

# Estimación del potencial de producción de un pozo horizontal posfracturado hidráulicamente en una formación de *shale* gas con aplicación geo-mecánica

pags7-20

Línea de Investigación: Simulación de yacimientos – Universidad Industrial de Santander  
Grupo de Investigación: Simulación de yacimientos – Universidad Industrial de Santander  
Yessika Pachón, José Cárdenas, Olga Ortiz, Yair Quintero•

Recibido: 13 de agosto de 2015 Aceptado: 10 de septiembre de 2015

## RESUMEN

Los yacimientos de *shale* se ven afectados por los esfuerzos *in situ* que, a su vez, influyen en la pérdida de permeabilidad en las fracturas naturales y en la matriz de la roca. Esto queda como producto de la compactación de la formación debido a la producción de los fluidos. Por tal motivo, en este trabajo se determina el impacto de la *geo-mecánica* sobre la productividad de un pozo horizontal, post-fracturado hidráulicamente, en una formación de *shale gas*. De tal manera, se realizó la determinación mediante el acople del modelo de flujo y el modelo de deformación de la roca, usando un simulador de yacimientos.

**Palabras clave:** Yacimientos de *shale*, Fracturamiento hidráulico, Deformación y Esfuerzos.

## ABSTRACT

The *shale* reservoirs are affected by the *in situ* stresses, which have influence in the loss of the permeability of natural fractures and the rock matrix. This is due to the compaction of the formation, thanks to the production of fluids. For this reason, in this paper was determined the impact of *geo-mechanics* on the productivity of a horizontal well hydraulically fractured in a *shale* gas formation, by coupling the flow model and the model of the rock deformation using a reservoir simulator.

**Keywords:** *Shale* reservoirs, Hydraulic fracturing, Strain and Stresses.

• Estudiantes de Maestría en Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander.

## INTRODUCCIÓN

El flujo de gas en los yacimientos no convencionales está sujeto a la baja permeabilidad de la matriz y de la fractura natural, por desorción del gas, conocido como flujo *No-Darcy*. La fuerte interacción entre la roca y los fluidos, la deformación de los poros de la fractura y las micro fracturas de la roca, así como el comportamiento de los yacimientos de *shale gas*; todos, son muy diferentes a los de los pozos convencionales. Igualmente lo son los esquemas de producción, por lo que se hace más difícil predecir el comportamiento del yacimiento, usando técnicas convencionales para extraer eficientemente el hidrocarburo existente en el subsuelo. Los simuladores de yacimientos permiten modelar el comportamiento del gas en el *shale*, de una forma complicada, y se dificulta mucho más cuando se le incorpora modelos geo-mecánicos que no se integran tan fácilmente. Incorporar los efectos geo-mecánicos en la simulación de los yacimientos no convencionales, permite analizar los cambios significativos de las propiedades de la roca como la permeabilidad y la porosidad con el tiempo de producción y/o durante procesos de recobro. Con el fracturamiento hidráulico se genera una red de fracturas naturales, y tanto las propiedades geo-mecánicas en el yacimiento y los esfuerzos in situ, como la deformación, varían con respecto a sus valores iniciales. Este trabajo explora un enfoque de aplicación de la simulación numérica para describir el comportamiento en el potencial de productividad de los yacimientos de *shale gas*, con la inclusión de propiedades geo-mecánicas. De allí que su desarrollo ayudará a entender los mecanismos de flujo para la producción de los *shales gas*.

### Desarrollo de los modelos de flujo de fluidos y geo-mecánica

Los yacimientos naturalmente fracturados como los *shales*, requieren de un proceso especial para el modelamiento, tanto del flujo de fluidos, como lo geo-mecánico. Esto, ya que la roca puede experimentar cambios termodinámicos en la matriz, así como fracturas naturales,

gracias a las variaciones en la presión debido a la producción de los fluidos.

### Modelo conceptual para el flujo de fluidos

#### Modelo estático

Para representar el aporte de fluidos de un yacimiento de *shale gas*, se desarrolló un modelo estático y uno dinámico. El modelo estático representa un yacimiento con un sistema de doble permeabilidad, es decir, permite el flujo del fluido entre matriz y matriz, entre la matriz y la fractura y entre fractura y fractura. Además, contiene la perforación de un pozo horizontal en el centro del enmallado, con el objetivo de obtener una mayor área de drenaje, a la cual se realizó un fracturamiento hidráulico representado por un refinamiento de tipo  $9 \times 9 \times 1$ . Esto significa nueve particiones de una celda en la dirección  $i$  y  $j$ , y 1 en  $k$ , para cada bloque de la red de fracturas. Se hace con el fin de reconocer la mayor cantidad de micro-fracturas contenidas en la roca para activarlas, es decir, aumentar su permeabilidad. En cuanto a las celdas que representan la zona estimulada (SRV), las fracturas están localizadas en el centro del enmallado. Dentro del SRV las celdas que representen una matriz tendrán porosidad de fractura igual a cero, para representar la fractura hidráulica. A cada celda se le asignó un valor de permeabilidad de matriz (de  $6E-004$  [md]) y de permeabilidad de fractura (de  $0,00125$  [md] dentro del SRV y de  $5E-006$  [md] fuera del SRV). Tal porosidad de matriz del 8.4%, es porosidad efectiva de fractura de 0.008 dentro del SRV; y de  $4.1E-005$  fuera del SRV. Así mismo, se asignaron propiedades como las de porosidad y las de permeabilidad, tanto para la matriz como para las fracturas naturales, activadas y sin activar, y para las fracturas hidráulicas. De la misma manera se establecieron otras propiedades como las de compresibilidad de la roca, presión, temperatura, desorción del gas, entre otras. Para el cálculo de las propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad efectivas, se debe tener en cuenta el flujo fuera y dentro del SRV (volumen de yacimiento

## LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

estimulado); esto, ya que se tiene una mayor permeabilidad de fractura dentro del SRV que por fuera de él. A continuación se mostrarán las ecuaciones para el cálculo:

$$\phi_{eff} = \frac{W_{fr} * L_{fr} * H_{fr}}{W_{lgr} * L_{lgr} * H_{lgr}} \quad \text{Ec. 1}$$

$$K_{fr_{eff}} = \frac{W_{fr} * K_{fr}}{W_{lgr}} \quad \text{Ec. 2}$$

Donde,  $W_{fr}$  representa el ancho de la fractura en ft,  $L_{fr}$  es la longitud de la fractura en ft y  $H_{fr}$  indica la altura de la fractura en ft, así mismo los términos indicados por el subíndice  $lgr$  hace referencia a la celda donde se encuentra ubicada la fractura.

## Modelo dinámico

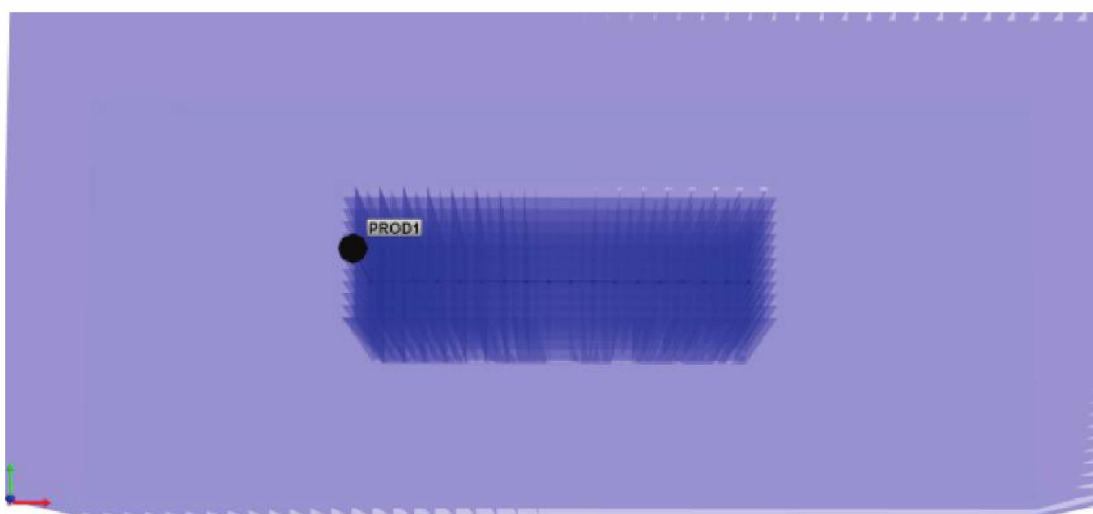
Para el modelo dinámico, se determinó el comportamiento del fluido a partir de correlaciones empíricas implícitas en el simulador *Winprop*. Con el objetivo de representar la interacción entre la Roca y el Fluido se usó una curva de permeabilidad relativa con agua inmóvil,

para garantizar que todo el flujo proveniente del yacimiento fuera solo gas, como es característico en los yacimientos de *shale*.

El pozo horizontal se encuentra ubicado en el centro del enmallado en la dirección  $j$ . Éste presenta 15 perforaciones espaciadas cada una con 200 ft para lograr una longitud horizontal de 3000 ft; por lo tanto, se obtiene una fractura hidráulica en cada una de las perforaciones realizadas. Las fracturas hidráulicas inducidas generan una red de fracturas naturales, activas a lo largo de la zona estimulada (SRV), como se puede observar en las figuras 1, 2 y 3. Adicionalmente, fueron asignados dos restricciones al modelo: la primera es la restricción a la máxima de producción de 200 MMSCF/día y, la segunda, es una BHP mínima de 4994 psia. La representación gráfica de la localización del pozo en el enmallado de yacimientos es representado en la figura 1.

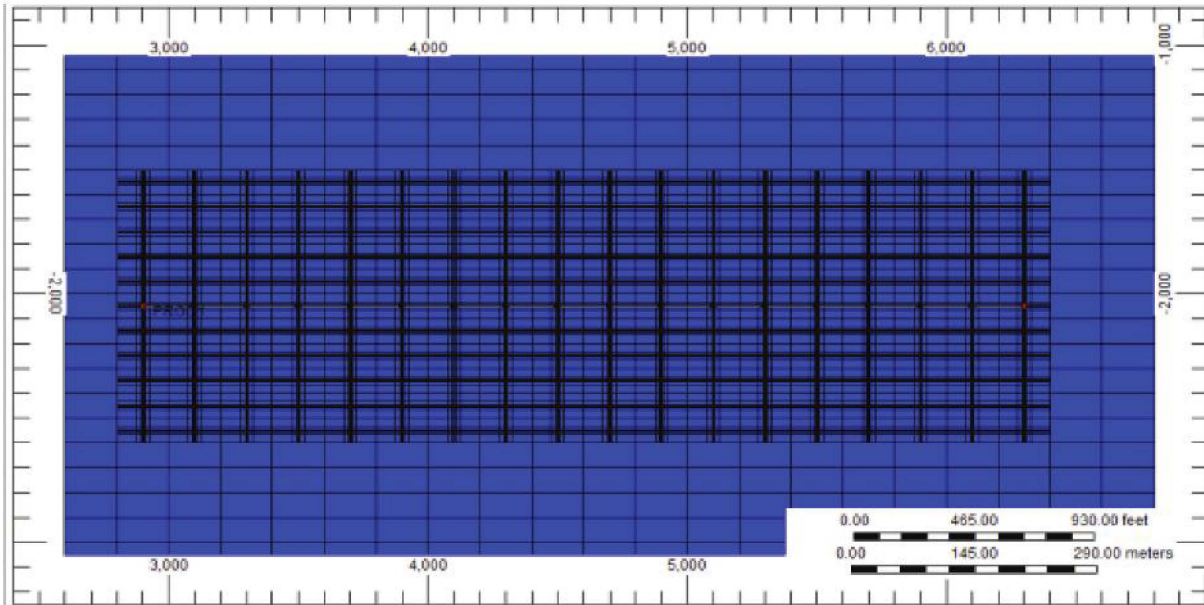
En las figuras 3 y 4 se muestra el refinamiento logarítmico 9x9x1 que se utilizó en el modelo para representar la fractura hidráulica y generar de esta forma un volumen de yacimiento estimulado; así mismo se aprecia el espaciamiento que hay entre una fractura explícita y la otra.

**Figura 1. Localización del pozo en el enmallado del yacimiento, vista 3D.**



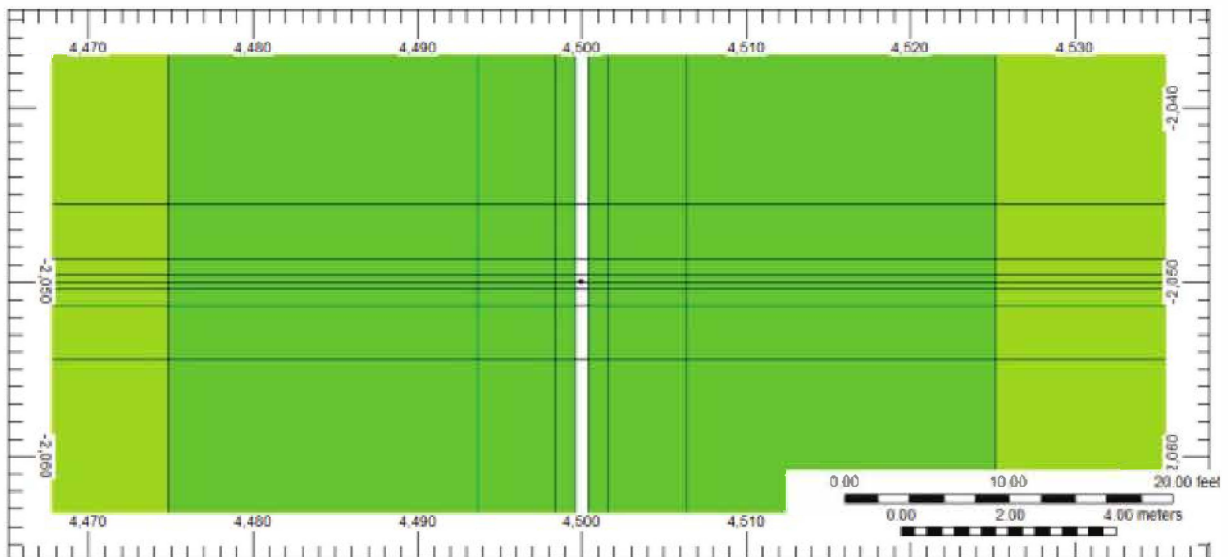
Fuente: CMG, Computing Modelling Group, 2012.

**Figura 2. Volumen de yacimiento estimulado (SRV) con refinamiento logarítmico.**



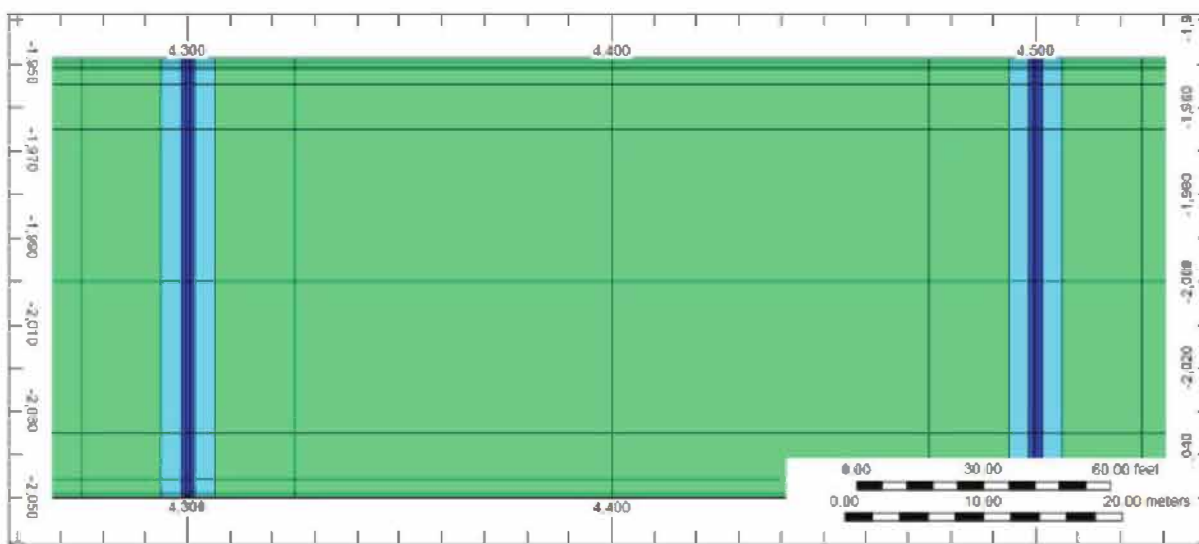
Fuente: CMG, Computing Modelling Group, 2012.

**Figura 3. Refinamiento logarítmico 9x9x1 para cada una de las celdas del enmallado.**



Fuente: CMG, Computing Modelling Group, 2012.

**Figura 4. Definición de la fractura hidráulica en el SRV.**



Fuente: CMG, Computing Modelling Group, 2012.

**Figura 5. Diagrama de flujo para el modelado del flujo de fluidos de un yacimiento de shale.**



Fuente: Autores del proyecto.

## MATERIALES Y MÉTODO

### Modelo conceptual geo-mecánico

El flujo de fluidos y la deformación de la formación por geo-mecánica, están acoplados de manera secuencial, es decir, ambos cálculos se van alternando mientras se pasan infor-

mación de un enmallado a otro. Este proceso consiste en un acople iterativo, siendo ésta la técnica usada para el desarrollo de este proyecto. Las opciones de acople consisten en seleccionar la forma particular de la función de la porosidad para el acoplamiento de las ecuaciones de flujo del yacimiento y los cálculos geo-mecánicos.

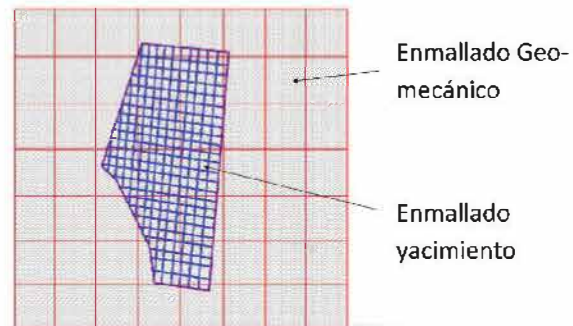
Existen varios tipos de acoplamiento, entre ellos, está el acoplamiento donde la porosidad no depende de la deformación. Así también la porosidad depende de la presión, temperatura y deformación volumétrica y por última, la porosidad como función de la presión, temperatura y el esfuerzo medio total. Al modelar el flujo de fluidos con acoplamiento geo-mecánico, es necesario definir las condiciones de límite al yacimiento, así como también es necesario asignar los esfuerzos efectivos principales en cada uno de las direcciones. Estos serán distribuidos en el enmallado geo-mecánico e irán cambiando con cada tiempo de simulación. Los esfuerzos iniciales son computados en el enmallado del yacimiento, donde se obtendrá un nuevo valor de porosidad y permeabilidad dependientes de la deformación de la roca y de la presión, e ingresan al enmallado geo-mecánico donde se calculan los nuevos esfuerzos efectivos. Así, se realiza también con el desplazamiento y, con éste, la deformación de la formación productora, para que de esta forma se vuelva un proceso repetitivo. Para la construcción del modelo geo-mecánico, se usó un enmallado independiente, como se muestra en la figura 6, donde el enmallado del yacimiento está contenido en el geo-mecánico, con el fin de representar adecuadamente la deformación de la roca y el impacto de éste en la productividad de la formación de *shale*. Adicionalmente, se pretende evitar efectos de borde en los desplazamientos. Para el modelo de tipo de roca, se seleccionó el modelo de Mohr-Coulomb ya que es el más conservador de todas las envolventes de falla que presenta el software utilizado. Es decir, éste es el modelo que más aplica aquí, debido a la limitante de información mínima que se requiere del simulador para su funcionamiento.

Se debe tener en cuenta que la permeabilidad se puede calcular directamente a través de la relación con la porosidad (como se puede ver en la ecuación 3), o a partir de la deformación volumétrica (expresada por el modelo de Li y Chalarnyk, 2006) para representar la variación de la permeabilidad de la matriz. De la misma

manera, se puede usar el modelo de Barton-Bandis (1995) para representar el cambio de la permeabilidad de la fractura natural con el tiempo de simulación.

$$\frac{k}{k_o} = \left[ \frac{\left(1 + \frac{\varepsilon_v}{\phi_o}\right)}{(1 + \varepsilon_v)} \right] \quad \text{Ec. 3}$$

Figura 6. Enmallado del yacimiento contenido dentro del enmallado geo-mecánico.



Fuente: Modificado de Tran, D. et al. 2010.

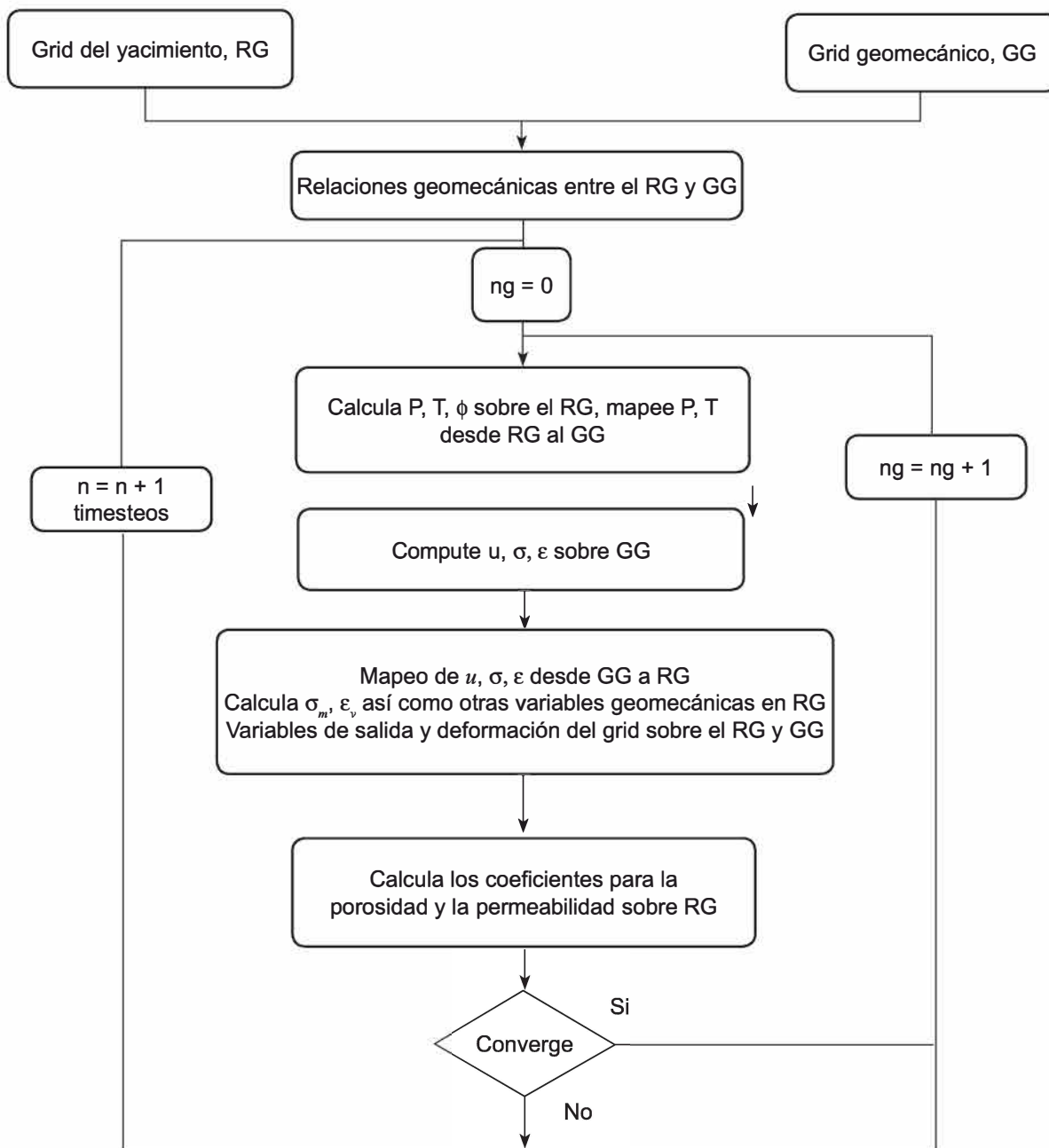
La aplicación del modelo de Barton-Bandis (1995) permite calcular la permeabilidad de la apertura para la fractura hidráulica o cierre para la fractura natural a partir del esfuerzo efectivo de la fractura normal. Para este estudio, se usó el modelo de Li & Chalaturnyk (2006) y Barton-Bandis (1995). El proceso de acople del enmallado de flujo con el módulo geo-mecánico se ilustra en la figura 7.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Estimación del potencial de producción a partir del acople de los modelos de flujo de fluidos y deformación geo-mecánica

El modelado geo-mecánico con las condiciones de los esfuerzos *in situ*, provee información sobre el esquema más adecuado de producción de los hidrocarburos, así como de la compac-

Figura 7. Diagrama de flujo para el modelo geo-mecánico.



Fuente: Modificado de Tran, D. et al. 2010.

tación resultante de la salida de los fluidos del poro de la roca y los efectos del esfuerzo-deformación. Sin embargo, la aplicación de la simulación del flujo de fluidos y geo-mecánica se venía

trabajando de forma separada; por lo tanto, en este artículo se acoplarán estas dos disciplinas y se determinará el impacto que tiene la geo-

mecánica sobre la productividad de un pozo horizontal perforado en una formación de *shale*.

Es importante aclarar que las fracturas hidráulicas fueron definidas explícitamente y que se le asignaron valores de porosidad, fractura cero, para que no influyera en la deformación de la roca sobre la fractura y la cerradura mientras transcurre el tiempo de simulación. Por ello es que se mantienen las propiedades de la fractura hidráulica, como si tuviera un propano impidiéndole cerrarse ante el efecto de compactación de la roca. Al generar el gráfico resultante del acumulado de gas, al tiempo final de simulación (figura 8), el producto de la compactación de la roca se debe a la disminución de la presión del yacimiento. Y debido a que se produce el gas, se obtiene una disminución de la producción acumulada del 3.20% por el impacto geo-mecánico sobre el yacimiento. Tal significa una reducción de la productividad del pozo de 156 MMSCF al tiempo final de simulación. La figura 9 muestra el acumulado de la producción de gas al tiempo final de simulación, con la inclusión del modelo de Bandis Barton-Bandis (1995). Los resultados que se obtienen son de gran impacto, debido a que se evidencia una disminución considerable en la productividad del pozo del 63.11%, es decir, una reducción significativa de producción de 2937 MMSCF al mismo tiempo de simulación. El fenómeno se debe a que las fracturas naturales se van cerrando a medida que se produce el gas, lo cual implica la disminución de la permeabilidad de las fracturas naturales por la variación del contraste de esfuerzos, desplazamiento y deformación de la roca. La figura 10 ilustra, para el mismo modelo, el aporte de fluido de cada uno de los medios de flujo por separado; es decir, el aporte en producción acumulada de solamente la matriz, el aporte de solamente la fractura natural y aporte de solamente la fractura hidráulica. Para las diferentes respuestas de simulación, del aporte de cada uno de los medios de flujo, se puede concluir que es indispensable realizar el fracturamiento hidráulico al yacimiento para contactar de esta forma la mayor cantidad de fracturas naturales,

activándolas. Esto quiere decir que, al aumentar el valor de permeabilidad, de esta manera se obtiene una mayor productividad, con el objetivo de tener una mayor rentabilidad y, por lo tanto, la viabilidad económica de un proyecto de *shale*. A su vez, el aporte en producción de gas de la matriz, más la fractura hidráulica, es un mínimo comparado al aporte que se tiene cuando éste se adiciona al modelo fracturas hidráulicas. En la figura 11, se observa el enmallado del yacimiento contenido dentro del enmallado geo-mecánico, siendo cada una de ellas independientes entre sí. También se evidencia la caída en presión que sufre el yacimiento, a medida que se produce el gas, mostrándose la mayor pérdida en presión alrededor del pozo. En la figura 12, se ilustra una mayor compactación en la zona cercana al área de drenaje del pozo, siendo este comportamiento normal, ya que los fluidos están siendo evacuados desde la matriz de la roca hasta la fractura y de ésta al pozo, que es la zona de menor presión. En la figura 13, la deformación de la formación productora es evidente, aunque presenta valores pequeños en la escala de deformación. Este fenómeno es muy importante ya que se trata de un yacimiento de *shale* donde cualquier cambio en la roca ocasiona una disminución en la permeabilidad y, por último, afectación en la producción. Por esta razón es de gran importancia evaluar el impacto de la geo-mecánica en formaciones de *shale*, situación adversa para los yacimientos convencionales donde el canal de flujo es mucho mayor por lo que asume permeabilidad constante. En la figura 14, se muestra una variación de las propiedades de la roca, como son la porosidad y la permeabilidad, debido a los efectos geo-mecánicos aplicados al yacimiento. De la misma forma se puede detallar que el yacimiento sufre una reducción en la permeabilidad matriz y la fractura natural que se refleja en mayor proporción alrededor del área de drenaje. Estos cambios son significativos alrededor del pozo y tienen un gran impacto en la productividad de los *shales*. El cierre de la permeabilidad de la fractura natural es modelado por Barton-Bandis (1995), y la variación de la porosidad es producto del acoplamiento.



## CONCLUSIONES

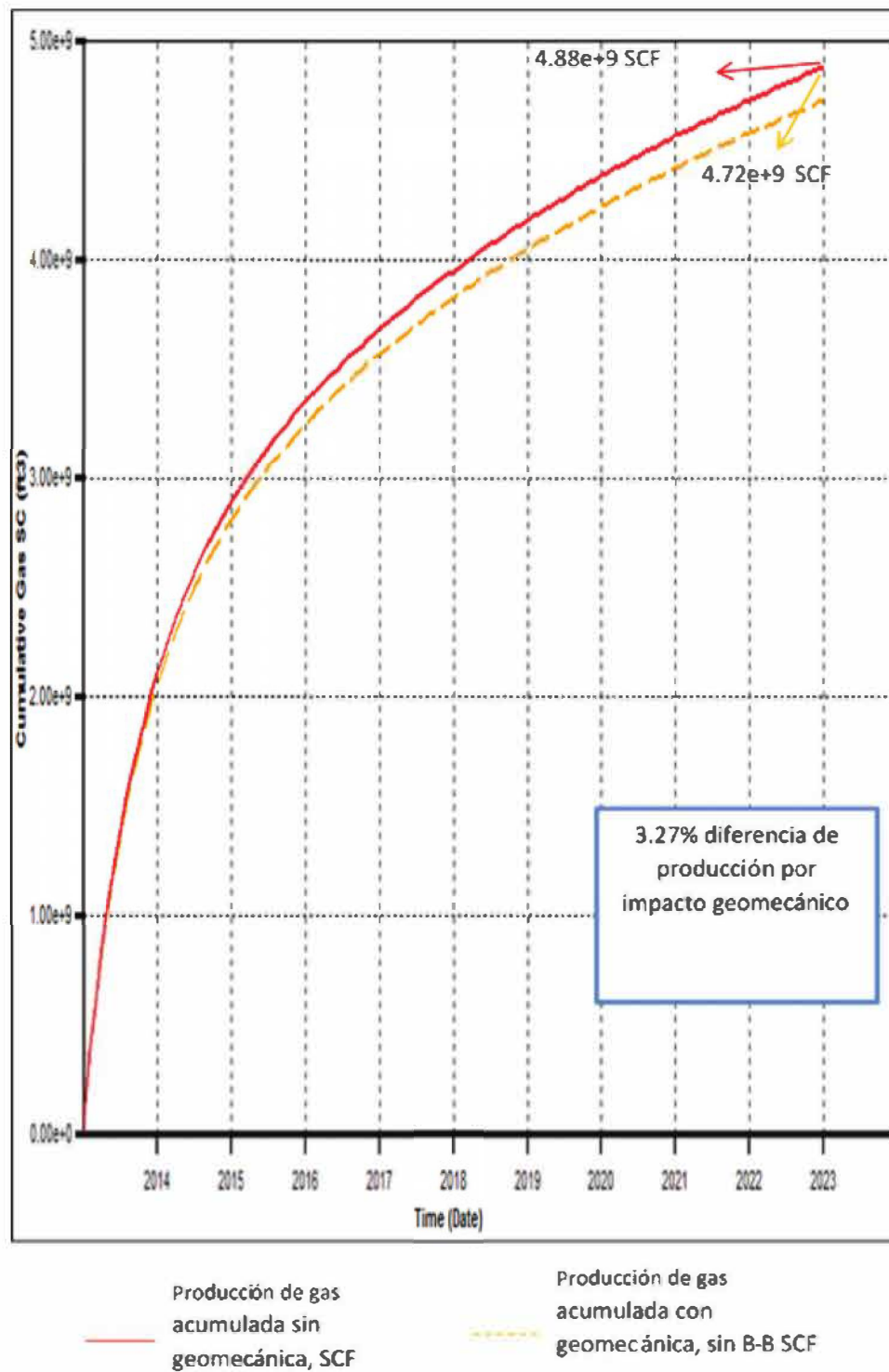
Se desarrolló un modelo de flujo de fluidos de doble permeabilidad y un modelo geo-mecánico para un pozo horizontal post-fracturado hidráulicamente en una formación de *shale gas*, los cuales fueron acoplados mediante el método iterativo, reduciendo el tiempo de cómputo. Además se obtuvo como resultado el desplazamiento y la deformación del yacimiento, producto de los cambios de esfuerzos y variaciones en las propiedades mecánicas de la roca, que a su vez permitieron determinar el impacto de la geo-mecánica en la productividad de los *shales*. Se implementó el modelo de Li & Chalaturnyk (2006) para representar el cambio de la permeabilidad matriz con el tiempo de producción. Así mismo se utilizó el modelo de Barton-Bandis (1995) para representar el cierre de las fracturas naturales debido a la deformación de la roca. Es importante tener en cuenta que este último modelo actúa sobre las fracturas implícitas y se debe usar adecuadamente la orientación de la fractura para obtener respuestas representativas. Se evidenció que el aporte en producción de la matriz y de la fractura natural es mínimo para la explotación de los *shales plays*. Por tal motivo, es necesario la implementación de fracturas hidráulicas en la formación productora, para generar un volumen de yacimiento estimulado y, de esta forma, obtener cantidades significativas en producción.

## RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar un estudio del impacto de la geo-mecánica sobre el yacimiento cuando se desea implementar un método de recobro secundario o terciario, y así determinar la respuesta de la formación, teniendo en cuenta la deformación y variación de las propiedades de la roca para concluir finalmente en la viabilidad del método a implementar. También, realizar un estudio sobre el diseño de la fractura hidráulica, para determinar el impacto que tiene sobre la productividad del yacimiento con sensibilidades en la longitud, etapas y conductividad de frac-

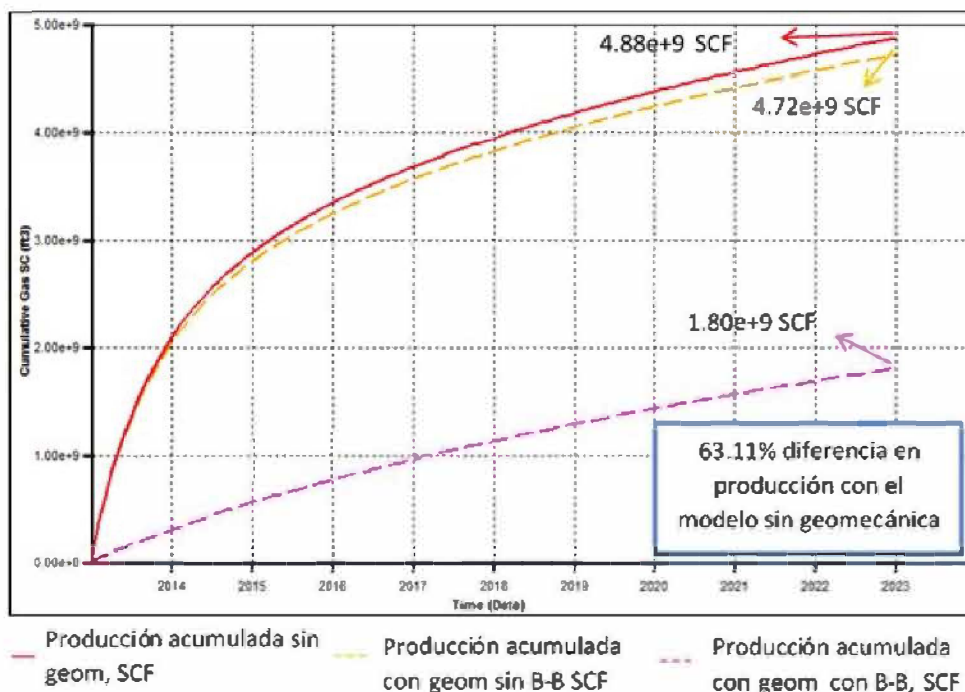
tura, con la inclusión del modelo geo-mecánico sobre el yacimiento. Evaluar la influencia de diferentes envolventes de fallas y determinar cuál representa el mejor comportamiento para los yacimientos de *shales*, teniendo en cuenta las mínimas propiedades que requiere el software para su funcionamiento. Finalmente, desarrollar modelos conceptuales de simulación para los diferentes tipos de fluidos presentes en el yacimiento y determinar el impacto que tiene la geo-mecánica sobre las formaciones de *shale*.

Figura 8. Producción acumulada de gas con y sin inclusión del modelo geo-mecánico.



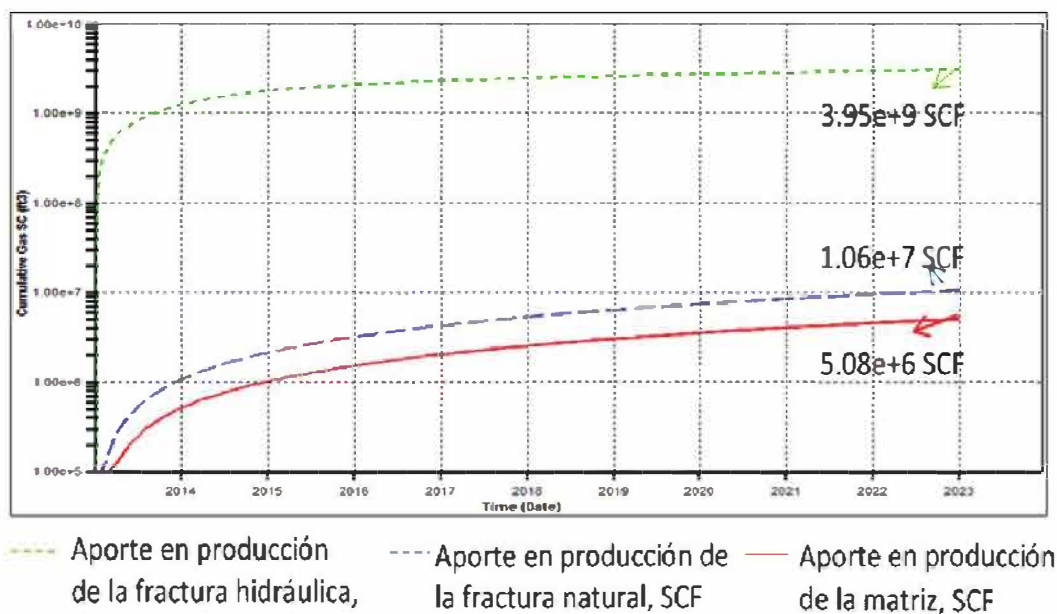
Fuente: CMG, Computing Modelling Group. Versión 2012.

**Figura 9. Efecto del modelo de Barton-Bandis (1995) sobre la producción acumulada de gas.**



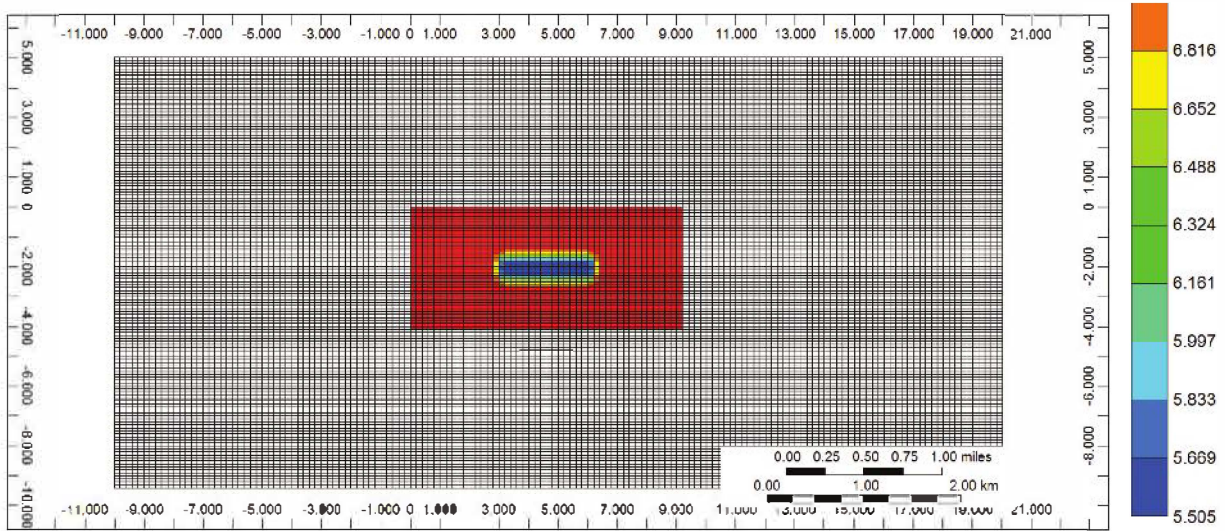
Fuente: CMG, Computing Modelling Group, 2012.

**Figura 10. Producción acumulada de gas para los diferentes medios de flujo.**



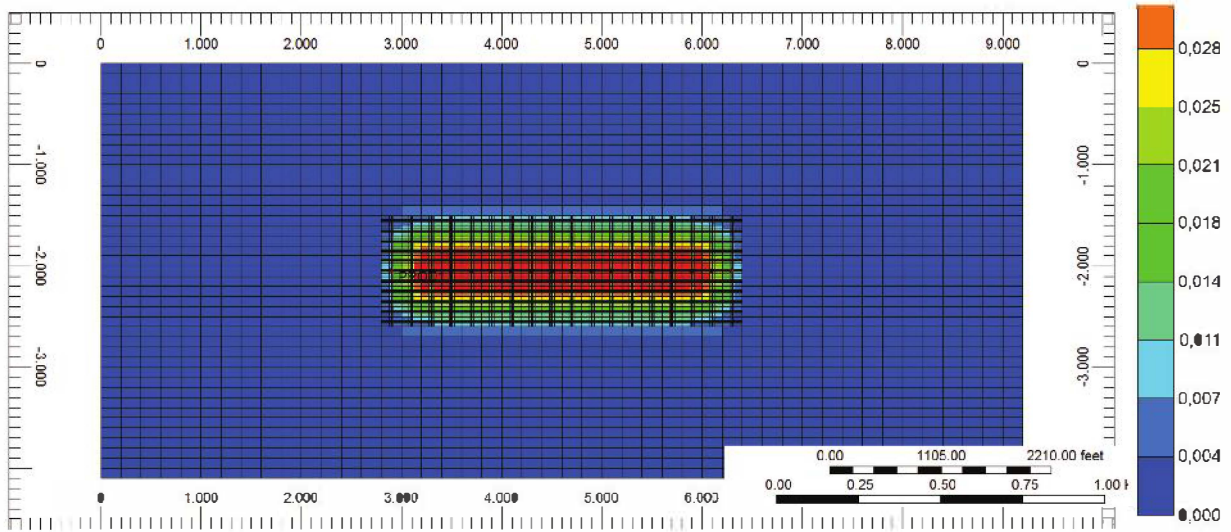
Fuente: CMG, Computing Modelling Group, 2012.

**Figura 11. Descenso de la presión del yacimiento.**



Fuente: GEM. Computing Modelling Group, 2012.

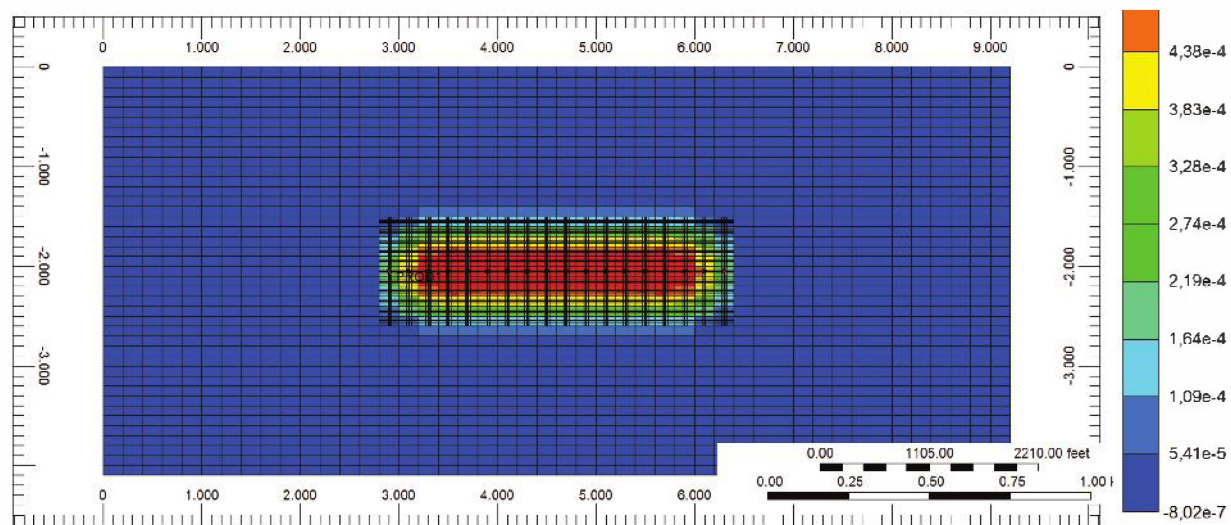
**Figura 12. Compactación del yacimiento.**



Fuente: GEM. CMG, Computing Modelling Group, 2012.

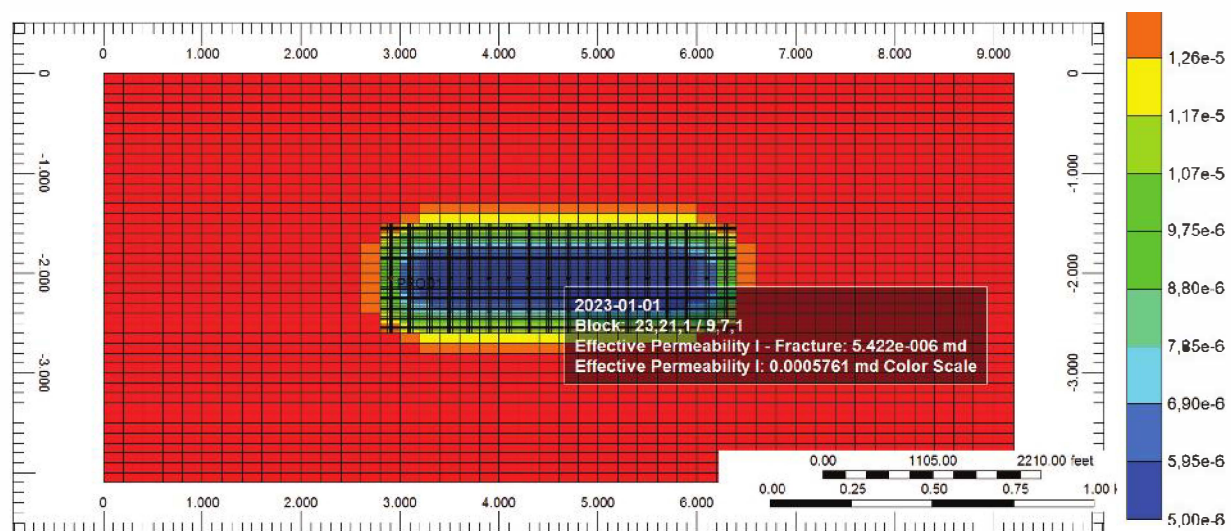
LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Figura 13. Deformación volumétrica del yacimiento.



Fuente: CMG, Computing Modelling Group, 2012.

Figura 14. Variación de la permeabilidad de la fractura natural.



Fuente: GEM. CMG, Computing Modelling Group, 2012.

## REFERENCIAS

- Barton, C., Zoback, M., & Moos, D. (1995) Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock, Stanford, Department of Geophysics, Stanford University.
- Barry, R. (2010) Accurate simulation of non-Darcy flow in stimulated fractured *Shale* reservoirs. Anaheim, California, SPE Western Regional Meeting.
- Bustin, R. et al. (2008) Impact of *shale* properties on pore structure and storage characteristics. Fort Worth, SPE, *Shale* Gas Production Conference.
- Cipolla, C. et al. (2009) Modeling well performance in *shale*-gas reservoirs. Abu Dhabi, SPE/EAGE Reservoir Characterization & Simulation Conference.
- Cipolla, C., Lolon, E., Erdle, J., & Rubin, B. (2009) Reservoir modeling in *Shale* gas reservoirs. West Virginia, SPE Eastern Regional Meeting, Charleston.
- Glorioso, J. & Rattia, A. (2012) Unconventional reservoirs: basic petrophysical concepts for *Shale* Gas. Vienna, SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference.
- Gu, F., & Chalaturnyk, R. (2005) Sensitivity study of coal-bed methane production with reservoir and geomechanics coupling simulation. Alberta, University of Alberta. Journal of Canadian Petroleum Technology.
- Guo, C., Wei, M. et al. (2014) Improved numerical simulation for *Shale* gas reservoirs. Missouri University of Science and Technology. OTC-24913-MS, Offshore Technology Conference Asia held in Kuala Lumpur, Malaysia.
- Fjar, E. et al. (2008) Petroleum related rock mechanics. Amsterdam, Developed in Petroleum Science 53, Second edition Elsevier.
- Islam, A., Settari, A. & Sen, T. (2012) Productivity modeling of multifractured horizontal wells coupled with geomechanics – comparison of various methods. Calgary, SPE Canadian Unconventional Resources Conference.
- Li, P. & Chalaturnyk, R. (2006) Permeability variations associated with shearing and isotropic unloading during the SAGD process. Alberta, University of Alberta. Journal of Canadian Petroleum Technology.
- Tran, D., Buchanan, L. & Nghiem, L. (2010) Improved gridding technique for coupling geomechanics to reservoir flow. Denver, SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Tran, D., Settari, A. & Nghiem, L. (2002) New iterative coupling between a reservoir simulator and geomechanics module. Irving, SPE/ISRM Rock mechanics Conference.
- Vassilellis, G., et al. (2010) Investigating the expected long-term production performance of *shale* reservoirs. Calgary, CSUG/SPE, Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference.
- Wang, F., Reed, R., Jackson, J. & Jackson, K. (2009) Pore networks and fluid flow in Gas *shales*. New Orleans, SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Wei, E. & Sammon, P. (2011) A Study examining coupled geomechanics and reservoirs fluid flow modelling. Calgary, Computer Modelling Group. CSUG/SPE, Canadian Unconventional Resources Conference.
- Yu, D., Wu, Y., Farah, N., Wang, C. & Bourbiaux, B. (2014) Numerical simulation of low permeability unconventional gas reservoirs. Vienna, SPE/EAGE European Unconventional Conference and Exhibition.
- Zoback, M. (2007) Reservoir geomechanics. New York Cambridge University Press.