

MODELO DE DIAGNÓSTICO DE DAÑO GEOMECÁNICO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

**Informe final
SINERGIAS**



**GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN DINÁMICAS DE FLUJO Y TRANSPORTE
EN MEDIOS POROSOS**

**Universidad Nacional de Colombia
Sede Medellín
Facultad de Minas**

Julio de 2018

Contenido

Lista de figuras	3
1. Introducción	4
2. Objetivos	5
General	5
Específicos	5
3. Marco Teórico	6
Yacimientos naturalmente fracturados	6
Daño geomecánico: El Efecto del esfuerzo efectivo en la permeabilidad.	6
4. Antecedentes	9
5. Diseño del modelo.....	11
Localización de fracturas	11
Determinación del estado de esfuerzos en la fractura	11
Estimación de la permeabilidad	12
6. Modelo matemático.....	13
7. Análisis de resultados.....	18
Visualización de la permeabilidad de una fractura indivual	18
Visualización de la permeabilidad de un conjunto de fracturas	21
Análisis de sensibilidad.....	22
8. Conclusiones	25
9. Referencias Bibliográficas	26

Lista de figuras

Figura 1. Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados. Nelson, (2001).....	6
Figura 2. Efecto del esfuerzo efectivo sobre un sistema fracturado.....	7
Figura 3. Distribución del esfuerzo efectivo en los alrededores del pozo.....	7
Figura 4. Efecto del esfuerzo efectivo en la permeabilidad de un núcleo fracturado. Restrepo, (2016)	9
Figura 5. Efecto del esfuerzo efectivo en la apertura de fractura de un núcleo fracturado. Restrepo, (2016).....	10
Figura 6. Diseño de la malla	11
Figura 7. Diagrama de flujo de la herramienta computacional	12
Figura 8. Diagrama de permeabilidad de fractura.....	15
Figura 9. Variación de la permeabilidad de fractura en la dirección tangencial	19
Figura 10. Variación de la permeabilidad de fractura en la dirección radial	20
Figura 11. Efecto de la depletación del yacimiento en la permeabilidad de fractura.....	20
Figura 12. Efecto de la presión de fondo de pozo en la permeabilidad de fractura.	21
Figura 13. Distribución espacial de la permeabilidad de un conjunto de fracturas.....	21
Figura 14. Grafico de tornado de Permeabilidad de fractura	23
Figura 15. Gráfico de tornado de las variables secundarias del modelo de permeabilidad de fractura.	24

1. Introducción

En yacimientos de hidrocarburos caracterizados por una baja permeabilidad matricial, las redes de fracturas naturales son los principales canales de flujo de petróleo y gas hacia los pozos productores. Este hecho y otras particularidades de los yacimientos naturalmente fracturados han sido estudiados con mayor diligencia en años recientes. La ingeniería de yacimientos, motivada por el potencial de flujo de las fracturas naturales, ha realizado un esfuerzo por incluir entre sus procedimientos habituales una sólida caracterización de los atributos físicos de las redes de fracturas y su interacción con el sistema matricial. Sin embargo, un óptimo desempeño del yacimiento naturalmente fracturado no solo depende de su caracterización temprana, sino también del mantenimiento de su capacidad de flujo durante la vida productiva del campo.

La permeabilidad aportada por las fracturas naturales a la formación de hidrocarburos es una propiedad que puede variar transcendentalmente, dependiendo de las propiedades mecánicas y de flujo del yacimiento. Una vez inicia la etapa de explotación, la producción de aceite y gas genera una disminución de la presión de poro, resultando en un aumento del esfuerzo efectivo sobre la roca, principalmente en las cercanías del pozo. Este incremento del esfuerzo efectivo causa una reducción del área transversal de flujo de las fracturas, reduciendo visiblemente la permeabilidad del sistema. Esta pérdida de permeabilidad por efecto del incremento de esfuerzos es conocida como daño geomecánico.

En la actualidad, son escasos los métodos para impedir o remediar completamente el daño geomecánico. De esta forma, la estrategia más adecuada para un eficiente manejo de los yacimientos naturalmente fracturados se enfoca en su mitigación, a partir de un estudio detallado de los factores que lo generan.

El grupo de investigación en dinámicas de flujo y transporte en medios porosos ha desarrollado una herramienta computacional basada en la integración de modelos analíticos para determinar el estado de esfuerzos y la permeabilidad de yacimientos naturalmente fracturados. Estos modelos integran como variables de entrada propiedades de fractura (apertura y orientación), componentes del modelo geomecánico de la formación y parámetros obtenidos de pruebas experimentales. El diagnóstico del daño geomecánico y el análisis de sensibilidad sobre sus variables de mayor afectación, son las funciones principales de esta herramienta.

2. Objetivos

General

Construir una herramienta computacional práctica para el diagnóstico del daño geomecánico en yacimientos naturalmente fracturados, que permita cuantificar el efecto de la producción de fluidos en la permeabilidad del yacimiento.

Específicos

1. Implementar en lenguaje de programación un modelo analítico que permita determinar la permeabilidad de fractura en términos del estado de esfuerzos del yacimiento.
2. Validar el modelo implementado usando pruebas de laboratorio y datos de campo.
3. Estudiar el impacto de las condiciones operacionales en la producción de hidrocarburos en la capacidad de flujo de las fracturas naturales.

3. Marco Teórico

Yacimientos naturalmente fracturados

Los yacimientos naturalmente fracturados pueden ser clasificados con base en la contribución de porosidad y permeabilidad aportada de manera diferenciada por la matriz y las fracturas naturales. En la figura 1 se esquematiza esta clasificación, inicialmente propuesta por Hubbert and Willis, (1955) y complementado por Nelson, (2001).

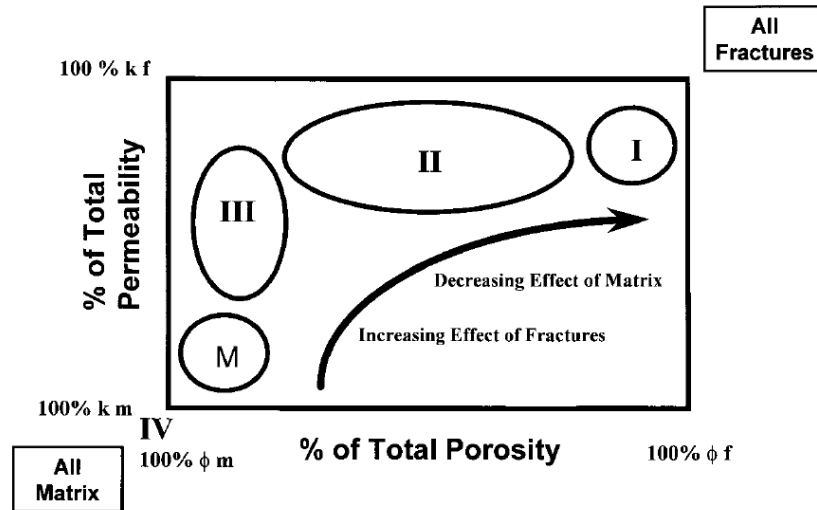


Figura 1. Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados. Nelson, (2001)

En los yacimientos denominados tipo I, las fracturas proveen la porosidad y permeabilidad fundamental del yacimiento, mientras que la matriz posee escasa porosidad y permeabilidad. En los tipo II, las fracturas proveen la permeabilidad fundamental y la matriz almacena los fluidos. En los tipo III, la matriz provee porosidad y permeabilidad suficiente para que el yacimiento pueda producir, adicionalmente las fracturas incrementan la permeabilidad. Por último, en los yacimientos tipo IV, las fracturas no aportan porosidad ni permeabilidad adicional, la capacidad de flujo se debe enteramente a la matriz.

Es notoria la influencia de las fracturas naturales en el flujo de los fluidos en los yacimientos tipo I, II y III. La herramienta de diagnóstico de daño geomecánico fue pensada precisamente para este tipo de yacimientos, donde hay una fuerte necesidad de conservar la capacidad de flujo de las fracturas naturales para efectos de optimizar la producción.

Daño geomecánico: El Efecto del esfuerzo efectivo en la permeabilidad.

En un yacimiento de hidrocarburos, los estratos de roca adyacentes ejercen una presión de confinamiento sobre el medio poroso, que es compensada por la matriz de la roca y la presión de los fluidos contenidos en su interior. La diferencia entre el esfuerzo de confinamiento (σ) y la presión de los fluidos (P_p), también conocida como presión de poro, es determinada como esfuerzo efectivo y es expresada como:

$$\sigma' = \sigma - P_p \dots\dots\dots (1)$$

La capacidad de la matriz para sostener los esfuerzos adyacentes es propia de cada tipo de roca. La constante de Biot α es un factor que mide dicha capacidad y varía entre cero y uno. Cuando la constante de Biot tiene un valor de cero, la matriz soporta todo el esfuerzo ejercido por los estratos adyacentes y la presión de poro no tiene efecto sobre el esfuerzo efectivo. Para el caso en que la constante toma el valor de 1, el esfuerzo adyacente es compensado principalmente por la presión de poro. Así, la expresión matemática final para determinar el esfuerzo efectivo es:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \dots\dots\dots (2)$$

Originalmente la roca y los fluidos se encuentran en equilibrio a una condición de esfuerzo efectivo dada. Sin embargo, una vez inicia la etapa de explotación del yacimiento, la producción de fluidos genera una disminución de la presión de poro, resultando en un aumento del esfuerzo efectivo. El incremento del esfuerzo efectivo sobre el medio poroso ocasiona una reducción del área transversal de flujo de las fracturas naturales, lo que causa una reducción en la permeabilidad del sistema, figura 2.

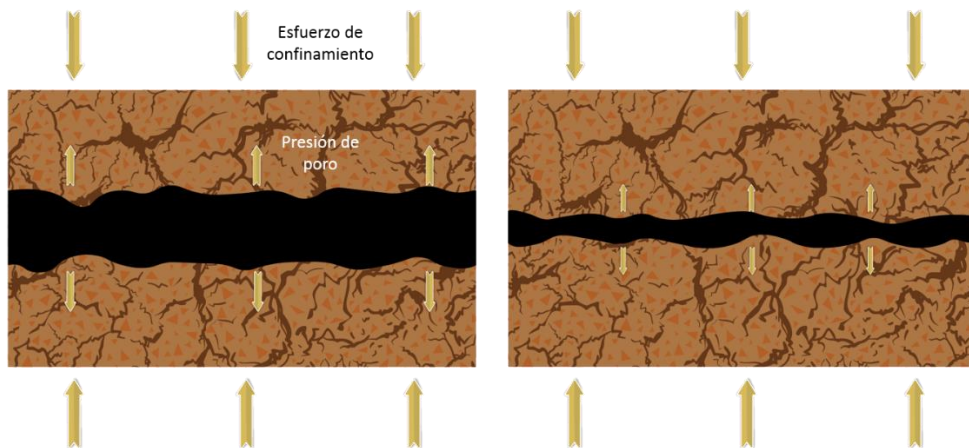


Figura 2. Efecto del esfuerzo efectivo sobre un sistema fracturado.

En las cercanías del pozo se presenta la mayor disminución de presión de poro debido a la producción de fluidos, por lo tanto, la reducción en permeabilidad es más mayor en esta área.

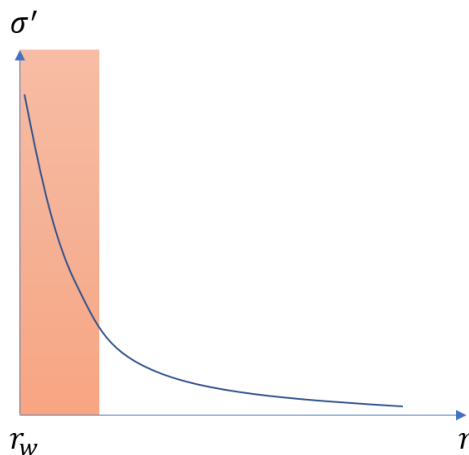


Figura 3. Distribución del esfuerzo efectivo en los alrededores del pozo

La pérdida de productividad en el pozo por aumento del esfuerzo efectivo es uno de los tipos de daño de formación que no pueden ser remediados a partir de inyección de agentes químicos, puesto que no tiene origen en la obstrucción de los canales de flujo por material particulado o fluidos, sino en la deformación de la estructura rocosa del medio poroso.

4. Antecedentes

En la actualidad, es bien conocido en la industria del petróleo el hecho de que las fracturas naturales no solo aumentan de forma sustancial la porosidad y permeabilidad de los yacimientos, sino que también pueden incrementar la sensibilidad de la roca a la variación de los esfuerzos. En la literatura existen diversos trabajos que evidencian la disminución de la permeabilidad de sistemas fracturados en correspondencia a la disminución de la presión del yacimiento, Li et al, (2014), Tao et al, (2010), Tian, (2014) . Este efecto es inevitable en la vida productiva de un campo y por la tanto las investigaciones se han enfocado en la mitigación del daño geomecánico a partir de mejores prácticas de producción y el conocimiento exhaustivo del comportamiento mecánico de sus formaciones productoras. En esta forma de proceder, se destaca el trabajo realizado por Restrepo et al, (2015), en el cual desarrollan una metodología para identificar y delimitar el daño geomecánico en un yacimiento de hidrocarburos sensitivo a esfuerzos. A partir de la interpretación de registros UBI y el criterio de Mohr-Coulomb, son identificadas las fracturas críticamente estresadas asociadas a altas capacidades de flujo, así como su comportamiento respecto a la presión. En la misma línea se encuentra el trabajo realizado por Giraldo et al, (2000), en el cual estudian el impacto geomecánico de la depletación en un reservorio de baja permeabilidad, donde el aporte al flujo de las fracturas naturales es de gran relevancia. El análisis de pruebas de pozo acoplado a análisis de núcleos y simulación numérica es utilizado para describir y cuantificar la sensibilidad del yacimiento al esfuerzo.

La Universidad Nacional de Colombia en esfuerzo conjunto con la industria, ha llevado a cabo pruebas experimentales para evaluar el efecto del esfuerzo efectivo en sistemas fracturados. Los resultados obtenidos corroboran las consecuencias negativas de la producción de fluidos sobre la estructura del reservorio, Restrepo, (2016). En la figura 3, se observa el comportamiento de la permeabilidad de una muestra de roca fracturada longitudinalmente, en relación con el aumento del esfuerzo efectivo. La tendencia de disminución de la permeabilidad es inequívoca. Un comportamiento similar es percibido en la apertura de fractura, la cual análogamente disminuye con el aumento del esfuerzo efectivo, figura 4.

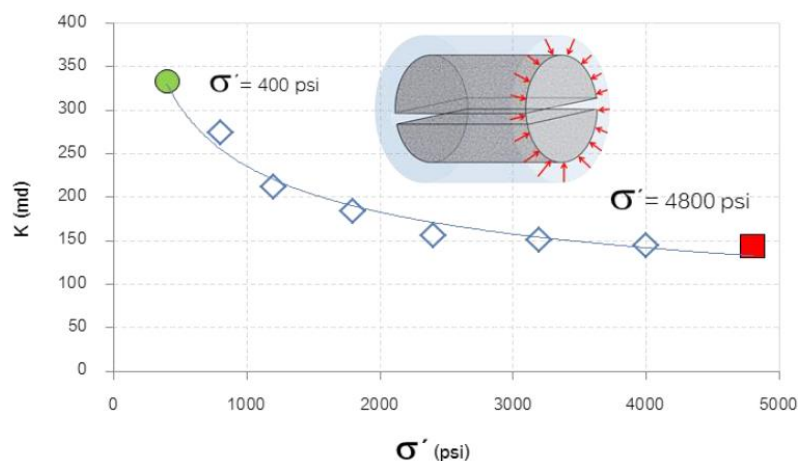


Figura 4. Efecto del esfuerzo efectivo en la permeabilidad de un núcleo fracturado. Restrepo, (2016)

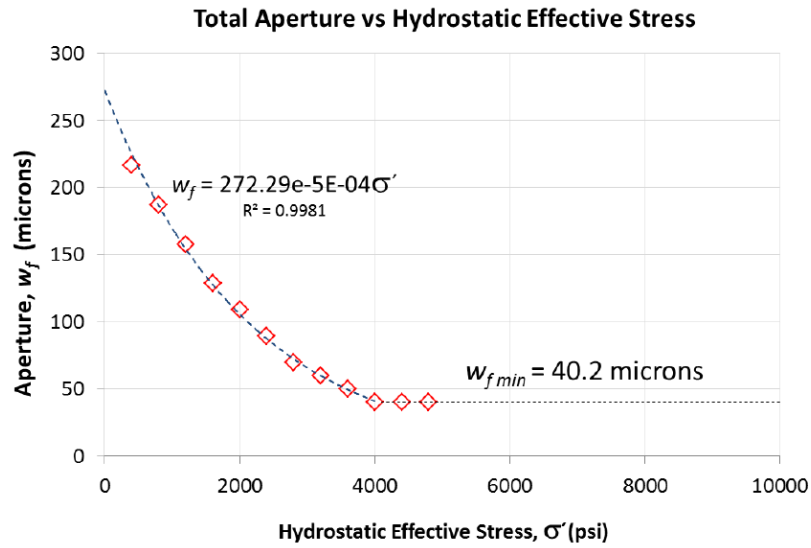


Figura 5. Efecto del esfuerzo efectivo en la apertura de fractura de un núcleo fracturado. Restrepo, (2016).

El trabajo realizado actualmente en el modulo de diagnostico geomecanico, ha sido validado en gran parte por los resultados experimentales obtenidos en las investigaciones realizadas dentro de la Universidad Nacional de Colombia, siendo así parte de la curva de aprendizaje que se ha construido en el grupo de hidrocarburos de la facultad de Minas.

5. Diseño del modelo

El procedimiento que se ha propuesto para evaluar el daño geomecánico en yacimientos naturalmente fracturados, consiste a grandes rasgos en cuantificar el cambio en la permeabilidad de fractura provocado por la variación de presión del yacimiento. Para lograr este propósito, el desarrollo del módulo geomecánico esta soportado en tres etapas principales, descritas a continuación:

Localización de fracturas

Conocer la posición física de las fracturas en el yacimiento, es un requisito necesario para determinar las variables que influyen en su permeabilidad, tal como el estado de esfuerzos que actúa sobre ella. Por lo tanto, la primera etapa de la metodología seguida en el módulo consiste en localizar la(s) fractura(s) de interés en el sistema de coordenadas de la herramienta computacional, a partir de sus datos de orientación (profundidad, dip, dip – azimuth).

Para simular el sistema fracturado se ha implementado una malla cilíndrica en la cual se localizan planos orientados que representan las fracturas, figura 6.

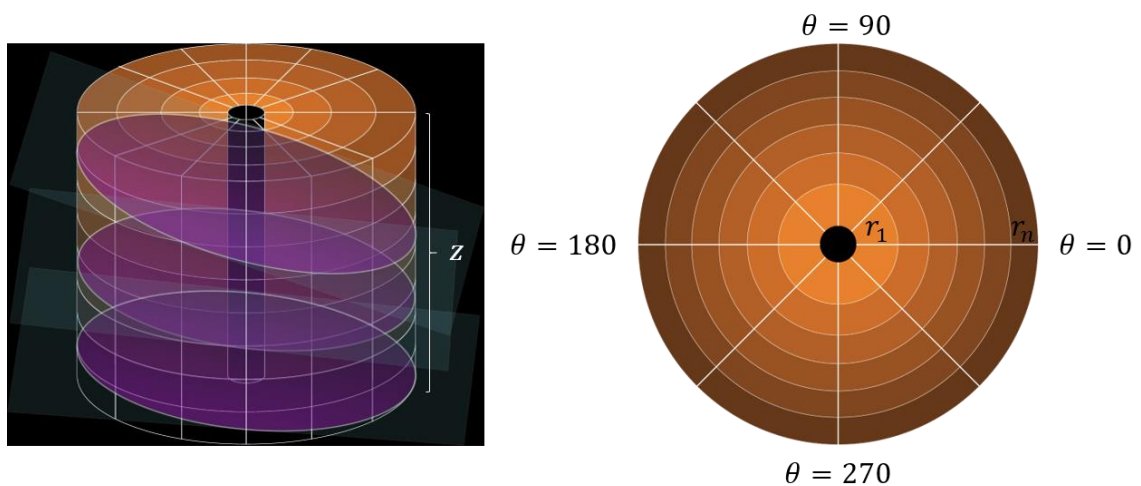


Figura 6. Diseño de la malla

Determinación del estado de esfuerzos en la fractura

En las cercanías del pozo ocurre el cambio de presión más abrupto durante la producción o inyección de fluidos, por tanto, la etapa intermedia de la metodología planteada es la determinación de la distribución de presión desde la cara del pozo hasta una distancia radial determinada en las profundidades del yacimiento. De forma análoga a la distancia radial, la dirección o posición tangencial respecto al pozo, influye considerablemente en el comportamiento de la permeabilidad debido a la configuración del estado de esfuerzos de la formación. De tal manera que la distribución de presión se realiza también tangencialmente.

Estimación de la permeabilidad

Para efectos del modelo propuesto, la permeabilidad de fractura es concebida como una variable de la apertura de la fractura. Así, una vez determinado el estado de esfuerzos que actúa sobre la fractura, se estima su efecto sobre la apertura y posteriormente su impacto en la permeabilidad. El proceso anterior se realiza para cada fractura presente en el intervalo de análisis. Para calcular la permeabilidad del sistema compuesto por matriz y fracturas, se realiza un promedio entre la permeabilidad de las fracturas y la permeabilidad de matriz, el cuál es un valor de entrada para el módulo.

En la figura 7 se puede observar un esquema que resume el proceso de cálculo realizado por la herramienta computacional.

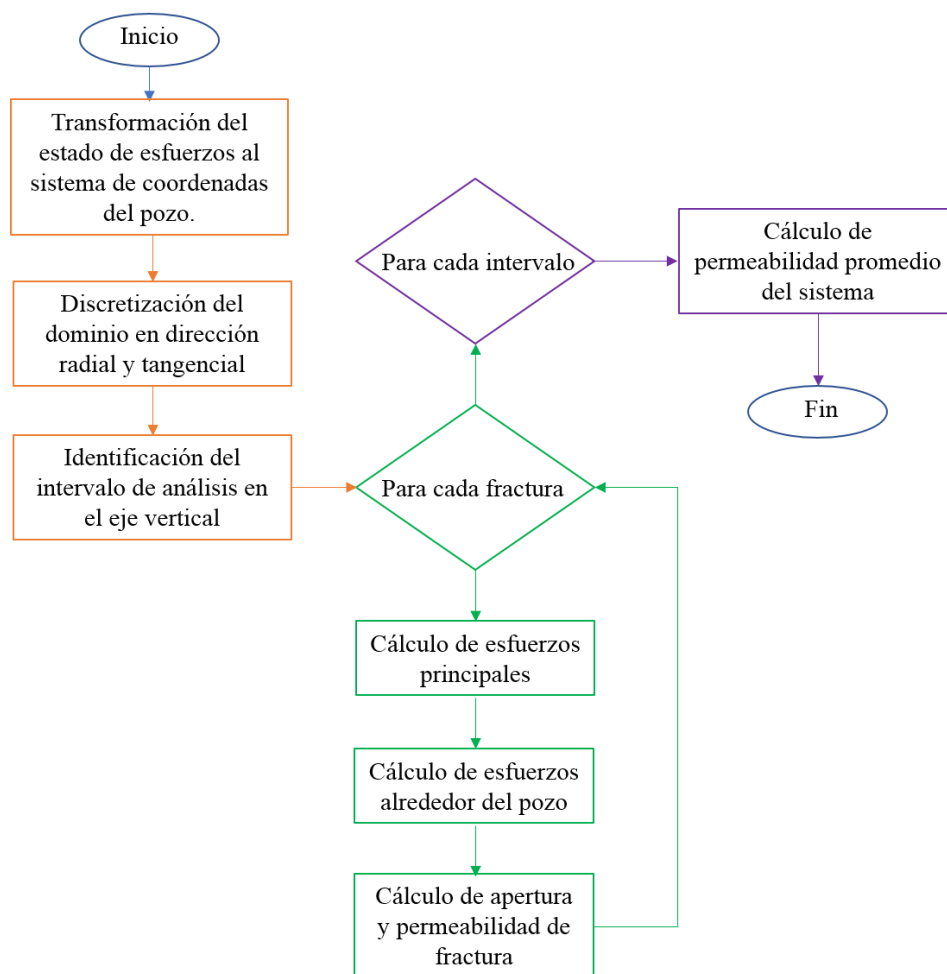


Figura 7. Diagrama de flujo de la herramienta computacional

6. Modelo matemático

El módulo geomecánico es una herramienta de inferencia, integrada por un conjunto de modelos analíticos simples, que permiten realizar análisis de sensibilidad sobre las variables de afectación del daño geomecánico. En esta sección se describirán las ecuaciones matemáticas utilizadas en cada una de las etapas del módulo.

Determinación del estado de esfuerzos alrededor de un pozo

Con el fin de representar en un sistema de coordenadas las componentes de esfuerzo para un pozo con diversas posibilidades de orientación, los esfuerzos in situ son sometidos a una transformación de coordenadas cartesianas, (x, y, z) . La dirección de los nuevos componentes de esfuerzo está dada en términos de la inclinación, i , y el azimut del pozo, α . Las expresiones utilizadas para realizar la transformación de esfuerzos son las siguientes:

$$l_{xx'} = \cos \delta \cos i \dots\dots\dots(3)$$

$$l_{xy'} = \sin \delta \cos i \dots\dots\dots(4)$$

$$l_{xz'} = -\cos i \dots\dots\dots(5)$$

$$l_{yx'} = -\sin \delta \dots\dots\dots(6)$$

$$l_{yy'} = \cos \delta \dots\dots\dots(7)$$

$$l_{yz'} = 0 \dots\dots\dots(8)$$

$$l_{zx'} = \cos \delta \sin i \dots\dots\dots(9)$$

$$l_{zy'} = \sin \delta \sin i \dots\dots\dots(10)$$

$$l_{zz'} = \sin i \dots\dots\dots(11)$$

De esta forma los esfuerzos in situ en coordenadas cartesianas, normales $(\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z)$ y de cizalla $(\tau_{xy}, \tau_{yz}, \tau_{xz})$, son expresados como:

$$\sigma_x^0 = l_{xx'}^2 \sigma_H + l_{xy'}^2 \sigma_h + l_{xz'}^2 \sigma_V \dots\dots\dots(12)$$

$$\sigma_y^0 = l_{yx'}^2 \sigma_H + l_{yy'}^2 \sigma_h + l_{yz'}^2 \sigma_V \dots\dots\dots(13)$$

$$\sigma_z^0 = l_{zx'}^2 \sigma_H + l_{zy'}^2 \sigma_h + l_{zz'}^2 \sigma_V \dots\dots\dots(14)$$

$$\tau_{xy}^0 = l_{xx}l_{yx'}\sigma_H + l_{xy}l_{yy'}\sigma_h + l_{xz}l_{yz'}\sigma_V \dots\dots\dots(15)$$

$$\tau_{yz}^0 = l_{yx}l_{zx'}\sigma_H + l_{yy}l_{zy'}\sigma_h + l_{yz}l_{zz'}\sigma_V \dots\dots\dots(16)$$

$$\tau_{xz}^0 = l_{xx}l_{zx'}\sigma_H + l_{xy}l_{zy'}\sigma_h + l_{xz}l_{zz'}\sigma_V \dots\dots\dots(17)$$

Para expresar los esfuerzos alrededor del pozo es conveniente trabajar en coordenadas cilíndricas, r, θ, z , donde el eje z es paralelo al eje del pozo, r es la distancia desde el eje del pozo y θ represente la posición tangencial en la pared del pozo. Los esfuerzos alrededor del pozo en coordenadas cilíndricas son función de los esfuerzos in situ, el radio del pozo y la presión de fondo. Las ecuaciones que representan estos esfuerzos son basadas en el sistema de ecuaciones originales propuestas por Kirsch (1898) y retomadas por Fjar et al, (2008), en el cual no se considera el flujo entre el yacimiento y el pozo. Para estimar el efecto de la producción de fluidos en el estado de esfuerzos, se han modificado las ecuaciones de esfuerzos normales, teniendo en cuenta el término de presión de poro multiplicado por la constante de Biot, αP_p . Así, el sistema de ecuaciones utilizado para determinar el estado de esfuerzos alrededor del pozo es el siguiente:

$$\begin{aligned} \sigma_r = & \frac{\sigma_x^0 + \sigma_y^0}{2} \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_x^0 - \sigma_y^0}{2} \left(1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} - 4 \frac{r_w^2}{r^2} \right) \cos(2\theta) \\ & + \tau_{xy}^0 \left(1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} - 4 \frac{r_w^2}{r^2} \right) \sin(2\theta) - P_w \frac{r_w^2}{r^2} - \alpha P_p \end{aligned} \dots\dots\dots(18)$$

$$\begin{aligned} \sigma_\theta = & \frac{\sigma_x^0 + \sigma_y^0}{2} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_x^0 - \sigma_y^0}{2} \left(1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} \right) \cos(2\theta) - \tau_{xy}^0 \left(1 + 3 \frac{r_w^4}{r^4} \right) \sin(2\theta) \\ & - P_w \frac{r_w^2}{r^2} - \alpha P_p \end{aligned} \dots\dots\dots(19)$$

$$\sigma_r = S_z^0 - \nu \left[2 \left(S_x^0 - S_y^0 \right) \frac{r_w^2}{r^2} \cos(2\theta) + 4 \tau_{xy}^0 \frac{r_w^2}{r^2} \sin(2\theta) \right] - \alpha P_p \dots\dots\dots(20)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{\sigma_x^0 - \sigma_y^0}{2} \left(1 - 3 \frac{r_w^4}{r^4} + 2 \frac{r_w^2}{r^2} \right) \sin(2\theta) + \tau_{xy}^0 \left(1 - 3 \frac{r_w^4}{r^4} + 2 \frac{r_w^2}{r^2} \right) \cos(2\theta) \dots\dots\dots(21)$$

$$\tau_{\theta z} = \left(-\tau_{xy}^0 \sin(2\theta) + \tau_{yz}^0 \cos(2\theta) \right) \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) \dots\dots\dots(22)$$

$$\tau_{rz} = \left(\tau_{xz}^0 \cos(2\theta) + \tau_{yz}^0 \sin(2\theta) \right) \left(1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) \dots\dots\dots(23)$$

Modelo de apertura y permeabilidad de fractura

En su investigación sobre la deformación en diaclasas, Bandis et al (1983), plantearon un modelo para estimar el efecto del esfuerzo efectivo normal en la apertura de fractura y consecuentemente en su permeabilidad. Este modelo es referenciado también en el manual de usuario de CMG STARTS, Computer Modeling Group, (2015), cuya nomenclatura de variables sigue este documento. El sistema de ecuaciones se muestra a continuación:

$$e = e_o - V_j \dots\dots\dots(24)$$

$$V_j = \frac{\sigma'_n}{k_{ni} + \frac{\sigma'_n}{V_m}} \dots\dots\dots(25)$$

$$V_m = e_o \left[1 - \left(\frac{k_{rcf}}{k_{ccf}} \right)^{\frac{1}{4}} \right] \dots\dots\dots(26)$$

$$k_f = k_{ccf} \left(\frac{e}{e_o} \right)^4 \dots\dots\dots(27)$$

El modelo depende del cierre de fractura a un esfuerzo efectivo normal σ'_n , V_j ; el máximo cierre de fractura, V_m ; la apertura inicial de fractura, e_o ; la rigidez de fractura normal inicial, k_{ni} y parámetros experimentales que dan cuenta del comportamiento de la permeabilidad de fractura respecto al esfuerzo normal efectivo. Estos últimos son la permeabilidad de cierre de fractura, k_{ccf} y la permeabilidad residual de cierre de fractura, k_{rcf} ; el primero corresponde a la permeabilidad de fractura a un esfuerzo efectivo normal inicial y el segundo a la permeabilidad de fractura a un estado de esfuerzos, en el cual la propiedad deja de variar a pesar del aumento del esfuerzo efectivo, figura 8.

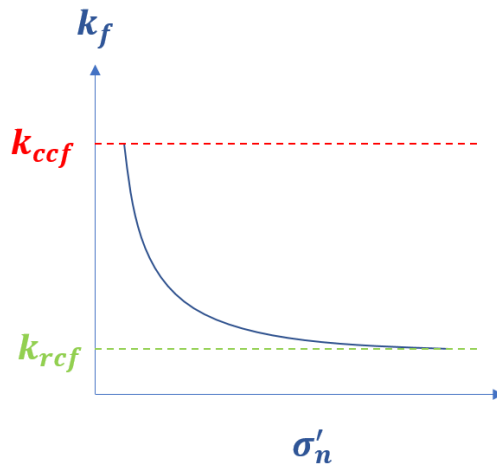


Figura 8. Diagrama de permeabilidad de fractura.

El esfuerzo efectivo normal sobre la fractura es determinado a partir de las componentes de esfuerzo alrededor del pozo a partir de las siguientes expresiones:

$$\sigma'_n = S_{T1}n_{1n} + S_{T2}n_{2n} + S_{T3}n_{3n} \dots\dots\dots(28)$$

$$S_{T1} = \sigma_r n_{1n} + \tau_{r\theta} n_{2n} + \tau_{rz} n_{3n} \dots\dots\dots(29)$$

$$S_{T2} = \tau_{r\theta} n_{1n} + \sigma_\theta n_{2n} + \tau_{\theta z} n_{3n} \dots\dots\dots(30)$$

$$S_{T3} = \tau_{rz} n_{1n} + \tau_{\theta z} n_{2n} + \sigma_z n_{3n} \dots\dots\dots(31)$$

Donde n_{1n}, n_{2n}, n_{3n} son los vectores normales unitarios del plano de fractura, calculados a partir de las siguientes ecuaciones:

$$n_{1n} = \frac{n_1}{\sqrt{n_1^2 + n_2^2 + n_3^2}} \dots\dots\dots(32)$$

$$n_{2n} = \frac{n_2}{\sqrt{n_1^2 + n_2^2 + n_3^2}} \dots\dots\dots(33)$$

$$n_{3n} = \frac{n_3}{\sqrt{n_1^2 + n_2^2 + n_3^2}} \dots\dots\dots(34)$$

Las componenes n_1, n_2, n_3 son dependientes de las coordenadas cartesianas que determinan la ecuación de un plano:

$$n_1 = (y_2 - y_1)(z_3 - z_1) - (y_3 - y_1)(z_2 - z_1) \dots\dots\dots(35)$$

$$n_2 = (x_3 - x_1)(z_2 - z_1) - (x_2 - x_1)(z_3 - z_1) \dots\dots\dots(36)$$

$$n_3 = (x_2 - x_1)(y_3 - y_1) - (x_3 - x_1)(y_2 - y_1) \dots\dots\dots(37)$$

Cálculo de la permeabilidad promedio

Tal como se explicó en la sección 6, la herramienta computacional recibe como dato de entrada la orientación de una o varias fracturas. De tal forma que la permeabilidad puede ser calculada para todo el espesor en el que se ubica el conjunto de fracturas, un tramo específico de este o una fractura individual. Si en el intervalo de análisis hay varias fracturas, la permeabilidad en conjunto de estas se calcula con un promedio geométrico, posteriormente este valor se adiciona a la permeabilidad original del sistema, tal como sigue:

$$k = \left(\prod_{i=1}^n k_{f_i} \right)^{1/n} + k_m \dots\dots\dots(38)$$

Donde k es la permeabilidad efectiva del intervalo de análisis, k_{f_i} es la permeabilidad de fractura y k_m es la permeabilidad de matriz.

7. Análisis de resultados

En esta sección se presenta un caso de estudio para ejemplificar la visualización de los resultados arrojados por la herramienta computacional. Se presentará una serie de graficas donde se visualiza la permeabilidad de forma espacial en el yacimiento. Posteriormente se realizará un análisis de sensibilidad para identificar las variables de mayor influencia en la variación de la permeabilidad. En tabla 1 se enlistan los datos de entrada del caso de estudio.

Variable	Valor	Unidad	Símbolo
Apertura inicial de fractura	0.000656168	ft	e_o
Azimut esfuerzo horizontal máximo	135	Grados	δ_H
Azimut del pozo	0	Grados	δ
Constacte de Biot	0.8	-	α
Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo	1.2	psi / ft	$\nabla \sigma_H$
Gradiente de esfuerzo horizontal mínimo	0.75	psi / ft	$\nabla \sigma_h$
Gradiente de esfuerzo vertical	1.0	psi / ft	$\nabla \sigma_v$
Inclinación del pozo	0	Grados	i
Permeabilidad de cierre de fractura	291	mD	k_{ccf}
Permeabilidad de matriz	10	mD	k_m
Permeabilidad residual de cierre de fractura	101	mD	k_{rcf}
Presion de pozo	Variable	psi	P_{wf}
Presión inicial de yacimiento	3500	psi	P_p
Radio de análisis	5	ft	r
Radio de pozo	0.35	ft	r_w
Relación de Poisson	0.2	-	ν
Rigidez de fractura normal inicial	3e6	psi / ft	k_{ni}

Tabla 1. Datos de entrada del caso de estudio

Visualización de la permeabilidad de una fractura indivual

La figura 9 representa el comportamiento de la permeabilidad de fractura en relación a la posición tangencial para tres distancias radiales. El radio de 0.35 ft (curva azul) es el radio del pozo, mientras los otros dos valores, 1.35 y 5 ft, son radios en la profundidad del yacimiento. Se puede observar que la permeabilidad tiende a estabilizarse a medida que se avanza dentro del yacimiento, esto se debe a que el cambio en permeabilidad es más crítico en las cercanías del pozo donde la depletación es mayor. También se puede advertir el efecto de la orientación de los esfuerzos principales en el comportamiento de la permeabilidad, notando que los mayores valores de esta propiedad corresponden a las zonas orientadas en la dirección del esfuerzo horizontal máximo. Por el contrario, las permeabilidades más bajas corresponden a la orientación del

esfuerzo horizontal mínimo. Tal como se esperaba, la distancia radial con menor permeabilidad de fractura es la concerniente a la cara del pozo, donde el daño geomecánico es más prominente. Sin embargo, se puede apreciar la peculiaridad de que en la posición tangencial asociada al esfuerzo horizontal máximo, hay una mayor permeabilidad en la cara del pozo que en la distancia radial intermedia, 1.35 ft. Una explicación posible para este suceso está relacionada con el hecho de que en la cara del pozo la concentración de esfuerzos es máxima y debido a la alta anisotropía de esfuerzos, la apertura de fracturas orientadas en la dirección del esfuerzo máximo puede ser favorecida.

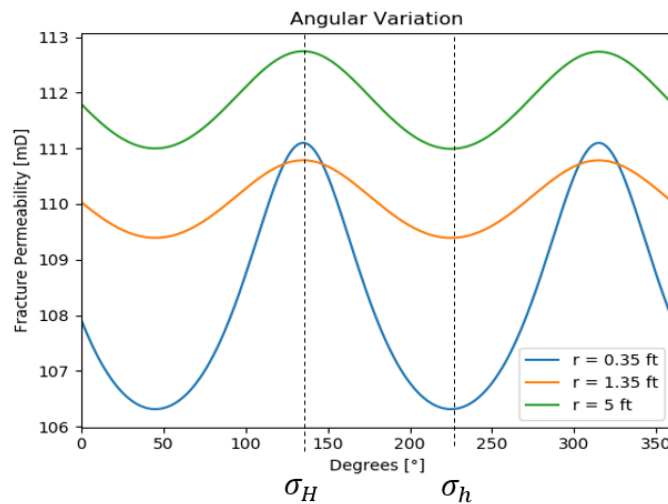


Figura 9. Variación de la permeabilidad de fractura en la dirección tangencial

En la figura 10 se analiza el comportamiento de la permeabilidad de fractura respecto a la posición radial, tanto en la orientación del esfuerzo horizontal mínimo (curva azul), como en la orientación del esfuerzo horizontal máximo (curva naranja). Es notable como en la cara del pozo y en la dirección del esfuerzo horizontal máximo, la permeabilidad tiene un valor sobresaliente, esto atribuido a la concentración de esfuerzos en este lugar y la anisotropía de esfuerzos, como se explicó anteriormente. Por su parte, la permeabilidad en dirección al esfuerzo horizontal mínimo tiene un valor más bajo en la cara del pozo y a medida que se avanza en la formación, este valor aumenta y tiende a estabilizarse.

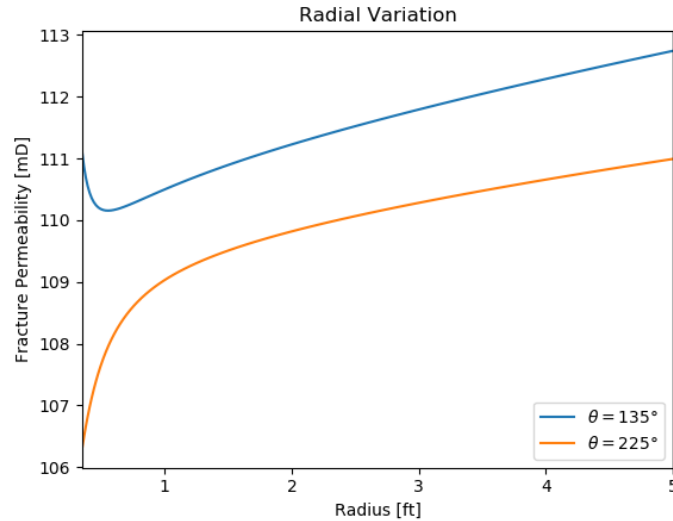


Figura 10. Variación de la permeabilidad de fractura en la dirección radial

El cambio en permeabilidad debido a la producción de fluidos, puede ser visualizada de forma espacial en la figura 11. En el lado izquierdo se puede observar la distribución de permeabilidad en las cercanías del pozo para un estado de esfuerzos inicial, en la cual la presión de yacimiento (presión de los fluidos) es 3500 psi. En la dirección del esfuerzo horizontal máximo, se encuentran las zonas de mayor permeabilidad y se identifican con los colores más claros. En el lado derecho se simula la distribución de permeabilidad una vez la presión de yacimiento ha disminuido a un valor de 3000 psi por causa de la producción. Se puede observar que hay una disminución general de la permeabilidad en la zona de análisis, especialmente en las áreas orientadas en la dirección del esfuerzo horizontal máximo. Esta figura evidencia el cambio de la permeabilidad debido a la depletación del yacimiento y permite identificar las zonas donde el daño es más evidente.

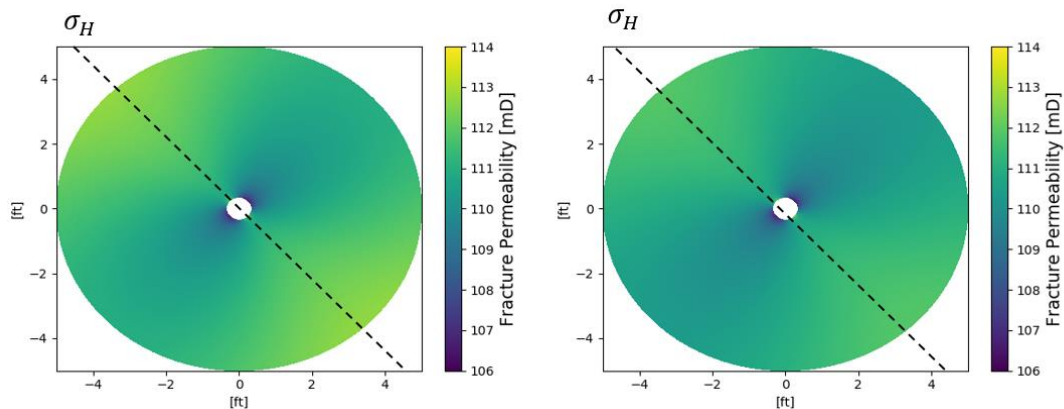


Figura 11. Efecto de la depletación del yacimiento en la permeabilidad de fractura.

Análogamente se analizó el efecto de la presión de fondo de pozo sobre la permeabilidad. Cuando dicha presión es mayor, el *drawdown* disminuye y por tanto el caudal de pozo es menor también. En consecuencia, el depletamiento del yacimiento ocurre a una tasa menor, así que la reducción de permeabilidad no es tan pronunciada, tal como se observa en la figura 12. En ambas graficas

la presión de yacimiento es de 3000 psi, en el lado derecho la P_{wf} es de 1400 psi, mientras que en el lado izquierdo es de 2500 psi.

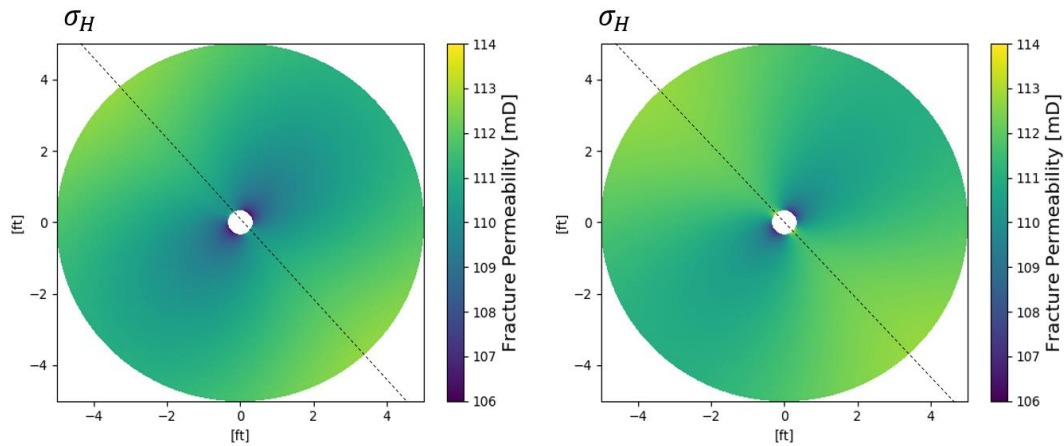


Figura 12. Efecto de la presión de fondo de pozo en la permeabilidad de fractura.

Visualización de la permeabilidad de un conjunto de fracturas

En la figura 13 se observa la distribución de permeabilidad en la región cercana de un pozo, donde confluyen varias fracturas. Las zonas de menor permeabilidad, identificadas con color morado, corresponden a los sectores del yacimiento donde solo hay matriz. Las zonas de permeabilidad mayor a la de matriz, identificadas con el color amarillo, contienen fracturas que aumentan la capacidad de flujo.

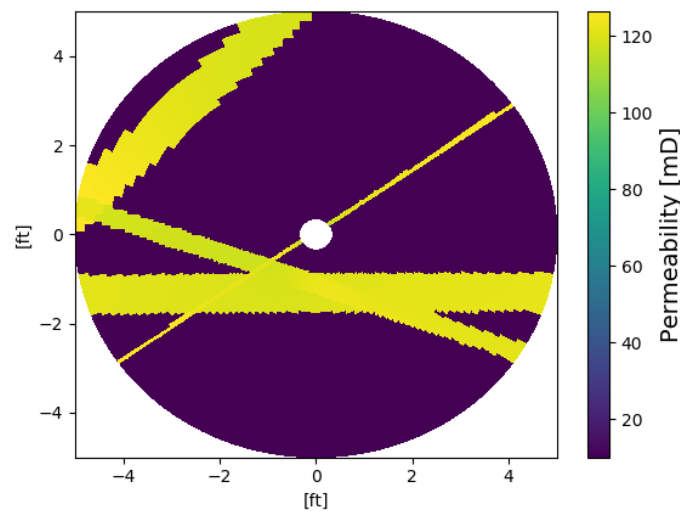


Figura 13. Distribución espacial de la permeabilidad de un conjunto de fracturas

Analisis de sensibilidad

Para identificar las variables de mayor influencia en la variación de la permeabilidad, se realizó un analisis de sensibilidad sobre el modelo de cálculo de esta propiedad, explicado en el apartado 6. La metodología consiste inicialmente en calcular una permeabilidad de fractura para unos valores base de las variables involucradas en el modelo. Posteriormente se eligen nuevos valores para estas variables, menores y mayores respecto a la base, para evaluar el cambio en la permeabilidad generado por cada variable. En la tabla 2, se mencionan los valores asignados a las variables para realizar el análisis.

Variable	Base	Valor mínimo	Valor máximo
Apertura inicial de fractura e_o (ft)	0.000213 (60 μm)	0.0000984 (30 μm)	0.0003280 (100 μm)
Esfuerzo efectivo normal σ'_n (psi)	2500	1000	4000
Rigidez de fractura normal inicial k_{ni} (psi/ft)	1.75e6	5e5	3e6
Permeabilidad de cierre de fractura k_{ccf}	100	50	150
Permeabilidad residual de cierre de fractura k_{ref} (mD)	200	200	200
Relación k_{ref} / k_{ccf}	0.5	0.25	0.75
Permeabilidad de fractura obtenida con los datos base es 101.8 mD			

Tabla 2. Variables del análisis de sensibilidad

La figura 14 representa un gráfico de tornado sobre las variables de afectación del modelo de permeabilidad de fractura y la tabla 3 resume los datos obtenidos en este gráfico. La percepción inmediata es el dominio de la relación k_{ref} / k_{ccf} sobre el resultado de la sensibilidad. Este efecto es razonable, considerando que este parámetro nos da una idea de la sensibilidad a esfuerzos del yacimiento. Cuando el yacimiento no es afectado por el cambio en presión, el valor k_{ref} / k_{ccf} es más cercano a 1 que a 0, haciendo que el máximo cierre de fractura no se reduzca y por tanto no haya una afectación negativa en la permeabilidad de fractura, ver ecuaciones 26 – 27. Esta conclusión nos advierte sobre la importancia de la caracterización del comportamiento de la permeabilidad de fractura en relación a la variación del esfuerzo efectivo a nivel de laboratorio, en aras de obtener resultados confiables en el análisis global.

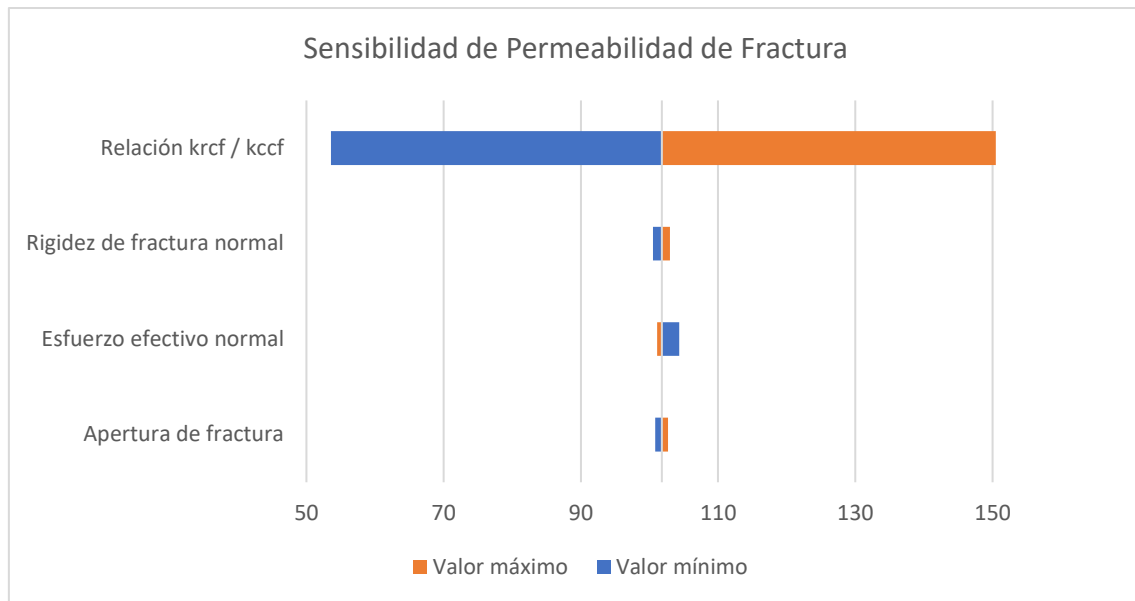


Figura 14. Gráfico de tornado de Permeabilidad de fractura

Variable	Valor máximo	Valor mínimo
Apertura inicial de fractura e_o (ft)	100.8	102.7
Rigidez de fractura normal inicial k_{ni} (psi/ft)	100.5	103
Esfuerzo efectivo normal σ'_n (psi)	104.3	101.1
Relación k_{rcf} / k_{ccf}	53.6	150.5

Tabla 3. Datos obtenidos del gráfico de tornado.

Para entender la influencia de los demás parámetros del modelo de permeabilidad de fractura, se representa en la figura 15 un gráfico de tornado sin la variable k_{rcf} / k_{ccf} . De este análisis se puede concluir que el esfuerzo efectivo normal al que es sometida la fractura es el segundo parametro de más afectación sobre el modelo. Es notable también, que la apertura inicial de fractura es la variable de menor influencia, esto debido a que el modelo de fractura usado tiene un enfoque en la determinación de la permeabilidad en función de un estado de esfuerzos.

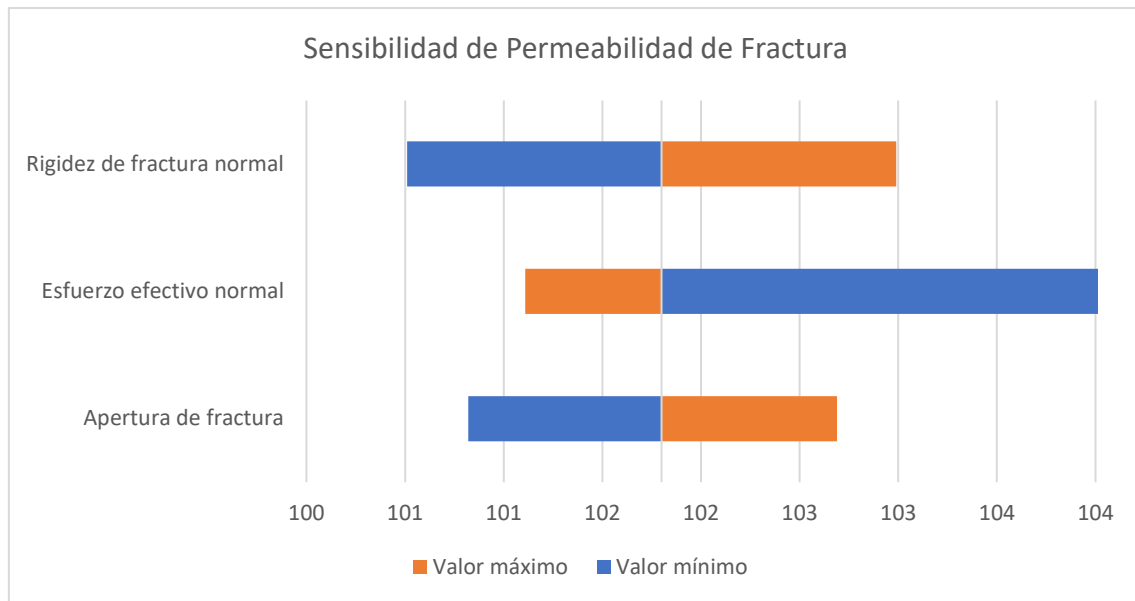


Figura 15. Gráfico de tornado de las variables secundarias del modelo de permeabilidad de fractura.

8. Conclusiones

A partir de la integración de modelos analíticos que dan cuenta del comportamiento mecánico de los yacimientos naturalmente fracturados y su efecto en la capacidad de flujo de hidrocarburos, se ha logrado desarrollar una herramienta computacional simple y eficiente para diagnosticar el potencial daño geomecánico en los yacimientos sensitivos a esfuerzos.

Los análisis de sensibilidad muestran que la variable que más afecta la permeabilidad de la fractura es la relación entre la permeabilidad de cierre de fractura y la permeabilidad residual de fractura, esta diferencia da un indicio de que tan sensitivo es el yacimiento a esfuerzos. La segunda variable de más afectación en la permeabilidad de fractura es el esfuerzo normal efectivo, el cuál a su vez es influenciado principalmente por la presión de poro y los esfuerzos in situ.

9. Referencias Bibliográficas

- Bandis, S.C., Lumsden, A. C., & Barton, N. R. (1983). Fundamentals of rock joint deformation. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* (Vol. 20, No. 6, pp. 249-268). Pergamon.
- Fjar, E., Holt, R. M., Raaen, A. M., Risnes, R., & Horsrud, P. (2008). Petroelium related rock mechanics (vol. 53). Elsevier.
- Computer Modeling Group. (2016). STARS User Guide. *Computer Modeling Group*, (1), 1–18.
- Giraldo, L., Chen, H.Y., y Teufel, L. (2000). Field Case Study of Geomechanical Impact of Pressure Depletion in the Low-Permeability Cupiagua Gas-Condensate Reservoir. *Society of Petroleum Engineers, SPE 60297*(March), 1–10. <https://doi.org/10.2523/60297-MS>
- Li, B., Huo, D., & Benson, S. M. (2014). Investigating Aperture-Based Stress-Dependent Permeability and Capillary Pressure in Rock Fractures. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, (September), 2014–2015. <https://doi.org/10.2118/170819-MS>
- Nelson, R. A. (2001). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. <https://doi.org/10.1016/B978-088415317-7/50005-1>
- Restrepo, A. (2016). AN EXPERIMENTAL STUDY OF WATER OIL.
- Restrepo, A., Lopez, C., Marin, J., Lopera, S., Naranjo, A., Lopez, E., & De, U. N. (2015). Geomechanical Damage Mapping in Stress Sensitive Reservoirs of Colombian Foothills, 1–12.
- Tao, Q., Ghassemi, A., & Ehlig-economides, C. A. (2010). SPE 131666 Pressure Transient Behavior for Stress-Dependent Fracture Permeability in Naturally Fractured Reservoirs, (1976).
- Tian, Y. (2014). SPE-173463-STU Experimental Study on Stress Sensitivity of Naturally Fractured Reservoirs.