

# MODELAMIENTO SEUDO-ACOPLADO DE FLUJO Y DEFORMACIÓN PARA EL MODELAMIENTO NUMÉRICO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Enus Zambrano Vargas<sup>1</sup>, Zuly Calderon Carrillo<sup>2</sup>

## RESUMEN

Diversas investigaciones han evidenciado que la ocurrencia de fenómenos dinámicos como el cierre de las fracturas naturales afecta el flujo de fluido y los perfiles de producción en yacimientos naturalmente fracturados. En este sentido, en este trabajo, se llevó a cabo un modelamiento pseudo-acoplado de flujo y deformación para un yacimiento de sólo fracturas, donde la matriz es impermeable y no porosa. Este modelamiento consiste en solucionar independientemente mediante diferencias finitas los modelos matemáticos de flujo y deformación e integrarlos entre sí mediante un parámetro o variable común para ambos modelos, que para este caso fue la apertura de la fractura. La principal ventaja de este enfoque pseudo-acoplado es que permite tanto la representación de las fracturas naturales como una red ortogonal discreta sobre un modelo continuo, así como la consideración del comportamiento mecánico de las fracturas ante esfuerzos mediante ecuaciones constitutivas. Finalmente, se realizó la aplicación sobre un modelo de yacimiento teórico y se obtuvo la distribución de presiones y la variación de la apertura de fractura. Además, se simuló otros escenarios sobre este modelo teórico, para entender el comportamiento del modelo al modificar las propiedades mecánicas de la matriz y de las fracturas, el número de fracturas naturales y el caudal de producción. Estos resultados permitieron entender qué factores podrían afectar el comportamiento de este tipo de yacimientos.

**Palabras claves:** fracturas naturales, flujo de fluidos, esfuerzos, deformación, modelamiento numérico, cierre de fracturas, pseudo-acoplado.

## NUMERICAL MODELING OF FRACTURE CLOSURE PHENOMENA IN NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS USING A NO FULLY COUPLED APPROACH

## ABSTRACT

Several works have demonstrated that fracture closure phenomena have an important effect in flow fluid and production profiles in Type 1- naturally fractured reservoir (only fractures). This issue has been approached in this work as a “no fully coupled” problem in which fluid flow and deformation models are solved separately. Both independent solutions are then integrated using a common variable, the fracture aperture. The main advantages of this “no fully coupled” approach is not only the possibility of using an orthogonal discrete network of fractures over a continuous model; but also, it takes into account stress-displacement behavior of fractures by using constitutive equations developed from experimental measurements. Finally, the pressure distribution and fracture aperture variation were obtained from several simulations made in a hypothetical reservoir model.

**Keywords:** natural fractures, fluid flow, stresses, deformation, numerical modeling, fracture closure, no fully coupled.

1. Ingeniera de Petróleos, Candidata a MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia. E-mail: enuszambrano@cbm.com.mx

2. Ingeniera de Petróleos, PhD. Docente. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia. E-mail: calderon@uis.edu.co

## INTRODUCCIÓN

El flujo de fluidos y la deformación en un yacimiento naturalmente fracturado se describen generalmente mediante modelos matemáticos que asumen el yacimiento como la superposición de dos medios continuos equivalentes, denominados matriz y fracturas. Ambos medios continuos se representan por sus propiedades petrofísicas, porosidad y permeabilidad; y por las propiedades mecánicas equivalentes a un medio poroelástico que obedece la teoría de Biot [1] [2]. En estos modelos por lo general, las fracturas no se modelan individualmente teniendo en cuenta al menos uno de sus atributos geométricos, como por ejemplo la apertura de fractura; que es el atributo que controla el flujo en este tipo de yacimientos. Además en este tipo de yacimientos, la variación de la porosidad y de la permeabilidad de fractura cuando hay cambio del estado de esfuerzos debido a la producción/inyección de fluidos en el yacimiento, se describe mediante modelos empíricos o modelos matemáticos pero con muchos parámetros que deben asumirse, ya que no pueden determinarse en laboratorio.

Otros modelos existentes para simular el flujo de fluidos y la deformación en yacimientos naturalmente fracturados, son los modelos discretos. En este tipo de modelos, las fracturas y los bloques de matriz si pueden ser representados mediante sus atributos geométricos. A diferencia de los modelos continuos, en estos modelos la deformación de las fracturas y los bloques de matriz no se resuelven como un todo, sino individualmente para cada uno de ellos. En estos modelos la deformación de las fracturas se rige de acuerdo a las ecuaciones constitutivas de deformación en fracturas y la deformación de la matriz se describe mediante la teoría elástica o la teoría poroelástica de Biot [1] [3]. Con respecto al flujo de fluidos, el cálculo de los caudales de flujo se realiza también individualmente por fractura y las expresiones matemáticas para su cálculo tienen en cuenta el efecto de la deformación de los bloques de matriz y las fracturas sobre la apertura de fractura [3]. A pesar de las ventajas de los modelos discretos, estos demandan grandes costos computacionales y requieren una descripción muy detallada del sistema fracturado. No obstante, este tipo de modelamiento es el más adecuado para simular un fenómeno dinámico importante, que es el cierre de las fracturas. El cierre en las fracturas es causado por el aumento del esfuerzo efectivo en las fracturas con el tiempo, cuando el yacimiento está sometido a producción de fluidos. La consideración de este fenómeno en la simulación de yacimientos naturalmente fracturados es importante debido a su influencia en el desempeño del yacimiento.

En este trabajo se plantea una simulación del flujo de fluidos y deformación de un modelo sencillo de un yacimiento naturalmente fracturado Tipo 1 o solo fracturas [4] con presencia de una red de fracturas ortogonales, para obtener una aproximación preliminar teórica del comportamiento de la presión y la variación de la apertura de fractura en el tiempo. Esto se lleva a cabo mediante una metodología basada en el uso de modelos pseudo-acoplados, denominados en inglés “no fully coupled approach” [5]. El paso inicial de esta metodología consiste en obtener las distribuciones de presiones a través de un yacimiento fracturado representado como un medio continuo no deformable, mediante la solución de un modelo de flujo de fluidos, donde la transmisibilidad del sistema está en función de la apertura de fractura. A continuación, se deforma un yacimiento fracturado equivalente ahora con fracturas discretas. Los esfuerzos que actúan en este yacimiento fracturado equivalente son los esfuerzos horizontales in-situ y las presiones; estas últimas calculadas del paso anterior (del medio continuo no deformable). La deformación del yacimiento ante estos esfuerzos conlleva a la variación de la apertura de fractura. Cabe recordar que en el modelo de flujo de fluidos en las fracturas, la transmisibilidad está en función de su apertura; por ende, nuevamente se calcula la distribución de presiones ante este nuevo cambio en la transmisibilidad del sistema, usando el medio continuo no deformable equivalente que representa el yacimiento, mencionado anteriormente. Finalmente se deforma el yacimiento equivalente con fracturas discretas ante la actual distribución de presiones; repitiéndose varias veces el ciclo hasta que se alcance el tiempo de simulación [2]. La diferencia de este trabajo con respecto a las investigaciones existentes en la literatura de flujo y deformación en yacimientos naturalmente fracturados, es que el flujo de fluidos en dichas investigaciones se modela por lo general a través de un medio continuo deformable (constituido por matriz y fracturas) equivalente, donde no se pueden representar discretamente los atributos geométricos de las fracturas; mientras que en este trabajo el flujo de fluidos y la deformación se modelan mediante una malla de simulación que representa dos sets de fracturas ortogonales. A pesar de no ser un enfoque discreto, este trabajo tiene en cuenta algunas de sus ventajas. La más importante es que permite representar geoméricamente las fracturas; en este caso mediante una red ortogonal discreta. Además, también tiene en cuenta el comportamiento mecánico de las fracturas mediante ecuaciones constitutivas, tal como se ha llevado a cabo en los códigos UDEC y 3DEC desarrollados por la compañía ITASCA [3], los cuales están basados en modelos discretos. Otra de sus ventajas

es su menor tiempo computacional con respecto a los modelos discretos, ya que la representación de las fracturas naturales es menos compleja en este trabajo. Con respecto los alcances y limitaciones, este trabajo puede ser aplicado únicamente para yacimientos naturalmente fracturados donde el almacenamiento y flujo de fluidos está asociado sólo al sistema de fracturas, el sistema fracturado pueda representarse mediante una red ortogonal, el tipo de hidrocarburo sea aceite negro subsaturado, el régimen de esfuerzos vigente sea rumbo deslizante y los bloques de matriz tengan un comportamiento elástico lineal [2]. Posteriores investigaciones podrían extender la aplicación de este trabajo a yacimientos naturalmente fracturados de única o doble porosidad, constituidos por varios sets de fracturas de diferente orientación; así como, la consideración del comportamiento poroelástico para los bloques de matriz [2].

## MODELO SEUDO-ACOPLADO DE FLUJO- DEFORMACIÓN

Para resolver el problema de flujo y deformación en el piloto planteado en este estudio, se requiere la solución numérica tanto del modelo matemático del flujo en fracturas, que se deduce a partir del modelo de platos paralelos [6] para flujo en fracturas; como de los modelos geomecánicos que describen el comportamiento mecánico de la matriz y el cierre de las fracturas. El modelo de deformación de la matriz usado es la ley de Hooke [7] [8] para medios elásticos; y el modelo de deformación normal en las fracturas, es una expresión simplificada del modelo constitutivo propuesto por Bandis y otros [3] [9]. También se asume en este trabajo que la red ortogonal de fracturas tiene una respuesta elástica lineal ante la aplicación de esfuerzos de normales o de cizalla; y que no ocurre desplazamiento de los bloques de matriz sino únicamente deformación de todo el sistema fracturado.

### MODELO MATEMÁTICO DEL FLUJO EN FRACTURAS

Como se mencionó anteriormente, para representar el flujo de fluidos a través de las fracturas se usó como base el modelo de platos paralelos [6]. Este modelo presenta

el medio fracturado como un sistema de fracturas paralelas finitas de igual apertura y espaciamiento y donde el régimen de flujo es laminar, y el valor de la conductividad de fractura es proporcional al cubo de la apertura de la fractura. Matemáticamente para un fluido ligeramente compresible se expresa así [2]:

$$\nabla \cdot \left( \frac{a^2}{12\mu} \rho_f \nabla P \right) = c_f \rho_f \frac{\partial}{\partial t} (P) + \tilde{q}_f \quad (1)$$

donde:

$a$  = apertura de la fractura

$\mu$  = viscosidad del fluido

$\rho_f$  = densidad del fluido

$P$  = presión del sistema

$t$  = tiempo

$c_f$  = compresibilidad del fluido

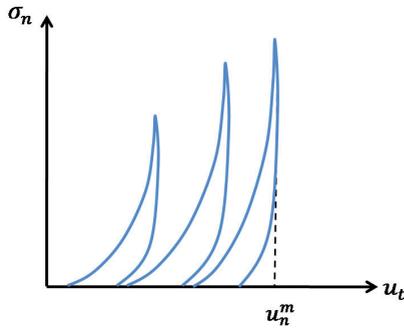
$\rho_f$  = densidad del fluido

$\tilde{q}_f$  = flujo másico debido a fuentes o sumideros por unidad de volumen total

### MODELO DE DEFORMACIÓN EN FRACTURAS

De acuerdo a estudios realizados de laboratorio se puede generalizar el comportamiento mecánico de las fracturas cuando son sometidas a esfuerzos compresivos y de cizalla mediante modelos constitutivos [3].

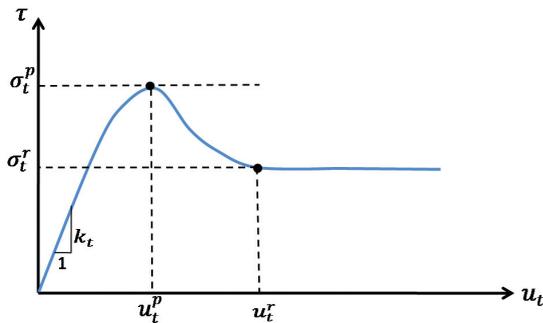
*Esfuerzo Normal vs. Desplazamiento Normal:* El comportamiento de una fractura sometida a un ciclo de compresión – descompresión se muestra en la Figura 1. La parte ascendente de la curva corresponde a la compresión o compactación de la fractura, mientras que la parte descendente corresponde a la descompresión. A medida que se van repitiendo los ciclos sobre la fractura, la curva esfuerzo normal- deformación normal se desplaza hacia la derecha debido al daño acumulado en las rugosidades de las fracturas durante las pruebas [9]. Se observa también el efecto de histéresis en el primer ciclo, que va disminuyendo en ciclos posteriores. De acuerdo a Bagheri y Settari [5], se puede demostrar que la fractura sometida a grandes esfuerzos in –situ en el yacimiento ya ha estado sometida a varios ciclos de carga y descarga; por ende el efecto de histéresis es despreciable. El cierre de la fractura es un fenómeno de gran interés en los problemas de flujo asociados a fracturas.



**Figura 1.** Curva esfuerzo normal- desplazamiento normal para una fractura sometida a varios ciclos de compresión-descompresión. [3] [9].

*Esfuerzo de Cizalla vs. Desplazamiento de Cizalla:*

El comportamiento mecánico esfuerzo de cizalla ( $\tau$ )-desplazamiento de cizalla ( $u_t$ ) para una fractura sometida a un esfuerzo normal constante ( $\sigma_n$ ), se muestra en la Figura 2. Inicialmente, la fractura se comporta elásticamente y el esfuerzo de cizalla se incrementa linealmente con el desplazamiento. A medida que se vence la fuerza de resistencia al movimiento de la fractura, la curva se aleja de la linealidad hasta alcanzar la resistencia máxima de cizalla de la fractura. A partir de entonces, el esfuerzo requerido para mover la fractura decrece hasta alcanzar un valor constante que se denota como la resistencia de cizalla residual. Como se muestra en la Figura 2, esta curva se puede caracterizar mediante cinco parámetros: la rigidez de cizalla;  $k_t$ , que corresponde a la pendiente de la parte lineal de la curva, el esfuerzo máximo de cizalla;  $\sigma_t^p$ , el esfuerzo de cizalla residual;  $\sigma_t^r$ , el desplazamiento de cizalla correspondiente al esfuerzo máximo de cizalla;  $u_t^p$ , y el desplazamiento de cizalla cuando el esfuerzo de cizalla es igual al esfuerzo residual;  $u_t^r$ . También se define el ángulo de fricción residual;  $\varphi_r$ , como el cociente  $\sigma_t^r/\sigma_n$ .



**Figura 2.** Curva esfuerzo de cizalla ( $\tau$ ) - desplazamiento de cizalla ( $u_t$ ), para una fractura sometida a un esfuerzo normal constante [3].

Los valores de rigidez normal;  $k_n$  y de cizalla;  $k_t$  reportados en la literatura generalmente se encuentran en las aplicaciones de los códigos UDEC y 3DEC (Itasca) para el modelamiento de rocas fracturadas [3] [10] [11]. Se reportan en la literatura valores entre 0.1 -2360 GPa/m (4.4E3-1E8 psi/ft) para la rigidez normal; y valores entre 0.005-1180 GPa/m (221-5.2E7 psi/ft) para la rigidez de cizalla. Teniendo en cuenta que los modelos constitutivos que describen el comportamiento mecánico de las fracturas involucran tanto la deformación en la fractura, como el desplazamiento o translación de los bloques de matriz; en este estudio únicamente se considera la deformación en las fracturas para la simplificación del problema. Por ende, para poder acoplar el comportamiento mecánico de la fracturas ante esfuerzos; se asume al igual que los bloques de matriz, que el sistema de fracturas es un medio deformable cuyo comportamiento elástico se rige conforme a la teoría de elasticidad [2]. Teniendo en cuenta la zona de comportamiento “elástico” de las fracturas, donde existe una respuesta lineal entre esfuerzo aplicado – desplazamiento, y además despreciando el efecto de histéresis en cuando las fracturas están sometidas a ciclos de compresión/descompresión, se pueden generar correlaciones entre los parámetros definidos en los modelos constitutivos de las fracturas,  $k_t$  (rigidez de cizalla) y  $k_n$  (rigidez normal), con los módulos elásticos, E (modulo de Young) y G (modulo de cizalla). Estas correlaciones permiten aplicar de una manera simplificada los modelos constitutivos de deformación de fracturas y acoplarlos al modelo de deformación para cuerpos elásticos o Ley de Hooke usado en el modelamiento del sistema fracturado.

*Correlación entre  $k_n$  y E:* De acuerdo a la linealización del modelo constitutivo de esfuerzo normal - desplazamiento normal de la fractura se tiene que:

$$\sigma_n = k_n du_n \tag{2}$$

si  $u_n = u_n^m$  no existe deformación normal en la fractura donde:

- $\sigma_n$  = esfuerzo normal al plano de fractura
- $u_n$  = desplazamiento normal de la fractura
- $k_n$  = rigidez normal de la fractura
- $u_n^m$  = desplazamiento máximo normal (cierre) de la fractura

En términos de deformación:

$$\sigma_n = a k_n \epsilon_n \tag{3}$$

donde:

$a$  = apertura de la fractura

$\varepsilon_n$  = deformación en dirección normal de la fractura

De la ecuación (3) y recordando la definición del módulo de Young,  $E$  de la teoría elástica [7] [8]; se deduce que:

$$a k_n \equiv E \quad (4)$$

$$k_n \equiv E \quad (5)$$

donde es equivalente al módulo de rigidez normal de la fractura

*Correlación entre  $k_t$  y  $G$* : La respuesta lineal entre esfuerzo de cizalla - desplazamiento de cizalla para una fractura, se expresa matemáticamente así:

$$\tau = k_t d u_t \quad (6)$$

donde:

$\tau$  = esfuerzo de cizalla al plano de fractura

$u_t$  = desplazamiento de cizalla de la fractura

$k_t$  = rigidez de cizalla de la fractura

En términos de deformación:

$$\tau = l k_t \gamma_t \quad (7)$$

donde:

$l$  = longitud de la fractura

$k_t$  = rigidez de cizalla de la fractura

$\gamma_t$  = deformación en dirección transversal de la fractura

De la ecuación (7) y recordando la definición del módulo de corte o cizalla,  $G$  de la teoría elástica [7] [8]; se deduce que:

$$l k_t \equiv G \quad (8)$$

$$K_s \equiv G \quad (9)$$

donde  $K_s$  es equivalente al módulo de rigidez de cizalla de la fractura

## MODELO DE DEFORMACIÓN MATRIZ

Por otro lado, y continuando con el planteamiento del modelo pseudo-acoplado, se asume que la matriz, no tiene porosidad ni permeabilidad y que además presenta un comportamiento elástico lineal. El comportamiento elástico de los bloques se describe matemáticamente mediante el acoplamiento de: las ecuaciones de equilibrio de esfuerzo, las relaciones esfuerzo-deformación o Ley de Hooke y las relaciones de deformación-desplazamiento, para un cuerpo elástico

[7] [8]. De ahí se generan las ecuaciones constitutivas del modelo de deformación geomecánica que se presentan a continuación:

$$\nabla \cdot (G \nabla u_x) + \nabla \cdot \left( G \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial x} (\lambda \nabla \cdot u) - \frac{\partial P}{\partial x} \quad (10)$$

$$+ \rho g_x = 0$$

$$\nabla \cdot (G \nabla u_y) + \nabla \cdot \left( G \frac{\partial u}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial y} (\lambda \nabla \cdot u) - \frac{\partial P}{\partial y} \quad (11)$$

$$+ \rho g_y = 0$$

$$\nabla \cdot (G \nabla u_z) + \nabla \cdot \left( G \frac{\partial u}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial z} (\lambda \nabla \cdot u) - \frac{\partial P}{\partial z} \quad (12)$$

$$+ \rho g_z = 0$$

donde:

$G$  = módulo de cizalla o segundo parámetro de Lamé

$u_x, u_y, u_z$  = componentes del vector desplazamiento,  $u$

$P$  = presión del sistema

$\lambda$  = primer parámetro de Lamé

$\rho$  = densidad de la matriz

$g_x, g_y, g_z$  = componentes de la fuerza gravitacional (fuerzas de cuerpo),  $g$

La propuesta presentada en este trabajo se basó en el enfoque pseudo-acoplado planteado inicialmente por Bagheri y Setari [5], con el fin de poder usar las ventajas de los modelos discretos, ya que usando este enfoque el sistema de fracturas puede representarse mediante algunos de sus atributos geométricos como la orientación y la apertura. La aplicación de este enfoque de solución sobre los modelos de flujo y deformación requiere el diseño de una metodología de trabajo, la cual se describe detalladamente en la Figura 3. Este flujo de trabajo se puede dividir en dos etapas denominadas Análisis de Flujo y Análisis de Deformación, respectivamente. La primera etapa consiste en evaluar la respuesta de la presión del sistema de fracturas cuando se perturba el estado de equilibrio debido a la producción de fluidos, mediante la aplicación del modelo de flujo sobre un sistema de fracturas ortogonales. En este caso, el sistema de fracturas ortogonales se resuelve como un problema de flujo de fluidos en un medio discreto donde la transmisibilidad del sistema está en función de la apertura promedio del sistema ortogonal de fracturas. Una vez obtenida la nueva distribución de presiones en el sistema de fracturas, se procede a la etapa de Análisis de Deformación. En esta etapa se

evalúa la deformación tanto en la matriz como en el sistema fracturado ante los esfuerzos in-situ y las presiones del sistema obtenidas de la etapa anterior. El sistema fracturado para esta etapa se asume similar a un medio continuo donde son consideradas las propiedades mecánicas tanto para la matriz como para las fracturas. Como ya se ha mencionado, en este trabajo, la deformación de la matriz no porosa e impermeable se asume elástica y la deformación de la fractura se describe mediante un modelo constitutivo simplificado. Teniendo en cuenta que, la deformación del yacimiento conlleva a la variación de la apertura de la fractura y que el modelo de flujo a través del sistema de fracturas se encuentra en función de la apertura, para el siguiente intervalo de simulación se calcula nuevamente la distribución de presiones en el sistema de fracturas ya deformado; es decir, para el nuevo sistema donde ya se ha generado disminución de la

apertura de fractura. Este ciclo se repite varias veces hasta alcanzar el tiempo de simulación.

Considerando que las ecuaciones matemáticas usadas en este trabajo, que describen tanto el flujo de fluidos como la deformación, son de tipo diferencial no lineal, se plantea su solución numérica mediante el método de diferencias finitas. Para ello se utiliza una malla rectangular con nodos distribuidos donde se representa un set de fracturas ortogonales como se muestra en la Figura 4. En esta malla, se considera que ocurre únicamente flujo en los nodos asociados al sistema de fracturas (nodos fracturas) y que la deformación ocurre para todo el sistema matriz-fracturas. Con respecto al tipo de aproximación numérica para las derivadas, se utiliza aproximación central para las derivadas espaciales y aproximaciones progresivas para las derivadas temporales [2].

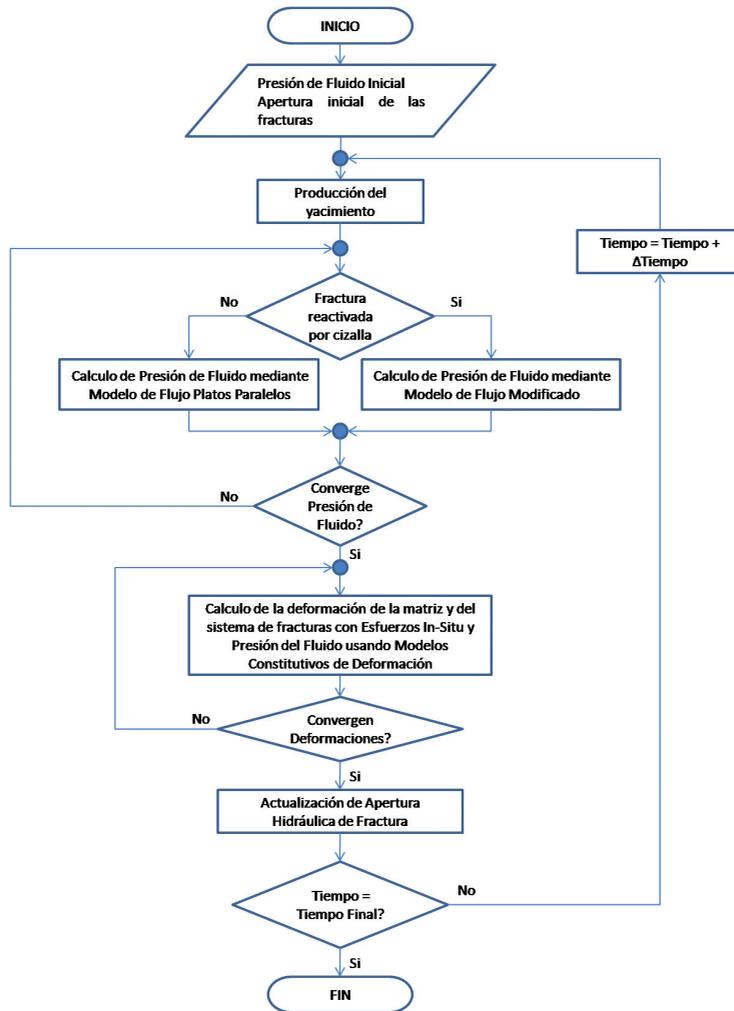
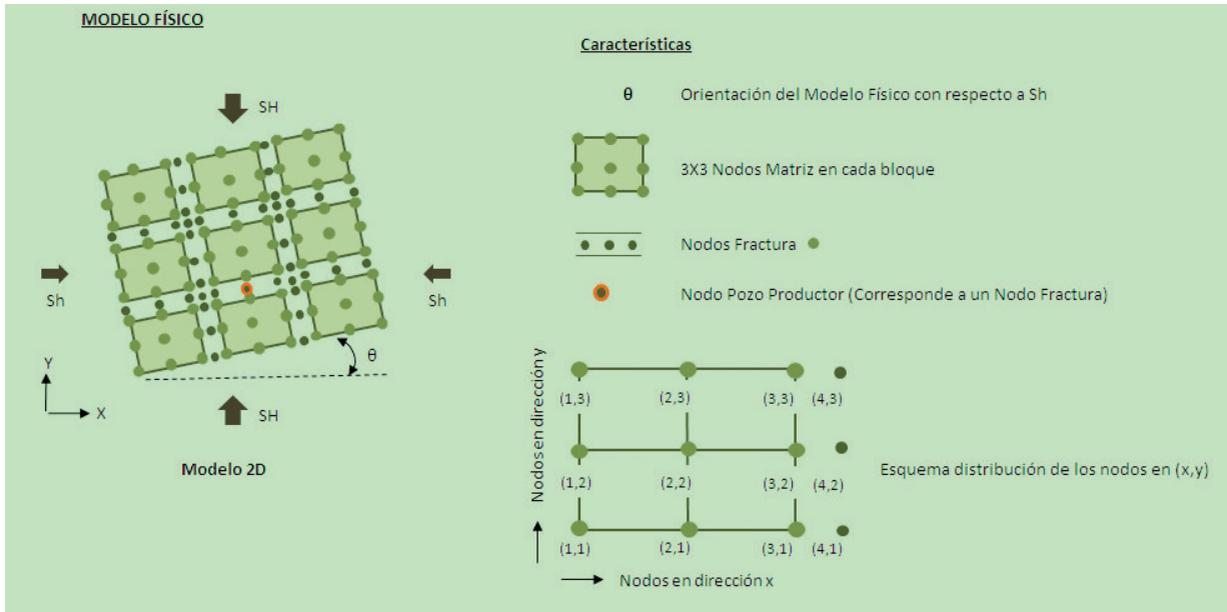


Figura 3. Flujo de trabajo planteado para abordar el problema de Flujo de Fluidos y Deformación en yacimientos naturalmente fracturados tipo 1 [2].



**Figura 4.** Malla rectangular con nodos distribuidos que representa el yacimiento naturalmente fracturado tipo 1 en este trabajo [2].

## RESULTADOS

El modelamiento numérico de flujo y deformación en un pequeño modelo 2D de un yacimiento naturalmente fracturado Tipo 1 se llevó a cabo usando el software Matlab® para la programación de estas ecuaciones matemáticas. Para llevar a cabo la aplicación se simuló un yacimiento teórico bajo las siguientes suposiciones:

- Yacimiento de dos dimensiones.
- Una sola fase en el yacimiento (aceite).
- Fluido que se comporta como Aceite Negro (Black Oil)
- Presión del yacimiento por encima de la presión de burbuja.
- Modelo físico constituido por bloques impermeables de matriz y un sets de fracturas naturales ortogonales.
- Flujo de fluidos únicamente a través del sistema de fracturas naturales.
- Un pozo productor con caudal,  $q_0$  constante que drena cierta área establecida al iniciar la simulación.

- Un estrato productor.
- Deformación elástica lineal de los bloques de matriz y del sistema de fractura naturales.
- El comportamiento de la presión para cualquiera de los nodos en el modelo numérico no está condicionado a ninguna función matemática; es la respuesta obtenida de la solución numérica del modelo de flujo en las fracturas, representado por la ecuación 1.

Los datos de entrada y de salida de la aplicación fueron manejados desde un archivo Excel. Se usaron los datos PVT para un aceite negro subsaturado (gravedad API: 40.7° y presión de yacimiento: 4010 psi), referenciado por McCain [12]. Las propiedades mecánicas para los bloques de matriz se asumieron similares a una arenisca apretada de muy baja porosidad y permeabilidad; mientras que los valores de apertura inicial y final del set de fracturas ortogonales y de las propiedades mecánicas de las fracturas fueron asumidos, y a algunos de ellos, se les asignaron valores típicos encontrados en la literatura [3] [10] [11]. Con respecto a los esfuerzos horizontales, se tomaron valores para las magnitudes del esfuerzo máximo y mínimo horizontal de 7000 psi y 5500 psi, respectivamente. En la Figura 5 se muestra la interface del archivo de datos en Excel SCODE-YNF.xls con los datos de entrada usados en esta aplicación.

MALLA	Área (Acres)	Orientación fracturas respecto a Sh (grados)	No. Fracturas (x,y)	Apertura Inicial de Fractura (mm)	Apertura Mínima de Fractura (mm)	Tope Estrato (ft)	Base Estrato (ft)
	30	0	20	0.001	0.00025	8600	8670.52

FLUIDO	Gravedad API (@Cond.Est)	Densidad Gas (lb/ft3) (@Cond.Est)	Factor Volumétrico de Formación @ Pburbuja (RB/STB)	Pendiente Factor Volumétrico de Formación Bajosaturado (RB/STB/PSI) (-)	Solubilidad del Gas @ Pburbuja (SCF/STB)	Viscosidad @ Pburbuja (cp)	Pendiente Viscosidad Bajosaturado (cp/PSI)	Compresibilidad Fluido (PSI-1)	Presión de Burbuja (PSI)	Temperatura Yto (°F)
	40.7	0.105	1.474	-0.00002	854	0.373	0.00003	1.35E-05	2620	220

\*\*Datos PVT tomados para un aceite negro subsaturado. Caso Good Oil Company, Well No. 4, McCain

GEOMECAÁNICA	Esf. Máx. Horizontal SH (PSI)	Esf. Mín. Horizontal Sh (PSI)	Mód. de Young E (Matriz) (PSI)	Mód. de Poisson v (Matriz) (PSI)	Rigidez Normal Kn (Fractura) (PSI)	Rigidez Cizalla Ks (Fractura) (PSI)
	7000	5500	4500000	0.2	4500000	2100000

TASAS	Nodo X (Pozo)	Nodo Y (Pozo)	Tipo de Performance	Tasa de producción qo (BOPD)	Indice de Productividad (BOPD/PSI)	Presión de fondo fluyente Pwf (PSI)
	40	40	1	5	0.05	NA

>>

NUMERICO / INICIALIZACIÓN	No. Máx. Iteraciones	Tolerancia	Valor inicial de Presión (PSI)	Valor inicial de desplazamiento (ft)	Intervalo de Tiempo Inicial (días)	Tiempo máx de simulación (días)
	100	0.000001	4010	0	0.05	360

Figura 5. Datos de entrada en el archivo Excel SCODE-YNF.xls usados para la aplicación del modelo teórico 2D de un yacimiento naturalmente fracturado Tipo 1 [2].

A continuación se presenta la discusión de los resultados obtenidos en la aplicación. Los diferentes escenarios teóricos simulados sobre el modelo teórico si bien no son extrapolables a cualquier yacimiento naturalmente fracturado deformable con flujo de fluidos a través de las fracturas, permiten tener una visualización general y confiable de qué factores podran afectar el comportamiento de las presiones y la apertura de fractura; esta última, una medida indirecta de la transmisibilidad del sistema.

Para obtener los resultados, se simularon numéricamente varios escenarios teóricos en Matlab® usando como caso de referencia para comparar los resultados obtenidos, el presentado por los datos de entrada de la Figura 5. A este escenario se le denominó Caso Inicial. En él se simula un pozo productor de 5 BOPD, localizado en el centro de un área de drenaje de 30 acres y que está siendo interceptado por un set de 20X20 fracturas ortogonales. Para la simulación se define un pequeño intervalo de tiempo (72 minutos) para que la solución sea numéricamente estable. El tiempo máximo de simulación definido es de 360 días; sin embargo, en el caso de que el sistema simulado alcance la presión de burbuja o se estabilice la presión

en el sistema (por encima de la presión de burbuja) antes del tiempo máximo de simulación, esta se finaliza automáticamente; ya que el modelamiento permite una sola fase en el sistema. Para realizar esta investigación, se seleccionaron los siguientes escenarios, los cuales fueron simulados y comparados con respecto al caso inicial [2]:

**a) Caso 1: asumiendo litología granito de los bloques de matriz:** Para este escenario simulado se asumió que los bloques de matriz están constituidos por un material mecánicamente similar al granito (Módulo de Young =  $8.5 \times 10^6$  psi, Relación de Poisson = 0.2). El comportamiento de la presión con el tiempo para este escenario comparado con el caso inicial se presenta en la Figura 6. Cabe aclarar que el caso inicial para este escenario no está sometido a esfuerzos horizontales, para efectos de comparación. De la Figura 6 se puede observar que la declinación de la presión es más rápida en el caso inicial con respecto al caso granito, y que para ambos casos la presión del sistema se estabiliza por encima de la presión de burbuja. El tiempo de estabilización de la presión fue de 214.5 días para el caso inicial y de 290.45 días para el caso granito. La variación de la apertura de la fractura en el caso granito, se muestra en la Figura

7. En este escenario se observa para el caso granito una disminución de la apertura de la fractura en un 0.84% al alcanzar la estabilización de la presión. En el caso base la apertura no tuvo variación debido a que se asumieron nulos los esfuerzos horizontales, tal como se mencionó anteriormente. La variación de la apertura de fractura para el caso granito se visualiza más detalladamente (a menor escala) en la Figura 8. En este gráfico se puede observar que para el caso Granito, la apertura de la fractura no ha alcanzado su estabilización en el tiempo. Todos estos resultados indican que el comportamiento del flujo de fluidos en el modelo planteado es dependiente de las propiedades mecánicas de la matriz, aún en rocas de baja deformabilidad como es el caso del granito.

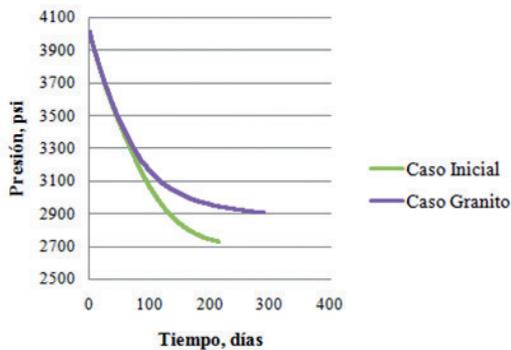


Figura 6. Comportamiento de la presión del sistema para el Caso Granito con respecto al Caso Inicial.

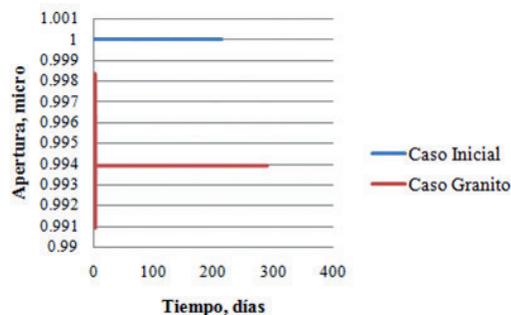


Figura 7. Comportamiento de la apertura de fractura en el sistema para el Caso Granito con respecto al Caso Inicial.

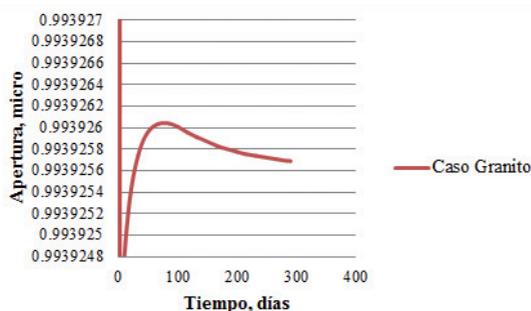


Figura 8. Comportamiento de la apertura de fractura en el sistema para el Caso Granito a menor escala.

**b) Caso 2: asumiendo menor módulo normal de la fractura:** En este caso, se simuló la situación donde el módulo normal de la fractura,  $K_n$  (2500000 psi) se asume menor con respecto al considerado en el caso inicial (4500000 psi). En este escenario, para efectos de comparación, el caso inicial también está sometido a los mismos esfuerzos compresivos del caso menor  $K_n$ . El comportamiento de la presión indica que la declinación de la presión es más rápida para el caso inicial con respecto al caso menor  $K_n$ , como se observa en la Figura 9. El tiempo de estabilización de la presión fue de 189 días para el caso inicial y de 300.3 días para el caso menor  $K_n$ . Por otra parte, la variación de la apertura de la fractura tanto para el caso inicial, como para el caso menor  $K_n$  se muestra en la Figura 10. Para el sistema con menor  $K_n$ , se tiene una disminución de la apertura de fractura del 1.66% con respecto al valor inicial de la apertura cuando el sistema alcanza la presión estabilizada; mientras que para el caso inicial la disminución de la apertura fue del 0.83% con respecto al valor inicial de la apertura. El comportamiento detallado (a menor escala) de la variación de la apertura de fractura para ambos escenarios, se puede visualizar en las Figura 11 y Figura 12, para los casos inicial y menor  $K_n$ ; respectivamente. De los resultados obtenidos se puede concluir que la estabilización de la apertura de fractura es más rápida para el caso menor  $K_n$ , con respecto al caso inicial. Es decir, que las fracturas naturales con menor módulo normal de fractura, son más sensibles a la deformación. Este fenómeno ayudaría en cierta medida a la disminución de la declinación de la presión en el sistema en el tiempo, causada por la producción de fluidos.

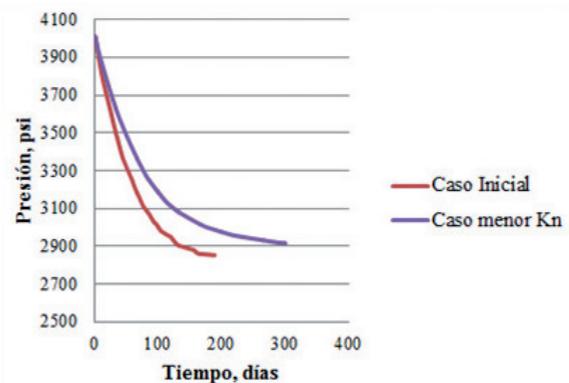
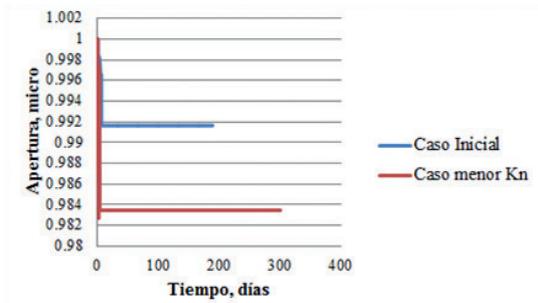
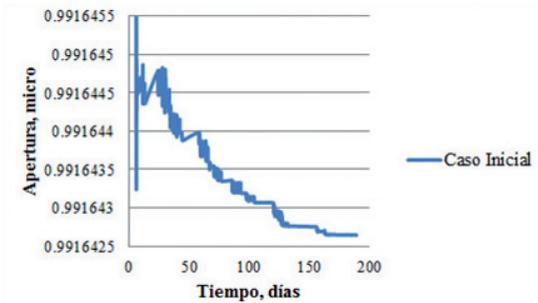


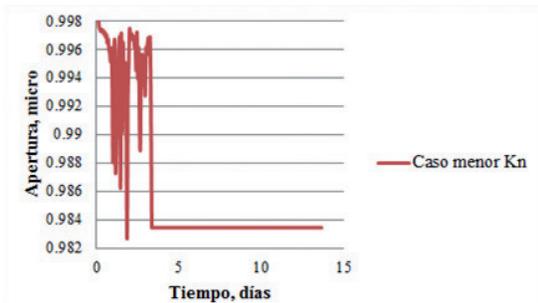
Figura 9. Comportamiento de la presión del sistema para el Caso menor módulo normal de la fractura;  $K_n$ , con respecto al Caso Inicial.



**Figura 10.** Comportamiento de la apertura de fractura para el Caso menor módulo normal de la fractura;  $K_n$ , con respecto al Caso Inicial.



**Figura 11.** Comportamiento de la apertura de fractura en el sistema para el Caso Inicial, a menor escala.

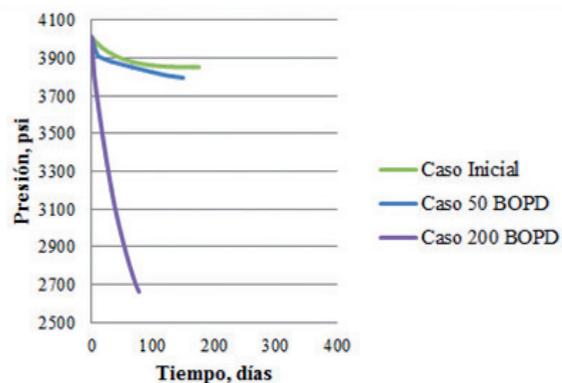


**Figura 12.** Comportamiento de la apertura de fractura en el sistema para el Caso menor módulo normal de la fractura, a menor escala.

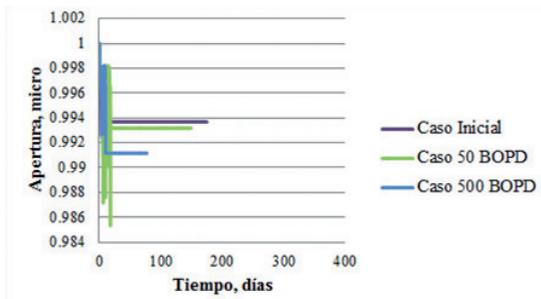
**c) Caso 3: asumiendo mayor caudal de producción:**

Finalmente, se simuló un escenario donde se incrementó la tasa de producción con respecto al caso inicial; y además se consideró un índice de productividad mayor para todos los escenarios, incluyendo el caso inicial; con respecto a los casos anteriormente analizados. Se usaron los caudales de 5 BOPD (caso inicial), 50 BOPD y 200 BOPD. Para los dos primeros casos, la declinación de la presión fue muy similar, mientras que en el último escenario, donde el caudal de producción es considerablemente mayor con respecto a los demás, se observa una mayor declinación de

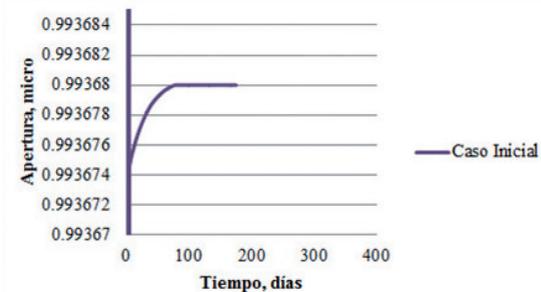
la presión con el tiempo. De hecho, en este último escenario no se alcanza la estabilización de la presión en el tiempo y ésta decae rápidamente hasta alcanzar la presión de burbuja. En los dos primeros escenarios la estabilización de la presión del sistema está por encima de la presión de burbuja. El comportamiento de la presión para los tres escenarios se puede observar en la Figura 13. La declinación de la presión en el escenario de 200 BOPD es considerablemente mayor, debido a que a altos caudales se requiere un mayor drawdown en el sistema. El comportamiento de la reducción de la apertura de fractura fue similar al de la presión. En los dos primeros escenarios la reducción de la apertura de fractura fue similar, 0.63% para el caso de 5 BOPD (caso inicial) y 0.68% para el caso de 50 BOPD. Para el caso de 200 BOPD la disminución de la apertura fue del 0.9%. Estos resultados se presentan en la Figura 14. El comportamiento detallado (a menor escala) de la variación de la apertura de fractura para los tres escenarios, se puede visualizar en las Figura 15, Figura 16 y Figura 17. Se puede visualizar en ellas que a medida que se incrementa el caudal de producción, la apertura de la fractura demora en alcanzar su estabilización en el tiempo. De los tres escenarios evaluados, el caso base (5 BOPD), es el único que alcanza la estabilización de la apertura de fractura, como se muestra en la Figura 15. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos para los escenarios evaluados con diferentes caudales, se puede deducir que la apertura de fractura disminuye al incrementar considerablemente el caudal de producción en el sistema, y demora más tiempo en estabilizarse. Además, el efecto de un alto drawdown disipa en cierta medida el mecanismo de reducción de la declinación de presión causado por la estabilización de la deformación de la fractura.



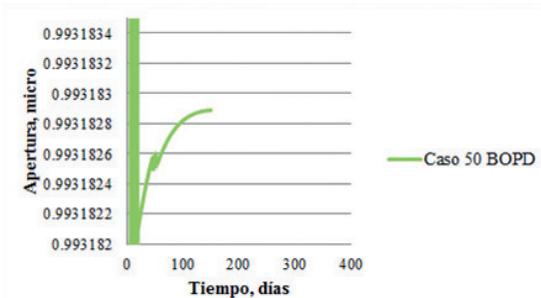
**Figura 13.** Comportamiento de la presión del sistema cuando se incrementa el caudal de producción con respecto al Caso Inicial.



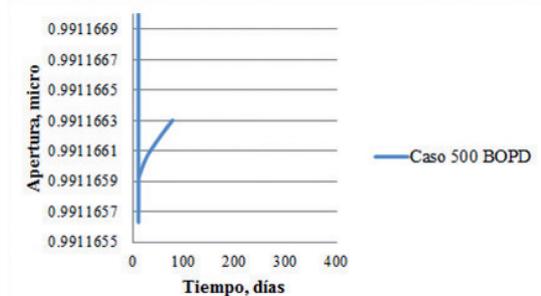
**Figura 14.** Comportamiento de la apertura de fractura cuando se incrementa el caudal de producción con respecto al Caso Inicial.



**Figura 15.** Comportamiento de la apertura de fractura en el sistema para el Caso Inicial, a menor escala.



**Figura 16.** Comportamiento de la apertura de fractura en el sistema para el Caso 50 BOPD, a menor escala.



**Figura 17.** Comportamiento de la apertura de fractura en el sistema para el Caso 500 BOPD, a menor escala.

Se puede observar en los casos teóricos simulados con bajos caudales de producción, que la presión en el

área de drenaje se estabiliza por encima de la presión de burbuja. Finalmente, la perturbación de la presión debida a la producción, se propaga más rápidamente en la red de fracturas naturales interconectadas; por ende, la declinación de la presión será más rápida con respecto a un yacimiento no fracturado.

## CONCLUSIONES

El enfoque pseudo-acoplado de flujo y deformación usado en este trabajo para abordar el problema de flujo y deformación en un yacimiento naturalmente fracturado permite usar las ventajas de los modelos discretos, ya que se pueden representar geoméricamente las fracturas como un sistema ortogonal de fracturas. En esta investigación usando este enfoque pseudo-acoplado, se pudo modelar teóricamente el flujo de fluidos a través de un set de fracturas ortogonales, para un área de drenaje con un pozo productor, en un yacimiento naturalmente fracturado Tipo1 (flujo únicamente a través de la fracturas). Próximas investigaciones permitirían extender el uso de este enfoque de simulación a distribuciones geométricas de fracturas más detalladas. Las conclusiones obtenidas de la simulación de algunos escenarios sobre el modelo teórico se presentan a continuación. Es importante mencionar que estas conclusiones no son extrapolables, pero pueden tenerse como punto de referencia para entender el comportamiento de este tipo de yacimientos:

- El comportamiento del flujo de fluidos en el sistema es sensible a las propiedades mecánicas tanto de la matriz, como de la red de fracturas.
- La deformación de la fractura actuaría como mecanismo de disminución de la declinación de la presión en el sistema en el tiempo, causada por la producción de fluidos. Sin embargo, este efecto se enmascara a altas tasas de producción, debido al alto drawdown.
- La apertura de fractura disminuye al incrementar considerablemente el caudal de producción.
- Para bajos caudales de producción, la presión en el área de drenaje se estabiliza por encima de la presión de burbuja.

## BIBLIOGRAFÍA

1. CHEN, H Y and TEUFEL, L. "Coupling fluid-flow and geomechanics in dual-porosity modeling of naturally fractured reservoirs: model description

- and comparison”. En: SPE International Petroleum Conference and Exhibition, (Villahermosa). SPE 59043. 2000.
2. ZAMBRANO, Enus. “Modelamiento numérico de la disminución de la apertura de fractura en yacimientos naturalmente fracturados usando modelos pseudo-acoplados de flujo y deformación”. Director: Zuly Calderón. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2012.
  3. JING, Lanru and STEPHANSSON, Ove. Fundamentals of discrete element methods for rock engineering: theory and application. The Netherlands: Elsevier. 2007, p. 562.
  4. NELSON, R A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. 2nd ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2001. 352 p. ISBN 0-88415-317-7.
  5. BAGHERI, M and SETTARI, A. “Modeling of geomechanics in naturally fractured reservoirs”. En: *SPE Reservoir Simulation Symposium*, (The Woodlands, 2005. SPE 93083.
  6. SNOW, D T. “Rock fracture spacings, openings and porosities”. *Proc.AmerSoc Civil Eng, J Soil Mech Found Div.* 1968, vol 94, num SM1, p. 73 - 94.
  7. FJAER et al. *Petroleum related rock mechanics*. 2nd ed. The Netherlands: Elsevier, 2008. 492 p. ISBN 0-444-50260-2.
  8. JAEGER, J; COOK, N; ZIMMERMAN, R. *Fundamentals of rock mechanics*. 4 ed. Oxford: Blackwell Publishing, 2007. 475 p. ISBN: 0-632-05759-9.
  9. BANDIS, S C; LUMSDEN, A C; BARTON, N R. “Fundamentals of rock joint deformation”. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.* 1983, vol.20, p. 249-268.
  10. HAKAMI, E; OLOFSSON, S. “Numerical modeling of fracture displacements due to thermal load from a KBS-3 repository”. Technical Report Itasca Geomekanik AB. TR-02-08
  11. CHRISTIANSON, M; BOARD, M; RIGBY, D. “UDEC Simulation of Triaxial Testing of Lithophysal Tuff”. En: *41<sup>st</sup> U.S Symposium on Rock Mechanics*, (Golden, 17– 21 June 2006). 06-968.
  12. McCAIN, W D. *The properties of petroleum fluids*. 2 ed. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1990. 548 p. ISBN 0-87814-335-1.

---

**Recepción:** 14 de Junio de 2013  
**Aceptación:** 19 de Diciembre de 2013