

**EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE SHALE OIL  
UTILIZANDO UN SIMULADOR NUMERICO**

**JHON ALEXANDER PABON VILLAMIZAR  
GONZALO JAVIER MARTINEZ MAYORGA**

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

**2013**

**EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE SHALE OIL  
UTILIZANDO UN SIMULADOR NUMERICO**

**JHON ALEXANDER PABON VILLAMIZAR  
GONZALO JAVIER MARTINEZ MAYORGA**

**Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**M.SC. JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE  
Ingeniero de Petróleos**

**Codirectores**

**M.SC. JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES  
ING. JUAN JOSÉ TOVAR MONTAÑA**

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

**2013**

## DEDICATORIA

*A Dios, a mis padres, hermanas, amigos y todas esas personas que de una u otra manera contribuyeron en mi formación académica.*

**Gonzalo Javier Martinez Mayorga**

## DEDICATORIA

*A Dios por darme esta oportunidad en mi vida, a mi madre, hermano y familiares que me apoyaron de una y otra manera para conseguir esta meta en mi vida, a mis amigos y todas esas personas que de una u otra manera contribuyeron en mi formación académica.*

**Jhon Alexander Pabon Villamizar**

## **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 Jorge Mario Palma Bustamante

A nuestros codirectores, los ingenieros José Carlos Cárdenas y Juan José Tovar, por todo su apoyo incondicional a lo largo del proceso.

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.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES: DEL SHALE OIL	19
1.1 ¿QUÉ ES UN SHALE (ESQUISTO)?	19
1.2. ¿QUE ES SHALE OIL?	20
1.3. OIL SHALE Y SHALE OIL	22
1.4. TECNOLOGÍAS ACTUALES DE EXTRACCIÓN DEL SHALE OIL	22
1.4.1. Perforación horizontal	23
1.4.2. Fracturamiento hidráulico	24
1.4.3. Justificación de la fractura y consideraciones de diseño	26
1.5. YACIMIENTOS DE DOBLE POROSIDAD	27
1.6. ISOTERMA DE LANGMUIR	28
1.6.1. Características de la isoterma	30
1.7. MECANISMOS DE TRANSPORTE	32
1.7.1. Desorción	32
1.7.2. Difusión	33
1.7.3. Flujo Darcy:	33
1.8. FORMACION EAGLE FORD SHALE	36
1.8.1. Shale oil en la formación Eagle Ford	37
1.8.2. Geología	39
1.8.3 Mineralogía	40
1.9 TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN EN EL EAGLE FORD SHALE PLAY	42

2. SIMULACION NUMERICA DE SHALE OIL	46
2.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS (YNF)	46
2.1.1 Porosidad Simple, Doble Porosidad y Doble Permeabilidad.	47
2.1.2 Porosidad Simple	47
2.1.3 Doble Porosidad (Dualporosity)	47
2.1.4 Doble Permeabilidad (Dualpermeability)	48
2.2 SIMULACIÓN DE FLUIDOS COMPOSICIONALES	48
2.3 DOBLE POROSIDAD	49
2.3 REFINAMIENTO DE SHALE OIL	50
2.4 MODELO DE LA ISOTERMA EXTENDIDA DE LANGMUIR	51
2.5 MODELO DEL YACIMIENTO	52
3. ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD EN LAS VARIABLES MÁS SIGNIFICATIVAS.	60
3.1 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN AL CABO DE 10 AÑOS EN EL SVR	60
3.2 SENSIBILIDAD DE LOS FLUIDOS	62
3.3 SENSIBILIDAD DE LONGITUD DE FRACTURA	67
3.4 SENSIBILIDAD ESPACIAMIENTO DE FRACTURA	70
3.5 SENSIBILIDAD PRESIÓN DE FONDO (BHP)	74
4. CONCLUSIONES	78
5. RECOMENDACIONES	79
BIBLIOGRAFÍA	80

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1: Muestra de shale	20
Figura 2: producción de petróleo en Estados Unidos por procedencia MMBBL (1990-2035)	21
Figura 3: fracturas hidráulicas transversales múltiples en un pozo horizontal	23
Figura 4: Perforación horizontal y fracturamiento en Shale Gas	24
Figura 5: Fracturas hidráulicas	25
Figura 6: Propante soportando las fracturas	26
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: Desorción del gas	32
Figura 12: Difusión del gas	33
Figura 13: Flujo Darcy en las fracturas	34
Figura 15: Columna estratigráfica a través del sur de Texas	39
Figura 16: Composición mineral en Eagle Ford shale y Barnett shale	40
Figura 17: Número de dureza Brinell en pruebas de núcleo realizadas a varios depósitos de shale en América del Norte	41
Figura 18: Simulación empotramiento vs cierre de Esfuerzo para diversos MY Donde Eagle Ford Shale presenta MY de ~ 2E6 psi mientras que el Barnett Shale tiene MY de ~ 7E6 psi	42
Figura 19: Recomendaciones para sistemas de fluidos basados en la fragilidad en formaciones de shale	44
Figura 20: Fractura Normal y fracturas bedding-plane en núcleos Eagle Ford	45

Figura 21: Ilustración esquemática de los modelos de Porosidad Simple, Doble Porosidad y Doble Permeabilidad en una dimensión.	48
Figura 22: Esquema del distribución del en mallado del yacimiento y del SVR	53
Figura 23: Grid de simulacion caso base sin SRV	53
Figura 24: Grid de simulacion con Pozo horizontal	54
Figura 25: Vista 3D pozo horizontal y facturas hidráulicas en el SRV	54
Figura 26: Celda con refinamiento logarítmico	56
Figura 27: Curvas de permeabilidades relativas	58
Figura 28: Presion (Psi) en el grid en funcion del tiempo	61
Figura 29: Efecto del petroleo Negro en la Produccion de gas y aceite	63
Figura 30: Efecto del petroleo Volatil en la Produccion de gas y aceite	64
Figura 31: Efecto del Gas Seco en la Produccion de gas y aceite	64
Figura 32: Efecto del petroleo Negro en la Prod. Acum. de gas y aceite	65
Figura 33: Efecto del petroleo Volatil en la Prod. Acum. de gas y aceite	65
Figura 34: Efecto del Gas Seco en la Produccion acumulada de gas y aceite	66
Figura 35: Efecto de los fluidos en la presion	66
Figura 36: Efecto de la longitud de fractura en la Produccion de gas y aceite	68
Figura 37: Efecto de la longitud de fractura en la Prod. Acum. de aceite	68
Figura 38: Efecto de la longitud de fractura en la Prod. Acum. de gas	69
Figura 39: Efecto de la longitud de fractura en la presion	69
Figura 40: Efecto del espaciamento de fractura en la Produccion aceite	71
Figura 41: Efecto del espaciamento de fractura en la Produccion gas	72
Figura 42: Efecto del espaciamento de fractura en la Prod. acum. de aceite	72
Figura 43: Efecto del espaciamento de fractura en la Prod. acum. De gas	73
Figura 44: Efecto del espaciamento de fractura en la presion	73
Figura 45: Efecto del BHP en la Produccion de aceite y gas	75
Figura 46: Efecto del BHP en la Produccion de acumulada de aceite	76
Figura 47: Efecto del BHP en la Produccion de acumulada de gas	76
Figura 48: Efecto del BHP en la Produccion en la presion	77

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1: Formulas del SRV	56
Tabla 2: Propiedades del yacimiento y del fracturamiento hidráulico	57
Tabla 3: Parámetro de permeabilidad relativa	57
Tabla 4: Composición de los fluidos utilizados para la diferenciación del comportamiento.	59
Tabla 5: Valores de las Constantes de adsorción de Langmuir y Máxima adsorción de masa.	59

## NOMENCLATURA

Volumen de gaslibre	Gf	SCF
Volumen de gas adsorbido	Ga	SCF
Área	A	Acres
Espesor del intervalo productor	h	Ft
Porosidad de matriz	$\Phi_m$	Fracción
Porosidad de fractura	$\Phi_f$	Fracción
Factor volumétrico de formación inicial del gas	Bgi	RCF/SCF
Densidad del shale	$\rho_b$	Ton/ft <sup>3</sup>
Volumen de Langmuir	VL	SCF/ton
Presión de Langmuir	PL	Psi
Presión del yacimiento	P	Psi

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE SHALE OIL UTILIZANDO UN SIMULADOR NUMERICO\*

**AUTORES:** Jhon Alexander Pabon Villamizar  
Gonzalo Javier Martínez Mayorga\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Shale, Oil, Simulador, Numérico, Simulación numérica, Fracturamiento hidráulico, Pozos horizontales, Análisis de sensibilidad

### DESCRIPCION:

El propósito de éste estudio es construir un modelo conceptual de simulación shale-oil, con el objetivo de encontrar las variables que generan los cambios más significativos en el comportamiento de producción de este tipo de yacimientos de petróleo no convencional. Para construir el modelo se profundizó en los conceptos de doble porosidad, stimulated reservoir volume (SRV). Composición, almacenamiento y transporte del petróleo y parámetros de Langmuir, se utilizaron datos promedio encontrados en la literatura para algunos de los yacimientos más importantes de Estados Unidos y se realizó refinado logarítmico en el SRV para modelar fracturas hidráulicas y naturales en los procesos de estimulación que requieren los yacimientos de Shale-oil debido a su baja permeabilidad.

Este trabajo se llevó a cabo mediante el simulador comercial para fines composicionales Computer Modelling Group "CMG" en su plataforma GEM Se realizaron análisis de sensibilidad a tipo de fluido, propiedades petrofísicas y variables características del fracturamiento hidráulico; de lo cual se pudo concluir que algunas variables afectan el volumen original de oil in place y por ende los volúmenes recuperados; y otras afectan directamente el flujo de petróleo 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 Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, DIRECTOR M.SC. JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE Codirectores: Ing. José Carlos Cárdenas – Ing. Juan José Montañ

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE PERFORMANCE OF A GAS-SHALE RESERVOIR USING A NUMERICAL SIMULATOR\*

**AUTHORS** Jhon Alexander Pabon Villamizar  
Gonzalo Javier Martinez Mayorga\*\*

**KEY WORDS:** Shale Oil, Simulator, Numeric, Numerical simulation, hydraulic fracturing, horizontal wells, Sensitivity Analysis

### DESCRIPTION:

The purpose of this study is to build a conceptual model shale oil simulation, in order to find the variables that generate the most significant changes in the behavior of this type of production from unconventional oil deposits. To build the model deepened the concepts of dual porosity, stimulated reservoir volume (SRV). Composition, storage and transportation of oil and Langmuir parameters, average data were used in the literature for some of the most important sites in the U.S. and was refined logarithmic in the SRV to model natural hydraulic fractures and stimulation processes Shale require -oil reservoirs because of its low permeability.

This work was carried out using the commercial simulator for compositional purposes Computer Modelling Group " CMG " on its platform GEM sensitivity analyzes were performed to fluid type, petrophysical properties and variable characteristics of hydraulic fracturing, in which it was concluded that some variables affect the original volume of oil in place and therefore the volumes recovered, and others directly affect the flow of oil toward the producing well. Given this fact, it is vital to correctly determine these properties in the laboratory to not overestimate the recoverable reserves.

---

\* Degree project.

\*\* Physical and Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering. Director: M.SC. Jorge Mario Palma Bustamante. Codirectores M.SC. José Carlos Cárdenas Montes– ING. Juan José Tovar Montaña

## INTRODUCCIÓN

Ante la notable disminución de descubrimientos de yacimientos de hidrocarburos convencionales, el aumento de la demanda del mercado cada vez más industrializado y la dificultad de la oferta para satisfacerla, hace necesario buscar nuevas soluciones. Una de las opciones más apreciables para satisfacer el consumo, además de los crudos pesados, lo constituyen el aceite y el gas no convencional producido de lutitas, los cuales anteriormente no se contemplaban dado que las condiciones geológicas y petrofísicas de estos tipos de yacimientos los hacían poco atractivos; sin embargo con el surgimiento de nuevas tecnologías para su explotación como son los pozos horizontales con múltiples fracturas transversales han dado lugar a proyectos exitosos y comercialmente viables.

Algunos operadores están produciendo con éxito shale oil utilizando este método pero debido a su viscosidad y sus condiciones de flujo, es probable que tenga una baja eficiencia de recuperación; Por lo tanto, 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 oil, se exponen las propiedades de algunos yacimientos de éste tipo en Estados Unidos y de acuerdo a esto se modela conceptualmente un yacimiento de shale oil; posteriormente, con el fin de determinar el mejor esquema de explotación se realizan análisis de sensibilidad en las variables más significativas.

## 1. GENERALIDADES: DEL SHALE OIL

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 como son el shale gas y el shale oil, permitiendo de este modo la explotación de estas nuevas fuentes de energía; Por lo tanto es indispensable aclarar parámetros característicos de dicho recurso y aclarar conceptos básicos.

### 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, en la **figura 1** podemos ver una muestra de shale de color negro lo cual indica su alto contenido de material orgánico. <sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Rey, Carlina y Amaya, Freddy. Evaluación del comportamiento de un yacimiento de Gas-S hale utilizando un software de simulación para determinar el mejor esquema de explotación que permita maximizar las reservas recuperables. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímicas, 2011, 20 p.

**Figura 1: Muestra de shale**



**Fuente:** *Larry LeDoux. Can Oil Shale Be Used as a Power Source? 2009*

## **1.2. ¿QUE ES SHALE OIL?**

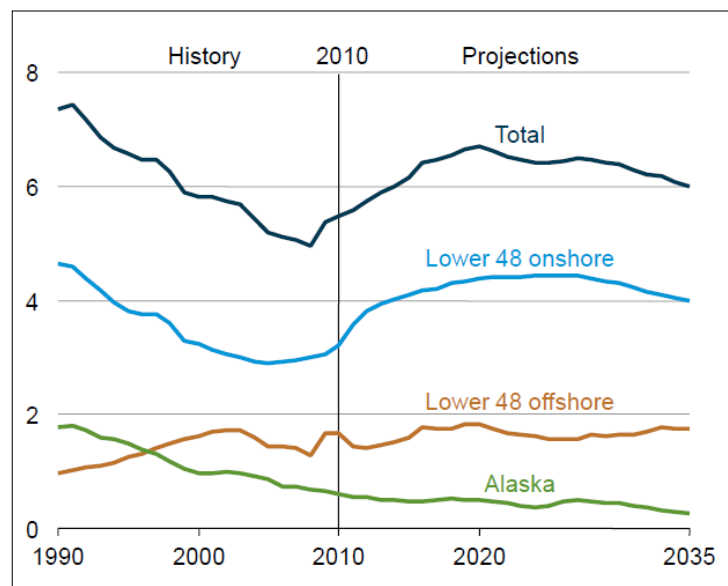
El shale oil es un tipo de petróleo maduro no convencional que se encuentra atrapado en rocas de baja permeabilidad llamadas shale, no obstante, su nombre se debe a su procedencia, el shale (o esquisto).

Los shales negros contienen alto material orgánico, que a ciertas condiciones de presión y temperatura se fragmentan alcanzando la ventana de generación de petróleo; sin embargo este petróleo generado es dependiente de la calidad de su kerógeno (el cual, a su vez depende del tipo de materia orgánica precursora) y del grado de madurez alcanzado. Debido a la baja porosidad del esquisto este petróleo no se puede almacenar en su espacio poroso por lo tanto se almacena en las fracturas naturales que el shale posee formando grandes depósitos de petróleo, donde queda sellado por la roca de baja permeabilidad.

La baja permeabilidad del shale imposibilita la fácil extracción del petróleo. Por ende, a pesar de ser una fuente de energía conocida hace años sólo los avances tecnológicos de la era moderna y el aumento en el precio del crudo, han permitido la extracción comercial y lucrativa de este petróleo.

En cuanto al auge de los recursos no convencionales la **figura 2**, muestra la producción nacional en EE.UU de petróleo crudo por procedencia donde el informe reitera que los crecientes recursos de shale oil, junto con el aumento en los precios mundiales del petróleo y los avances tecnológicos contribuirían al aumento de la producción nacional de petróleo desde 2009 hasta el 2035.

**Figura 2: producción de petróleo en Estados Unidos por procedencia MMBBL (1990-2035)**



**Fuente:** Annual Energy Outlook (AEO 2011)

Así mientras el shale oil de Bakken contribuye al crecimiento de la producción en la región de las Montañas Rocosas, el crecimiento de la región Costa del Golfo es estimulado por la formación de shale en Eagle Ford y la producción de petróleo de

la formación shale Avalon demuestra compensación en la caída de la producción de petróleo de la región suroeste del país<sup>2</sup>.

### **1.3. OIL SHALE Y SHALE OIL**

Con demasiada frecuencia el Oil shale se confunde con el shale oil observando una gran diferencia entre el oil shale y el aceite producido a partir de depósitos de shale, llamado shale oil.

El Oil shale es una roca que contiene un compuesto orgánico sólido conocido como kerógeno que genera aceite líquido sintético cuando la roca se calienta hasta un máximo de 950 °F (500 °C) en ausencia de oxígeno conociéndose este proceso retorting. Aunque la producción de oil shale sea costosa sigue siendo muy prometedora y puede lograr un muy buen desarrollo.

El shale oil, a diferencia del oil shale, no tiene que ser calentado durante un período de meses para que pueda fluir en un pozo pues es petróleo maduro atrapado en capas de rocas impermeables de baja porosidad y este tiene que ser producido mediante pozos horizontales y fracturamiento hidráulico<sup>3</sup>.

### **1.4. TECNOLOGÍAS ACTUALES DE EXTRACCIÓN DEL SHALE OIL**

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

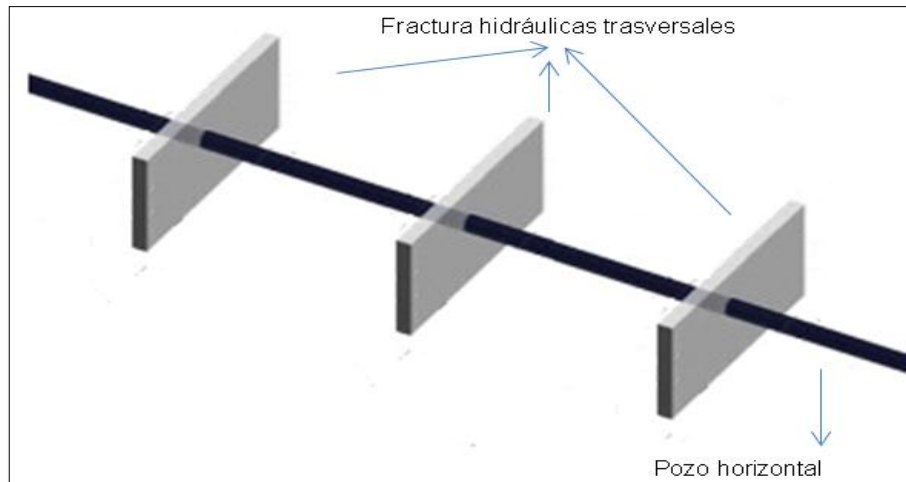
---

<sup>2</sup> Energy Information Administration (EIA). Annual Energy Outlook Report 2011, <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/>.

<sup>3</sup> Jianwei, Wang. Well Performance Modeling of Eagle Ford Shale Oil Reservoirs. SPE 144427. 14-16 June 2011. En: Onepetro.

los yacimientos, mientras la segunda a través de la presión de fluidos aumenta la permeabilidad de la roca y esta combinación de pozo horizontal con fracturas transversales múltiples (que se muestra en la **Figura 3**) ha demostrado ser exitosa para el desarrollo de yacimientos de shale oil<sup>4</sup>.

**Figura 3: fracturas hidráulicas transversales múltiples en un pozo horizontal**



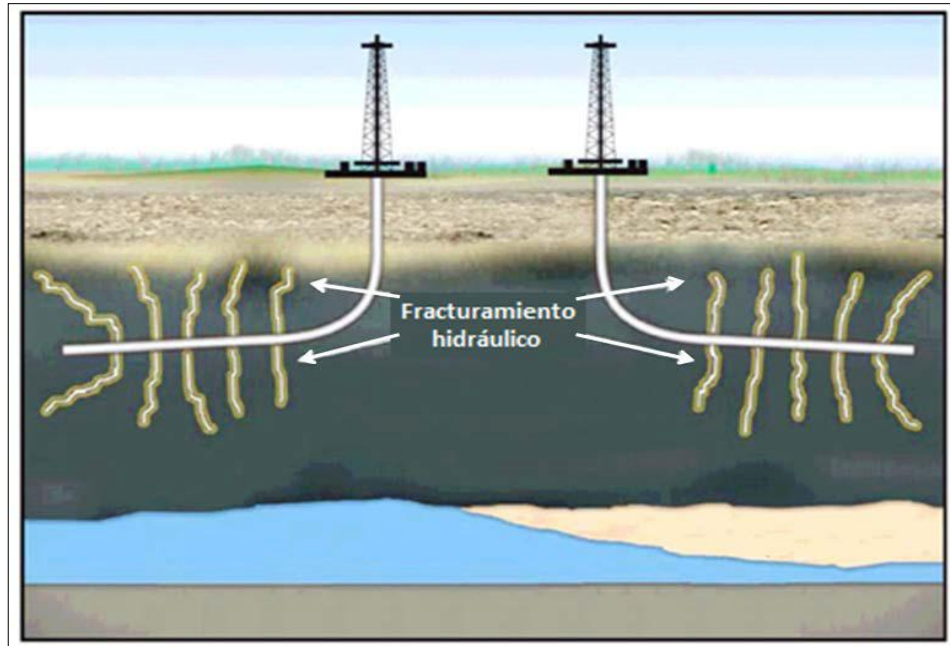
**Fuente:** Autores

**1.4.1. Perforación horizontal** 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 el taladro en un ángulo cercano a los 45° para taladrar a través del depósito de shale oil como se observa en la **figura 4**, permitiendo así una mayor área de drenaje y con esto una mayor extracción del recurso.

---

<sup>4</sup> Rey, Carlina y Amaya, Freddy, op.cit. pag 19.

**Figura 4: Perforación horizontal y fracturamiento en Shale Gas**



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

Para la perforación de ese tipo de yacimiento 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 presentan nuevos 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.

**1.4.2. Fracturamiento hidráulico** La matriz no fisurada de la formación de shale tiene una permeabilidad primaria al gas sumamente baja ( $1 \times 10^{-5}$  mD), lo que

constituye una roca prácticamente impermeable a los líquidos. El petróleo 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 se hace necesario el fracturamiento hidráulico <sup>5</sup>.

El procedimiento del fracturamiento hidráulico 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 petróleo fluya hacia la superficie.

De tal forma que los canales que se crean son de vital importancia para la extracción del shale oil, ya que éste se encuentra en pequeños poros independientes, los cuales necesitan un canal común (o “puente”) para una extracción exitosa en masa.

### **Figura 5: Fracturas hidráulicas**



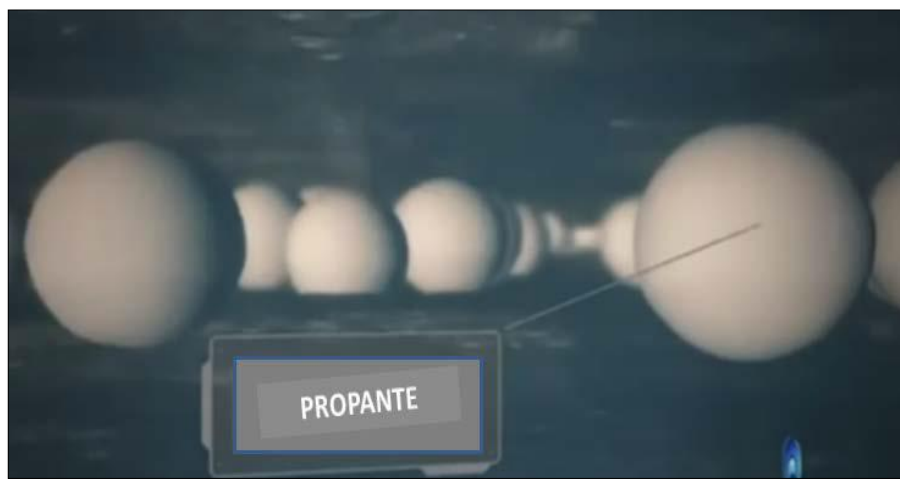
**Fuente:** Hugh Rudnick. La revolución del shale gas. 2011

---

<sup>4</sup> Blanco Ybáñez, Alberto Julio, et al. Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología. Gemat Ingeniería, Neuquén, Argentina. 11 septiembre, 2012 En: <http://revistapetroquimica.com/shale-frac-un-acercamiento-a-esta-nueva-tecnologia/>

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 para mantener 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.

**Figura 6: Propante soportando las fracturas**



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

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. Esto hace que la perforación horizontal se valore 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.

**1.4.3. 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 petróleo que permita la explotación económica.

En los pozos de petróleo el fracturamiento hidráulico tiene el propósito no sólo de incrementar el área de flujo, sino también de abrir un canal de alta conductividad por el cual pueda fluir libremente el petróleo desde el yacimiento hacia el pozo. Para crear esta conductividad la fractura además de tener alta permeabilidad, debe tener un espesor adecuado para poder conducir el fluido viscoso a lo largo de la fractura 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 magnitud inferior a la correspondiente al crudo, es mucho más importante el área del flujo que la conductividad del canal.

## **1.5. YACIMIENTOS DE DOBLE POROSIDAD**

Con el fin de entender mejor el comportamiento de los yacimientos de shale oil, es útil compararlo con los yacimientos de petróleo convencional hay muchas similitudes entre ellos al igual que diferencias significativas.

El shale se caracteriza por ser un sistema de doble porosidad (matriz y fractura o red de fracturas), de esta manera se asume que el petróleo no se encuentra almacenado en los microporos de la matriz de baja permeabilidad sino que este se encuentra como petróleo móvil en las fracturas naturales, esto es, debido a que por las características del fluido no podrá ocupar espacios porosos tan pequeños como el del shale a diferencia de los yacimientos convencionales en los que el petróleo si se encuentra almacenado en el espacio poroso de la matriz.

Por otro lado, el gas en los yacimientos convencionales se almacena en los espacios porosos de la matriz, en cambio en los yacimientos de shale el gas se almacena en la matriz pero con la diferencia que no se almacena en el volumen poroso sino se encuentra adsorbido (la adsorción es el mecanismo de

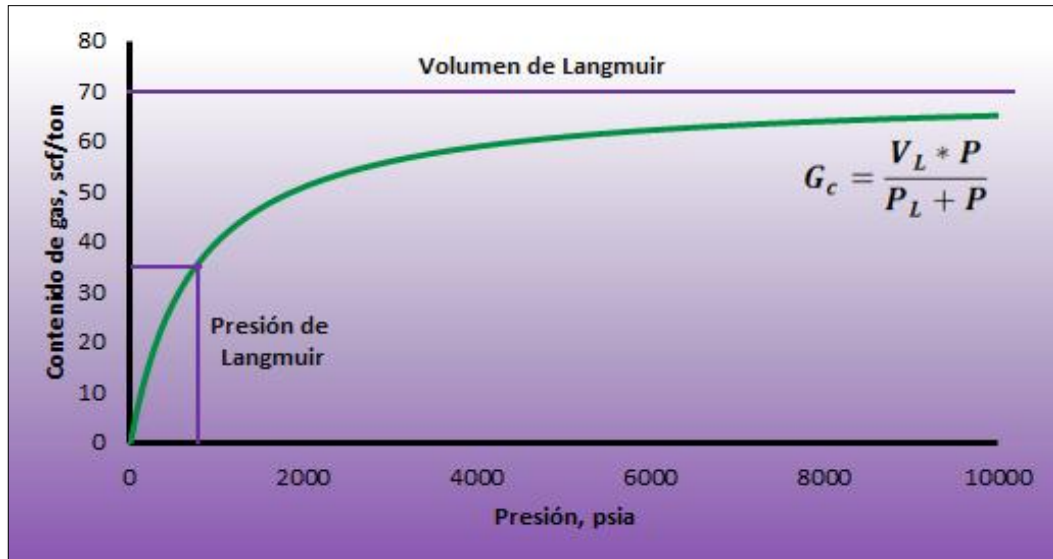
almacenamiento más importante en los shales) en la superficie de los microporos de la matriz, por tanto, la cantidad de gas que puede ser desorbido es directamente proporcional a la presión del gas y al área superficial del poro (no a su volumen), por otro lado la permeabilidad de la matriz es tan pequeña que el movimiento del gas a través de la misma, es por difusión.

## 1.6. ISOTERMA DE LANGMUIR

Para entender los fenómenos propios de producción en los shales se hace necesario estudiar a fondo la isoterma de Langmuir la cual 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; al interpretar la isoterma podemos determinar un aproximado de que tanto gas puede ser desorbido por la roca (shale) a medida que disminuimos la presión.

Esta isoterma 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. En la **figura 7** se muestra la forma típica de la isoterma.

Figura 7: Isoterma de Langmuir



Fuente: tesis carlina rey, Freddy Alexander Amaya UIS 2011

**Contenido de gas:** Con la siguiente ecuación 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:

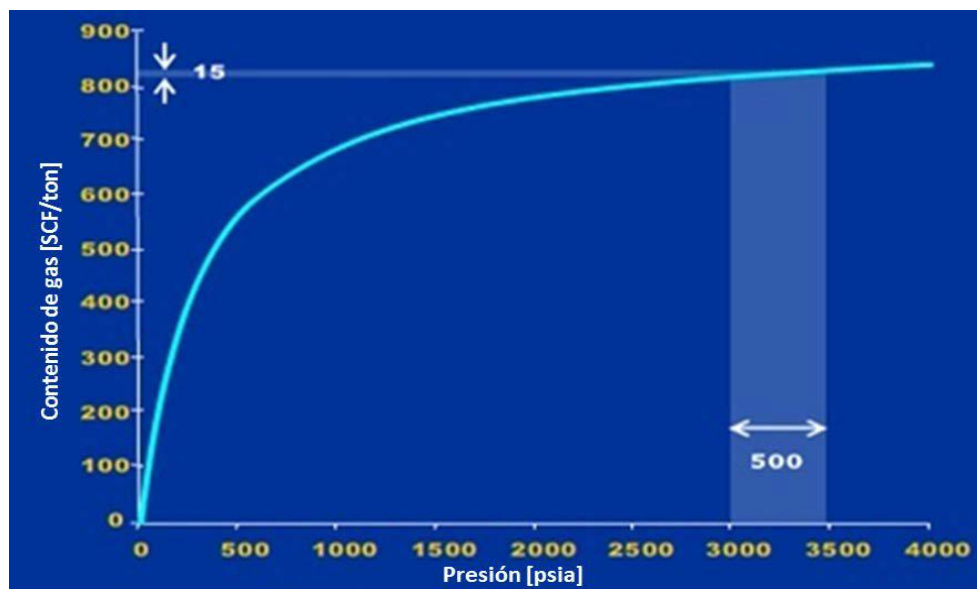
$$G_c = \frac{V_L * P}{P_L + P}$$

Donde

- **Volumen de Langmuir (VL):** 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 se expresa en (scf/Ton).
- **Presión de Langmuir (PL):** 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 ½ del volumen de Langmuir se expresa en (Psi).

**1.6.1. 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**, donde si se tiene una presión de yacimiento alta se reduce en 500 psi y el contenido de gas será levemente disminuido. Esto quiere decir, que a altas presiones hay reducción de la presión generando que la cantidad de gas adsorbida disminuya muy poco y sea desorbido y producido.

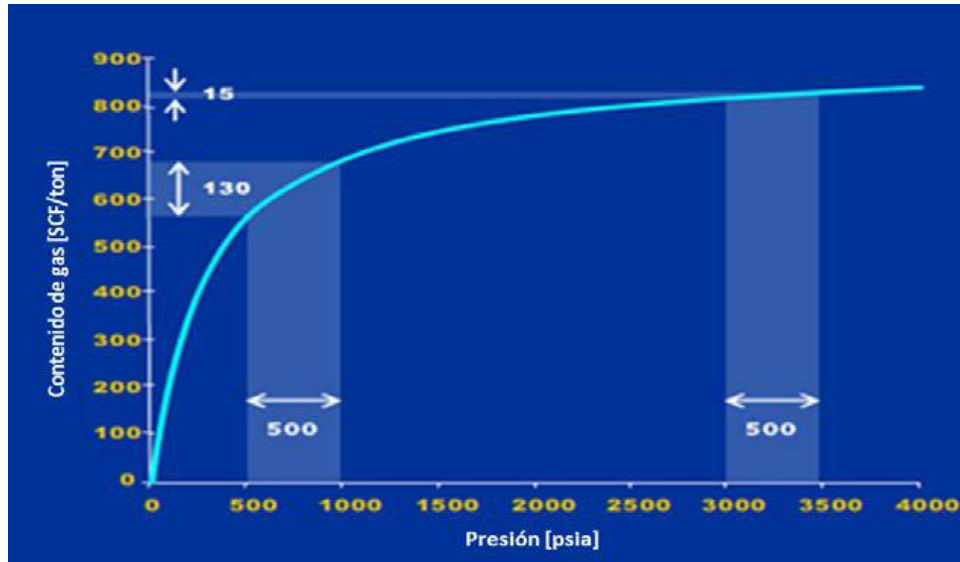
**Figura 8: Cambio en el contenido de gas a altas presiones**



**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**), se disminuye en los mismos 500 psi y se puede ver que debido a la “no linealidad” de la isoterma, mucho más gas será desorbido y posteriormente producido.

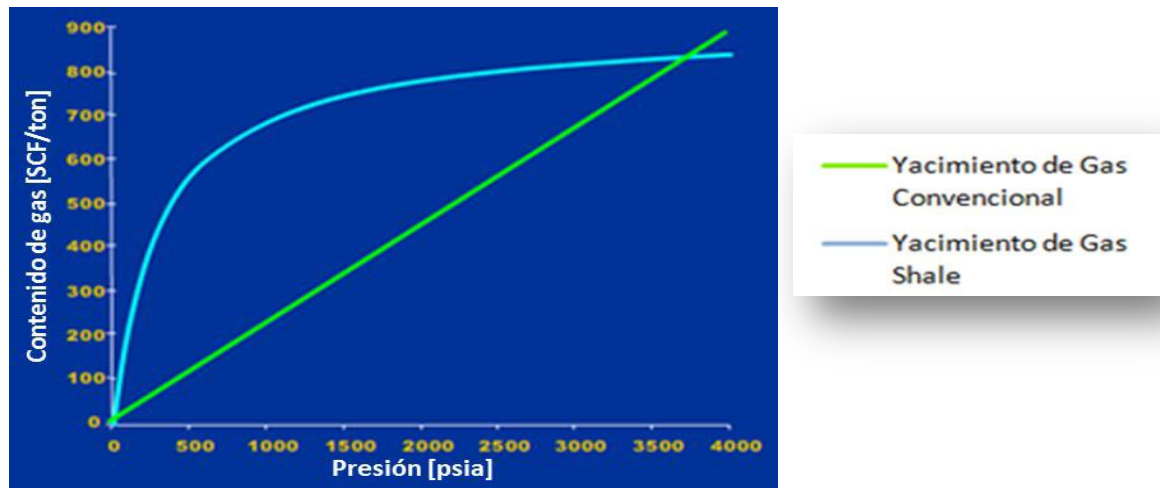
**Figura 9: Cambio en el contenido de gas a bajas presiones**



**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

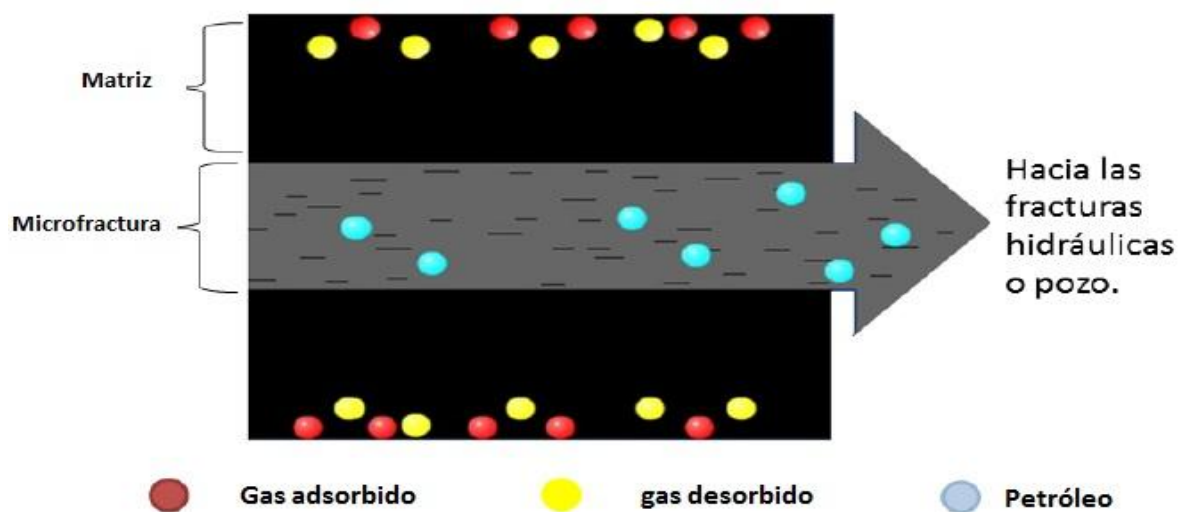
## 1.7. MECANISMOS DE TRANSPORTE

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. En él, ocurren esencialmente tres procesos los cuales dominan en diferentes momentos durante la producción: desorción, difusión y flujo Darcy.

**1.7.1. 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 11**). 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 11: Desorción del gas**

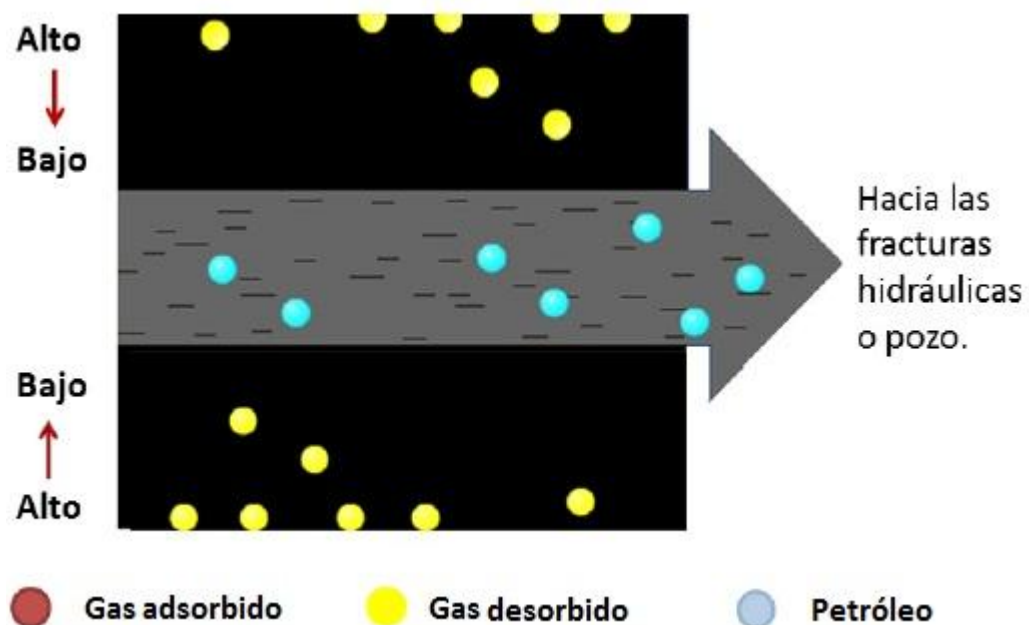


**Fuente:** Modificado de Reservoir Engineering Aspects of CBM. Kamal Morad, 2006

**1.7.2. 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 como se observa en la **figura 12**, porque 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.

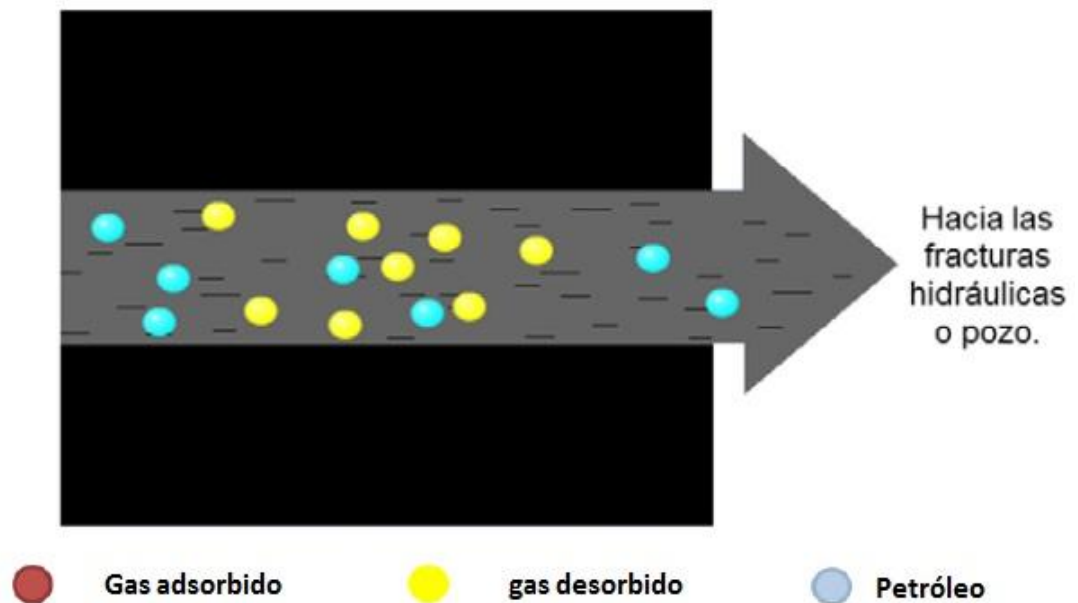
**Figura 12: Difusión del gas**



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

**1.7.3. Flujo Darcy:** Finalmente el gas entra a las microfracturas y posteriormente a las fracturas hidráulicas desde donde viajará con el petróleo móvil 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.

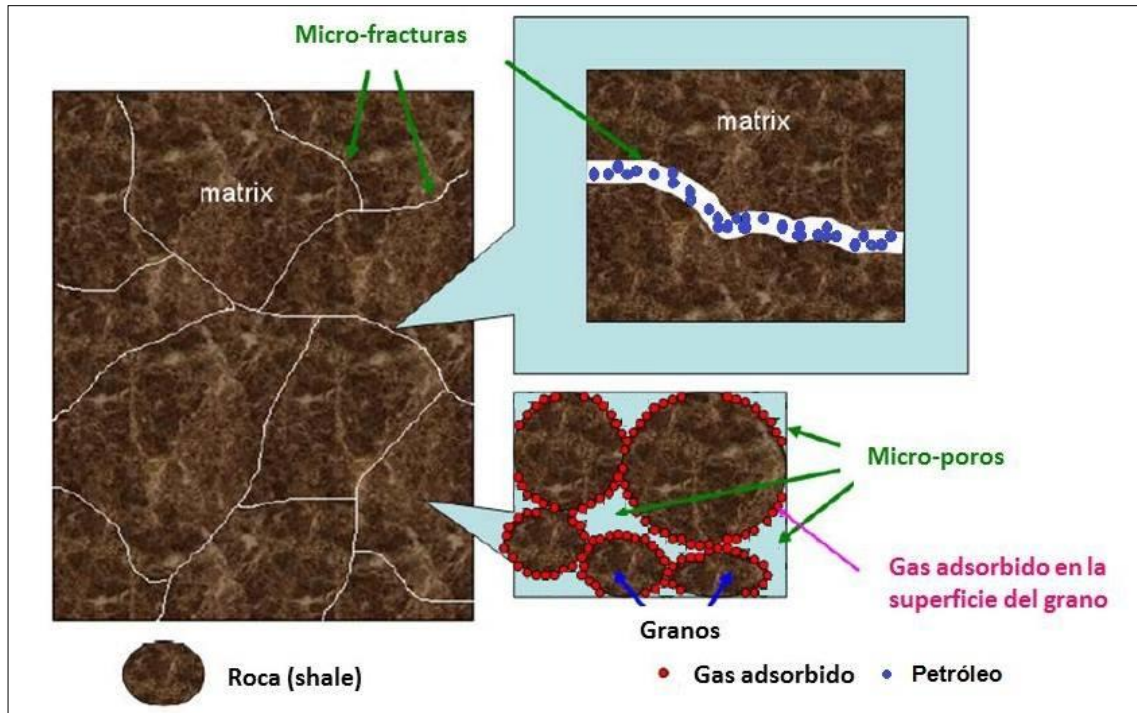
**Figura 13: Flujo Darcy en las fracturas**



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

En la **figura 14** 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.

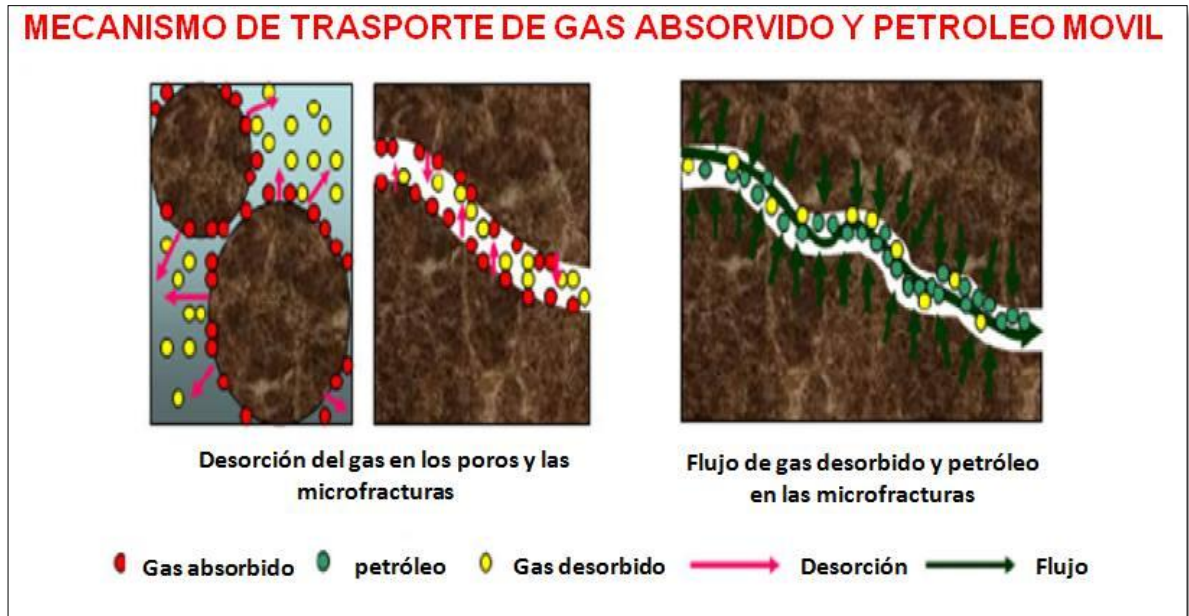
**Figura 14: Mecanismo de almacenamiento en yacimiento de Shale Oil**



**Fuente:** modificado de Michael J. Economides, SPE 2011.

La **figura 15** 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. Finalmente el gas desorbido fluye por difusión desde los poros de la matriz hasta las microfrazuras para después ser producido.

Figura 15: Mecanismo de flujo en los yacimientos de shale oil



Fuente: modificado de Michael J. Economides, SPE 2011

## 1.8. FORMACION EAGLE FORD SHALE

La formación Eagle Ford se estudiara en este capítulo por ser uno de los yacimientos no convencionales de shale oil más desarrollado en Estados Unidos y el mundo y por poseer diferentes tipos de hidrocarburos a lo largo del shale como son: gas seco, gas húmedo y petróleo. Se describirá la configuración geológica y los componentes mineralógicos que son importantes en el diseño y realización de un pozo en este tipo de yacimiento y la diferencia de este con otras formaciones de shale descubiertos anteriormente como el Barnett y Haynesville shale. Se explica la extensión del área del Eagle Ford shale y sus tres diferentes áreas que contienen hidrocarburos como son la ventana de gas seco, gas húmedo y la ventana de petróleo, convirtiéndose esta zona rica de petróleo, en la atención de los inversionistas.

Las propiedades típicas de la ventana de petróleo en esta pizarra se utilizarán para los estudios de simulación y la sensibilidad en el modelo de simulación.

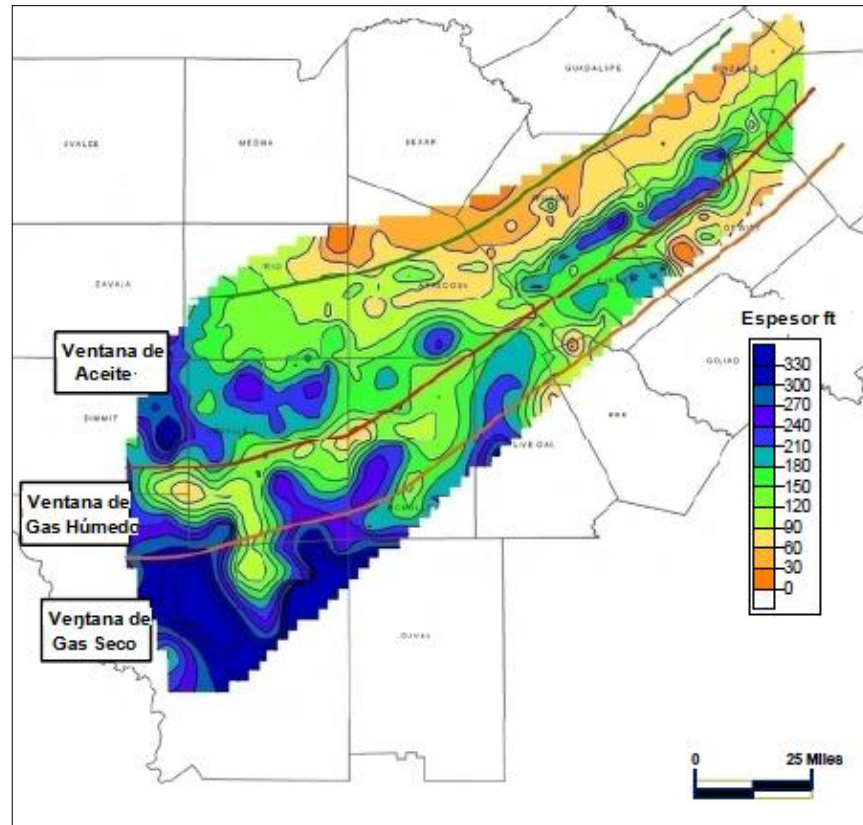
**1.8.1. Shale oil en la formación Eagle Ford** La formación Eagle Ford Shale debe su nombre a la ciudad de Eagle Ford en Texas. Los trabajos de Exploración comenzaron en 2008, cuando Petrohawk Energy Corporation perforó el primer pozo en el Campo Hawkville del condado de La Salle, crecido significativamente en pocos años el desarrollo de la obra Eagle Ford Shale, atrayendo cada vez más a perforadores y exploradores grandes o pequeños, los cuales se establecieron rápidamente en los 50 kilómetros de ancho por 400 millas de largo, área de extensión de la formación Eagle Ford Shale desde el sur hacia el este de Texas.

Esta formación ha tenido un desarrollo muy activo en América del Norte debido a los altos volúmenes de hidrocarburos líquidos ricos que es capaz de producir. Los tipos de hidrocarburos producidos del Eagle Ford shale varían de gas seco a gas húmedo y petróleo. La dirección de cambio de fase varía de norte a sur desde zonas de poca profundidad a zonas más profundas, donde el petróleo está presente principalmente en la parte norte superficial.

Desde su descubrimiento inicial en 2008, la actividad relacionada con Eagle Ford ha crecido de manera exponencial. A pesar de ciertas limitaciones externas, los analistas, inversionistas y expertos del sector coinciden en que debido a la alta calidad del yacimiento es probable que entre 2010 y 2020, 4.890 pozos estarán operando. Esta es una estimación relativamente conservadora, por lo que el impacto económico real podría ser mayor que lo que se presentan en los estudios.

La producción proyectada (ingresos) para el año 2020 es de casi \$ 1 mil millones y 5.362 puestos de trabajo se prevé que se añadirán.

**Figura 16: Eagle Ford shale plays**

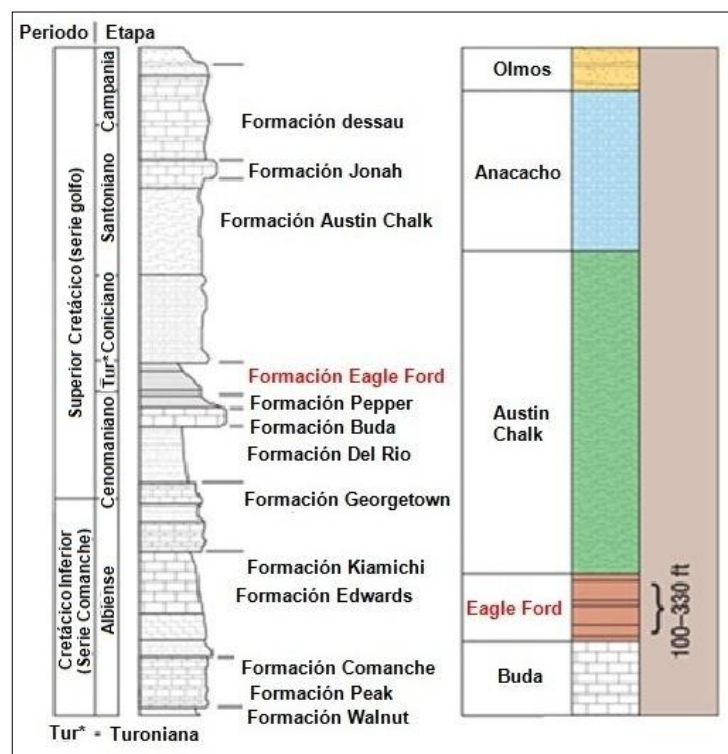


**Fuente:** EOG resources EOG\_South Texas Eagle Ford-10 (2011)

La **Figura 14** ilustra cómo algunas de las características estructurales básicas de este shale varían significativamente a través del lugar, por ejemplo, el espesor varía entre 100 hasta 330 pies, la profundidad varía de 2.500 a 14.000 pies, el gradiente de presión varía de 0,55 hasta 0,85 psi / ft y la temperatura de fondo del pozo varía de 150 oF a 350 oF. La formación produce gas seco a unos 14.000 pies, condensado alrededor de 10.000 pies, y el petróleo en alrededor de 8,000 pies de profundidad. Es interesante observar que en la misma formación, los hidrocarburos líquidos más densos se encuentran en la profundidad más superficial y el gas se encuentra a mayor profundidad. También, mientras que los hidrocarburos líquidos están algo sobre presionados, el gas tiene una presión mucho más alta. Estos datos reflejan la baja permeabilidad de la pizarra.

**1.8.2. Geología** La **Figura 15** muestra la columna estratigráfica a través del sur de Texas, en ella se observa que la formación Eagle Ford Shale se encuentra por encima de la formación Buda de piedra caliza y está cubierta por la formación Austin Chal. Esta formación de shale de finales del Cretácico abarca un área extensa desde el condado de Maverick en el oeste, al otro lado del Estado de la provincia oriental de Burluson, y más allá (**Figura 14**).

**Figura 14: Columna estratigráfica a través del sur de Texas**



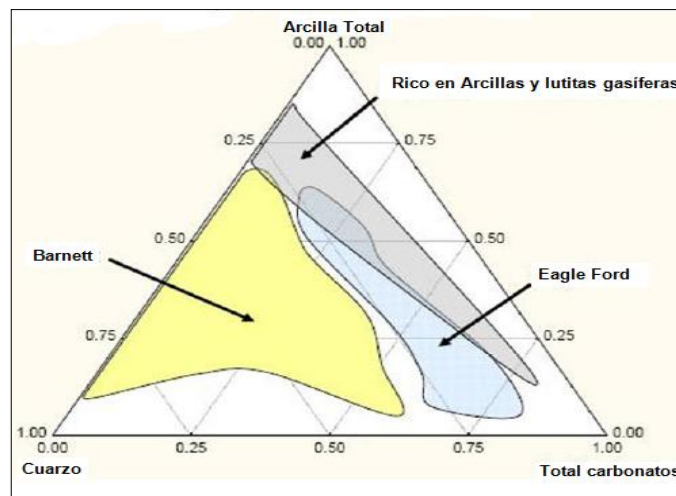
**Fuente:** Shale Energy Developing the Eagle Ford 2010

Aunque es ampliamente conocido como la formación Eagle Ford en realidad está compuesta de materia orgánica rica en lutitas calcáreas y yesos que se depositaron durante las dos secuencias transgresoras, en la parte superior e inferior de Eagle Ford. La parte inferior es orgánicamente más rico y produce más hidrocarburos que la parte superior. Esto es probablemente debido a un ambiente

más oxigenado a medida que disminuye la profundidad <sup>6</sup> . La distribución de roca en Eagle Ford (lutitas calcáreas y yesos) hace que estos yacimientos sean significativamente diferentes de otros yacimientos no convencionales bien conocidos tales como el Barnett, Haynesville y lutitas Marcellus, los cuales se encuentran en entornos principalmente silíceos.

**1.8.3 Mineralogía** El Eagle Ford shale es principalmente una caliza rica en arcilla con muy bajo contenido de cuarzo. El bajo contenido de cuarzo hace que sea menos frágil (más dúctil) con un bajo módulo de Young (MY) de alrededor de 2.106 psi. En contraste, la formación Barnett shale es principalmente de cuarzo que hace que sea más frágil (menos dúctil) con una alto MY de alrededor de 6.106 psi. La **figura 16** muestra un diagrama ternario base de cuarzo, arcilla total y carbonato total, con los campos de composición descritos para el Eagle Ford shale play y Barnett shale.

**Figura 15: Composición mineral en Eagle Ford shale y Barnett shale**



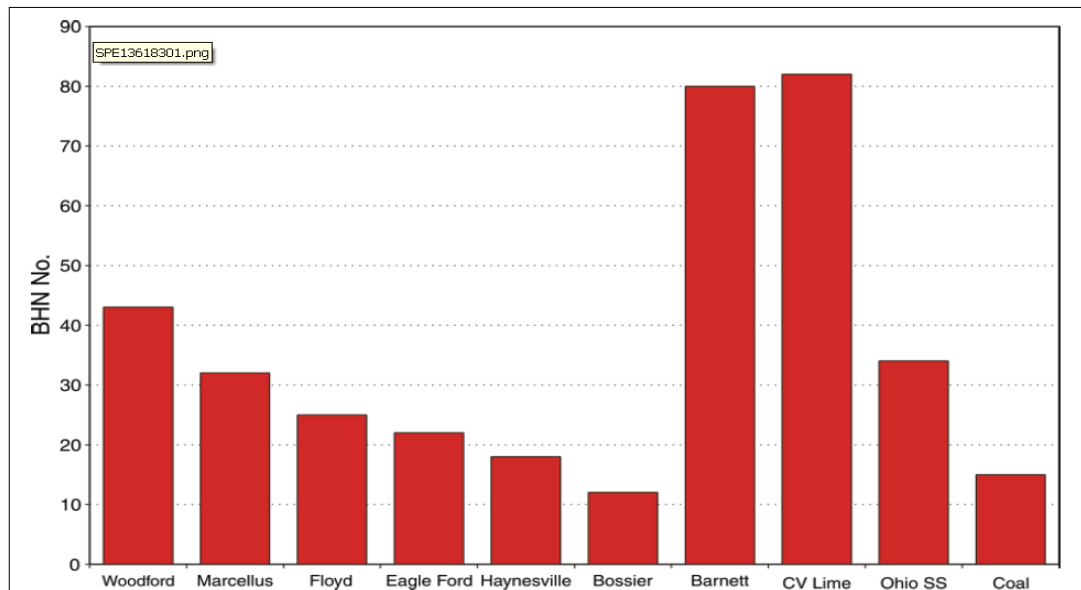
**Fuente:** Passey Q. R, SPE 2010.

<sup>4</sup> Bazan, L.W, et al. Improving Production in the Eagle Ford Shale with Fracture Modeling, Increased Fracture Conductivity, and Optimized Stage and Cluster Spacing Along the Horizontal Wellbore. SPE 138425, 2-3 November 2010. En: Onepetro

La **Figura 17** ilustra el número de dureza Brinell (BHN) de las pruebas de núcleo de varios depósitos de shale en América del Norte. Esto demuestra que el Eagle Ford shale es más similar a la suave Haynesville shale que al duro Barnett shale.

Además, los datos de las pruebas en todos los núcleos del Eagle Ford shale indican que debido a que la roca es relativamente blanda (bajo YM), es propenso a que el agente propante se clave en la formación y se produzca empotramiento<sup>7</sup>.

**Figura 16: Número de dureza Brinell en pruebas de núcleo realizadas a varios depósitos de shale en América del Norte**



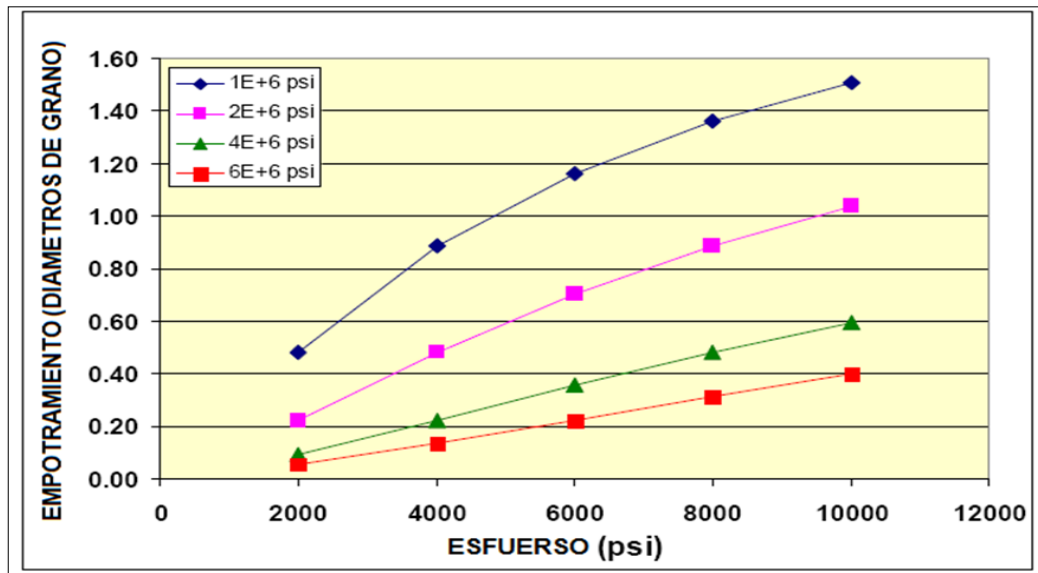
**Fuente:** Modificado de Stegent N. A, SPE 2010.

**La figura 18** ilustra que el empotramiento en el Barnett shale a 5000 psi tiene un esfuerzo de cierre de 0,20 diámetro de grano de empotrado, mientras que el empotramiento en el Eagle Ford shale a 5000 psi el esfuerzo de cierre posee un diámetro de grano de 0,6 de empotramiento.

<sup>5</sup> Stegent, N. A, et al.. Engineering a Successful Fracture-Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale. SPE 136183. 2-3 November 2010. En: Onepetro.

Las propiedades mineralógicas típicas de la Eagle Ford shale, junto con el flujo de múltiples fases que se espera en la producción, hace que su desarrollo sea diferente de los otras formaciones de shale.

**Figura 17: Simulación empotramiento vs cierre de Esfuerzo para diversos MY**  
Donde Eagle Ford Shale presenta MY de ~ 2E6 psi mientras que el Barnett Shale tiene MY de ~ 7E6 psi



Fuente: Cipolla C.L, SPE 2008

### 1.9 TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN EN EL EAGLE FORD SHALE PLAY

Con respecto a este estudio de fragilidad Rickman et al. (2008) explica el concepto de fragilidad de la roca que combina tanto coeficiente de Poisson (capacidad de la roca para romperse bajo esfuerzos) y Módulo de Young (mantener la fractura en

la roca una vez que esta sea fracturada), demostró que fragilidad de Eagle Ford Shale es marcadamente diferente de Barnett Shale <sup>8</sup> .

El shale Barnett es una formación muy dura y quebradiza, (dureza Brinell de número 80) que contiene muchas fracturas naturales y tiene alguna anisotropía de esfuerzo horizontal (la diferencia entre el máximo y el mínimo esfuerzo horizontal en la roca). Esto permite una compleja red de fracturas que se crearán fácilmente en estos lugares mediante el uso de un fluido de fracturación de baja viscosidad. La roca de alto MY tiende a tener poco o nada de empotramiento de propante y las fracturas naturales son fáciles de abrir durante el tratamiento de estimulación presentando muy poca diferencia entre las tensiones máximas y mínimas en la roca. Bajo estas condiciones de yacimiento, un fluido de fractura de baja fricción con bajos volúmenes de propante de malla pequeña (small-mesh) ha sido relativamente eficaz, para las condiciones de yacimiento de Barnett Shale las cuales son adecuadas para una estimulación con fluido de baja fricción, lo que puede proporcionar resultados de producción sostenibles (Stegent, NA 2010).

La formación Eagle Ford Shale es significativamente diferente pues es una roca más blanda (BHN N ° 22) y potencialmente podría tener más anisotropía de los esfuerzos, lo que conlleva a pensar que una fractura tipo planer (Planer-type) sería relativamente eficaz.

El bajo MY indica que la roca es relativamente suave y propensa a empotramiento del propante, por lo tanto, una baja concentración de propante de malla pequeña (small-mesh) no puede ser tan eficaz como en la formación Barnett. Una mayor concentración del propante de malla grande (larger-mesh) colocada mediante un













---

<sup>6</sup> Rickman, R, et al. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale. Paper SPE 115258, 21-24 September 2008. En: Onepetro

sistema de fluidos híbridos proporcionara la conductividad suficiente para superar el empotramiento y flujo multifásico<sup>9</sup>.

La **Figura 19** muestra el sistema de fluido recomendado basado en la fragilidad determinada para el shale.

**Figura 18: Recomendaciones para sistemas de fluidos basados en la fragilidad en formaciones de shale**

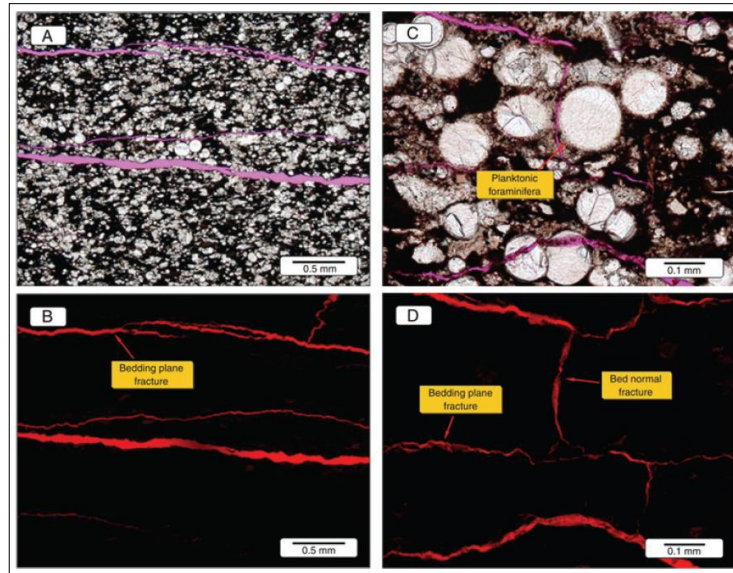
Fragilidad	Sistema De Fluido	Geometría De Fractura	Ancho de Fractura Perfil De Cierre	Concentración De Propante	Volumen De Fluido	Volumen De Propante
70%	Slick Water			Bajo	Alto	Bajo
60%	Slick Water					
50%	Hybrid					
40%	Linear					
30%	Foam					
20%	X-Linked					
10%	X-Linked			Alto	Bajo	Alto

**Fuente:** (Mullen J, SPE 2010).

**La Figura 20** muestra los núcleos de la formación Eagle Ford que podrían no tener una gran cantidad de fracturas naturales visibles, pero puede haber microfracturas. Esto significa que puede ser necesario un equilibrio en la presión neta para disminuir las compensaciones de fractura a lo largo de los planos de estratificación débiles y fisuras durante el tratamiento de estimulación.

<sup>6</sup> Stegent, N. A, op.cit. pag 40.

**Figura 19: Fractura Normal y fracturas bedding-plane en núcleos Eagle Ford**



**Fuente:** Stegent, N. A SPE 2010.

Por lo tanto, el tipo de realización típica de la ventana de petróleo de la formación de shale de Eagle Ford consiste en utilizar polímero reticulado (cross linked) en lugar del fluido de baja fricción utilizado en otras formaciones de shale como Barnett Shale. También, debido al bajo MY de la formación, la geometría de fractura típica que se espera en esta formación es de tipo planer (planer-type), en comparación con otras fracturas complejas de otras formaciones relativamente duras (alta MY). Además, el propante necesario en esta formación debe ser de alta calidad pues la formación es suave (alto empotramiento del propante) y se espera que la permeabilidad de empaquetamiento se degrade después de la aparición del flujo multifásico proveniente de la formación.

## **2. SIMULACION NUMERICA DE SHALE OIL**

En general los yacimientos no convencionales son complejos y sus características físicas como la permeabilidad en la matriz, su mayor heterogeneidad y su porcentaje de contenido de materia orgánica (TOC) dan como resultados unas altas tasas de producción inicial y pequeñas áreas de drenaje en el pozo, lo que hace que los yacimientos de *Shale oil* sean difíciles de producir en forma rentable. Por tal causa se utilizan simuladores numéricos para definir cuáles son los parámetros de que más afecta la producción.

Para modelar estos sistemas se utilizó el simulador numérico GEM de suite de Computer Modelling Group (CMG) que 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.

### **2.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS (YNF)**

Debido a que las características del flujo de fluidos en YNF son ampliamente controlados por la distribución, orientación e interconectividad del sistema de fracturas, se han realizado grandes esfuerzos en la caracterización de las fracturas naturales con la ayuda de diferentes métodos y herramientas.

La simulación de YNF ha alcanzado significativa atención en los últimos años y su aplicación ha incrementado con la ayuda de eficientes y más sofisticados computadores. Actualmente, existen diversos tipos de formulaciones complejas, realizadas con el objetivo de modelar el comportamiento de los YNF. Estas

ecuaciones representan matemáticamente los mecanismos de producción que rigen el flujo de fluidos en rocas fracturadas teniendo en cuenta el grado de interconectividad de los sistemas matriz-fractura. En las siguientes secciones se explicará los conceptos de Doble Porosidad y Doble Permeabilidad, además de los mecanismos de producción en los YNF<sup>10</sup>.

**2.1.1 Porosidad Simple, Doble Porosidad y Doble Permeabilidad.** Hablando en términos de simulación numérica y dependiendo de las características petrofísicas y a la contribución al flujo de cada uno de los sistemas matriz y fractura, los YNF se pueden modelar de diferentes maneras (figura 22).

**2.1.2 Porosidad Simple** El yacimiento solo se representa por el sistema matriz. Las fracturas naturales no tienen efectos significativos en la producción del campo o no existen. La simulación de este tipo yacimientos también es llamada simulación convencional.

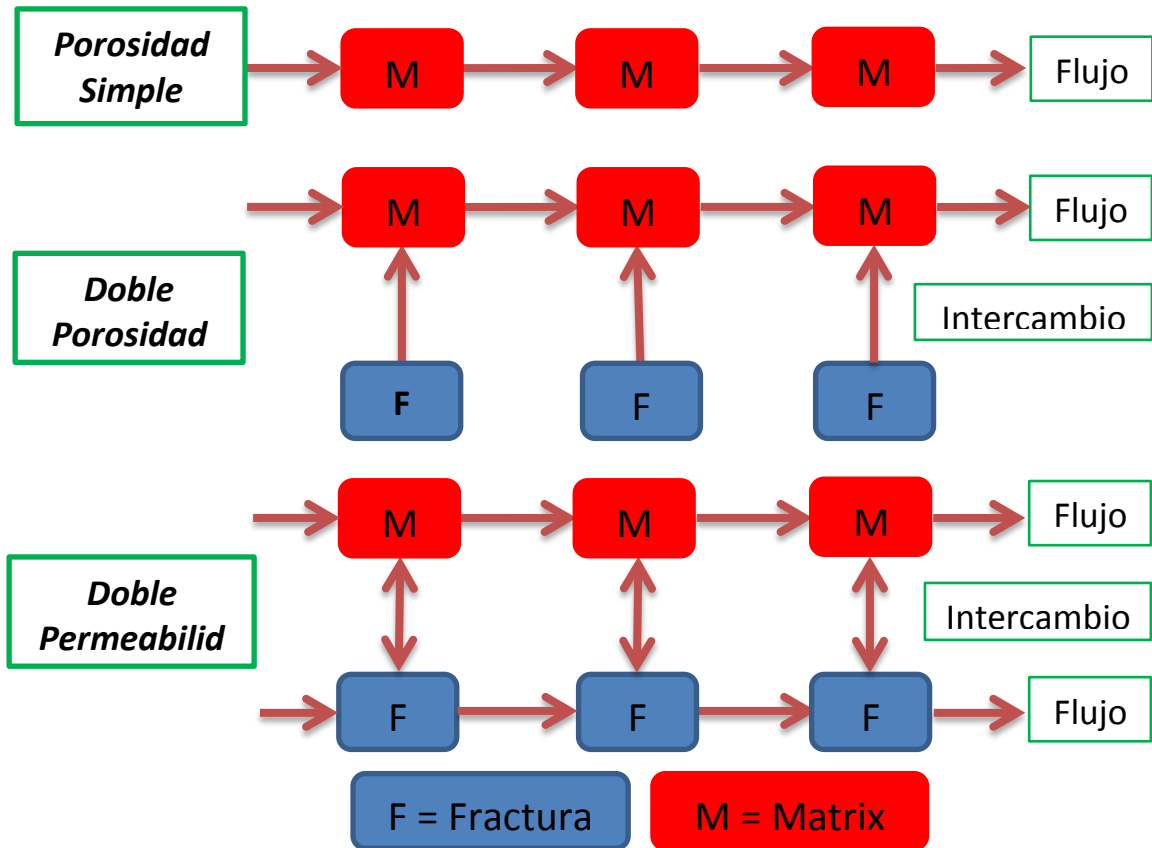
**2.1.3 Doble Porosidad (Dualporosity)** En términos generales, Doble Porosidad indica que el yacimiento consiste de una roca que tiene un complejo sistema de porosidad proveniente de las fracturas y una porosidad a pequeña escala o intergranular que existen como espacios porosos dentro de la roca. En este caso, el yacimiento se representa con el sistema matriz que actúa como una gran fuente para la acumulación de fluidos y un sistema de fracturas encargado del transporte de los fluidos entre las celdas de simulación. Por lo tanto, el flujo matriz-matriz no es modelado.

---

<sup>10</sup> Henríquez Rivadeneira, Pablo Emilio. Análisis del impacto de las fracturas naturales en el modelo dinámico del yacimiento mediante simulación numérica composicional. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos Bucaramanga, Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímicas, 2007

**2.1.4 Doble Permeabilidad (Dualpermeability)** A diferencia de Doble Porosidad, en la simulación de Doble Permeabilidad existe la posibilidad de flujo directo entre las celdas vecinas debido a la permeabilidad de la matriz.

**Figura 20: Ilustración esquemática de los modelos de Porosidad Simple, Doble Porosidad y Doble Permeabilidad en una dimensión.**



Fuente: Dean (1988).modificado por autores

## 2.2 SIMULACIÓN DE FLUIDOS COMPOSICIONALES

La selección de un simulador de yacimientos depende muchos factores tales como los objetivos de estudio, el tipo de fluidos y las dimensiones del sistema, entre otros. Dependiendo del tipo de fluido podemos encontrar simuladores de fluidos

composicionales y de aceite negro (black-oil). Los simuladores composicionales representan el fluido como una mezcla de n-componentes hidrocarburos; mientras que los simuladores de aceite negro pueden ser considerados como un simulador composicional con tres componentes (gas, aceite y agua); en el cual se puede tener gas disuelto en la fase aceite, o aceite disuelto en la fase gas.

En la simulación composicional las propiedades de las fases gas-aceite y su equilibrio se calculan por medio de correlaciones que están en función de la presión y de la composición y en las últimas décadas por ecuaciones de estado.

El tipo de fluido es necesario para decidir qué tipo de simulador utilizar. Los registros de pozos pueden distinguir entre aceite y gas, pero no puede ser usado para clasificar el tipo de fluido. Una mejor forma de clasificar el tipo de fluido es por medio de un diagrama de fase (presión-temperatura) como el descrito como la regla del dedo gordo, la simulación composicional podría ser usada para modelar yacimientos de aceite volátil y de gas condensado, cuya composición varia continuamente al existir pequeños cambios de presión o temperatura, mientras que el aceite negro y gas seco son modelados más eficientemente por simuladores de aceite negro. La aplicabilidad de esta regla depende de los objetivos del estudio<sup>11</sup>

## **2.3 DOBLE POROSIDAD**

Un yacimiento de shale oil 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).

---

<sup>11</sup> Fanchi. J.R., Principles of Applied Reservoir Simulation. Houston, Gulf Professional Publishing. 2001

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, ya que el flujo de fluidos se da solo en la red de fracturas con los bloques de matriz actuando como fuentes. Así, el aceite contenido en la matriz (libre y desorbido) pasa a las micro-fracturas por difusión<sup>12</sup>.

### **2.3 REFINAMIENTO DE SHALE OIL**

Los Yacimientos no convencionales de shale oil y shale gas como la formación Eagle Ford shale requieren perforaciones de pozos horizontales con fracturas hidráulicas transversales múltiples, creando un volumen de yacimiento estimulado o stimulated reservoir volume (SRV). Con el SVR, el aceite y gas fluyen desde la matriz de shale en nano-darcy a la red de fracturas creadas.

Rubin (2010) llevó más adelante la obra de Mayerhofer et al. (2006) y Cipolla et al. (2010) discutió el camino a seguir para el modelado explícito de una red fractura creada en el volumen de yacimiento estimulado (SRV). Primero se creó una solución de referencia con un grid extremadamente fino (5-14 millones de celdas en 2-D), que era capaz de modelar el flujo en las fracturas, usando celdas no más largas que la anchura de las fracturas reales (asumido como 0.001 pies), y el flujo en la fractura proveniente de la matriz usando celdas lo suficientemente pequeñas para capturar adecuadamente el enorme gradiente de presión involucrado. Se demostró que es posible modelar con precisión el flujo en las fracturas realizadas en un yacimientos de shale utilizando espaciamiento logarítmico y las zonas refinadas del grid con fracturamiento hidráulico representan celdas que usan 1,0 pies de ancho y las cuales mantienen la misma conductividad que el ancho original de fractura 0.001 pies.

---

<sup>12</sup> Rey y Amaya., Op, cit., pag 18.

El presente estudio utiliza la misma técnica usando espaciamientos logarítmicos localmente refinados para modelar el flujo en la fractura, el flujo y presión desde la matriz a la fractura y cambios de saturaciones debido a la producción de shale oil en un volumen de yacimiento que ha sido estimulado (SRV) <sup>13</sup>.

## 2.4 MODELO DE LA ISOTERMA EXTENDIDA DE LANGMUIR

La isoterma extendida de Langmuir es usada para describir la absorción del shale en diferentes componentes. La capacidad de adsorción es una función de la presión y la composición de la fase de gas libre los cuales necesitan dos parámetros de entrada, el volumen GSL (VL) y la presión PL de Langmuir

$$G_{a\ p, y_1, y_2, \dots} = \sum_{i=1}^n G_{sLi} \frac{Y_i \frac{P}{PL_i}}{1 + \sum_{j=1}^n Y_j \frac{P}{PL_j}}$$

Donde,

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

$PL_i$  = 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)

$$G_{a\ p} = G_{sL} \frac{\frac{P}{PL}}{1 + \frac{P}{PL}}$$

---

<sup>13</sup> Barry Rubin. Accurate Simulation of Non-Darcy flow in Stimulated Fractured shale Reservoirs. Paper SPE 132093, 27-29 Mayo 2010. En: Onepetro

Donde  $G_{sl}$  es la capacidad de almacenamiento máxima para el gas, la cual se refiere al volumen de Langmuir, y  $PL$  es la presión de Langmuir. Las constantes usadas en la formulación extendida de Langmuir pueden ser estimadas en el laboratorio<sup>14</sup>.

## 2.5 MODELO DEL YACIMIENTO

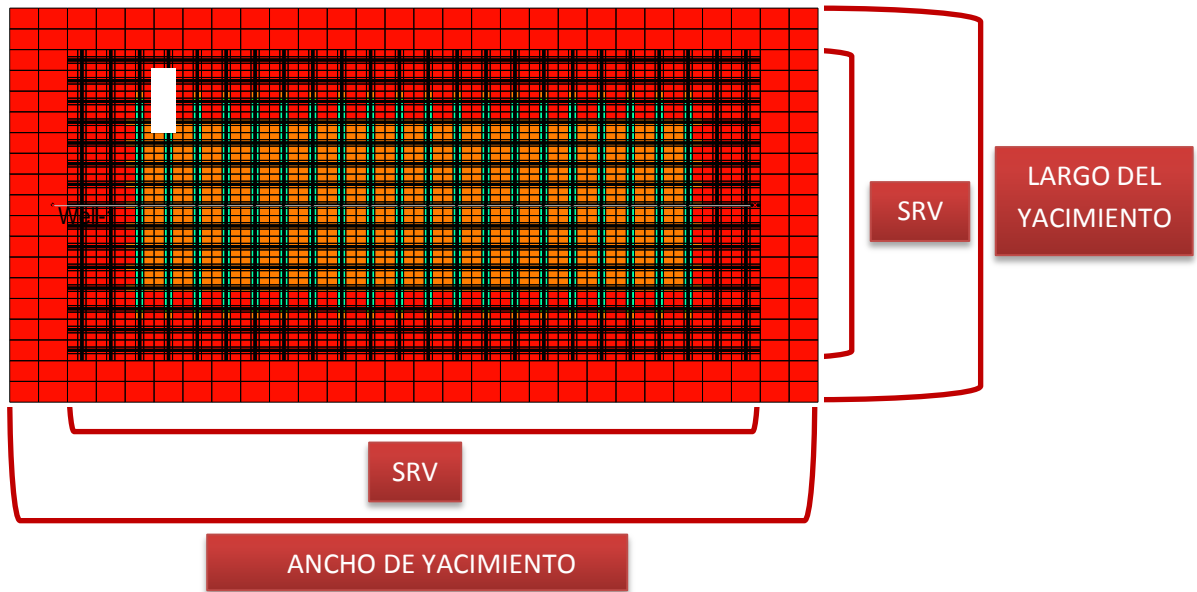
Para investigar los efectos del Botton Hole Pressure (BHP), las propiedades del fluido, las características de la fractura, y los parámetros de finalización, se desarrolló un modelo de un yacimiento homogéneo en 2-D con un pozo horizontal que tiene fracturas hidráulicas de múltiples etapas. Las dimensiones y características de este modelo se basan en la información publicada para el yacimiento Eagle Ford.

Cabe señalar que en yacimientos de ultra-baja permeabilidad, se produce poco líquido fuera de la extensión de la SRV. Por lo tanto, es necesario estudiar a fondo los modelos de simulación de las dimensiones del SRV, los cuales se dan de la siguiente manera: 4200 pies de largo x 1900 pies de ancho x 139 pies de espesor para el yacimiento con una dimensión de enmallado de 28x19x1 y la sección del SRV con las siguientes dimensiones: 3600 pies de largo x 1500 pies de ancho x 139 pies de espesor dentro del yacimiento con una distribución de celdas de 24x15x1 (**figura 22**).

---

<sup>14</sup> Rey y Amaya., Op, cit., pag 18.

**Figura 21: Esquema del distribución del en mallado del yacimiento y del SRV**

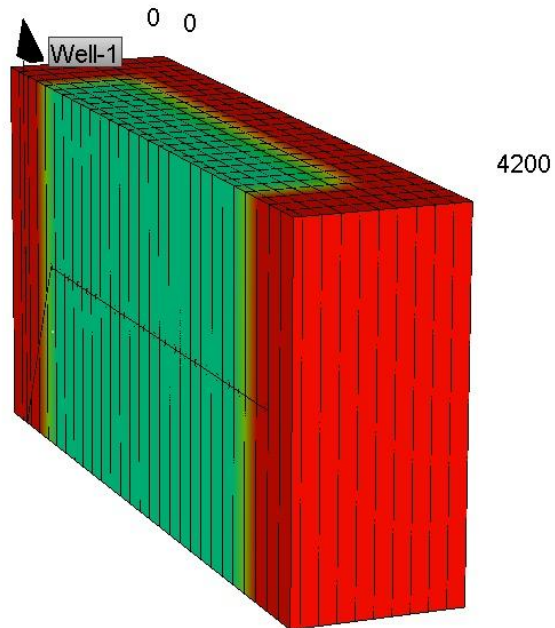


**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG

**Figura 22: Grid de simulacion caso base sin SRV**

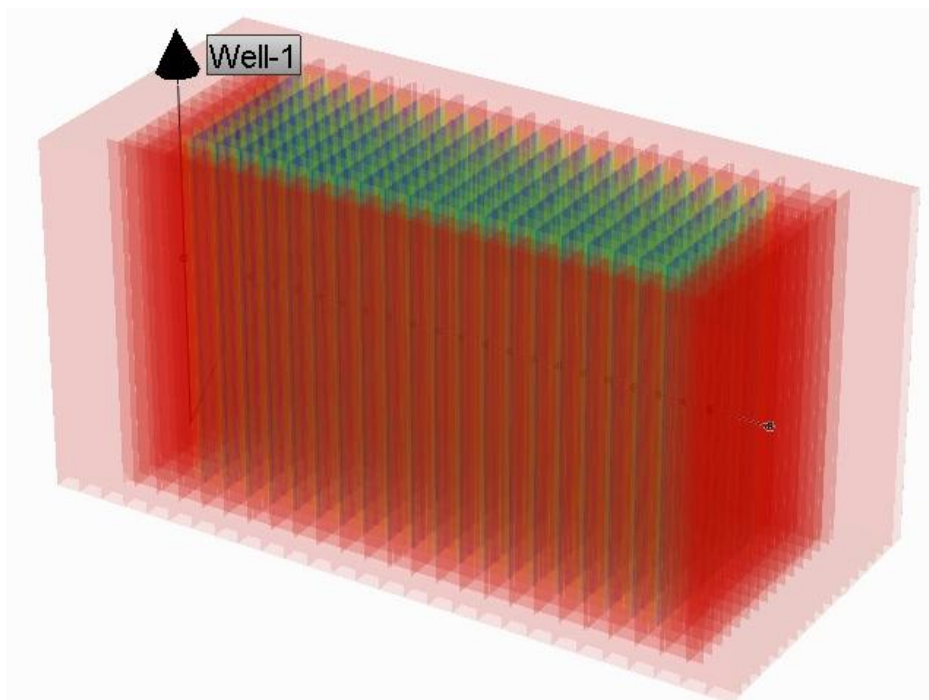
**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG

**Figura 23: Grid de simulación con Pozo horizontal**



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG

**Figura 24: Vista 3D pozo horizontal y fracturas hidráulicas en el SRV**



**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG

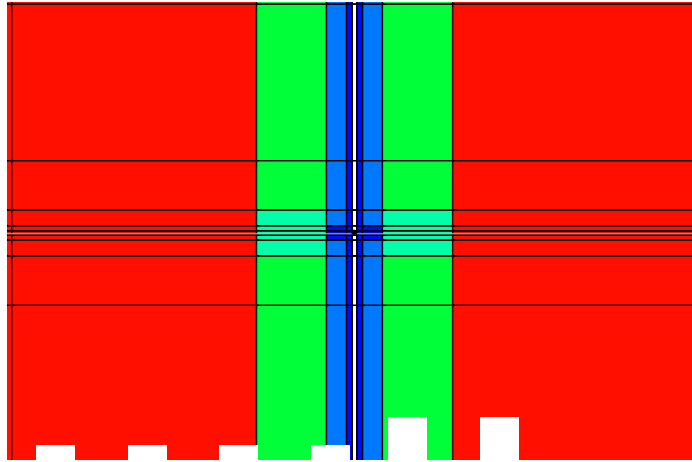
Se asume que la longitud del pozo horizontal es de 3600 ft con 20 fracturas hidráulicas transversales colocada a 150 pies de distancia la una de la otra, cada una con 500 pies half-length de fractura a una altura de 139 pies.

Rubin (2010) en su trabajo demuestra que no es factible simular de manera eficiente el uso de ancho de la fractura 0.001 pies. Por lo tanto, las celdas de fractura se escalan a un ancho de 1,0 ft de modo que la fractura se comporta más como un conducto.

Las celdas del conducto de 1,0 ft de ancho se les dan la misma conductividad de la fractura de las celdas originales 0.001 ft de ancho. Suponiendo que la fractura tiene 160 D de permeabilidad en un ancho de 1.0 ft da la misma conductividad de fractura de 160 md-pie.

Cada celda tiene las siguientes dimensiones (150 pies x 100 pies x 139 pies) y el bloque en la redes de fracturas en el SRV da una buena precisión por celda de 9x9x1 (**figura 26**) y determina que un refinamiento más pequeño no cambia apreciablemente el resultado del refinamiento del grid, el cual es un refinamiento logarítmico (para capturar la gran caída de presión y cambios de saturación cerca de la interfaz de la matriz-fractura).

**Figura 25: Celda con refinamiento logarítmico**



**Fuente:** Autores

El modelo del yacimiento se encuentra a una profundidad de 8837 ft y el pozo es producido durante 10 años con un constrain de presión mínima (BHP) de 2660 psi y es inicialmente sujeta a una constrain de tasa máxima de 400 STB / d.

Las propiedades del SRV se calcularon mediante la utilización de las siguientes formulas

**Tabla 1: Formulas del SRV**

Propiedad	Formula	Variable
Ø Fractura hidráulica	$2 \times \frac{A \times H \times L \text{ FRACTURA}}{A \times H \times L \text{ CELDA}}$	<b>A=Ancho</b> <b>H= Profundidad</b> <b>L= Largo</b> <b>K. Constante= 0.125</b>
K. Efectiva de fractura hidráulica	$K. \text{ constante} \times \frac{A \times H \times L \text{ FRACTURA}}{A \times H \times L \text{ CELDA}}$	
Ø Fracturas naturales	$\frac{A \times H \times L \text{ FRACTURA}}{A \times H \times L \text{ CELDA}}$	

**Fuente:** Manual de CMG 2012.

Las propiedades del yacimiento, las propiedades de fractura hidráulica, las propiedades PVT, la composición del fluido y los end points de permeabilidad relativa de la matriz y su respectiva grafica formada por end points para el modelo de shale oil en la formación Ford Eagle, Valores de las Constantes de adsorción de Langmuir y Máxima adsorción de masa, se presentan en la **tablas 2, tabla 3, tabla 4, tabla 5 y figura 28.**

**Tabla 2: Propiedades del yacimiento y del fracturamiento hidráulico**

<b>Parámetro</b>	<b>valor</b>
<b>Área del yacimiento (acres)</b>	183
<b>Porosidad de la matrix (fracción)</b>	0.04
<b>Porosidad de la fractura natural (fracciona)</b>	0.001
<b>Permeabilidad absoluta de la matrix del shale(md)</b>	0.00009
<b>Permeabilidad de la fractura natural (md)</b>	0.0004
<b>Permeabilidad de la fractura hidráulica (md)</b>	160000
<b>Espaciamiento de fractura hidráulica (ft)</b>	200
<b>Fractura hidráulica ancho (ft)</b>	0.001
<b>Conductividad de la fractura hidraulica (md-ft)</b>	160
<b>Largo de fractura hidráulica (ft)</b>	500
<b>Espesor del yacimiento</b>	139
<b>Comprensibilidad del shale</b>	5.00E-06
<b>Presión de yacimiento (psi) 0.43psi/ft (vassilelis et al., 2010)</b>	3800
<b>Profundida del yacimiento (ft)</b>	8837

**Fuente:** Dieudonne k. Agboada y Mohabbat Ahmadi. production decline and numerical simulation model of the Eagle forf shale oil play. SPE 165315. 19-25 april 2013. En: www.Onepretro.com

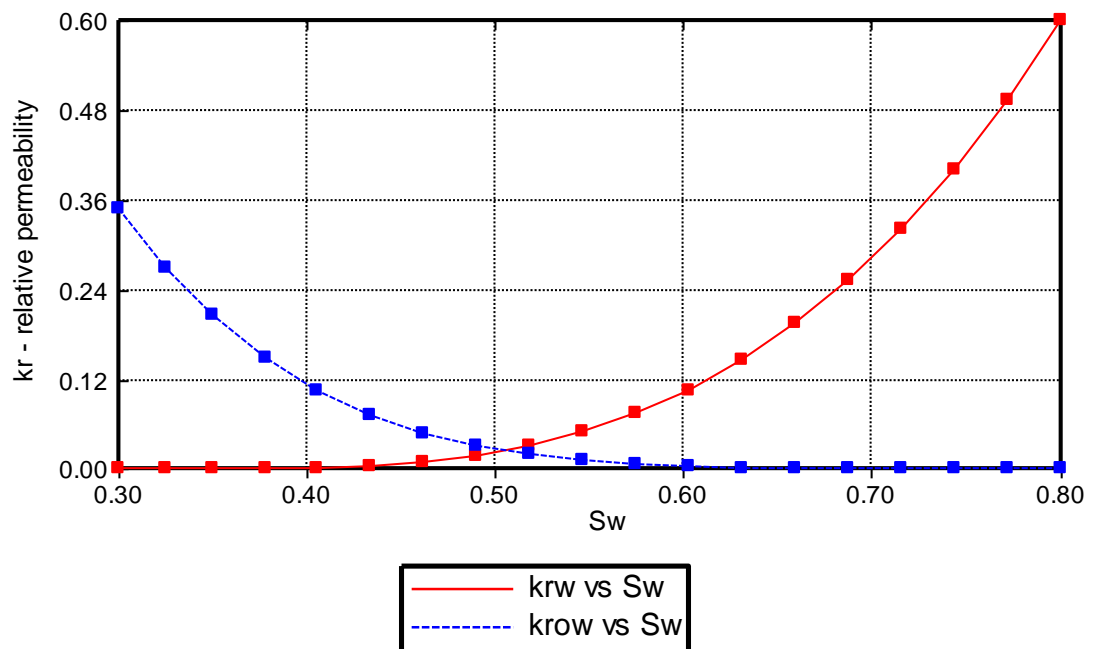
**Tabla 3: Parámetro de permeabilidad relativa**

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
<b>SWCON Endpoint Saturación de agua connata</b>	0.3
<b>SWCRIT Endpoint Saturación de agua critica</b>	0.35
<b>SOIRW Endpoint Saturación irreducible de aceite para tablas agua aceite</b>	0.2
<b>SORW Endpoint Saturación residual de aceite para tablas de agua aceite</b>	0.2

Parámetro	Valor
SOIRG Endpoint Saturación irreducible de aceite para tabla de gas liquido	0.3
SORG Endpoint Saturación de aceite reducible para tabla de gas liquido	0.3
SGCON Endpoint Saturación de gas connata	0.05
SGCRIT Endpoint Saturación de gas critica	0.05
KROCW Kro en agua connata	0.35
KRWIRO KRW en aceite irreducible	0.6
KRGCL Krg en el líquido connato	0.4
Nw	3
No	5
Ng	4

**Fuente:** Dieudonne k. Agboada y Mohabbat Ahmadi. production decline and numerical simulation model of the Eagle forf shale oil play. SPE 165315. 19-25 april 2013. En: www.Onepetro.com

**Figura 26: Curvas de permeabilidades relativas**



**Fuente:** Dieudonne k. Agboada y Mohabbat Ahmadi. production decline and numerical simulation model of the Eagle forf shale oil play. SPE 165315. 19-25 april 2013. En: www.Onepetro.com

**Tabla 4: Composición de los fluidos utilizados para la diferenciación del comportamiento.**

Componentes	Petróleo Negro (Black Oil)	Petróleo Volátil (Volatile Oil)	Gas Seco (Dry Gas)
<b>C1</b>	48.83	95.85	86.67
<b>C2</b>	2.75	2.67	7.77
<b>C3</b>	1.93	0.34	2.95
<b>C4</b>	1.60	0.52	1.73
<b>C5</b>	1.15	0.08	0.88
<b>C6</b>	1.59	0.12	-
<b>C7+</b>	42.15	0.42	-
<b>API</b>	34.5	50.1	

**Fuente:** Carrillo Barandiaran, Lucio. Ingeniería de Reservoirio II. Edición 5. Quito D.C. Universidad Nacional de Ingenierías (UNI). 2006.

**Tabla 5: Valores de las Constantes de adsorción de Langmuir y Máxima adsorción de masa.**

Componentes	Constantes de adsorción de Langmuir		Máxima adsorción de masa	
	psi	1/psi	scf/ton	gr-mol/lb
<b>N2</b>	355	0.0028169	232	0.13337379
<b>co2</b>	836	0.00119617	145	0.07931933
<b>c1</b>	1000	0.001	56	0.0323005
<b>c2</b>	811	0.00123305	91	0.05005302
<b>c3</b>	844	0.00118483	179	0.09582384
<b>c4</b>	355	0.0028169	232	0.12974261
<b>c5</b>	355	0.0028169	232	26.1287205
<b>c6</b>	355	0.0028169	232	22.7363272
<b>c7+</b>	355	0.0028169	232	25.4088476

### **3. ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD EN LAS VARIABLES MÁS SIGNIFICATIVAS.**

Las variables a estudio desarrolladas en este capítulo son:

- Tipo de fluido (Aceite negro, Aceite volátil y Gas seco).
- Los parámetros que afectan la producción de shale oil en el volumen del yacimiento estimulado (SRV) como son: separación fractura, longitud de fractura y presión fondo del pozo (BHP).

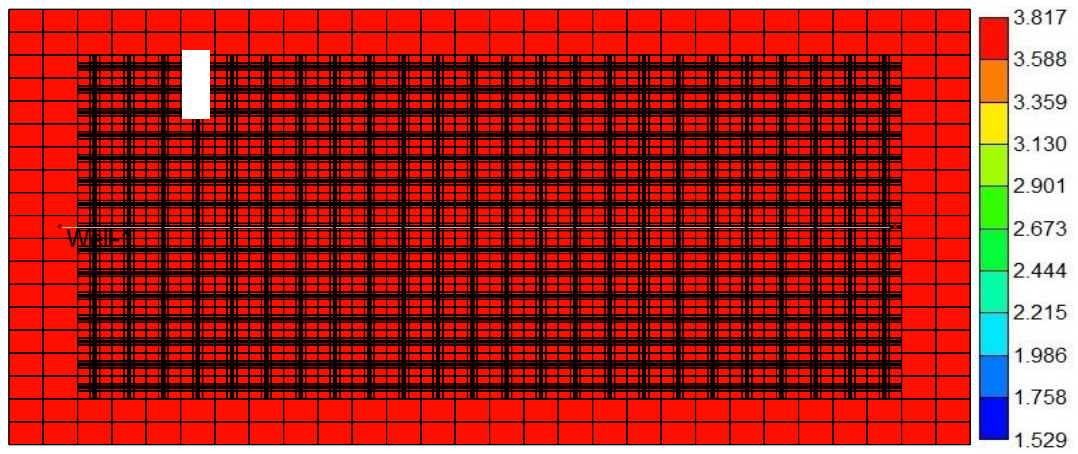
Los resultados de los estudios de sensibilidad pueden ser utilizados no sólo en el diseño de mejores pozos sino también para comprender el comportamiento fundamental del sistema de producción de shale oil.

#### **3.1 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN AL CABO DE 10 AÑOS EN EL SVR**

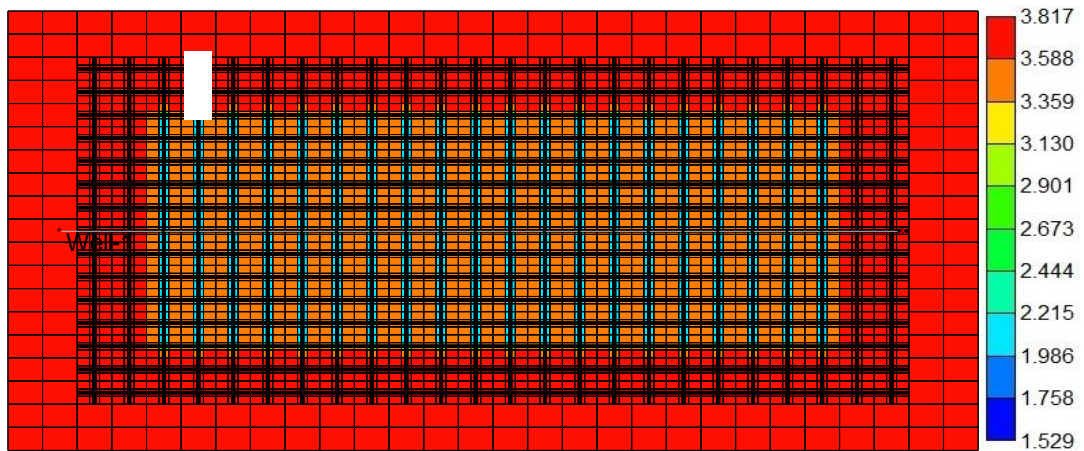
**La Figura 28** muestra la variación de la presión durante un período de 10 años, en la cual se puede detallar el cambio de presión a través de las múltiples fracturas hidráulicas y como se representa este fenómeno de forma eficaz utilizando un refinamiento logarítmico en el SRV.

Figura 27: Presion (Psi) en el grid en funcion del tiempo

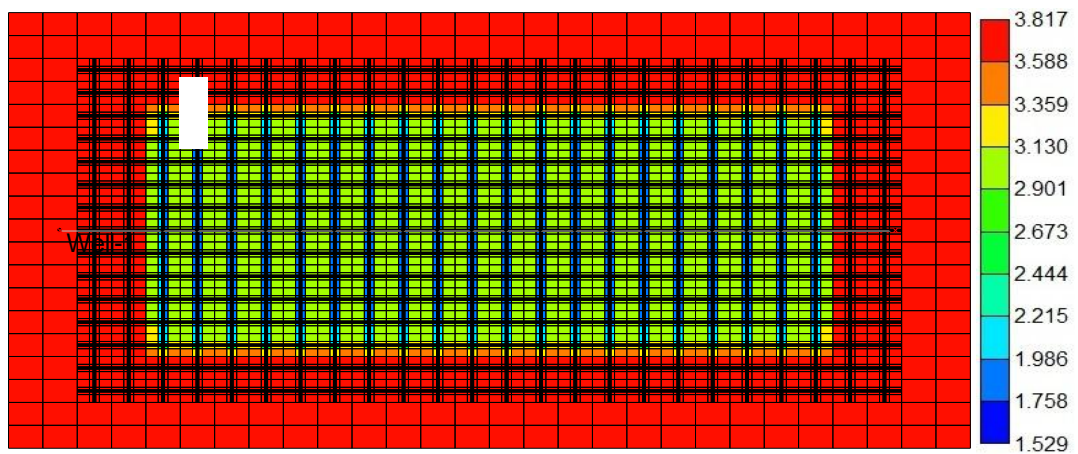
A) 1 Año



B) 5 Años



C) 10 Años



Fuentes: Computer Modeling Group, CMG

### 3.2 SENSIBILIDAD DE LOS FLUIDOS

El efecto de variación de los diferentes fluidos en un yacimiento de shale arroja como resultado que la producción diaria de petróleo es mayor para el petróleo negro en los primeros años hasta que llega a un punto que se estabiliza su producción de aceite y su producción de gas es más baja entre los fluidos sensibilizados, esto se debe a que el petróleo negro tiene menos componentes livianos, en cambio, el petróleo volátil estabiliza su producción de gas y aceite en el primer año, teniendo una producción de aceite menor que la de petróleo negro pero una mayor producción de gas debido a que al fluido contiene mayor contenido de livianos que el petróleo negro, en cambio el gas seco que no da producción de aceite debido a que no contiene componentes pesados y si muchos livianos produciendo así la mayor cantidad de gas como se observa en la **figura 29, 30 y 31**.

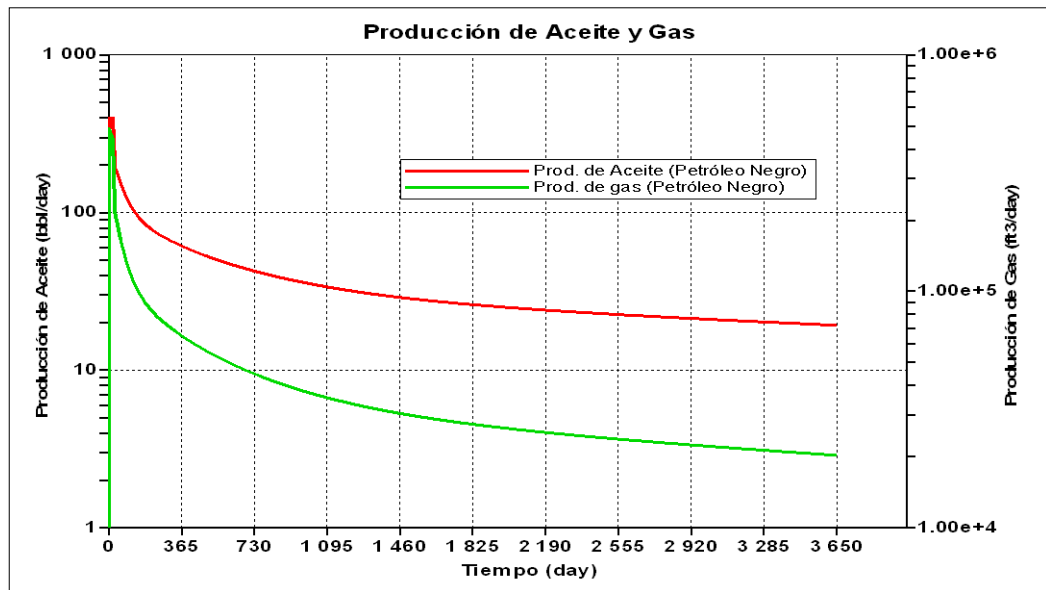
La producción acumulada de petróleo en 10 años da como resultado que la mayor producción la da el petróleo negro con un 133186 bbl, el siguiendo en su orden el petróleo volátil con 46090 bbl y el gas seco al ser su rata de producción de petróleo 0 bbl durante este lapso de tiempo, en cambio la producción acumulada de gas dio como resultado que el gas seco tuvo la mayor producción con 541 MMft<sup>3</sup> seguido del petróleo volátil con 460 MMft<sup>3</sup> y del petróleo negro con 141 MMft<sup>3</sup>, la producción entre estos dos últimos fluidos se debió a que el petróleo volátil tenía un mayor contenido de livianos que el petróleo negro, en cambio el gas seco dio la mayor producción por su mayor contenido de livianos con respecto a los dos anteriores fluidos como se demuestra en la figura .

Otra razón de que no haya aumentado la producción de gas para el petróleo negro y el petróleo volátil es que la presión de yacimiento no alcanzo a descender por debajo de punto de burbuja como se observa en la **figura 35**

El efecto de la variación de la presión en el yacimiento de shale con diferentes fluido se puede observar en la **figura 35** en la cual la presión inicial del yacimiento es de 3800 psi y su descenso de presión en 10 años no superó los 300 psi para ninguno de los fluidos sensibilizados, el petróleo negro fue el de menor descenso de presión, aunque en los primeros años fue el de mayor caída de presión pero entre los años 2 y 3 dio un cambio de tendencia de presión con respecto a los otros dos fluidos sensibilizados en la cual la caída de presión dejó de ser tan fuerte como al inicio de su producción, esto debido a que la rata de producción de aceite y gas tienden a estabilizarse entre esos años (**figura 29,30 Y 31**).

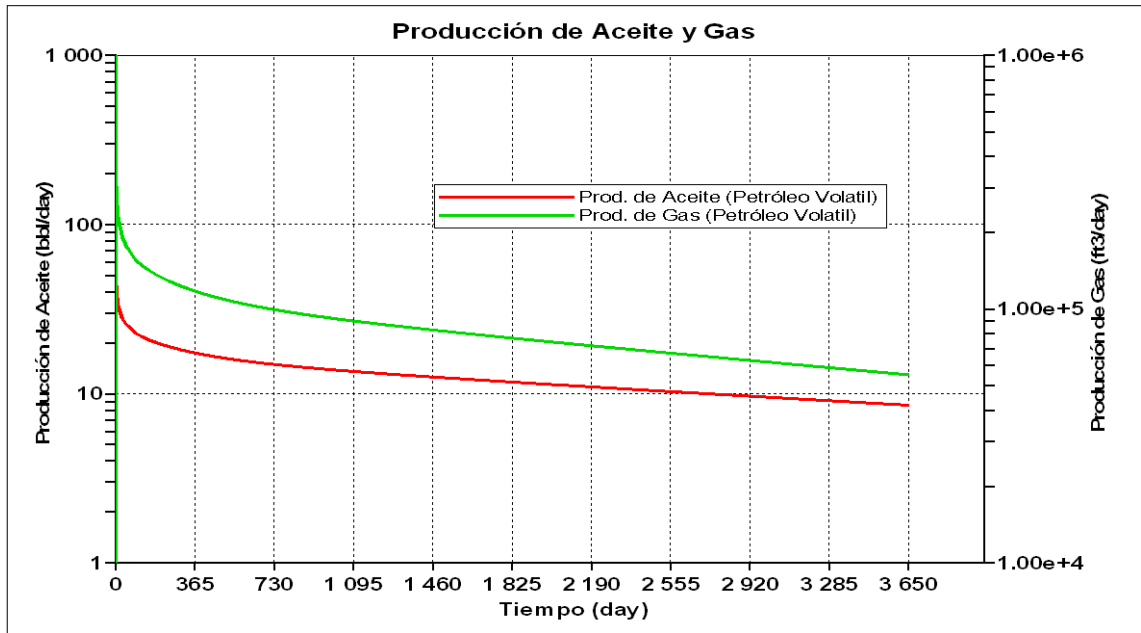
El gas seco que tiene una tendencia sin cambio debido a que lo único que produce es gas, pero entre los 2 primeros años se observa un cruce de presiones entre el gas seco y el aceite volátil, el cual ocurre porque el petróleo volátil tiende a estabilizar su producción en el primer año y el gas seco se tarda dos años para estabilizar su producción.

**Figura 28: Efecto del petróleo Negro en la Producción de gas y aceite**



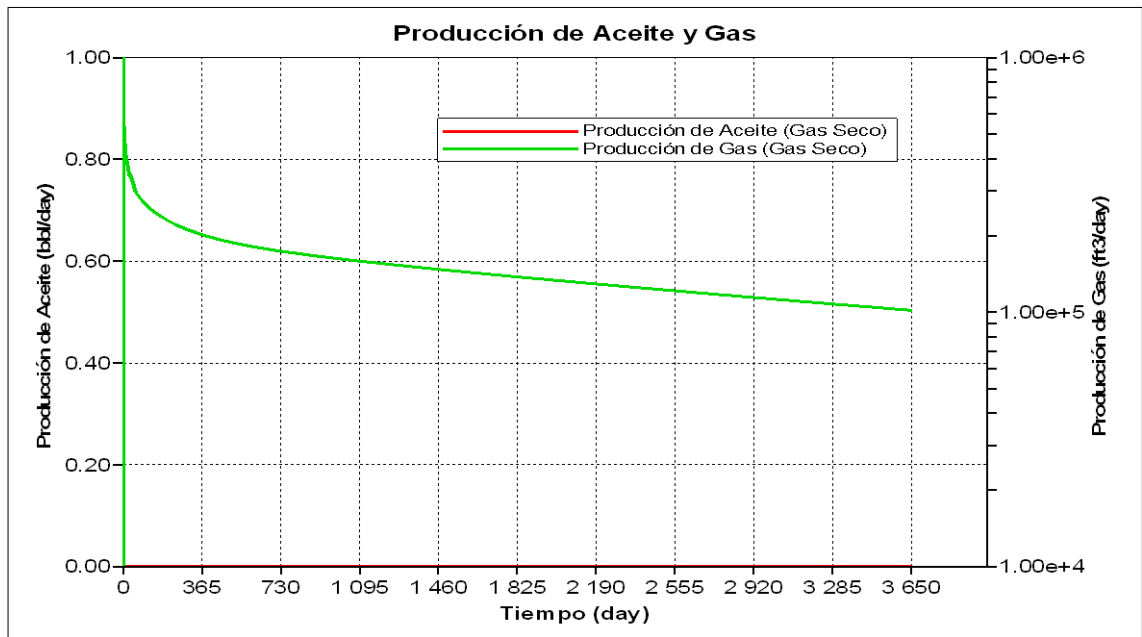
**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG

**Figura 29: Efecto del petroleo Volatil en la Produccion de gas y aceite**



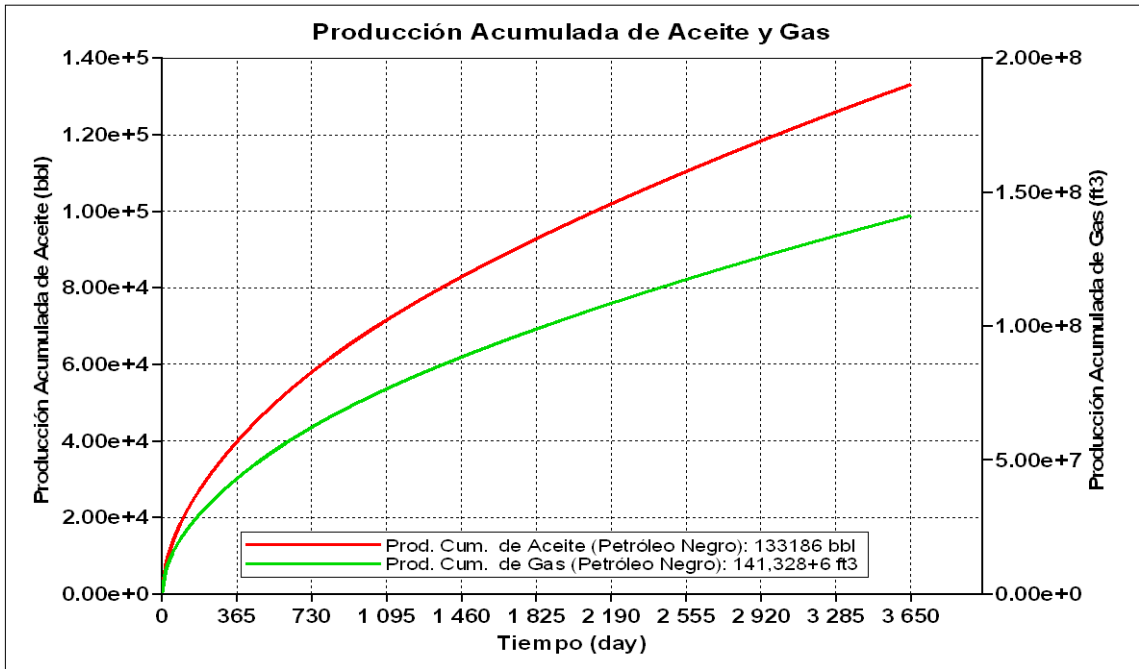
Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 30: Efecto del Gas Seco en la Produccion de gas y aceite**



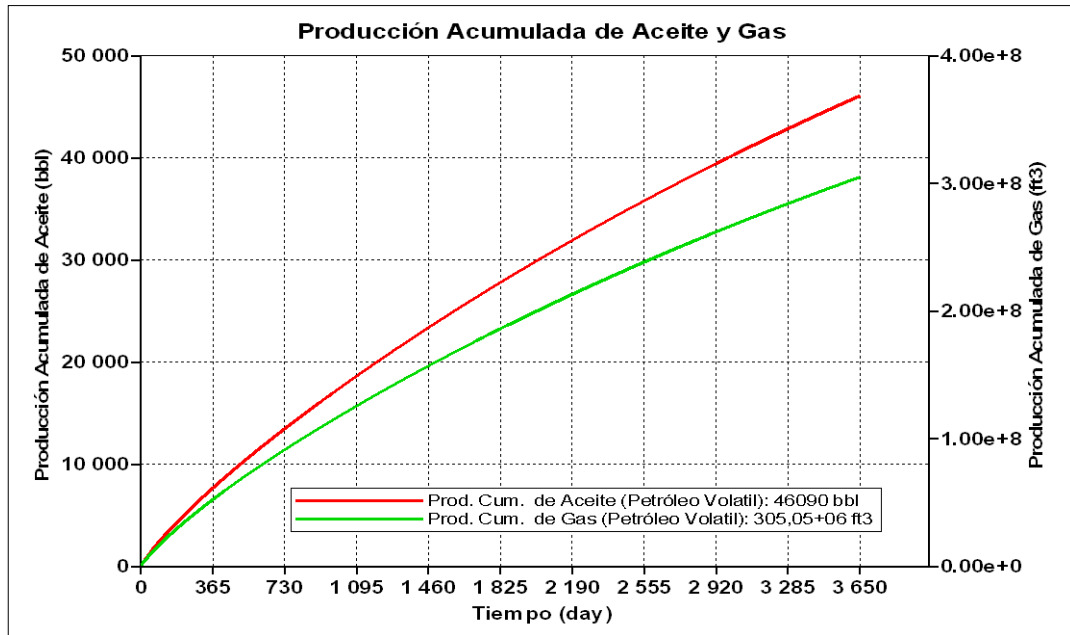
Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 31: Efecto del petroleo Negro en la Prod. Acum. de gas y aceite**



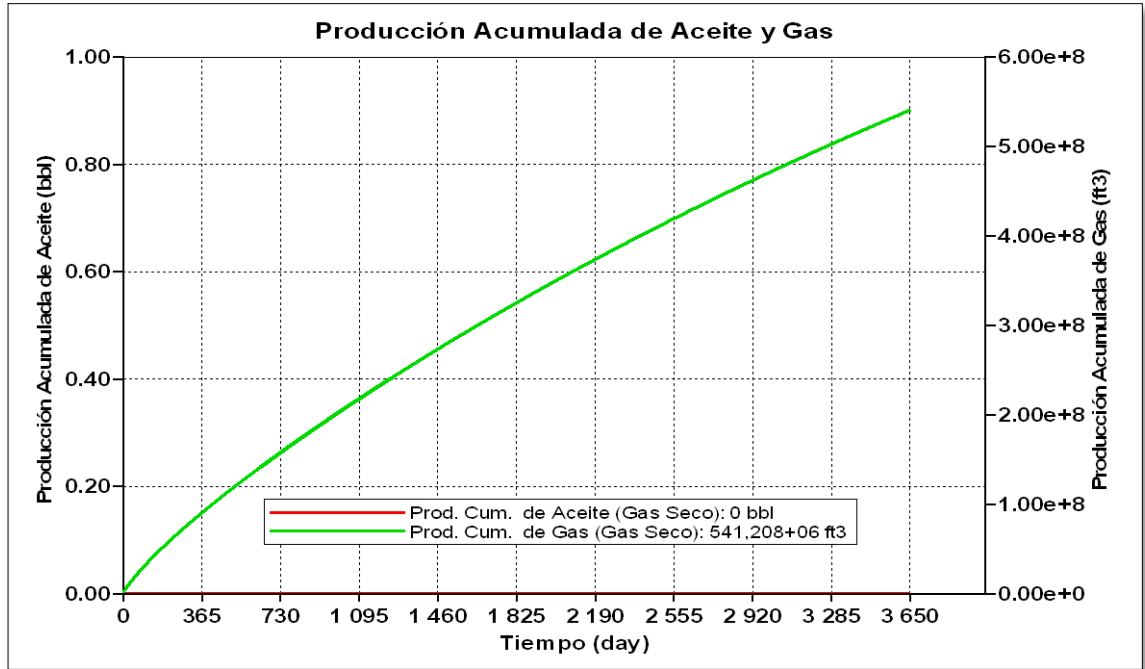
Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 32: Efecto del petroleo Volatil en la Prod. Acum. de gas y aceite**



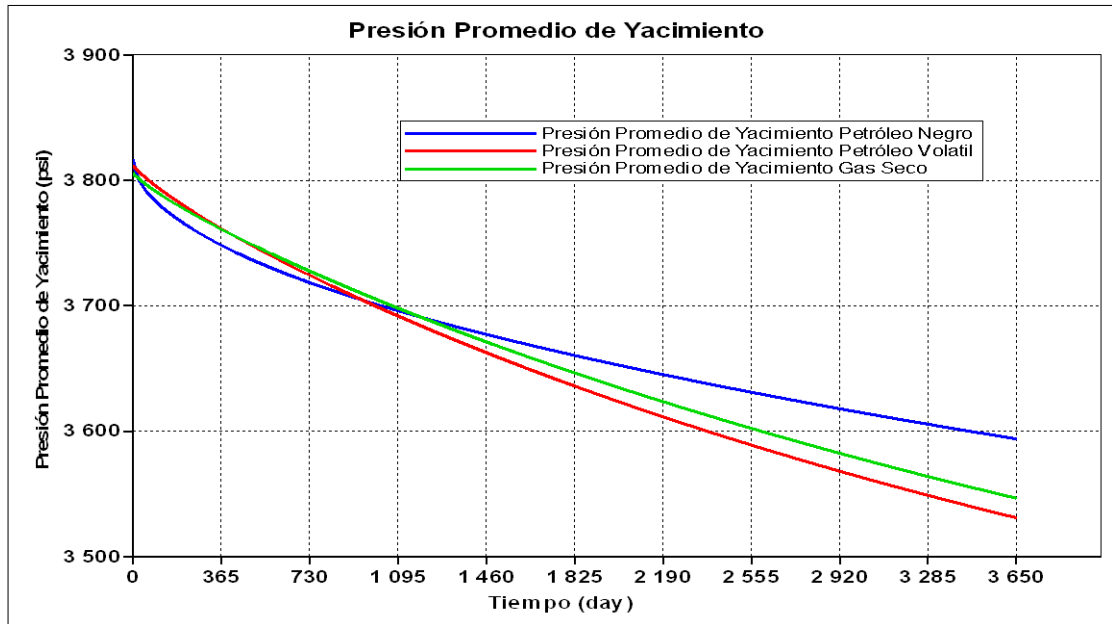
Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 33: Efecto del Gas Seco en la Producción acumulada de gas y aceite**



Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 34: Efecto de los fluidos en la presión**



Fuente: Computer Modeling Group, CMG

### 3.3 SENSIBILIDAD DE LONGITUD DE FRACTURA

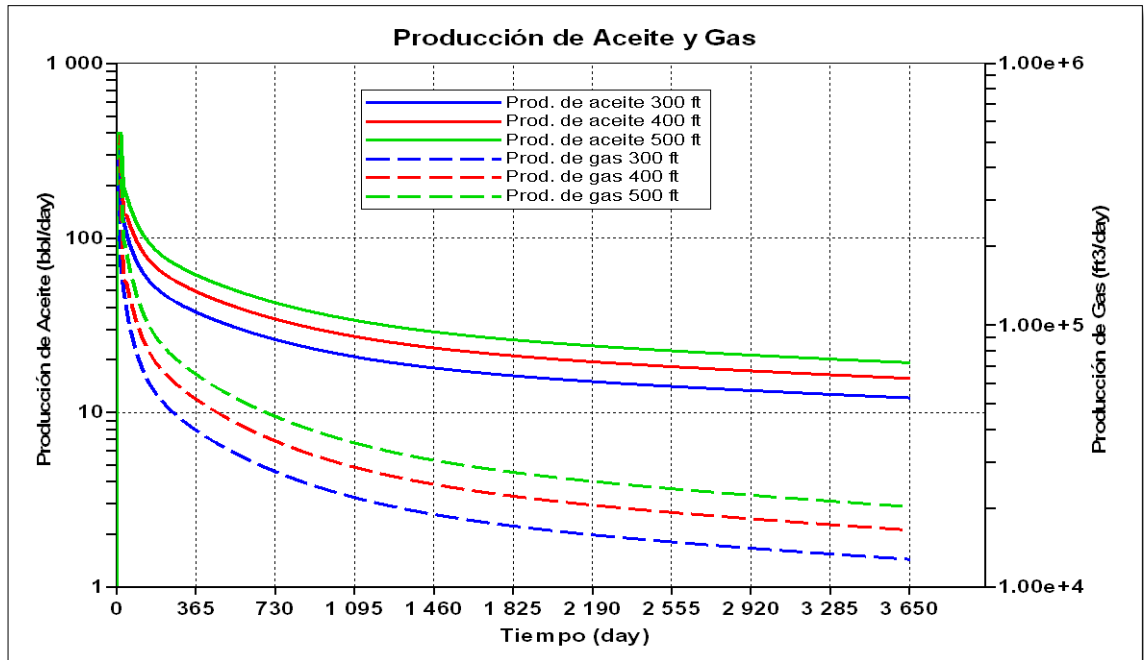
Al realizar un fracturamiento hidráulico a un yacimiento de shale siempre se tiene la duda de cuál será la longitud de fractura adecuado, para salir de esta incógnita los ingenieros utilizan un simulador numérico el cual les ayuda a bajar la incertidumbre de los parámetros óptimos para este proceso.

El efecto de la variación de longitud de fractura demostró que un largo de fractura de 500ft da una mayor producción de petróleo, seguida de la de 400 ft y 300 ft, de igual forma se comportó la producción de gas, esto demostró que a un mayor largo de fractura mayor será su producción como se observó en la **figura 36**.

La producción acumulada de petróleo arrojó como resultado que una longitud de fractura de 500 ft da 133186 bbl seguida del de 400 ft con 107817 bbl y de último el de 300ft con 82500 bbl, de la misma forma se comporta la producción acumulada de gas con 141 MMft<sup>3</sup> para longitud de 500ft, 114 MMft<sup>3</sup> para la longitud de 400 ft y 87 MMft<sup>3</sup> para la longitud de 300 ft, lo que permite concluir que para tener una mayor producción acumulada se tiene que tener una mayor longitud de fractura como se observó en la **figura 37 y 38**.

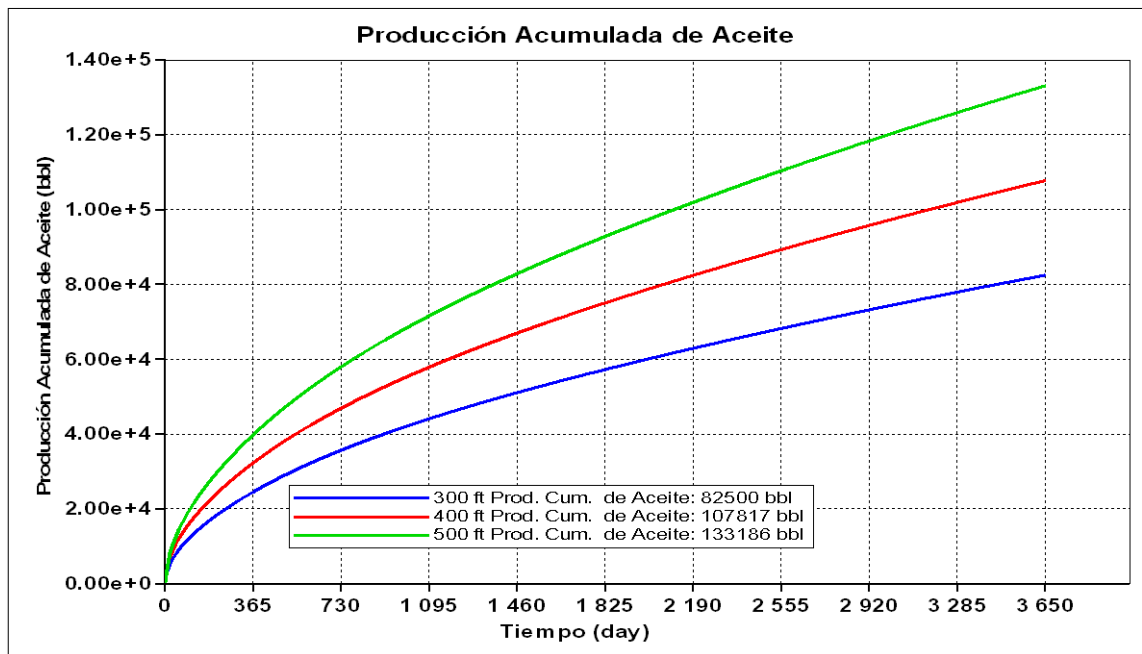
La **figura 39** muestra los cambios de presiones con diferentes largo de fractura los cuales demostraron una leve disminución de presión en 10 años reduciéndose a un máximo 200 psi de presión inicial de yacimiento, siendo la de mayor la reducción la de largo de fractura de 500 ft con una presión de yacimiento en 10 años de 3594 psi, seguida por el largo de fractura de 400 ft con una presión a 10 años de 3636 psi y la de menor reducción la del largo de fractura de 300 ft con una presión a 10 años de 3678 psi, dejando ver que a este tiempo las diferencia de presiones entre ellas son de 42 psi, esto permite observar que a través del tiempo los deltas de presión van a ser iguales para las sensibilidades siempre y cuando cumpla las mismas diferencias de longitud para la sensibilidad.

**Figura 35: Efecto de la longitud de fractura en la Producción de gas y aceite**



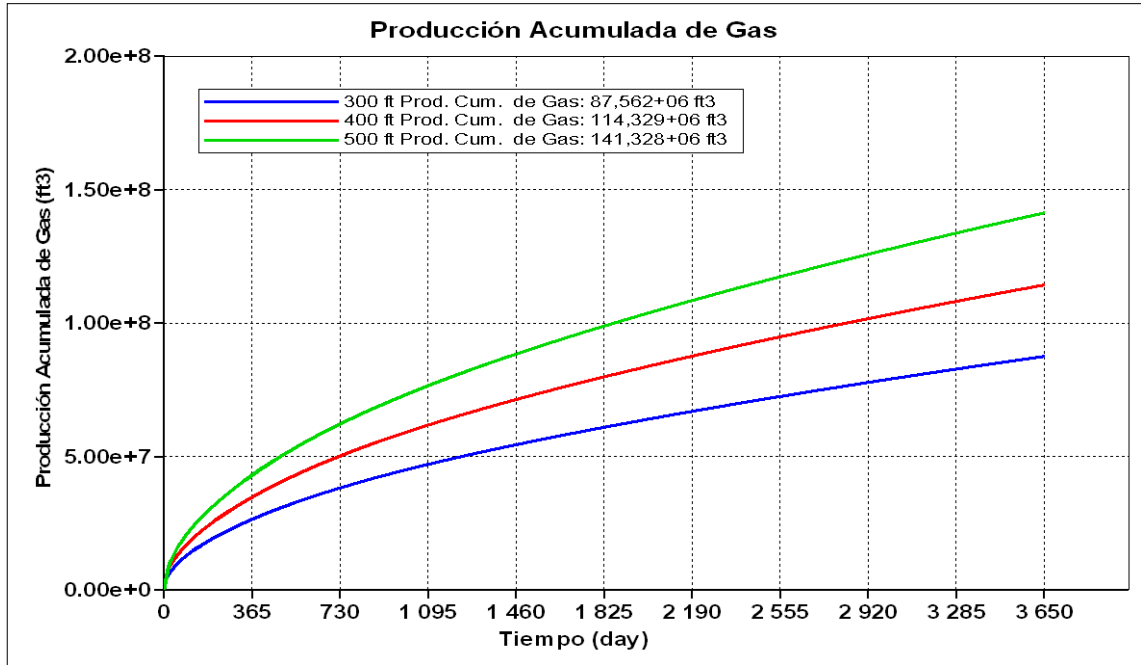
Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 36: Efecto de la longitud de fractura en la Prod. Acum. de aceite**



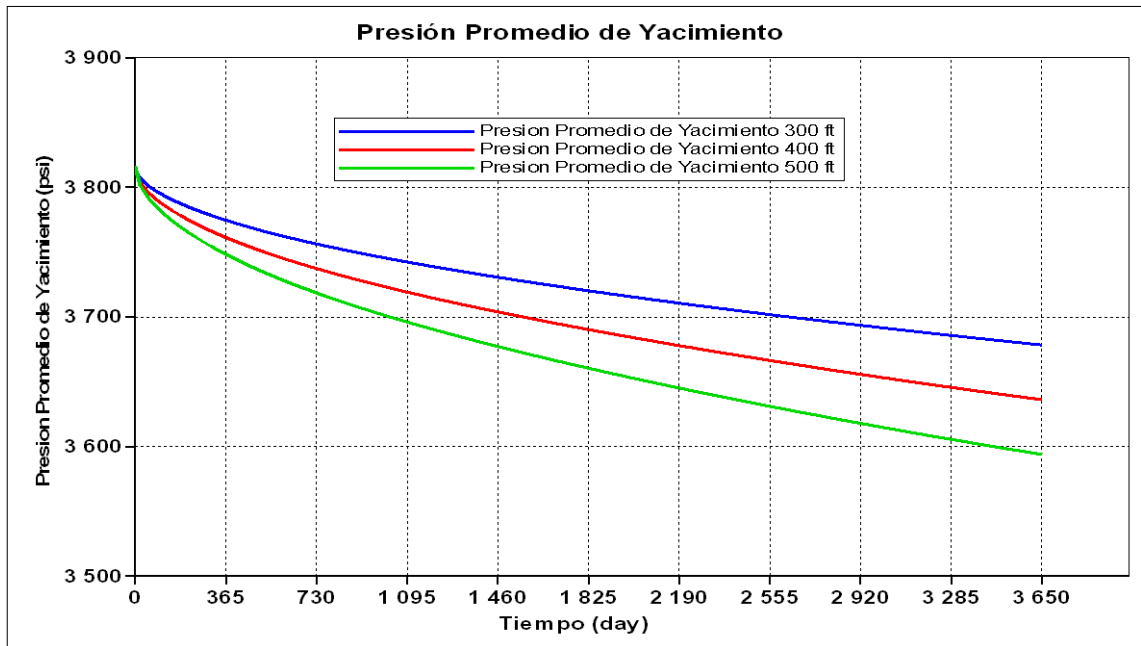
Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 37: Efecto de la longitud de fractura en la Prod. Acum. de gas**



Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 38: Efecto de la longitud de fractura en la presión**



Fuente: Computer Modeling Group, CMG

### 3.4 SENSIBILIDAD ESPACIAMIENTO DE FRACTURA

El espacio de fractura es una de las preguntas clave que hay que responder al completar y cañonear un pozo puesto que determinar el espaciamiento de fractura optimo podría disminuir costos importantes a la hora de determinar cuántas etapas de fracturamiento serán utilizadas.

El efecto de espaciamiento de fractura se evaluó para 3 escenarios de separación (caso 150 ft, caso 300 ft y caso 450 ft).

La **Figura 40** muestra los resultados de producción de aceite en un tiempo de 10 años, se puede observar que a medida que el espaciamiento de fractura se reduce la tasa de producción de aceite y gas aumentan, presentando un comportamiento muy similar de producción a través del tiempo, como se observa en la **Figura 40 y 41**, este comportamiento es debido a que la presión promedio del yacimiento no cae por debajo de la presión de burbuja.

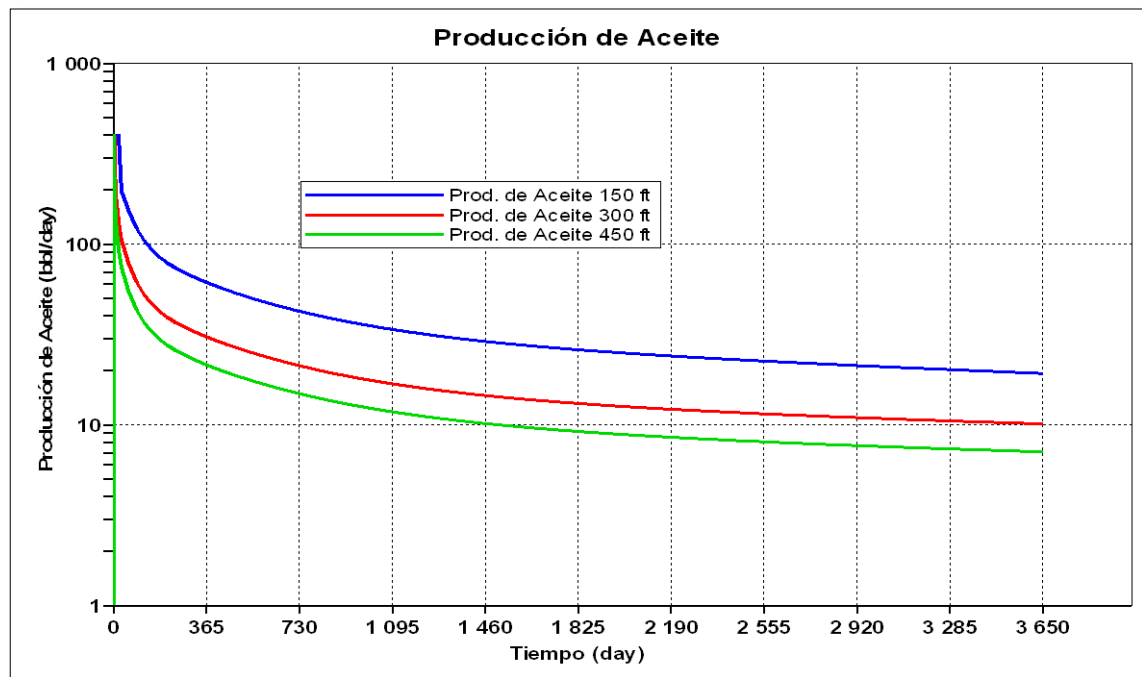
Aunque un espaciamiento de fractura más cerca significa un número de etapas de fractura mayor y a su vez un aumento de costo por pozo, esto conduce a una mayor producción acumulada de aceite y gas.

La **Figura 42** nos muestra las curvas de producción acumulada de aceite para cada caso (caso 150 ft, caso 300 ft y caso 450 ft) los cuales presentaron una producción acumulada de (133,186 bbl, 67,132 bbl y 47,014 bbl) respectivamente, la **Figura 43** nos muestra las curvas de producción acumulada de gas para cada caso (caso 150 ft, caso 300 ft y caso 450 ft) los cuales reportaron una producción acumulada de (141.32MM ft<sup>3</sup>, 71.272MM ft<sup>3</sup> y 49.921MM ft<sup>3</sup>) respectivamente, se puede observar que la producción acumulada del caso 150 ft supera en casi el doble a la del caso 300 ft y el triple a la de 450ft, esto significa que al utilizarse un

espaciado más corto se tendrá un mayor número de fracturas y por ende una mejor eficiente del drenaje en el SVR.

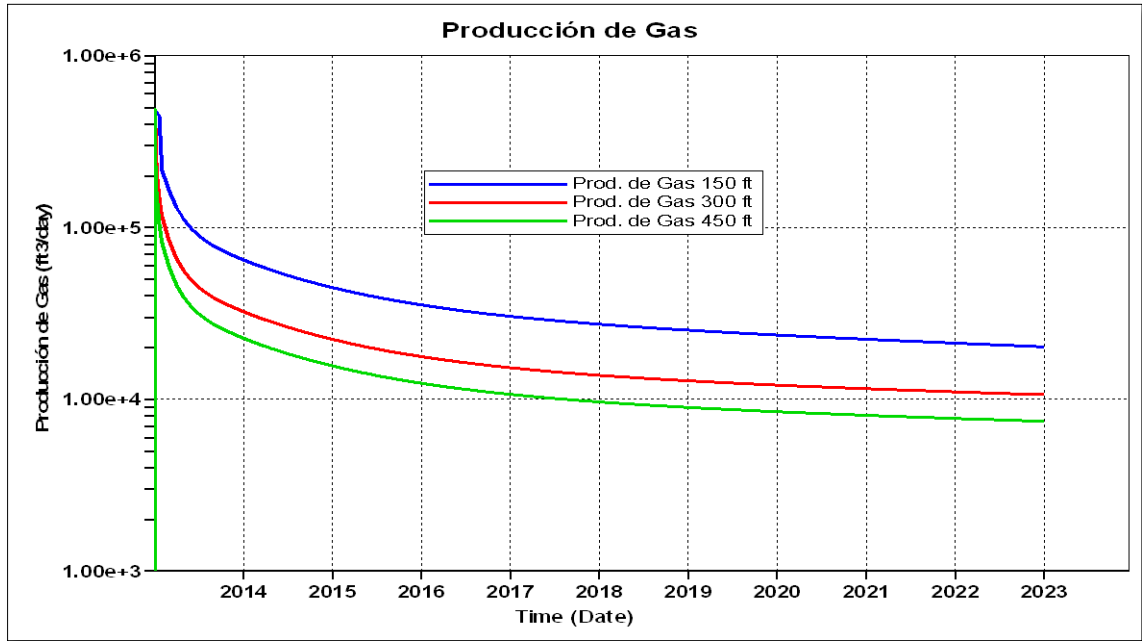
La **Figura 44** muestra el comportamiento de la presión promedio del yacimiento, se puede observar que el caso con menor espaciamiento (caso 150 ft) fue el que presentó la mayor caída de presión, esto se debe al mayor área de drenaje que se genera al aumentar el número de etapas de fractura; por otro lado es interesante ver que la presión promedio de yacimiento no cae para ninguno de los casos por debajo de la presión de burbuja, esto evidencia la baja permeabilidad del shale el cual no permite que la presión caiga tan abruptamente como ocurre con los yacimientos convencionales.

**Figura 39: Efecto del espaciamento de fractura en la Producción aceite**



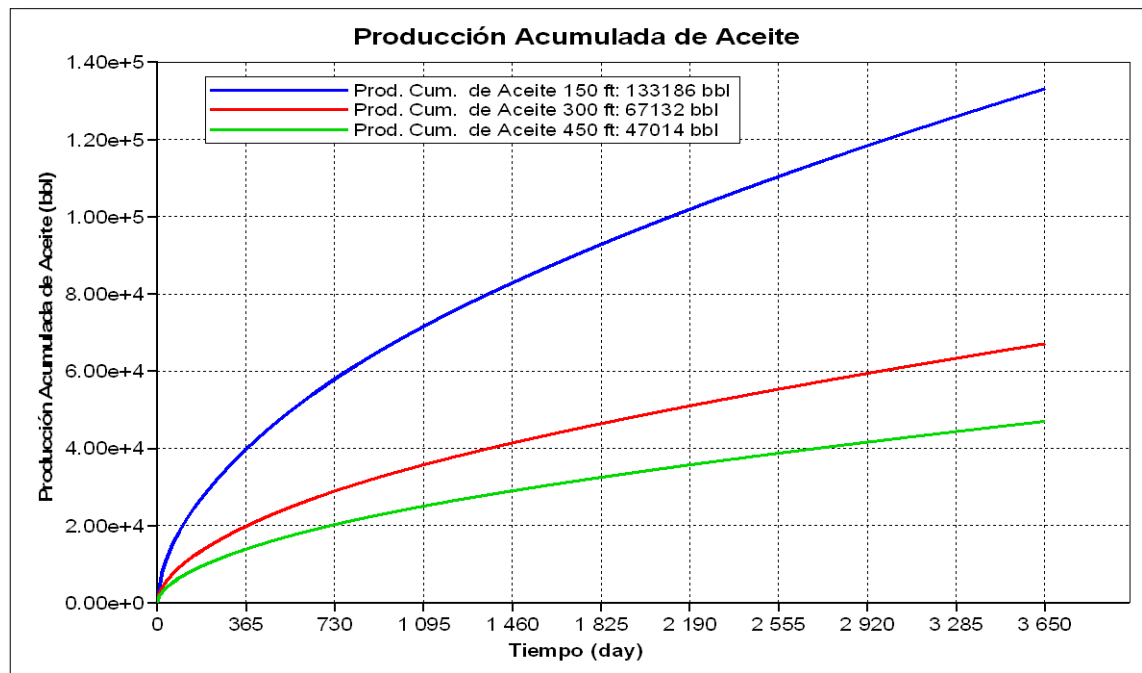
Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 40: Efecto del espaciamento de fractura en la Produccion gas**



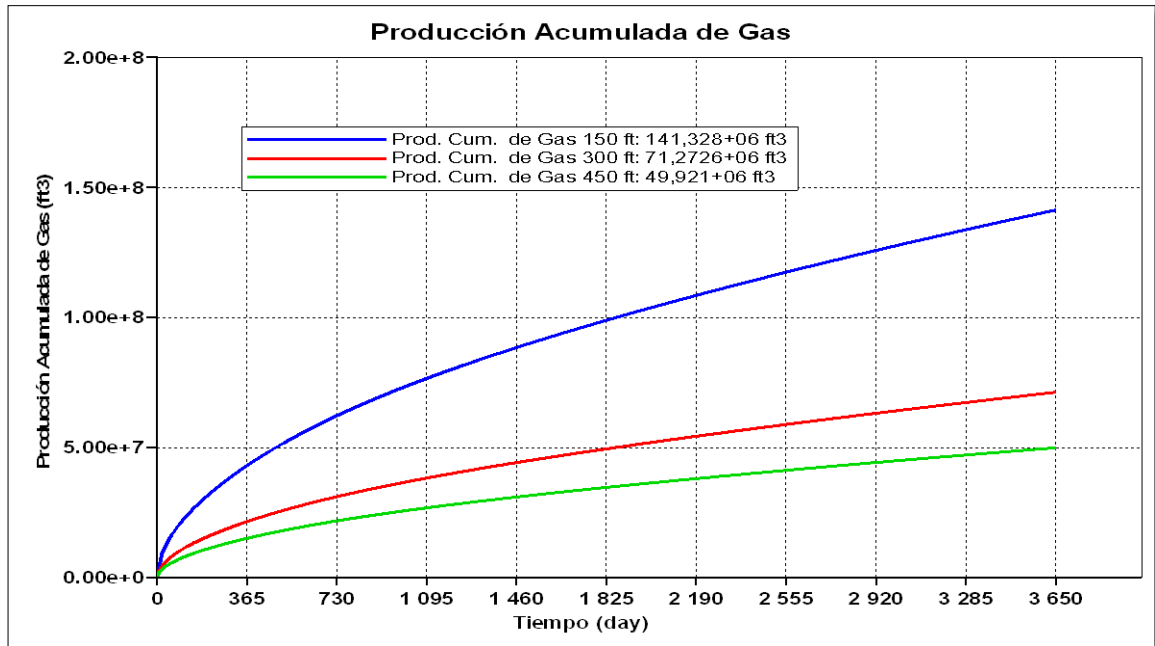
Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 41: Efecto del espaciamento de fractura en la Prod. acum. de aceite**



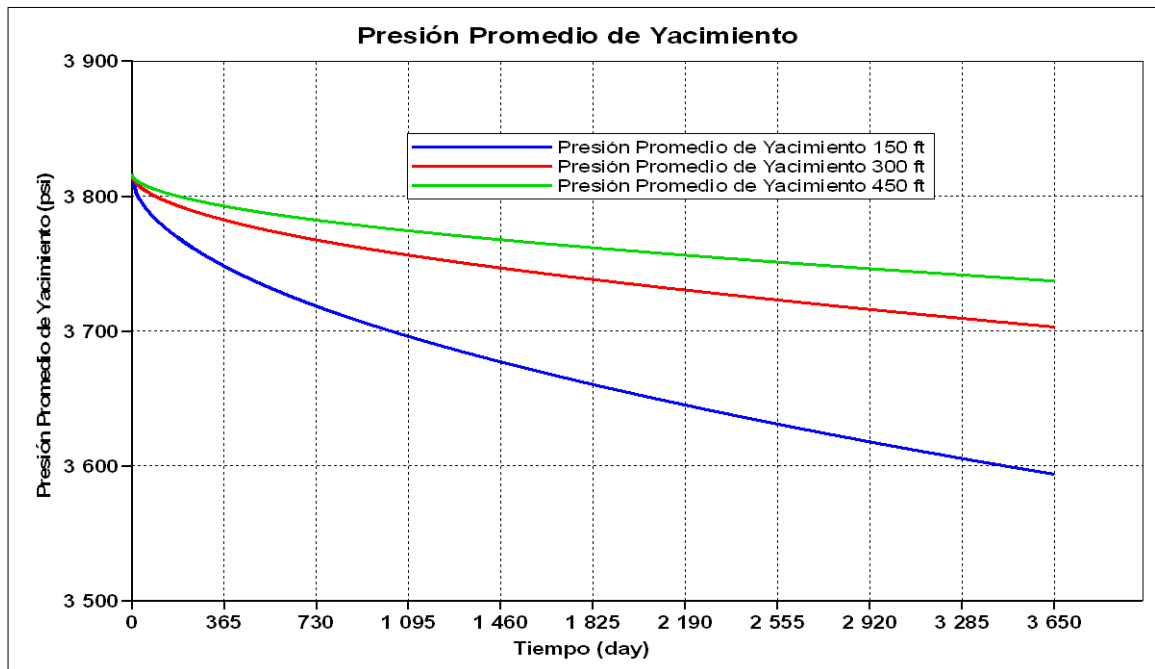
Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 42: Efecto del espaciado de fractura en la Prod. acum. De gas**



Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 43: Efecto del espaciado de fractura en la presión**



Fuente: Computer Modeling Group, CMG

### 3.5 SENSIBILIDAD PRESIÓN DE FONDO (BHP)

Dadas las características de los yacimientos mencionados como el Eagle ford ha de esperarse gradientes de presión altos (0,55 a 0,85 psi / ft). Donde la mayoría de los pozos empiezan a producir sin necesidad de levantamiento artificial. Sin embargo, para mantener el yacimiento en óptimas condiciones es necesario utilizar un sistema de levantamiento artificial a medida que disminuye la presión del yacimiento y así mantener el equilibrio deseado entre la presión del líquido en la tubería de producción y la presión del yacimiento.

Se espera que la recuperación del yacimiento a estudio sea principalmente por el agotamiento de presión, por ende los valores de presión de fondo fluyendo (BHP) son un factor clave en la ayuda de recuperación de petróleo final.

El efecto de la Presión de fondo fluyendo (BHP) se evaluó para cuatro escenarios: el primero con un BHP 1520 psi, el segundo con BHP 1900 psi, el tercero con un BHP de 2280 psi y el cuarto con un BHP de 2660 psi, los cuales corresponden al 40%, 50%, 60%, 70% de la Presión inicial de yacimiento (3800 psi) respectivamente.

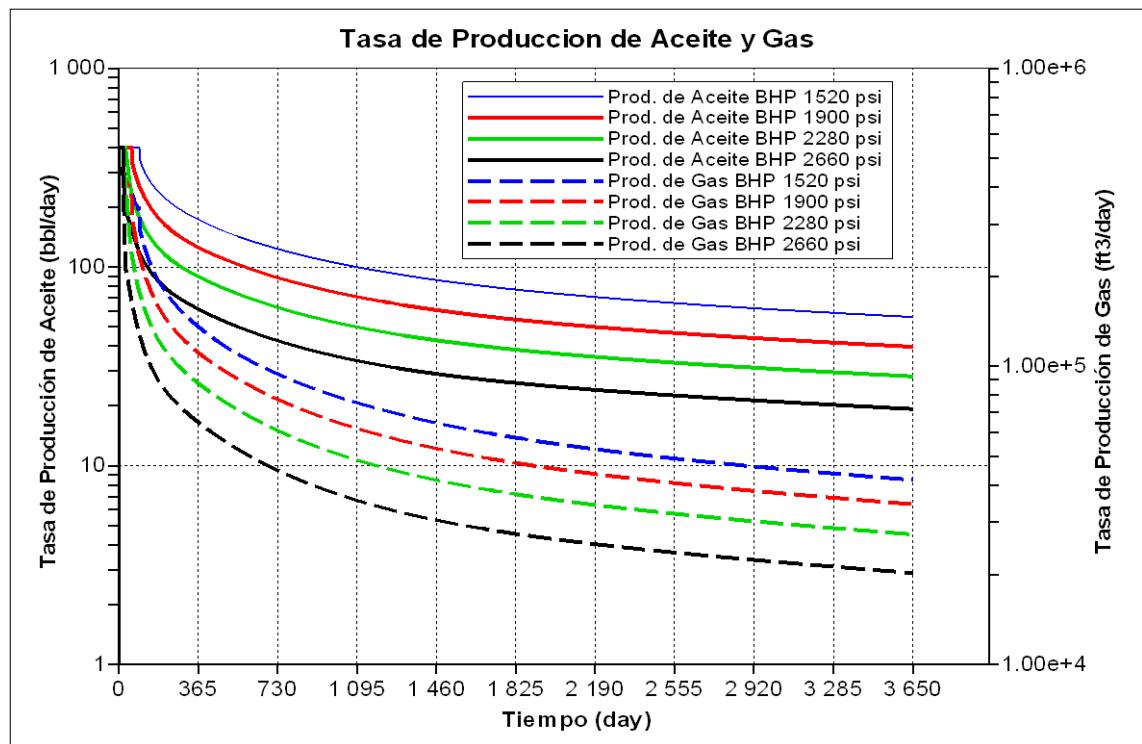
La **Figura 45** muestra el efecto de la variación del BHP en la tasa de producción de aceite y gas, se puede observar que a medida que el valor de BHP se reduce la tasa de producción de aceite y gas aumenta, esto se debe al gran diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo, lo cual permite que el aceite drene con mayor rapidez hacia la tubería.

La reducción de BHP no sólo conduce a una mayor producción de aceite y gas inicial, sino también a una mayor producción acumulada como se observa en la **Figura 46 y Figura 47**, las cuales presentaron valores de producción acumulada de aceite para un lapso de 10 años de (133,180 bbl, 193,750 bbl, 270,442 bbl y

370,048 bbl) para los casos (1520 psi , 1900 psi, 2280 psi y 2660 psi) respectivamente y una producción de gas acumulada de (290.78 MM ft<sup>3</sup>, 242.92 MMft<sup>3</sup>, 191.04 MMft<sup>3</sup> y 143.28 MMft<sup>3</sup>) para los escenarios de (1520 psi , 1900 psi, 2280 psi y 2660 psi) respectivamente.

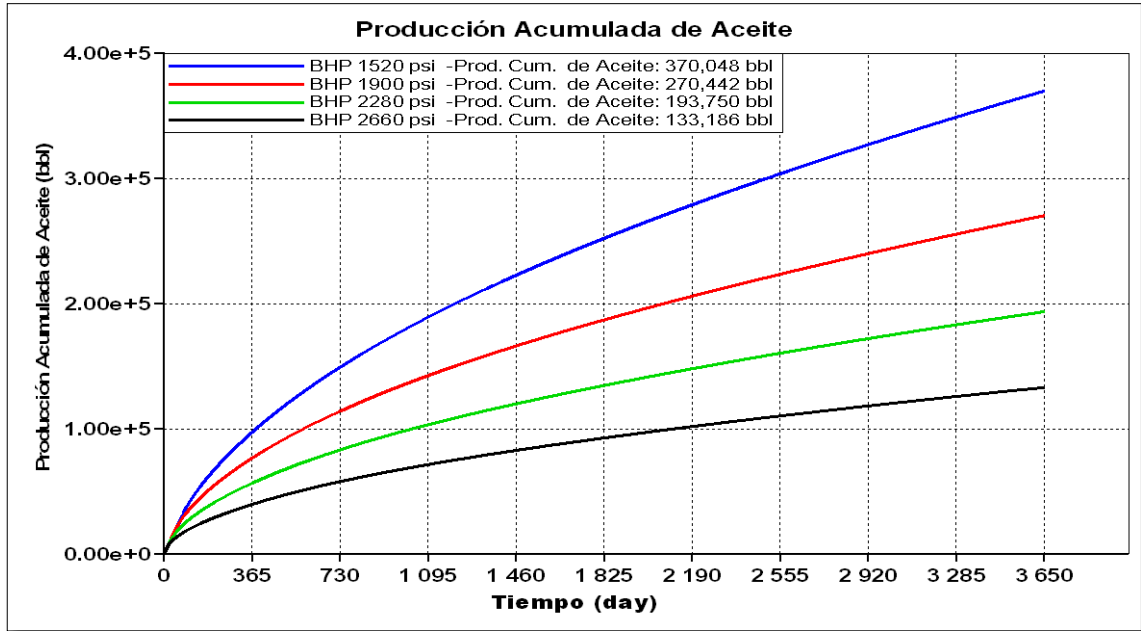
La **Figura 48** muestra el comportamiento de la presión promedio del yacimiento, se puede observar que el caso con menor BHP fue el que presento la mayor caída de presión, esto se debe al alto gradiente de presión que se genera entre el yacimiento y el pozo, por otro lado es interesante observar que de nuevo la presión promedio de yacimiento no cae por debajo de la presión de burbuja en ninguno de los casos a pesar de tener una caída de presión considerable en los bajos valores de BHP.

**Figura 44: Efecto del BHP en la Produccion de aceite y gas**



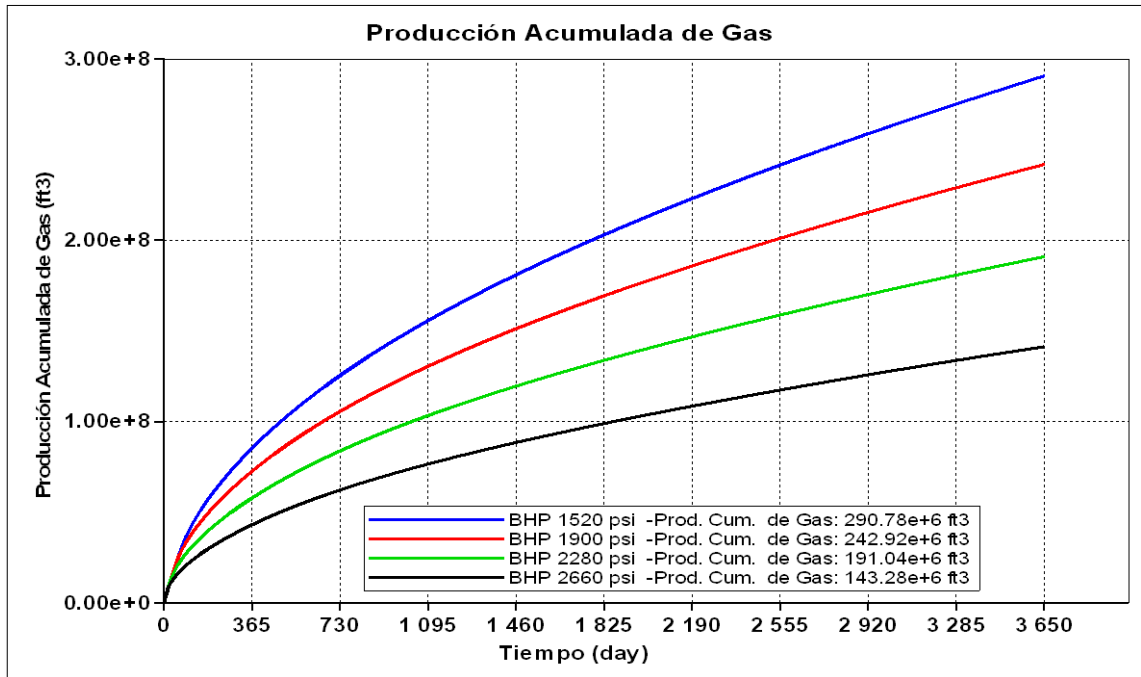
**Fuente:** Computer Modeling Group, CMG

**Figura 45: Efecto del BHP en la Producción de acumulada de aceite**



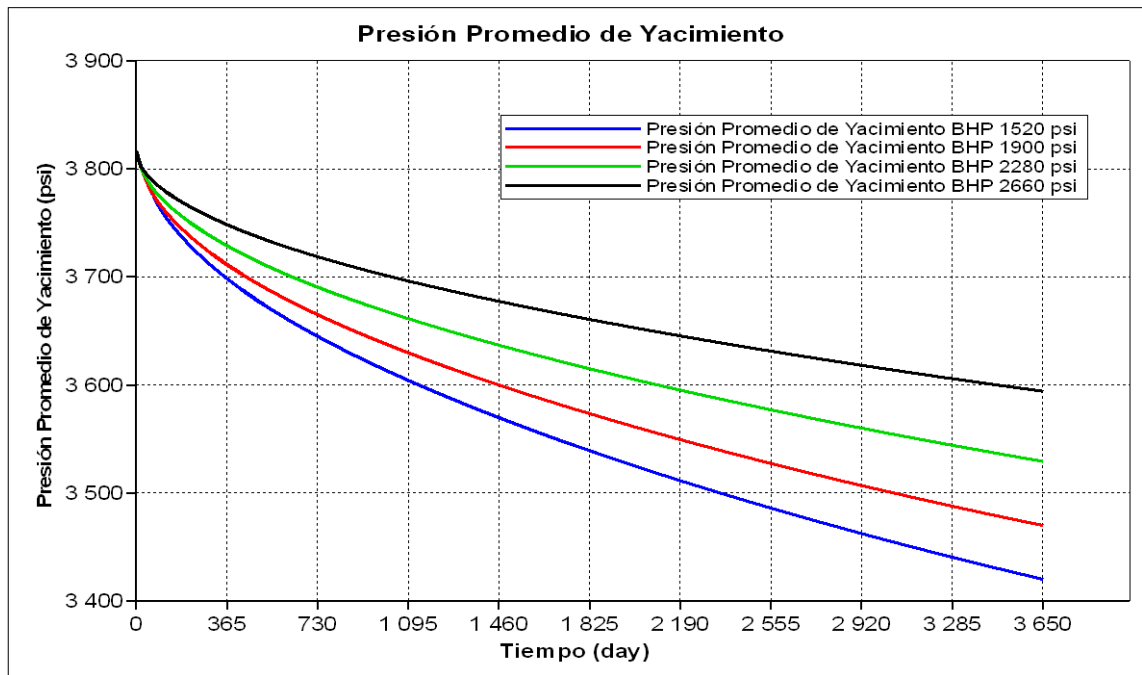
Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 46: Efecto del BHP en la Producción de acumulada de gas**



Fuente: Computer Modeling Group, CMG

**Figura 47: Efecto del BHP en la Producción en la presión**



Fuente: CMG

## 4. CONCLUSIONES

De esta investigación se concluye:

- El Análisis de la producción de aceite obtenido con la sensibilidad de los fluidos demostró que petróleo negro supero en producción por más del doble a los otros fluidos en los primeros años hasta que se estabiliza, por lo cual tuvo la mayor producción acumulada.
- La utilización del refinamiento logarítmico permite representar de una manera más acertada los cambios en la interface matriz fractura y el flujo transitorio en la producción de petróleo en el volumen de yacimiento estimulado (SRV).
- La tasa de producción de petróleo es mayor que la del gas puesto que la presión nunca cae por debajo de la presión de burbuja en todos los casos estudiados.
- Un Diseño con espacio fractura más cerca no sólo conduce a mayores tasas iniciales de producción de petróleo, sino también a un mayor producción acumulada.
- Fracturas más largas crean un SRV más grande y por ende esto conduce a una mayor producción acumulada de petróleo por pozo esto se debe al aumento del área de drenaje.
- Se hará necesario utilizar un sistema de levantamiento artificial en todos los pozos para bajar la presión del fondo y así mantener el yacimiento en óptimas condiciones de producción.

## 5. RECOMENDACIONES

- Construir un modelo en el cual la presión promedio de yacimiento caiga por debajo de la presión de burbuja y así analizar el comportamiento de la producción con este fenómeno.
- Sensibilizar las variables geomecánicas más significativas y analizar su efecto según las ecuaciones del simulador para observar cambios comportamentales en la roca con respecto a la producción.
- Utilizar el modelo conceptual para crear un modelo más riguroso utilizando datos de un yacimiento real con el fin de obtener resultados más representativos.
- Realizar un análisis económico de la viabilidad de la explotación de un yacimiento de shale oil.

## BIBLIOGRAFÍA

- BAZAN, L.W, et al. Improving Production in the Eagle Ford Shale with Fracture Modeling, Increased Fracture Conductivity, and Optimized Stage and Cluster Spacing Along the Horizontal Wellbore. SPE 138425, 2-3 November 2010. En: Onepetro.
- Energy Information Administration (EIA). 2011. Annual Energy Outlook Report 2011, <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/>.
- FANCHI. J.R., Principles of Applied Reservoir Simulation. Houston, Gulf Professional Publishing. 2001
- Halliburton, “Advances in unconventional gas solutions to meet growing gas demand worldwide”, 2007
- HENRÍQUEZ Rivadeneira, Pablo Emilio. Análisis del impacto de las fracturas naturales en el modelo dinámico del yacimiento mediante simulación numérica composicional. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos Bucaramanga, Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímicas,2007
- JIANWEI Wang. Well Performance Modeling of Eagle Ford Shale Oil Reservoirs. SPE 144427. 14-16 June 2011. En: Onepetro.
- LA REVOLUCIÓN DEL SHALE GAS – 2011. Pontificia Universidad Católica De Chile.

- LARRY LeDoux. Can Oil Shale Be Used as a Power Source? 2009. 14 de Julio 2009. En: <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=can-oil-shale-provide-power>
- REY, Carlina y AMAYA, Freddy. 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. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímicas, 2011, 20 p.
- RICKMAN, R, et al. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale. Paper SPE 115258, 21-24 September 2008. En: Onepetro
- SANTAMARÍA, Demetrio, et al. Generación de petróleo mediante experimentos de pirólisis Instituto Mexicano del Petróleo. No. 152. 10-Marzo 2009. En: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana.
- STEGENT, N. A, et al. Engineering a Successful Fracture-Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale. SPE 136183. 2-3 November 2010. En: Onepetro.