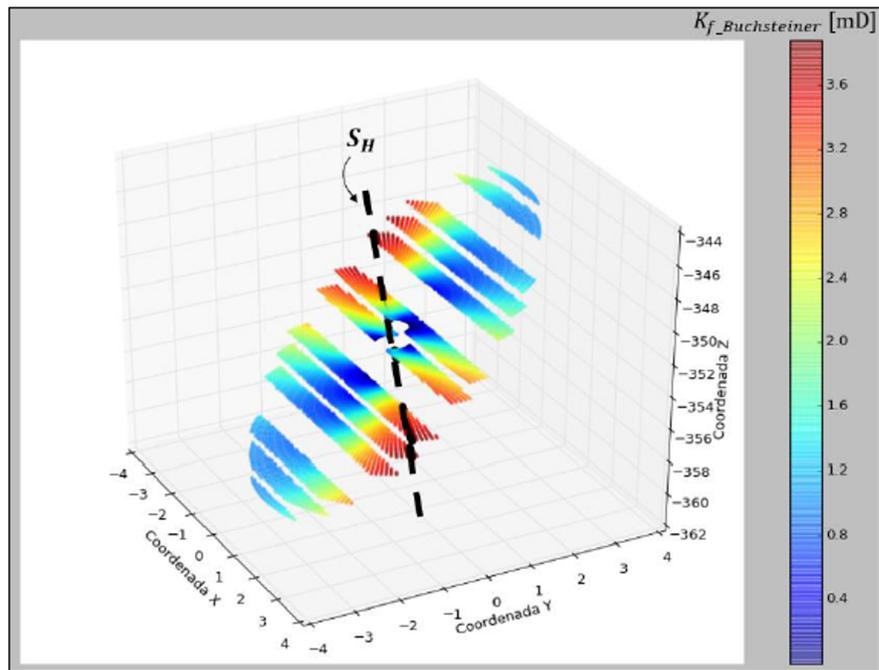


Figura 2-6: Variación de la permeabilidad en un plano de fractura, (Rodríguez, 2017).

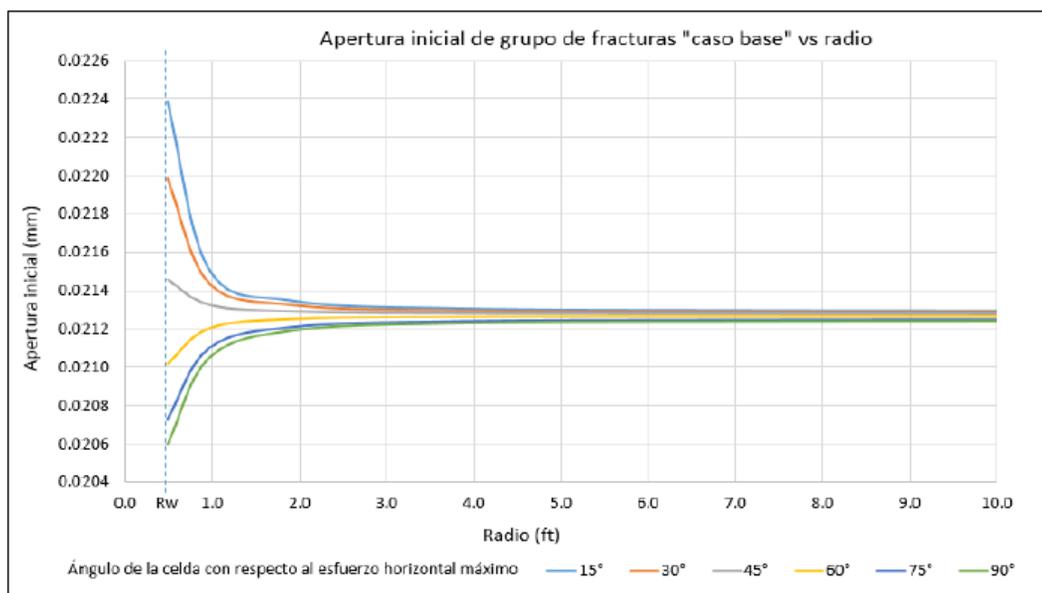


Figura 2-7: Variación de la apertura de fractura con sensibilidad al azimut, (Ramírez, 2018).

2.2. Daño por fluidos de perforación

Durante la perforación sobrebalance, la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo de perforación es mayor a la presión de los fluidos en la roca. Debido a esta diferencia de presión, una parte del volumen del lodo compuesto de una fase continua y componentes suspendidos ingresa a la formación, en donde hay una pérdida súbita denominada *spurt loss*. Durante este proceso de filtración, algunos sólidos no ingresan a la formación por atrapamiento mecánico debido a que el tamaño de las partículas es mayor al tamaño de los poros y las aperturas de fractura, formando una acumulación de material particulado en la cara de la formación denominada revoque. Así la filtración estará condicionada por la evolución de este revoque y por el potencial de presión entre el pozo y la roca (arrastre radial). Durante la circulación del lodo, este causará una erosión que arrastra las partículas exteriores fuera del revoque (arrastre axial) y disminuye el espesor de éste continuamente. La combinación de ambos fenómenos da lugar al proceso de filtración dinámica (Figura 2-8). La costra será la principal restricción del flujo, debido a que su permeabilidad es muy baja comparada con la permeabilidad de la formación.

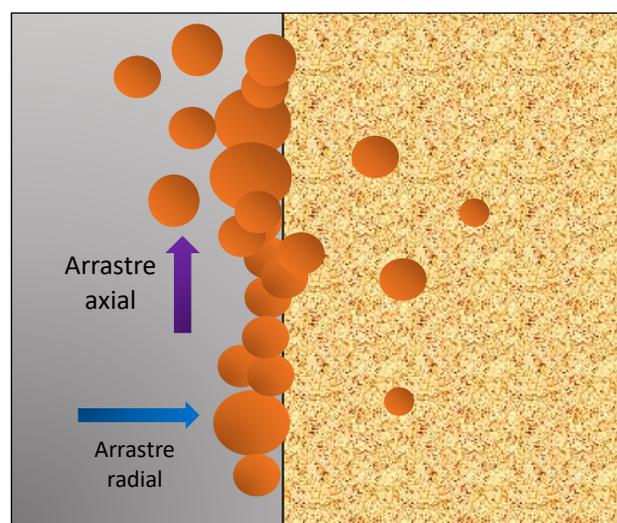


Figura 2-8: Efecto del arrastre axial y radial en la formación del revoque de sólidos.

Una vez el filtrado y los componentes de lodo superan el revoque externo, ingresan a la formación y entran en contacto con la roca y los fluidos in-situ. Las variables que gobiernan el flujo multifásico como la presión capilar y la permeabilidad relativa son modificadas por las interacciones fluido-fluido. La tensión interfacial de los fluidos de yacimiento es menor a la resultante entre dichos fluidos y el lodo. Este aumento de tensión interfacial conlleva a un aumento de la presión capilar en poros pequeños, dificultando el drenaje de los fluidos en el medio poroso. Este efecto resulta en una reducción del flujo y es conocido como bloqueo capilar. El incremento de la tensión interfacial también reduce el número capilar, lo que modifica la forma de las curvas de permeabilidad relativa. Estos fenómenos son mecanismos de daño propios de sistemas matriciales, originados en gran parte por su amplia distribución de tamaño de poro.

En sistemas fracturados la invasión de sólidos es un mecanismo de daño adicional de gran relevancia. Entre los aditivos sólidos más comunes de la formulación de un lodo se encuentran los agentes de pérdidas de fluido como bentonita, polímeros y defloculantes, los cuales contribuyen a la construcción de una costra compresible y de baja permeabilidad, así como de una fase continua más viscosa para menor tasa de filtración. Adicionalmente, los materiales de control de pérdidas son incorporados para obstruir las fracturas antes de la formación del revoque y así evitar la fuga de grandes volúmenes de lodo. Existe gran diversidad en este tipo de materiales, siendo los más comunes los de origen granular y fibroso. La efectividad de los materiales granulares depende en gran medida de la distribución de tamaño de partícula, puesto que inicialmente las partículas más grandes forman el puenteo en la boca de la fractura y posteriormente las partículas más pequeñas llenan las aberturas creadas por las más grandes. Por su parte los materiales fibrosos son mucho menos rígidos que los granulares y pueden ser arrastrados a lo largo de las fracturas para formar una especie de esterilla que retiene los sólidos del lodo cuando se posan sobre ella. Una vez finaliza la etapa de perforación y se inicia la producción del pozo, se pretende que un gran porcentaje de los aditivos del lodo retenidos en el interior de la roca sean evacuados por los fluidos del yacimiento que salen al exterior. Sin embargo, en yacimientos fracturados este barrido puede ser menos efectivo debido al cierre de la fractura cuando la presión de poro se restaura. Tal como se mencionó en el apartado de daño geomecánico, la variación de la presión de poro puede aumentar o disminuir la apertura de las fracturas debido a la alteración del esfuerzo efectivo. De esta manera, la condición de sobrebalance conduce a la dilatación de las fracturas, favoreciendo el ingreso de los componentes sólidos. Justo después de finalizar esta presurización, el esfuerzo efectivo aumenta y la apertura de fractura se reduce nuevamente. En consecuencia, el material sólido atrapado en el medio es compactado formando un empaque de baja permeabilidad que disminuye ampliamente la productividad de las fracturas. Este efecto es conocido como *stress-cage* y se presenta especialmente en yacimientos sensitivos a esfuerzos, como los yacimientos fracturados, ver figura 2-9.

Restrepo et al. (2010), realizaron la evaluación del daño por fluidos de perforación de un lodo base aceite en núcleos naturalmente fracturados, a partir de dos protocolos experimentales. El primero consistió en circular lodo en la cara de la muestra a una condición de esfuerzo efectivo baja y posteriormente medir la permeabilidad efectiva al aceite a esfuerzo efectivo alto. Este proceso simula la perforación sobrebalance, seguida de la puesta en producción donde se realiza una operación de cañoneo en bajo balance que induce un efecto instantáneo de cierre de fracturas puesto que la presión de fondo fluyente es significativamente menor que la presión de yacimiento. Posteriormente, el medio fue estimulado químicamente a esfuerzo efectivo alto, simulando una condición de presión de inyección moderada, típica en una operación de estimulación a tasa matricial para disolver el material sólido atrapado. Finalmente, se midió nuevamente la permeabilidad efectiva al aceite. En la figura 2-10 se observan los resultados obtenidos. La permeabilidad efectiva inicial al aceite fue de 280 mD. Posterior a la invasión de lodo este valor fue 0.16 mD, lo que se traduce a una reducción de permeabilidad del 99%. La permeabilidad recuperada después de la estimulación fue solo del 2%, 5.9 mD. Estos resultados exponen que una gran cantidad de sólidos provenientes del fluido de perforación quedó atrapada dentro del medio fracturado, debido al diferencial de presión instantáneo.

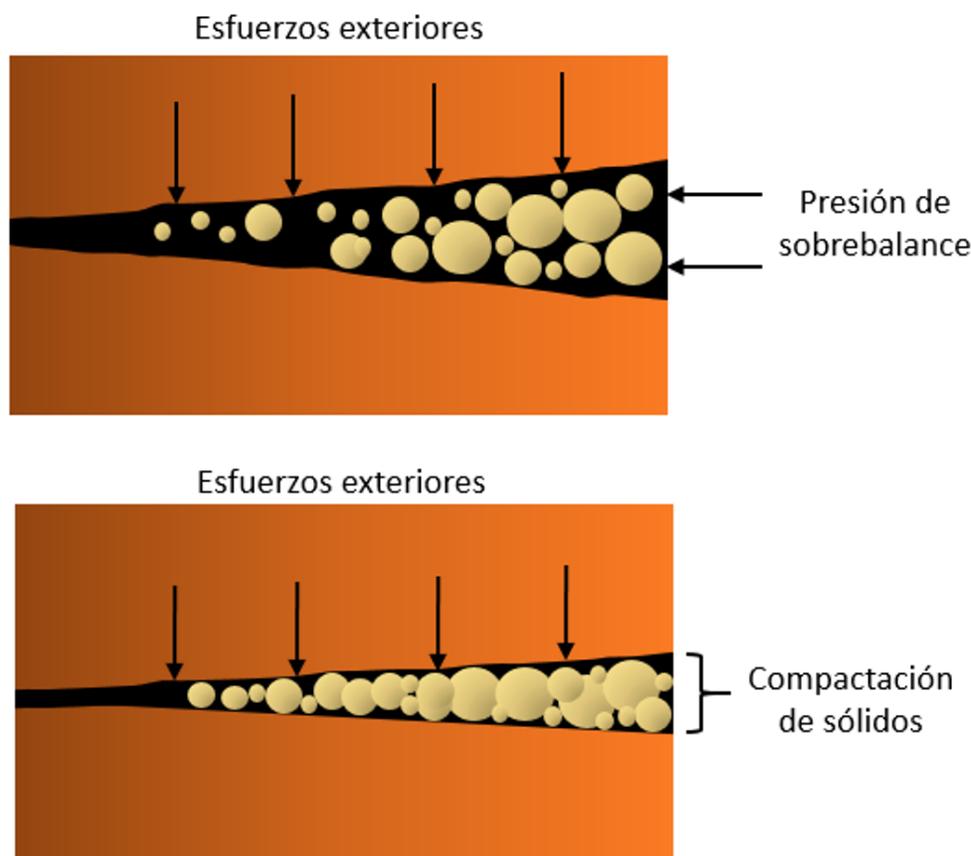


Figura 2-9: Efecto *stress-cage*.

En el segundo procedimiento experimental, se circuló el lodo a esfuerzo efectivo bajo, y posteriormente se realizó la estimulación química a esfuerzo efectivo bajo, es decir, evitando el efecto diferencial de presión. La permeabilidad efectiva al aceite fue medida a esfuerzo efectivo bajo y alto, disminuyendo la presión de poro paulatinamente, de tal manera que la caída de presión fuera más sutil. En los resultados de este prueba se observa que la permeabilidad efectiva al aceite recuperada fue del 76.6%, ver figura 2-11. Dicho resultado se asocia al hecho de haber estimulado químicamente antes del cierre de la fractura, evitando la compactación de los sólidos que invadieron el medio. Una segunda estimulación química fue realizada, obteniendo una ganancia adicional de permeabilidad, asociada a efectos de reducción de tensión interfacial.

Resultados experimentales como el expuesto anteriormente, ponen en evidencia el efecto combinado de la invasión de sólidos y el cierre de fractura debido al aumento de esfuerzo efectivo. Técnicas como la estimulación química y una adecuada técnica de cañoneo, pueden mitigar el nivel de daño inducido durante la perforación, mientras que la modificación del tamaño y la concentración de sólidos pueden prevenir la formación de un empaque de baja permeabilidad

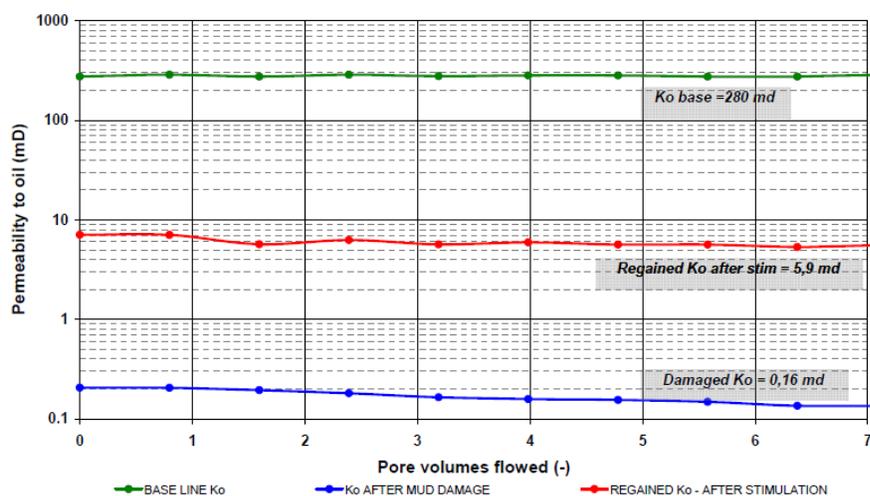


Figura 2-10: Medición de la permeabilidad efectiva al aceite posterior a la inyección de lodo a esfuerzo efectivo alto.

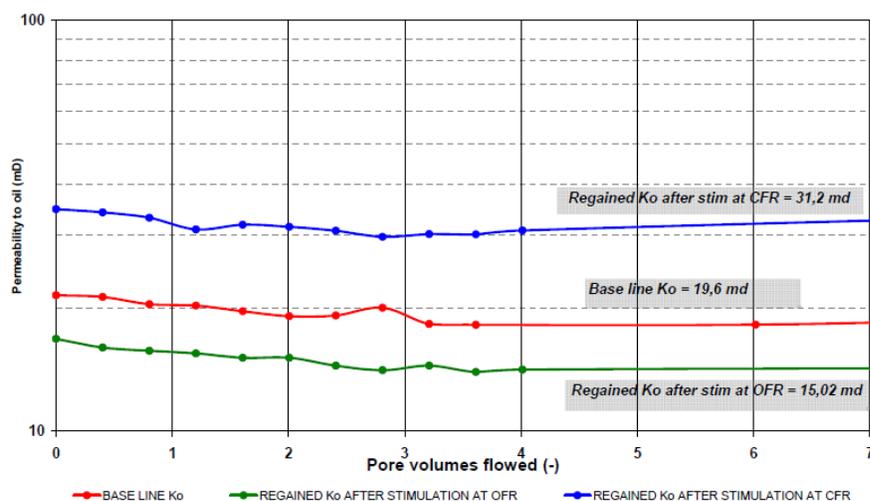


Figura 2-11: Medición de la permeabilidad efectiva al aceite posterior a la inyección de lodo a esfuerzo efectivo bajo.

como se explicará en la siguiente sección.

2.3. Efecto del transporte de partículas en la productividad

En la sección anterior se mencionó el uso de diferentes tipos de materiales incorporados en el fluido de perforación con el propósito de sellar la cara de la formación, reduciendo la invasión de filtrado y sólidos. Obtener un agregado de partículas de baja permeabilidad depende fuertemente su forma y de la distribución de los tamaños. Un conjunto de sólidos con tamaños

muy variados se considera mal seleccionado. Este tipo de arreglos o empaques de partículas proveen baja porosidad y por tanto, baja permeabilidad, siendo así el adecuado para evitar el ingreso de sólidos dentro del medio poroso. Para ilustrar la idea anterior, se muestra en la figura 2-12 un grupo de esferas homogéneas y una gran cantidad de partículas pequeñas relleno los espacios porosos restantes, de forma que el puenteo es muy efectivo.

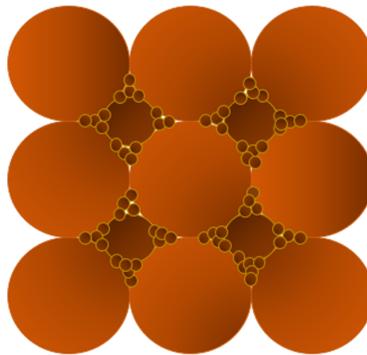


Figura 2-12: Arreglo de partículas de baja permeabilidad.

El concepto de área superficial aplicado a la distribución de partículas es también un indicativo de la permeabilidad del empaque formado por los sólidos. La ecuación propuesta por Carman-Kozeny (Lake, 1989) (2-3) expresa la permeabilidad (k) de un medio poroso en función del área superficial específica (A_s), la tortuosidad (τ) y la porosidad (ϕ). De igual forma, el área superficial está en función de un factor de forma (ϕ), que da cuenta de las irregularidades o angulosidad de las partículas que reducen la permeabilidad respecto a un arreglo de esferas (2-4). Matemáticamente se puede concluir que a menor diámetro de partícula, mayor área superficial específica y menor permeabilidad que produce un empaquetamiento de estos tamaños.

$$k = \frac{\phi^3}{2\tau(1-\phi)^2 A_s^2} \quad (2-3)$$

$$A_s = \frac{6\phi}{D} \quad (2-4)$$

Para efectos de la reducción de invasión de sólidos, las distribuciones de partícula que ocasionen una baja permeabilidad en la costra son las más indicadas. Sin embargo, en formaciones sensitivas a esfuerzos las partículas más pequeñas de estas distribuciones ingresan en las fracturas y forman un empaque de baja permeabilidad, debido al efecto *stress-cage*. Para garantizar la mitigación de la invasión de filtrado y sólidos en las fracturas naturales y la recuperación de permeabilidad en la puesta a producción, se ha planteado en la industria del petróleo la incorporación de agentes de sostén en las fracturas naturales.

En operaciones de fracturamiento hidráulico, los materiales propantes son usados para sostener las paredes de las fracturas inducidas y proveer una alta conductividad. Los propantes pueden clasificarse en tres categorías generales: arenas no recubiertas, arenas recubiertas de resina y materiales cerámicos. La conductividad de las fracturas está relacionada con la resistencia, uniformidad de tamaño, forma y características de la superficie del propante (Liang et al., 2015). En la figura 2-13, se observan las características asociadas a cada categoría de propante y su efecto en la conductividad que proporcionan.

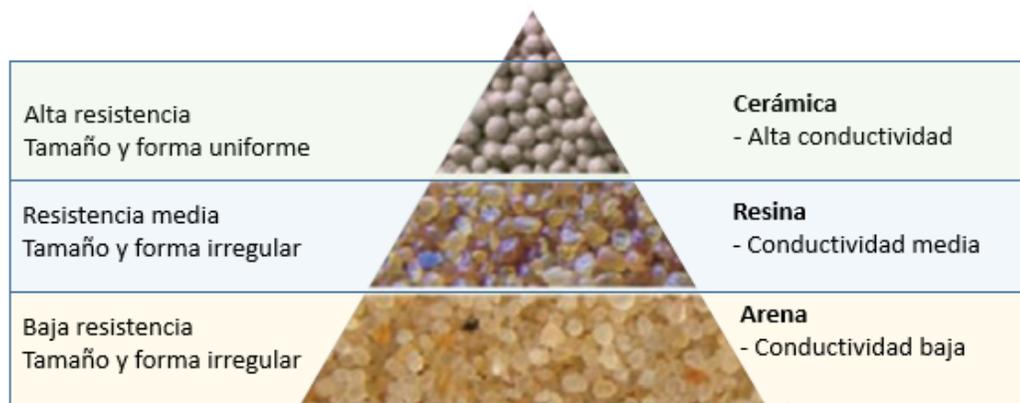


Figura 2-13: Caracterización de materiales propantes (Liang et al., 2015).

Generalmente, tamaños mayores de propante proveerán una conductividad de fractura mayor. Sin embargo, es conocido experimentalmente que partículas de tamaño pequeño tienen una mayor resistencia al aplastamiento que los materiales grandes. Esto debido a que el esfuerzo se distribuye más uniformemente entre varios granos. Es importante tomar este concepto en cuenta al momento de realizar el diseño. La incorporación de materiales propantes en el fluido de perforación tendría dos efectos notables: contrarrestar el efecto del esfuerzo efectivo sobre el cierre de la fractura, evitando una fuerte disminución de la apertura de fractura, y disminuir el área superficial específica del empaque de partículas en la fractura, de tal forma que se obtenga una mayor permeabilidad (Belyadi et al., 2016). En esta misma línea, la disminución del efecto de *stress-cage* evita un fuerte empaquetamiento de los sólidos del fluido, permitiendo que estos sean barridos en la fase de flujo, ya sea de forma natural o por tratamientos químicos.

Capítulo 3

Modelamiento de yacimientos naturalmente fracturados

Este capítulo inicia con un breve recorrido por los avances más relevantes de la simulación de flujo, efectos geomecánicos y transporte de partículas en yacimientos fracturados. Posteriormente, se expone el modelo conceptual y matemático propuesto para la simulación del problema de estudio.

3.1. Estado del arte

Flujo de fluidos en sistemas fracturados

Barenblatt et al. (1960) estableció los fundamentos matemáticos para el flujo monofásico en sistemas fracturados, a partir de su teoría de dominios continuos superpuestos. Apoyándose en este desarrollo teórico, Warren et al. (1963) introdujeron el concepto de "*dual-porosity*", a la ingeniería de petróleo. En la figura 3-1, se observa la representación geométrica que propusieron de un yacimiento fracturado. A grandes rasgos se trata de un conjunto de celdas que individualmente representan un elemento de matriz, separadas por fracturas horizontales y verticales. Bajo este enfoque, ambos dominios (matriz y fractura) tienen asociado un valor de porosidad. Mientras que la permeabilidad es una propiedad del dominio fractura. La matriz almacena los fluidos del yacimiento, puesto que su porosidad es considerablemente mayor a la de fractura. El transporte de los fluidos desde el yacimiento hacia los pozos productores, se realiza únicamente a través de la red de fracturas. No existe flujo de fluidos entre bloques matriz. Dado que la dinámica de flujo entre los dominios matriz y fractura es diferente, cada uno tiene asociado una presión (presión de matriz y presión de fractura) y de su diferencia depende la transferencia efectiva de fluidos almacenados en el yacimiento hacia el exterior (Ayala, 2004; Bear et al., 2012).

Hill et al. (1985), reportaron por primera vez el concepto de doble permeabilidad, cuya característica diferenciadora con doble porosidad, es la posibilidad de transferencia de fluidos

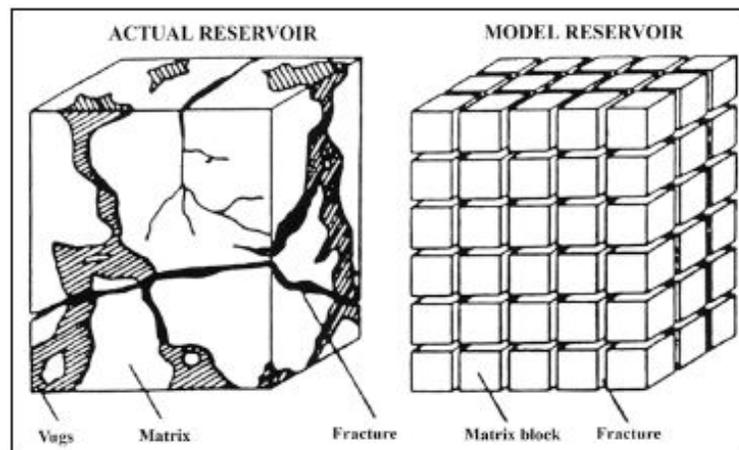


Figura 3-1: Idealización del modelo de doble dominio, (Warren et al., 1963).

matriz-matriz. En este enfoque, el dominio matriz también tiene asociado un valor de permeabilidad, por lo que el modelo es también conocido como doble porosidad doble permeabilidad, "DPDP", y es justamente el modelo que se adopta en esta tesis.

Acoplamiento de flujo de fluidos y geomecánica

La variación del estado de esfuerzos causada por la producción de fluidos en yacimientos sensibles a esfuerzos, como los YNE, deforman la parte sólida de la roca afectando el flujo de fluidos en la formación. Por lo tanto, la simulación de yacimientos ha avanzado en las últimas décadas en el acoplamiento de modelos geomecánicos que dan cuenta de los fenómenos de desplazamiento/deformación de la roca y la variación de las propiedades petrofísicas con el estado de esfuerzos. Chen et al. (1997), propuso un modelo de flujo acoplado a geomecánica para YNE, donde el flujo de fluidos es representado por el concepto de doble porosidad y el comportamiento geomecánico es gobernado por la teoría isotérmica, lineal y poroelástica de Biot. A partir de este modelo, se desarrollaron nuevas relaciones en función de la compresibilidad para interpretar los cambios del volumen total y el volumen de los dominios (matriz y fractura) asociados al cambio de esfuerzos. Bagheri (2008), desarrolló un simulador doble porosidad acoplado a geomecánica, a partir del modelamiento de la deformación de la roca, la porosidad de matriz y el cálculo dinámico de la permeabilidad de fractura. En comparación con los simuladores de flujo convencionales, la inclusión del modelamiento dinámico de la permeabilidad de fractura resultó en un bajo recobro y aumento de los gradientes de presión durante el depleamiento.

Para la determinación de la permeabilidad de fractura en modelos de simulación, también es posible emplear modelos analíticos en función del estado de esfuerzos y propiedades físicas de la fractura como apertura, rugosidad, entre otras. Diferentes autores han planteado modelos derivados de pruebas experimentales, donde se evalúa la permeabilidad de fractura a diferentes estados de esfuerzo y/o flujo en muestras de roca con discontinuidades. En sus estudios sobre el efecto de la presión de poro y la presión de confinamiento sobre la permeabilidad de

fractura, Walsh (1981) propuso un modelo en función del estado de esfuerzos y la aspereza del contacto de las superficies de fractura, a partir de distribuciones exponenciales de altura de asperezas. Por su parte, Roman et al. (2012), desarrolló un modelo elastoplástico para determinar la permeabilidad de fractura en función de la presión de confinamiento. Para efectos de la predicción de apertura y permeabilidad de fractura por variación del esfuerzo efectivo, es ampliamente utilizado el modelo desarrollado por Bandis (1983), el cual fue derivado de investigaciones experimentales sobre la deformación normal y de cizalla en discontinuidades de rocas. Los resultados más relevantes procedentes de estos experimentos son la no linealidad del cierre/apertura de fractura y la historia de esfuerzos ejercidos sobre la roca, (Ramírez, 2018).

Filtración y transporte de sólidos en sistemas fracturados

Dentro de la literatura técnica sobre el modelamiento de material particulado, se resaltan dos investigaciones. La primera realizada por Xu et al. (2017), la cual consiste en el desarrollo de un modelo matemático y un estudio experimental del control de pérdidas de circulación en yacimientos naturalmente fracturados. Este trabajo fue basado en el uso de material de pérdidas de control en el proceso de perforación de yacimientos apretados fracturados. El modelo consiste en submodelos de propagación de fracturas y resistencia de la zona de empaquetamiento. A partir de este proceso de modelamiento, se obtienen conclusiones sobre los efectos mecánicos y propiedades geométricas que influyen en el control de propagación de fractura y un óptimo empaquetamiento. El segundo trabajo de especial interés es el desarrollado por Razavi et al. (2017), en el cual presentan un modelo teórico para la simulación de la invasión de fluido de perforación en fracturas naturales. El modelo matemático es basado en dos modelos constitutivos de reologías típicas de fluidos de perforación. La variación de la apertura de fractura debido a la presión del fluido es simulada a partir de una ecuación de elasticidad simplificada. Algunos objetivos del desarrollo de este modelo son la evaluación de la deformabilidad de la fractura, las propiedades de la formación asociada a la pérdida de circulación, entre otros.

Lohne et al. (2010) desarrolló un modelo de simulación bifásico 2D para la estimación del daño de formación durante operaciones de perforación sobrebalance. Dicho modelo predice la formación del cake, tanto para condiciones dinámicas como estáticas; el transporte de sólidos y polímeros dentro de la formación y los mecanismos de daño por taponamiento de gargantas y depositación en la superficie de los poros. Los fenómenos de filtración y transporte del presente estudio de investigación están basados en esta formulación, aplicando modificaciones sustanciales en el modelo matemático que serán detalladas en secciones posteriores para su aplicación en yacimientos naturalmente fracturados.

3.2. Modelo conceptual

En el presente modelo de simulación, la representación de un yacimiento fracturado se realiza a partir del modelamiento de un sistema de doble porosidad - doble permeabilidad. Bajo este principio, se tienen dos dominios continuos, los cuales representan el volumen de fractura y el

volumen matricial, constituido a su vez por el esqueleto de la roca y el volumen de los poros en su interior. Tal como se establece en el enfoque de DPDP, se le atribuyen a cada dominio las propiedades petrofísicas y distribuciones de saturación y presión correspondientes a matriz o fractura. Dentro del planteamiento del enfoque DPDP clásico se establece también el no flujo entre el dominio matriz y los pozos. Esta directriz es modificada en el modelo de simulación actual, de tal forma que se considera la transferencia de fluidos desde la matriz hacia el exterior.

Concerniente a los procesos de inyección/producción, se consideran dos tipos de fluidos en el sistema de estudio, los fluidos originales del yacimiento y los procedentes del exterior. Dentro de la primera categoría se consideran tres fluidos o fases continuas: acuosa, volátil y oleica, que representan la salmuera de formación y los hidrocarburos. Las fases hidrocarburo (volátil y oleica) se constituyen a su vez por los componentes gas y petróleo. Los fluidos procedentes del exterior son los lodos de perforación. Se consideran como fase continua de los lodos, el agua y el aceite, las cuales corresponden a la misma composición de las fases acuosa y oleica de los fluidos de yacimiento. Pese a que no tiene en cuenta la composición real de los fluidos de perforación, se consideran en el modelo propiedades como viscosidad y tamaño de los polímeros usados en la formulación del lodo para modificar sus propiedades.

Para el modelamiento del atrapamiento de sólidos provenientes del fluido de perforación en la roca, se modelan las partículas sólidas como un componente de la fase acuosa o fase oleica para lodos base agua o base aceite, respectivamente. Adicionalmente, se incluye la fase roca que representa las gargantas de poro en el dominio matriz y el volumen de fractura en el dominio fractura. La transferencia de los sólidos desde la fase fluida hacia la fase roca es justamente el mecanismo de daño de formación de estudio. Además de la transferencia de fluidos de ambos dominios hacia el exterior, existe una conexión continua entre la matriz y la fractura. Se limita el modelo a considerar la transferencia de fases continuas (fluidos de yacimiento y de perforación) desde el dominio matriz hacia el dominio fractura. Por el contrario, no se considera la transferencia de sólidos entre los dominios. En la tabla 3-1 se sintetizan las fases y componentes presentes en el sistema de estudio.

	Acuosa	Volátil	Oléica	Roca
Agua	x			
Gas		x	x	
Aceite		x	x	
Sólido	x		x	x

Tabla 3-1: Componentes presentes en las fases.

La permeabilidad absoluta es la variable asociada al daño de formación por atrapamiento de material particulado. En el dominio matriz la permeabilidad depende básicamente del área superficial de los sólidos, que a su vez depende del diámetro de partícula y su forma (esfericidad). Por parte del dominio fractura, la permeabilidad es afectada por las propiedades de los sólidos que invaden el medio y, adicionalmente, la variación de la presión en las cercanías del pozo (efectos geomecánicos). La permeabilidad de fractura inicial es estimada a partir de sus

propiedades físicas: apertura de fractura, orientación (inclinación y azimut) y rigidez inicial de fractura, así como del esfuerzo efectivo normal. A escala de pozo, el esfuerzo efectivo normal es calculado a partir de los esfuerzos radial, vertical y tangencial que actúan en la zona cercana al pozo, donde predomina el daño geomecánico.

3.3. Formulación matemática

3.3.1. Transporte de fases y componentes en sistemas fracturados

El balance de masa en un volumen de control representativo de los componentes agua, gas y aceite, en las fases acuosa, volátil y oléica, según las relaciones fase-componente establecidas en la tabla 3-1, se modela en condiciones de equilibrio y es representado por la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\sum_{j=1}^{n_j} \phi s_j \rho_j w_{ij} \right) + \vec{\nabla} \cdot \left(\sum_{j=1}^{n_j} \rho_j w_{ij} \vec{u}_j \right) - \sum_{j=1}^{n_j} \rho_j w_{ij} \dot{q}_j = 0 \quad (3-1)$$

donde i es el componente, j es la fase, n_j es el número de fases, ϕ es la porosidad, S_j es la saturación de la fase, ρ_j es la densidad de la fase, \vec{u}_j es la velocidad de la fase, \dot{q}_j es el caudal de la fase y w_{ij} es la fracción másica del componente.

Bajo el enfoque de modelamiento de doble continuo que se describió en el modelo conceptual, las ecuaciones de balance se aplican a cada uno de los dominios. Adicionalmente se implica el término de transferencia matriz - fractura $q_{j,m \rightarrow f}$, el cual representa el caudal de fluido que se transfiere desde la matriz hacia la fractura. Por lo tanto las ecuaciones de balance de masa de un componente i sobre todas las fases presentes en el medio, para el dominio matriz y fractura son expresados como sigue:

Dominio matriz

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\sum_{j=1}^{n_j} \phi s_j \rho_j w_{ij} \right)_m + \vec{\nabla} \cdot \left(\sum_{j=1}^{n_j} \rho_j w_{ij} \vec{u}_j \right)_m - \sum_{j=1}^{n_j} (\rho_j w_{ij} \dot{q}_j)_m - \sum_{j=1}^{n_j} (\rho_j w_{ij})_m \dot{q}_{j,m \rightarrow f} = 0 \quad (3-2)$$

Dominio fractura

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\sum_{j=1}^{n_j} \phi s_j \rho_j w_{ij} \right)_f + \vec{\nabla} \cdot \left(\sum_{j=1}^{n_j} \rho_j w_{ij} \vec{u}_j \right)_f - \sum_{j=1}^{n_j} (\rho_j w_{ij} \dot{q}_j)_f + \sum_{j=1}^{n_j} (\rho_j w_{ij})_f \dot{q}_{j,m \rightarrow f} = 0 \quad (3-3)$$

La velocidad de flujo de la fase j , \vec{u}_j , en el dominio d (matriz o fractura) es calculada a partir de

la ley de Darcy:

$$\vec{u}_j = -\mathbf{K}_d \frac{k_{rj,d}}{\mu_{j,d}} \nabla \Phi_{j,d} \quad (3-4)$$

donde \mathbf{K} es la permeabilidad absoluta, k_{rj} es la permeabilidad relativa, μ_j es la viscosidad dinámica de la fase y Φ_j es el potencial de flujo expresado como:

$$\Phi_j = \int_{P_o}^P \frac{d_p}{\rho} - g(z - z_o) \quad (3-5)$$

donde d_p/ρ es el potencial dependiente del fluido, $g(z - z_o)$ es el potencial del fluido debido a la gravedad g y z es la distancia pedida a partir de una referencia z_o .

Término de transferencia matriz-fractura

El término de transferencia matriz-fractura está en función del gradiente de presión existente entre los dominios, así como de la movilidad de la fase y el factor de forma ξ .

$$q_{j,d \rightarrow d'} = \xi \left(\frac{k_{rj} b_j}{\mu_j} \right)_d (P_d - P'_d) \quad (3-6)$$

El factor de forma ξ describe el área de superficie de contacto entre fracturas y matriz y es expresado como sigue:

$$\xi = 4 \left(\frac{k_{mx}}{L_x^2} + \frac{k_{my}}{L_y^2} + \frac{k_{mz}}{L_z^2} \right) \quad (3-7)$$

donde k_{mi} es la permeabilidad de matriz en la dirección $i = x, y, z$, L_i es el espaciamiento de fractura en la dirección $i = x, y, z$, y b_j es el factor volumétrico de la fase.

Por su parte, el componente sólido s se transfiere de la fase en que es inyectado (oleica o acuosa) hacia la fase roca. Este fenómeno es modelado bajo condición de no equilibrio y se expresa como sigue:

Dominio matriz

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi s_j \rho_j w_{sj})_m + \vec{\nabla} \cdot (\rho_j w_{sj} \vec{u}_j)_m - (\rho_j w_{sj} \dot{q}_{sj})_m = \dot{m}_{s,j \rightarrow r} \quad (3-8)$$

Dominio fractura

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi s_j \rho_j w_{sj})_f + \vec{\nabla} \cdot (\rho_j w_{sj} \vec{u}_j)_f - (\rho_j w_{sj} \dot{q}_{sj})_f = \dot{m}_{s,j \rightarrow r} \quad (3-9)$$

donde w_{sj} es la concentración másica del componente sólido s en la fase.

3.3.2. Filtración y crecimiento del revoque externo

La velocidad de crecimiento del revoque a condiciones actuales de filtración, tales como presión y propiedades de los componentes que forman el revoque, está dada por la siguiente ecuación (Lohne et al., 2010):

$$\frac{\partial h_c}{\partial t} = C_d \left(u_{fl} - \frac{Y}{\psi C_{sm}} \right) \quad (3-10)$$

donde h_c es el espesor del revoque, C_d es un factor adimensional relacionado con la cantidad de partículas atrapadas en el revoque y u_{fl} es la velocidad de filtración.

El fenómeno de erosión es modelado a partir del término $Y/\psi C_{sm}$, el cual es función de la concentración total de partículas que forman el revoque, y las condiciones dinámicas del sistema, como el esfuerzo cortante. La fracción de los sólidos que se adhieren al revoque ψ , depende de la relación de fuerzas que experimenta cada partícula sumergida en el fluido. Cada una sufre un arrastre en dirección perpendicular a la roca, función de la velocidad de filtración, y una fuerza de arrastre en la dirección axial del pozo. La relación de fuerzas y su impacto sobre la fracción adherida se exponen como sigue:

$$\psi = \frac{1}{1 + \left(\frac{F_R}{f_n} \right)^{n_f}} \quad (3-11)$$

donde f_n es un factor de fricción, n_f es un exponente de sensibilidad a la variación de fuerzas y F_R es la relación de fuerzas perpendiculares y paralelas a la dirección de filtración.

La relación empírica para Y es estimada como:

$$Y = \beta_e D_s \frac{\sigma_{av}}{\sigma_{ah}} \quad (3-12)$$

donde β_e es un parámetro asociado a la tasa de erosión. D_s es el diámetro promedio de las partículas en el lodo, y σ_{av} y σ_{ah} son los esfuerzos de arrastre sobre las partículas en la dirección vertical y horizontal, respectivamente. El esfuerzo en dirección radial (horizontal) será el que mantenga la partícula en su posición y hace parte de la suma de la fuerza viscosa por el flujo a través del revoque, y una fuerza de atracción por la cohesión entre partículas que forman el revoque:

$$\sigma_{ah} = P_n(x = D_s) + \tau_y \quad (3-13)$$

donde P_n es la presión neta local, la cual se evalúa a una profundidad igual al diámetro de partícula. τ_y es la resistencia a la deformación del revoque.

El esfuerzo de cizalladura (vertical) se calcula como sigue:

$$\sigma_{av} = \dot{\gamma} \mu_z \quad (3-14)$$

donde $\dot{\gamma}$ es la tasa de corte, μ_z es la viscosidad del fluido evaluada a la tasa de corte. El modelo asume una tasa de corte constante para toda la superficie expuesta.

Una vez definidas las ecuaciones de los términos principales de la ecuación gobernante (3-10), se utiliza la relación de Carman-Kozeny para estimar la permeabilidad del revoque en función de una distribución de tamaños que poseen una ligera o nula compresibilidad:

$$k_c = \frac{\phi_c^3}{2\tau_c(1 - \phi_c)^2 A_s^2} \quad (3-15)$$

donde ϕ_c es la porosidad del revoque, τ_c es la tortuosidad del revoque.

En este modelo las propiedades del revoque son promediadas según la composición del lodo. A su vez, el área superficial de los sólidos se calcula por medio de la ecuación de una esfera perfecta, con un factor de forma, que tiene en cuenta las irregularidades que pueden existir sobre la superficie de los sólidos y que hacen que se reduzca la permeabilidad de un empaquetamiento respecto a un conjunto de esferas perfectas.

La tasa de filtración es la variable que ensambla el modelo de filtración y crecimiento del revoque con el modelo de DPDP, y es expresado como:

$$q_{fl} = \frac{k_c(P_{wf} - P_{pc})}{h_c \mu_j} A_{fl} \quad (3-16)$$

donde P_{wf} es la presión en fondo de pozo, P_{pc} es la presión en la zona tras el revoque, μ_j es la viscosidad de la fase, y A_{fl} es el área expuesta a la filtración.

Para la asignación de una tasa de filtración a cada dominio (matriz y fractura), se usaron factores de ponderación en función de la movilidad en cada una de las fases y el factor de forma de Peaceman $G_{w,d}$ (Peaceman et al., 1983), tal como se explica a continuación:

$$G_{w,d} = \frac{2\beta_c K_{H,d} h_i}{\ln(r_e/r_w)} \quad (3-17)$$

$$G_m = G_{wm} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{rg}}{\mu_g} \right)_m \quad (3-18)$$

$$G_f = G_{wf} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{rg}}{\mu_g} \right)_f \quad (3-19)$$

donde β_c es un factor de conversión, $K_{H,d}$ es la permeabilidad horizontal del dominio dependiente de la geometría de la malla, h_i es el espesor del bloque, r_w es el radio del pozo y r_e es el radio para cada bloque. Luego:

$$f_m = \frac{G_m}{G_m + G_f} \quad (3-20)$$

$$f_f = 1 - f_m \quad (3-21)$$

Finalmente las tasas de filtración para cada dominio están dadas por:

Dominio matriz

$$q_{fl,m} = (q_{fl})(f_m) \quad (3-22)$$

Dominio fractura

$$q_{fl,f} = (q_{fl})(f_f) \quad (3-23)$$

Cinética de atrapamiento de sólidos

Lohne et al. (2010) propuso un modelo de atrapamiento en sistemas matriciales para calcular la transferencia de masa entre fases líquidas y roca, $\dot{m}_{s,j \rightarrow r}$. Haciendo una analogía con las ecuaciones presentadas en dicho trabajo, se obtuvo un modelo de retención de partículas en fracturas. De tal manera, la cinética de atrapamiento para el dominio fractura es expresada como sigue:

$$\dot{m}_{s,j \rightarrow f} = \left(\frac{\mu_j}{\phi S_j} \right)_f \left(\lambda_{a,f} (\phi S_j \rho_j w_{sj})_f \right) - \left(\lambda_{d,f} ((1-\phi) S_j \rho_m w_{sj})_f \right) \quad (3-24)$$

donde ρ_m es la densidad de la roca.

El parámetro $\lambda_{d,f}$ da cuenta de la removilación de las partículas atrapadas en la fractura. El coeficiente $\lambda_{a,f}$ representa el atrapamiento por unidad de longitud y es función del diámetro de partícula D_s , la apertura de fractura e y parámetros de ajuste (λ_f, τ):

$$\lambda_{a,f} = \lambda_f \left(\frac{D_s}{e_f} \right)^{\tau_f} \quad (3-25)$$

Una partícula es retenida en una fractura si cumple que $D_s \geq \epsilon e_f$, donde ϵ es un parámetro de ajuste que gobierna la relación entre el diámetro de partícula y la apertura de fractura. Si el criterio no se cumple, se considera que la partícula no contribuye al daño por taponamiento y $\lambda_{a,f}$ es igual a cero.

Reducción de permeabilidad

La reducción de permeabilidad en el dominio fractura es estimada a partir de un promedio armónico entre la permeabilidad del agregado de sólidos atrapados k_{sa} , y la permeabilidad de fractura en función del estado de esfuerzos de la roca k_f . El parámetro $\gamma_{s,f}$ es la relación del volumen de sólidos y el volumen de fractura:

$$k_{eff} = \left[\frac{\gamma_{s,f}}{k_{sa}(\phi_{cr}, A_{s,f})} + \frac{1-\gamma_{s,f}}{k_f} \right]^{-1} \quad (3-26)$$

Por su parte, k_{sa} es función de la porosidad corregida por los sólidos depositados ϕ_{cr} , y la superficie específica del dominio fractura $A_{s,f}$:

$$k_{sa} = \frac{\phi_{cr}^3}{2\tau_f (1 - \phi_{cr})^2 A_{s,f}^2} \quad (3-27)$$

$$\phi_{cr} = \phi_f \left(1 - \frac{\gamma_{s,f}}{a}\right) \quad (3-28)$$

$$A_{s,f} = \frac{w_{sj}6\varphi}{D_p} \quad (3-29)$$

El parámetro a es un factor de peso para la ponderación del área específica superficial de fractura, que es función de los sólidos atrapados en la fractura $\gamma_{s,f}$, la porosidad del agregado de sólidos ϕ_{ic} , y un parámetro f que representa la porción del dominio fractura expuesta a la retención de sólidos:

$$a = \max\left(f, \frac{\gamma_{s,f}}{1 - \phi_{ic}}\right) \quad (3-30)$$

La permeabilidad de fractura k_f , a un estado de esfuerzos específico, se estima a partir del modelo de Bandis (1983); CMG (2016):

$$k_f = k_{ccf} \left(\frac{e}{e_0}\right)^4 \quad (3-31)$$

En una curva experimental de cierre de fractura, donde se observan los valores de permeabilidad a diferentes esfuerzos efectivos normales, k_{ccf} representa la permeabilidad a esfuerzo efectivo normal cero. Por su parte, k_{rcf} es la permeabilidad residual, el cual es el valor estabilizado de la permeabilidad donde no hay más afectación por parte del esfuerzo efectivo normal.

La apertura de fractura a un estado de esfuerzos específico, e , es función de la apertura a esfuerzo efectivo normal cero, e_0 , y del cierre de fractura V_j :

$$e = e_0 - V_j \quad (3-32)$$

$$V_j = \frac{\sigma'_n}{k_{ni} + \frac{V_m}{\sigma_n}} \quad (3-33)$$

A su vez V_j es función de la rigidez inicial de fractura k_{ni} y del máximo cierre de fractura V_m , el cual se expresa como sigue:

$$V_m = e_0 \left[1 - \left(\frac{k_{rcf}}{k_{ccf}} \right)^{\frac{1}{4}} \right] \quad (3-34)$$

Estimación del esfuerzo efectivo normal

En la cara de un pozo y en sus cercanías, existe una concentración de esfuerzos influenciada principalmente por la presión del fluido dentro del pozo P_w , el radio del pozo r_w y los esfuerzos *in situ* de la formación: esfuerzo vertical σ_v , esfuerzo horizontal máximo σ_H y esfuerzo horizontal mínimo σ_h . Estos esfuerzos alrededor del pozo actúan en la dirección vertical (σ_v), en la dirección tangencial a la circunferencia del pozo (σ_θ) y en dirección radial (σ_r). Las expresiones matemáticas para calcular los esfuerzos alrededor del pozo fueron originalmente propuestas por Kirsch (1898). En este desarrollo no se consideró el flujo entre el yacimiento y el pozo, así que a continuación se exponen las ecuaciones presentadas en Fjaer (2008), modificadas por el producto del coeficiente de Biot y la presión de poro, αP_p . De tal manera, los esfuerzos calculados alrededor del pozo se consideran efectivos:

$$\sigma'_r = \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left[1 - \left(\frac{R_w^2}{r^2} \right) \right] + \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left[1 + \left(3 \frac{R_w^4}{r^4} \right) - \left(4 \frac{R_w^2}{r^2} \right) \right] \cos(2\theta) + P_{wf} \frac{R_w^2}{r^2} - \alpha P_p \quad (3-35)$$

$$\sigma'_\theta = \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left[1 + \left(\frac{R_w^2}{r^2} \right) \right] - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left[1 + \left(3 \frac{R_w^4}{r^4} \right) \right] \cos(2\theta) - P_{wf} \frac{R_w^2}{r^2} - \alpha P_p \quad (3-36)$$

$$\sigma'_z = \sigma_v - \nu \left[2(\sigma_H - \sigma_h) \frac{R_w^2}{r^2} \cos(2\theta) \right] - \alpha P_p \quad (3-37)$$

Una vez se tiene la distribución de esfuerzos alrededor del pozo, el esfuerzo efectivo normal que actúa sobre un plano de fractura puede expresarse a partir de la ecuación (3-38), derivada de la ley de Cauchy:

$$\sigma'_n = \begin{bmatrix} \sigma'_r & 0 & 0 \\ 0 & \sigma'_\theta & 0 \\ 0 & 0 & \sigma'_z \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} n_1 \\ n_2 \\ n_3 \end{Bmatrix} \cdot \begin{Bmatrix} n_1 \\ n_2 \\ n_3 \end{Bmatrix} = \sigma'_r n_1^2 + \sigma'_\theta n_2^2 + \sigma'_z n_3^2 \quad (3-38)$$

Las variables n_1 , n_2 y n_3 son los cosenos directores del vector normal unitario al plano de fractura:

$$n_1 = \sin(in) \cos(az) \quad (3-39)$$

$$n_2 = \sin(in) \sin(az) \quad (3-40)$$

$$n_3 = \cos(in) \quad (3-41)$$

donde in es la inclinación del plano de fractura y an es el azimut del plano de fractura.

Sostenimiento de la apertura de fractura

Para el modelamiento del sostenimiento de fractura por sólidos, se cuantifica el diámetro promedio de partículas durante el transporte de componentes sólidos usando la siguiente ecuación:

$$\log(e_a) = \frac{\sum_{s=1}^{n_s} (1 - \phi_f) \rho_m w_{sr} \log(D_p)}{\sum_{s=1}^{n_s} (1 - \phi_f) \rho_m w_{sr}} \quad (3-42)$$

donde w_{sr} es la relación másica en la fase roca.

El aumento del esfuerzo efectivo ocasiona una reducción de apertura de fractura. Si debido a este suceso el valor estimado de e_a es mayor a la nueva apertura de fractura, este se asignará como nueva apertura de fractura evitando un porcentaje de la reducción de la apertura. De acuerdo a lo anterior e_a será referido como apertura aparente en lo sucesivo.

Capítulo 4

Solución numérica

En este capítulo se presenta la metodología para la solución numérica del sistema de ecuaciones diferenciales descrito en la sección de modelo matemático. Para finalizar, se expone un diagrama que sintetiza el flujo de trabajo del modelo.

Discretización del sistema de ecuaciones y método de solución

El primer paso del procedimiento general para resolver un sistema de ecuaciones diferenciales parciales no lineales, como el presentado en el modelo matemático, consiste en la discretización espacio – temporal de las ecuaciones de conservación. Para este objetivo se empleó el método de volumen finitos, el cual transforma el conjunto de ecuaciones diferenciales parciales en un sistema de ecuaciones algebraicas lineales a partir de dos pasos principales. En el primer paso, las ecuaciones diferenciales parciales se integran y transforman en ecuaciones de equilibrio sobre un elemento. Esto implica cambiar las integrales de superficie y volumen en relaciones algebraicas discretas sobre los elementos y sus superficies utilizando una cuadratura de integración de un orden de precisión específico. El resultado es un conjunto de ecuaciones semi-discretizadas. En el segundo paso, los perfiles de interpolación se eligen para aproximar la variación de las variables dentro del elemento y relacionar los valores de superficie de las variables con sus valores de celda y así transformar las relaciones algebraicas en ecuaciones algebraicas. Para más detalles sobre el paso a paso de este procedimiento revisar (Moukalled et al., 2016).

Las ecuaciones discretizadas de conservación de los componentes agua, gas y aceite, en las fases acuosa, volátil y oléica, así como del componente sólido en la fase roca, se presentan respectivamente como siguen:

$$\frac{V_b \phi}{\Delta t} \Delta_t \left(\sum_{j=1}^{n_j} \phi s_j \rho_j w_{ij} \right)_d - \sum_{i=1}^{n_s} (T_j \rho_j w_{ij} \Delta \Phi_j)_d - \sum_{j=1}^{n_j} (\rho_j w_{ij} q_j)_d - \sum_{j=1}^{n_j} (\rho_j w_{ij})_d q_{j,d \rightarrow d'} = 0 \quad (4-1)$$

$$\frac{V_b \phi}{\Delta t} \Delta_t (\phi s_j \rho_j w_{sj})_d - \sum_{i=1}^{n_s} (T_j \rho_j w_{ij} \Delta \Phi_j)_d - (\rho_j w_{sj} q_{sj})_d = m_{s,j \rightarrow r} \quad (4-2)$$

donde V_b es el volumen del bloque, Δt es el paso del tiempo, Δ_t es el cambio de las variables de interés en el paso del tiempo y T es la transmisibilidad, la cual se define como sigue:

$$T_j = G_j \frac{k_j}{\mu_j} \quad (4-3)$$

donde G_j es un factor de forma que depende del sistema coordenado de la malla.

Para solucionar el sistema de ecuaciones algebraicas no lineales resultantes de la aplicación del método de volúmenes finitos, se utiliza el método de Newton-Raphson. A partir de este método se solucionan problemas del tipo $A \cdot \Delta \vec{x} = \vec{B}$, donde Δx es el vector de interés de la solución. En la figura 4-4 se observan los valores de una variable primaria X en un tiempo actual n , y un tiempo futuro $n + 1$. El objetivo del método es aproximarse al valor de la variable x en el tiempo $n + 1$, a partir de las iteraciones $v + 1$, las cuales se estiman a partir de la información de la iteración anterior v . En cada iteración se resuelve el incremento Δx , y se suma al valor de la variable x a la iteración v (García, 2016). Por lo tanto la aproximación es estimada como sigue:

$$\chi^{n+1, v+1} \cong \chi^{n+1, v} + \Delta \chi^{n+1, v+1} \quad (4-4)$$

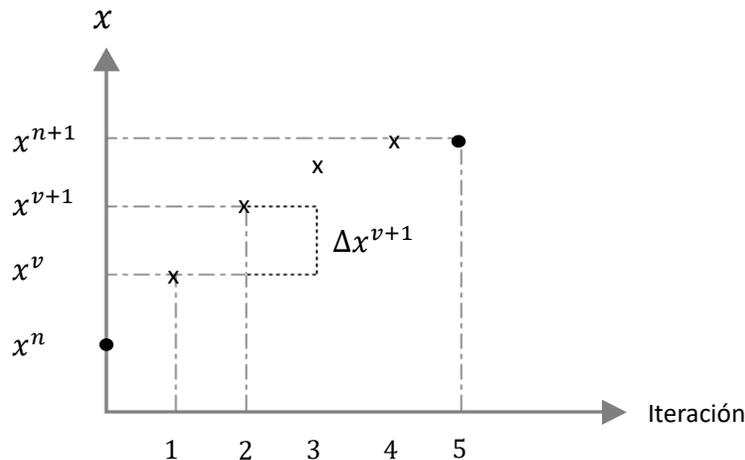


Figura 4-1: Esquema de linealización con el método de Newton-Raphson. (García, 2016)

El vector \vec{x} está conformado por la presión de la fase aceite P_o , la saturación de las fases agua y gas S_w, S_g y la concentración de los sólidos en la fase acuosa, volátil y roca, cada una de ellas en

los dominios matriz y fractura:

$$\vec{x} = [(P_o, S_w, S_g)_m, (P_o, S_w, S_g)_f, (w_{so}, w_{sw}, w_{sr})_m, (w_{so}, w_{sw}, w_{sr})_f] \quad (4-5)$$

El vector \vec{B} es el negativo de las funciones residuales, las cuales se definen a partir de las ecuaciones 4-1 y 4-3:

$$R_j = \frac{V\phi}{\Delta t} \Delta_t \left(\sum_{j=1}^{n_j} \phi s_j \rho_j w_{ij} \right)_d - \sum_{i=1}^{n_s} (T_j \rho_j w_{ij} \Delta \Phi_j)_d - \sum_{j=1}^{n_j} (\rho_j w_{ij} \dot{q}_j)_d - \sum_{j=1}^{n_j} (\rho_j w_{ij})_d \dot{q}_{j,d \rightarrow f d'} = 0 \quad (4-6)$$

$$R_{ij} = \frac{V\phi}{\Delta t} \Delta_t (\phi s_j \rho_j w_{sj})_d - \sum_{i=1}^{n_s} (T_j \rho_j w_{ij} \Delta \Phi_j)_d - (\rho_j w_{sj} \dot{q}_{sj})_d - \dot{m}_{s,j \rightarrow r} = 0 \quad (4-7)$$

La matriz A es el conjunto de derivadas de las funciones residuales con respecto a las variables primarias en la iteración ν . Este conjunto de derivadas se denomina jacobiano y es denotado como J :

$$J = \frac{\partial R_i^\nu}{\partial \chi_j^\nu} \quad (4-8)$$

Los jacobianos se hallan de forma numérica, mediante la definición de derivada (García, 2016), como sigue:

$$\frac{\partial R^\nu}{\partial \chi^\nu} \cong \frac{R(\chi^\nu + \rho) - R(\chi^\nu)}{\rho} \quad (4-9)$$

donde ρ es un incremento de la variable χ^ν . Entre menor sea ρ , más exacta es la derivada numérica. El sistema de ecuaciones linealizado se resuelve a partir del método de solución lineal FGMRES (*Flexible generalized minimum residual*) preconditionado con factorización ILU (*Incomplete LU*), el cual está disponible en la librería numérica MKL (*Math Kernel Library*) de Intel.

Diagrama de flujo

En la figura 4-2, se observa el diagrama de flujo del modelo implementado. Las propiedades del modelo de fractura son calculadas de forma explícita (tiempo actual), mientras que la tasa de filtración, las propiedades petrofísicas y del fluido, así como el método de solución, son estimadas de forma implícita (tiempo futuro). Los criterios de convergencia del modelo son el cumplimiento de la tolerancia del método de Newton y el criterio de balance de materia (CBM), el cual verifica que la masa producida en los pozos equivale a la masa que se extrajo del yacimiento.

La implementación del modelo del presente trabajo se realizó sobre una herramienta de simulación numérica de yacimientos programada en lenguaje FORTRAN y fue acoplado al simulador *Black oil* extendido a transporte de sólidos en medio matriciales perteneciente a la herramienta DFTmp SIMULATOR, la cual pertenece al grupo de Dinámicas de Flujo y Transporte en medios porosos de la Universidad Nacional de Colombia.

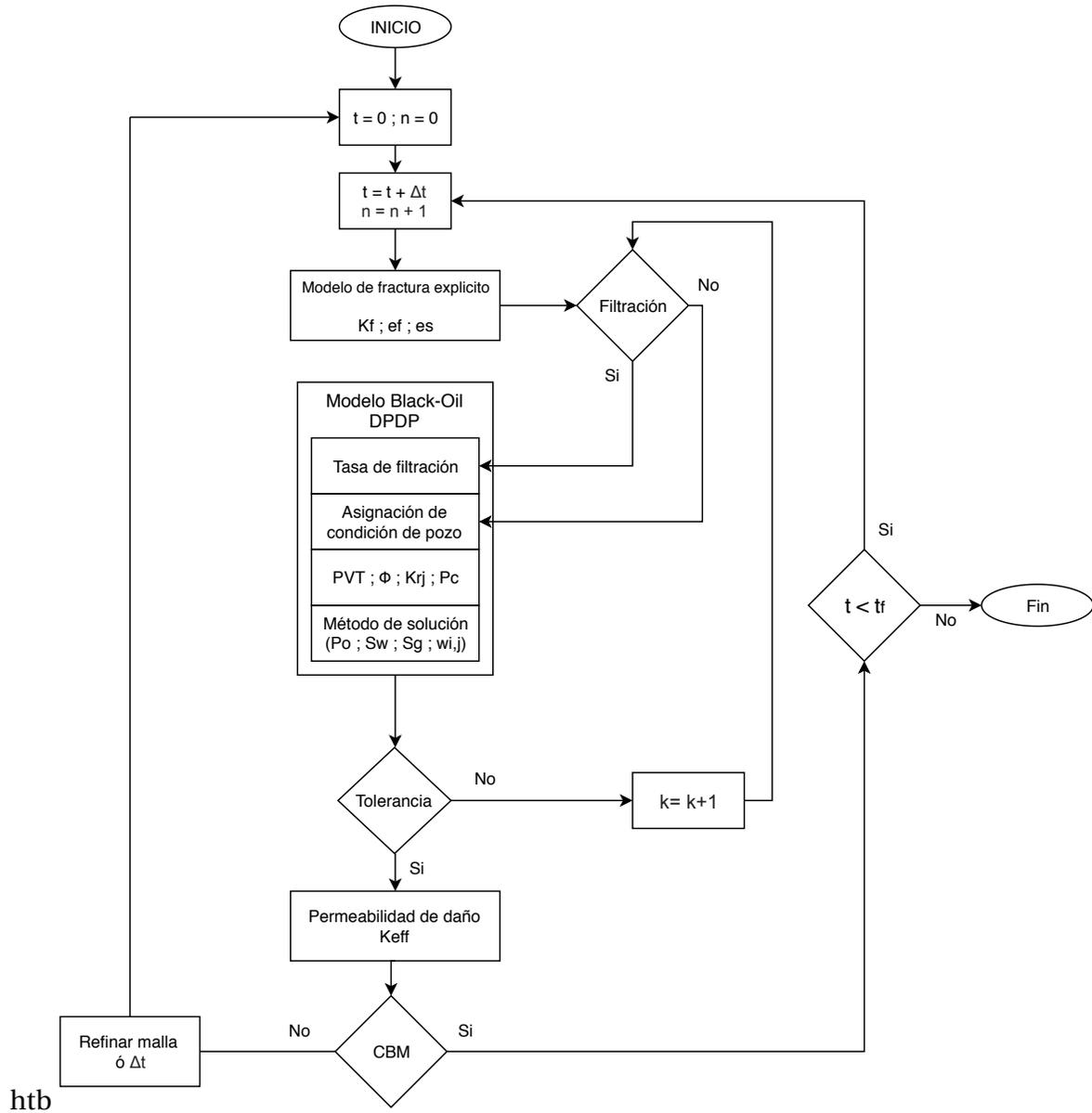


Figura 4-2: Diagrama de flujo.

Capítulo 5

Resultados y análisis

Este capítulo inicia con el análisis de resultados de la simulación de pruebas experimentales a escala de núcleo para la validación del modelo matemático. Posteriormente se realiza un análisis de sensibilidad de variables relevantes del modelo matemático a escala de pozo.

5.1. Validación del modelo

La validación del modelo matemático propuesto en el capítulo 3 se realizó a partir de la simulación de pruebas de desplazamiento en núcleos naturalmente fracturados de la formación Mirador, perteneciente al complejo estructural del Piedemonte llanero colombiano. Se tienen dos pruebas experimentales, A y B. En la prueba A se estima el daño inducido asociado a un fluido de perforación. En la prueba B se evalúa el efecto en la permeabilidad de la inyección de material micropropante.

Prueba A

Para la evaluación a nivel experimental del daño inducido por el fluido de perforación, se realizaron mediciones de recobro de aceite antes y después del desplazamiento de lodo, así como también se mide el volumen total de fluidos filtrados en la salida del sistema durante la prueba (aceite, salmuera y lodo). Las propiedades del núcleo y los fluidos de perforación, así como las condiciones de operación de la prueba se detallan en la tabla 5-1.

Los valores de permeabilidad y porosidad medidos en laboratorio corresponden a la totalidad del núcleo, es decir, no hay una medición de estas propiedades para el volumen matricial y las fracturas naturales. Debido a que el modelo de simulación DPDP requiere la caracterización petrofísica de cada dominio (matriz y fractura), se asigna una porosidad de fractura equivalente al 0.01 % de la porosidad total, tal como es típico en la formación Mirador (Herrera, 2016; Gutierrez, 2016). Los parámetros utilizados en el modelo de permeabilidad de fractura se muestran en la tabla 5-2. Para obtener las permeabilidades relativas para el dominio matriz y fractura se calibró el modelo de Brooks and Corey (1966) a partir de los datos experimentales de cambio de presión y recobro de aceite. En el dominio fractura, la permeabilidad relativa fue modelada con una forma típica de "X" que caracteriza los medios fracturados. Los puntos máximos de

permeabilidad relativa y saturación se asignaron iguales en las curvas de ambos dominios (ver figura 5-1).

Tabla 5-1: Información de núcleo y condiciones de operación.

Parámetro	Valor
Longitud [cm]	4.74
Diámetro [cm]	2.56
Porosidad de matriz [%]	7.92
Porosidad de fractura [%]	0.08
Permeabilidad de matriz [mD]	0.3
Tasa de inyección [cc/min]	0.2
Viscosidad del aceite [cp]	0.4
Temperatura [°C]	90
Presión de poro [psi]	300
Presión de sobrecarga [psi]	1500

Tabla 5-2: Parámetros del modelo de fractura.

Parámetro	Valor
Permeabilidad de cierre de fractura k_{ccf} [mD]	1.0
Permeabilidad residual de cierre de fractura k_{rcf} [mD]	0.01
Rigidez inicial normal de fractura k_{ni} ([psi/ft])	$1 \cdot 10^6$
Apertura inicial de fractura e_0 [um]	100
Coefficiente de Biot α	0.9

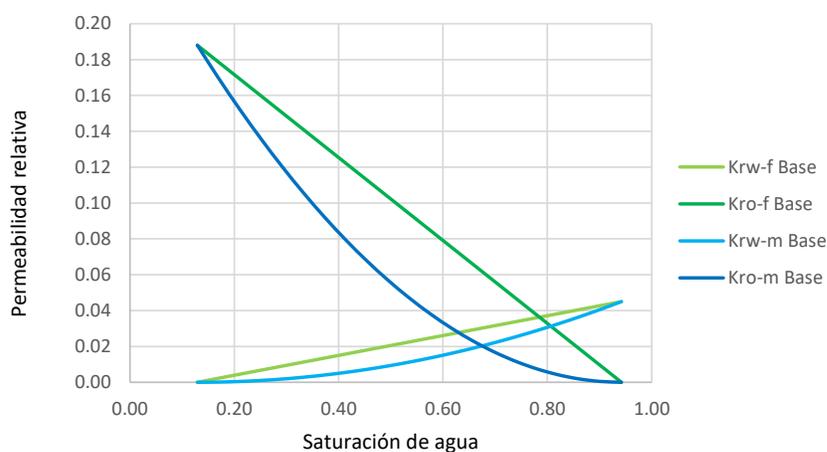


Figura 5-1: Permeabilidades relativas base.

La curva de recobro de aceite base obtenida en la simulación y su contraste con los datos de laboratorio puede ser observada en la figura 5-2. La trayectoria de la curva inicia con un rápido

incremento del recobro de aceite en los primeros volúmenes porosos inyectados, que corresponde al barrido de aceite de las fracturas naturales. Posteriormente, el volumen de aceite recobrado se estabiliza debido a que el agua de inyección se canaliza a través de las fracturas. El error típico calculado fue del 8%.

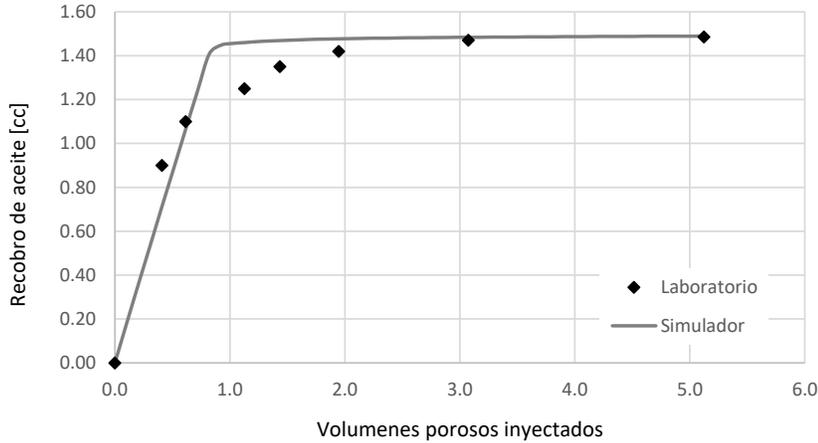


Figura 5-2: Recobro base de aceite.

El lodo fue modelado como una fase acuosa. Durante su inyección la presión estimada en la entrada del núcleo es alrededor de 750 *psi*, lo cual de acuerdo a los parámetros del modelo de permeabilidad de fractura, permite estimar una apertura de fractura en la cara del núcleo a condiciones de yacimiento de 46 *um* aproximadamente. Dicho valor se encuentra entre el rango de apertura de fractura de la formación Mirador, la cual varía entre 20-70 (Cifuentes, 2016). La etapa de filtración de lodo se realizó en condiciones dinámicas. En la tabla 5-3 se detallan las condiciones operacionales y en la figura 5-3 la distribución de partículas presentes en el lodo.

Tabla 5-3: Condiciones de filtración de lodo.

Parámetro	Valor
Sobrebalance [psi]	970
Velocidad lineal [ft/min]	500
Concentración de sólidos [ppg]	2.5
Factor de forma de los sólidos	1.8
Porosidad del agregado de sólidos	0.302

El volumen total acumulado a la salida del sistema durante el desplazamiento de lodo es presentado en la figura 5-4. Es notable que los datos experimentales son bastante dispersos, sin embargo, siguen la tendencia reproducida por el modelo. Esta dispersión puede estar asociada a una incertidumbre en la configuración inicial de presión de poro y contrapresión a nivel experimental. Si la presión de poro inicial es ligeramente más baja que la contrapresión, el flujo de lodo debe aumentar la presión de poro antes de observar cualquier efluente en la salida del

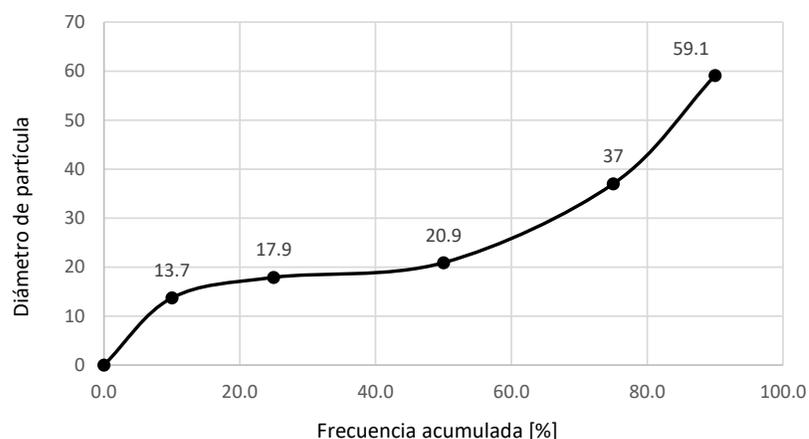


Figura 5-3: Distribución de partículas del lodo.

núcleo. Aún más importante que el volumen total acumulado, es la tasa de filtración, ya que asegura la reproducción del fenómeno. Las tasas de filtración experimentales se calcularon utilizando derivadas centradas para una mayor estabilidad numérica. La figura 5-5 representa la comparación entre la tasa de filtración experimental y la obtenida durante la simulación. En esta se observa que aunque no hay un punto representativo al comienzo del proceso, todas las tasas tienden a ser más altas al comienzo y disminuyen hasta alcanzar una tasa estable. Esta tasa estabilizada se encuentra típicamente en los experimentos de filtración dinámica, debido a que las fuerzas sobre el revoque han alcanzado un equilibrio. La tasa de equilibrio se corresponde correctamente con la curva de simulación.

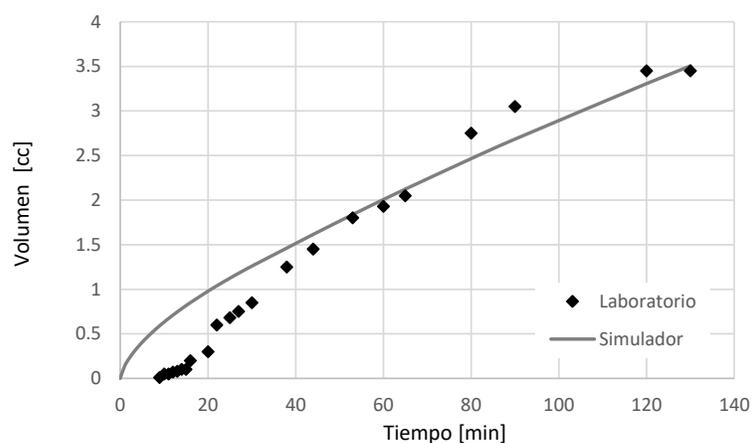


Figura 5-4: Volumen acumulado durante el desplazamiento de lodo.

Una vez se termina la etapa de filtración de lodo, se procede a medir el recobro de aceite. Los resultados de laboratorio presentan 1.15 cc de aceite recobrado posterior al daño, lo que repre-

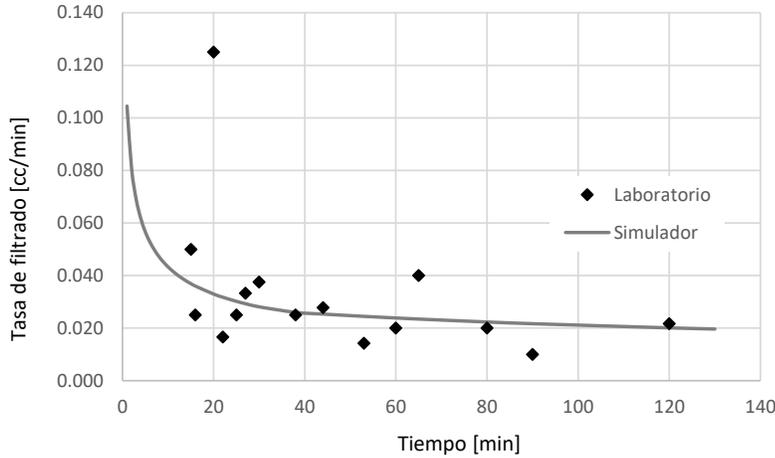


Figura 5-5: Tasa de filtración.

senta una disminución de 22.6% respecto al recobro base, 1.485 cc. Por su parte, los resultados de simulación arrojaron un recobro de 1.435 cc, que se traducen en un disminución de 3.7% respecto al recobro base, 1.49 cc, (ver figura 5-6). Una explicación posible para la baja reducción de volumen de aceite recuperado estimada por el modelo, es el hecho de que el daño por atrapamiento de partículas es modelado como un mecanismo de daño de la permeabilidad absoluta. No se consideran interacciones fluido-fluido, es decir, no se presenta daño en la permeabilidad relativa. Para intentar justificar este razonamiento se proponen unas nuevas permeabilidades relativas, ajustadas a partir de la presión de la fase aceite posterior a la filtración del lodo (ver figuras 5-7 y 5-8).

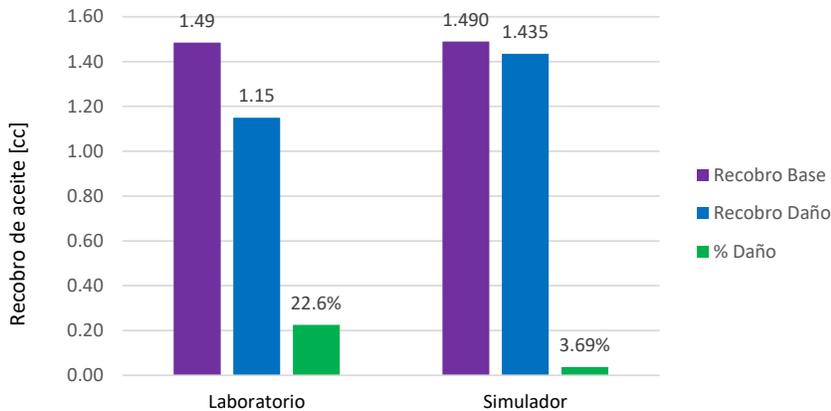


Figura 5-6: Daño en recobro de aceite estimado en laboratorio y en simulación.

Utilizando el nuevo conjunto de permeabilidades relativas se simula nuevamente el recobro de aceite, en el cual se obtuvo un volumen de 1.20 cc. Dicho volumen representa una disminución

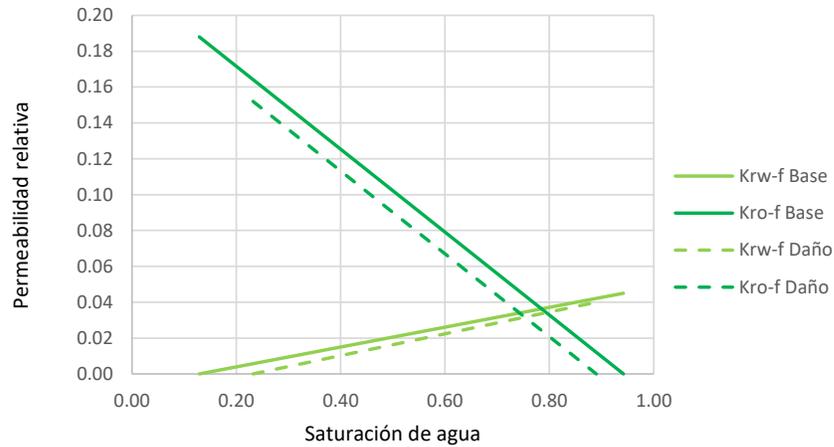


Figura 5-7: Permeabilidades relativas - dominio fractura.

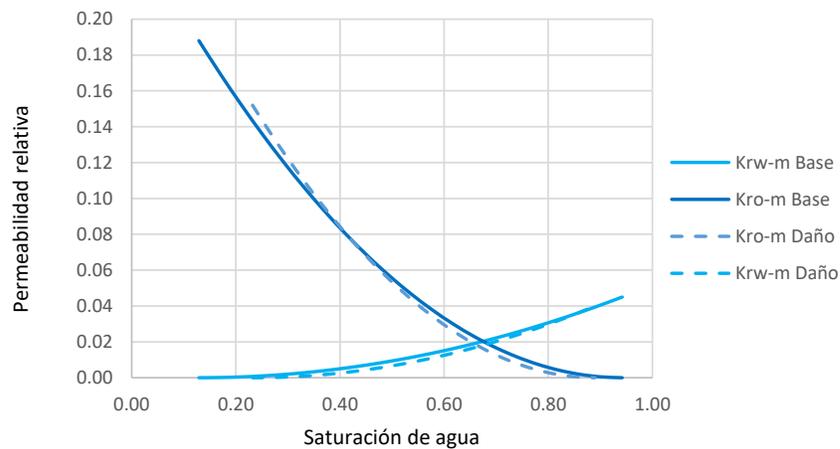


Figura 5-8: Permeabilidades relativas - dominio matriz.

de 19.3% de aceite recuperado respecto al recobro base *cc*, lo que representa el daño remanente asociado a interacciones entre fluidos y daños en la permeabilidad efectiva por aumento de la tensión interfacial. En la figura 5-9, se sintetiza el daño a la permeabilidad efectiva asociado a los sólidos y el daño a las interacciones de fluido dentro del medio poroso.

Los resultados de modelamiento de la prueba A permiten validar la capacidad del modelo de evaluar el daño por fluidos de perforación en YNE, a partir del correcto ajuste de la tasa de filtración y el recobro de aceite posterior al daño. Adicionalmente, se tiene la capacidad de cuantificar y disgregar el daño asociado por el mecanismo de atrapamiento de sólidos del daño inducido total.

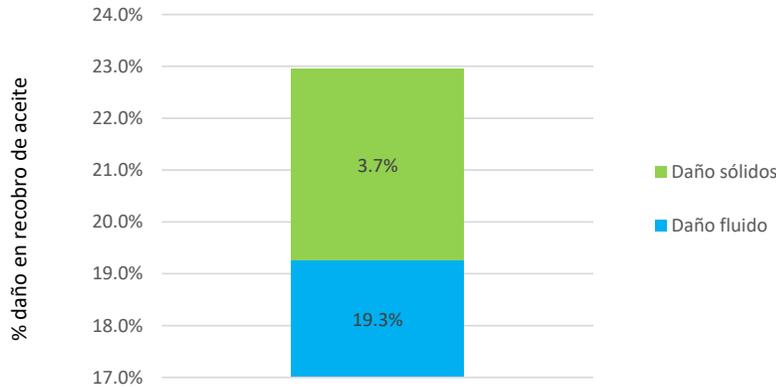


Figura 5-9: Porcentaje de daño.

Prueba B

La evaluación en laboratorio del efecto del material propante consiste en la medición de la permeabilidad efectiva antes y después de la inyección de tratamiento. Para tener una idea de la sensibilidad a esfuerzos del núcleo se realizan mediciones base de la permeabilidad efectiva al aceite bajo condiciones de esfuerzo efectivo alto y bajo. El tratamiento consiste en 5 etapas de inyección continua de material propante a diferentes concentraciones de sólidos (ver la tabla 5-4), y es realizada a esfuerzo efectivo bajo, lo que permite una mayor apertura de fractura y por tanto, mayor emplazamiento de partículas en el medio. La medición de permeabilidad posterior al tratamiento se realiza a esfuerzo efectivo alto, para tener un cierre de fractura más abrupto y evaluar la efectividad del tratamiento a condiciones representativas de flujo durante la puesta en producción el pozo.

Tabla 5-4: Etapas de inyección de tratamiento.

Etapa	Concentración [ppg]
1	0.025
2	0.05
3	0.1
4	0.15
5	2

Para el desplazamiento de los sólidos a través de la muestra se requiere de un fluido de acarreo, normalmente de carácter viscoso (base gel), con algunos fluidos complementarios de baja tensión interfacial y rompedores de gel para promover una mejor limpieza en la fase de producción. La inyección de este tipo de fluidos y componentes no se considera en la presente investigación puesto que el objetivo planteado es transportar los sólidos en el fluido de perforación. En la simulación de esta prueba se modela el transporte del sólidos en la fase oleica y se proponen dos criterios para la validación de los resultados obtenidos en laboratorio. El primero es

la disminución del diferencial de presión de la fase aceite posterior al tratamiento, el objetivo en este punto es lograr la simulación del soporte de la apertura de fractura una vez aumenta el esfuerzo efectivo. El segundo criterio es obtener la concentración de partículas en la salida del sistema. Durante la inyección del material propante en laboratorio es posible medir la concentración de partículas en los efluentes obtenidos en la cara de salida del núcleo. En esta prueba se tiene la particularidad de que hubo cero concentración de partículas en el efluente. Obtener una concentración de partículas en la salida del sistema cercana a cero en la simulación garantiza tener una calibración aceptable de la apertura de fractura, la cual no conocemos con certeza, y el correcto modelamiento del fenómeno de atrapamiento de sólidos en el medio fracturado.

Las propiedades del núcleo y fluidos, así como las condiciones de operación de la prueba se presentan en la tabla 5-5. Los parámetros del modelo de fractura se presenta en la tabla 5-6. Para la asignación de permeabilidad relativa a cada una de los dominios de la simulación, se realizó un proceso análogo de calibración del modelo de Corey mencionado en la prueba A, (ver figura 5-10). La distribución de partículas del material micropropante tiene un P90 de $127.8 \mu m$, y se presenta en la figura 5-11. Para el modelamiento del material particulado se utilizó un factor de forma de 1.8 y una porosidad del agregado de sólidos de 0.4, el cual es cercano a la máxima porosidad que puede ser obtenida por un arreglo de partículas esféricas (0.47).

Tabla 5-5: Información de la prueba de laboratorio.

Parámetro	Valor
Longitud [cm]	4.72
Diámetro [cm]	2.54
Permeabilidad de matriz [mD]	0.137
Porosidad de matriz [%]	3.96
Porosidad de fractura [%]	0.04
Tasa de inyección [cc/min]	0.3
Viscosidad del aceite [cp]	0.4
Temperatura [°C]	120
Presión de poro [psi]	1500
Presión de sobrecarga [psi]	6500, 2000

Tabla 5-6: Parámetros del modelo de fractura.

Parámetro	Valor
Permeabilidad de cierre de fractura k_{ccf} [mD]	100
Permeabilidad residual de cierre de fractura k_{rcf} [mD]	0.9
Rigidez inicial normal de fractura k_{ni} ([psi/ft])	$4.3 \cdot 10^5$
Apertura inicial de fractura e_0 [um]	180
Coefficiente de Biot α	0.9

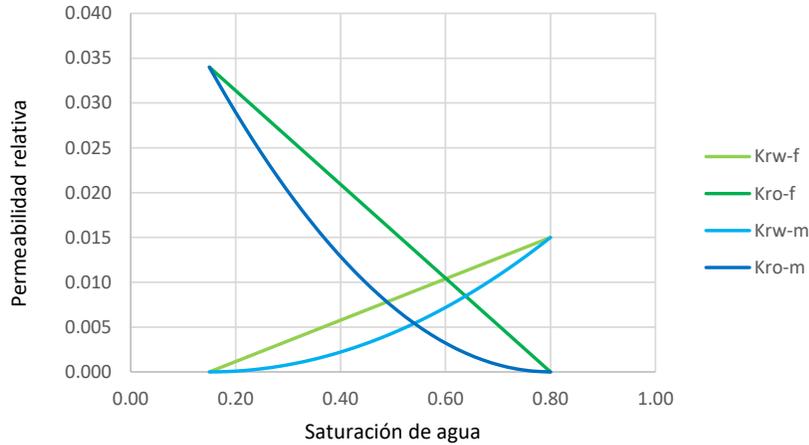


Figura 5-10: Permeabilidades relativas.

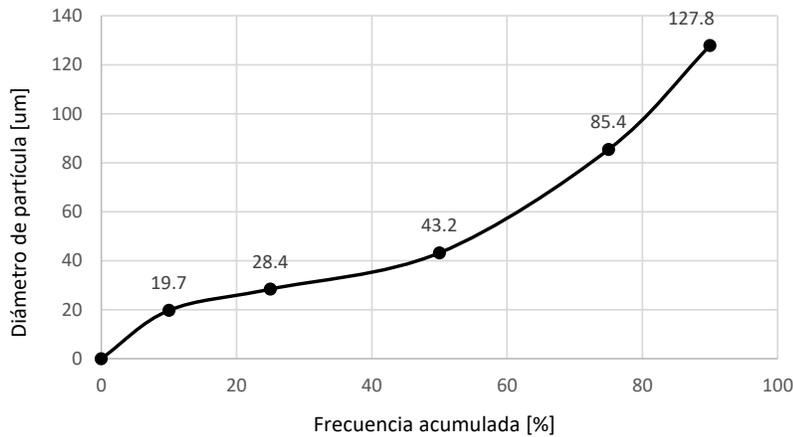


Figura 5-11: Distribución de partículas de micropropante.

En la figura 5-12 se observa los resultados de diferencial de presión de la fase aceite obtenidos en laboratorio y simulación. Se obtuvieron errores menores al 5%, tanto en las mediciones base a esfuerzo efectivo bajo (EEB) y esfuerzo efectivo alto (EEA), y post-tratamiento a EEA. El porcentaje de reducción del diferencial de presión reportado en laboratorio fue del 12%, mientras que a partir del modelo se estimó un valor de 8%. La diferencia entre estos porcentajes se asocia al hecho de que el efecto de los fluidos asociados al desplazamiento del tratamiento en el medio poroso no se considera en el presente estudio.

La inyección de aceite y de material propante se realiza a través de la cara de inyección y producción, respectivamente, tal como se indica en la figura 5-13. En la medición base de permeabilidad efectiva al aceite a esfuerzo efectivo alto, se estima la apertura de fractura en 60 μm , posteriormente se procede a la inyección de material propante. En la figura 5-14 se observa la variación de la apertura de fractura a través del núcleo en el último tiempo de la inyección de

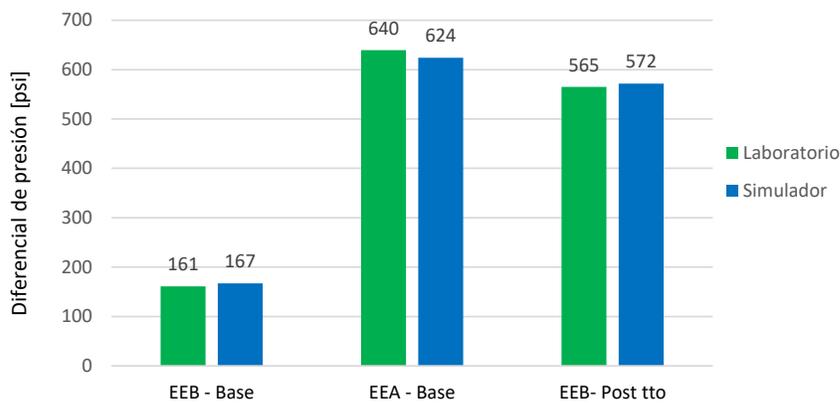


Figura 5-12: Diferenciales de presión base y post-tratamiento.

sólidos y la variación del diámetro promedio de las partículas atrapadas (apertura aparente). En esta etapa el núcleo se encuentra a condición de esfuerzo efectivo bajo y la apertura de fractura es estimada en $87 \mu m$. Se observa que una gran cantidad de partículas se acumulan al final del núcleo, esto puede deberse a la reducción de apertura en función del alejamiento de la cara de inyección, en este punto se ha detenido el paso de los sólidos por un efecto de exclusión de tamaño. En la figura 5-15 se observa nuevamente la apertura de fractura y la apertura aparente justo después del inicio de la inyección de aceite post-tratamiento. Durante esta etapa algunos sólidos que se encontraban suspendidos en la fase oleica, posiblemente fueron removilizados y atrapados en el medio, ocasionando el incremento de la apertura aparente. El material particulado soporta la fractura en la última sección del núcleo como puede comprobarse por la comparación de la apertura de fractura calculada con el modelo de permeabilidad de fractura y el tamaño promedio de las partículas en el medio. De tal manera, la apertura de fractura estimada en $60 \mu m$ a condición de esfuerzo efectivo alto en la primera etapa, es ahora estimada en $70.5 \mu m$ en varias posiciones del núcleo, mejorando así la permeabilidad del sistema.

De forma similar a los resultados obtenidos en laboratorio, el modelo arrojó concentraciones de partículas en las fases recuperadas en la salida del sistema, menores al 0.01 % respecto a las concentraciones inyectadas, ver tabla 5-7.

Tabla 5-7: Concentración de sólidos a la salida del sistema.

Etapa	Concentración [ppg]
1	$1.9 \cdot 10^{-4}$
2	$2.2 \cdot 10^{-5}$
3	$9.8 \cdot 10^{-5}$
4	$1.1 \cdot 10^{-5}$
5	$6.6 \cdot 10^{-5}$

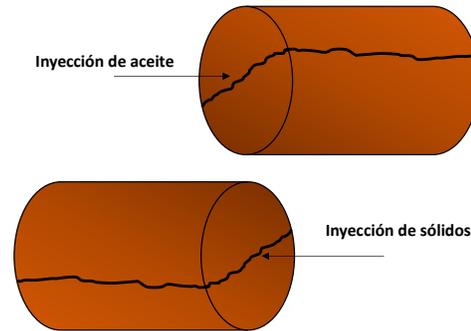


Figura 5-13: Dirección de inyección de aceite y sólidos en el laboratorio.

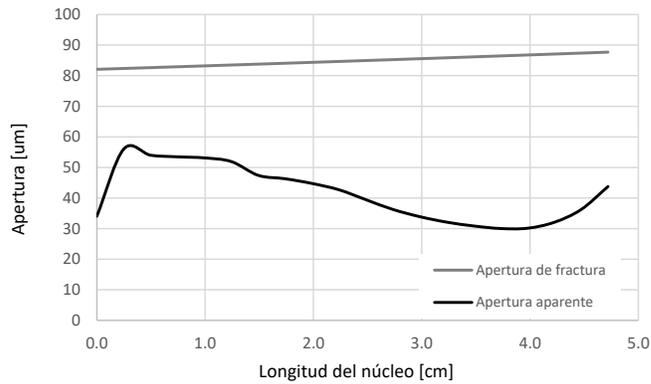


Figura 5-14: Variación de la apertura durante la inyección de sólidos.

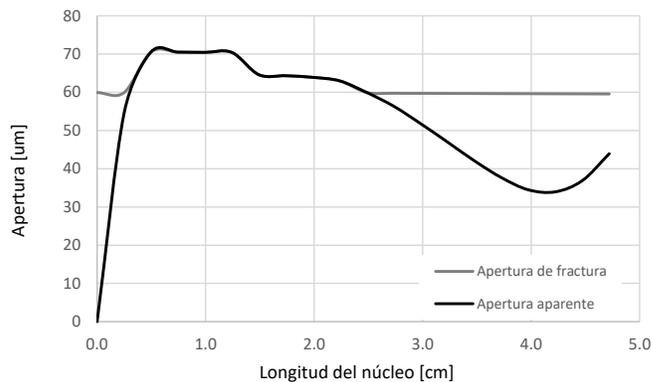


Figura 5-15: Variación de la apertura durante la inyección de aceite post-tratamiento.

5.2. Análisis de sensibilidad

Para estudiar el impacto en la tasa de filtración y la productividad de parámetros de ajuste y variables geomecánicas del modelo, se realizaron diferentes simulaciones a escala de pozo. El

caso consta de dos periodos de tiempo, en el primero de ellos se simula el proceso de perforación durante cuatro días, y en el segundo se simula un periodo de producción de seis meses. El régimen de esfuerzos simulado es rumbo deslizante y corresponde al existente en la formación Mirador, el cual se caracteriza por una alta anisotropía de esfuerzos. La información detallada del caso se encuentra en la tablas 5-8, 5-9 y 5-10.

Tabla 5-8: Propiedades petrofísicas y de la malla de simulación.

Parámetro	Valor
Bloques en dirección radial	20
Radio interno [ft]	0.7
Radio externo [ft]	1000
Bloques en dirección tangencial	4
Espesor de la formación	240
Tope de la formación [ft]	15000
Porosidad de matriz [%]	8
Porosidad de fractura [%]	0.08
Permeabilidad absoluta [mD]	0.7
Presión de yacimiento [psi]	6000
Presión de fondo de pozo [psi]	4000

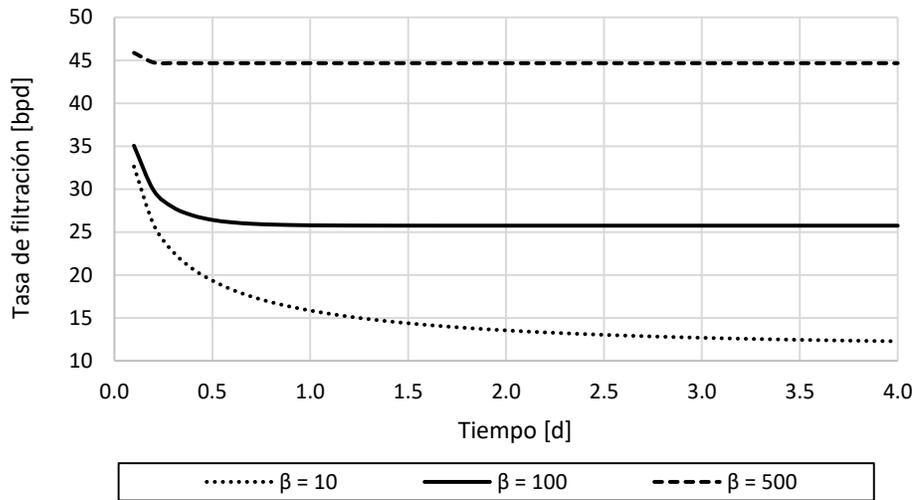
Tabla 5-9: Parámetros del modelo de fractura.

Parámetro	Valor
Permeabilidad de cierre de fractura k_{ccf} [mD]	700
Permeabilidad residual de cierre de fractura k_{rcf} [mD]	3.5
Rigidez inicial normal de fractura k_{ni} ([psi/ft])	$4.5 \cdot 10^6$
Apertura inicial de fractura e_0 [um]	150
Gradiente de esfuerzo horizontal máximo σ_H [psi/ft]	1.15
Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo σ_h [psi/ft]	0.7
Gradiente de esfuerzo vertical σ_v [psi/ft]	1.0
Azimut de las fracturas an [grados]	0
Inclinación de las fracturas in [grados]	70
Relación de Poisson ν	0.2
Coefficiente de Biot α	0.9

La variable β_e es un parámetro de ajuste de gran influencia en la tasa de filtración, este da cuenta de la erosión del revoque (ver ecuación 3-12). En la gráfica 5-16 se puede observar la tasa de filtración utilizando valores de β_e de 10, 100 y 300 t^{-1} . A partir de los resultados se concluye que a mayor β_e , mayor es la erosión del revoque y por lo tanto, la tasa de filtración inicia en un valor más alto y tiende a estabilizarse rápidamente en un valor constante, esto debido al continuo desgaste del revoque que evita que la tasa de filtración disminuya.

Tabla 5-10: Parámetros del pozo y el lodo de perforación.

Parámetro	Valor
Concentración de sólidos [ppg]	0.7
Diámetro del hueco [in]	8.5
Diámetro externo de la tubería [in]	5
Factor de forma de los sólidos	1.8
Coefficiente de erosión	100
Densidad de lodo [ppg]	8.4

**Figura 5-16:** Tasa de filtración con variación en parámetro de erosión.

La simulación a escala de pozo permite visualizar el efecto de la localización de fracturas y el régimen de esfuerzos de la formación. En la figura 5-17, se observa la apertura de fractura al tiempo inicial (T_i) y final (T_f) de la simulación, en la dirección paralela (0°) y perpendicular (90°) respecto a la orientación del esfuerzo horizontal máximo, la cual se fija en la coordena tangencial 0° en la malla de simulación (ver figura 5-18). En las posiciones perpendiculares a la orientación del esfuerzo horizontal máximo, la apertura de fractura aumenta a medida que avanza en la dirección radial, mientras que en las posiciones paralelas, la apertura de fractura es mayor en las cercanías del pozo y disminuye en la dirección radial. Este fenómeno se debe a la alta concentración de esfuerzo tangencial en las cercanías del pozo en la dirección perpendicular a la dirección del esfuerzo horizontal máximo, lo que conlleva al cierre de las fracturas ubicadas en esta posición. Por el contrario, el alto contraste del esfuerzo tangencial favorece la apertura de las fracturas en la posición paralela al esfuerzo horizontal máximo. En las figuras 5-19 y 5-20 se observa la distribución de los esfuerzos alrededor del pozo durante la etapa de producción en la dirección paralela y perpendicular al esfuerzo horizontal máximo.

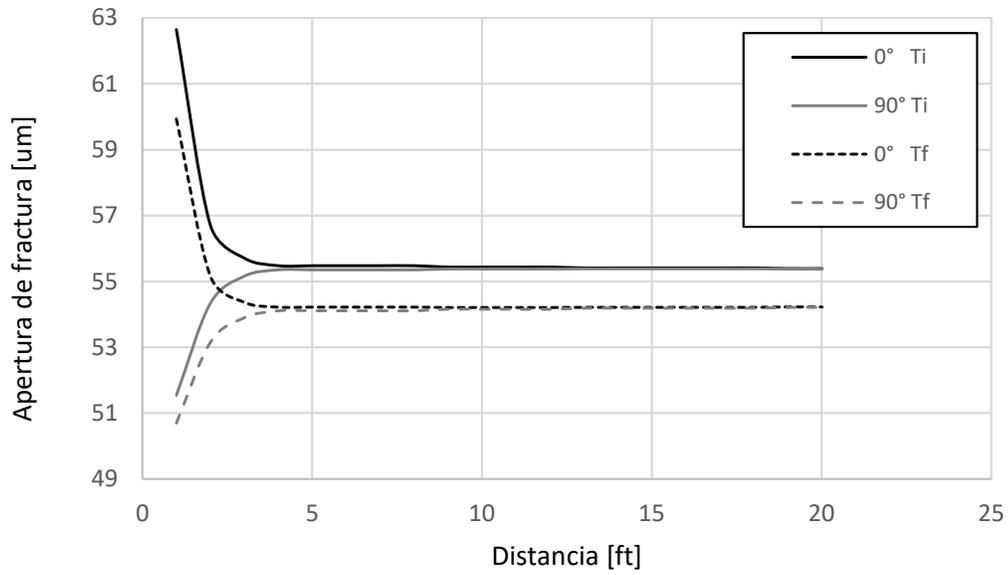


Figura 5-17: Variación de la apertura de fractura respecto a la dirección tangencial.

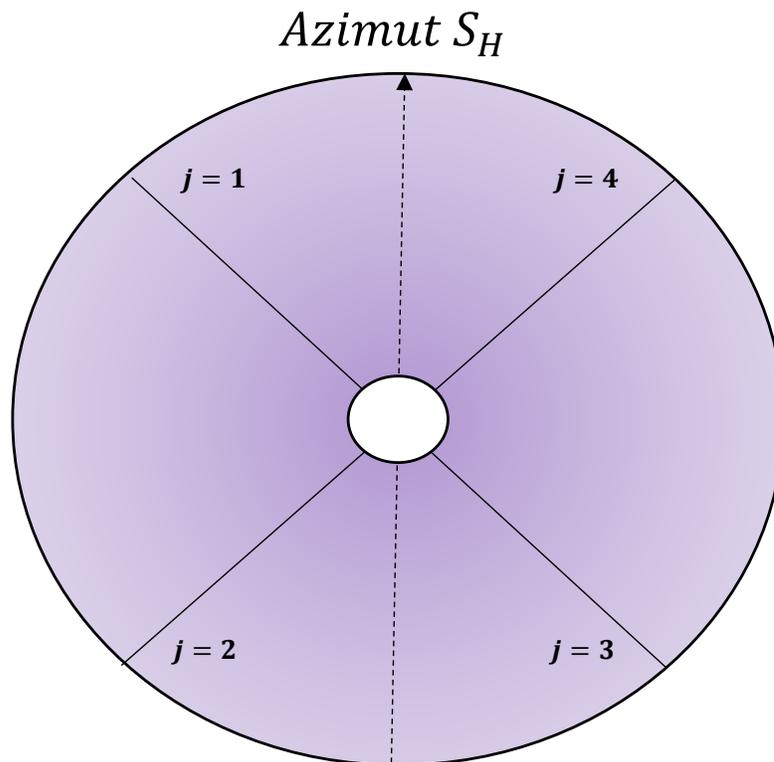


Figura 5-18: Esquema de la división de bloques en la dirección tangencial de la malla de simulación.

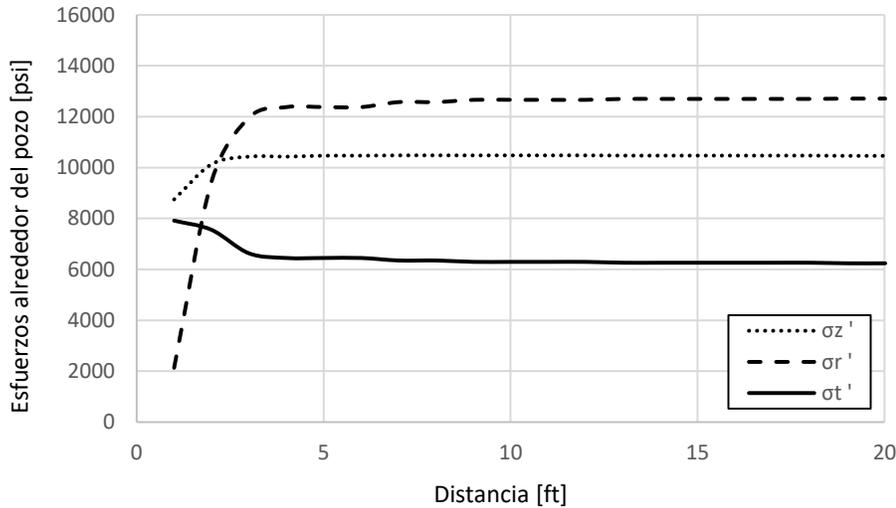


Figura 5-19: Distribución de esfuerzos alrededor del pozo en la dirección paralela al esfuerzo horizontal máximo.

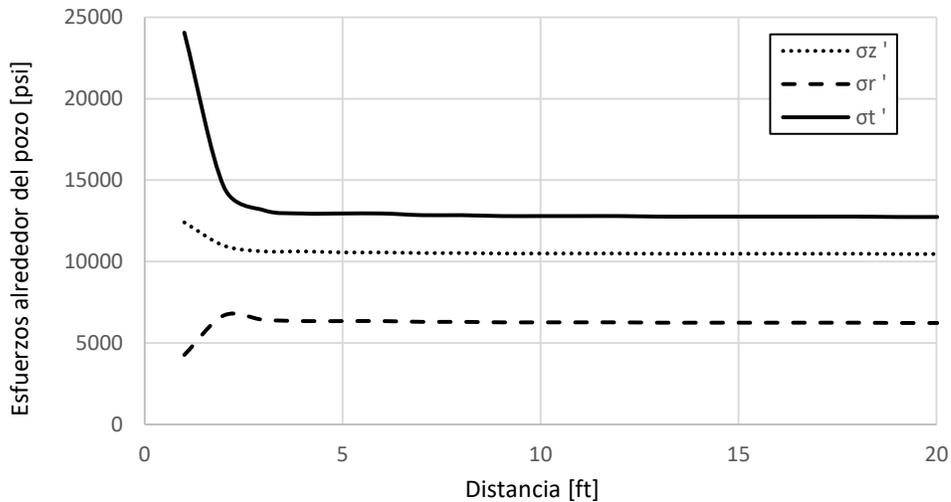


Figura 5-20: Distribución de esfuerzos alrededor del pozo en la dirección perpendicular al esfuerzo horizontal máximo.

Durante la etapa de perforación, se observó que el perfil de filtrado dentro de la formación llega hasta los primeros 10 ft, a partir de esta distancia invade la zona parcialmente hasta los 50 ft de la formación. Se resalta el hecho de que el perfil de filtración no cambió de forma relevante en función de la dirección tangencial. La saturación de lodo a través del yacimiento es similar a (0°) y (90°) respecto a la orientación del esfuerzo horizontal máximo (ver figura 5-21). El efecto de la variación de la apertura de fractura se observa con mayor claridad en la etapa de producción, posterior a la caída de presión generada por la finalización de la condición de sobrebalance.

En efecto, se observa en la figura 5-22, que la tasa de aceite en la dirección paralela al esfuerzo horizontal máximo es mayor que en la posición opuesta. Este efecto es más notorio en al inicio de la etapa de producción, a medida que avanza el tiempo las tasas tienden a igualarse.

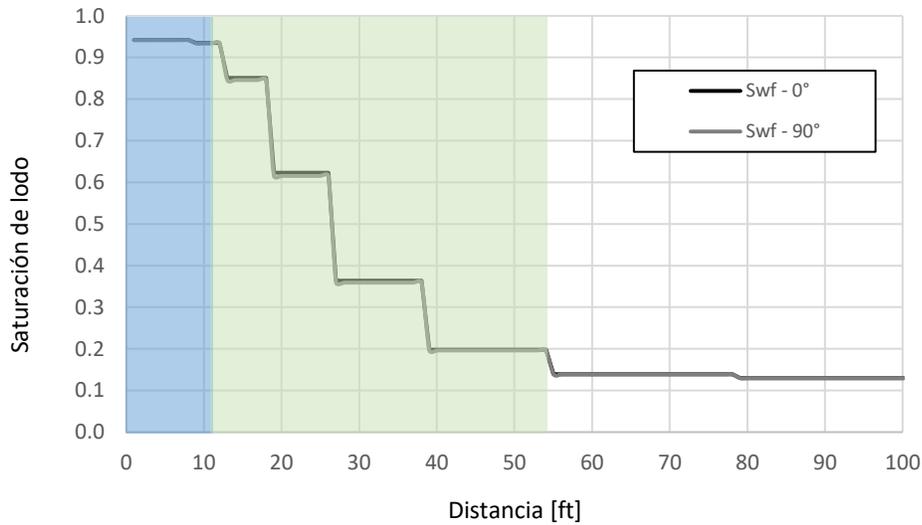


Figura 5-21: Perfil de saturación de lodo a través de la formación.

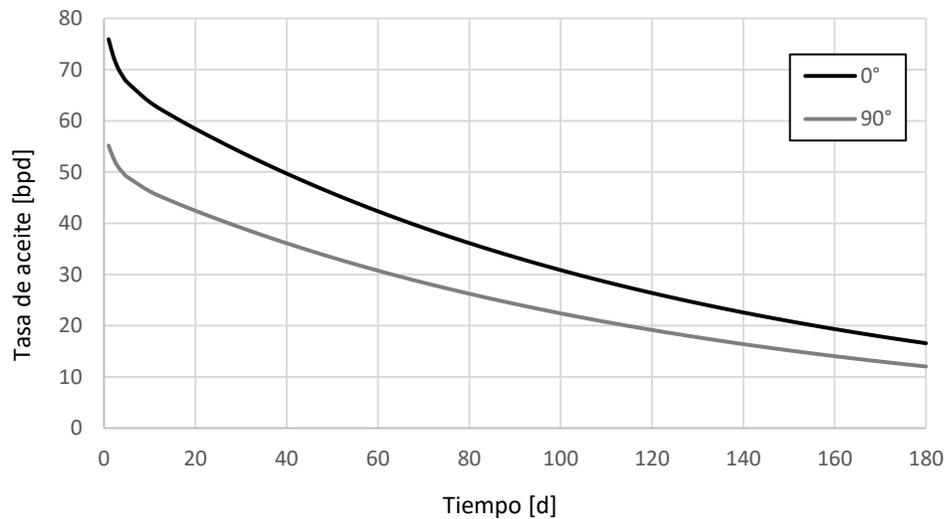


Figura 5-22: Tasa de aceite en la cara de la formación en la dirección paralela y perpendicular respecto al esfuerzo horizontal máximo.

La rigidez inicial de fractura k_{ni} (ver ecuación 3-33), influencia el valor de la apertura de fractura y la sensibilidad a su cierre/apertura por variación del esfuerzo normal. A mayor valor de rigidez inicial de fractura, se tiene una mayor apertura de fractura y esto afecta directamente

la tasa de filtración y la productividad de la formación. En las figuras 5-23 y 5-24, se observa la variación de tasa de aceite y tasa de filtrado para dos valores diferentes de rigidez inicial de fractura ($4.5 \cdot 10^6$ y $10 \cdot 10^6$).

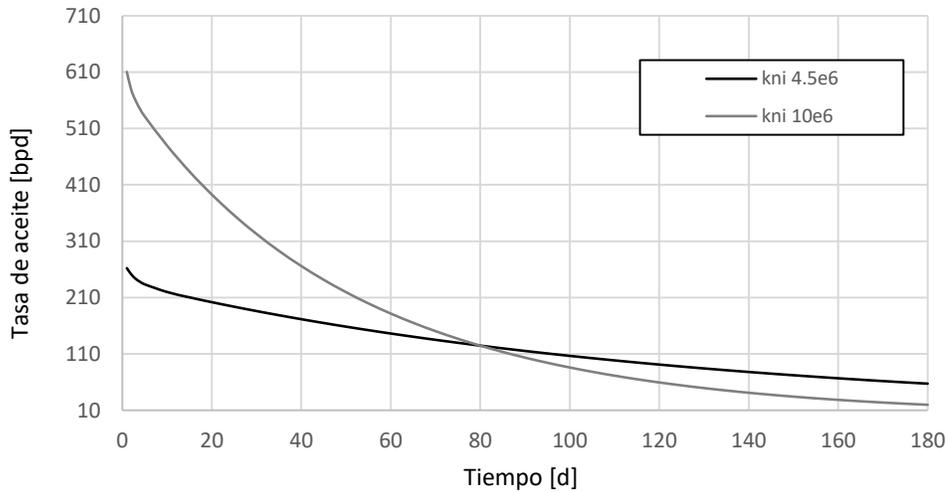


Figura 5-23: Variación de la tasa de aceite respecto a la rigidez inicial de fractura.

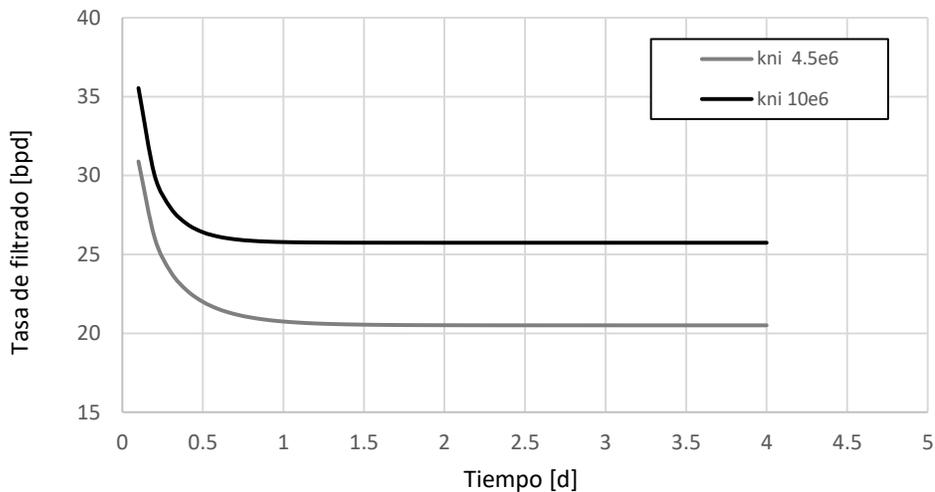


Figura 5-24: Variación de la tasa de aceite respecto a la rigidez inicial de fractura.

Análogamente a la orientación de las fracturas respecto al azimut del esfuerzo horizontal máximo, la inclinación de las fracturas también tiene un efecto en la tasa de aceite, especialmente en los primeros días de la producción. En la figura 5-25, se observa la producción diaria de

aceite durante el primer mes para fracturas con diferentes inclinaciones, 15° , 45° y 70° . Se puede observar que la fractura más vertical (70°) presenta una mayor producción, mientras que la fractura más horizontal 15° presenta la menor producción. Este hecho puede deberse a que en un régimen de esfuerzos rumbo deslizante, el esfuerzo normal sobre las fracturas horizontales se debe principalmente al esfuerzo vertical, mientras que las fracturas verticales se ven afectadas principalmente por los esfuerzos horizontales. De tal forma, la apertura de las fracturas verticales puede sufrir un cierre si están orientadas perpendicularmente a la dirección del esfuerzo horizontal máximo, así como su apertura puede ser beneficiada altamente si las fracturas se encuentran paralelas a la dirección del esfuerzo horizontal máximo, resultando en una mayor productividad en comparación a las fracturas horizontales.

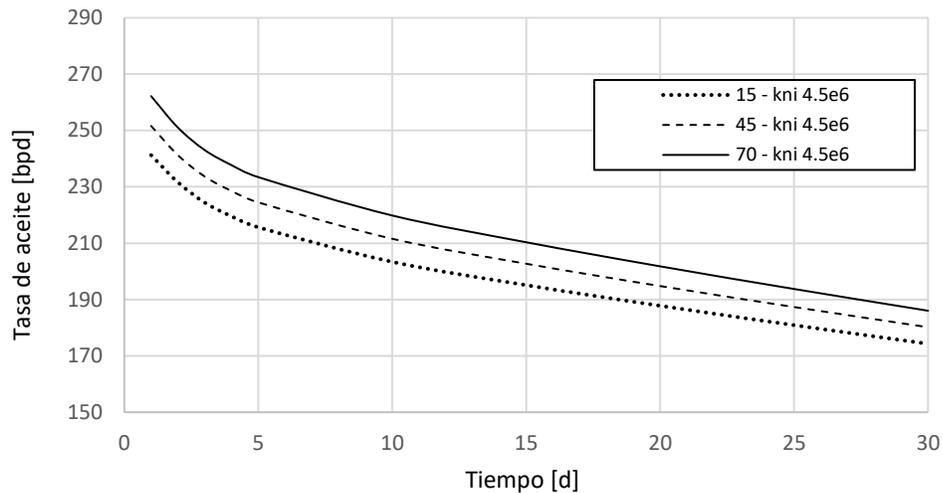


Figura 5-25: Variación de la tasa de aceite respecto a la inclinación de fractura.

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

A continuación, se presentan las conclusiones derivadas del desarrollo del presente trabajo.

- Se desarrolló un modelo matemático para simular los fenómenos de filtración, transporte y retención de material particulado, así como la dependencia en productividad de la variación del estado de esfuerzos en yacimientos naturalmente fracturados durante etapas de perforación.
- El modelo matemático desarrollado fue implementado en un simulador multifásico y multicomponente, bajo el enfoque de doble porosidad doble permeabilidad. Se logró validar el modelo a partir de datos experimentales a escala de laboratorio, en los cuales se evaluó el daño por fluidos de perforación y el efecto en productividad de la inyección de material micropropante en un núcleo fracturado.
- Los resultados de la simulación de la prueba de filtración dinámica permiten validar la capacidad del modelo para evaluar el daño inducido durante la perforación en yacimientos naturalmente fracturados, ajustando correctamente la tasa de filtración y la recuperación de aceite después del daño. Además, fue posible cuantificar y desglosar el daño asociado por el mecanismo de atrapamiento de sólidos del daño inducido total. Para esto, la estimación de la apertura de fractura a condiciones dinámicas fue un tema crítico para predecir correctamente el tamaño máximo de partícula que puede quedar atrapado en la formación.
- Se realizaron simulaciones a escala de pozo en las cuales se evidenció el efecto geomecánico en la productividad de yacimientos, a partir del análisis de sensibilidad de parámetros de ajuste del modelo de permeabilidad de fractura y propiedades de fractura, tales como la orientación y la apertura.

Recomendaciones

- Implementar un modelo de especies químicas que permita modelar la composición real del lodo de perforación y del fluido de acarreo del material propante.

- Implementar un modelo de daño de permeabilidad relativa para ajustar de forma más precisa el daño por filtrado.

Bibliografía

- Abass, H., Ortiz, I., Khan, M., Beresky, J., Sierra, L., et al. (2007). Understanding stress dependant permeability of matrix, natural fractures, and hydraulic fractures in carbonate formations. In *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Anderson, E. M. (1951). *The dynamics of faulting and dyke formation with applications to Britain*. Hafner Pub. Co.
- Ayala, L. F. (2004). *Compositional modeling of naturally-fractured gas-condensate reservoirs in multi-mechanistic flow domains*. PhD thesis, The Pennsylvania State University.
- Bagheri, S. (2008). Modeling of geomechanics in naturally fractured reservoirs. In *SPE Reservoir Simulation Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Bandis, Lumsden, B. (1983). Fundamentals of rock joint deformation. In *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts (Vol.20, No. 6, pp. 249-268)*.
- Barenblatt, G., Zheltov, I. P., and Kochina, I. (1960). Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks [strata]. *Journal of applied mathematics and mechanics*, 24(5):1286–1303.
- Bear, J., Tsang, C.-F., and De Marsily, G. (2012). *Flow and contaminant transport in fractured rock*. Academic Press.
- Belyadi, H., Fathi, E., and Belyadi, F. (2016). *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations, and Economic Analysis*. Gulf Professional Publishing.
- Bennion, D. B., Thomas, F. B., Bietz, R. F., Bennion, D. W., et al. (1996). Underbalanced drilling, praises and perils. In *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Brooks, R. H. and Corey, A. T. (1966). Properties of porous media affecting fluid flow. *Journal of the irrigation and drainage division*, 92(2):61–90.
- Chen, H.-Y., Teufel, L. W., et al. (1997). Coupling fluid-flow and geomechanics in dual-porosity modeling of naturally fractured reservoirs. In *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

- Cifuentes, H. (2016). Estimación de la capacidad de flujo del sistema matriz - fractura de la formación mirador en la estructura miche del complejo pauto en pozos de piedemonte. Master's thesis, Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. Línea de Investigación: Petrofísica.
- CMG (2016). Stars user guide: Advanced process and thermal reservoir simulator. *Computer Modelling Group Ltd, Calgary, AB, Canada*.
- Dahl, J., Nguyen, P., Dusterhoft, R., Calvin, J., Siddiqui, S., et al. (2015). Application of microproppant to enhance well production in unconventional reservoirs: laboratory and field results. In *SPE Western Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers.
- Ehlig-Economides, C., Taha, M., Marin, H., Novoa, E., Sanchez, O., et al. (2000). Drilling and completion strategies in naturally fractured reservoirs. In *SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico*. Society of Petroleum Engineers.
- García, B. (2016). Modelamiento de la remediación e inhibición del daño de formación por asfaltenos usando tratamientos dispersos en gas de inyección. Master's thesis, Universidad Nacional de Colombia -Sede Medellín. Línea de Investigación: Modelamiento y simulación de procesos dinámicos de recobro mejorado y remediación de daño de formación.
- Giraldo, L. A., Chen, H.-Y., Teufel, L. W., et al. (2000). Field case study of geomechanical impact of pressure depletion in the low-permeability cupiagua gas-condensate reservoir. In *SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Gutierrez, Z. (2016). Efecto del espaciamiento y longitud de fracturas sobre la permeabilidad de un yacimiento naturalmente fracturado: caso piedemonte llanero colombiano. Master's thesis, Universidad Nacional de Colombia -Sede Medellín. Línea de Investigación: Modelamiento Estático.
- Herrera, C. (2016). Simulation of nitrogen injection as an enhanced recovery method in a tight natural fracture sandstone reservoir with compositional fluids. Master's thesis, Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín.
- Hill, A., Thomas, G., et al. (1985). A new approach for simulating complex fractured reservoirs. In *Middle east oil technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Huo, D., Li, B., Benson, S. M., et al. (2014). Investigating aperture-based stress-dependent permeability and capillary pressure in rock fractures. In *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Jiao, D., Sharma, M. M., et al. (1996). Mud induced formation damage in fractured reservoirs. *SPE Drilling & Completion*, 11(01):11–16.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced oil recovery*. Old Tappan, NJ; Prentice Hall Inc.

- Liang, F., Sayed, M., Al-Muntasheri, G., Chang, F. F., et al. (2015). Overview of existing proppant technologies and challenges. In *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Lohne, A., Han, L., Van Der Zwaag, C., van Velzen, H., Mathisen, A.-M., Twyman, A., Hendriks, W., Bulgachev, R. V., Hatzignatiou, D. G., et al. (2010). Formation-damage and well-productivity simulation. *SPE Journal*, 15(03):751–769.
- Moukalled, F., Mangani, L., Darwish, M., et al. (2016). The finite volume method in computational fluid dynamics. *An advanced introduction with OpenFoam® and Matlab®*. Nueva York: Springer. Recuperado de <http://www.gidropraktikum.narod.ru/Moukalled-et-al-FVM-OpenFOAM-Matlab.pdf>.
- Nagar, A., Dangwal, G., Maniar, C., Bhad, N., Goyal, I., Pandey, N., Parashar, A., Tiwari, S., et al. (2019). Sand scouring-a new stimulation technique to revive and improve injectivity of water & polymer injectors in mangala, aishwarya & bhagyam onshore fields in india. In *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Nelson, R. (2001). *Geologic analysis of naturally fractured reservoirs*. Elsevier.
- Peaceman, D. W. et al. (1983). Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 23(03):531–543.
- Ramírez, D. (2018). Desarrollo de un modelo predictivo para la recuperación de daño geomecánico en sistemas naturalmente fracturados. Master's thesis, Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín - Facultad de Minas.
- Razavi, O., Lee, H. P., Olson, J. E., Schultz, R. A., et al. (2017). Drilling mud loss in naturally fractured reservoirs: Theoretical modelling and field data analysis. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Restrepo, A., Lopera, S., Diez, K., et al. (2017). Evaluation of water oil relative permeability of fractured rock under variable conditions of hydrostatic effective stress and capillary number. In *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Restrepo, A., Osorio, G., Duarte, J. E., Lopera Castro, S. H., Hernandez, J., et al. (2010). Lcm plugging effect on producing formations during drilling naturally fractured sandstone reservoirs. In *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. Society of Petroleum Engineers.
- Rodríguez, X. (2017). Daño geomecánico de sistemas naturalmente fracturados debido a esfuerzos inducidos por producción de fluidos. Master's thesis, Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín. Línea de Investigación: Daño geomecánico.
- Roman, Ahmadi, Issen, and Smith (2012). Permeability of fractured media under confining pressure: a simplified model. In *Open Pet. Eng. J*, 2012, Vol. 5, no 1, p. 36-41.

-
- Salimi, S. and Ghalambor, A. (2011). Experimental study of formation damage during underbalanced-drilling in naturally fractured formations. *Energies*, 4(10):1728–1747.
- Tian, Y. et al. (2014). Experimental study on stress sensitivity of naturally fractured reservoirs. In *SPE annual technical conference and exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Walsh (1981). Effect of pore pressure and confining pressure on fracture permeability. In *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics Abstracts (Vol.18, No. 5, pp. 429-435)*.
- Warren, J., Root, P. J., et al. (1963). The behavior of naturally fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(03):245–255.
- Xu, C., Kang, Y., You, L., You, Z., et al. (2017). Lost-circulation control for formation-damage prevention in naturally fractured reservoir: mathematical model and experimental study. *SPE Journal*, 22(05):1–654.