

SHALE PLAYS: PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN A PARTIR DE SIMULACIÓN NUMÉRICA PREDICTIVA.

Jose C. Cárdenas¹, Ruben D. Castillo², Edgar R. Perez.³, Juan J. Tovar⁴

RESUMEN

El Shale gas es simplemente gas natural, compuesto generalmente de 90% de metano. Su nombre se debe a su procedencia, el esquisto (o Shale en inglés). Durante la última década este recurso se ha convertido en una fuente de energía cada vez más importante en los Estados Unidos, y el interés se ha extendido a Canadá, Europa, Asia, Australia y ahora, Latinoamérica. Debido a que los Shales no tienen suficiente permeabilidad para permitir el flujo de fluidos de forma significativa, la mayoría de estos Shales no son fuentes comerciales de gas natural y se denominan recursos no convencionales, al igual que el gas asociado a mantos de carbón, las arenas apretadas y los hidratos de gas. Debido a las condiciones que presentan este tipo de yacimientos, la viabilidad económica de su explotación económica requiere necesariamente la implementación de tecnologías de pozos horizontales combinadas con técnicas de fracturamiento hidráulico.

Con el fin de optimizar los parámetros operacionales, los cuales son indispensables para garantizar el éxito de la explotación y evaluar el desempeño de este tipo de reservorios, es muy usual realizar pronósticos de producción a partir de la simulación de yacimientos. El conocimiento del posible comportamiento futuro de un yacimiento de Shale gas permite determinar la viabilidad de los proyectos, las estimaciones económicas y el incremento de la producción esperada.

En este artículo se realiza el modelado numérico y analítico para un Single Well Model de shale gas con el fin de cuantificar el gas in place, el EUR de estos yacimientos y determinar la viabilidad económica al momento de explotar estos plays.

Palabras claves: Shale Plays, EUR, Modelado, fracturamiento hidráulico, pozos horizontales.

SHALE PLAYS: PRODUCTION FORECASTS FROM NUMERICAL SIMULATION PREDICTIVE.

ABSTRACT

The Shale gas is natural gas produced from Shales. Over the last decade, this resource has become an increasingly important source of energy in the United States, and interest has spread to Canada, Europe, Asia, Australia and now Latin America. Due to extremely low permeability to permit fluid flow significantly, most Shale are not commercial sources of natural gas and qualify as unconventional resources, as well as the coal bed methane, the tight sands and gas hydrates. To make the development of this resource economically feasible is necessary to implement horizontal wells technology combined with hydraulic fracturing techniques.

1. ICP-Ecopetrol S.A Piedecuesta-Colombia. E- mail: Jose.cardenasmo@ecopetrol.com.co
2. Ecopetrol S.A. Bogotá-Colombia. E- mail: Ruben.castillo@ecopetrol.com.co
3. ICP-Ecopetrol S.A . Piedecuesta-Colombia. E- mail: Ricardo.perez@ecopetrol.com.co
4. Corporación Natfrac, Bucaramanga-Colombia. E-mail. Juan.tovar@natfrac.com

In order to optimize the operational parameters, which are essential for the success of the operation, is very common production forecasting from reservoir simulation. A knowledge of the future behavior of shale gas reservoir to determine the viability of the projects, the economic estimates and expected production increase. In this paper shows the numerical and analytical modeling for a Single Well Model of shale gas in order to quantify the gas in place, the EUR of these deposits and determine the economic feasibility to produce these plays.

Keywords: Shale Plays, EUR, modeling, hydraulic fracturing, horizontal wells.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de Shale gas tienen una baja permeabilidad de matriz, del orden de los 100-1000 nd, razón por la cual para producir gas en cantidades comerciales se requiere proporcionar cierta permeabilidad a las fracturas naturales del Play. El gas se produce desde hace años a partir de Shales, sin embargo el auge de la producción de Shale gas en los últimos años se debe a la moderna tecnología de fracturamiento hidráulico para crear fracturas artificiales y extensas alrededor del pozo, además de la tecnología de perforación horizontal que se utiliza a menudo con los pozos de Shales gas con longitudes laterales de hasta 5000 pies, para crear la máxima superficie de contacto. Un estudio realizado por EIA (*Energy Information Administration*) en el año 2013 resultó en la identificación y cuantificación de recursos [1] en diferentes cuencas a nivel mundial como se puede ver en la figura 1.

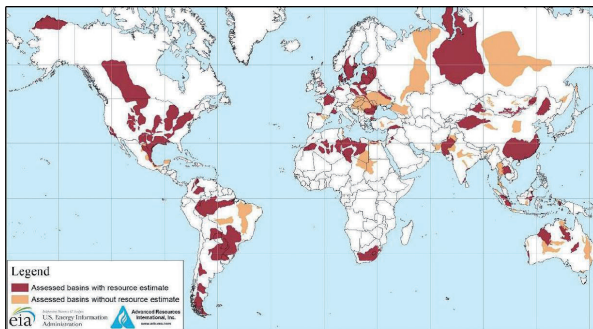


Figura 1. Evaluación de cuencas de Shale gas y Shale Oil en el mundo[1].

De igual forma la Agencia Nacional de Hidrocarburos realizó una evaluación donde estimó las reservas de gas de esquisto en Colombia con un rango de aproximadamente 6 a 55 Tcf [2]. Esto se puede visualizar en la figura 2.

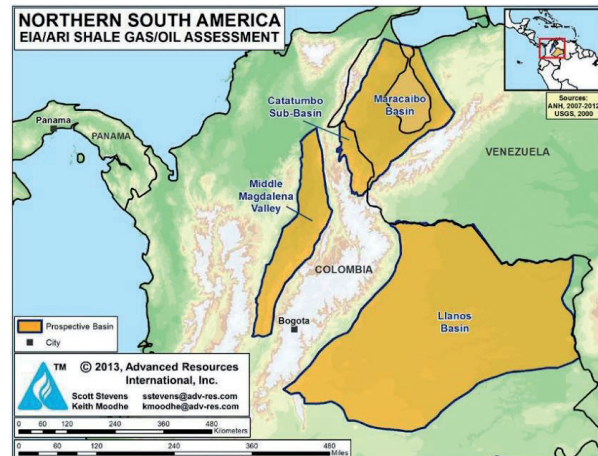


Figura 2. Reservas Estimadas en gas no convencional en Colombia[2].

SISTEMAS DE DOBLE POROSIDAD

Los Shales Plays se caracterizan por ser sistemas de doble porosidad (matriz y fractura o red de fracturas). De esta forma, al igual que en los yacimientos naturalmente fracturados, se asume que la matriz almacena la mayoría del gas, pero tiene muy baja permeabilidad. Por otra parte, las fracturas hidráulicas debido a su alta permeabilidad proveen la capacidad conductiva que se necesita para la producción, pero tienen una capacidad baja de almacenamiento de gas.

En cuanto a las similitudes con yacimientos convencionales, el gas se almacena en el espacio poroso de la matriz, igual que en yacimientos de Shale, donde el gas también se almacena en la matriz, la diferencia es que no se almacena en el volumen poroso sino se encuentra adsorbido en la superficie de los microporos de la matriz (la adsorción es el mecanismo de almacenamiento más importante en los Shales). La cantidad de gas que puede ser desorbido es directamente proporcional a la presión de la fase gaseosa y al área superficial del poro (no a su volumen). Como la permeabilidad de la matriz es tan baja, el movimiento del gas a través de la misma, se da por difusión, fenómeno representado por la ley de Fick de difusión.

MECANISMOS DE TRANSPORTE

Teniendo en cuenta que la estructura del Shale es muy distinta a la de los yacimientos convencionales, también lo son los mecanismos de transporte. Ocurren esencialmente 3 procesos, los cuales dominan en diferentes momentos durante la producción: desorción, difusión y flujo Darcy.

1. DESORCIÓN

La adsorción [3] del gas es un fenómeno de superficie y es causado por las fuerzas de atracción intermoleculares. Por otro lado la desorción es el proceso opuesto a la adsorción, y consiste en que las moléculas adheridas a la superficie de la roca empiezan a desprenderse debido a una caída de presión (figura 3). La relación de equilibrio entre el gas adsorbido y el gas desorbido que ocurre en la superficie del Shale está dada por la Isoterma de Langmuir la cual es función de la presión. De este modo a medida que se reduce la presión aumenta la cantidad de gas desorbido.

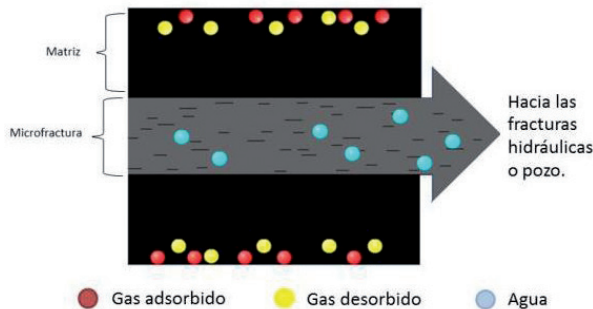


Figura 3. Desorción del gas en la matriz del shale[3].

2. DIFUSIÓN

Después de la desorción, el gas empieza a desplazarse a través de la matriz. No obstante, debido a que la permeabilidad de ésta es bastante pequeña (10-1000 nD), el gas no se moverá a través de la misma con flujo Darcy. El mecanismo de transporte por la matriz es entonces por difusión.

Esto se da porque se tiene una alta concentración de gas lejos de la fractura, y una baja concentración cerca de la misma. Dicha diferencia de concentración hace que el gas se mueva por difusión desde la matriz hacia las fracturas. Ver figura 4.

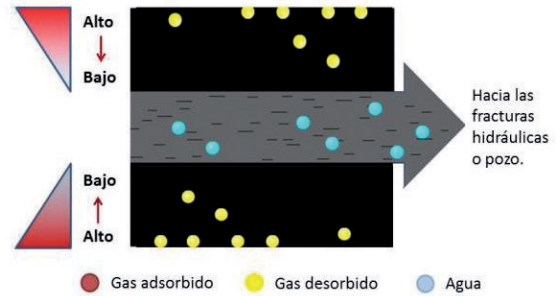


Figura 4. Desorción del gas en la matriz del shale[3].

3. FLUJO DARCY

Finalmente el gas entra a las microfracturas o fracturas naturales, y desde ahí a las fracturas hidráulicas. Lugar desde el cual el gas será transportado hacia la cara del pozo productor, gobernado por la ley de Darcy si el flujo es laminar y no Darcy si es turbulento (figura 5). Este mecanismo es controlado por el gradiente de presión entre el yacimiento y el pozo.

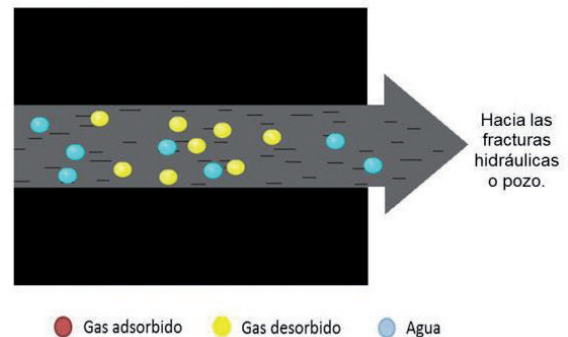


Figura 5. Flujo Darcy en las fracturas naturales[3].

En la figura 6 se representa los mecanismos de almacenamiento en la matriz, las fracturas naturales y el fenómeno de desorción.

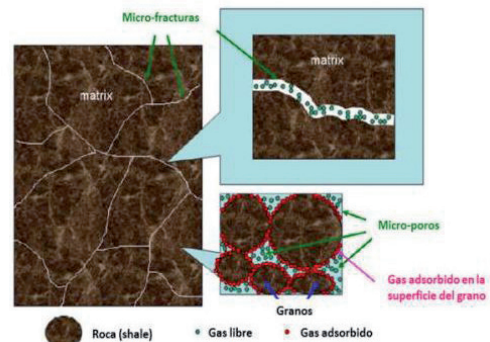


Figura 6. Mecanismos de almacenamiento en shale plays.

Debido a que el gas migra a través de las fracturas naturales, y como la permeabilidad de la matriz de Shale es considerablemente baja, es necesario que exista una conexión entre dichas fracturas para poder alcanzar una buena conductividad en la formación, dando lugar a una red de fracturas de alta permeabilidad conocida como *Stimulated Reservoir Volume* (SRV). Lo anterior es necesario para poder obtener una producción lo suficientemente alta como para que el proyecto sea económicamente viable. Para lograr un buen SRV es de suma importancia la implementación de pozos horizontales fracturados hidráulicamente. El proceso de fracturamiento [4] consiste en bombear fluidos (e.g. agua, gel, espuma, gases comprimidos, etc.) a presiones lo suficientemente altas para fracturar la roca (figura 7), creando un canal de flujo con régimen de flujo lineal para que el gas fluya hacia la superficie.

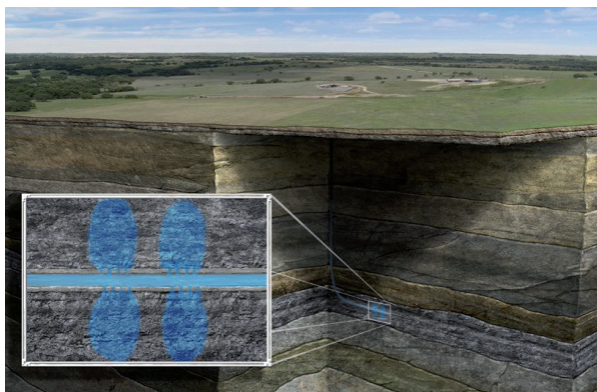


Figura 7. Fracturas Hidráulicas[4].

MODELADO

Para el modelado de un Shale Play se plantea una metodología que involucra los fenómenos particulares que se presentan en la producción de éste. Se tiene en cuenta el sistema de matriz y el sistema de fracturas naturales, lo cual se realiza a través de un modelo de doble porosidad.

Los modelos tradicionales de doble porosidad suponen que el flujo de la matriz hacia la fractura está en estado estacionario, y por lo tanto las celdas de la matriz pueden considerarse como una sola celda. En yacimientos de Shale gas, el flujo no es instantáneo y requiere la subdivisión de la matriz [5] para capturar el flujo transitorio de la matriz a la fractura. Para modelar estos sistemas puede ser utilizado un modelo de matriz discretizada, el cual sub-divide las celdas de matriz en subceldas más pequeñas, permitiendo el modelado del comportamiento transitorio (ver Fig.8).

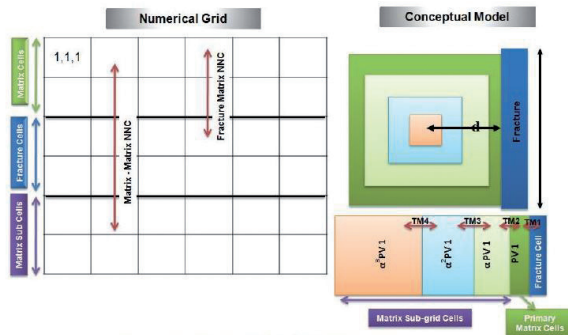


Figura 8. Modelamiento del flujo en un yacimiento de Shale gas[5].

Adicionalmente se modelan las fracturas hidráulicas, las cuales además de crear un canal de alta conductividad, también estimulan las fracturas naturales que se encuentren cerca a cada una de ellas, dando lugar al SRV. De igual forma es importante tener en cuenta la caída de presión en las cercanías al pozo, para lo cual se emplea un modelo *Local Grid Refinement* (LGR), que representa un refinamiento aumentado en forma logarítmica y localizado en la zona estimulada.

METODOLOGÍA DE MODELADO

Para el caso de Shale gas, la integración del modelo estático tiene cierta rigurosidad, ya que la determinación de las propiedades es diferente a las propiedades que se obtienen en un yacimiento convencional. De igual forma los pronósticos que se generen estarán amarrados a la sensibilidad del modelo, puesto que este es no convencional y el sistema de múltiple porosidad incidirá en las curvas de producción obtenidas.

Para llevar a cabo el modelado, se ha planteado una metodología que permite materializar los fenómenos presentes en los plays de gas como se ve en la figura 9. Inicialmente se incluyen las propiedades de matriz del shale, con su modelo de desorción y su modelo petrofísico. Adicionalmente se estructura constituir un DFN (Discrete Fracture Network) [6] para el modelado del SRV y por último la constitución de fracturas hidráulicas ajustadas a un pozo horizontal con su geometría y conductividades específicas.

A partir de esta metodología [7] se generan los pronósticos de producción para un caso base que se presenta en la tabla 1.

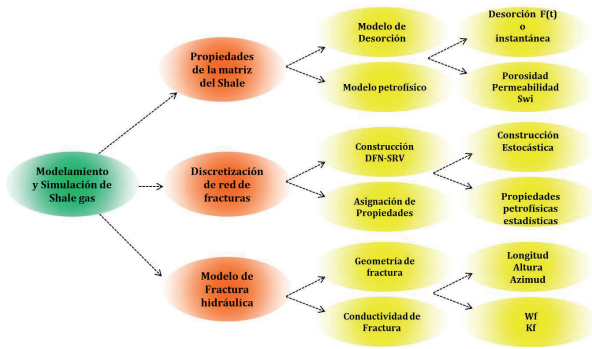


Figura 9. Metodología de modelado en shale plays[6].

CASO BASE DE MODELADO

Tabla 1. Propiedades caso base conceptual.

Datos Requeridos Caso Base Conceptual	
Propiedades	Valor
Profundidad (ft)	14500
Espesor (ft)	300
Permeabilidad de Matriz (nD)	600
Porosidad de Matriz (fracción)	6-8 %
SRV (Stimulated Rock Volume ft ³)	650 E 6
Permeabilidad del SRV (mD)	0,02
Permeabilidad de fracturas naturales (nD)	60
Porosidad efectiva de fractura (fracción)	1 E -5
Sigma (1/ft ²)	0.03
Densidad del Shale (lb/ft ³)	2,5
Coefficiente de Difusión (ft ² /día)	0,2
Temperatura de yacimiento (° F)	220
Volumen de Langmuir (SCF / ton)	100
Presión de Langmuir (psi)	1000
Compresibilidad de la roca (1/psi)	1*10E5
Presión de Yacimiento (psi / ft)	0.7
BHP (psi)	7100
Curvas de permeabilidad relativa.	Supuestos

Tabla 2. Longitud del pozo y diseño de fracturas hidráulicas.

Número de etapas de fractura	10
Longitud del pozo horizontal (ft)	3000
Permeabilidad de la fractura hidráulica (D)	6
Longitud de fractura (ft)	500
Alto de fractura (ft)	300
Ancho de fractura (in)	0.1
Conductividad de Fractura (mD-ft)	50

MODELADO NUMÉRICO

Para representar el sistema dual característico de los yacimientos de Shale se empleó un modelo de doble permeabilidad (DK). Así mismo para observar los cambios de presión en las cercanías al pozo y hacer énfasis en la zona estimulada (necesaria para la producción en este tipo de yacimientos) se empleó el modelo LS-LR, lo cual quiere decir con refinamiento aumentado en forma logarítmica y localizado en la zona estimulada. Obteniendo como resultado el modelo LS-LR-DK [8] por sus siglas en inglés (Local Space, Local Refinement, Dual Permeability) que se muestra en la figura 10.

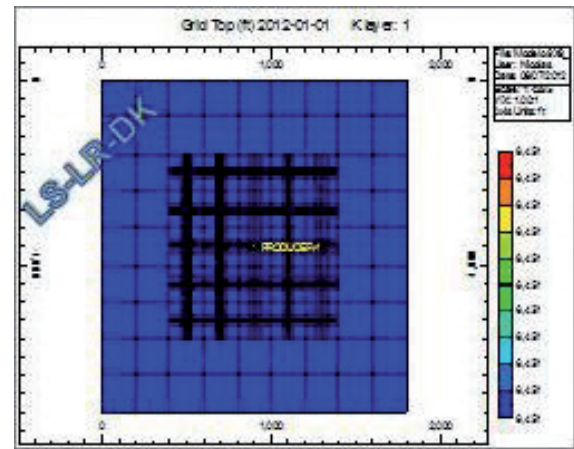


Figura 10. Modelo LS-LR-DK[7].

EL modelo LS-LR-DK maneja un sistema de doble permeabilidad, es decir que permite el flujo matriz-matriz, matriz-fractura y fractura-fractura. Para el cálculo de las propiedades petrofísicas en cada una de las tres zonas de flujo mencionadas es importante tener en cuenta ciertas características.

Fuera del SRV las celdas representan simultáneamente la matriz y las fracturas naturales con muy baja permeabilidad que pueden existir en el yacimiento, estas se encuentran modeladas mediante el sistema Dual Permeability [9]; se hace necesario calcular la permeabilidad efectiva y la porosidad efectiva de fractura que represente las fracturas naturales con permeabilidad y porosidad correspondientes a cada caso.

El modelo de simulación de referencia es un sistema 3 D, con presencia de 2 fases (gas y agua), doble porosidad e implícitamente doble permeabilidad. El grid que representa el yacimiento tiene dimensiones de 50 x 21 x 1, donde cada celda tiene una longitud de 75 [ft] de longitud, 100 [ft] de ancho y 120 [ft] de espesor. Dentro

del grid se encuentra el SRV, el cual tiene dimensiones de 43 x 11 x 1, y cada una de estas celdas está refinada logarítmicamente en i y en j con dimensiones de 9 x 9. Dicho refinado se realiza con el fin de representar adecuadamente las fracturas hidráulicas, y la caída de presión cerca de ellas y en las cercanías al pozo. El esquema físico del modelo se visualiza en la figura 11.

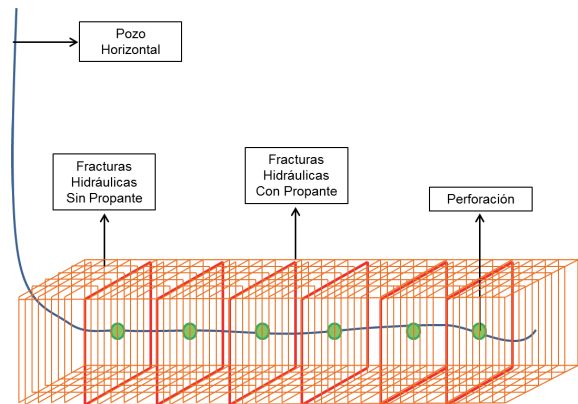


Figura 11. Modelo LS-LR-DK.

Las tablas PVT fueron generadas por el simulador mediante el uso de correlaciones internas, con los siguientes valores ingresados:

Tabla 3. Valores Ingresados para Generar Tabla PVT.

Descripción	Valor
Temperatura de yacimiento [F]	100
Gravedad del Gas (Aire=1)	0.818
Densidad del Agua [lb/ft ³]	63.0465
Factor de compresibilidad del agua [1/psi]	2.90E-06
Presión de referencia para el agua [psi]	3136.5
Viscosidad del agua [cp]	0.770621

La figura 12 y figura 13 muestran el comportamiento de la viscosidad del gas y el comportamiento del Factor Volumétrico del gas, respectivamente. Los datos del PVT se encuentran resumidos en la Tabla 4.

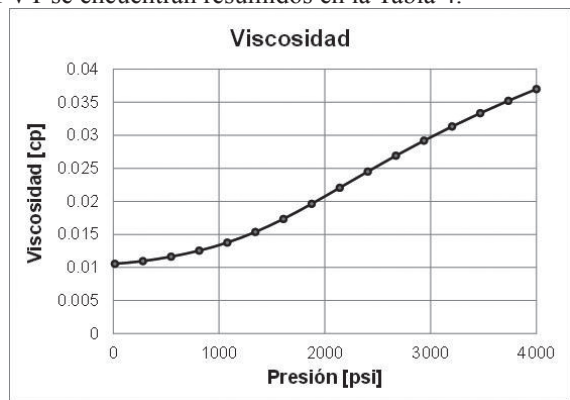


Figura 12. Comportamiento de la Viscosidad del Gas.

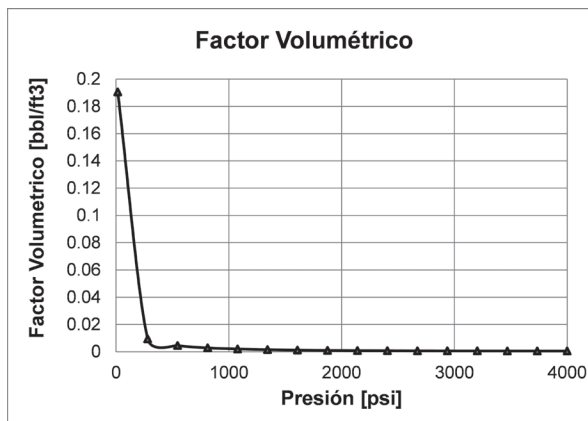


Figura 13. Comportamiento del Factor Volumétrico del Gas.

Tabla 4 Datos del PVT, usados en la simulación.

Presión [psi]	Viscosidad [cp]	Factor Volumétrico [bbl/ft ³]
14.696	0.0105568	0.190611
280.383	0.0109796	0.00944742
546.070	0.0116409	0.00456825
811.757	0.0125533	0.00288485
1077.440	0.0137783	0.00203963
1343.130	0.0153769	0.00154371
1608.820	0.0173562	0.00123209
1874.500	0.0196327	0.00103016
2140.190	0.0220666	0.000895993
2405.880	0.0245262	0.000804007
2671.570	0.02692	0.000738672
2937.250	0.0291983	0.000690584
3202.940	0.0313421	0.000653979
3468.630	0.0333509	0.000625258
3734.310	0.0352331	0.000602112
4000.000	0.0370008	0.000583026

INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

Se empleó una curva de permeabilidad relativa que impidiera la movilidad del agua, en caso tal que se presentara, sin embargo se garantiza que el yacimiento es de gas seco, sin producción de agua.

Las figuras 14 y 15 muestran las curvas de permeabilidad relativa del sistema Agua-Aceite y del sistema Líquido-Gas, respectivamente. Debido a la existencia de una sola fase en la zona productora el simulador hace uso

exclusivamente de la curva de permeabilidad relativa del gas.

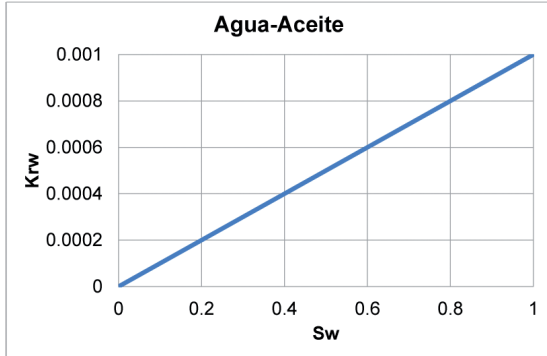


Figura 14. Curva de Permeabilidad Relativa para el Sistema Agua-Aceite.

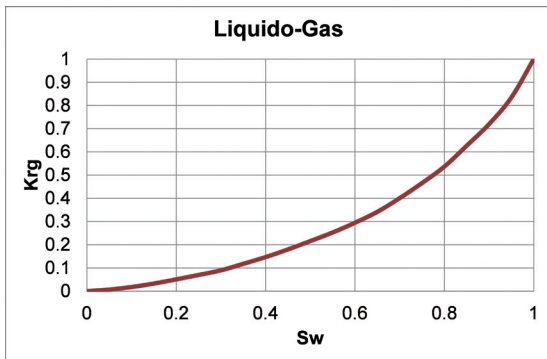


Figura 15. Curva de Permeabilidad Relativa para el Sistema Líquido-Gas.

INICIALIZACIÓN

El modelo en estudio fue corrido mediante inicialización por equilibrio, es decir con un contacto WGC a 14700 [ft], a una presión de referencia de 10150 [psi] a una profundidad de referencia de 14500 [ft]. En la figura 16 se observa una vista en 3D del modelo para visualizar el cambio en presión a medida que se produce los fluidos de yacimiento.

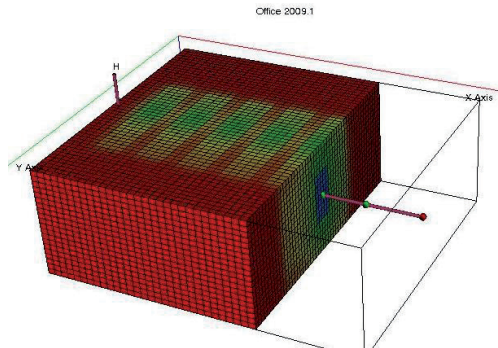


Figura 16. Distribución de presión del SRV después de 1 año de producción,

Las corridas de simulación se realizaron a 30 años de producción y las curvas de tasa diaria (que inicia en 6 MMSCF y declina rápidamente, algo común en estos plays) y acumulada [10] (EUR de 3,4 BCF) se pueden ver en la figura 17.

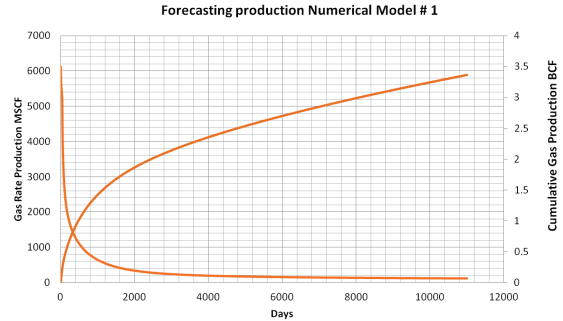


Figura 17. Curvas de producción en el modelo numérico para shale gas[8].

Para concluir el estudio del comportamiento se muestra en la figura 18 un análisis de sensibilidad que determina las propiedades que más impactan el EUR en un play de gas. Claramente la desorción juega un papel muy importante en la producción, definida esta por el volumen de Langmuir y la presión de Langmuir, al igual que la difusividad y conductividad de la zona estimulada que sirve como canal para transporta los fluidos al pozo. No menos importante se ve el efecto del completamiento representado en longitud del pozo horizontal y geometría de la fractura hidráulica, al igual que las propiedades petrofísicas de la roca.

Adicionalmente en la figura 19 en qué periodo de tiempo impactan estas variables con el fin de realizar optimizaciones en el manejo operativo del play.

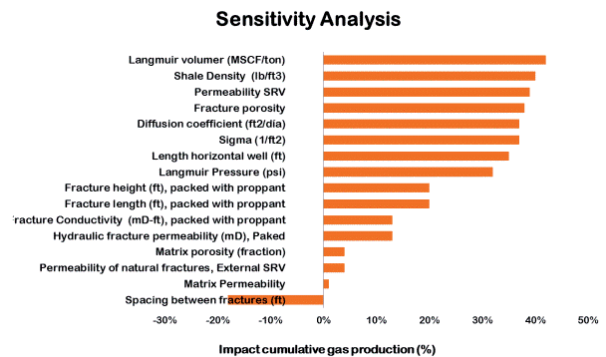


Figura 18. Análisis de sensibilidad para modelamiento numérico

Debido a la baja permeabilidad de la matriz del Shale, el flujo de la matriz en el sistema de fracturas a lo largo del SRV incluye períodos de acción infinita de flujo

transitorio lineal. Estudios numéricos de simulación han demostrado que desembocan en los límites exteriores del SRV. El volumen de drenaje externo, es también predominantemente lineal en el sistema, sobre todo cuando las fracturas hidráulicas son relativamente cercanas entre sí. Ambas observaciones sugieren que los cálculos fundamentales de flujo, pueden ser adecuadamente aproximados por una solución a la ecuación de difusividad en coordenadas lineales. Estas observaciones sugieren cuatro regimenes de flujo principal que se puede observar en el Play de gas.

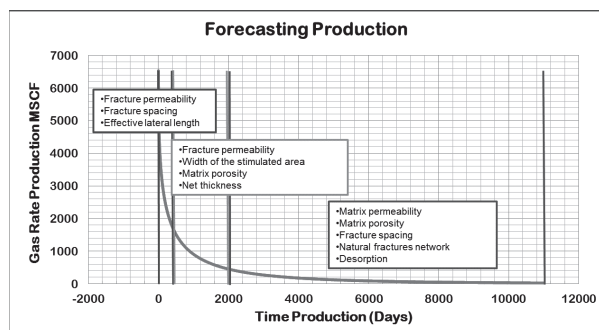


Figura 19. Curvas de producción en el modelo numérico para shale gas

CONCLUSIONES & RECOMENDACIONES

- La simulación numérica de yacimiento en Shale gas es una herramienta para modelar diferentes escenarios y tomar decisiones acerca de lo que podría ser la mejor estrategia de desarrollo.
- El modelado numérico es la herramienta más apropiada para la generación de pronósticos de producción en shale gas cuando no se cuenta con datos de producción.
- Los pronósticos de producción en Shale gas están todavía en desarrollo, la industria contará con nuevos métodos y herramientas en el futuro próximo, por estas razones, el operador debe invertir dinero y esfuerzo para mantener a sus equipos técnicos al día, así como, el apoyo a proyectos de investigación en curso.

REFERENCIAS

1. U.S. Energy Information Administration. Independent statistics and analysis. [Online] Junio 10, 2013. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.
2. Administration, U.S Energy Information. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*. Washington : s.n., 2013.
3. Rey Celis, Carolina and Ochoa Delgado, Ramon Uriel. Universidad Industrial de Santander. [Online] 2011. <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/911/2/142086.pdf>.
4. Revesil. Revesil. [Online] 2013. <http://www.revesil.com.ar/blog/agentes-apuntalantes-aspectos-a-considerar-en-el-diseno-de-fracturamiento-hidraulico/>.
5. *Numerical Simulation and Modeling of Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration in Shale Gas Reservoirs: A Feasibility Study*. Amirasoud Kalantari, Dahaghi. s.l. : Society of Petroleum Engineers, 2010. SPE-139701-MS.
6. Lolon, C.L. Cipolla E.P. *Reservoir Modeling and Production Evaluation in Shale-Gas Reservoirs*. s.l. : Society Petroleum Engineer, 2009. SPE 13185.
7. Instituto Colombiano del Petróleo. *Tecnologías de incremento de productividad*. Piedecuesta : s.n.
8. *Modeling Well Performance in Shale-Gas Reservoirs*. Craig L., Cipolla, et al., et al. Alaska : Society of Petroleum Engineers, 2009. SPE-125532-MS.
9. *Material Balance Techniques for Coal Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs*. G.R, King. New Orleans - Louisiana : SPE, 1990. SPE 20730.
10. Computer Modelling Group Ltd. User's guide IMEX-GEM. Canadá : s.n., 2013.

Recepción: 30 de Mayo de 2013
Aceptación: 2 de Junio de 2014