

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS-
SHALE UTILIZANDO UN SOFTWARE DE SIMULACIÓN PARA
DETERMINAR EL MEJOR ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN QUE PERMITA
MAXIMIZAR LAS RESERVAS RECUPERABLES**

**CARLINA REY CELIS
FREDDY ALEXANDER AMAYA CORTÉS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS-SHALE UTILIZANDO UN SOFTWARE DE SIMULACIÓN PARA DETERMINAR EL MEJOR ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN QUE PERMITA MAXIMIZAR LAS RESERVAS RECUPERABLES

**CARLINA REY CELIS
FREDDY ALEXANDER AMAYA CORTÉS**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
Ing. WILLIAM NAVARRO GARCÍA**

**Codirectores
Ing. JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES
Ing. RAMÓN URIEL OCHOA DELGADO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A mi madre, Carlina Celis, porque es para mí un orgullo poder llamar así a una mujer tan dedicada, emprendedora, luchadora y amorosa. “Gracias mamá por todo lo que me has dado, TE AMO”.

A mis hermanas, Alicia y Mónica, por ser mis amigas y mis compañeras de toda la vida, por compartir conmigo grandes momentos y por el gran amor que me han dado.

A mi Padre, José Libardo Rey, por su apoyo para lograr culminar mis estudios. “Papito TE AMO”.

A mi mejor amigo y compañero de tesis, por acompañarme siempre a todas partes, en los buenos y malos momentos, por ser la persona que más me estresa en la vida, pero sobre todo por hacerme reír tanto. “Gracias Ace porque sin tí mi vida no sería lo mismo”.

A Alejandra Prieto Castañeda, porque ha sido el apoyo más grande durante los últimos 5 años. “Por todo lo que me has dado muchas gracias Allu y recuerda siempre que te quiero mucho”.

A Daniela Serrano Serrano, porque desde el primer día alegró mi vida con su risa. “Gracias Dani porque en los peores momentos fuiste quien me subía el ánimo y sobre todo gracias a tu risa, la cual nunca olvidaré”.

Carlina Rey Celis

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, por guiar cada paso que doy, por rodearme de tantas personas y momentos especiales, por iluminar mi camino y permitirme cumplir mis metas.

A mi madre, Marina Cortés, por enseñarme lo más valioso que he aprendido en la vida... el significado real de la fuerza, la constancia y el amor. Te amo y admiro más que a nadie en el mundo.

A mi padre, Freddy Amaya, por darme siempre valor para seguir adelante, por apoyarme en cada etapa de mi vida, por su esfuerzo y cariño. Gracias pa'!

A mi hermana, Katherine Amaya, por su risa y alegría, por ser tantas cosas para mí, por su apoyo y comprensión. No sabes cuánto te adoro hermanita, te mereces lo mejor del universo, y sé que lo tendrás.

A mis amigos Alejandra Prieto, Carlina Rey, Daniela Serrano, Daniel Rodríguez y David Pabón. Ustedes son de verdad mis amigos, tesoros que voy a conservar! Son sinónimo de experiencias, risas y aventuras, son las mejores personas que pude encontrar en mi camino. Los llevo y llevaré siempre en mi corazón.

Freddy Alexander Amaya Cortés

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por acompañarnos todo el tiempo durante la realización de este trabajo, por guiarnos siempre y permitirnos culminarlo exitosamente.

A nuestro director, el ingeniero William Navarro García, por su gran colaboración e importantes aportes, los cuales nos permitieron realizar un proyecto de gran calidad.

A nuestros codirectores, los ingenieros José Carlos Cárdenas y Ramón Uriel Ochoa, por todo su apoyo a lo largo del proceso y por haber compartido con nosotros sus conocimientos y experiencia.

A la Universidad Industrial de Santander, nuestra Alma Máter, por permitir nuestra formación profesional.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por prepararnos académicamente y darnos los conocimientos necesarios para llevar a cabo este proyecto.

A nuestras familias, por brindarnos su apoyo y cariño incondicional en esta etapa de nuestras vidas.

A nuestros amigos, por creer en nosotros y acompañarnos durante todo el proceso de realización de nuestro trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES: GAS SHALE.....	20
1.1. ¿QUÉ ES UN SHALE (ESQUISTO)?	20
1.2. CARACTERÍSTICAS DEL GAS SHALE	20
1.3. ¿QUÉ ES EL SHALE GAS?	20
1.4. ¿DÓNDE SE ENCUENTRA EL SHALE GAS?	23
1.5. TECNOLOGÍAS ACTUALES DE EXTRACCIÓN DEL SHALE GAS	23
1.5.1. Perforación horizontal.....	23
1.5.2. Fracturamiento hidráulico.....	25
1.6. YACIMIENTOS DE DOBLE POROSIDAD.....	28
1.7. ISOTERMA DE LANGMUIR.....	28
1.7.1. Características de la isoterma.....	30
1.8. PRODUCCIÓN DE AGUA	32
1.8.1. Proceso de desagüe.....	32
1.8.2. Gas shales con producción de agua.....	33
1.8.3. Gas shales sin o con muy baja producción de agua	33
1.9. MECANISMOS DE TRANSPORTE	33
1.9.1. Desorción.....	34
1.9.2. Difusión	34
1.9.3. Flujo Darcy	35
1.10. FORMACIONES DE GAS-SHALE EN ESTADOS UNIDOS.....	37
1.10.1. Formación Barnett.....	38
1.10.2. Formación Eagle Ford	39
1.10.3. Formación Haynesville	40
1.10.4. Formación Fayetteville	40
1.10.5. Formación Marcellus.....	41
1.10.6. Formación de New Albany.....	42
1.11. SHALE GAS EN AMÉRICA LATINA.....	43
1.11.1. Argentina	44

1.11.2.	México.....	45
1.11.3.	Brasil.....	45
1.12.	SHALE GAS EN COLOMBIA.....	46
1.12.1.	Potencial según Arthur D'Little.....	46
1.12.2.	Formación La Luna (World shale gas resources, EIA 2011).....	47
1.12.3.	Potencial de shale gas en la cordillera oriental de Colombia.....	48
2.	MODELAMIENTO MATEMÁTICO DE YACIMIENTOS DE GAS SHALE.....	49
2.1.	DOBLE POROSIDAD.....	49
2.2.	MODELO DE LA ISOTERMA EXTENDIDA DE LANGMUIR.....	52
2.3.	MECANISMO DE TRANSPORTE POR DIFUSIÓN.....	54
2.3.1.	Modelo de difusión.....	55
2.3.2.	Difusión Matriz-Fracturas.....	55
2.3.3.	Modelo de difusión dependiente del tiempo.....	56
2.4.	ORIGINAL GAS IN PLACE (OGIP).....	58
3.	SENSIBILIZACIÓN DE PARAMETROS.....	59
3.1.	MODELO CONCEPTUAL (SINGLE WELL).....	59
3.1.1.	Dimensiones y condiciones del Grid de simulación.....	59
3.1.2.	Propiedades de la roca y el fluido.....	60
3.1.3.	Inicialización del modelo (Caso base).....	62
3.2.	PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE LOS YACIMIENTOS DE GAS SHALE.....	64
3.2.1.	Permeabilidad de fractura en X (K_{fx}).....	65
3.2.2.	Permeabilidad de fractura en Y (K_{fy}).....	66
3.2.3.	Permeabilidad de fractura en Z (K_{fz}).....	68
3.2.4.	Permeabilidad de matriz en X, Y, Z (K_{mx} , K_{my} , K_{mz}).....	69
3.2.5.	Porosidad de matriz (Φ_m).....	70
3.2.6.	Porosidad de fractura (Φ_f).....	71
3.2.7.	Presión de Langmuir (P_L).....	72
3.2.8.	Volumen de Langmuir (V_L).....	74
3.2.9.	Conductividad de fracturas hidráulicas.....	75
3.2.10.	Área.....	76
3.2.11.	Espesor (h).....	77
3.2.12.	Espaciamiento entre fracturas hidráulicas.....	79

3.3. EFECTOS EN EL VOLUMEN ORIGINAL DE GAS.....	80
3.4. EFECTO DE LA SUBDIVISIÓN DE MATRIZ SOBRE LA PRODUCCIÓN DE GAS...83	
CONCLUSIONES.....	85
RECOMENDACIONES	87
BIBLIOGRAFÍA.....	88
ANEXOS.....	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Muestra de shale.....	21
Figura 2: Producción de gas natural en Estados Unidos (1990-2035).....	22
Figura 3: Profundidades relativas de las diferentes fuentes de gas.....	22
Figura 4: Perforación horizontal y fracturamiento en Shale Gas.....	24
Figura 5: Fracturas hidráulicas.....	26
Figura 6: Propante soportando la fractura.....	27
Figura 7: Isoterma de Langmuir.....	29
Figura 8: Cambio en el contenido de gas a altas presiones.....	30
Figura 9: Cambio en el contenido de gas a bajas presiones.....	31
Figura 10: Isoterma para un yacimiento convencional y para un shale.....	31
Figura 11: Desagüe de un yacimiento de Gas Shale.....	32
Figura 12: Desorción del gas.....	34
Figura 13: Difusión del gas.....	35
Figura 14: Flujo Darcy en las fracturas.....	35
Figura 15: Mecanismo de almacenamiento en yacimientos de shale gas.....	36
Figura 16: Mecanismo de flujo de los yacimientos de shale gas.....	37
Figura 17: Formaciones de Gas-Shale en Estados Unidos.....	38
Figura 18: Depósitos de Shale Gas en Colombia.....	47
Figura 19: Sistema matriz-fractura.....	50
Figura 20: Redistribución de regiones de shale	52
Figura 21: Modelo de doble porosidad.....	52
Figura 22: Grid de simulación (Modelo base).....	60

Figura 23: Pozo horizontal en dirección X.....	60
Figura 24: Isotherma de Langmuir (Modelo base).....	61
Figura 25: Permeabilidades relativas al agua y al gas.....	61
Figura 26: Contacto gas-agua.....	62
Figura 27: Producción (Caso base).....	64
Figura 28: Efecto de K_{fx} sobre la producción.....	66
Figura 29: Efecto de K_{fy} sobre la producción.....	67
Figura 30: Efecto de K_{fz} sobre la producción.....	68
Figura 31: Efecto de $K_m(x,y,z)$ en la producción.....	69
Figura 32: Efecto de Φ_m sobre la producción.....	70
Figura 33: Efecto de Φ sobre la producción.....	71
Figura 34: Efecto de P_L en la isoterma de desorción	72
Figura 35: Efecto de P_L sobre la producción.....	73
Figura 36: Efecto de V_L en la isoterma de desorción	74
Figura 37: Efecto de V_L sobre la producción.....	75
Figura 38: Efecto de la conductividad sobre la producción.....	76
Figura 39: Efecto del área sobre la producción.....	77
Figura 40: Efecto del espesor sobre la producción.....	78
Figura 41: Flujo de Shale Gas hacia el pozo productor.....	79
Figura 42: Efecto del espaciamiento sobre la producción.....	80
Figura 43: Efecto de la subdivisión de matriz sobre la producción.....	83

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Comparación de propiedades de yacimientos Estadounidenses.....	42
Tabla 2: Potencial de Shale Gas en América Latina.....	43
Tabla 3: Potencial de Shale Gas en Colombia.....	46
Tabla 4: Características del modelo base.....	63
Tabla 5: Rangos de sensibilidad de parámetros.....	65
Tabla 6: Cambios en el OGIP.....	81

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1: Archivo de datos utilizado para modelar el caso base.....	90
Anexo 2: Visualización del grid de simulación.....	106

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS SHALE UTILIZANDO UN SOFTWARE DE SIMULACIÓN PARA DETERMINAR EL MEJOR ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN QUE PERMITA MAXIMIZAR LAS RESERVAS RECUPERABLES.*

AUTORES:

CARINA REY CELIS

FREDDY ALEXANDER AMAYA CORTÉS**

PALABRAS CLAVES: Gas shale, Simulación numérica, Fracturamiento hidráulico, Pozos horizontales, Desorción, Difusión, Flujo Darcy, Análisis de sensibilidad

DESCRIPCIÓN:

El propósito de éste estudio es construir un modelo conceptual de simulación de Gas-Shale, con el objetivo de encontrar las variables que generan los cambios más significativos en el comportamiento de producción de este tipo de yacimientos de gas no convencional. Para construir el modelo se profundizó en los conceptos de doble porosidad, almacenamiento y transporte del gas y parámetros de Langmuir, se utilizaron datos promedio encontrados en la literatura para algunos de los yacimientos más importantes de Estados Unidos y se generaron fracturas hidráulicas para simular el proceso de estimulación que requieren los Gas-Shale debido a su baja permeabilidad.

Este trabajo se llevó a cabo mediante el simulador comercial para fines composicionales ECLIPSE 300. Se realizaron análisis de sensibilidad a las propiedades petrofísicas, parámetros de Langmuir y variables características del fracturamiento hidráulico, de lo cual se pudo concluir que algunas variables afectan el volumen original de gas in place y por ende los volúmenes recuperados; y otras afectan directamente el flujo de gas hacia el pozo productor. Teniendo en cuenta dicho efecto, es de vital importancia determinar correctamente estas propiedades a nivel de laboratorio para no sobreestimar las reservas recuperables.

*Trabajo de grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. William Navarro García. Codirectores: Ing. José Carlos Cárdenas – Ing. Ramón Uriel Ochoa.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE PERFORMANCE OF A GAS-SHALE RESERVOIR USING A SIMULATION SOFTWARE TO DETERMINE THE BEST EXPLOITATION SCHEME TO MIXIMIZING THE RECOVERABLE RESERVES*

AUTORS:

CARINA REY CELIS

FREDDY ALEXANDER AMAYA CORTÉS**

KEY WORDS: Gas-shale, Numerical simulation, Hydraulic fracturing, Horizontal wells, Desorption, Difusion, Darcy Flow, Sensitivity Analysis.

DESCRIPTION:

The purpose of this study is to create a conceptual model of Gas-Shale simulation, in order to find the variables that generate the most significant changes in the production behavior of this type of unconventional gas reservoirs. To create the model, concepts of dual porosity, storage and transport of gas, and Langmuir parameters were deepen, average values found in papers for some of the most important reservoirs in United States were used and hydraulic fractures were generated to simulate the stimulation process required by Gas-Shales due to their low permeability.

This work was caried out using the comercial simulator for compositional runs ECLIPSE 300. Sensitivity analysis were done to petrophysical properties, Langmuir parameters and variables that describe the hydraulic fracturing; from which it was concluded that some variables affect the original volumen of gas in place and therefore the volumes recovered; and others directly affect the flow of gas to the producing well. Taking into account this effect, it is vitally important to correctly determine these properties on a laboratory scale to not overestimate the recoverable reserves.

*Degree project.

**Physical and Chemical Engineeering Faculty. Petroleum Engineering. Director: Ing. William Navarro García. Codirectores: Ing. José Carlos Cárdenas – Ing. Ramón Uriel Ochoa.

INTRODUCCIÓN

Ante el acelerado crecimiento de la demanda de hidrocarburos a nivel mundial y considerando que los descubrimientos de yacimientos convencionales han venido disminuyendo en las últimas décadas, es indispensable direccionar las actuales investigaciones hacia yacimientos no convencionales de crudo y gas, permitiendo la explotación de estas nuevas fuentes de energía y despertando el interés de muchos países y compañías operadoras.

En la actualidad, los yacimientos no convencionales han sido desarrollados por algunos países, acentuándose este tipo de trabajos en Norte América con yacimientos de Shale Gas. Paralelo a esto, investigaciones en Colombia están orientadas a la evaluación de las características de este tipo de yacimientos para la predicción del comportamiento de la producción, proporcionando un modelo de operación para la explotación de nuevos hallazgos de hidrocarburos a nivel nacional.

Debido a que el tema se encuentra en etapa de exploración, los datos son escasos y con un alto grado de riesgo e incertidumbre. Por lo anterior, la simulación de yacimientos se convierte en una herramienta útil para la realización de predicciones y posterior toma de decisiones, que conlleven a una óptima explotación y producción de este importante recurso.

En este trabajo se presentan las características más relevantes del Shale Gas, se exponen las propiedades de algunos yacimientos de éste tipo en Estados Unidos y de acuerdo a esto se modela conceptualmente un Gas Shale; posteriormente, con el fin de determinar el esquema de explotación óptimo, se muestra un análisis de sensibilidad realizado a los parámetros que afectan el proceso de estimulación requerido y el flujo de fluidos en el medio poroso.

1. GENERALIDADES: GAS SHALE

1.1. ¿QUÉ ES UN SHALE (ESQUISTO)?

Se conoce como *shale* a una formación que originariamente fue una acumulación de capas de arcilla o lodo y que debido a las diversas circunstancias geológicas, fue comprimida y dio origen a una roca sedimentaria de grano muy fino. Se caracterizan por poseer estructura foliada (la cual permite que sean fácilmente separados en delgadas láminas, manteniendo su composición), con una estructura molecular de 1 átomo de silicio y 4 de oxígeno. Dentro de los esquistos más comunes podemos encontrar: esquisto de mica, hornblenda, clorita y talco.

1.2. CARACTERÍSTICAS DEL GAS SHALE

El shale es la roca sedimentaria más común (**figura1**), sin embargo el shale con potencial de ser un yacimiento económicamente explotable de gas, es relativamente raro. Debido a su baja permeabilidad, el shale además de ser la roca madre es también la roca almacén. Estos deben tener el volumen, temperatura y tipo de materia orgánica requeridos para generar hidrocarburos, especialmente gas.

1.3. ¿QUÉ ES EL SHALE GAS?

El shale gas es una fuente no convencional de gas natural¹. No obstante, su nombre se debe a su procedencia, el shale (o esquisto).

¹ Otras fuentes de gas no convencional son el CBM (Coalbed methane – Gas asociado a mantos de carbón), tight gas (Gas en arenas apretadas) y los hidratos de metano.

Figura 1: Muestra de shale



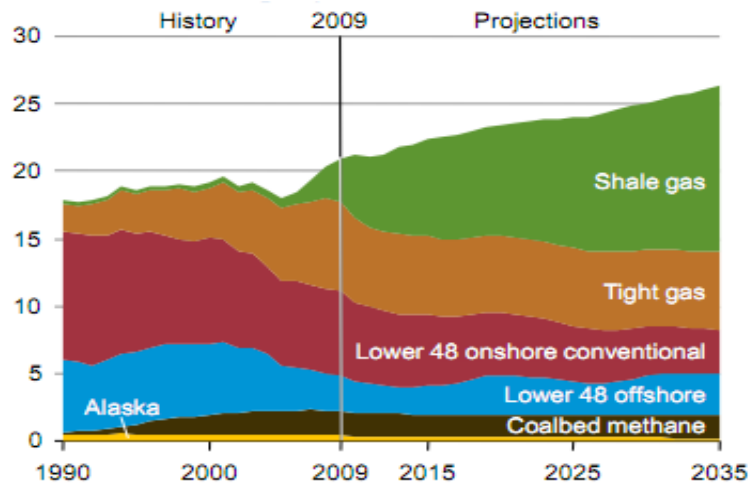
Fuente: Hugh Rudnick. La revolución del shale gas. 2011

Los shales negros contienen material orgánico, los cuales a ciertas condiciones de temperatura y presión se fragmentan, formando gas natural. Debido a la baja densidad del gas natural, éste suele deslizarse a través del esquisto formando grandes depósitos de gas. Sin embargo, la baja permeabilidad de esta roca bloquea el paso de grandes cantidades de gas natural, las cuales son adsorbidas por la arcilla del esquisto, dando lugar al shale gas.

La baja permeabilidad del shale imposibilita la fácil extracción del gas natural. Por ende, a pesar de ser una fuente de energía conocida desde el siglo XIV (en Suiza y Austria), sólo los avances tecnológicos de la era moderna (década de los 90'), traducidos en mejoras en los métodos de extracción, han permitido la extracción masiva, comercial y lucrativa del shale gas.

En la **figura 2** se muestra una proyección para Estados Unidos al año 2035 en donde se aprecia la importancia que irá tomando el shale gas respecto a las otras fuentes de gas no convencional. Hacia el año 2015, la producción de shale gas será mayor que la de las otras fuentes de gas, y para el año 2035, se pronostica que la producción sea poco menos de la mitad de la producción total de gas no convencional de Estados Unidos.

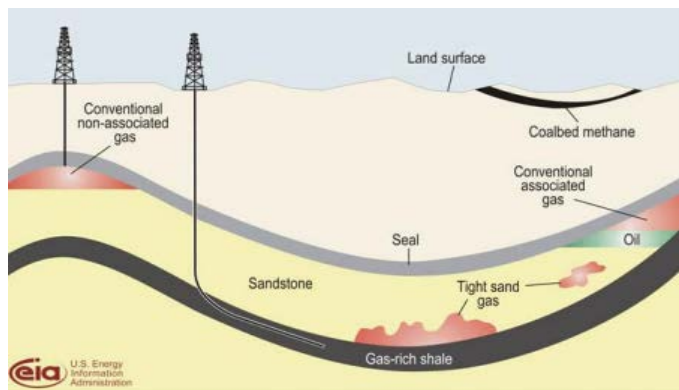
Figura 2: Producción de gas natural en Estados Unidos (TCF) (1990-2035)



Fuente: EIA, 2011

Comparativamente hablando, el shale gas es la fuente de gas natural no convencional que se encuentra a mayores profundidades como se observa en la **figura 3** y también se puede apreciar que el recurso se encuentra ampliamente disperso de forma horizontal.

Figura 3: Profundidades relativas de las diferentes fuentes de gas



Fuente: World Energy Council, 2010

1.4. ¿DÓNDE SE ENCUENTRA EL SHALE GAS?

El shale gas se encuentra en los shale “plays”, los cuales son formaciones que contienen acumulaciones significativas de gas natural y que comparten propiedades geológicas y geográficas similares. Algunas características generales de los gas shales son:

1. Alto Gamma Ray
2. Alta Resistividad
3. Alto contenido de materia orgánica (>3%)
4. Alta madurez
5. Fragilidad (>40% de contenido de cuarzo)
6. Espesor (> 30ft)
7. Porosidad (>4%)
8. Depositados en ambientes marinos
9. Kerógeno tipo II

1.5. TECNOLOGÍAS ACTUALES DE EXTRACCIÓN DEL SHALE GAS

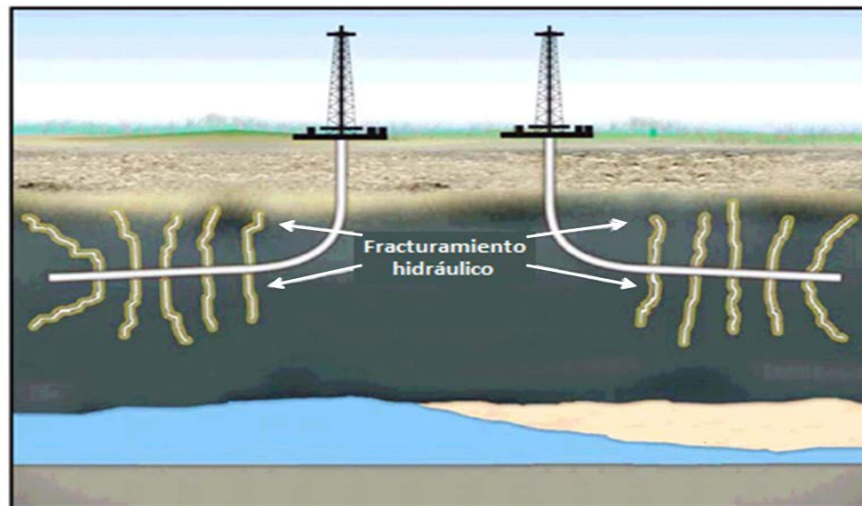
Las tecnologías actuales de extracción son dos y funcionan de manera complementaria: horizontal drilling (“perforación horizontal”) y hydraulic fracturing (“fracturamiento hidráulico”). La primera tiene el propósito de atravesar y llegar a los yacimientos, mientras la segunda, a través de presión de fluidos, aumenta la permeabilidad de la roca permitiendo la salida del gas natural.

1.5.1. Perforación horizontal

Como se observa en la **figura 4**, para realizar una perforación horizontal, primero debe realizarse una perforación vertical para llegar unos pocos cientos de pies arriba de la altura del yacimiento. Luego, el perforador gira en un

ángulo cercano a los 45° para así taladrar a través del depósito de shale gas, permitiendo una mayor extracción de éste.

Figura 4: Perforación horizontal y fracturamiento en Shale Gas



Fuente: Halliburton, "Advances in unconventional gas solutions to meet growing gas demand worldwide", 2007

Se necesitaron años de experiencia y avances tecnológicos en distintas ciencias para hacer de la perforación horizontal una técnica física y económicamente factible. Se desarrollaron técnicas de sondeo y monitoreo, compuestas principalmente por tres mediciones:

- Profundidad
- Inclinación y acimut magnético
- Diseños de BHA (ensamblaje de fondo de pozo) para una avanzada perforación.

De igual forma, se desarrollaron otros avances tecnológicos en: tuberías y collares de perforación, rimadores y estabilizadores, etc. Sin embargo, sin fracturamiento hidráulico, ésta técnica es inefectiva en pozos de shale.

➤ **Perforación vertical Vs. Perforación horizontal**

Los espacios porales en los shales generalmente no son lo suficientemente grandes; son tan pequeños que incluso no dejan fluir fácilmente las diminutas moléculas de metano a través de ellos. En consecuencia, la producción de gas en cantidades comerciales requiere de fracturas para aumentar la permeabilidad.

Los shales pueden tener fracturas naturales, las cuales permiten aunque sea poco, el movimiento del gas. Estas fracturas son causadas por la presión de las capas superiores de roca y los movimientos naturales de la corteza terrestre. Los esfuerzos en el yacimiento determinan la geometría de las fracturas.

Los pozos horizontales se han usado en un gran número de formaciones de shale, esto es porque las fracturas naturales en algunos shales son verticales. Cuando se perfora verticalmente, el pozo no intercepta muchas fracturas verticales; por otro lado si se perfora un pozo horizontal, ocurrirá lo contrario debido a que el pozo es perpendicular a la dirección más común de las fracturas.

1.5.2. Fracturamiento hidráulico

La matriz no fisurada de la formación de shale tiene una permeabilidad primaria al gas sumamente baja ($\sim 10^{-5}$ mD), lo que constituye una roca prácticamente impermeable a los líquidos. El gas migra a través de las fracturas, por lo tanto, es imprescindible conectar varias de ellas, para poder alcanzar una producción suficientemente alta como para que el proyecto sea económicamente viable.

Por ésta razón nace el fracturamiento hidráulico. El procedimiento consiste en bombear fluidos (por ejemplo: agua, gel, espuma, gases comprimidos, etc.) a presiones lo suficientemente altas para fracturar la roca (**figura 5**), aumentando la porosidad y permeabilidad del canal para que el gas fluya hacia la superficie.

Figura 5: Fracturas hidráulicas



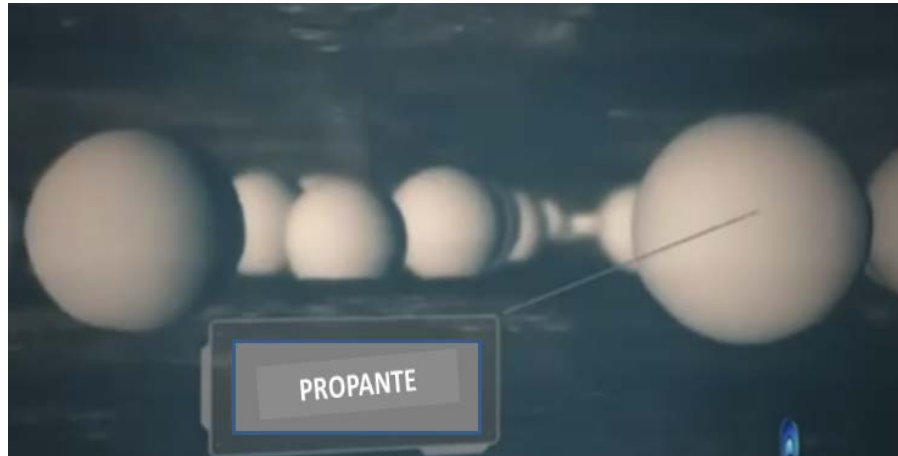
Fuente: Hugh Rudnick. La revolución del shale gas. 2011

Esto es de vital importancia para la extracción del shale gas, ya que éste se encuentra en pequeños poros independientes de shale, los cuales necesitan un canal común (o “puente”) para una extracción exitosa en masa.

Con el paso del tiempo se observó que muchas de las fracturas se cerraban al apagar las bombas, debido a las altas presiones dentro del pozo. Lo anterior se solucionó agregando un 1% de propante o “soluto de soporte” (**Figura 6**) a la solución líquida. Es esto lo que mantiene las condiciones de permeabilidad obtenidas en el shale hasta después de apagada la bomba. Los propantes más comunes son: arena, cerámica y polvo de aluminio.

Sumado a lo anterior, la solución suele contener químicos multipropósito: convertir el agua en gel, reducir la fricción del fluido, prevenir corrosión, controlar el pH, etc. Todo lo anterior hace que la perforación horizontal cueste hasta tres veces más que la perforación vertical. Pero, este costo extra es usualmente recuperado gracias a la producción adicional proveniente del método. De hecho, muchos pozos rentables hoy en día serían un fracaso sin estas dos tecnologías complementarias.

Figura 6: Propante soportando las fracturas



Fuente: Hugh Rudnick. La revolución del shale gas. 2011

➤ **Justificación de la fractura y consideraciones de diseño**

El principal objetivo de realizar un tratamiento de estimulación en este tipo de yacimientos es obtener un caudal suficientemente alto de gas que permita la explotación económica.

En pozos de petróleo, la fractura hidráulica tiene el propósito no sólo de incrementar el área de flujo, sino de abrir un canal de alta conductividad por el cual pueda fluir libremente el petróleo desde el yacimiento hacia el pozo. Para crear conductividad, la fractura además de tener alta permeabilidad en el canal, también debe tener espesor, ya que debe conducir un fluido viscoso a lo largo de esta a una determinada velocidad con una caída de presión mínima.

En el caso de pozos de gas, como carecen de alta viscosidad, ya que su valor es varios órdenes de dimensión inferior a la correspondiente al crudo, es mucho más importante el área del flujo que la conductividad del canal. Es por ello por lo que en este caso la superficie se crea por incremento de la longitud – o penetración horizontal– de la fractura. El incremento del área de flujo en comparación con un pozo sin fracturar puede llegar a ser del orden de 10^6 o mayor.

1.6. YACIMIENTOS DE DOBLE POROSIDAD

Con el fin de entender mejor el comportamiento de los yacimientos de gas shale, es útil compararlo con los yacimientos de gas convencional. Hay muchas similitudes entre ellos, pero también hay diferencias significativas; así que se empezará con la descripción de la estructura del shale:

El shale se caracteriza por ser un sistema de doble porosidad (matriz y fractura o red de fracturas). Así, al igual que en los yacimientos convencionales, 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.

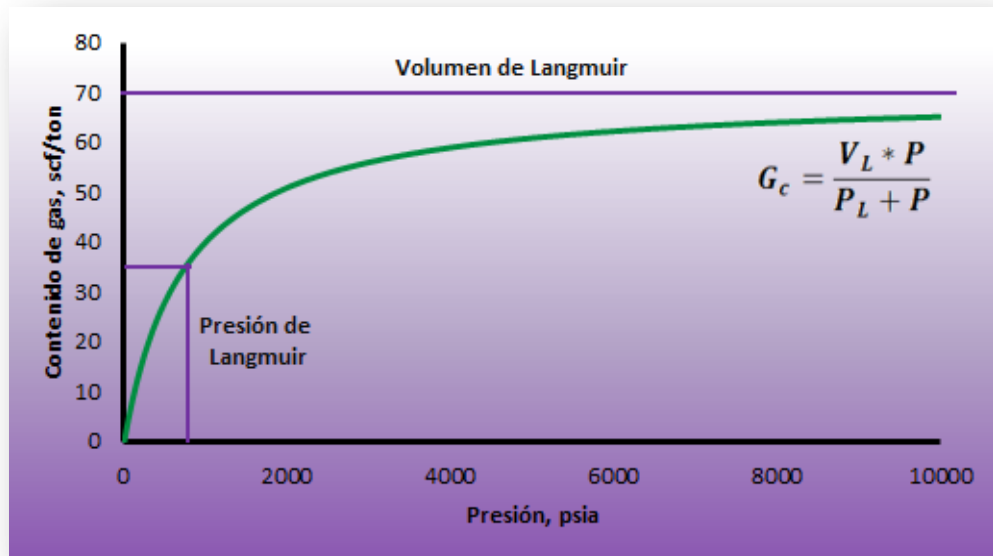
En cuanto a las similitudes, en yacimientos convencionales, el gas se almacena en los espacios porales de la matriz. En yacimientos de shale, el gas también se almacena en la matriz, la diferencia es que no se almacena en el volumen poroso sino se encuentra adsorbido en la superficie de los microporos 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 del gas y al área superficial del poro (no a su volumen). Como la permeabilidad de la matriz es tan pequeña, el movimiento del gas a través de la misma, es por difusión.

1.7. ISOTERMA DE LANGMUIR

Es la relación que describe el equilibrio entre el gas adsorbido y el gas libre como función de la presión. Su nombre se debe al físico-químico que la desarrolló.

En la **figura 7** se muestra la forma típica de la isoterma, la cual generalmente se determina experimentalmente: se toma una muestra de shale, y en el laboratorio se determina cuánto gas puede ser adsorbido en la superficie del mismo como función de la presión.

Figura 7: Isoterma de Langmuir



Fuente: Los autores

➤ **Contenido de gas:**

$$G_c = \frac{V_L * P}{P_L + P}$$

Con la ecuación anterior se puede calcular el contenido de gas adsorbido en la matriz del shale [SCF/ton] a partir de la presión del yacimiento y de los dos parámetros que describen la forma de la isoterma de Langmuir:

- **Volumen de Langmuir (V_L):** Es el valor de la isoterma cuando la presión tiende a infinito, por tanto éste es el parámetro que describe la cantidad máxima de gas adsorbido que puede contener la roca.
- **Presión de Langmuir (P_L):** Parámetro que controla la pendiente de la curva a bajas presiones. Es la presión a la cual la capacidad de almacenamiento de gas es igual a $\frac{1}{2}$ del volumen de Langmuir.

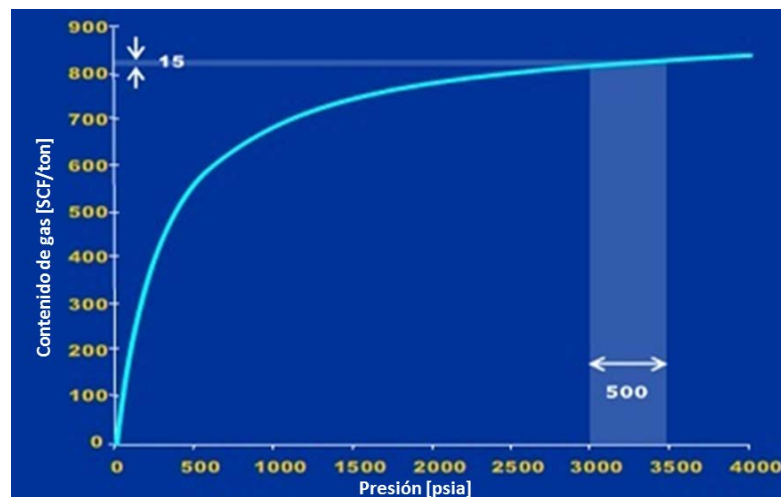
1.7.1. Características de la isoterma

Quizás una de las características más importantes de la isoterma es que no es lineal.

Como se puede ver en la **figura 8**, si se tiene una presión de yacimiento alta la cual se reduce en 500 psi, el contenido de gas será levemente disminuido.

Esto quiere decir que a altas presiones, una reducción de la presión causa que la cantidad de gas adsorbido disminuya muy poco y significa también que a altas presiones, la reducción en la presión causa que muy poco gas sea desorbido y producido.

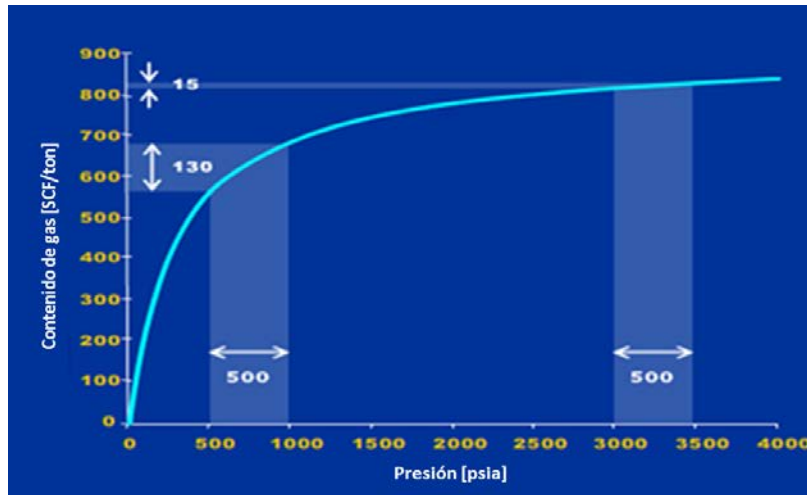
Figura 8: Cambio en el contenido de gas a altas presiones



Fuente: Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006

Por otro lado, si se tiene una baja presión de yacimiento (como se observa en la **figura 9**), la cual se disminuye en los mismos 500 psi, se puede ver que debido a la “no linealidad” de la isoterma, mucho más gas será desorbido y posteriormente producido.

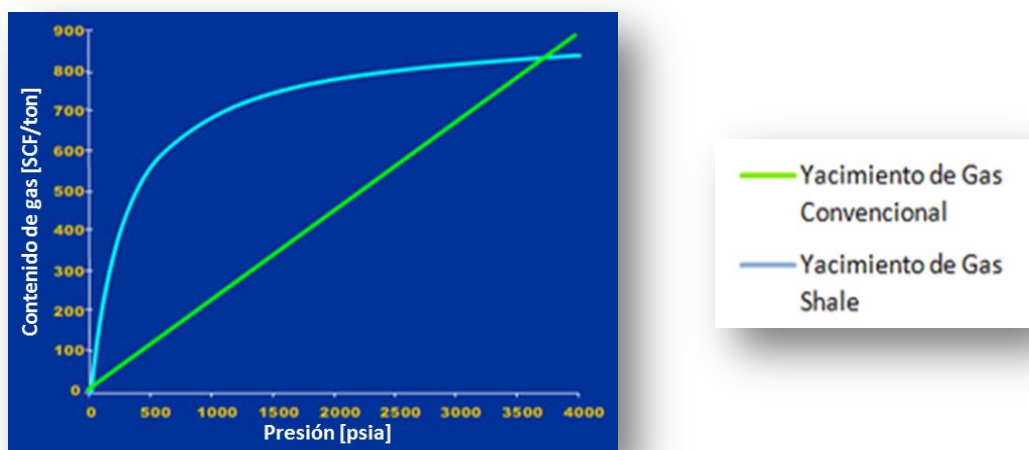
Figura 9: Cambio en el contenido de gas a bajas presiones



Fuente: Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006

Este comportamiento es bastante diferente a lo que ocurre en yacimientos de gas convencionales, en los cuales la relación entre la cantidad de gas producido y la presión del yacimiento es una relación lineal, como se observa en la **figura 10**.

Figura 10: Isotherma para un yacimiento convencional y para un shale



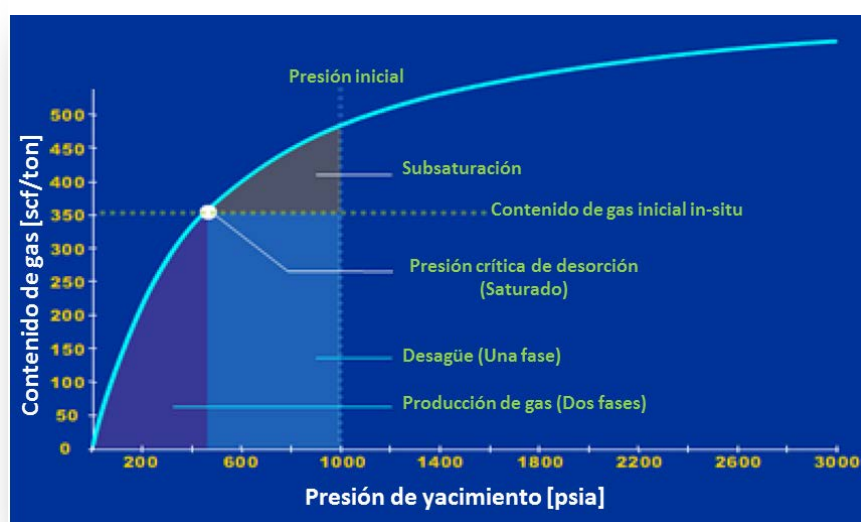
Fuente: Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006

1.8. PRODUCCIÓN DE AGUA

1.8.1. Proceso de desagüe

Existe la posibilidad de que en un yacimiento de gas shale, las fracturas naturales estén inicialmente llenas de agua. Por esa razón es necesario “desaguar” el yacimiento, es decir, producir esa agua para reducir la presión hasta llegar a la presión crítica de desorción (**figura 11**). A partir de este punto, si se sigue reduciendo la presión, se empezarán a producir ambos fluidos simultáneamente.

Figura 11: Desagüe de un yacimiento de Gas Shale



Fuente: Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006

Cuando se tiene un yacimiento de gas con agua en las fracturas significa inicialmente que la producción de gas será tardía (ya que primero debe desaguar el yacimiento) y segundo que se deberá tener control de un mayor volumen de agua, la cual será producida y posteriormente enviada a tratamiento. Por esta razón, la explotación de un yacimiento de este tipo siempre implica mayores costos operacionales que uno sin producción de agua.

1.8.2. Gas shales con producción de agua:

- Los pozos del shale de Barnett en Estados Unidos pueden producir grandes cantidades de agua. De acuerdo a los datos de la U.S. Geological Survey, algunos pozos producen casi tanta agua como un pozo de crudo (en promedio 1638 galones de agua producida por mil pies cúbicos de gas shale de Barnett)
- La compañía que explota el gas de New Albany en la cuenca de Illinois, ha dicho que éste yacimiento alcanza el pico de producción de gas después de un periodo de entre 6 y 12 meses en el cual se remueve el agua de los shales.
- El shale de Antrim en Michigan también contiene agua que debe ser removida para poder alcanzar las tasas máximas de producción de gas. En el caso de Antrim se requiere realizar un proceso de desagüe de entre 12 y 18 meses.

1.8.3. Gas shales sin o con muy baja producción de agua:

- La formación de shale Lewis, que se encuentra en la cuenca de San Juan en Nuevo México y Colorado produce muy poca agua.
- El shale de Fayetteville en Arkansas no produce agua.

1.9. MECANISMOS DE TRANSPORTE

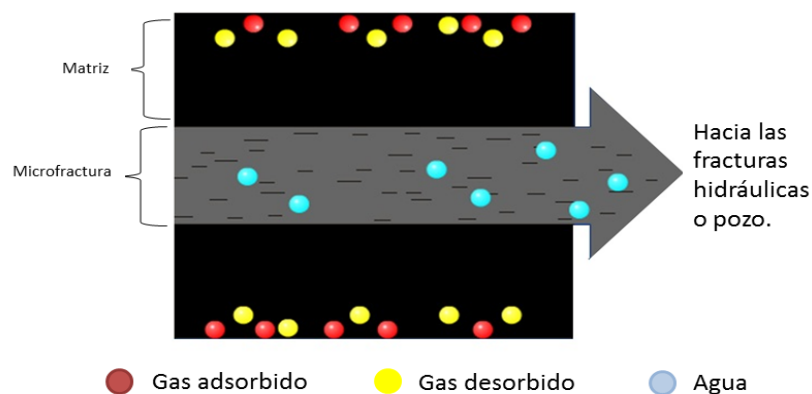
Teniendo en cuenta que la estructura del shale es muy distinta a la de los yacimientos convencionales, se esperaría que los mecanismos de transporte sean significativamente distintos. Ocurren esencialmente 3 procesos los cuales dominan en diferentes momentos durante la producción: desorción, difusión y flujo Darcy.

1.9.1. Desorción:

La adsorción del gas es un fenómeno de superficie y es causado por las fuerzas de atracción intermoleculares. La desorción es el proceso opuesto a la adsorción.

De esta forma, las moléculas adheridas a la superficie de la roca, empiezan a desprenderse debido a la caída de presión (**figura 12**). 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 y es función de la presión ya que a medida que se reduce la presión, una mayor cantidad de gas se liberará.

Figura 12: Desorción del gas



Fuente: Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006

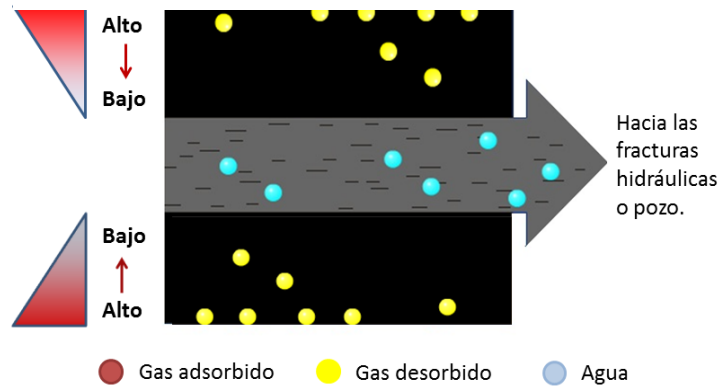
1.9.2. Difusión:

Después de la desorción, el gas empieza a desplazarse por la matriz; pero, debido a que la permeabilidad de ésta es bastante pequeña (casi despreciable), 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, como se observa en la **figura 13**, se tiene una alta concentración de gas lejos de la fractura, y una baja concentración cerca de la

misma. Esta diferencia de concentración hace que el gas se mueva por difusión desde la matriz hacia las fracturas.

Figura 13: Difusión del gas

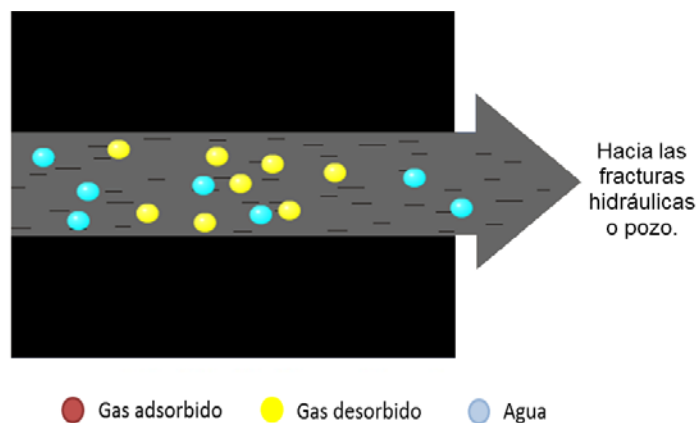


Fuente: Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006

1.9.3. Flujo Darcy:

Finalmente el gas entra a las microfracturas y posteriormente a las fracturas hidráulicas desde donde viajará gobernado por la ley de Darcy hacia la cara del pozo productor (**figura 13**). Este mecanismo es controlado por el gradiente de presión entre el yacimiento y el pozo.

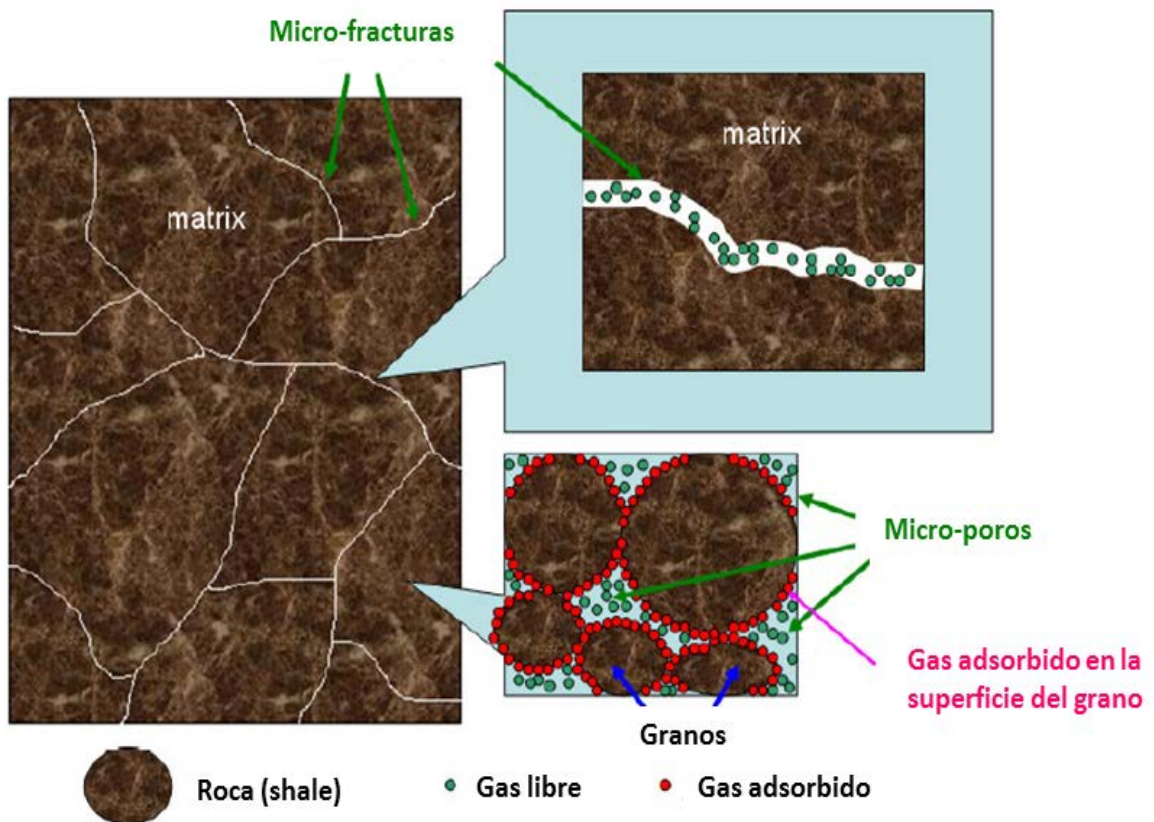
Figura 14: Flujo Darcy en las fracturas



Fuente: Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006

En la **figura 15** se representa la porosidad de matriz, de las fracturas naturales y de adsorción. Aunque la porosidad de adsorción no es espacio poroso real, se define la fase de gas adsorbido como una porosidad imaginaria debido a que representa una capacidad de almacenamiento para el gas en los yacimientos de shale.

Figura 15: Mecanismo de almacenamiento en yacimientos de shale gas

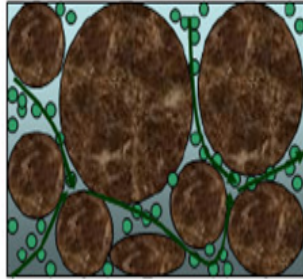


Fuente: Michael J. Economides, SPE 2011

La **figura 16** muestra al shale como un mecanismo de transporte en el que el flujo a través de las fracturas induce un flujo en la matriz y con una suficiente caída de presión, el gas adsorbido en la superficie de los granos se libera a las microfrazuras y a los poros de la matriz. Finalmente el gas desorbido fluye por difusión desde los poros de la matriz hasta las microfrazuras para después ser producido.

Figura 16: Mecanismo de flujo de los yacimientos de shale gas

Mecanismo de transporte del gas libre

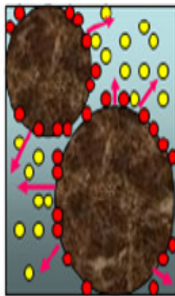


Flujo de gas libre en el sistema poroso

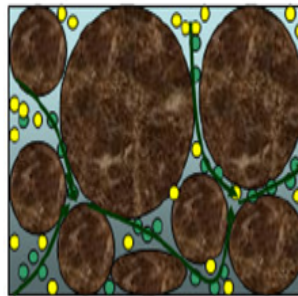
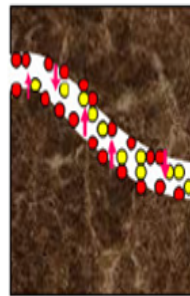


Flujo de gas libre en el sistema de fracturas

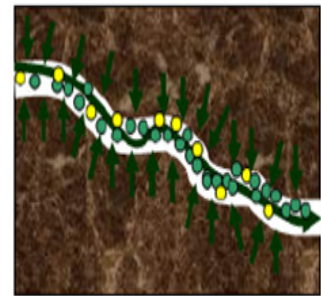
Mecanismo de transporte del gas adsorbido y el gas libre



Desorción del gas en los poros y las microfrazas



flujo de gas libre y desorbido en los poros



flujo de gas libre y desorbido en las microfrazas

● Gas adsorbido ● Gas libre ● Gas desorbido → Desorción → Flujo en el medio poroso

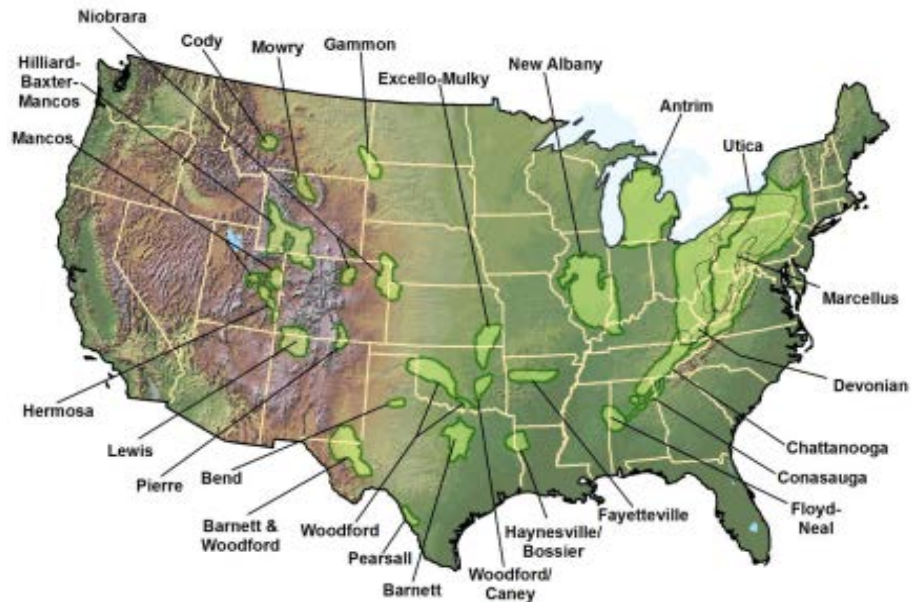
Fuente: Michael J. Economides, SPE 2011

1.10. FORMACIONES DE GAS-SHALE EN ESTADOS UNIDOS

El shale gas en Estados Unidos está creciendo rápidamente como fuente de gas natural. Acompañado con las tecnologías de fracturamiento hidráulico y perforación horizontal, el desarrollo de nuevas fuentes de shale gas ha compensado la declinación de producción de los yacimientos de gas convencionales, y ha llevado a incrementar las reservas de gas natural en

Estados Unidos. En la **figura 17** se observan las formaciones de Gas Shale existentes en este país.

Figura 17: Formaciones de Gas-Shale en Estados Unidos



Fuente: http://www.top10stockstoday.com/MNLU/MNLU_landing_2011_01_15.html

A continuación se mencionarán algunos de los yacimientos más importantes de shale gas en Estados Unidos y sus propiedades petrofísicas más relevantes.

1.10.1. Formación Barnett

Es el primer yacimiento de shale gas que se puso en producción en Norte América y el mundo. Se encuentra en la parte norte y centro de Texas. Fue descubierto en los años 50's pero empezó a explotarse en los 80's y desde entonces ha servido como modelo para la explotación de las otros yacimientos de gas shale en el mundo. Ubicado en la cuenca Fort Worth, tiene entre 200 y 800 ft de espesor (500 ft de espesor en la parte más productiva del yacimiento), y se encuentra a una profundidad de entre 6000 y 9000 ft.

La formación es sobrepresionada, las litofacies en Barnett son principalmente sedimentos finos con alto contenido de silicio, y la formación productiva es un shale negro rico en materia orgánica (TOC ~4-8%), con muy baja permeabilidad que varía entre 0,00007 y 0,005 mD, y una porosidad de matriz promedio 1 - 6%.

El play contiene gran variedad de hidrocarburos, que incluyen un petróleo de 40°API, gas condensado, gas húmedo y gas seco. El gas puede estar en solución, como gas libre en la matriz, gas libre en las fracturas o como gas adsorbido en la roca. Las fracturas naturales en Barnett son realmente pequeñas (0,02-0,2 mm), verticales y de poca altura.

La primera década de estimulación del shale de Barnett estuvo dominada por fracturamientos hidráulicos masivos (más de un millón de libras de propante llevados por sistemas de gel viscoso).

1.10.2. Formación Eagle Ford

El Eagle Ford es un shale calcáreo que se extiende desde la frontera con México en el sur hasta el Este de la cuenca de Texas. Este yacimiento se conoce hace mucho tiempo pero recientemente se “descubrió” como formación de shale económicamente viable (empezó a producir en el año 2009).

Análisis recientes de registros y corazones demuestran que sus características estructurales varían significativamente a lo largo del play. Por ejemplo, el espesor varía desde 500 ft en el suroeste hasta 45 ft en el área de Austin, la profundidad está entre 2500 y 13000 ft, se presentan gradientes de presión entre 0,4 y 0,8 psi/ft, el TOC entre 2 y 9% y la permeabilidad está en un rango de entre 1 y 800 nD. En cuanto a la saturación de agua, ésta varía desde un mínimo de 7% hasta un máximo de 31%. Finalmente, la mineralogía varía en gran medida a lo largo del yacimiento

A diferencia de muchos yacimientos de shale gas en Norte América, el shale de Eagle Ford contiene una cantidad significativa crudo; de hecho está

conformado por tres ventanas de hidrocarburos: crudo, gas húmedo/condensado, y gas seco.

1.10.3. Formación Haynesville

Haynesville es conocido como el más grande y activo play de shale gas en Estados Unidos, con cerca de 198 torres de perforación horizontal actualmente en funcionamiento.

El shale de Haynesville está formado por lodolitas orgánicas calcáreas y es uno de los plays de gas natural con más rápido desarrollo en los Estados Unidos. Se extiende en un área de aproximadamente 5,8 millones de acres en el noreste de Texas y noroeste de Louisiana.

El Haynesville es un yacimiento térmicamente maduro con menos de 3% de TOC, litología mezclada de shale, arena y limo; y gradientes de presión iniciales anormalmente altos (0,77 a 0,91 psi/ft). Su espesor varía entre 200 ft y 400 ft, se encuentra a una profundidad de entre 11000 y 14500 ft, y tiene una temperatura de yacimiento de entre 250 y 350 °F. La porosidad promedio del yacimiento está en un rango de 6% a 10% mientras que la permeabilidad varía ampliamente a lo largo del play. Por otro lado, la saturación promedio de gas (S_g) varía de 65% a 80%.

La formación Haynesville tiene el potencial de convertirse en una importante fuente de shale gas para los Estados Unidos, con un estimativo de Original Gas In-Place de 717 TCF y reservas técnicamente recuperables estimadas de 251 TCF (National Energy Technology Laboratory).

1.10.4. Formación Fayetteville

El shale de Fayetteville es negro, rico en materia orgánica y abarca gran parte del norte de Arkansas y algunos Estados adyacentes. Produce gas natural en la porción central de la cuenca de Arkoma.

La empresa Southwestern Energy Company (SWN) descubrió la formación de shale Fayetteville en Arkansas y lo ha desarrollado efectivamente desde el año 2004. Originalmente se perforaban pozos verticales, de los cuales se producía a tasas entre bajas y moderadas; pero actualmente la gran mayoría de pozos son horizontales, perforados en zonas productoras de entre 50 y 350 ft de espesor con profundidades totales medidas de entre 1500 y 9000 ft y secciones laterales de aproximadamente 4500 ft.

En promedio durante el 2010 hubo 15 torres de perforación activas, y cada una de ellas perforaron cerca de 35 pozos al año, todos ellos producen gas seco. La madurez termal es alta debido a la actividad tectónica y a los eventos ígneos.

1.10.5. Formación Marcellus

Marcellus es un yacimiento de shale localizado en el noreste de Estados Unidos. Ocupa más de 30 millones de acres en ciertas partes de Nueva York, Pensilvania, Ohio, Virginia y Tennessee.

Esta formación contiene una gran cantidad de recursos de gas natural y su proximidad a varias ciudades de alta demanda en la costa Este de Estados Unidos lo hace un objetivo atractivo para el desarrollo de este tipo de energía.

La gran mayoría de los pozos han sido perforados horizontalmente y completados con tratamientos de fracturamiento hidráulico multietapa. En cuanto a la geología del yacimiento, el Marcellus shale está conformado por clorita, illita, cuarzo, feldespato, pirita y calcita, es altamente laminado y tiene zonas variables de arcilla. La porosidad y el carbón orgánico total (TOC) exceden el 10% en muchas partes de la formación, y la permeabilidad de la matriz varía entre 400 y 800 nD. El yacimiento se encuentra a profundidades de entre 4000 y 8500 ft, espesor neto entre 50 y 200 ft y OGIP de 1500 TCF.

Los pozos más productivos de todo el yacimiento están en profundidades de entre 4000 y 8000 pies (TVD). El espesor de los intervalos productores varía entre 13 y 40 ft.

1.10.6. Formación de New Albany

El shale de New Albany es predominantemente una roca rica en materia orgánica, de color entre café y negro que está ubicado en la cuenca de Illinois. Se ha estimado que la cantidad total de gas en esta cuenca es 86 TCF. Aunque el shale de New Albany ha producido cantidades comerciales de gas durante más de 100 años desde muchos campos en el sur de Indiana y el oeste de Kentucky, sólo una pequeña fracción de su potencial se ha explotado.

Este shale es superficial, biogénico y termogénico: se encuentra a profundidades de entre 600 y 5000 ft con un espesor de entre 100 y 200 ft.

El shale de New Albany tiene gran potencial de reservas de gas natural. Se calcula que el gas in place está entre 8 BCF/milla cuadrada y 20 BCF/milla cuadrada, dependiendo de la localización y la profundidad.

A diferencia de otros shale plays, el shale de New Albany tiene un intervalo continuo de 100 ft de pay zone, del cual se produce agua acompañando al gas. El factor de recobro actual de gas se estima en un 15-20% con pozos verticales. Con una perforación horizontal de sólo 1000 ft de sección lateral, se ha demostrado que el pozo produce a largo plazo un flujo estable de gas, por tal razón se espera que la producción comercial de estos pozos alcance para 40 años o más.

En la **tabla 1** se muestra una comparación entre las propiedades y recursos de algunos de los yacimientos estadounidenses antes mencionados.

Tabla 1: Comparación de propiedades de yacimientos Estadounidenses

	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	New Albany
Area estimada [mi ²]	5000	9000	9000	95000	43500
Profundidad [ft]	6500 - 8500	1000 - 7000	10500 - 13500	4000 - 8500	500 - 2000
Espesor neto [ft]	100 - 600	20 - 200	200 - 300	50 - 200	20 - 100
TOC [%]	4,5	4 - 9,8	0,5 - 4	3 - 12	1 - 25
Porosidad total	4 - 5	2 - 8	8 - 9	10	10 - 14
Contenido de gas [SCF/ton]	200 - 350	60 - 220	100 - 330	60 - 100	40 - 80
OGIP [TCF]	327	52	717	1500	160
Reservas recuperables [TCF]	44	41,6	251	262	19,2

Fuente: Modern Shale Gas development in the United States (EIA, 2009)

1.11. SHALE GAS EN AMÉRICA LATINA

En los últimos años el shale gas ha cambiado el panorama energético en los Estados Unidos. La revolución del shale gas ha dado un giro radical a los pronósticos sobre energía, alteró el perfil energético de los Estados Unidos y ha dado pie a la pregunta de si Estados Unidos es importador o exportador de gas natural. Recientemente, se han venido estudiando proyectos en algunos países latinoamericanos e incluso en unos de ellos ya se están llevando a cabo. Esto hace que surja la pregunta de si es posible que el shale gas tenga el mismo impacto en América Latina.

En la **tabla 2** se puede ver la lista de países latinoamericanos que tienen potencial de shale gas y el volumen de este recurso que puede ser técnicamente recuperado. Como se observa, los países mejor posicionados en lo que se refiere a shale gas son Argentina, México y Brasil.

Tabla 2: Potencial de Shale Gas en América Latina

País	Potencial de shale gas in situ (TCF)	Recursos técnicamente recuperables (TCF)
Argentina	2732	774
México	2366	681
Brasil	906	226
Chile	287	64
Paraguay	249	62
Bolivia	192	48
Uruguay	83	21
Colombia	78	19
Venezuela	42	11

Fuente: EIA, 2011

El auge del shale gas en Estados Unidos ha inspirado a muchos en la industria a tratar de replicar el fenómeno alrededor del mundo. Esto es porque el shale gas es mucho más abundante que las fuentes convencionales de gas.

El potencial de América Latina para el gas no convencional ha sido documentado recientemente en un informe de la U.S. Energy Information Administration (EIA). De acuerdo con el análisis, en América Latina, Argentina tiene el mayor potencial de gas shale, seguido por México y Brasil.

1.11.1. Argentina

Argentina ha concentrado el mayor interés en la explotación del shale gas en la región. Varios yacimientos de shale gas han sido descubiertos, creando un gran entusiasmo. En diciembre del año 2010, la firma argentina YPF anunció un descubrimiento masivo de shale gas que, según informó, podrá garantizar el abastecimiento de gas del país por muchas décadas.

Las expectativas para el shale gas en Argentina son trascendentales, ya que en los últimos años, la nación ha estado al borde de una crisis energética, en gran parte debido a los controles de precios oficiales y la política interna que convirtieron al país en importador de gas natural y desincentivaron a las

empresas de realizar inversiones importantes. Noticias recientes en cuanto a las inversiones y al interés por parte de las compañías petroleras internacionales indican que el shale gas puede estar revirtiendo esa tendencia.

1.11.2. México

México también figura de forma destacada en la discusión del potencial del shale gas en la región, ya que cuenta con el segundo mayor potencial de América Latina. A pesar de ello, ha hecho poco para desarrollar los yacimientos existentes, debido en gran parte al enfoque de Pemex, la petrolera nacional, privilegia el desarrollo de los depósitos de petróleo crudo.

Es por eso que el primer pozo de shale gas en México se perforó hace muy poco tiempo, sin embargo, debido al éxito experimentado en Estados Unidos con esta fuente no convencional de gas, se ha asegurado recientemente que la exploración y el desarrollo de tales campos están en la agenda energética del país.

1.11.3. Brasil

De acuerdo con el informe de la EIA, Brasil también posee un gran potencial de shale gas, localizado principalmente en la región sureste del país. Sin embargo, parece que el éxito de Brasil en el desarrollo de petróleo costa fuera, reservas de gas y etanol ha relegado al shale gas a una menor prioridad.

La tecnología es uno de los elementos claves para el desarrollo del shale gas en América Latina. El acceso a la tecnología y a los conocimientos necesarios para extraer el gas de una manera efectiva en costos es una necesidad crítica para la región.

Teniendo todo esto en cuenta, puede decirse que el futuro del shale gas en América Latina es prometedor, pero existen obstáculos clave que deben ser superados. El formidable potencial indica que hay enormes posibilidades de desarrollo de esta industria. Al mismo tiempo, la explotación del shale gas y el

desarrollo de la industria correspondiente podrían resultar más lentos de lo previsto o esperado, y sin duda muy costosos.

1.12. SHALE GAS EN COLOMBIA

En lo que concierne al potencial de nuestro país en cuanto a reservas y posibles volúmenes recuperables de shale gas, se han hecho varios estudios dentro de los cuales se destacan los siguientes:

1.12.1. Potencial según Arthur D'Little

En el año 2008 realizó uno de los estudios más optimistas, al estimar un Original Gas In Place de 316,5 TCF en las cuencas de: El Magdalena medio, la cordillera oriental y Cesar Ranchería.

En la **tabla 3** se muestran los principales parámetros que Arthur D'Little tuvo en cuenta para realizar su estimación y el respectivo cálculo de volumen original y reservas recuperables para cada una de las cuencas:

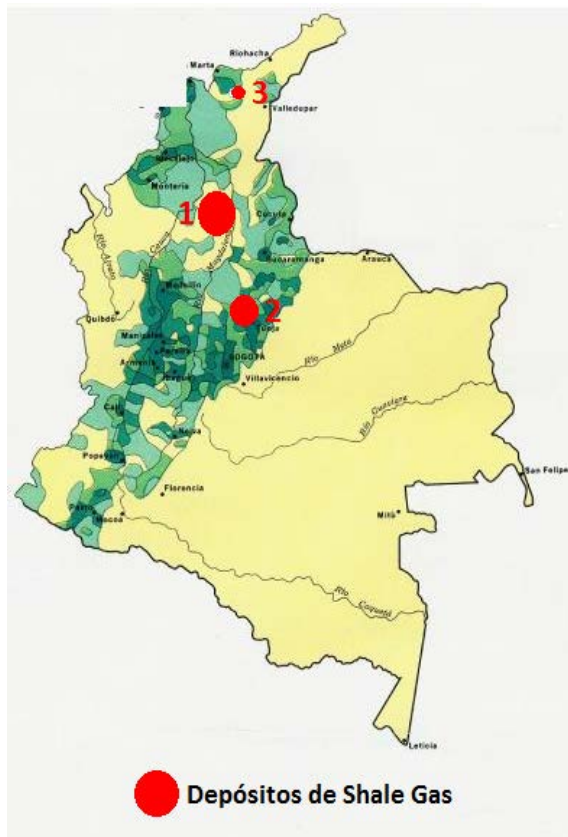
Tabla 3: Potencial de Shale Gas en Colombia

Cuenca	Área [mi ²]	Espesor [ft]	Gas in situ [TCF]	Reservas recuperables [TCF]
Magdalena medio	2896	328	289,5	29
Cordillera oriental	193	328	19,3	1,9
Cesar Ranchería	77	328	7,72	0,8
Total			316,52	31,7

Fuente: Arthur D'Little Inc, 2008

La **figura 18** muestra la ubicación geográfica de las 3 áreas donde se encuentran estos volúmenes potenciales de shale gas.

Figura 18: Depósitos de Shale Gas en Colombia



- 1- Valle medio del Magdalena**
- 2- Cordillera oriental**
- 3- Cesar Ranchería**

Fuente: Modificado de Arthur D'Little Inc

1.12.2. Formación La Luna (World shale gas resources, EIA 2011)

La Luna es una formación del cretácico la cual está a relativamente poca profundidad en la cuenca del Catatumbo, a unos 6000-7600 ft. Los intervalos de caliza de ésta formación, pueden ser excelentes rocas almacén para los hidrocarburos que se generaron en los shales que se encuentran a una profundidad un poco mayor. El carbón orgánico total de estas rocas alcanza un máximo de 11.2% pero los valores más típicos están entre 4 y 5%. Cubre una posible área prospectiva de alrededor 838400 acres y tiene espesores de entre 100 y 300 ft. Adicionalmente, a partir de modelos se ha determinado que el gradiente de temperatura actual varía entre 1,7 y 2 °F por cada 100 ft de

profundidad. La EIA estima que el OGIP es 29 TCF en ésta zona de los cuales 7 TCF son potencialmente recuperables.

1.12.3. Potencial de shale gas en la cordillera oriental de Colombia

Mario García González, geólogo de la Universidad Industrial de Santander, habla de una estimación preliminar, la cual revela una fuente de shale gas de 37 TCF (OGIP), el cual fue calculado basándose en la gran cantidad de materia orgánica que poseen estas rocas, la reflectancia de vitrinita (indicador de madurez en rocas generadoras de hidrocarburos), el espesor de la formación y el tamaño de las grandes estructuras de la cordillera.

La cordillera oriental de Colombia tiene una gruesa secuencia de rocas sedimentarias, entre las cuales se tienen limolitas, shales y lodolitas con dos niveles ricos en materia orgánica que presentan gran potencial para producir shale gas, lo cual está evidenciado en que tienen un alto TOC (1-8%).

2. MODELAMIENTO MATEMÁTICO DE YACIMIENTOS DE GAS SHALE

2.1. DOBLE POROSIDAD

Un yacimiento de Gas-shale es un sistema de doble porosidad, en el cual los fluidos existen en dos sistemas interconectados:

- La matriz de roca, que usualmente proporciona el volumen total del yacimiento.
- Las fracturas altamente permeables (respecto a la matriz).

Si los bloques de matriz están comunicados solo a través del sistema de fracturas, esto convencionalmente puede ser tomado como un sistema de doble porosidad y una sola permeabilidad, ya que el flujo de fluidos se da solo en la red de fracturas con los bloques de matriz actuando como fuentes. Así, el gas contenido en la matriz (libre y desorbido) pasa a las micro-fracturas por difusión.

2.1.1. Modelo de matriz discretizada

Los modelos de doble porosidad asumen que el flujo matriz-fractura es en estado estable, y así las celdas de matriz pueden ser tomadas como una sola celda., pero los yacimientos de shale gas frecuentemente tienen un sistema de porosidad de matriz donde la naturaleza transitoria del flujo de la matriz a la fractura es importante. Para modelar estos sistemas Eclipse 300 cuenta con un modelo de matriz discretizada, en el cual cada celda de matriz se subdivide en una serie de subceldas, permitiéndole al simulador predecir el comportamiento transitorio.

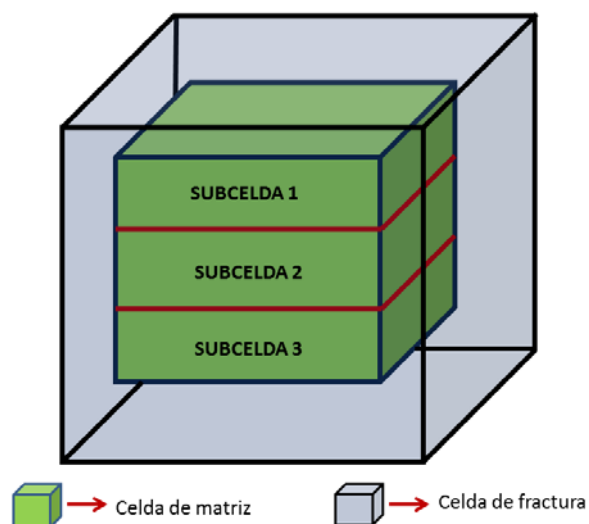
La subdivisión de la matriz es establecida automáticamente por el simulador una vez que el número de subceldas se ha especificado, utilizando la keyword NMATRIX en la sección RUNSPEC del archivo de datos de entrada.

Para modelar estos sistemas de doble porosidad, dos celdas de simulación se asocian con cada bloque en el grid, representando el volumen de matriz y fractura de la celda. En ECLIPSE la porosidad, permeabilidad, profundidad, etc. de estos puede ser definida independientemente. Un acople de transmisibilidad matriz-fractura, se crea automáticamente por ECLIPSE, para simular el flujo entre los dos sistemas debido a la expansión del fluido.

En una corrida de doble porosidad en eclipse, el número de estratos en la dirección Z debe ser duplicado. ECLIPSE asocia la primera mitad del grid (número de divisiones en Z dividido entre 2) con los bloques de matriz, y la segunda mitad con las fracturas. Pero si el modelo de matriz subdividida es usado, entonces el número de divisiones en Z será la suma de las celdas de matriz, las de fractura y el número total de subceldas. Así para el caso del anexo 1, un grid de 20 capas con 3 subdivisiones de matriz, tendrá un total de divisiones en Z igual a 100 (20 celdas de matriz+20 celdas de fractura+60 subceldas²)

La **figura 19** muestra un esquema representativo del sistema matriz- fractura con tres subceldas de matriz.

Figura 19: Sistema matriz-fractura



Fuente: Los autores

² El número total de subceldas resulta de multiplicar las celdas de matriz (20) por el número de subdivisiones de matriz (3).

2.1.2. Modelo de adsorción

La cantidad de gas adsorbido en el shale es representado utilizando el modelo del simulador para CBM (gas asociado a mantos de carbón), el cual es activado con la Keyword COAL en la sección RUNSPEC del archivo de entrada. Para simular el mecanismo de desorción del gas ECLIPSE 300 cuenta con dos modelos de flujo:

- Modelo de desorción instantánea: la cantidad de gas adsorbido esta en equilibrio instantáneo con el gas libre.
- Modelo de desorción dependiente del tiempo: la cantidad de gas desorbido es función del tiempo.

Para escoger entre los dos modelos se debe utilizar la keyword CBMOPTS. A diferencia del modelo de desorción instantánea, el dependiente del tiempo requiere que se introduzca el coeficiente de difusión de cada componente del gas en el shale, mediante la keyword DIFFCBM, además es importante tener en cuenta que si se usa dicho modelo, el valor a introducir en la keyword PORO de las celdas de matriz, es la fracción de roca ($1-\Phi_m-\Phi_f$), en la cual se adsorbe el gas.

Con el fin de especificar las celdas que contienen gas adsorbido se utiliza la keyword COALNUM, ésta indica el número de regiones de shale y no puede ser mayor al valor máximo de regiones de shale definidas con la keyword REGDIMS.

Es necesario redefinir las zonas con gas adsorbido para de tal manera asignar un volumen de porosidad de matriz, lo cual se logra con la keyword COALNUMR. Ésta se usa de la forma mostrada en el anexo 1:

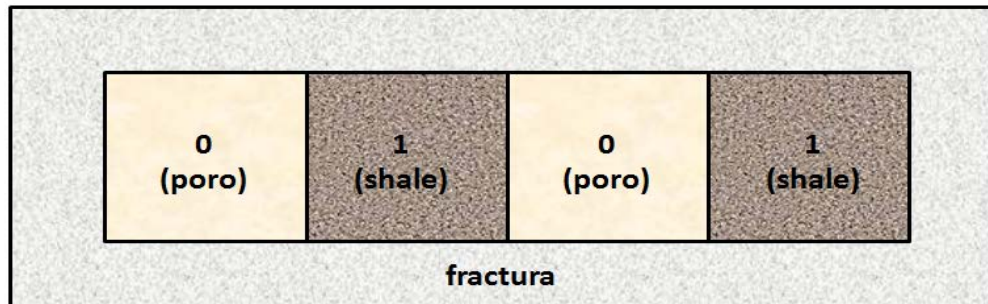
COALNUMR

1 0 1 0 1 /

El primer ítem hace referencia a la región de carbón (shale). Los siguientes datos se refieren al número de subdivisiones de matriz y la celda de matriz (NMATRIX); el cero implica que no hay gas adsorbido y representa el volumen poroso de la matriz, por otro lado el 1 representa el caso

contrario (capacidad de adsorber gas) y se refiere a la fracción de roca. Lo anterior se ilustra en la **figura 20**.

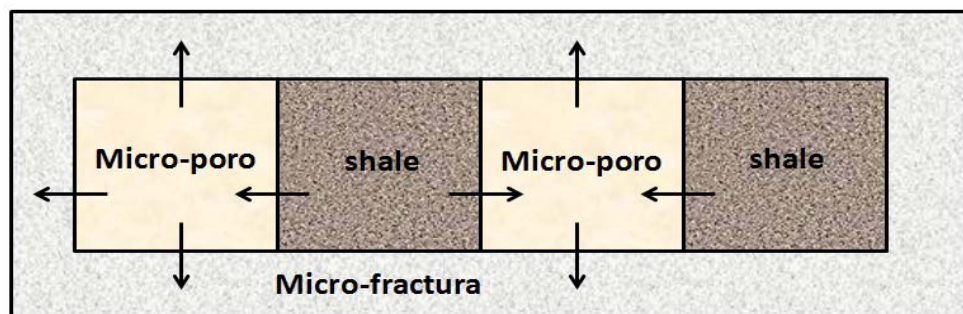
Figura 20: Redistribución de regiones de shale



Fuente: Los autores

La **figura 21** representa el sistema intercomunicado matriz-fractura para yacimientos de shale gas. El gas se desorbe de la roca, es almacenado en los micro-poros y fluye por difusión a las micro-fracturas.

Figura 21: Modelo de doble porosidad



Fuente: Los autores

2.2. MODELO DE LA ISOTERMA EXTENDIDA DE LANGMUIR

La isoterma extendida de Langmuir es usada para describir la sorción del shale para diferentes componentes. La capacidad de adsorción es una función de la presión y la composición de la fase de gas libre. Para cada componente se

necesitan dos parámetros de entrada, el volumen $G_{sL}(V_L)$ y la presión p_L de Langmuir (Ver página 19).

La capacidad de adsorción multicomponente es calculada por:

$$G_a(p, y_1, y_2, \dots) = \sum_{i=1}^n \left(G_{sLi} \frac{y_i \frac{p}{p_{Li}}}{1 + \sum_{j=1}^n y_j \frac{p}{p_{Lj}}} \right) \quad (2.1)$$

Donde,

G_{sLi} = Volumen de Langmuir para el componente i

p_{Li} = Presión de Langmuir para el componente i

y_i = fracción molar del componente i en la fase gas

p = Presión

Para el caso especial de un solo componente, la isoterma extendida de Langmuir es idéntica a la isoterma usual de Langmuir (capacidad de almacenamiento como una función de la presión)

$$G_a(p) = \left(G_{sL} \frac{\frac{p}{p_L}}{1 + \frac{p}{p_L}} \right) \quad (2.2)$$

Donde G_{sL} es la capacidad de almacenamiento máxima por el gas, la cual se refiere al volumen de Langmuir, y p_L es la presión de Langmuir. Las constantes usadas en la formulación extendida de Langmuir pueden ser estimadas en el laboratorio.

2.3. MECANISMO DE TRANSPORTE POR DIFUSIÓN

En yacimientos convencionales la advección³, la cual depende de los gradientes de presión, es el modo primario de transporte de gas. En estos yacimientos la difusión, mecanismo de transporte según el gradiente de concentración, es despreciable. Algunas rocas de yacimientos de shale-gas pueden tener permeabilidades de matriz de hasta unos pocos nano-darcys. Con estas permeabilidades la contribución de la difusión para el transporte de gas necesita ser examinada más cuidadosamente.

Para un medio poroso, D es el coeficiente de difusión aparente. Para rocas en las cuales el único canal de conductividad eléctrica es el fluido, D está relacionado con el coeficiente de difusión molecular D_{free} , de la misma forma en que la conductividad eléctrica de la roca se relaciona con la conductividad eléctrica del agua almacenada. Es decir, se relacionan a través del factor de formación de la roca F (Perkins y Johnston, 1963).

$$D = \frac{D_{free}}{F} \quad (2.3)$$

D_{free} está relacionado con la temperatura absoluta del fluido T , su viscosidad μ , la constante de Boltzmann k_b , y el radio molecular r en la ecuación (2.4) (Huang, 1963)

$$D_{free} = \frac{k_b T}{6\pi\mu r} \quad (2.4)$$

F puede ser expresado según la ley de Archie en términos de la porosidad ϕ como

$$F = \phi^{-m} \quad (2.5)$$

³ Advección: Movimiento de traslación en la misma dirección de flujo.

Como la arcilla forma parte de la matriz estas rocas son esencialmente de grano muy fino, baja porosidad, cementadas por arena sucia. Para establecer el valor del coeficiente de cementación, m , requeriríamos medir la difusión en este tipo de rocas, o modelarlo con imágenes detalladas de la geometría del poro. Cuando faltan tales mediciones o cálculos, el valor de m depende de observaciones generales. Para rocas cementadas con geometrías de poro conectadas, m usualmente es 2.

La contribución de mecanismo de difusión es importante solo para rocas con permeabilidades menores a 10 nanodarcies, así en yacimientos como Barnett (70-5000 nD) el transporte por difusión no es importante.

2.3.1. Modelo de difusión

La difusión molecular puede ser modelada usando los coeficientes de difusión. Y la tasa de flujo por difusión es controlada por el gradiente de concentración (Ley de Fick), así:

$$J_i = -cD_i \frac{\partial x_i}{\partial d} \quad (2.6)$$

2.3.2. Difusión Matriz-Fracturas

El acople de difusividad matriz-fractura es proporcional al volumen total de la celda y al volumen total de las celdas de matriz:

$$T_D = DM_{MF} * \Phi_m * V * \sigma \quad (2.7)$$

Donde

DM_{MF} es el un multiplicador de la difusión matriz-fractura.

Φ_m es la porosidad de las celdas de matriz

V es el volumen total de las celdas de matriz

Y σ es un factor que representa el área de la interface matriz-fractura por unidad de volumen total.

Kazemi propuso la siguiente expresión para calcular σ :

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right) \quad (2.8)$$

Donde l_x , l_y y l_z son las dimensiones X,Y y Z de los bloques de material que conforman el volumen de matriz.

En la ecuación 4, l_x , l_y y l_z por tanto no están relacionados con las dimensiones del grid de simulación.

Alternativamente, como σ actúa como un multiplicador en el acoplamiento matriz-fractura, este puede ser tratado simplemente como un parámetro de ajuste histórico.

En una simulación numérica σ puede ser especificado como un único valor para todo el campo (grid), o un valor celda a celda.

2.3.3. Modelo de difusión dependiente del tiempo

El flujo de difusión entre la matriz y las fracturas naturales esta dado por:

$$F_i = D_{MF} \cdot D_{c,i} \cdot S_g \cdot R F_i \cdot (m_i - \rho_c L_i) \quad (2.9)$$

Donde

m_i = Densidad molar de la matriz de shale.

D_{MF} = Difusividad matriz-fractura.

ρ_c = Densidad de la roca (densidad del shale).

$D_{c,i}$ = Coeficiente de difusión del componente i .

RF_i = factor de Readsorción del componente i .

S_g = Saturación de gas, para la desorción se usa el valor de 1.

Como se puede observar en la ecuación de flujo, la densidad del shale debe especificarse, como ésta se multiplica por la capacidad de adsorción de Langmuir (L_i), el término $\rho_c L_i$ representa la densidad molar adsorbida en equilibrio.

La difusividad matriz-fractura está dada por:

$$D_{MF} = DM_{MF} * VOL * \sigma \quad (2.10)$$

Donde DM_{MF} es un multiplicador de la difusión matriz-fractura.

VOL es el volumen de shale de la celda.

σ es el factor que tiene en cuenta el área de la interface matriz-fractura por unidad de volumen.

El tiempo de sorción frecuentemente es una cantidad más fácil de obtener que los coeficientes de difusión. Para la desorción el flujo se puede escribir como:

$$F_i = \frac{VOL}{\tau_i} * (m_i - \rho_c L_i) \quad (2.11)$$

Donde:

$$\tau_i = \frac{1}{D_{c,i} * DM_{MF} * \sigma} \quad (2.12)$$

Es llamado tiempo de sorción. Este parámetro controla el periodo de tiempo antes de que el gas liberado entre al sistema de fracturas. Como se puede observar los tiempos de sorción están dados por los coeficientes $D_{c,i}$ y σ , junto con el factor DM_{MF} .

2.4. ORIGINAL GAS IN PLACE (OGIP)

Para calcular el volumen original de gas en sitio correspondiente al gas libre en los dos sistemas porosos (matriz y red de fracturas), el simulador utiliza el método volumétrico, así:

$$G_f = \frac{43560 A h (\phi_m + \phi_f)}{B_{gi}} \quad (2.13)$$

Y para el gas adsorbido:

$$G_a = 43560 A h (1 - \phi_m - \phi_f) \rho_b \frac{V_L P}{P_L + P} \quad (2.14)$$

Entonces, el volumen original de gas en sitio está dado por:

$$OGIP = G_f + G_a \quad (2.15)$$

Es decir,

$$OGIP = \frac{43560 A h (\phi_m + \phi_f)}{B_{gi}} + 43560 A h (1 - \phi_m - \phi_f) \rho_b \frac{V_L P}{P_L + P} \quad (2.16)$$

3. SENSIBILIZACIÓN DE PARAMETROS

3.1. MODELO CONCEPTUAL (SINGLE WELL)

3.1.1. Dimensiones y condiciones del Grid de simulación

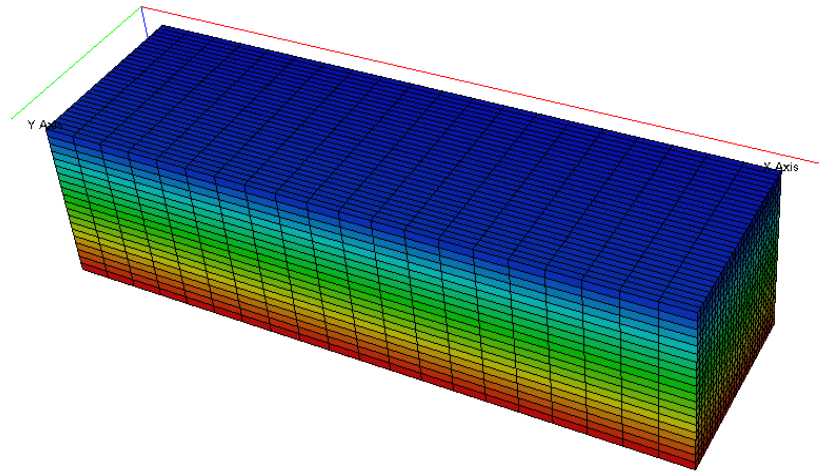
El modelo fue desarrollado en Eclipse 300; el caso base (ver anexo 1) está representado por un grid de simulación de 30*31*20 bloques (**figura 22**) en las direcciones X, Y, Z, respectivamente, con 3 subdivisiones de celdas de matriz (ver página 39), un pozo horizontal para producción de gas (única fase presente en el yacimiento con una composición de 100% metano; no existe agua libre en el sistema de fracturas). Las dimensiones de cada celda son 150*29.04*2.5 ft en las direcciones X, Y, Z, excepto para las celdas que representan las conexiones del pozo, las cuales son de 0.0006*29.04*2.5 ft. Así, todo el enmallado representa un área de 60 acres y un espesor de 50ft.

A cada celda se le asignó un valor de permeabilidad de matriz de 5E-5, permeabilidad de fractura de 5E-4, porosidad de matriz de 6% y porosidad de fractura de 0.6%; y la compresibilidad de la roca utilizada fue 1E-6 psi⁻¹.

El pozo fue completado paralelo a la dirección X, utilizando un modo de control por presión de fondo fluyendo (BHP = 500psi). Éste tiene 10 conexiones abiertas a flujo (**figura 23**); allí se generaron 10 fracturas hidráulicas transversales, las cuales se simularon asignando un valor de permeabilidad de fractura de 10 Darcies a algunas celdas del grid (ver anexo 2). De igual manera, para las celdas alrededor de las fracturas hidráulicas se utilizó un valor de permeabilidad de 1 milidarcy, para representar el volumen estimulado del yacimiento (SVR)⁴ que resulta después de realizar un fracturamiento hidráulico.

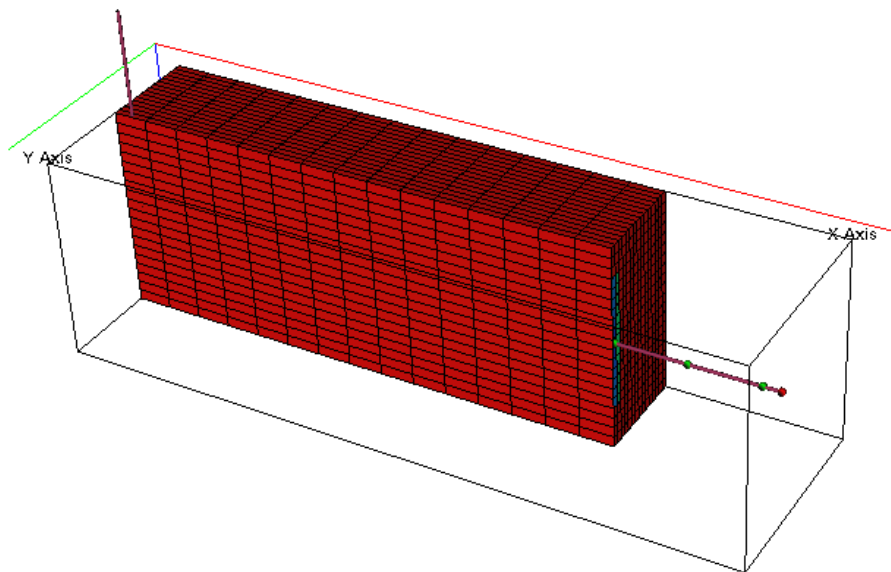
⁴ Cuando se realiza un fracturamiento hidráulico, el objetivo es conectar la red de fracturas naturales para aumentar la permeabilidad del yacimiento, creando de esta forma un canal de flujo (fractura hidráulica). Al mismo tiempo, se genera una zona alrededor del pozo la cual tiene una permeabilidad mejorada que se denomina SVR (Stimulated Reservoir Volume)

Figura 22: Grid de simulación (Modelo base)



Fuente: Simulador Eclipse 300

Figura 23: Pozo horizontal en la dirección X



Fuente: Simulador Eclipse 300

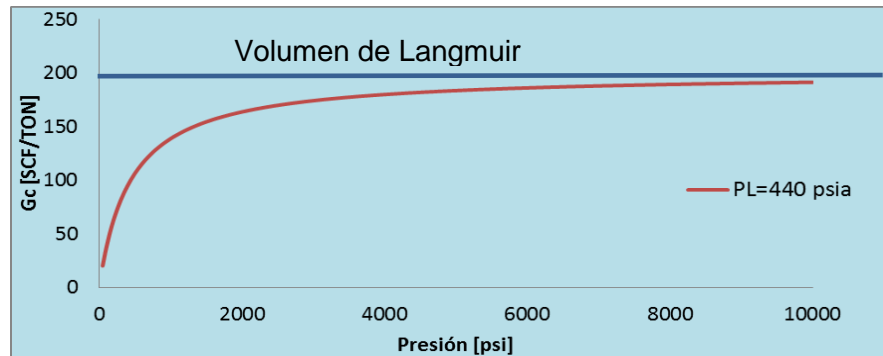
3.1.2. Propiedades de la roca y el fluido

Para simular el flujo de fluidos en el medio poroso en yacimientos de Gas Shale, se requiere introducir en el modelo, los datos de: la isoterma de Langmuir, permeabilidades relativas al agua y al gas, propiedades PVT del gas, y las condiciones de equilibrio del modelo.

➤ **Isoterma de Langmuir**

Para el caso base se utilizó la isoterma de Langmuir correspondiente a la formación Barnett cuyas constantes son $V_L=200$ SCF/TON y $P_L=440$ psia. La gráfica de la isoterma se muestra en la **figura 24**.

Figura 24: Isoterma de Langmuir (modelo base)

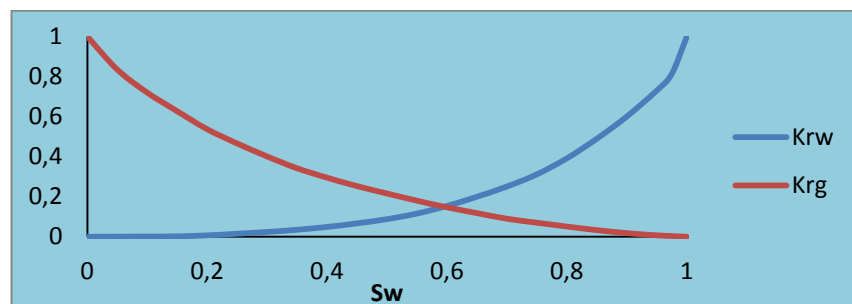


Fuente: Los autores

➤ **Permeabilidades relativas**

Las curvas de permeabilidad relativa al gas y al agua utilizadas para el modelo se muestran en la **figura 25**. Como no hay flujo de agua en la matriz la permeabilidad relativa de ésta es igual a cero para las celdas de matriz. A pesar de que no hay presencia de agua en el sistema de fracturas, se requiere introducir las curvas de permeabilidad relativa al agua y al gas (K_{rw} y K_{rg}). Para este caso, la curva de K_{rg} es la misma tanto para las celdas de matriz como para las de fractura.

Figura 25: Permeabilidades relativas al agua y al gas



Fuente: Los autores

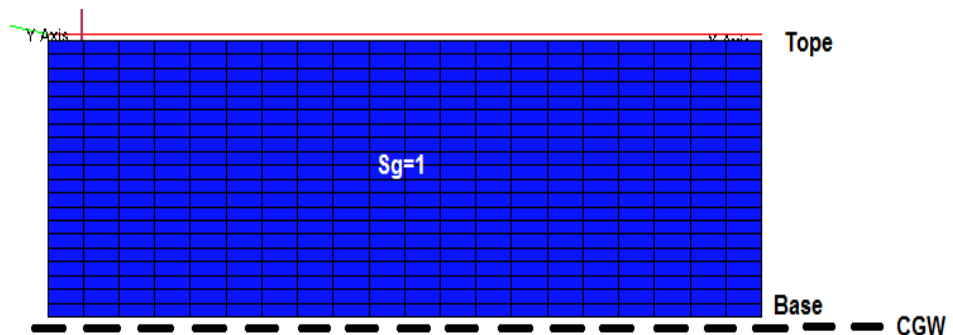
➤ **Propiedades PVT del gas**

Se utilizó la ecuación de estado de Peng Robinson para caracterizar el comportamiento PVT del gas (100% metano); y para determinar su viscosidad se utilizó la correlación de Lorentz-Bray-Clark. La gravedad específica del gas es 0.6 y el factor volumétrico calculado por el simulador es 0.0056 RCF/SCF.

➤ **Condiciones de equilibrio**

Teniendo en cuenta que el tope de la formación para el modelo es 6500 ft y que el espesor total del intervalo de interés es 50 ft se establecieron los contactos gas-agua (CGW) para las celdas de matriz y fractura en las profundidades de 6600 y 6650 ft, respectivamente, esto con el fin de establecer una saturación de agua igual a cero tanto en la matriz como en el sistema de fracturas (**figura 26**). La presión de yacimiento definida es de 3000 psi a un datum de 6506.11 ft.

Figura 26: Contacto gas-agua



Fuente: Los autores

3.1.3. Inicialización del modelo (Caso base)

Se realizó una corrida para el caso base, con las características anteriormente descritas y los datos de la **tabla 4**

Tabla 4: Características del modelo base

Fluidos presentes	Gas
Profundidad	6500 ft
Espesor neto	50 ft
Área	60 acres
Porosidad de fractura	0,6%
Permeabilidad de fractura en X	5E-4 mD
Permeabilidad de fractura en Y	5E-4 mD
Permeabilidad de fractura en Z	5E-4 mD
Porosidad de matriz	6%
Permeabilidad de matriz en X	5E-5 mD
Permeabilidad de matriz en Y	5E-5 mD
Permeabilidad de matriz en Z	5E-5 mD
Densidad del shale	162,3 Lb/ft ³
Compresibilidad de la formación	1E-6 psi ⁻¹
Coefficiente de difusividad	0,2 ft ² /día
Factor de transmisibilidad matriz-fractura	0,12 ft ⁻²
Volumen de Langmuir	200 SCF/ton
Presión de Langmuir	440 psi
Espaciamiento entre fracturas	300 ft
Presión inicial	3000 psi

Fuente: Los autores

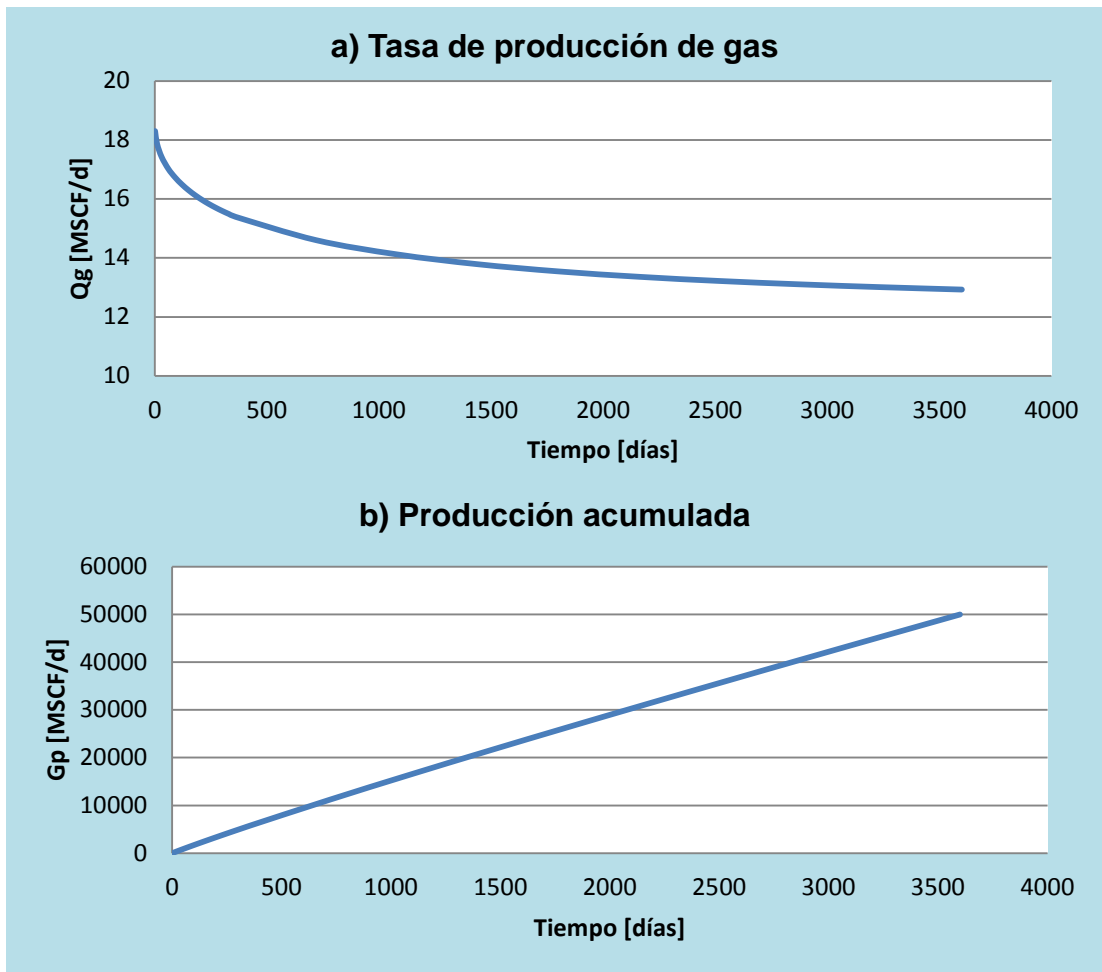
Las predicciones fueron realizadas a 10 años utilizando el modelo de desorción dependiente del tiempo (ver página 41) y los resultados obtenidos se muestran a continuación.

En la **figura 27a** se observa la tasa de gas; la porción de la gráfica que corresponde a los primeros 500 días, representa la producción de gas libre y se caracteriza por tener una pendiente mayor. El resto de la gráfica representa entonces la producción de gas desorbido. En la **figura 27b** se observa la producción acumulada del hidrocarburo.

El OGIP calculado por el simulador es $3259,107 \cdot 10^6$ SCF y la producción acumulada a 10 años es 49'973.020 SCF. Teniendo esto en cuenta puede calcularse el factor de recobro para los primeros 10 años de producción:

$$FR = \frac{N_p}{OGIP} = 1,53\%$$

Figura 27: Producción (Caso Base)



Fuente: Simulador Eclipse 300

3.2. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE LOS YACIMIENTOS DE GAS SHALE

Existen algunos parámetros y/o propiedades del yacimiento que caracterizan el flujo de fluidos al interior de éste, así como la producción de ellos. Es de gran importancia reconocer cuales son los más críticos en la producción de Shale gas para de esta forma determinar el mejor escenario de explotación, permitiendo maximizar la recuperación del hidrocarburo. Con este fin se realizó un análisis de sensibilidad de variables como permeabilidad y porosidad de matriz, permeabilidad y porosidad de fracturas naturales, espesor del intervalo productor, área, conductividad de fracturas hidráulicas, parámetros de

Langmuir V_L y P_L ; posteriormente los resultados obtenidos fueron analizados para determinar cómo influye cada parámetro en la producción de gas.

En la **tabla 5** se pueden observar los intervalos dentro de los cuales fueron sensibilizados los parámetros.

Tabla 5: Rangos de sensibilidad de parámetros⁵

PARÁMETRO	ESCENARIO		
	BAJO	BASE	ALTO
Permeabilidad de fractura en X [mD]	1,00E-04	5,00E-04	1,00E-03
Permeabilidad de fractura en Y [mD]	1,00E-04	5,00E-04	1,00E-03
Permeabilidad de fractura en Z [mD]	1,00E-04	5,00E-04	1,00E-03
Permeabilidad de matriz en X [mD]	1,00E-05	5,00E-05	1,00E-04
Permeabilidad de matriz en Y [mD]	1,00E-05	5,00E-05	1,00E-04
Permeabilidad de matriz en Z [mD]	1,00E-05	5,00E-05	1,00E-04
Porosidad de fractura [fracción]	0,002	0,006	0,009
Porosidad de matriz [fracción]	0,02	0,06	0,09
Espesor [ft]	30	50	70
Área [acres]	40	60	100
Conductividad [mD-ft]	1	6	20
Volumen de Langmuir [SCF/ton]	50	200	350
Presión de Langmuir [psia]	250	440	800
Espaciamiento entre fracturas [ft]	-	300	920

Fuente: Los autores

En los análisis gráficos la nomenclatura manejada es: L (Lower), B (Base) y U (Upper) para diferenciar los 3 escenarios: bajo, base y alto respectivamente.

3.2.1. Permeabilidad de fractura en X (Kfx)

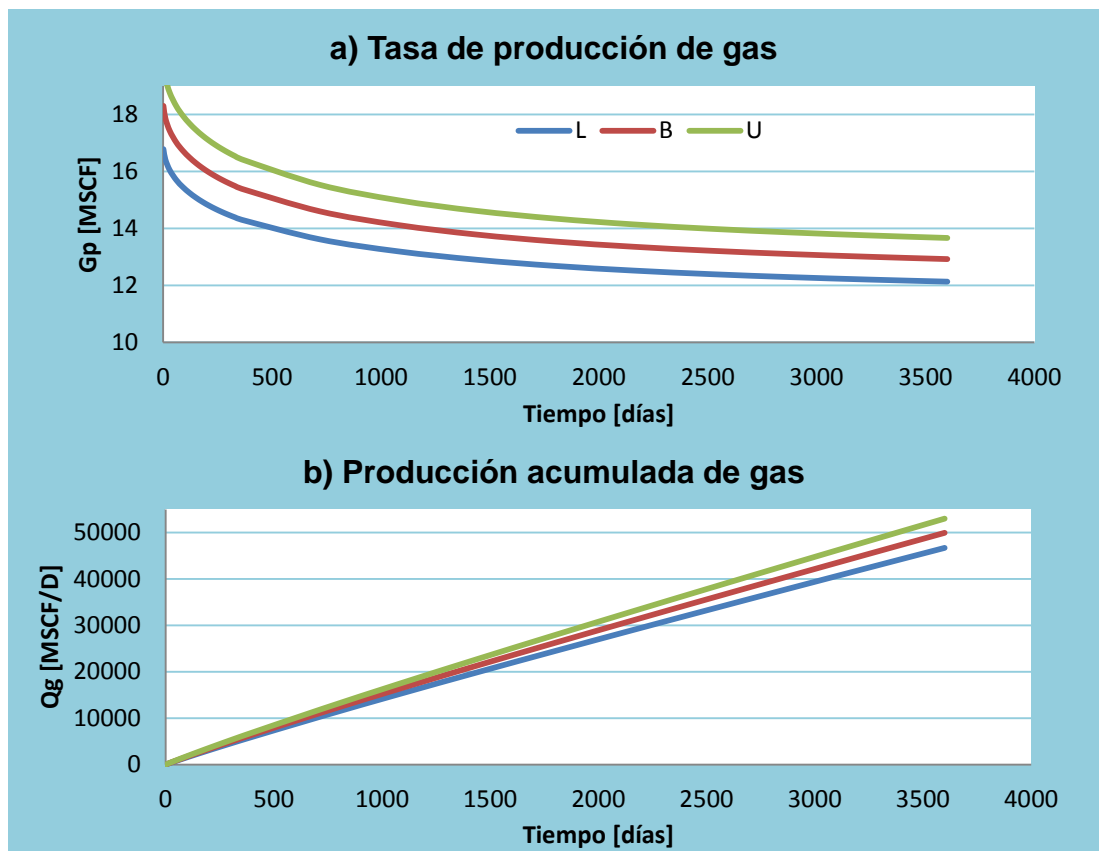
El efecto de la variación de la permeabilidad en la dirección X de las fracturas naturales sobre la tasa de producción y sobre la producción acumulada se evaluó tomando un valor más bajo (1E-4 mD) y uno más alto (1E-3 mD) con respecto al caso base (5E-4). Al analizar los resultados, se observó que en esta variable se presentan diferencias significativas en cuanto a la tasa de producción de acuerdo con **figura 28a**, en la cual se observa como en todo el

⁵ Se debe tener en cuenta que el valor ingresado en el modelo (dependiente del tiempo) para la keyword PORO en las celdas de matriz, es el de la fracción de roca ($1-\Phi_m-\Phi_f$).

tiempo de simulación la producción diaria de gas es distinta para los tres escenarios, y la distancia entre una curva y otra siempre es constante.

En cuanto a la producción acumulada de gas, en la **figura 28b** se observa que a medida que se aumenta el valor de K_{fx} , el volumen de hidrocarburo recuperado es considerablemente mayor; aunque para los primeros 500 días el cambio no es tan significativo.

Figura 28: Efecto de K_{fx} sobre la producción



Fuente: Simulador Eclipse 300

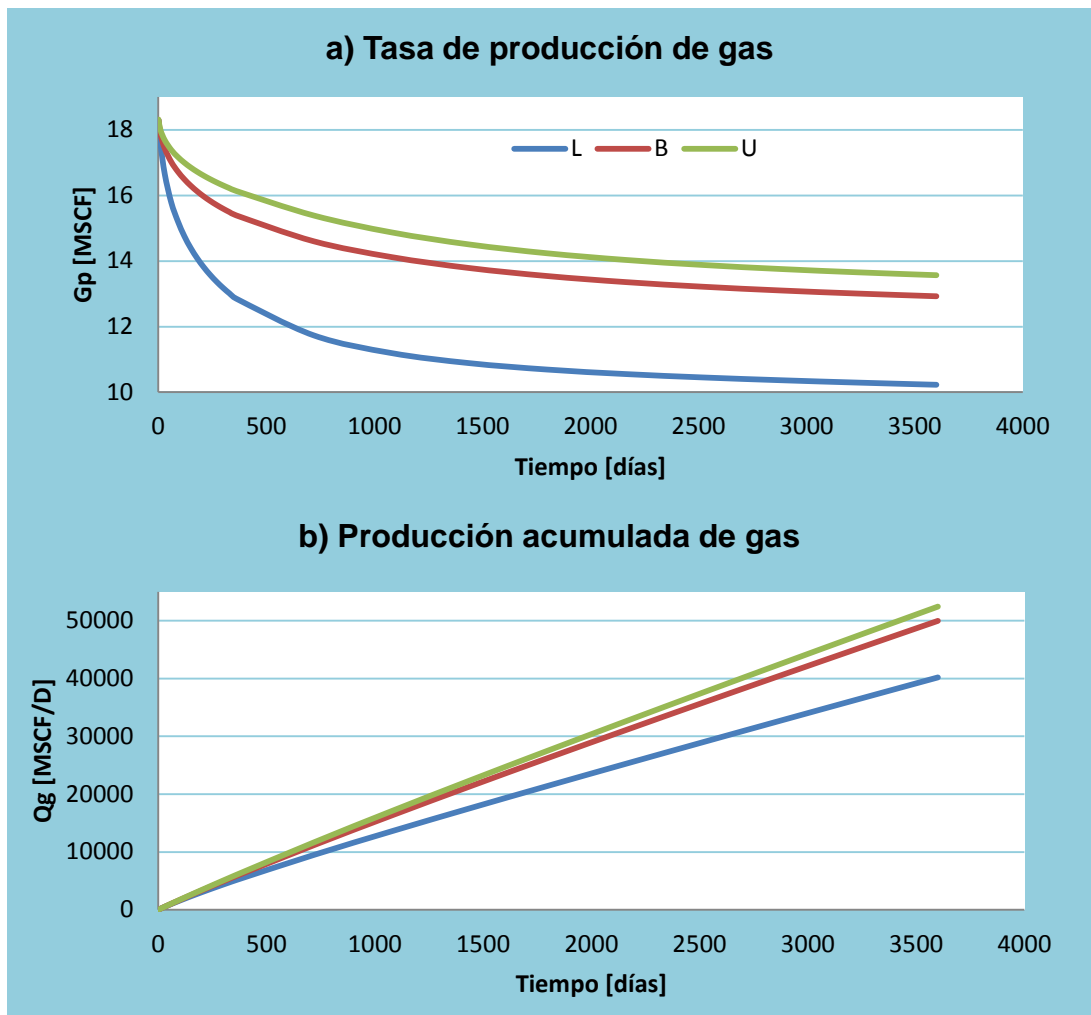
3.2.2. Permeabilidad de fractura en Y (K_{fy})

El efecto de la variación de la permeabilidad en la dirección Y de las fracturas naturales sobre la tasa de producción y sobre la producción acumulada se evaluó tomando un valor más bajo ($1E-4$ mD) y uno más alto ($1E-3$ mD) con respecto al caso base ($5E-4$). Al analizar los resultados, en la **figura 29a** se observa que la tasa de producción inicial es la misma para los tres valores,

pero a medida que avanza el tiempo de simulación, las gráficas se van separando. Finalmente se observa que entre más altos son los valores de permeabilidad en Y, la variable tiende a perder sensibilidad.

En cuanto a la producción acumulada de gas, en la **figura 29b** se observa que a medida que se aumenta el valor de K_{fy} , el volumen de hidrocarburo recuperado es considerablemente mayor. Esto se debe principalmente a que el pozo está perforado en la dirección X, y el fluido siempre tenderá a moverse preferencialmente en la dirección perpendicular a la del pozo, en éste caso Y.

Figura 29: Efecto de K_{fy} sobre la producción



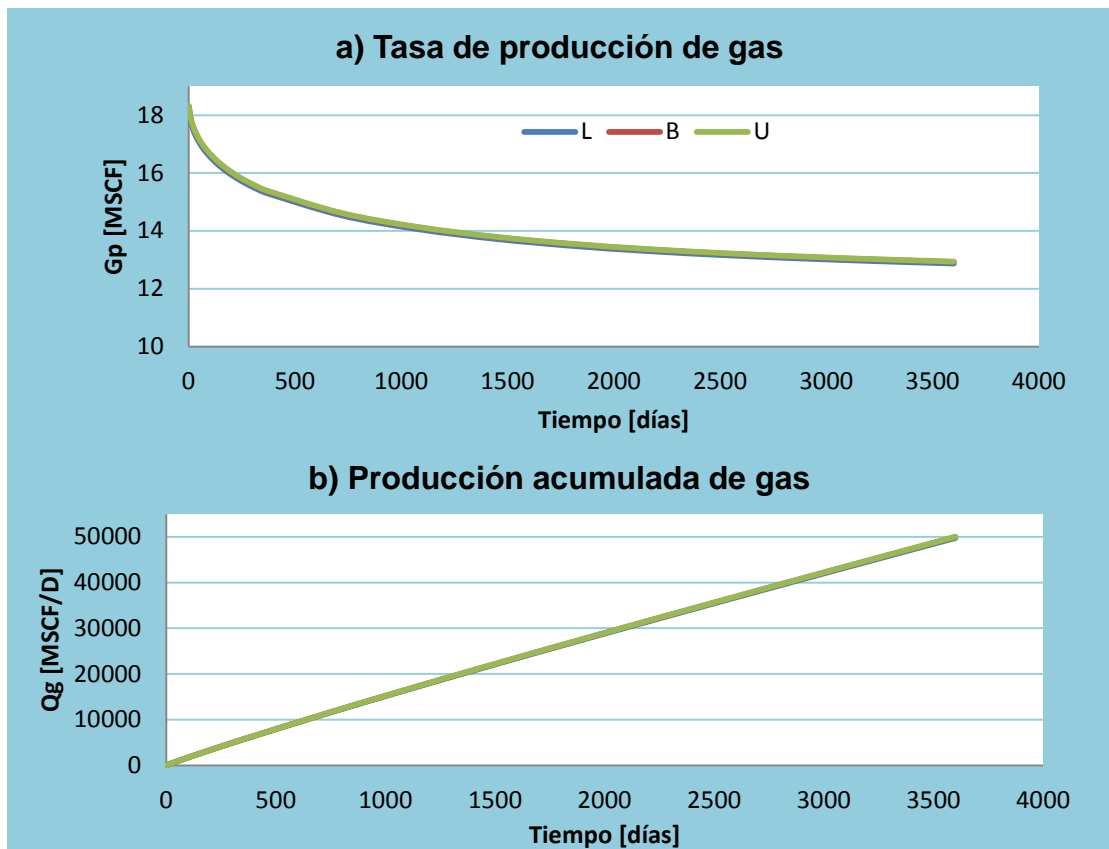
Fuente: Simulador Eclipse 300

3.2.3. Permeabilidad de fractura en Z (Kfz)

El efecto de la variación de la permeabilidad en la dirección Z de las fracturas naturales sobre la tasa de producción y sobre la producción acumulada se evaluó tomando un valor más bajo ($1E-4$ mD) y uno más alto ($1E-3$ mD) con respecto al caso base ($5E-4$). Al analizar los resultados, en la **figura 30a** se observa que éste parámetro resultó ser poco sensible con respecto a las permeabilidades de fractura en otras direcciones, no se observa un cambio significativo en la tasa de producción de gas durante el tiempo de simulación.

En cuanto a la producción acumulada de gas, en la **figura 30b** se observa que como consecuencia del comportamiento de la tasa, ésta no presenta ningún cambio. Lo anterior permite concluir que el flujo de shale gas en el sistema de microfracturas se presenta principalmente en las direcciones X y Y.

Figura 30: Efecto de Kfz sobre la producción



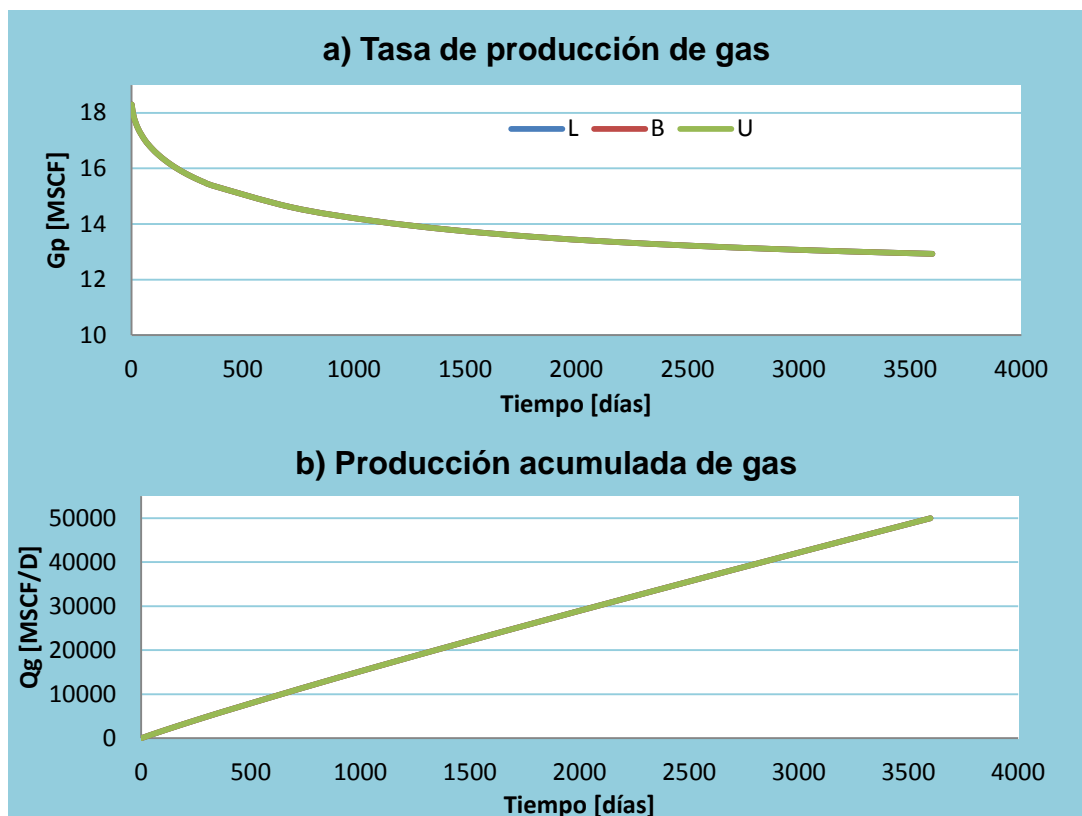
Fuente: Simulador Eclipse 300

3.2.4. Permeabilidad de matriz en X, Y, Z (K_{mx} , K_{my} , K_{mz})

El efecto de la variación de la permeabilidad de la matriz de shale en cualquiera de las 3 direcciones (X, Y, Z), sobre la tasa de producción y sobre la producción acumulada se evaluó tomando un valor más bajo ($1E-5$ mD) y uno más alto ($1E-4$ mD) con respecto al caso base ($5E-5$). Al analizar los resultados, en la **figura 31a** se observa que este parámetro no es sensible es decir no afecta el comportamiento de la producción, debido a que el flujo de gas en la matriz no obedece a la ley de Darcy, sino que se da por difusión, mecanismo que permite el paso de gas desde el sistema de porosidad primario (matriz) hacia el secundario (fracturas naturales). Esto se da ya que este parámetro posee valores muy pequeños del orden de nanodarcies.

En cuanto a la producción acumulada de gas, en la **figura 31b** se muestra que no hay ninguna variación del volumen de gas recuperado, ya que no es tenida en cuenta para los cálculos del simulador.

Figura 31: Efecto de K_m (x, y, z) sobre la producción



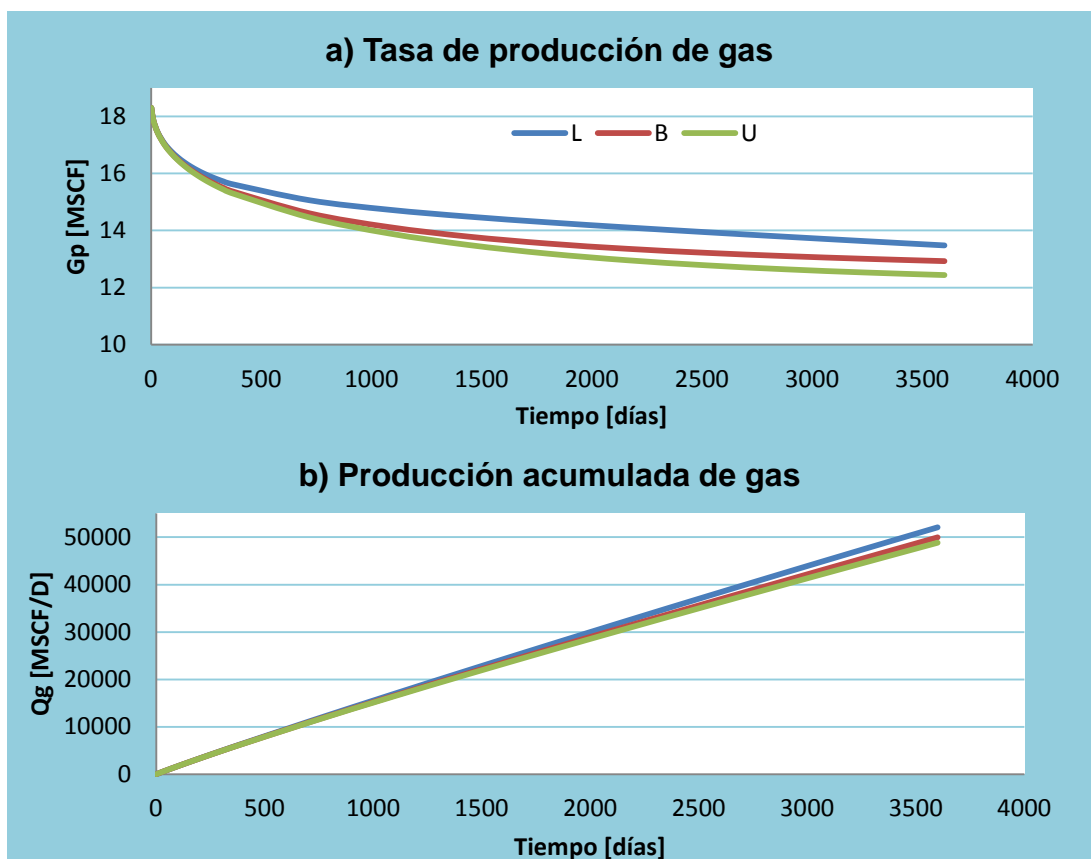
Fuente: Simulador Eclipse 300

3.2.5. Porosidad de matriz (Φ_m)

El efecto de la variación de la porosidad de la matriz, sobre la tasa de producción y sobre la producción acumulada se evaluó tomando un valor más bajo (2%) y uno más alto (9%) con respecto al caso base (6%). Al analizar los resultados, en la **figura 32a** se observa que la producción inicial es similar y a medida que el tiempo avanza las gráficas se van separando. Sin embargo, en éste caso, un aumento en la porosidad de matriz resulta en una disminución de la tasa de producción en la porción de la curva correspondiente a la desorción del gas.

En cuanto a la producción acumulada de gas, en la **figura 32b** se muestra que con el aumento en la porosidad de matriz el recobro del hidrocarburo es menor. Esto se debe a que el volumen de gas adsorbido disminuye, ya que se tiene un menor volumen de roca. Ésta relación se puede apreciar en la ecuación (2.14).

Figura 32: Efecto de Φ_m sobre la producción



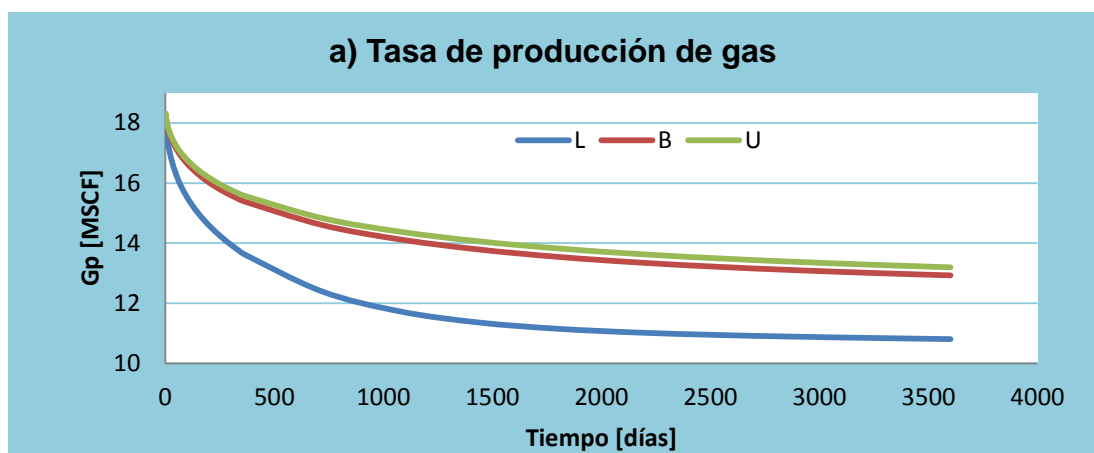
Fuente: Simulador Eclipse 300

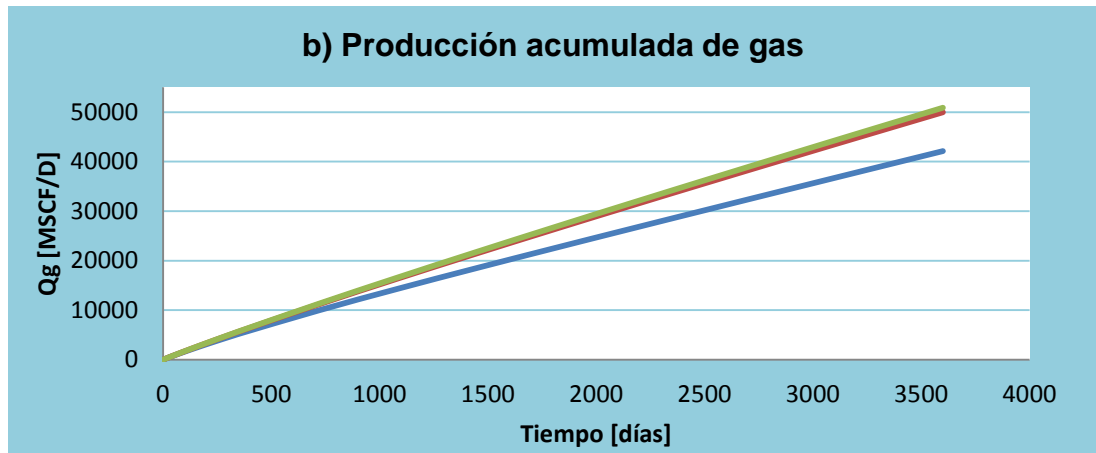
3.2.6. Porosidad de fractura (Φ_f)

El efecto de la variación de la porosidad de fractura, sobre la tasa de producción y sobre la producción acumulada se evaluó tomando un valor más bajo (0.2%) y uno más alto (0.9%) con respecto al caso base (0.6%). Al analizar los resultados, en la **figura 33a** se observa que al igual que en la dirección en Y de la permeabilidad de fractura, la producción inicial es similar, pero con el paso del tiempo de simulación se observa que las gráficas empiezan a diferir. Es evidente además que la variable es más sensitiva cuando se toman valores pequeños de Φ_f , por tal razón las gráficas para los valores base y alto, tienen tasas de producción muy similares.

En cuanto a la producción acumulada de gas, en la **figura 33b** se muestra que a mayor porosidad de fractura mayor será la recuperación del hidrocarburo, esto es posible ya que gran parte del gas libre se encuentra almacenado en el volumen poroso de las fracturas; por tanto, entre más espacio haya disponible para contener el gas en las mismas, mayor será la producción.

Figura 33: Efecto de Φ_f sobre la producción



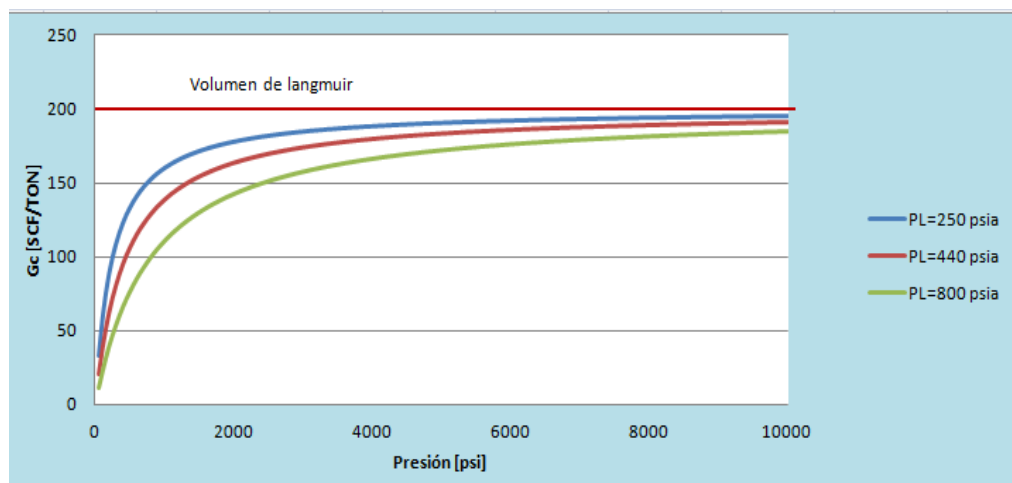


Fuente: Simulador Eclipse 300

3.2.7. Presión de Langmuir (P_L)

El efecto de la variación de la presión de Langmuir, sobre la tasa de producción y sobre la producción acumulada se evaluó tomando un valor más bajo (250psia) y uno más alto (800 psia) con respecto al caso base (440 psia). Como se observa en la **figura 34**, una disminución en la presión de Langmuir representa un mayor contenido de gas adsorbido, además de una menor cantidad de gas desorbido cuando hay un descenso en la presión.

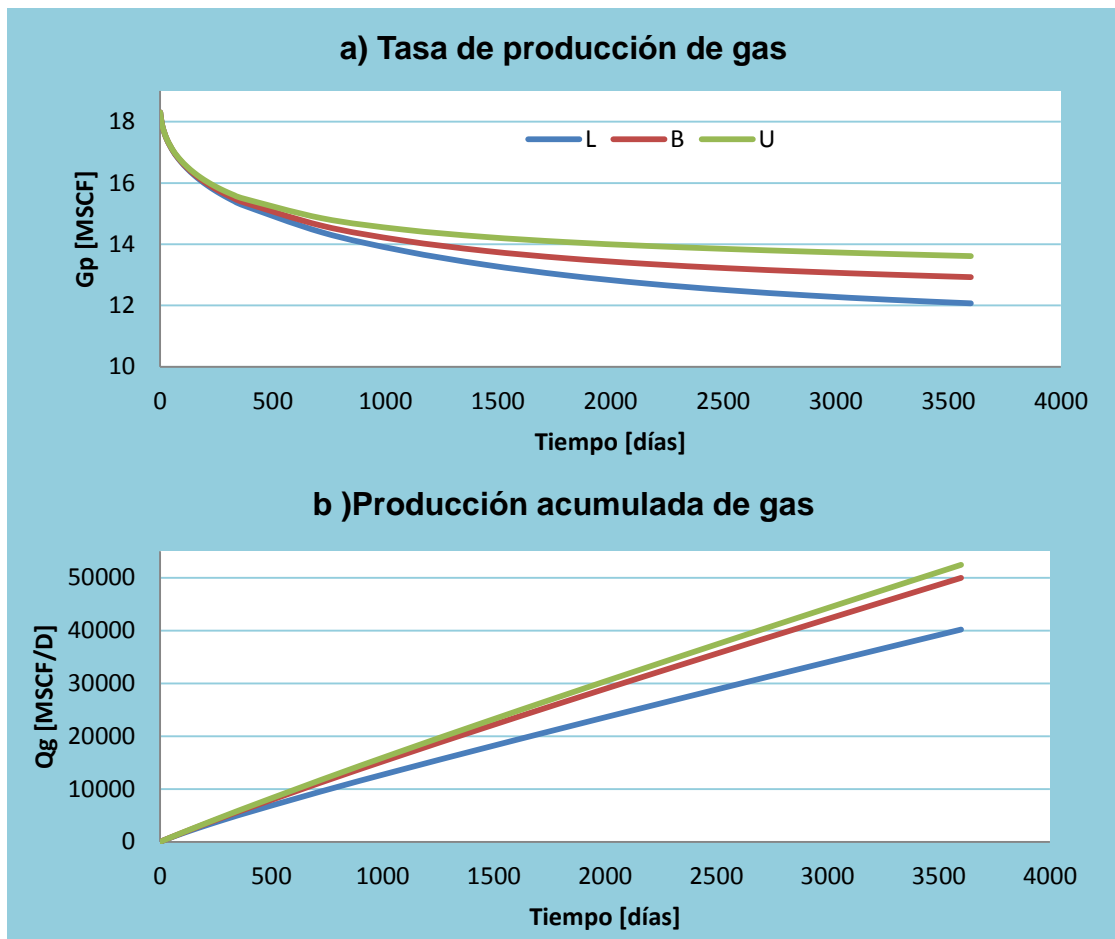
Figura 34: Efecto de P_L en la isoterma de desorción



Fuente: Los autores

De acuerdo con lo anterior, una presión de Langmuir alta indica un menor contenido de gas adsorbido, pero además, implica un mayor volumen de gas desorbido para una misma caída de presión; es decir, cuanto más alta sea P_L mayor será la cantidad de gas desorbido cuando la presión de yacimiento caiga 1 psi. Por consiguiente (como se muestra en la **figura 35a**), este parámetro tiene mayor influencia en la porción de la curva que representa la desorción del gas. Así mismo se observa el efecto en la gráfica de producción acumulada (**figura 35b**).

Figura 35: Efecto de P_L sobre la producción

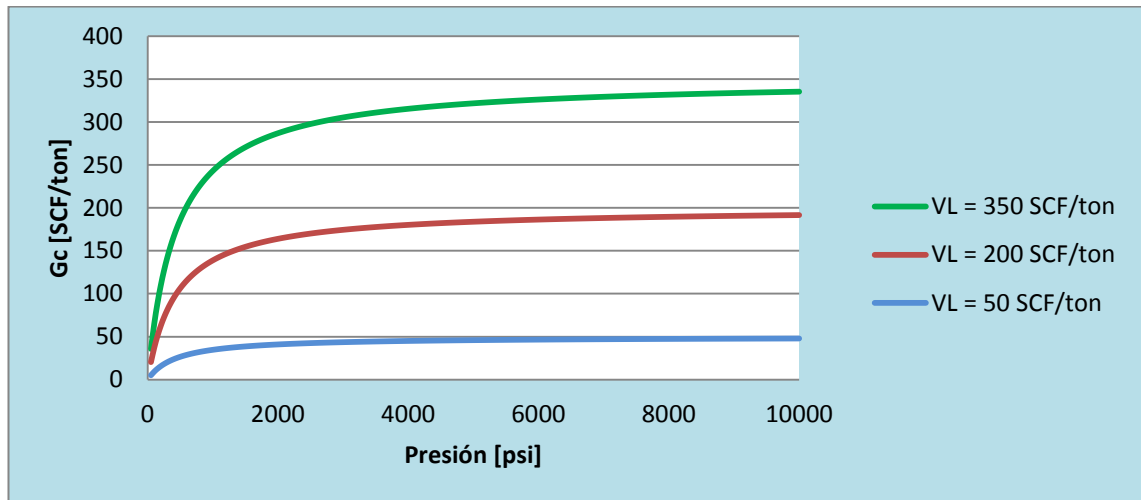


Fuente: Simulador Eclipse 300

3.2.8. Volumen de Langmuir (V_L)

Como se observa en la **figura 36**, un aumento en el volumen de Langmuir implica una mayor capacidad de la roca para adsorber gas, así como una mayor cantidad de gas desorbido con un descenso de presión.

Figura 36: Efecto de V_L en la isoterma de desorción

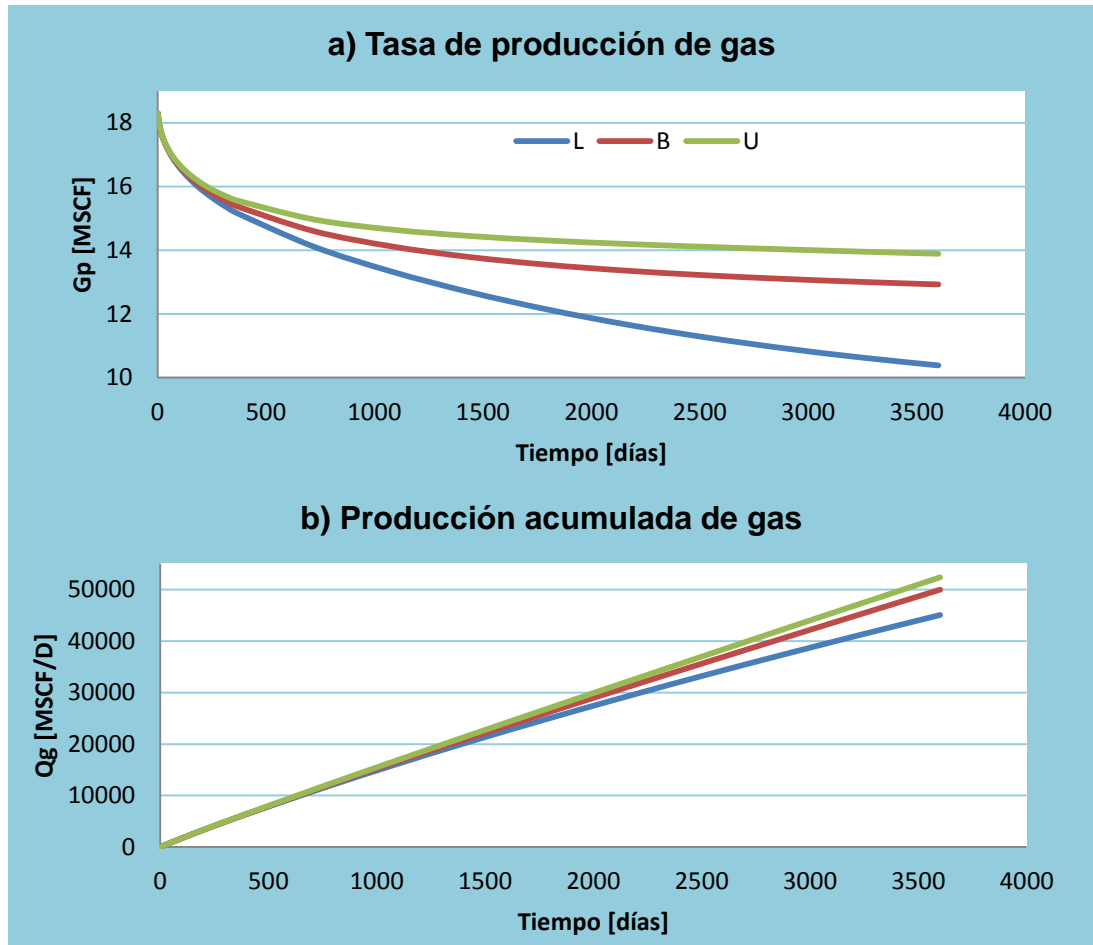


Fuente: Los autores

El efecto de la variación del volumen de Langmuir, sobre la tasa de producción y sobre la producción acumulada se evaluó tomando un valor más bajo (50 SCF/TON) y uno más alto (350 SCF/TON) con respecto al base (200 SCF/TON).

El volumen de Langmuir es un parámetro representativo del mecanismo de adsorción; ya que representa la capacidad de la roca para adsorber gas, la variación de éste genera cambios en la tasa de producción de gas en la parte de la curva con menor pendiente que corresponde al proceso de desorción del gas (**figura 37a**). Lo anterior se puede observar también en la gráfica correspondiente a la producción acumulada (**figura 37b**), la cual aumenta en los últimos años cuando aumenta V_L .

Figura 37: Efecto de V_L sobre la producción



Fuente: Simulador Eclipse 300

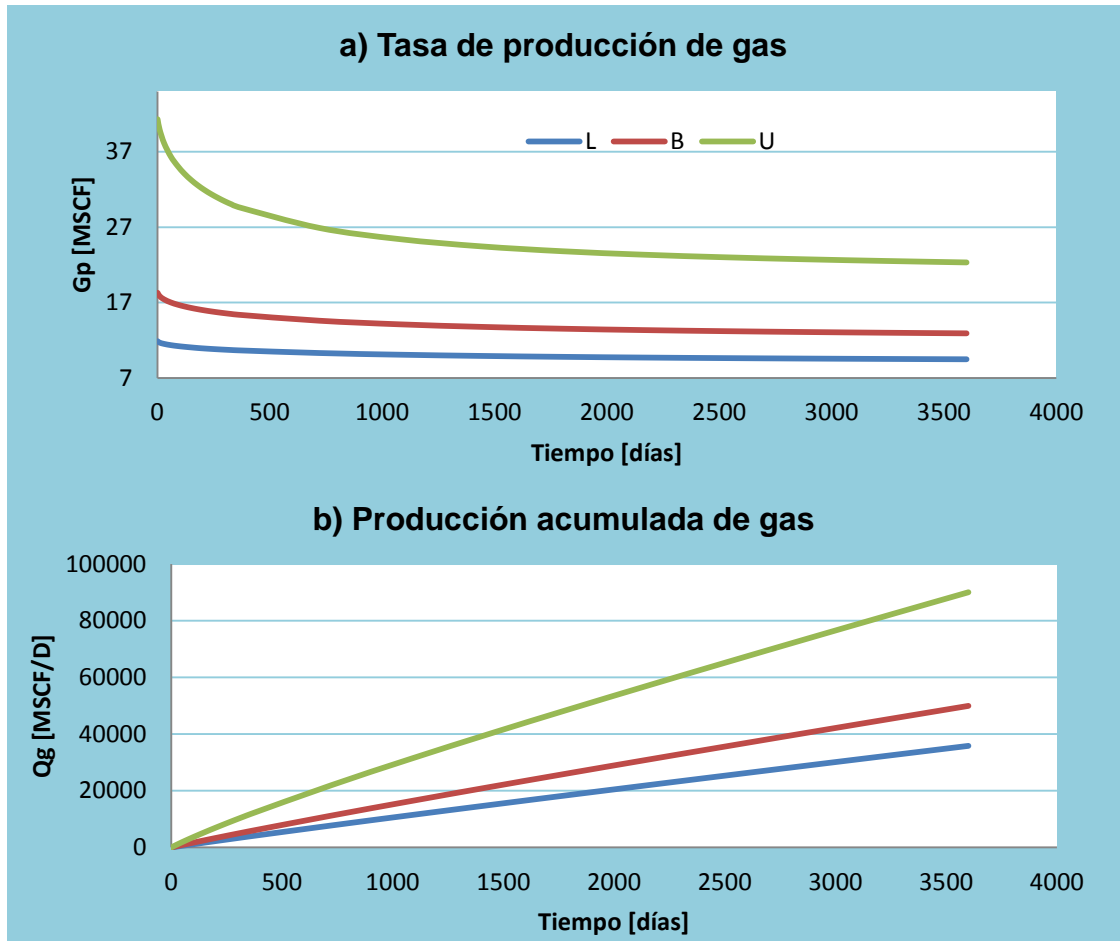
3.2.9. Conductividad de fracturas hidráulicas

El efecto de la variación de la conductividad, sobre la tasa de producción y sobre la producción acumulada se evaluó tomando un valor más bajo (1 mD-ft) y uno más alto (20 mD-ft) con respecto al base (6 mD-ft). Al analizar los resultados, en la **figura 38a** se observa que una mayor conductividad genera un incremento en la tasa de producción de gas. En cuanto a la producción acumulada de gas, en la **figura 38b** se muestra el mismo efecto.

Lo anterior es posible debido a que éste es un parámetro que determina la efectividad del proceso de estimulación, cuyo objetivo final es optimizar la producción al conectar la red de fracturas para de esta forma permitir el paso del gas. Así una mayor conductividad representa un mayor volumen de roca

contactado y un canal de flujo más amplio, lo que resulta en una mayor producción de gas.

Figura 38: Efecto de la conductividad (Kh) sobre la tasa de producción



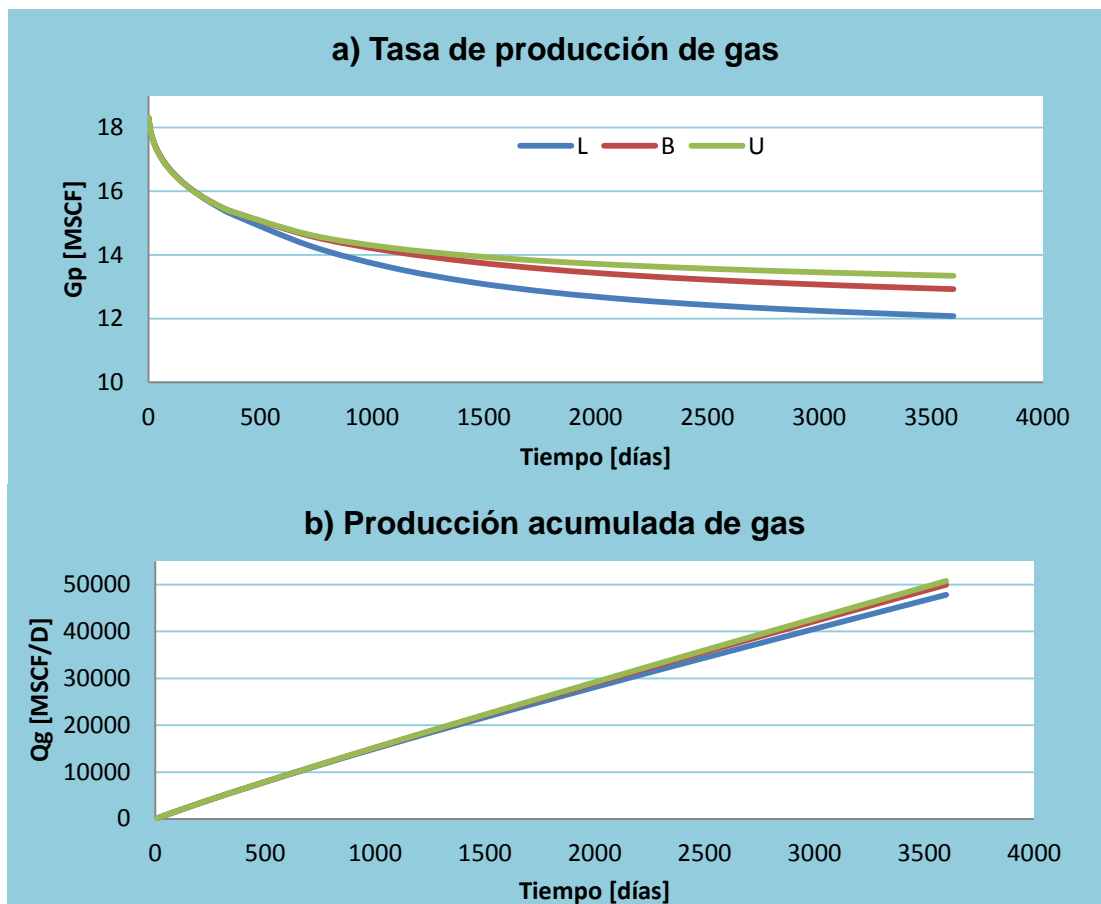
Fuente: Simulador Eclipse 300

3.2.10. Área

El efecto de la variación del área, sobre la tasa de producción y sobre la producción acumulada se evaluó tomando un valor más bajo (40 acres) y uno más alto (100 acres) con respecto al base (60 acres). Al analizar los resultados, en la **figura 39a** se observa que la tasa de producción inicial es la misma, sin embargo la curva que corresponde a un área mayor se mantiene, al aumentar el volumen original de gas in place.

En cuanto a la producción acumulada de gas, en la **figura 39b** se muestra que como consecuencia del efecto mencionado anteriormente, un aumento del área resulta en un incremento de la producción total, después de los primeros 2000 días. Sin embargo, para los escenarios base y alto, la distancia entre las curvas disminuye con respecto al escenario bajo, ya que el volumen estimulado es constante y por consiguiente el área afectada también.

Figura 39: Efecto del área sobre la tasa de producción



Fuente: Simulador Eclipse 300

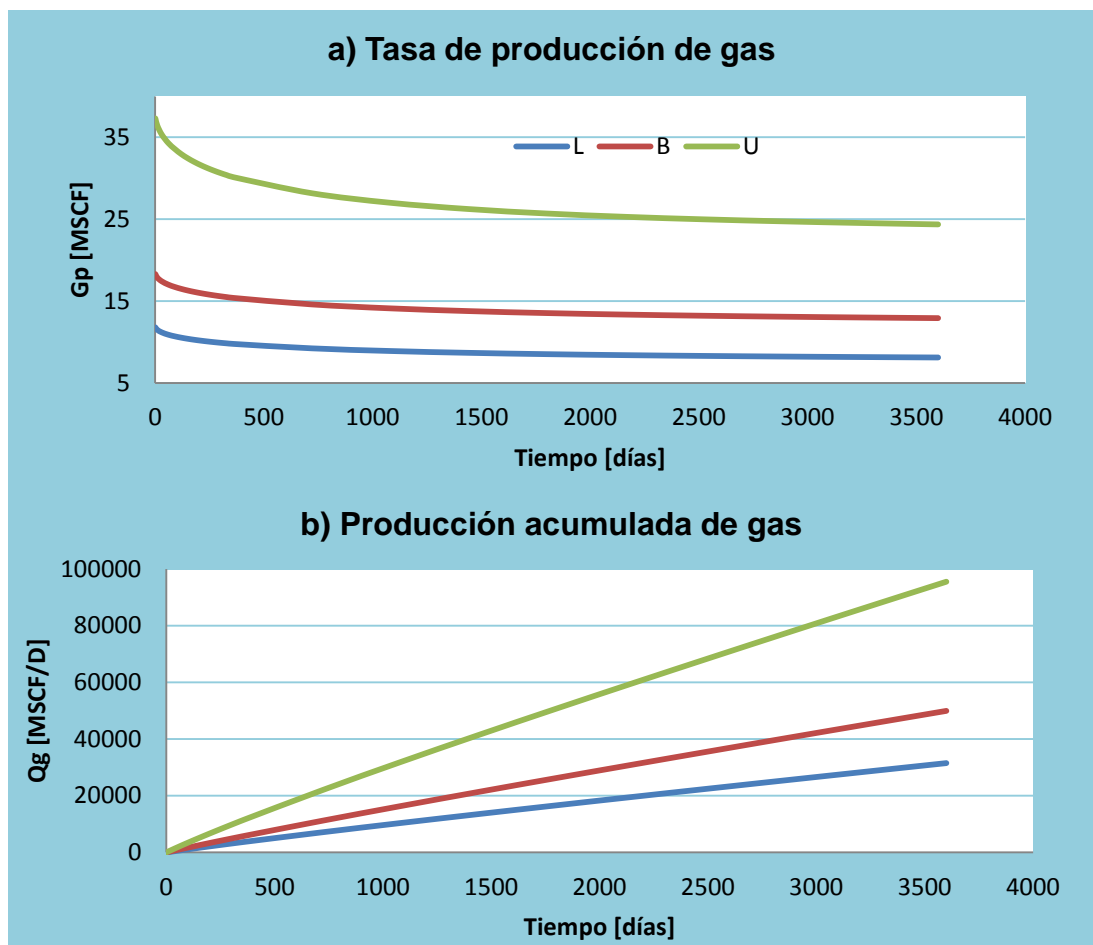
3.2.11. Espesor (h)

El efecto de la variación del espesor, sobre la tasa de producción y sobre la producción acumulada se evaluó tomando un valor más bajo (30 ft) y uno más alto (50 ft) con respecto al caso base (70 ft). Al analizar los resultados, en la **figura 40a** se observa que un aumento del espesor, incrementa la tasa de

producción de gas; esto se debe a que como se muestra en la **figura 41** el flujo de gas hacia las fracturas hidráulicas ocurre de forma radial, entonces al aumentar el espesor, el área transversal al flujo en la dirección Y, también aumenta, lo que resulta en un incremento de la tasa de gas que fluye hacia el pozo.

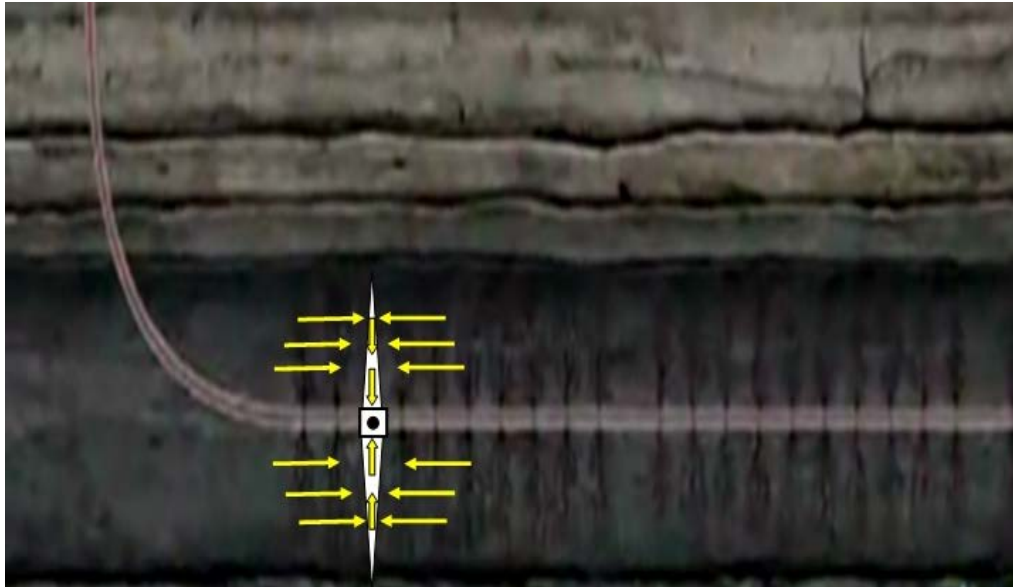
En cuanto a la producción acumulada de gas, en la **figura 40b** se puede apreciar como el espesor del intervalo productor es determinante y es un factor con gran sensibilidad, ya que unos pocos pies más generan un aumento considerable en el volumen de hidrocarburo producido. Lo cual es posible debido al efecto mencionado anteriormente.

Figura 40: Efecto del espesor sobre la producción



Fuente: Simulador Eclipse 300

Figura 41: Flujo de Shale Gas hacia el pozo productor



Fuente: Los Autores

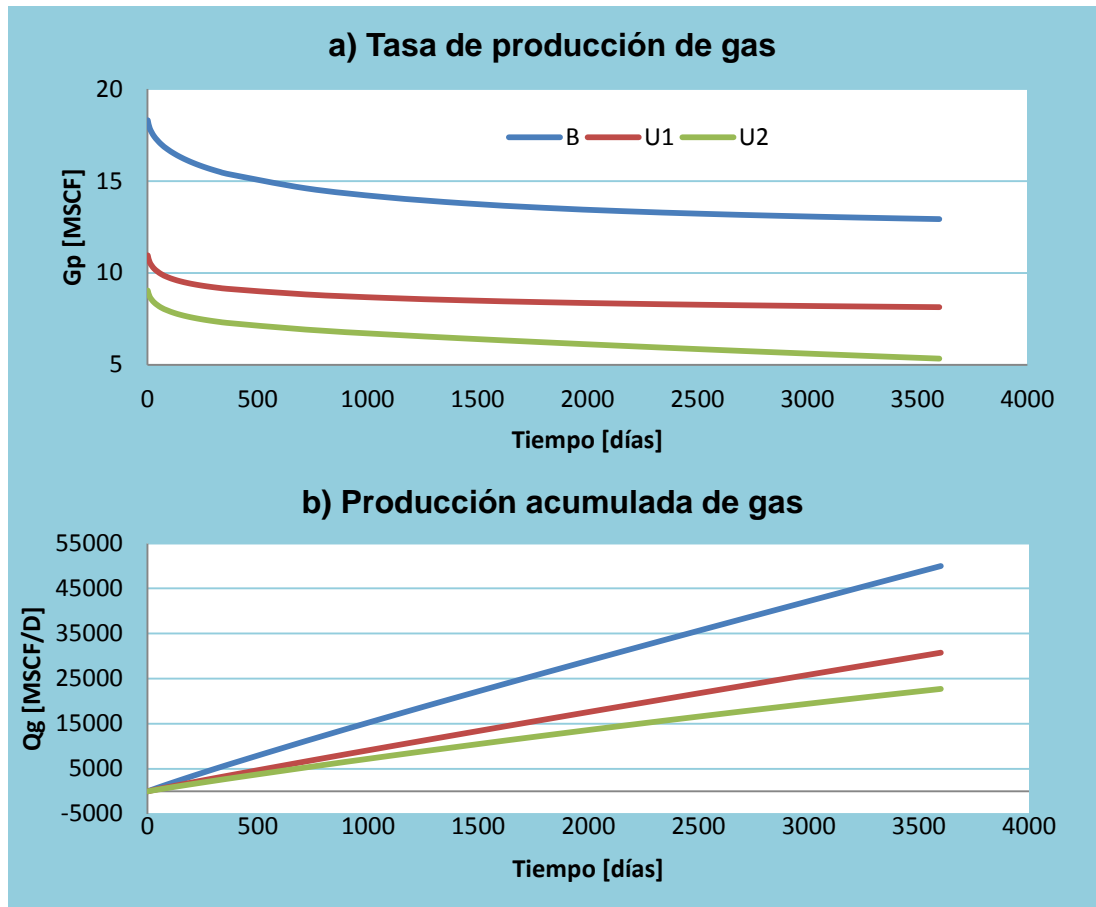
3.2.12. Espaciamiento entre fracturas hidráulicas

El efecto de la variación del espaciamiento entre las fracturas hidráulicas, sobre la tasa de producción y sobre la producción acumulada se evaluó tomando dos valores mas altos (920 ft=4 fracturas y 600 ft=5 fracturas) con respecto al base (300 ft=10 fracturas)⁶. Al analizar los resultados, en la **figura 42a** se observa que se presenta una menor producción diaria cuando el espaciamiento entre fracturas es 920 ft.

En cuanto a la producción acumulada de gas, en la **figura 42b** se puede apreciar que a mayor número de fracturas hidráulicas generadas, mayor será el volumen de gas recuperado.

⁶ En la figura 38 la convención de U1 y U2 corresponde al valor de 600 y 920 ft respectivamente.

Figura 42: Efecto del espaciamiento sobre la producción



Fuente: Simulador Eclipse 300

Lo anterior sucede debido a que el volumen estimulado del yacimiento aumenta con una cantidad mayor de fracturas hidráulicas, y se producen mayores volúmenes de hidrocarburo. Sin embargo, es importante saber con certeza el número de etapas de fracturamiento requeridas, para de esta forma evitar realizar fracturas cuando no es necesario.

3.3. EFECTOS EN EL VOLUMEN ORIGINAL DE GAS

El volumen original de gas en el yacimiento depende de parámetros como el espesor, el área, las constantes de Langmuir y las porosidades de matriz y fractura. El efecto de dichos parámetros puede observarse en la **tabla 6**, la cual contiene los diferentes valores de OGIP correspondientes al caso base y a los

escenarios bajo y alto de las variables mencionadas calculados por el simulador y según la ecuación 2.16:

$$OGIP = \frac{43560 A h (\phi_m + \phi_f)}{B_{gi}} + 43560 A h (1 - \phi_m - \phi_f) \rho_b \frac{V_L P}{P_L + P}$$

Tabla 6: Cambios en el OGIP⁷

		OGIP SIMULADOR [MMSCF]	OGIP CALCULADO [MMSCF]
Base		3259,107	3252,4847
Porosidad de matriz	2%	2405,63	2402,2842
	9%	3899,118	3890,1352
Porosidad de fractura	0,20%	3258,972	3167,4647
	0,90%	3259,107	3273,7398
Presión de Langmuir	250 psi	3360,08	3353,4815
	800 psi	3095,328	3088,8196
Volumen de Langmuir	50 SCF/ton	1962,569	1956,8022
	350 SCF/ton	4555,535	4548,1673
Espesor	30 ft	1952,932	1951,4908
	70 ft	4557,257	4553,4786
Área	40 acres	2088,679	2087,011
	100 acres	5429,684	5420,8079

Fuente: Los Autores

En esta se muestra como un aumento en la porosidad tanto de matriz como de fractura produce también un aumento en el OGIP, esto es porque el aumento en el espacio vacío del sistema de doble porosidad, permite que un mayor volumen de gas libre se pueda almacenar en la roca. Mientras que la disminución en el volumen de gas adsorbido no es tan significativo.

⁷ MSCF=Miles de pies cúbicos estándar, MMSCF=Millones de pies cúbicos estándar.

Por otra parte, cuando la presión de Langmuir aumenta se observa que hay una disminución en el OGIP; ya que cuando P_L toma valores grandes, el contenido de gas adsorbido en la matriz tiende a disminuir levemente, provocando que el volumen de gas-in-situ sea menor.

El volumen de Langmuir genera grandes cambios en la cantidad de gas adsorbido en la matriz, ya que este parámetro determina la capacidad de la roca para adsorber gas. De esta forma, cuando V_L aumenta, el OGIP también aumenta.

Puede apreciarse también que un aumento del área y el espesor implica un incremento tanto en el volumen de gas adsorbido como de gas libre, esto debido a la relación directa de estos parámetros con el volumen poroso y el volumen total de roca.

En esta se muestra como un aumento en la porosidad tanto de matriz como de fractura produce también un aumento en el OGIP, esto es porque el aumento en el espacio vacío del sistema de doble porosidad, permite que un mayor volumen de gas libre se pueda almacenar en la roca. Mientras que la disminución en el volumen de gas adsorbido no es tan significativo.

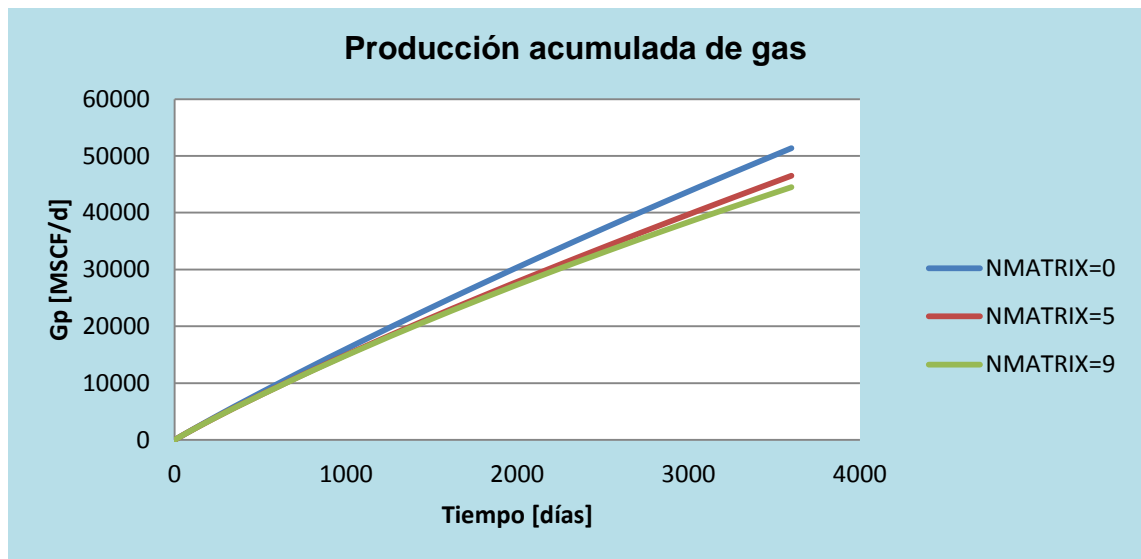
Por otra parte, cuando la presión de Langmuir aumenta se observa que hay una disminución en el OGIP; ya que cuando P_L toma valores grandes, el contenido de gas adsorbido en la matriz tiende a disminuir levemente, provocando que el volumen de gas-in-situ sea menor.

De todas las variables mencionadas en la tabla, la que más afecta el volumen inicial de gas, es el volumen de Langmuir; ya que éste parámetro genera grandes cambios en la cantidad de gas adsorbido en la matriz con respecto a las demás variables.

3.4. EFECTO DE LA SUBDIVISIÓN DE MATRIZ SOBRE LA PRODUCCIÓN DE GAS

El flujo matriz-fractura en los yacimientos de baja permeabilidad es transitorio. Cuando se reduce el número de subdivisiones de matriz, esa naturaleza transitoria se ve afectada y el flujo se asemeja a lo que ocurre en yacimientos de alta permeabilidad, es decir, empieza a ocurrir instantáneamente (estado estable); aumentando la velocidad de flujo del gas hacia el pozo. Esto se refleja en la **figura 43**, en la cual se observa que para un valor menor de NMATRIX (ver página 39), la producción de gas es menor.

Figura 43: Efecto de la subdivisión de matriz sobre la producción



NOMENCLATURA

Volumen de gas libre	G_f	SCF
Volumen de gas adsorbido	G_a	SCF
Área	A	Acres
Espesor del intervalo productor	h	Ft
Porosidad de matriz	Φ_m	Fracción
Porosidad de fractura	Φ_f	Fracción
Factor volumétrico de formación inicial del gas	B_{g_i}	RCF/SCF
Densidad del shale	ρ_b	Ton/ft ³
Volumen de Langmuir	V_L	SCF/ton
Presión de Langmuir	P_L	Psia
Presión del yacimiento	P	Psia

CONCLUSIONES

- La permeabilidad de matriz es un parámetro no significativo en la producción de shale gas, ya que el transporte de gas desde la matriz hacia las fracturas en yacimientos con tan bajas permeabilidades se da por difusión por lo que ésta no se tiene en cuenta para los cálculos de la tasa en el simulador.
- La permeabilidad de las fracturas naturales en la dirección Z no presenta gran influencia en el comportamiento de la producción de gas lo que indica que el flujo en las fracturas hacia el pozo predomina en las direcciones X y Y. Sin embargo un aumento en la permeabilidad de fractura en cualquiera de las direcciones X, Y, Z, resultará en un incremento de la tasa de producción.
- El aumento en el área del yacimiento mantiene la tasa de producción de gas y por consiguiente aumenta la producción acumulada, ya que ésta variable afecta directamente el volumen de gas in place. Por otro lado es importante tener en cuenta que un solo pozo no puede drenar un gran área, lo que indica que el efecto provocado por este parámetro debe ser analizado para determinar el espaciamiento óptimo entre pozos.
- Un aumento en el espesor genera un aumento en la producción de gas, debido a que representa un incremento del área transversal al flujo en la dirección Y. Como consecuencia de esto la transmisibilidad celda-celda aumenta, y simultáneamente la cantidad de gas que fluye hacia las fracturas hidráulicas y luego hacia el pozo es mayor.
- Ya que la producción de gas en yacimientos de shale se hace posible mediante la aplicación de fracturamiento hidráulico, la conductividad de las fracturas y el espaciamiento entre las mismas juegan un papel muy importante en los volúmenes recuperados, siendo éstas dos de las variables más sensibles.

- Parámetros como las porosidades de matriz y fractura y las constantes de Langmuir afectan el volumen original de gas in place y por ende los volúmenes recuperados, sin embargo, estas son características propias del yacimiento de la cuales no se tiene control y no hacen parte del esquema de explotación aunque se tengan en cuenta para el diseño de los procesos de estimulación.
- El mejor esquema de explotación para un yacimiento como el del modelo conceptual presentado, implica la perforación de pozos horizontales con un número de fracturas que genere un espaciamiento igual o menor a 300 ft y que posean una conductividad mayor a 20 mD-ft. El espaciamiento entre pozos puede ser mayor a 100 acres aunque se debe tener en cuenta que si este valor es demasiado grande, la recuperación de gas no será la deseada.
- Para modelar el flujo en estado transitorio que caracteriza a los yacimientos de shale gas, es necesario utilizar el modelo de matriz discretizada con el fin de obtener resultados que se asemejen a lo que ocurre en la realidad y de esta manera, no sobreestimar la producción de este tipo de yacimientos. En lo que se refiere al número de subdivisiones de matriz que se debe aplicar, el manual del simulador no es claro. Sin embargo, es claro que para un número mayor de subdivisiones, la producción de gas es menor.

RECOMENDACIONES

- Realizar el modelo para un yacimiento cuyo volumen poroso correspondiente a las fracturas naturales está ocupado por agua, analizar el comportamiento de la producción de gas y el efecto de la presencia de agua en el volumen original de gas en sitio.
- Sensibilizar el coeficiente de difusión del gas así como el factor de transmisibilidad matriz-fracturas (σ), y analizar su efecto según las ecuaciones del simulador.
- Utilizar el modelo conceptual para crear uno más riguroso utilizando datos de un yacimiento real en Colombia.

BIBLIOGRAFÍA

- FRANTZ, J.H. Evaluating Barnett Shale Production Performance Using An Integrated Approach – 2005. SPE 96197.
- JACOBI, M. Gladkikh. Integrated Petrophysical Evaluation Of Shale Gas Reservoirs – 2008. SPE 114925.
- SIGAL, Bin Qin. Examination Of The Importance Of Self Diffusion Of The Transportation Of Gas In Shale Gas Reservoirs – 2008.
- PARKER, Mark; PETRE Erik. Haynesville Shale – Petrophysiocal Evaluation – 2009. SPE 122937.
- ECLIPSE, Technical Description Manual, Schlumberger – 2009.
- SAGAR V. Kale. Petrophysical Characterization Of Barnett Shale – 2010. SPE 131770.
- MULLEN J. Petrophysical Characterization Of The Eagle Ford Shale In South Texas – 2010. SPE 138145.
- LEE, Dae Sung. A Critical Evaluation Of Unconventional Gas Recovery From The Marcellus Shale, Northeast United States – 2010. ARMA 10-440.
- ABOABA, A; CHENG, Y. Estimation Of Fracture Properties For A Horizontal Well With Multiple Hydraulic Fractures In Gas Shale – 2010. SPE 138524.
- ECONOMIDES, Michael J. Design Of Multiple Transversal Fracture Horizontal Wells In Shale Gas Reservoirs – 2010. SPE 140555.

- ENCUESTA DE RECURSOS ENERGÉTICOS: FOCALIZADOS EN SHALE GAS – 2010. World Energy Council.

- AMBROSE, Ray J. Multi-Component Sorbed Phase Considerations For Shale Gas-In Place Claculations – 2011. SPE 141416.

- WANG, Jianwei; LIU, Yang. Simulation Based Well Performance Modeling In Haynesville Shale Reservoir – 2011. SPE 142740.

- LA REVOLUCIÓN DEL SHALE GAS – 2011. Pontificia Universidad Católica De Chile.

ANEXOS

ANEXO 1: ARCHIVO DE DATOS UTILIZADO PARA MODELAR EL CASO BASE

RUNSPEC

TITLE

MODELO CONCEPTUAL GAS SHALE --(desorción dependiente del tiempo)

DIMENS

30 31 100 /

DUALPORO

WATER

GAS

FIELD

HWELLS

COAL

COMPS

1/

FULLIMP

EQLDIMS

2 100 2 1 20/

TABDIMS

2 1 40 20 1 5/

REGDIMS

1 1 1* 1* 1* 1/

WELLDIMS

5 30 2 2/

START

1 'JAN' 2012/

NODPPM

CBMOPTS

```

'TIMEDEP'/
NMATRIX
4/
UNIFOUT
GRID
INIT
DXV
150 0.0006 2*150 0.0006 2*150 0.0006 2*150 0.0006 2*150 0.0006
2*150 0.0006 2*150 0.0006 2*150 0.0006 2*150 0.0006 2*150 0.0006
150/
DYV
15*29.04 2*29.04 0.5 2*29.04 15*29.04/
NMATOPTS
RADIAL 0.05/
EQUALS
'TOPS' 6500 1 30 1 31 1 1/
'DZ' 2.5 1 30 1 31 1 40/
--FRACTURA
'PERMX' 5E-4 1 30 1 31 21 23/
'PERMX' 5E-4 1 1 1 31 24 36/
'PERMX' 5E-4 2 2 1 13 24 36/
'PERMX' 100 2 2 14 14 24 36/
'PERMX' 100 2 2 15 17 24 25/
'PERMX' 10000 2 2 15 17 26 34/
'PERMX' 100 2 2 15 17 35 36/
'PERMX' 100 2 2 18 18 24 36/
'PERMX' 5E-4 2 2 19 31 24 36/
'PERMX' 5E-4 3 4 1 31 24 36/
'PERMX' 5E-4 5 5 1 13 24 36/
'PERMX' 100 5 5 14 14 24 36/
'PERMX' 100 5 5 15 17 24 25/
'PERMX' 10000 5 5 15 17 26 34/

```

'PERMX'	100	5 5	15 17 35 36/
'PERMX'	100	5 5	18 18 24 36/
'PERMX'	5E-4	5 5	19 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	6 7	1 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	8 8	1 13 24 36/
'PERMX'	100	8 8	14 14 24 36/
'PERMX'	100	8 8	15 17 24 25/
'PERMX'	10000	8 8	15 17 26 34/
'PERMX'	100	8 8	15 17 35 36/
'PERMX'	100	8 8	18 18 24 36/
'PERMX'	5E-4	8 8	19 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	9 10	1 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	11 11	1 13 24 36/
'PERMX'	100	11 11	14 14 24 36/
'PERMX'	100	11 11	15 17 24 25/
'PERMX'	10000	11 11	15 17 26 34/
'PERMX'	100	11 11	15 17 35 36/
'PERMX'	100	11 11	18 18 24 36/
'PERMX'	5E-4	11 11	19 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	12 13	1 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	14 14	1 13 24 36/
'PERMX'	100	14 14	14 14 24 36/
'PERMX'	100	14 14	15 17 24 25/
'PERMX'	10000	14 14	15 17 26 34/
'PERMX'	100	14 14	15 17 35 36/
'PERMX'	100	14 14	18 18 24 36/
'PERMX'	5E-4	14 14	19 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	15 16	1 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	17 17	1 13 24 36/
'PERMX'	100	17 17	14 14 24 36/
'PERMX'	100	17 17	15 17 24 25/
'PERMX'	10000	17 17	15 17 26 34/

'PERMX'	100	17 17	15 17 35 36/
'PERMX'	100	17 17	18 18 24 36/
'PERMX'	5E-4	17 17	19 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	18 19	1 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	20 20	1 13 24 36/
'PERMX'	100	20 20	14 14 24 36/
'PERMX'	100	20 20	15 17 24 25/
'PERMX'	10000	20 20	15 17 26 34/
'PERMX'	100	20 20	15 17 35 36/
'PERMX'	100	20 20	18 18 24 36/
'PERMX'	5E-4	20 20	19 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	21 22	1 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	23 23	1 13 24 36/
'PERMX'	100	23 23	14 14 24 36/
'PERMX'	100	23 23	15 17 24 25/
'PERMX'	10000	23 23	15 17 26 34/
'PERMX'	100	23 23	15 17 35 36/
'PERMX'	100	23 23	18 18 24 36/
'PERMX'	5E-4	23 23	19 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	24 25	1 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	26 26	1 13 24 36/
'PERMX'	100	26 26	14 14 24 36/
'PERMX'	100	26 26	15 17 24 25/
'PERMX'	10000	26 26	15 17 26 34/
'PERMX'	100	26 26	15 17 35 36/
'PERMX'	100	26 26	18 18 24 36/
'PERMX'	5E-4	26 26	19 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	27 28	1 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	29 29	1 13 24 36/
'PERMX'	100	29 29	14 14 24 36/
'PERMX'	100	29 29	15 17 24 25/
'PERMX'	10000	29 29	15 17 26 34/

'PERMX'	100	29 29	15 17 35 36/
'PERMX'	100	29 29	18 18 24 36/
'PERMX'	5E-4	29 29	19 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	30 30	1 31 24 36/
'PERMX'	5E-4	1 30	1 31 37 40/
'PERMY'	5E-4	1 30	1 31 21 23/
'PERMY'	5E-4	1 1	1 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	2 2	1 13 24 36/
'PERMY'	100	2 2	14 14 24 36/
'PERMY'	100	2 2	15 17 24 25/
'PERMY'	10000	2 2	15 17 26 34/
'PERMY'	100	2 2	15 17 35 36/
'PERMY'	100	2 2	18 18 24 36/
'PERMY'	5E-4	2 2	19 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	3 4	1 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	5 5	1 13 24 36/
'PERMY'	100	5 5	14 14 24 36/
'PERMY'	100	5 5	15 17 24 25/
'PERMY'	10000	5 5	15 17 26 34/
'PERMY'	100	5 5	15 17 35 36/
'PERMY'	100	5 5	18 18 24 36/
'PERMY'	5E-4	5 5	19 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	6 7	1 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	8 8	1 13 24 36/
'PERMY'	100	8 8	14 14 24 36/
'PERMY'	100	8 8	15 17 24 25/
'PERMY'	10000	8 8	15 17 26 34/
'PERMY'	100	8 8	15 17 35 36/
'PERMY'	100	8 8	18 18 24 36/
'PERMY'	5E-4	8 8	19 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	9 10	1 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	11 11	1 13 24 36/

'PERMY'	100	11 11	14 14 24 36/
'PERMY'	100	11 11	15 17 24 25/
'PERMY'	10000	11 11	15 17 26 34/
'PERMY'	100	11 11	15 17 35 36/
'PERMY'	100	11 11	18 18 24 36/
'PERMY'	5E-4	11 11	19 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	12 13	1 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	14 14	1 13 24 36/
'PERMY'	100	14 14	14 14 24 36/
'PERMY'	100	14 14	15 17 24 25/
'PERMY'	10000	14 14	15 17 26 34/
'PERMY'	100	14 14	15 17 35 36/
'PERMY'	100	14 14	18 18 24 36/
'PERMY'	5E-4	14 14	19 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	15 16	1 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	17 17	1 13 24 36/
'PERMY'	100	17 17	14 14 24 36/
'PERMY'	100	17 17	15 17 24 25/
'PERMY'	10000	17 17	15 17 26 34/
'PERMY'	100	17 17	15 17 35 36/
'PERMY'	100	17 17	18 18 24 36/
'PERMY'	5E-4	17 17	19 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	18 19	1 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	20 20	1 13 24 36/
'PERMY'	100	20 20	14 14 24 36/
'PERMY'	100	20 20	15 17 24 25/
'PERMY'	10000	20 20	15 17 26 34/
'PERMY'	100	20 20	15 17 35 36/
'PERMY'	100	20 20	18 18 24 36/
'PERMY'	5E-4	20 20	19 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	21 22	1 31 24 36/
'PERMY'	5E-4	23 23	1 13 24 36/

'PERMY'	100	23 23	14 14	24 36/
'PERMY'	100	23 23	15 17	24 25/
'PERMY'	10000	23 23	15 17	26 34/
'PERMY'	100	23 23	15 17	35 36/
'PERMY'	100	23 23	18 18	24 36/
'PERMY'	5E-4	23 23	19 31	24 36/
'PERMY'	5E-4	24 25	1 31	24 36/
'PERMY'	5E-4	26 26	1 13	24 36/
'PERMY'	100	26 26	14 14	24 36/
'PERMY'	100	26 26	15 17	24 25/
'PERMY'	10000	26 26	15 17	26 34/
'PERMY'	100	26 26	15 17	35 36/
'PERMY'	100	26 26	18 18	24 36/
'PERMY'	5E-4	26 26	19 31	24 36/
'PERMY'	5E-4	27 28	1 31	24 36/
'PERMY'	5E-4	29 29	1 13	24 36/
'PERMY'	100	29 29	14 14	24 36/
'PERMY'	100	29 29	15 17	24 25/
'PERMY'	10000	29 29	15 17	26 34/
'PERMY'	100	29 29	15 17	35 36/
'PERMY'	100	29 29	18 18	24 36/
'PERMY'	5E-4	29 29	19 31	24 36/
'PERMY'	5E-4	30 30	1 31	24 36/
'PERMY'	5E-4	1 30	1 31	37 40/
'PERMZ'	5E-4	1 30	1 31	21 23/
'PERMZ'	5E-4	1 1	1 31	24 36/
'PERMZ'	5E-4	2 2	1 13	24 36/
'PERMZ'	100	2 2	14 14	24 36/
'PERMZ'	100	2 2	15 17	24 25/
'PERMZ'	10000	2 2	15 17	26 34/
'PERMZ'	100	2 2	15 17	35 36/
'PERMZ'	100	2 2	18 18	24 36/

'PERMZ' 5E-4 2 2 19 31 24 36/
 'PERMZ' 5E-4 3 4 1 31 24 36/
 'PERMZ' 5E-4 5 5 1 13 24 36/
 'PERMZ' 100 5 5 14 14 24 36/
 'PERMZ' 100 5 5 15 17 24 25/
 'PERMZ' 10000 5 5 15 17 26 34/
 'PERMZ' 100 5 5 15 17 35 36/
 'PERMZ' 100 5 5 18 18 24 36/
 'PERMZ' 5E-4 5 5 19 31 24 36/
 'PERMZ' 5E-4 6 7 1 31 24 36/
 'PERMZ' 5E-4 8 8 1 13 24 36/
 'PERMZ' 100 8 8 14 14 24 36/
 'PERMZ' 100 8 8 15 17 24 25/
 'PERMZ' 10000 8 8 15 17 26 34/
 'PERMZ' 100 8 8 15 17 35 36/
 'PERMZ' 100 8 8 18 18 24 36/
 'PERMZ' 5E-4 8 8 19 31 24 36/
 'PERMZ' 5E-4 9 10 1 31 24 36/
 'PERMZ' 5E-4 11 11 1 13 24 36/
 'PERMZ' 100 11 11 14 14 24 36/
 'PERMZ' 100 11 11 15 17 24 25/
 'PERMZ' 10000 11 11 15 17 26 34/
 'PERMZ' 100 11 11 15 17 35 36/
 'PERMZ' 100 11 11 18 18 24 36/
 'PERMZ' 5E-4 11 11 19 31 24 36/
 'PERMZ' 5E-4 12 13 1 31 24 36/
 'PERMZ' 5E-4 14 14 1 13 24 36/
 'PERMZ' 100 14 14 14 14 24 36/
 'PERMZ' 100 14 14 15 17 24 25/
 'PERMZ' 10000 14 14 15 17 26 34/
 'PERMZ' 100 14 14 15 17 35 36/
 'PERMZ' 100 14 14 18 18 24 36/

'PERMZ'	5E-4	14 14	19 31	24 36/
'PERMZ'	5E-4	15 16	1 31	24 36/
'PERMZ'	5E-4	17 17	1 13	24 36/
'PERMZ'	100	17 17	14 14	24 36/
'PERMZ'	100	17 17	15 17	24 25/
'PERMZ'	10000	17 17	15 17	26 34/
'PERMZ'	100	17 17	15 17	35 36/
'PERMZ'	100	17 17	18 18	24 36/
'PERMZ'	5E-4	17 17	19 31	24 36/
'PERMZ'	5E-4	18 19	1 31	24 36/
'PERMZ'	5E-4	20 20	1 13	24 36/
'PERMZ'	100	20 20	14 14	24 36/
'PERMZ'	100	20 20	15 17	24 25/
'PERMZ'	10000	20 20	15 17	26 34/
'PERMZ'	100	20 20	15 17	35 36/
'PERMZ'	100	20 20	18 18	24 36/
'PERMZ'	5E-4	20 20	19 31	24 36/
'PERMZ'	5E-4	21 22	1 31	24 36/
'PERMZ'	5E-4	23 23	1 13	24 36/
'PERMZ'	100	23 23	14 14	24 36/
'PERMZ'	100	23 23	15 17	24 25/
'PERMZ'	10000	23 23	15 17	26 34/
'PERMZ'	100	23 23	15 17	35 36/
'PERMZ'	100	23 23	18 18	24 36/
'PERMZ'	5E-4	23 23	19 31	24 36/
'PERMZ'	5E-4	24 25	1 31	24 36/
'PERMZ'	5E-4	26 26	1 13	24 36/
'PERMZ'	100	26 26	14 14	24 36/
'PERMZ'	100	26 26	15 17	24 25/
'PERMZ'	10000	26 26	15 17	26 34/
'PERMZ'	100	26 26	15 17	35 36/
'PERMZ'	100	26 26	18 18	24 36/

```

'PERMZ' 5E-4 26 26 19 31 24 36/
'PERMZ' 5E-4 27 28 1 31 24 36/
'PERMZ' 5E-4 29 29 1 13 24 36/
'PERMZ' 100 29 29 14 14 24 36/
'PERMZ' 100 29 29 15 17 24 25/
'PERMZ' 10000 29 29 15 17 26 34/
'PERMZ' 100 29 29 15 17 35 36/
'PERMZ' 100 29 29 18 18 24 36/
'PERMZ' 5E-4 29 29 19 31 24 36/
'PERMZ' 5E-4 30 30 1 31 24 36/
'PERMZ' 5E-4 1 30 1 31 37 40/
'PORO' 0.006 1 30 1 31 21 40/
COALNUM 0 /
--MATRIZ
'COALNUM' 1 1 30 1 31 1 20 /
'PERMX' 5E-5 /
'PERMY' 5E-5 /
'PERMZ' 5E-5 1 30 1 31 1 20/
'PORO' 0.934 1 30 1 31 1 20/
SIGMAV 0.12 1 30 1 31 1 80/
'ROCKDEN' 162.3 1 30 1 31 1 100//
COALNUMR

1 0 1 0 1 //

```

PROPS

VDFLOW

10.0 /

DIFFCBM

0.2/ /

LANGMEXT

440 2E-4 / /

RTEMP

180 /
EOS
PR3 /
NCOMPS
1 /
PRCORR
CNAMES
C1 /
MW
16.043 /
OMEGAA
0.457235529 /
OMEGAB
0.077796074 /
TCRIT
343.68 /
PCRIT
667.78 /
VCRIT
1.567 /
ZCRIT
0.284729476628582 /
SSHIFT
-0.144265618878948 /
ACF
0.013 /
BIC
0.0 /
PARACHOR
77 /
VCRITVIS
1.567 /

ZCRITVIS

0.284729476628582 /

LBCCOEF

0.1023 0.023364 0.058533 -0.040758 0.0093324 /

SWFN

--matriz

0.00 0.0 0.0

1.00 0.0 0.0 /

-- fractura

0.00 0.000 0.0

0.05 0.0006 0.0

0.10 0.0013 0.0

0.15 0.002 0.0

0.20 0.007 0.0

0.25 0.015 0.0

0.30 0.024 0.0

0.35 0.035 0.0

0.40 0.049 0.0

0.45 0.067 0.0

0.50 0.088 0.0

0.55 0.116 0.0

0.60 0.154 0.0

0.65 0.200 0.0

0.70 0.251 0.0

0.75 0.312 0.0

0.80 0.392 0.0

0.85 0.490 0.0

0.90 0.601 0.0

0.95 0.731 0.0

0.975 0.814 0.0

1.00 1.00 0.0 /

SGFN

```
-- matriz
0.00 0.000 0.0
0.025 0.0035 0.0
0.05 0.007 0.0
0.10 0.018 0.0
0.15 0.033 0.0
0.20 0.051 0.0
0.25 0.070 0.0
0.30 0.090 0.0
0.35 0.118 0.0
0.40 0.147 0.0
0.45 0.180 0.0
0.50 0.216 0.0
0.55 0.253 0.0
0.60 0.295 0.0
0.65 0.342 0.0
0.70 0.401 0.0
0.75 0.466 0.0
0.80 0.537 0.0
0.85 0.627 0.0
0.90 0.720 0.0
0.95 0.835 0.0
1.00 1.000 0.0 /
--fractura
0.00 0.000 0.0
0.025 0.0035 0.0
0.05 0.007 0.0
0.10 0.018 0.0
0.15 0.033 0.0
0.20 0.051 0.0
0.25 0.070 0.0
0.30 0.090 0.0
```

0.35 0.118 0.0
0.40 0.147 0.0
0.45 0.180 0.0
0.50 0.216 0.0
0.55 0.253 0.0
0.60 0.295 0.0
0.65 0.342 0.0
0.70 0.401 0.0
0.75 0.466 0.0
0.80 0.537 0.0
0.85 0.627 0.0
0.90 0.720 0.0
0.95 0.835 0.0
1.00 1.000 0.0 /

SOF3

-- matriz

0.0 0.0 0.0 /

-- fracturas

0.0 0.0 0.0 /

FACTLI

0.05 0.05 /

PVTW

15 1.00370 4E-6 .60700 0.00E+00 /

ROCK

14.7 1.00E-06 /

GRAVITY

40.0000 0.99000 0.6 /

ZI

1.0 /

REGIONS

SATNUM

18600*1 -- matriz

18600*2 -- fracturas
55800*1 / -- sub celdas

EQLNUM

18600*1 -- matriz

18600*2 -- fracturas

55800*1 / -- sub celdas

SOLUTION

EQUIL

6506.11 3000 6550 0 6550 0 2* 1* 1 /

6506.11 3000 6600 0 6600 0 2* 1* 1 /

RPTRST

'BASIC=2' SWAT SGAS YMF /

SUMMARY

RUNSUM

FPR

FGIP

FCWGPR

1 /

FCWGPT

1 /

FGPR

FGPT

WPIG

H/

WWPR

H/

WBP9

H/

WBHP

H/

RPTONLY

SCHEDULE

RPTSCHED

PRES SWAT SGAS YMF MLSC /

TUNING

-- TSINIT TSMAXZ TSMINZ TSMCHP TSFMAX TSFMIN

0.0001 60.0 0.01 .015 2.0 0.10 / (record 1)

/ (record 2 todo por defecto)

-- NEWTMX NEWTMN LITMAX

30 1* 30 / (record 3)

WELSPECS

'H' 'G' 1 15 6650 'GAS' /

/

COMPDAT

'H' 1 15 30 30 'SHUT' 2* 0.458 3* 'X' /

'H' 2 15 30 30 'OPEN' 2* 0.458 3* 'X' /

'H' 5 15 30 30 'OPEN' 2* 0.458 3* 'X' /

'H' 8 15 30 30 'OPEN' 2* 0.458 3* 'X' /

'H' 11 15 30 30 'OPEN' 2* 0.458 3* 'X' /

'H' 14 15 30 30 'OPEN' 2* 0.458 3* 'X' /

'H' 17 15 30 30 'OPEN' 2* 0.458 3* 'X' /

'H' 20 15 30 30 'OPEN' 2* 0.458 3* 'X' /

'H' 23 15 30 30 'OPEN' 2* 0.458 3* 'X' /

'H' 26 15 30 30 'OPEN' 2* 0.458 3* 'X' /

'H' 29 15 30 30 'OPEN' 2* 0.458 3* 'X' /

'H' 30 15 30 30 'SHUT' 2* 0.458 3* 'X' //

WCONPROD

'H' 'OPEN' 'BHP' 5* 500 3* //

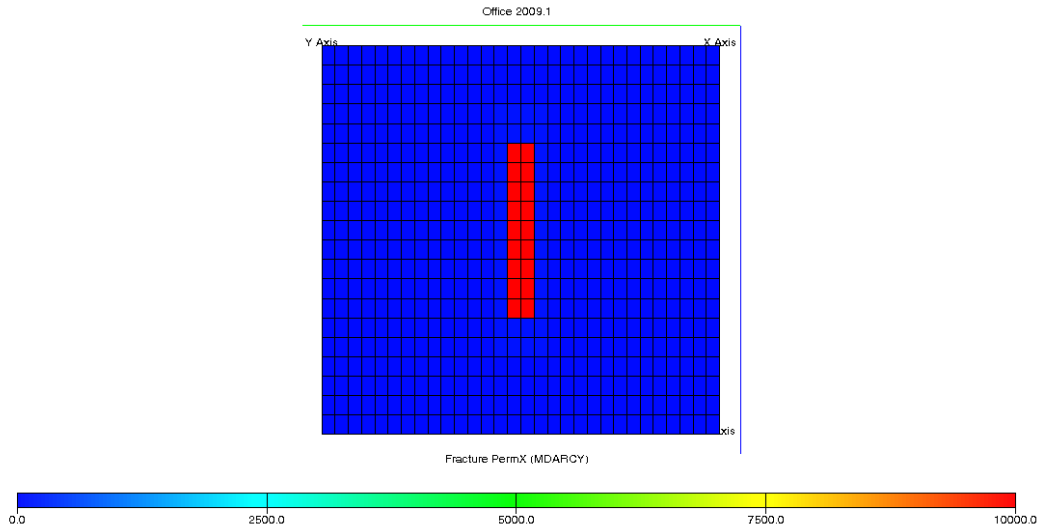
TSTEP

1 9 20 11*30 9*360/

END

ANEXO 2

Vista frontal de una de las fracturas transversales del modelo



Perspectiva de la presión de yacimiento para diferentes pasos de tiempo

