

**IMPACTO DEL DFN (DISCRETE FRACTURE NETWORK) EN LOS  
PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO  
CONVENCIONALES (SHALE PLAYS).**

**KAREN LORENA BAYONA  
ALEXANDER DE JESUS HEREDIA LOPEZ**

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

**2014**

**IMPACTO DEL DFN (DISCRETE FRACTURE NETWORK) EN LOS  
PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES  
(SHALE PLAYS).**

**KAREN LORENA BAYONA  
ALEXANDER DE JESUS HEREDIA LÓPEZ**

**Trabajo de Grado para Optar al Título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES  
Ingeniero de petróleos**

**Codirector  
Ing. Juan José Tovar Montaña**

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

**2014**

## DEDICATORIA

*Agradezco primeramente a Dios, por darme esta oportunidad en mi vida y por haberme dado la fuerza y el valor necesario para culminar esta etapa de mi vida.*

*Con todo mi cariño y mi amor a mis padres, que hicieron todo en la vida para que yo pudiera lograr mis sueños, por motivarme y darme la mano cuando sentía que el camino se terminaba, por regalarme siempre una sonrisa y por sentirse orgullosos siempre de mi a ustedes por siempre mi corazón y mi agradecimiento.*

*A Yuri por ofrecerme su amor y amistad, por compartir con migo momentos buenos y malos, a tu paciencia y comprensión gracias por estar siempre a mi lado.*

*A María Alexandra lo más grande que tengo en este mundo, mi adorada hija quien es el motor de mi vida, quien ha sido mi mayor motivación para nunca rendirme.*

*A mis amigos(as) que a lo largo del camino estuvieron en los buenos y malos momentos.*

*Por último quiero agradecer a esas personas importantes en mi vida, que siempre estuvieron listas para brindarme su apoyo y me ayudaron a conseguir este gran logro en mi vida.*

*Alexander De Jesús Heredia López*

## DEDICATORIA

*A Dios infinitas gracias por permitirme cumplir esta meta, por ser mi luz y mi fortaleza en cada paso que di en este hermoso proceso.*

*A mis maravillosos padres Juan Emiro Bayona Y Blanca Soraida Lindarte por cada una de sus enseñanzas, por inculcarme el temor a Dios y por su apoyo incondicional en cada instante de mi vida.*

*A mis Hermanos Mónica Fernanda y Robinson por creer en mí y trabajar al lado de mis padres para hacer de este sueño algo posible.*

*A ese hombre especial que Dios me regaló Heverth Osorio Molina por estar a mi lado brindándome su amor y cariño a cada instante.*

*A mi mejor amiga Lina Morales por alegrarme con sus ocurrencias y por cada uno de sus consejos.*

*Al Ing. Nicolás Santos Santos por alentarme para culminar mi proyecto de grado.*

*A quien me escuchó y me apoyó en la etapa final de mi carrera, a mis compañeros de lucha, todos y cada uno de ellos fueron parte fundamental de este gran logro. Muchísimas gracias a todos por cada uno de los momentos vividos, los llevo hoy y siempre en el corazón.*

*Con cariño e inmensa gratitud.*

*Karen Lorena Bayona Lindarte*

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar le damos infinitamente gracias a Dios, por guiar cada paso que dimos en el transcurso de esta meta.

A nuestras familias por su apoyo incondicional en esta etapa de nuestras vidas.

A nuestro director y codirector de tesis José Carlos Cárdenas y Juan José Tovar por creer en nosotros y brindarnos las herramientas necesarias para el desarrollo de este proyecto.

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

A la universidad Industrial de Santander por abrirnos sus puertas para la construcción de nuestro proyecto de vida.

## TABLA DE CONTENIDO

### INTRODUCCION

1. GENERALIDADES: SHALE PLAYS.....	18
1.1 QUE ES UN SHALE (ESQUISTO).....	18
2.1 DEFINICIÓN SHALE GAS.....	19
3.1 DEFINICIÓN SHALE OIL.....	21
4.1 TECNOLOGÍAS ACTUALES DE EXTRACCIÓN DE SHALE PLAYS.....	22
1.6.1 Perforación horizontal.....	22
1.6.2 Fracturamiento hidráulico.....	25
5.1 CARACTERISTICAS DE LOS SHALE PLAYS.....	28
6.1 DÓNDE SE ENCUENTRA EL SHALE PLAYS.....	28
7.1 YACIMIENTOS DE DOBLE POROSIDAD.....	29
8.1 MECANISMOS DE TRANSPORTE.....	29
1.8.1 Desorción.....	30
1.8.2 Difusión.....	31
1.8.3 Flujo Darcy.....	32
9.1 FORMACIONES DE SHALE GAS EN ESTADOS UNIDOS.....	33
1.9.1 Formación Eagle Ford.....	33
1.9.2 Formación Haynesville.....	35
1.9.3 Formación Marcellus.....	39
1.9.4 Formación Woodford.....	40
10.1 SHALE GAS EN AMERICA LATINA.....	42
1.10.1 México.....	43
1.10.2 Argentina.....	44
1.10.3 Brasil.....	46
11.1 SHALE GAS EN COLOMBIA.....	46
1.11.1 Valle medio del magdalena.....	48
1.11.2 Cordillera Oriental.....	50
1.11.3 Cesar – Ranchería.....	50

2. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS.....	51
2.1 CLASIFICACION DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS.....	51
2.2 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS (YNF) .....	54
2.2.1 Porosidad simple, doble porosidad y doble permeabilidad. ....	55
2.3 DEFINICIÓN DFN (DISCRETE FRACTURE NETWORK).....	57
2.3.1 Modelado DFN.....	58
2.3.2 Cuando utilizar el modelado DFN .....	60
2.4 IMULACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	61
2.5 REFINAMIENTO DEL SHALE GAS.....	62
2.5.1 SRV (Stimulated Reservoir Volumen) .....	63
2.6 SOFTWARE UTILIZADOS CON REDES DE FRACTURAS DISCRETAS (DFN) Y SUS APLICACIONES .....	63
2.6.1 Simulador Petrel .....	64
2.6.2 Simulador Fracgen.....	66
2.6.3 Simulador UFM.....	67
2.6.4 Aplicaciones.....	68
2.7 DIMENSIONES Y CARACTERÍSTICAS DEL GRID DE SIMULACIÓN.....	68
2.8 PROPIEDADES DEL YACIMEINTO.....	73
3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS MÁS SIGNIFICATIVOS .....	77
3.1 MODELO BASE .....	77
3.2 PERMEABILIDAD DE REFERENCIA DE LA FRACTURA NATURAL.....	79
3.3 VARIACIÓN DEL ÁNGULO QUE FORMAN LAS FRACTURAS NATURALES RESPECTO A LA ORIENTACIÓN DE LA PERFORACIÓN .....	81
3.4 VARIACIÓN DE LOS PATRONES DE FLUJO .....	85
3.5 LONGITUD DE FRACTURA .....	90
4. CONCLUSIONES .....	92
5. RECOMENDACIONES .....	93
BIBLIOGRAFÍA.....	94

## INDICE DE FIGURAS

<b>Figúra 1: Formación de shale</b> .....	19
<b>Figúra 2: Yacimiento de Shale gas</b> .....	20
<b>Figúra 3: Mapa geológico de fuentes de gas natural</b> .....	21
<b>Figúra 4: Intercepción de fracturas naturales en pozos horizontales</b> .....	23
<b>Figúra 5: Formaciones de bajo espesor</b> .....	24
<b>Figúra 6: Aplicación de los pozos horizontales en EOR</b> .....	24
<b>Figúra 7: Aplicación de pozos horizontales y verticales en EOR</b> .....	24
<b>Figúra 8: Fracturas hidráulicas en un pozo horizontal</b> .....	26
<b>Figúra 9: Agente de sostén solido o apuntalante</b> .....	27
<b>Figúra 10: Desorción del Gas</b> .....	30
<b>Figúra 11: Difusión del Gas</b> .....	31
<b>Figúra 12: Flujo de Darcy en las fracturas</b> .....	32
<b>Figúra 13: Toma satelital de la actividad de shale del Eagle Ford</b> .....	34
<b>Figúra 14: Sección estratigráfica del subsuelo de la Costa del golfo de Texas</b> .....	35
<b>Figúra 15: Zonas de Producción de gas en el Shale de Haynesville</b> .....	37
<b>Figúra 16: Perforación Horizontal e Hidrofracturamiento en el Shale de Haynesville</b> .....	37
<b>Figúra 17: Profundidad aproximada a la base del Shale de Marcellus</b> .....	40
<b>Figúra 18: Mapa de la cuenca de Ardmore del play de Woodford</b> .....	41
<b>Figúra 19 Cuencas de Shale Gas del este de México</b> .....	44
<b>Figúra 20: Cuencas de Shale gas en Argentina</b> .....	44
<b>Figúra 21 Deposito de shale gas en Colombia</b> .....	48
<b>Figúra 22: Cuenca del valle del magdalena medio</b> .....	49
<b>Figúra 23: Tipo A Yacimiento de Shale Gas (flujo únicamente desde la fractura hidráulica)</b> .....	52
<b>Figúra 24: Tipo B Yacimiento de Shale Gas (flujo desde la fractura hidráulica y natural)</b> .....	53
<b>Figúra 25: Tipo C Yacimiento de Shale Gas (Reactivada y conectada la producción dominada por fracturas naturales)</b> .....	53
<b>Figúra 26: Figura ilustrativa de los modelos de Porosidad Simple, Doble Porosidad y Doble Permeabilidad en una dimensión</b> .....	56
<b>Figúra 27: Fuga de fracturas hidráulicas hacia la red de fracturas naturales</b> .....	57
<b>Figúra 28: Modelado DFN</b> .....	59
<b>Figúra 29: Simulación convencional vs Simulación DFN</b> .....	61

<b>Figúra 30: Simulación DFN con los Simuladores Petrel y Eclipse .....</b>	<b>64</b>
<b>Figúra 31: Ejemplo de red de fracturas de múltiples capas usando Fracgen .....</b>	<b>66</b>
<b>Figúra 32 Volumen de yacimiento estimulado SRV .....</b>	<b>70</b>
<b>Figúra 33: Grid de simulación del modelo base.....</b>	<b>70</b>
<b>Figúra 34: Vista 3D del Yacimiento mostrando el pozo horizontal y SRV .....</b>	<b>71</b>
<b>Figúra 35: Refinamiento logarítmico .....</b>	<b>72</b>
<b>Figúra 36: Curvas de permeabilidades relativas .....</b>	<b>74</b>
<b>Figúra 37: Contacto Gas - Agua (DWGC).....</b>	<b>76</b>
<b>Figúra 38: Producción acumulada del caso base .....</b>	<b>78</b>
<b>Figúra 39: Efecto de la Permeabilidad sobre la Producción acumulada de Gas .....</b>	<b>80</b>
<b>Figúra 40: Efecto de la Permeabilidad sobre la Tasa de Gas.....</b>	<b>81</b>
<b>Figúra 41: Orientación de las perforaciones .....</b>	<b>82</b>
<b>Figúra 42: Vista 3D de la configuración de perforación con orientación 1 .....</b>	<b>83</b>
<b>Figúra 43: Efecto del Angulo de Inclinación sobre la Tasa de Gas .....</b>	<b>84</b>
<b>Figúra 44: Efecto del Angulo de Inclinación sobre la acumulación de Gas ...</b>	<b>85</b>
<b>Figúra 45: Caso 1 patrones de flujo .....</b>	<b>86</b>
<b>Figúra 46: Caso 2 patrones de flujo .....</b>	<b>87</b>
<b>Figúra 47: Caso 3 patrones de flujo .....</b>	<b>88</b>
<b>Figúra 48: Variación de los Patrones de flujo en la tasa de gas .....</b>	<b>89</b>
<b>Figúra 49: Variación de los Patrones de flujo en la acumulación de gas .....</b>	<b>90</b>
<b>Figúra 50: Longitud de fractura en la producción acumulada de gas .....</b>	<b>90</b>
<b>Figúra 51: Longitud de fractura en la tasa de gas .....</b>	<b>91</b>

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1: Formaciones de shale gas en Estados Unidos .....</b>	<b>33</b>
<b>Tabla 2: Perfil del Yacimiento Haynesville.....</b>	<b>38</b>
<b>Tabla 3: Potencial de Shale Gas en América Latina .....</b>	<b>43</b>
<b>Tabla 4: Reservas Shale Gas Argentina .....</b>	<b>45</b>
<b>Tabla 5: Potencial de shale gas en Colombia.....</b>	<b>47</b>
<b>Tabla 6: Propiedades del Grid de simulación.....</b>	<b>69</b>
<b>Tabla 7: Propiedades y Fórmulas para hallar el SRV .....</b>	<b>72</b>
<b>Tabla 8: Propiedades generales del yacimiento .....</b>	<b>73</b>
<b>Tabla 9: Propiedades de fractura hidráulica.....</b>	<b>74</b>
<b>Tabla 10: Composición de Fluido utilizado .....</b>	<b>75</b>

## RESUMEN

**TÍTULO:** IMPACTO DEL DFN (DISCRETE FRACTURE NETWORK) EN LOS PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (SHALE PLAYS).\*

**AUTORES:** Karen Lorena Bayona  
Alexander De Jesús Heredia López\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Shale Plays, Gas, DFN, Simulación Numérica, Análisis de Sensibilidad, SRV, Fracturamiento Hidráulico.

### DESCRIPCIÓN:

El propósito de este estudio es construir un modelo conceptual de simulación de Shale Gas para analizar el impacto que causan las redes de fracturas discretas en los pronósticos de producción de este tipo de yacimientos. En el momento de construir el modelo conceptual se tuvieron en cuenta algunos conceptos importantes, tales como Yacimientos de doble porosidad, pronósticos de producción, mecanismos de flujo, fracturamiento natural, redes de fracturas, entre otros.

El recobro de gas en un yacimiento no convencional puede ser optimizado mediante la utilización de esta técnica, por tal razón se busca crear un modelado DFN para representar en forma realista el comportamiento dinámico de las fracturas naturales y evaluar el impacto que estas generan en los pronósticos de producción de yacimientos no convencionales.

Se hizo un análisis de la producción de shale gas, por medio de la implementación de simulación numérica de yacimientos utilizando el módulo GEM del software CMG (Computer Modeling Group) al cual se le suministraron datos promedio encontrados en la literatura de yacimientos de Shale Gas de América del norte. Se evaluó por medio de sensibilidad de parámetros (conductividad, patrones de flujo y permeabilidad de referencia de las fracturas hidráulicas y naturales) el impacto del DFN en los pronósticos de producción, analizando el comportamiento del flujo a través de redes de fracturas discretas.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. José Carlos Cárdenas Montes. Codirector: Juan José Tovar

## ABSTRACT

**TITLE:** DISCRETE FRACTURE NETWORK (DFN) IMPACT IN UNCONVENTIONAL RESERVOIRS PRODUCTION FORECASTS (SHALE PLAYS).\*

**AUTHORS:** Karen Lorena Bayona  
Alexander De Jesús Heredia López\*

**KEYWORDS:** Shale Plays, Gas, DFN, Numeric Simulation, Sensitivity Analysis, SRV, Hydraulic fracturing.

### DESCRIPTIONS:

The purpose of this study is to build a conceptual model of Shale Gas simulation to analyze the impact that cause discrete fracture networks in forecasting production of such reservoirs. At the time of building the conceptual model had have considered some important issues, such as dual porosity reservoir, production forecasts, flow mechanisms, natural fracturing, fracture network concepts, among others

The recovery of unconventional gas in a reservoir can be optimized using the discrete fracture networks technique, for that reason it has sought to create a DFN modeling to represent realistically the dynamic behavior of natural fractures and evaluate the impact these forecasts in production of unconventional reservoirs.

An analysis of the production of shale gas was made, through the implementation of numerical reservoir simulation using the GEM software CMG (Computer Modeling Group) which was feeded by average data found in the literature for North America Shale Gas reservoirs. The impact of DFN in production forecasts was evaluated using sensitivity parameters (conductivity, flow patterns and hydraulic and natural fractures reference of permeability) the impact of DFN in production forecasts, analyzing the behavior of the flow through discrete fracture networks.

---

\* Degree project.

\*\* Physical and Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering. Director: Ing. Jose Carlos Cardenas. Codirectores: Ing. Juan José Tovar.

## INTRODUCCIÓN

La necesidad de información para la exploración y evaluación de yacimientos no convencionales en general y shale gas en particular, ha resultado ser singularmente atractivo para la industria debido a que representa cerca de 1/3 de los recursos potenciales de gas a nivel mundial, ha llevado a reevaluar muchas de las herramientas disponibles diseñadas originalmente para yacimientos convencionales.

En paralelo, han surgido nuevas tecnologías o nuevas aplicaciones de las ya existentes para optimizar y acelerar el entendimiento de estos yacimientos. Dentro de esas nuevas tecnologías tenemos la utilización de redes de fracturas discretas, en donde se determina un volumen de yacimiento a estimular para analizar el impacto que estas causan en los pronósticos de producción de yacimientos no convencionales de shale Plays.

Por tal razón se utiliza un modelado DFN para representar en forma realista el comportamiento dinámico de las fracturas naturales que generan un comportamiento de flujo no continuo en el yacimiento y en el pozo.

Basándonos en la simulación numérica de yacimientos para representar el comportamiento de redes de fracturas naturales discretas alrededor de las fracturas hidráulicas generadas, este proyecto evaluará el impacto que estas generan en los pronósticos de producción de yacimientos no convencionales de shale plays, con el fin de representar la contribución de la red de fracturas al flujo.

## 1. GENERALIDADES: SHALE PLAYS

La declinación de las reservas de hidrocarburos y la exigente demanda de energía, ha generado por parte de la industria petrolera una gran búsqueda y extracción de yacimientos no convencionales.

Estos yacimientos contienen hidrocarburos que se encuentran en unas condiciones que no permiten el movimiento de los fluidos, ya sea debido a la baja permeabilidad de la roca que los contiene o por la alta viscosidad que presenta el hidrocarburo, además de eso se encuentran en grandes extensiones areales y requiere del uso de nuevas tecnologías que permitan una explotación eficiente y rentable de este tipo de yacimientos.

### 1.1 QUE 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 observar una típica formación de shale.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> 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.

**Figúra 1: Formación de shale**

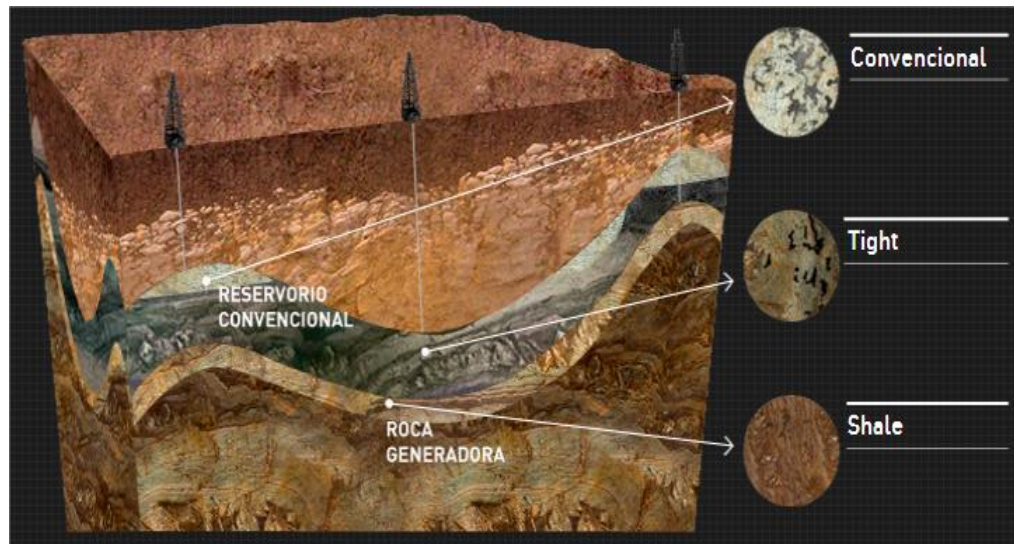


**Fuente:** Norton Rose Fulbright. Shale gas handbook. 2013

## **2.1 DEFINICIÓN SHALE GAS**

Shale Gas, es el mismo gas de los yacimientos convencionales pero está atrapado en rocas generadoras con bajísima permeabilidad. Es un gas que no migró después de su proceso de formación. Pero sacarlo de esa roca, de muy baja permeabilidad comparada con yacimientos convencionales, que lo contiene no es el único reto que enfrenta. Si bien, su demanda ha crecido alentada por la sed de energéticos de los mercados emergentes, está bajo la lupa de los entes regulatorios y ambientales que han identificado ya las grandes diferencias que hay entre la explotación de este recurso y la explotación de yacimientos convencionales de gas y la importancia de contar con reglas claras que ofrezcan estabilidad a este tipo de negocio para hacerlo viable a largo plazo.

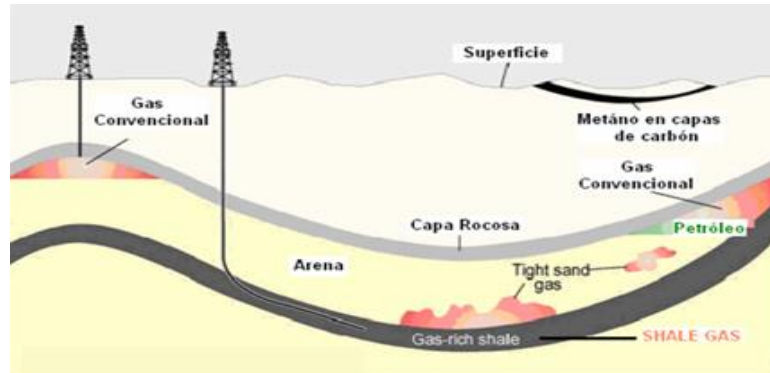
**Figúra 2: Yacimiento de Shale gas**



**Fuente:** YPF,E. (2013). YPF. Obtenido de ¿Que es shale?: [www.ypf.com/energiaypf/Paginas/que-es-shale.html](http://www.ypf.com/energiaypf/Paginas/que-es-shale.html)

Como se puede observar en la **figura 2**, el shale gas se encuentra a mayores profundidades que otras fuentes de gas natural convencional, lo cual, sumado a la impermeabilidad de las rocas en las que se encuentra, hace su extracción inviable en cantidades masivas y comerciáveis sin el respaldo de la tecnología adecuada para su extracción. En los últimos 10 años, los avances tecnológicos de extracción de shale gas realizados por Estados Unidos, pionero en la investigación de este tipo de gas, han incrementado la eficiencia y rentabilidad de esta actividad.

**Figura 3: Mapa geológico de fuentes de gas natural**



**Fuente:** Pontificia Universidad católica de Chile. (s.f.). "La revolución del Shale Gas"

### 3.1 DEFINICIÓN SHALE OIL

El shale oil es un tipo de petróleo no convencional que se extrae de los esquistos que son rocas sedimentarias arcillosas. De allí surge la procedencia de su nombre, Shale (o esquisto). De este tipo de petróleo se pueden obtener refinados que pueden ser utilizados para los mismos fines que aquellos obtenidos a partir del petróleo crudo.

Los shale negros contienen alto contenido de material orgánico, que a ciertas condiciones de presión y temperatura se puede dar la generación de petróleo. 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, el cual queda sellado por la roca de baja permeabilidad.

Siendo esa su principal dificultad de extracción ya que la baja permeabilidad impide que el aceite fluya a través del yacimiento.

A pesar de ser una gran fuente de energía y de haber sido descubierta hace muchos años han sido los avances tecnológicos y el alza del precio del petróleo los que han permitido que la extracción de este recurso sea rentable.

## **4.1 TECNOLOGÍAS ACTUALES DE EXTRACCIÓN DE SHALE PLAYS**

Los yacimientos no convencionales, tienen que ver con fuentes de petróleo y/o gas que implican grandes dificultades para su explotación si se piensa en la tecnología tradicional de extracción de los yacimientos convencionales. El desarrollo de estos yacimientos requieren experiencia, grandes esfuerzos de planeación, mejores diseños y tecnología, actualmente existen dos tecnologías de explotación y funcionan de manera complementaria: la perforación horizontal (horizontal drilling) y el fracturamiento hidráulico (hydraulic fracturing), las cuales han permitido una explotación eficiente y rentable de estos yacimientos.

Para que la explotación de un yacimiento no convencional sea económicamente viable, es prácticamente casi que obligatorio perforar pozos horizontales y fracturar la formación. Solo de esta manera, se podrán obtener tasas importantes de hidrocarburos, y por tanto, alta rentabilidad. La implementación de pozos horizontales termina siendo, a largo plazo, más barato y eficaz que los pozos verticales.<sup>2</sup>

### **1.6.1 Perforación horizontal**

El desarrollo de la tecnología de pozos horizontales ha revolucionado la industria petrolera. En los últimos años, esta tecnología ha sido de suma importancia debido a que ha permitido aumentar la productividad de los yacimientos, nos ha permitido llegar a lugares de difícil acceso, extraer crudos en yacimientos extensos pero de poco espesor, recuperación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales y han mejorado notablemente la relación costo-beneficio. Hoy en día, la tecnología de pozos horizontales se aplica con más frecuencia y en diversos tipos de formaciones. Para que la aplicación de esta tecnología sea

---

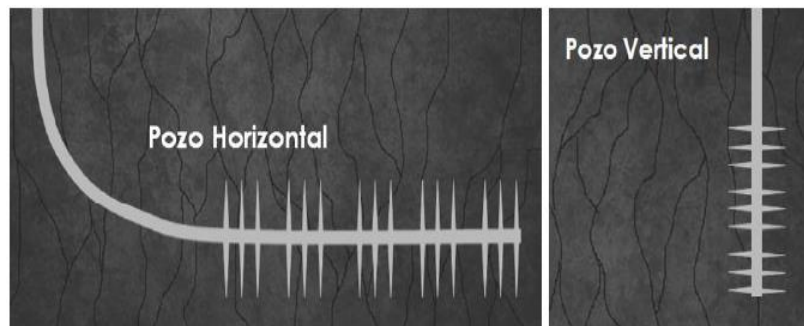
<sup>2</sup> Ramírez Edward y Casadiego Jorge. Evaluación de modelos IPR para el análisis de la productividad en pozos horizontales de aceite con múltiples fracturas hidráulicas. Trabajo de grado ingeniero de petróleos Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímicas, 2013, 23 P.

exitosa, se requiere de excelentes diseños en la terminación de los pozos para optimizar las tasas de producción, derivando en una mayor rentabilidad y aumento de las reservas.<sup>3</sup>

➤ **Principales ventajas de los pozos horizontales:**

- Se pueden interceptar mayor número de fracturas naturales.
- Explotar formaciones de bajo espesor.
- Mayor productividad del pozo, debido a que aumenta el área de drenaje de la formación productora.
- Facilita la recuperación de crudos pesados mediante métodos EOR.
- Combinados con fracturamiento hidráulico, permite la recuperación de yacimientos no convencionales de aceite y gas.
- Reducción de costos de operación, debido a que se podrían requerir menos pozos verticales.

**Figura 4: Intercepción de fracturas naturales en pozos horizontales**



**Fuente:** Tesis Edward Camilo Ramírez, Jorge Armando Casadiego UIS 2013

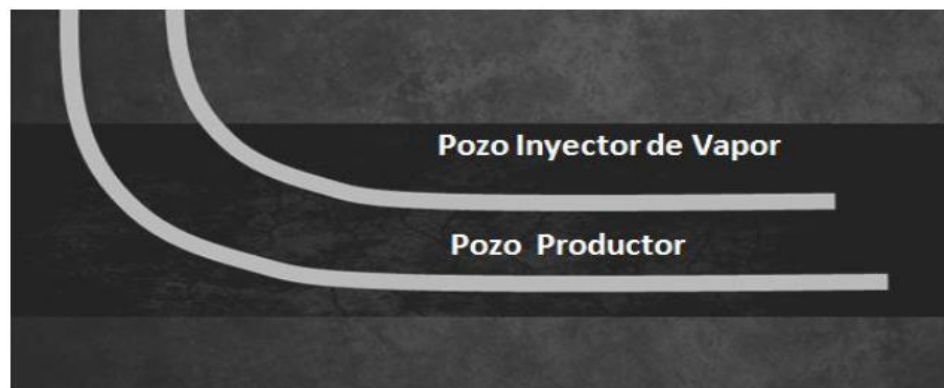
<sup>3</sup> DOE/EIA. Annual Energy Outlook 2012 whit Projections to 2035. Junio 2012

**Figúra 5: Formaciones de bajo espesor**



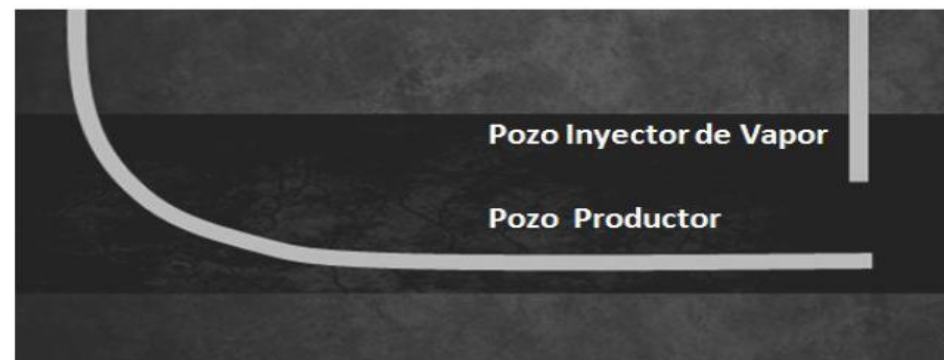
**Fuente:** Tesis Edward Camilo Ramírez, Jorge Armando Casadiego UIS 2013

**Figúra 6: Aplicación de los pozos horizontales en EOR**



**Fuente:** Tesis Edward Camilo Ramírez, Jorge Armando Casadiego UIS 2013

**Figúra 7: Aplicación de pozos horizontales y verticales en EOR**



**Fuente:** Tesis Edward Camilo Ramírez, Jorge Armando Casadiego UIS 2013

➤ **Principales desventajas de los pozos horizontales:**

- Altos costos iniciales en comparación con un pozo vertical. Sin embargo, esta inversión se ve justificada a largo plazo debido a que se obtienen mayores caudales de flujo y se podría reducir el número de pozos verticales.
- Generalmente solo una formación de interés puede ser producida

### **1.6.2 Fracturamiento hidráulico**

El fracturamiento hidráulico, es un avance tecnológico comprobado que permite aumentar la tasa de producción de hidrocarburos e incrementar de manera segura la recuperación de aceite y gas natural de las formaciones de baja permeabilidad.

El fracturamiento hidráulico ha sido utilizado por la industria petrolera desde 1949 y se ha convertido en un elemento clave para el desarrollo del gas natural en todo el mundo. El fracturamiento hidráulico fue utilizado por primera vez en 1903 (hace más de 100 años), pero el primer tratamiento de fracturamiento comercial se llevó a cabo en 1949. Según algunas versiones se tardó más de 40 años para que los geólogos e ingenieros perfeccionaran el proceso.<sup>4</sup>

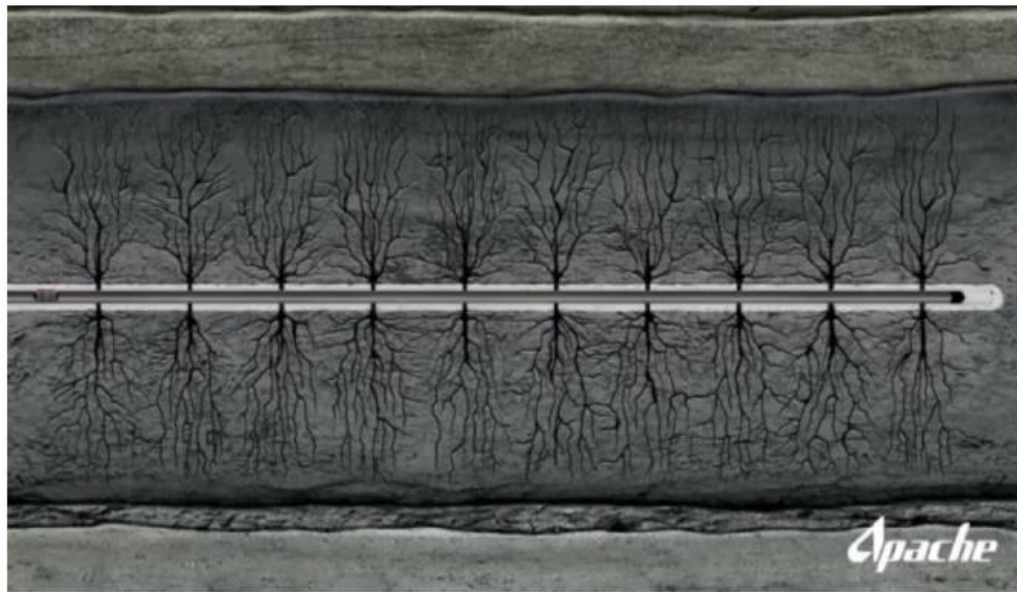
La eficiencia de esta nueva tecnología se ha convertido rápidamente en una parte integral de la estrategia energética. Las aplicaciones de fracturamiento hidráulico permiten estimular la producción en pozos maduros de tipo convencional y formaciones no convencionales.

---

<sup>4</sup> FIKRI J. KUCHU: Well Testing and Interpretation for Horizontal Wells. Schlumberger Technical Services inc. SPE – 25232, January 1995.

La idea principal del fracturamiento hidráulico es crear una trayectoria de flujo altamente conductora que se extienda mucho más allá de cualquier zona de daño alrededor del pozo y que permita drenar el líquido de las partes intactas del yacimiento, en la **figura 8** se puede observar las fracturas hidráulicas generadas en un pozo horizontal.<sup>5</sup>

**Figúra 8: Fracturas hidráulicas en un pozo horizontal**



**Fuente:** Apache Corp. Turn Key Oil Education Oil y Gas.

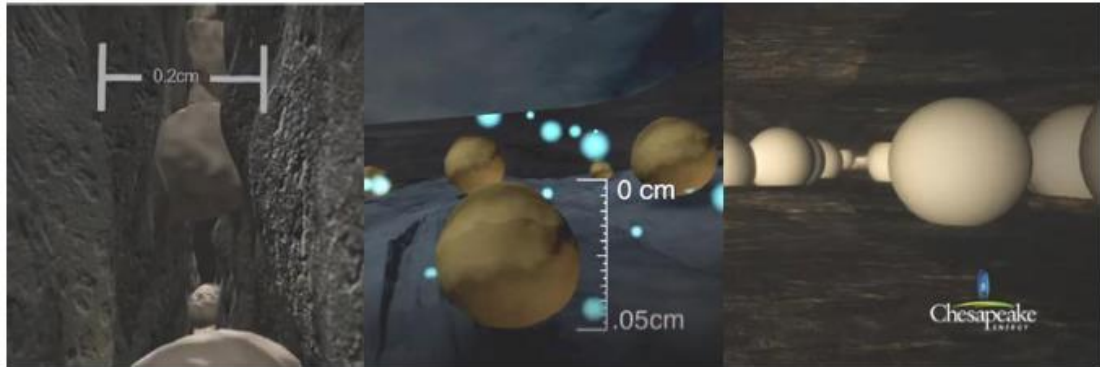
Una fractura hidráulica es formada a partir del bombeo en grandes cantidades de un fluido de fracturamiento en el pozo a una velocidad superficialmente alta para que la presión de inyección dentro del pozo, supere la presión de fractura de la formación rocosa. Para mantener estas fracturas abiertas después de la inyección, se añade al fluido de fractura un agente apuntalante (agente de sostén sólido, **figura 9**, generalmente arena tamizada o partículas cerámicas). Una vez la fractura hidráulica es apuntalada se convierte entonces en un conducto de alta

---

<sup>5</sup> Ramírez Edward y Casadiego Jorge op. Cit. Pág. 26

permeabilidad a través del cual los fluidos de la formación pueden fluir hacia el pozo.<sup>6</sup>

**Figura 9: Agente de sostén sólido o apuntalante**



**Fuente:** Tesis Edward Camilo Ramírez, Jorge Armando Casadiego UIS 2013

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.<sup>7</sup>

<sup>6</sup> NIND T.E.W. Fundamentos de producción y Mantenimiento de pozos petroleros. Ontario, Canadá: Trent University, 1987

<sup>7</sup> Rey, Carlina y Amaya, Freddy, óp. Cit. pág. 27.

## **5.1 CARACTERISTICAS DE LOS SHALE PLAYS**

Los shale play se caracterizan por encontrarse en un área geográfica bien definida, presentan porcentajes altos de materia orgánica lo cual los hace susceptibles de generar, y al mismo tiempo almacenar grandes cantidades de hidrocarburos. Estos yacimientos son complejos y su característica física más relevante es la baja permeabilidad que posee la matriz de la roca, que generalmente se encuentra en el orden de los nanodarcies ( $10^{-9}$  D). Es debido a sus características propias lo que hacen que estos yacimientos sean considerados como no convencionales, ya que dichas características obligan al requerimiento de estimulaciones para su rentable explotación.

## **6.1 DÓNDE SE ENCUENTRA EL SHALE PLAYS**

Los shale plays son formaciones que contienen acumulaciones significativas de hidrocarburos ya sea gas natural o aceite, algunas de las características generales de este tipo de yacimientos son:

1. Alto Gamma Ray
2. Alta resistividad
3. Alto contenido de materia orgánica (>3%)
4. Alta madurez
5. Fragilidad de la roca (>40% de contenido de cuarzo)
6. Espesor (>30 ft)
7. Porosidad (>4%)
8. Depositados en ambientes marinos
9. Kerogeno tipo II
10. Permeabilidad ( $10^{-6}$ - $10^{-12}$  D)

## **7.1 YACIMIENTOS DE DOBLE POROSIDAD**

El sistema de fracturas presenta una distribución totalmente aleatoria. Este tipo de yacimientos presenta las siguientes características:

- El sistema está formado por un sistema de fracturas y un sistema de matrices.
- La matriz tiene relativamente baja permeabilidad y alta porosidad.
- Las fracturas tiene alta permeabilidad y muy baja porosidad.

La caracterización en este tipo de yacimientos tiene como objetivos la determinación de parámetros que definan la capacidad relativa de almacenamiento en la matriz y el flujo a través de las fracturas, con el fin de entender mejor el comportamiento de los yacimientos de shale gas.

La cantidad de gas que puede ser desorbido es directamente proporcional a la presión del gas y al área superficial del poro. Como la permeabilidad de la matriz es tan pequeña, el movimiento a través de la misma es por difusión.

## **8.1 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.<sup>8</sup>

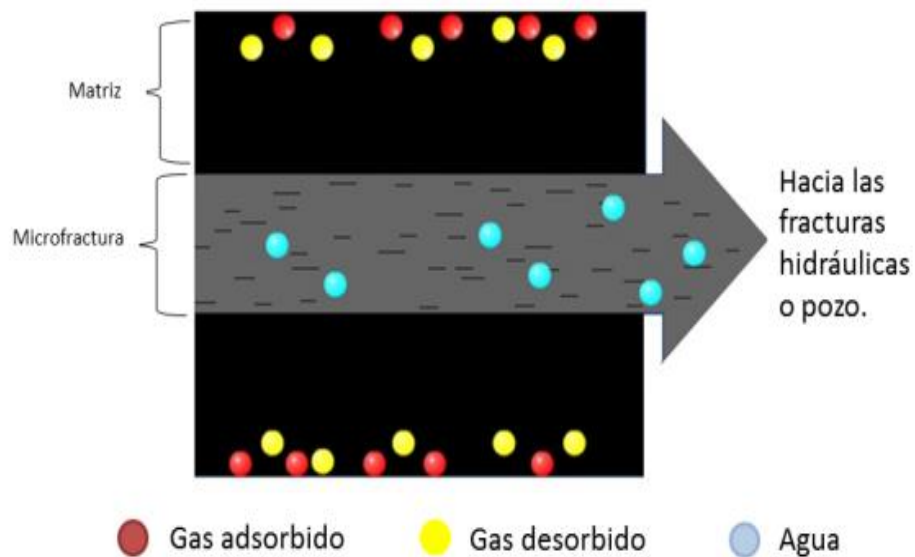
---

<sup>8</sup> Rey, Carlina y Amaya Freddy, op.cit pág. 33.

### 1.8.1 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.

**Figura 10: Desorción del Gas**



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

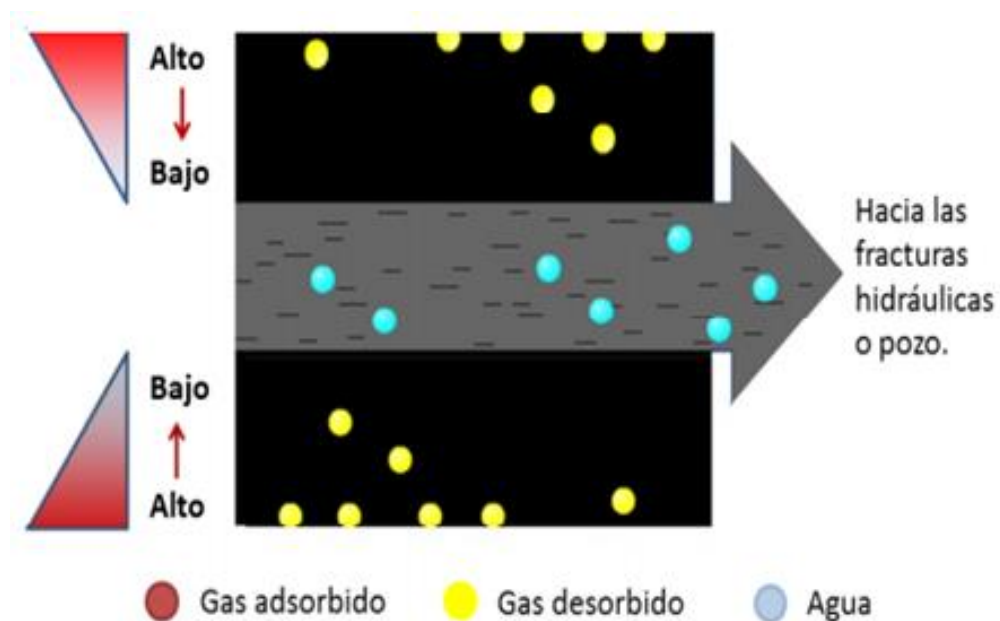
De esta forma, las moléculas adheridas a la superficie de la roca, empiezan a desprenderse debido a la caída de presión (**figura 10**). La relación de equilibrio entre el gas adsorbido y el gas desorbido que ocurre en la superficie del shale, está dada por la Isoterma de Langmuir y es función de la presión ya que a medida que se reduce la presión, una mayor cantidad de gas se liberará.<sup>9</sup>

<sup>9</sup> Rey, Carlina y Amaya Freddy, op.cit pág. 34.

## 1.8.2 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.

**Figura 11: Difusión del Gas**



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

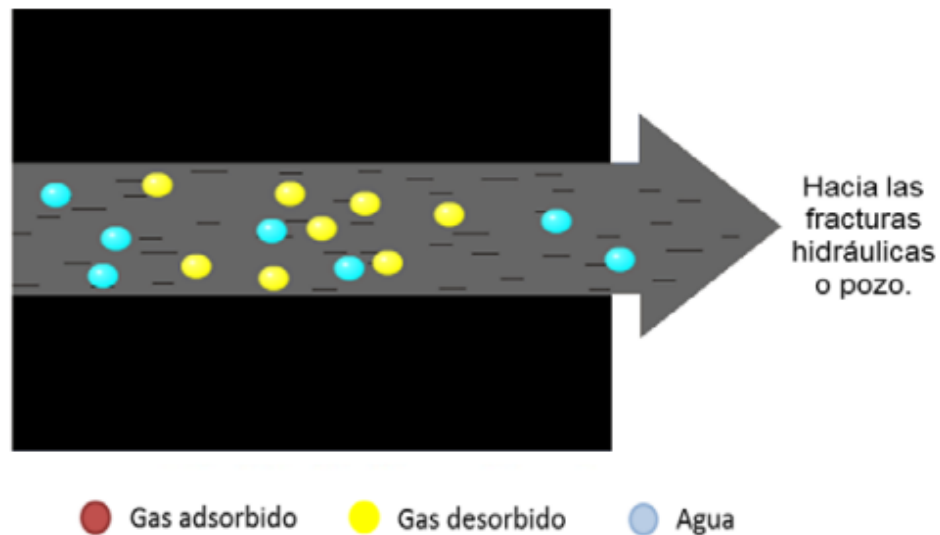
Esto se da porque, como se observa en la **figura 11**, se tiene una alta concentración de gas lejos de la fractura, y una baja concentración cerca de la misma. Esta diferencia de concentración hace que el gas se mueva por difusión desde la matriz hacia las fracturas.<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Rey, Carlina y Amaya Freddy, op.cit pág. 35.

### 1.8.3 Flujo Darcy

Finalmente el gas entra a las microfisuras y posteriormente a las fisuras hidráulicas desde donde viajará gobernado por la ley de Darcy hacia la cara del pozo productor (**figura 12**). Este mecanismo es controlado por el gradiente de presión entre el yacimiento y el pozo.<sup>11</sup>

**Figura 12: Flujo de Darcy en las fisuras**



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

<sup>11</sup> Rey, Carlina y Amaya Freddy, op.cit pág. 35.

## 9.1 FORMACIONES DE SHALE GAS EN ESTADOS UNIDOS

Tabla 1: Formaciones de shale gas en Estados Unidos

	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	New Albany
Area estimada [mi <sup>2</sup> ]	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)

### 1.9.1 Formación Eagle Ford

El fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal han hecho que el Eagle Ford y varias unidades de rocas asociadas sean uno de los objetivos de producción de petróleo más prolíficos en los Estados Unidos.

**Figúra 13: Toma satelital de la actividad de shale del Eagle Ford**



**Fuente:** H. king, «Geology.com

La imagen anterior muestra las luces del sureste de Texas, vistas desde el satélite Suomi de la NASA. Los puntos más brillantes en esta imagen son las ciudades de Austin, San Antonio, Houston, Corpus Christi y Laredo. La dispersión en forma de media luna de luces al sur de San Antonio es la zona donde el Shale de Eagle Ford está siendo fuertemente perforado. Dentro de esas luces nocturnas hay una combinación de la iluminación eléctrica de las plataformas de perforación y la quema de gas natural en algunos sitios de perforación.

El Shale de Eagle Ford (también conocida como la Formación Eagle Ford) es una lutita calcárea de color negro con un alto contenido de carbono orgánico que subyace en gran parte del sureste de Texas. En algunas partes del área de la base del shale de Eagle Ford, el calor y la presión han convertido la materia orgánica dentro de la shale en petróleo y gas natural. Entre 2008 y la actualidad, el shale de Eagle Ford se ha convertido en una de las unidades de roca más fuertemente perforadas en los Estados Unidos.

La sección estratigráfica generalizada (**figura 14**) muestra las unidades geológicas en el subsuelo de la región de la Costa del Golfo de Texas. La Formación Eagle Ford es de la edad del Cretácico tardío y se muestra en esta sección, con sus equivalentes laterales, la Formación Woodbine y el Grupo de Tuscaloosa.

**Figura 14: Sección estratigráfica del subsuelo de la Costa del golfo de Texas**

PERIOD	EPOCH	AGE	GROUP OR FORMATION	
CRETACEOUS	LATE	Maastrichtian 65.5 Ma	Navarro Gp. (Escondido Fm.-Olmos Fm.)	
		Campanian 70.6	Taylor Gp. (San Miguel Fm./ Anacacho Ls./ Ozan Fm./Annona Chalk)	
		Santonian 83.5	Austin Gp./Tokio Fm./ Eutaw Fm.	
		Turonian 88.6	Eagle Ford Fm. Woodbine Fm./Tuscaloosa Gp.	
		Cenomanian 99.6	Washita Gp. (Buda Ls.)	
	EARLY	Albian	Fredricksburg Gp. (Edwards Ls./Paluxy Fm.) Glen Rose Fm. (Rodessa Fm.) Pearsall Fm.	
		Aptian	Sligo Fm. (Pettet Fm.)	
		Barremian Hauterivian	Hosston Fm. (Travis Peak Fm.)	
		Valanginian Berriasian	Cotton Valley Fm.	
		Tithonian	Bossier Fm.	
		LATE	Kimmeridgian	Haynesville Fm./ Gilmer Ls.
			Oxfordian	Smackover Fm. Norphlet Fm.
			Callovian Bathonian	Louann Salt Werner Fm.
		E. MID.	Hettangian	
TRI. (part)	LATE	Rhaetian Norian Carnian	Eagle Mills Fm.	

Fuente: H. king, «Geology.com»

### 1.9.2 Formación Haynesville

El Shale de Haynesville, es un esquisto negro, rico en materia orgánica de la edad Jurásico Superior que subyace en gran parte de la zona de la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

La formación Haynesville está sustentada por la Formación Smackover y cubierto por rocas del Valle Cotton Group. Se depositó hace unos 150 millones de años en un ambiente en alta mar poco profundo.

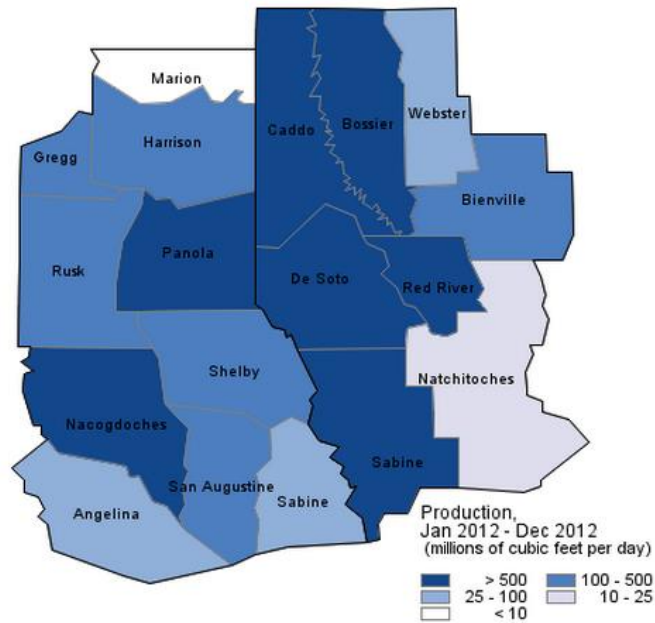
Los geólogos han sabido por mucho tiempo que la formación Haynesville contenía gas natural. Sin embargo, debido a su baja permeabilidad Haynesville se consideró originalmente para ser una roca fuente de gas en lugar de un depósito de gas.

Hoy en día, la producción de gas natural de la Haynesville se produce a partir de rocas cerca de dos kilómetros bajo el noroeste de Luisiana, el suroeste de Arkansas y el este de Texas. Las zonas más productivas han sido Caddo, Bienville, Bossier, DeSoto, Red River y Webster Parishes de Louisiana.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> Rojas Daniel. Desarrollo del shale gas y perspectivas de explotación. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos México: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería en ciencias de la tierra, 2012.

**Figúra 15: Zonas de Producción de gas en el Shale de Haynesville**

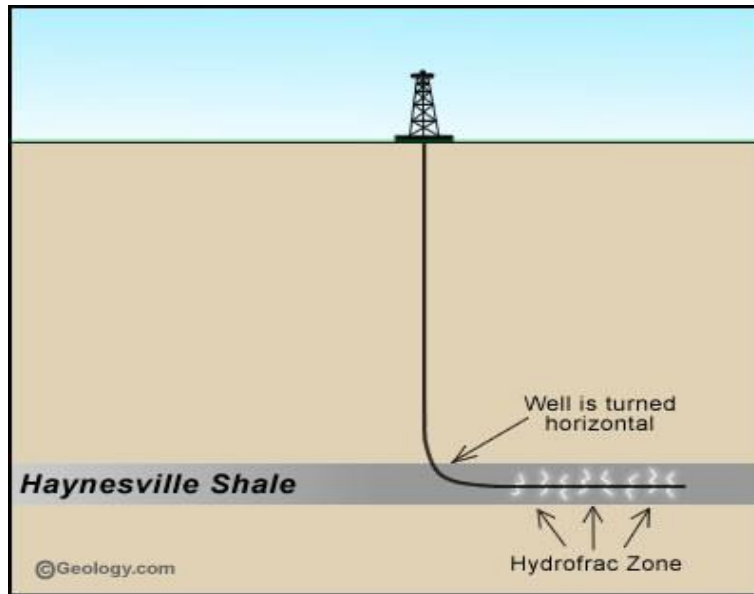


**Fuente:** Federal Reserve Bank of Dallas, «Federal Reserve Bank of Dallas; <http://www.dallasfed.org/research/econdata/haynesville.cfm>.

### ➤ **Perforación en Haynesville**

El potencial productivo del esquisto de Haynesville no se realizó plenamente hasta que las tecnologías de perforación e hidrofracturamiento horizontales se demostraran en otros yacimientos de esquisto no convencionales. Los procesos de hidrofracturamiento ayudan a liberar gas del esquisto y la perforación horizontal permite que un solo drenaje un volumen mucho más grande de la roca que un pozo vertical tradicional.

**Figúra 16: Perforación Horizontal e Hidrofracturamiento en el Shale de Haynesville**



Fuente: H. king, «Geology.com»

**Tabla 2: Perfil del Yacimiento Haynesville**

PROPIEDAD	DATO	UNIDAD
Edad:	Jurásico Superior, 170	MYA
Litología:	Arcilloso / Calcareous	
Tamaño: Superficie total	9000	(sq mi)
Gas total :	717	(billones de pies cúbicos)
GIP:	175	(mpc / sq mi)
Gas producible :	251	(billones de pies cúbicos)
Profundidad promedio del pozo:	12.000	(metros)
Espesor:	225	(metros)
Costo del Pozo Horizontal	7.0	(\$ M):
Promedio de euros:	6,5	
Presión :	8500	(psi)
Temperatura (F): 340	340	
Ro: 2.2	2,2	
TOC:	3	(%)
Porosidad:	6	(%)
Permeabilidad de la Matriz:	658	(ND)
Gradiente de presión:	0,95	(psi / ft)
Contenido de arcilla :	27	(%)
Sílice / Calcita / Carbonato :	53	(%)
Gas adsorbido:	18	(%)
IP promedio:	10	

Fuente: Rojas Daniel. Tesis Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.

### 1.9.3 Formación Marcellus

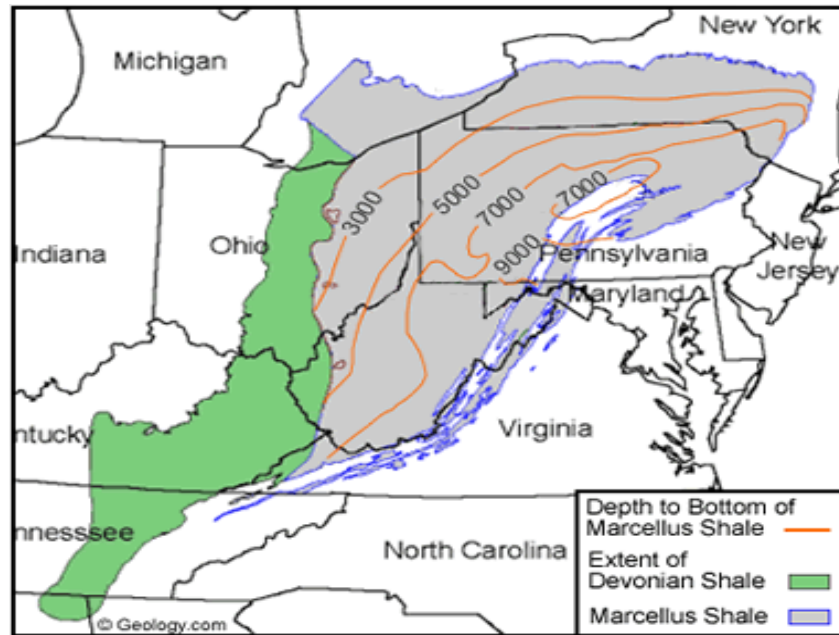
El shale de Marcellus es un esquisto negro rico en materia orgánica que fue depositado en un ambiente marino con deficiencia de oxígeno durante el Devónico Medio (~ Hace 390 millones de años). Conocido desde hace tiempo como una roca fuente de muchos yacimientos convencionales de petróleo y gas en la cuenca de los Apalaches, ahora se está estudiando como un yacimiento no convencional. El nombre formal de esta unidad de la roca es la Formación Marcellus.

Los pozos más prometedores perforados en Marcellus emplean dos tecnologías que son relativamente nuevas en la cuenca de los Apalaches en la producción shale gas. Uno de ellos es la perforación horizontal, en el que un pozo vertical se desvía a la horizontal, de modo que penetre un número máximo de fracturas de roca verticales y así penetrar una distancia máxima de roca portadora de gas. El segundo es "hydrofracing" (o fractura hidráulica).

Con esta técnica, una porción del pozo se sella y se bombea agua para producir una presión que es lo suficientemente alta como para fracturar la roca circundante. El resultado es un yacimiento altamente fracturado penetrado por una larga duración de la perforación de pozo.

Durante la mayor parte de su extensión, el Marcellus es casi una milla o más por debajo de la superficie. El mapa de la **figura 17** muestra la profundidad del esquisto de Marcellus. Estas grandes profundidades hacen la Formación Marcellus sea un objetivo muy caro.

**Figúra 17: Profundidad aproximada a la base del Shale de Marcellus**



**Fuente:** H. (s.f.). *Geology.com*. Recuperado el 11 de junio de 2014, de <http://geology.com/articles/marcellus-shale.shtml>

#### 1.9.4 Formación Woodford

La lutita de Woodford produce aceite y gas en Oklahoma y en la cuenca del Pérmico en Texas. Aunque la estratigrafía y el contenido orgánico de la lutita de Woodford es bien comprendido, la compleja geología estructural de las cuencas de Oklahoma y en si la compleja mineralogía de Woodford, afecta al diseño de la perforación y la terminación, así como las prácticas de producción y la productividad del pozo. La parte superior del play tiene varias ventajas que mejoran el aspecto económico: una gran producción de hidrocarburos con poco o nada de agua, localizaciones de los pozos en áreas rurales y la existencia de varios pozos verticales viejos.

**Figúra 18: Mapa de la cuenca de Ardmore del play de Woodford**



**Fuente:** Rojas Rodriguez, D. (s.f.). Desarrollo de Shale Gas y perspectivas de explotación. Mexico.

### ➤ Geología

Woodford es una extensa lutita ubicada entre el devónico tardío y mississipino temprano, está compuesta por lutitas negras ricas en contenido orgánico depositadas a lo largo de la cuenca Mid-continent en Oklahoma y Kansas. Su edad es equivalente a la de otras lutitas como Bakken (cuenca de Williston e), Chattanooga (cuenca de Mid-continent y Black Sarrío), Antrim (cuenca de Michigan), Nueva Albania (cuenca de Illinois), y el devónico del oeste como Ohio y Marcellus (Cuenca de los Apalaches)

Las pizarras de Woodford contienen el 4.5% del TOC. El cuarzo ocurre por la recristalización diagenética de los esqueletos de radiolarios. La porosidad es altamente variable (0.59—4.90%), baja permeabilidad (0.0003 y 0.274 md, y pequeñas aperturas de poro promedio (5.8—18.6 nm).

## **10.1 SHALE GAS EN AMERICA LATINA**

Para lograr entender lo que el shale gas puede llegar a significar para América Latina, tenemos que comprender lo que ha ocurrido en los Estados Unidos. A través de la última década, el shale gas se ha convertido en una fuente importante de gas natural en los Estados Unidos y su producción se ha incrementado hasta representar un porcentaje importante de la producción total de gas seco. Esta tendencia indica que la producción de shale gas se va a tener un incremento considerable en los próximos años.

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

Además, ahora se considera que muchas naciones pequeñas, que antes tenían una escasa dotación de hidrocarburos, pueden poseer un gran potencial.

Ese potencial de América Latina para el gas no convencional ha sido documentado en los últimos por la U.S. Energy Information Administration (EIA). De acuerdo con el análisis, en América Latina, Argentina tiene el mayor potencial de shale gas, seguido por México y Brasil. Ver Tabla 3.

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. Algunos expertos han señalado que, como la revolución del shale gas es

un fenómeno tan nuevo y tan significativo para la región, es posible que América Latina pueda saltarse gran parte de la curva de aprendizaje.

**Tabla 3: Potencial de Shale Gas en América Latina**

<b>PAÍS</b>	<b>POTENCIAL DE SHALE GAS IN SITU (Tcf)</b>	<b>RECURSOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES (Tcf)</b>
<b>Argentina</b>	<b>2,732</b>	<b>774</b>
<b>México</b>	<b>2,366</b>	<b>681</b>
<b>Brasil</b>	<b>906</b>	<b>226</b>
<b>Colombia</b>	<b>78</b>	<b>19</b>
<b>Bolivia</b>	<b>192</b>	<b>48</b>
<b>Venezuela</b>	<b>42</b>	<b>11</b>
<b>Chile</b>	<b>287</b>	<b>64</b>
<b>Paraguay</b>	<b>249</b>	<b>62</b>
<b>Uruguay</b>	<b>83</b>	<b>21</b>

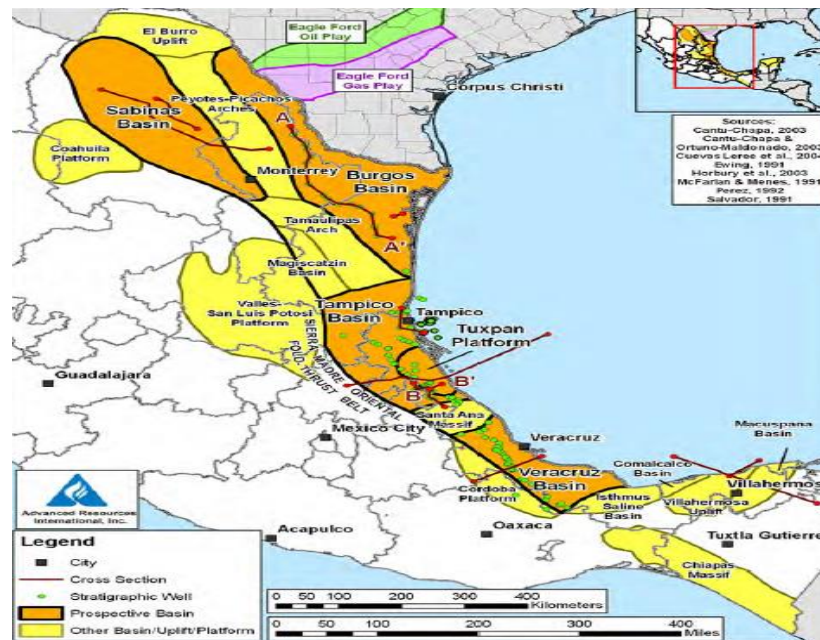
**Fuente:** Martin, J., & Orco, V. (s.f.). *Energía a debate*. Obtenido de Shale Gas en America Latina: <http://energiaadebate.com/shale-gas-en-america-latina/>

### 1.10.1 México

México tiene una de las más grandes reservas de shale gas del mundo, lo que podría ayudar a incrementar la producción y las reservas de gas natural. De acuerdo con (EIA) la evaluación de la Administración de Información de Energía de EE.UU. de los recursos de shale gas del mundo, México tiene un estimado de 545 billones de pies cúbicos de los recursos de shale gas técnicamente recuperables, el sexto más grande de cualquier país examinado en el estudio. La mayor parte de los recursos de Shale gas de México se encuentran en la zona noreste y centro-oriental del país. La Cuenca de Burgos, representa la mayor parte de los recursos de México de shale gas técnicamente recuperable, partes del

shale play de Eagle Ford, ha sido considerado como prospecto prometedor de México y una fuente prolífica de producción de gas natural en Texas. México Tiene Una de las más Grandes Reservas de gas de esquisto del Mundo.

**Figura 19 Cuencas de Shale Gas del este de México**



**Fuente:** eia U.S Energy Information Administration. (24 de Abril de 2014). *eia*. Obtenido de Mexico is a major non-OPEC oil producer and is among the largest sources of U.S. oil: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=mx>

### 1.10.2 Argentina

Según la Administración de Información de Energía de EE.UU. (EIA), Argentina ocupa el tercer lugar en reservas de shale gas recuperables. Argentina tiene 774 pies cúbicos (Tcf) de reservas de shale gas técnicamente recuperables, con más de la mitad que la Cuenca Neuquina en la parte occidental del país.

**Figura 20: Cuencas de Shale gas en Argentina**



**Fuente:** Dove, J. (7 de Octubre de 2011). *INVESTMENT U*. Obtenido de The Next Big Shale Gas Boom: [ww.investmentu.com/article/detail/24298/shale-gas-boom-in-argentina#.U9srNvi5ONF](http://ww.investmentu.com/article/detail/24298/shale-gas-boom-in-argentina#.U9srNvi5ONF)

**Tabla 4: Reservas Shale Gas Argentina**

Argentina	
<b>Reservas de Shale Gas</b>	<b>774 Tcf</b>
<b>Reservas de Gas Natural</b>	<b>13,4 Tcf</b>
<b>Consumo</b>	<b>1.52 Tcf</b>

**Fuente:** Tomada y modificada de Martin, J., & Orco, V. (s.f.). *Energía a debate*. Obtenido de Shale Gas en America Latina: <http://energiaadebate.com/shale-gas-en-america-latina>

### **1.10.3 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.

Quizás uno de los aspectos más interesantes en la discusión del potencial del shale gas en América Latina.

Sin embargo, como el interés por el shale gas se extiende por el hemisferio, es importante comprender algunos de los posibles obstáculos y retos.

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. Algunos expertos han señalado que, como la revolución del shale gas es un fenómeno tan nuevo y tan significativo para la región, es posible que América Latina pueda saltarse gran parte de la curva de aprendizaje.

## **11.1 SHALE GAS EN COLOMBIA**

En Colombia se han estimado importantes volúmenes de gas provenientes de yacimientos no convencionales, que podrían aportar al abastecimiento de gas a nivel nacional, en estos momentos Colombia presenta condiciones comerciales,

políticas y económicas favorables para la inversión, aunque tiene alto riesgo e incertidumbre sobre la veracidad de los prospectos.

➤ **Potencial de shale gas en Colombia**

Los estudios geológicos han arrojado que se tendrían 19 TPC en reservas recuperables, y ya se conocen los sitios donde existen rocas lutitas, que son las que tienen atrapado este producto.

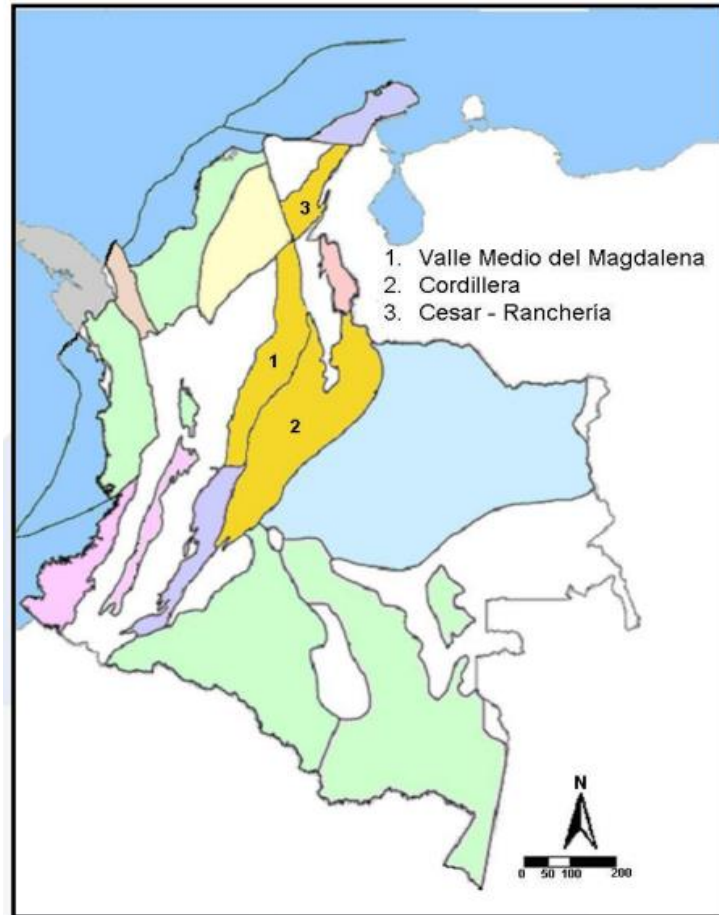
Entre esas formaciones geológicas con excelentes probabilidades de hallarse el shale gas, está bloque de producción Valle Medio del Magdalena, la Cordillera Oriental y Cesar Ranchería.

**Tabla 5: Potencial de shale gas en Colombia**

Cuenca	Área (mi <sup>2</sup> )	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
<b>TOTAL</b>			<b>316,52</b>	<b>31,7</b>

**Fuente:** Arthur D´Little Inc, 2008

**Figúra 21 Deposito de shale gas en Colombia**



**Fuente:** Tomado y modificado de Arthur D'Little análisis

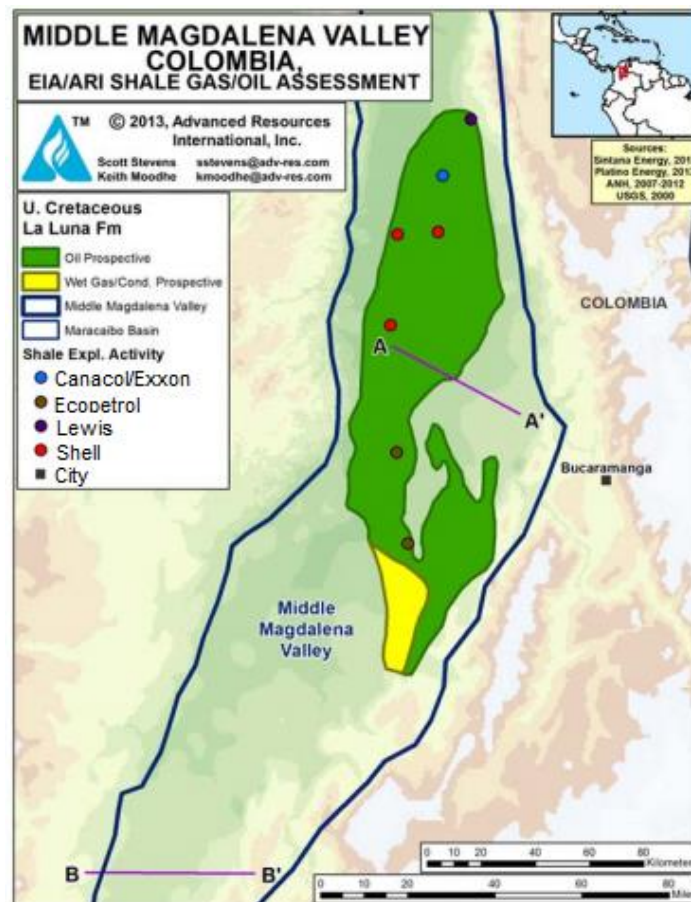
### **1.11.1 Valle medio del magdalena**

Se encuentra situada entre las cordilleras Oriental y Central a 150 kilómetros al norte de Bogotá: Tiene una extensión superficial de 13.000 millas cuadradas y cuenta con más de 40 campos petroleros que producen principalmente de yacimientos de areniscas del terciario. Aunque en la región de la Cordillera de los andes hay una intensa actividad tectónica y presencia estructuras complejas que incluyen numerosos cabalgamientos y fallas de rumbo, al interior de la cuenca del

valle medio del magdalena se encuentran estructuras simples con topografías relativamente plana. La región occidental de la cuenca es estructuralmente compleja y fallada.

Es considerada como una de las principales zonas de explotación de hidrocarburos convencionales del país. En esta región se puede apreciar unidades extensas y de gran espesor perteneciente a la formación la luna, que así mismo se divide en tres unidades geológicas: salada, pujamana y galembó.

**Figura 22: Cuenca del valle del magdalena medio**



**Fuente:** EIA/ARI world shale gas and shale oil resource assessment 2013

### **1.11.2 Cordillera Oriental**

En estudios realizados se 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%).

### **1.11.3 Cesar – Ranchería**

La cuenca Cesar–Ranchería se encuentra ubicada en el extremo noreste de la República de Colombia, a lo largo de la frontera con Venezuela. Geográficamente forma parte de los departamentos del Cesar y de la Guajira.

La información gravimétrica recientemente adquirida por la ANH, permite direccionar la exploración petrolera hacia los depocentros de la base del cretáceo, en donde es factible encontrar rocas maduras termalmente y trampas de hidrocarburos. La información gravimétrica de la cuenca Cesar – Ranchería indica la presencia de tres pequeños depocentros en la subcuenca del Ranchería y dos en la subcuenca del Cesar, donde los depocentros situados al sur presentan las mayores dimensiones.

## 2. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS

En general los yacimientos no convencionales son complejos, el tema se encuentra en etapa de exploración y además de eso los datos son escasos, lo cual ocasiona que se genere un alto grado de riesgo e incertidumbre, por tal razón 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 tipo de yacimientos.

La simulación numérica es una de las herramientas más avanzadas con la que cuenta la industria de los hidrocarburos actualmente en cuanto a la realización de predicciones y evaluación de la producción, mediante el cual se pueden hacer estimaciones bastante aproximadas de lo que pudiera ser el desempeño de la aplicación de DFN en un yacimiento de shale gas.

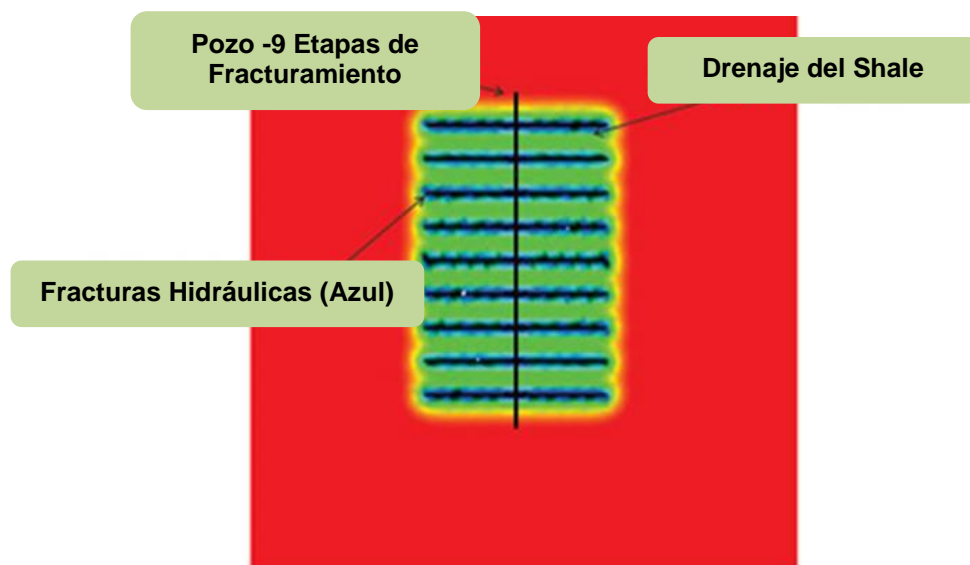
### 2.1 CLASIFICACION DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS

Hay tres clases de yacimientos de shale gas, y la estrategia para el desarrollo de cada clase de yacimiento puede ser dramáticamente diferente. Las clasificaciones de los yacimientos se basan en el grado de fracturamiento natural y cómo se almacena el gas dentro del shale:

- **Tipo A:** propagación de la fractura hidráulica la cual proporciona la única vía de flujo para el pozo.
  
- **Tipo B:** propagación de la fractura hidráulica la cual proporciona la vía de flujo primaria al pozo, pero se complementa con las fracturas naturales que están críticamente tensionadas por los fluidos de fracturamiento (especialmente fracturas rugosas).

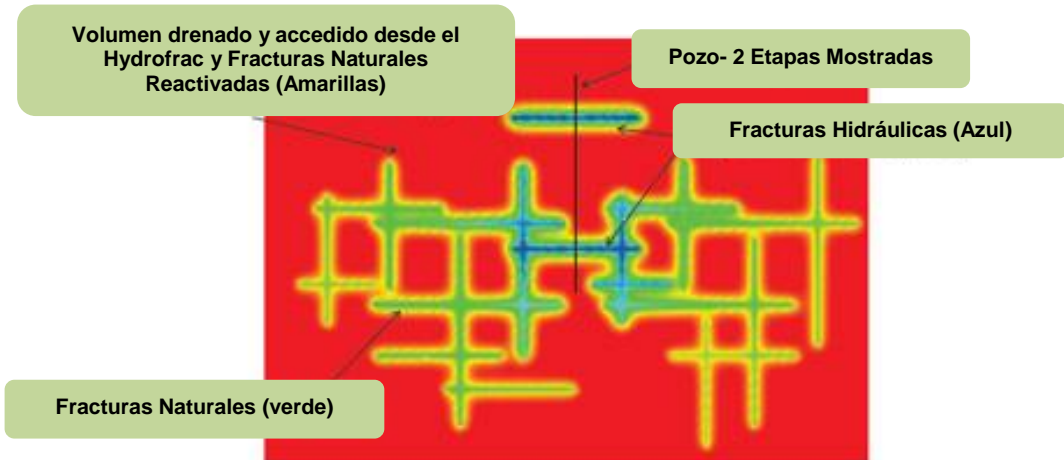
- **Tipo C:** la fuga del fluido de las fracturas hidráulicas a las fracturas naturales es extensa (**Figura 23**), y la producción es a través de una red combinada definida por las fracturas hidráulicas y fracturas naturales (o tal vez solo por las fracturas naturales).

**Figura 23: Tipo A Yacimiento de Shale Gas (flujo únicamente desde la fractura hidráulica)**



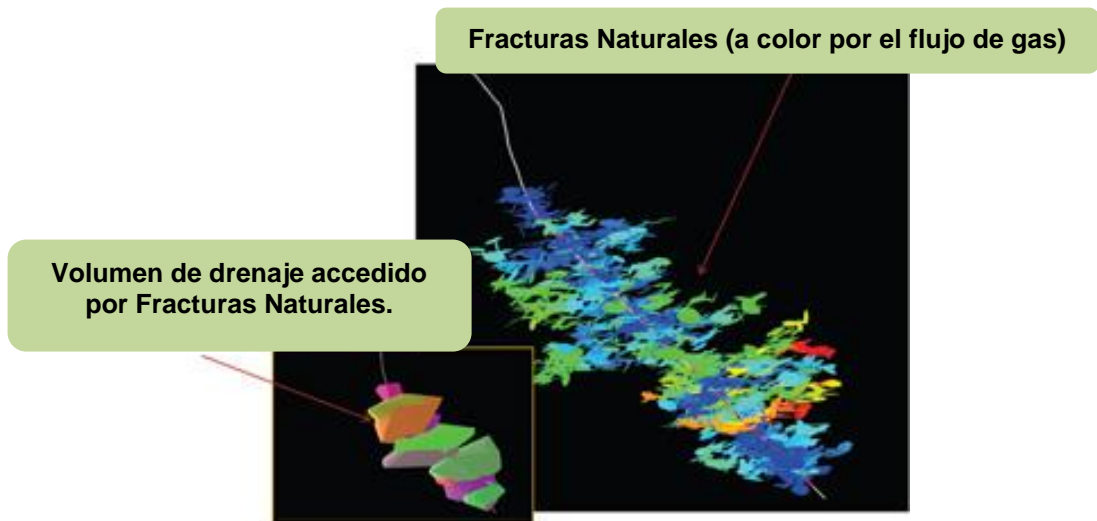
**Fuente:** Dershowitz, W., & W. Doe, T. (Agosto de 2011). Obtenido de Modeling Complexities of Natural fracturing Key in Gas Shales: <http://www.aogr.com>

**Figúra 24: Tipo B Yacimiento de Shale Gas (flujo desde la fractura hidráulica y natural).**



**Fuente:** Dershowitz, W., & W. Doe, T. (Agosto de 2011). Obtenido de Modeling Complexities of Natural fracturing Key in Gas Shales: <http://www.aogr.com>

**Figúra 25: Tipo C Yacimiento de Shale Gas (Reactivada y conectada la producción dominada por fracturas naturales)**



**Fuente:** Dershowitz, W., & W. Doe, T. (Agosto de 2011). Obtenido de Modeling Complexities of Natural fracturing Key in Gas Shales: <http://www.aogr.com>

Mientras que un play puede incluir los tres tipos de yacimientos, es esencial identificar qué tipo de yacimiento es dominante. Para el tipo A yacimientos (**Figura 23**), donde las únicas vías de flujo están hidráulicamente inducidas a las fracturas, el almacenamiento de gas es exclusivamente dentro de la matriz de roca de shale. Para el tipo de yacimientos B (**Figura 24**) y C (**Figura 25**), el gas se puede almacenar en alguna combinación de la matriz de la roca de shale y en las fracturas naturales. El tipo de yacimiento tiene una profunda influencia en el factor de recobro del yacimiento, la producción inicial, y la curva de declinación de la producción en el tiempo.

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

El fracturamiento natural es fundamental para mejorar el diseño del tratamiento de estimulación y optimizar su rendimiento. Aunque todas las formaciones shale son algo diferentes, no puede haber variaciones significativas en los sistemas de fracturas naturales de un lugar a otro dentro de una zona a otra, con diferencias igualmente significativas en las tasas de producción de un pozo a otro.

El desarrollo de los yacimientos se ve afectado por las fracturas naturales en tres puntos. En primer lugar, las fracturas naturales son planos de debilidad que pueden controlar la propagación de la fractura hidráulica. En segundo lugar, las altas presiones a causa del tratamiento de fracturamiento hidráulico pueden causar deslizamiento sobre las fracturas naturales que aumentan su conductividad. En tercer lugar, las fracturas naturales que eran conductoras antes de la estimulación pueden afectar a la forma y la extensión de volumen de drenaje de un pozo.

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.<sup>13</sup>

### **2.2.1 Porosidad simple, doble porosidad y doble permeabilidad.**

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.

#### **➤ 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.

#### **➤ 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.

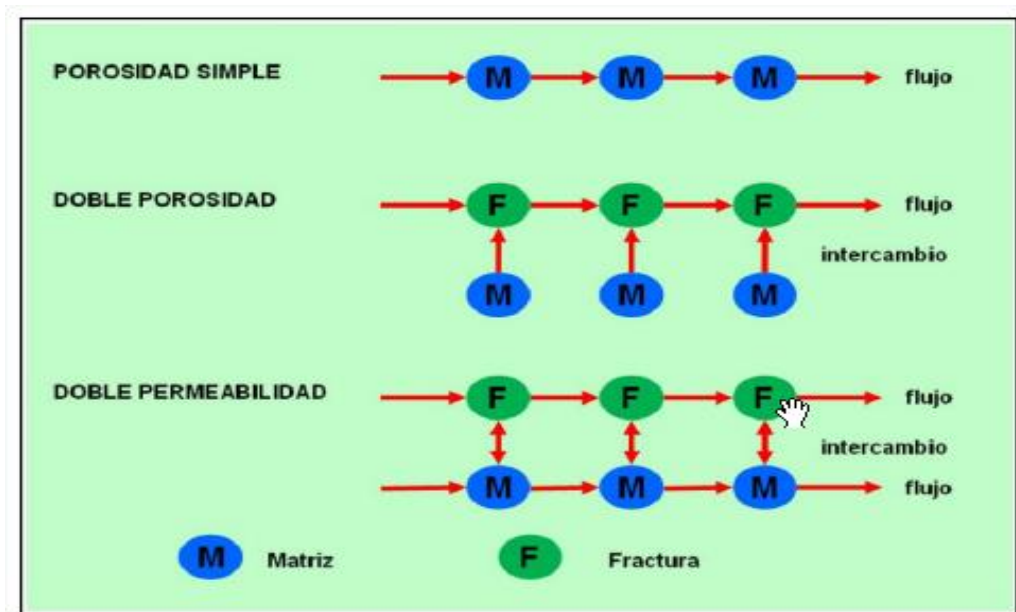
---

<sup>13</sup> Henríquez Pablo. 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, 17 P

➤ **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. La **figura 26** ilustra esquemáticamente los conceptos anteriormente descritos para una dimensión.

**Figúra 26: Figura ilustrativa de los modelos de Porosidad Simple, Doble Porosidad y Doble Permeabilidad en una dimensión.**



**Fuente:** Tesis Pablo Henríquez, UIS 2007.

Usualmente y cuantas veces sea posible se prefiere modelar un yacimiento de Doble Porosidad con un modelo de Porosidad Simple, debido a que se reduce el número de celdas y el tiempo de la corrida.

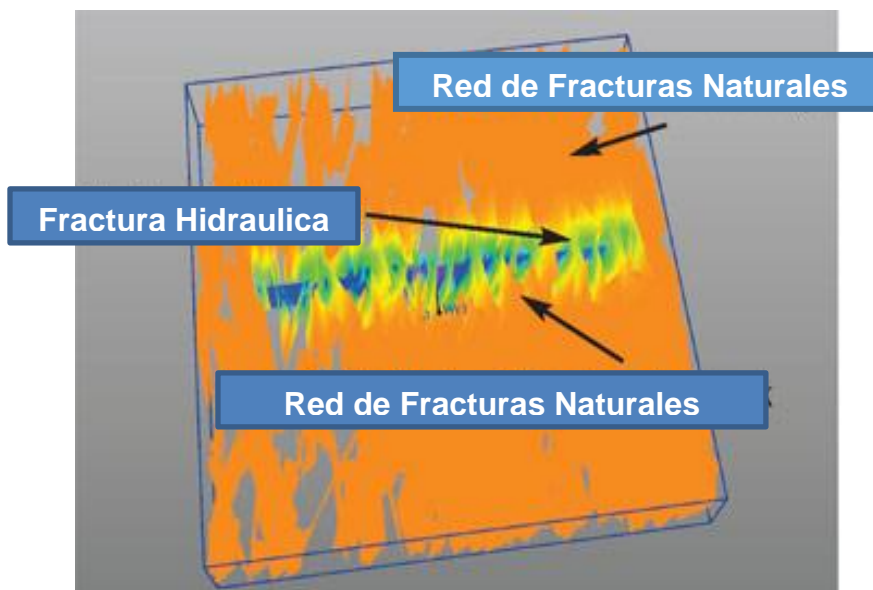
Sin embargo, aplicar un modelo de Porosidad Simple en estos casos puede generar resultados erróneos. Consecuentemente, el perfil de producción en

modelos de Doble Porosidad podría declinar más rápidamente que en modelos de Porosidad Simple.<sup>14</sup>

### 2.3 DEFINICIÓN DFN (DISCRETE FRACTURE NETWORK)

Una red de fracturas es definida generalmente como un conjunto de fracturas naturales individuales que pueden o no cruzarse entre sí, interconectadas por una o más fracturas hidráulicas que pueden estar formadas por dos o varios conjuntos de fracturas asociadas.

**Figúra 27: Fuga de fracturas hidráulicas hacia la red de fracturas naturales**



**Fuente:** Dershowitz, W., & W. Doe, T. (Agosto de 2011). Obtenido de Modeling Complexities of Natural fracturing Key in Gas Shales: <http://www.aogr.com>

<sup>14</sup> Henríquez Pablo, óp. Cit. pág. 19.

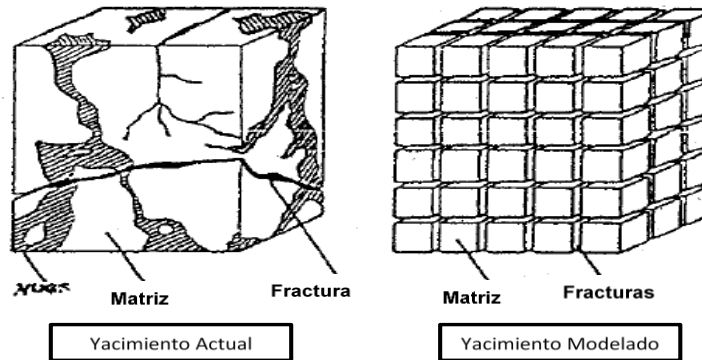
### 2.3.1 Modelado DFN

El modelado DFN es una técnica que proporciona una geología virtual de fracturas naturales limitadas por la estructura geológica, la historicidad de tensión-deformación y la litoestratigrafía. Normalmente, se crean redes de fracturas individuales cuyas geometrías (tamaño, orientación, intensidad, etc.) derivan de los análisis de los datos disponibles de pozos y superficies. La técnica imita cómo las fracturas naturales controlan las hidrofracturas en la naturaleza, proporcionando rutas de fuga para fluidos y lugares óptimos para la propagación de nuevas hidrofracturas y desarrollando una red de fracturas reactivadas para la distribución del gas al pozo.

Estudios DFN de una cierta cantidad de yacimientos de shale gas han demostrado tres interacciones claves entre fracturas naturales e hidrofracturas:

- Intersecciones de fracturas naturales liberan fluido y agente de sostén, aumentando considerablemente el alcance de las fracturas hidráulicas.
- Las fracturas naturales que intersectan el pozo proporcionan una ubicación preferencial a las fracturas hidráulicas de manera que inicialmente pueden extenderse ampliando y mejorando la conectividad de esas fracturas.
- Las fracturas naturales reactivadas (es decir, aquéllas que reciben agente de sostén) pueden ampliar la profundidad de drenaje de la fractura hidráulica más allá de la fractura real.

**Figúra 28: Modelado DFN**



**FUENTE:** Bruce R. Meyer. A Discrete Fracture Network (DFN) Model

➤ **Justificación del modelado DFN:**

El propósito de modelar la red de fracturas es integrar hallazgos de ingeniería geofísicos, geológicos y petrofísicos sobre la caracterización de la fractura, con el objetivo de predecir la distribución del conjunto de fracturas y propiedades del yacimiento para la construcción de un modelo de red de fracturas el cual será usado para calcular y simular el flujo.

Este proceso ayuda en la creación de propiedades de simulación para la matriz y las fracturas y determina la interacción entre la fractura y la matriz para predecir el comportamiento del yacimiento. Al modelar las fracturas naturales, las relaciones espaciales entre las propiedades adyacentes a las celdas pueden ser observadas, al descifrar el papel de estas en el comportamiento del yacimiento, siendo método principal para optimizar la recuperación de hidrocarburos desde el yacimiento fracturado.

Dependiendo del análisis de los datos de fractura, múltiples conjuntos de fracturas pueden ser identificados, los cuales pueden ser el resultado de diferentes eventos tectónicos. Una vez que los datos han sido identificados, analizados y categorizados, el modelo de fractura puede ser construido. El objetivo final es encontrar propiedades del grid de yacimientos que describen la permeabilidad y la

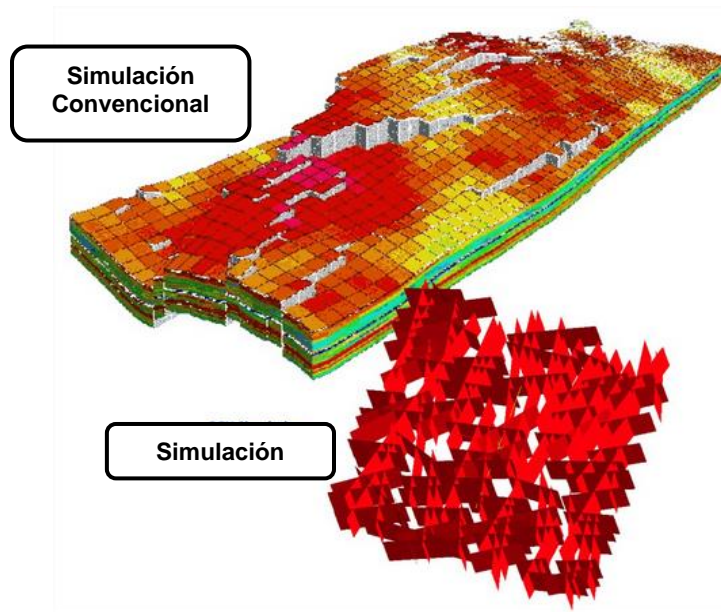
porosidad para las fracturas, así como la permeabilidad y porosidad estándar para la matriz.

### **2.3.2 Cuando utilizar el modelado DFN**

El nivel de detalle e incertidumbre en un modelo DFN se relaciona con el lugar donde se encuentra el terreno dentro del ciclo de vida de desarrollo. El modelado DFN determina el estado de esfuerzo en cada fractura para evaluar el potencial de cizalla o tensión de la falla de cada fractura natural.

- Los campos maduros pueden ser modelados en detalle, integrando la gama completa de datos disponibles. Estas simulaciones pueden buscarse rápidamente para determinar la interacción entre las fracturas naturales e hidráulicas y, por lo tanto, predecir la ruta de fluido y el agente de sostén de la fractura.
- El modelo tiene mayor eficiencia en yacimientos donde las fracturas naturales estas están conectadas entre sí.
- Los yacimientos deben presentar fragilidad en la roca, ya que esta propiedad permite que las fracturas puedan formarse de manera eficiente.

**Figúra 29: Simulación convencional vs Simulación DFN**



**Fuente:** Fractured Reservoirs/iReservoir.com/2012/ Pagina 1

## 2.4 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Cuando se hace referencia a la simulación de yacimientos no convencionales, en especial sobre yacimientos de shale gas se debe tener en cuenta que este tipo de yacimientos son un sistema de doble porosidad en el cual los fluidos existen en dos sistemas interconectados:

- La matriz de la 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 hacia el pozo 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.

A la hora de seleccionar un simulador de yacimientos se deben tener en cuenta muchos factores tales como el tipo de fluido, las dimensiones del sistema, entre otros. Para el caso de estudio de un yacimiento de shale gas fracturado se pueden encontrar simuladores composicionales y de yacimientos no convencionales. Los simuladores composicionales representan el fluido como una mezcla de n-componentes hidrocarburos, las propiedades se calculan por medio de correlaciones que están en función de la presión y de la composición. Los simuladores de yacimientos no convencionales pueden modelar estructuras heterogéneas complejas con fallas, pozos horizontales y multilaterales, así como la deformación geomecánica ocasionada por las múltiples fracturas que se dan en los yacimientos de shale gas.

## **2.5 REFINAMIENTO DEL SHALE GAS**

El software empleado para analizar el comportamiento de las redes de fracturas mediante simulación numérica fue el software GEM de la compañía Computer Modelling Group (CMG). GEM entre una de sus aplicaciones tiene como objetivo modelar de manera precisa los yacimientos no convencionales, como lo es en este caso un yacimiento de shale gas.

Los modelos de doble porosidad asumen que el flujo matriz-fractura es en estado estable, de tal manera que 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 considerable, por tal razón se debe refinar el modelo de tal forma que se pueda simular el comportamiento de interacción entre la matriz y la fractura.

### **2.5.1 SRV (Stimulated Reservoir Volumen)**

El volumen de yacimiento estimulado (SRV) se define como el volumen de un yacimiento que se estimula con eficacia para aumentar el rendimiento o desempeño de un pozo. Esta estimulación puede ser a través del fracturamiento hidráulico, vapor u otras operaciones EOR, con el fin de crear nuevas fracturas o activar redes de fracturas naturales existentes. En yacimientos de baja permeabilidad, la producción se incrementa por la creación de redes de fracturas, por lo tanto, es útil el uso de SRV para describir la eficacia del tratamiento de estimulación.

En los yacimientos de shale, donde se crean estructuras de redes complejas en múltiples planos, el concepto de una sola longitud de fractura y conductividad son insuficientes para describir el rendimiento de la estimulación. Esta es la razón por cual el concepto de la utilización del volumen de yacimiento estimulado es utilizado como un parámetro de correlación para el rendimiento del pozo.

### **2.6 SOFTWARE UTILIZADOS CON REDES DE FRACTURAS DISCRETAS (DFN) Y SUS APLICACIONES**

Las redes de fracturas discretas han sido ampliamente aplicada a nivel industrial, para el caso de la industria de los hidrocarburos es necesaria ya que el procesamiento sísmico no puede proveer información sobre las propiedades geomecánicas e hidráulicas de una red de fracturas. Por consiguiente, no basta con mapear simplemente las estadísticas del sistema de fracturas naturales de un yacimiento. Es el comportamiento dinámico de la red de fracturas lo que resulta crucial para determinar el desempeño del yacimiento por lo tanto se debe hacer uso de los diferentes software para modelar de manera eficiente dicho comportamiento.

### **2.6.1 Simulador Petrel**

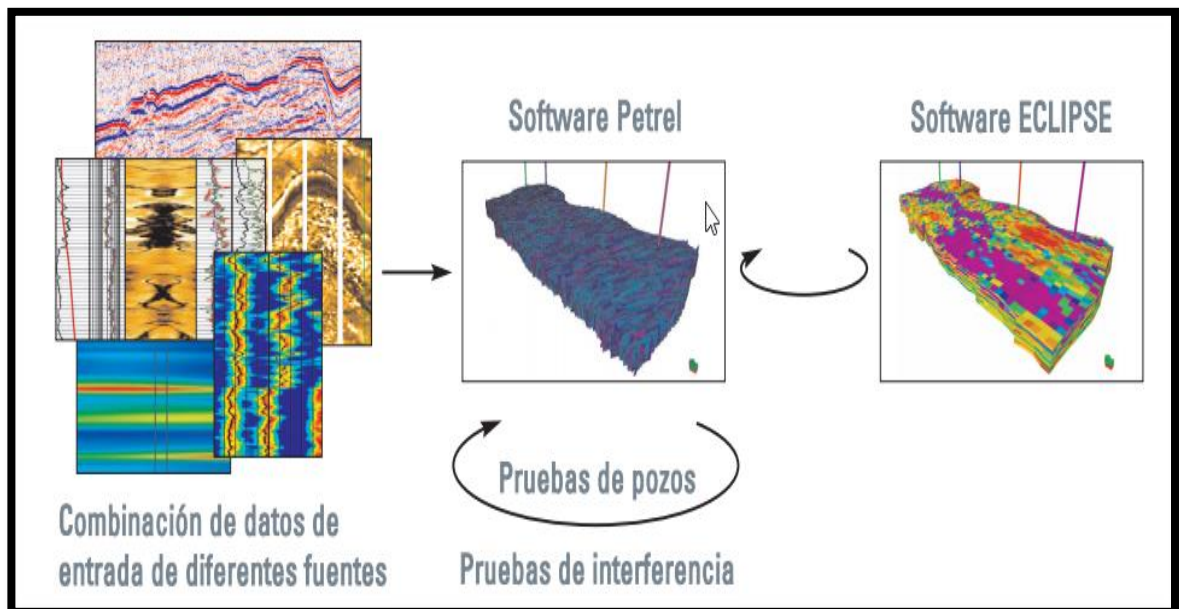
Este software abarca desde la interpretación sísmica hasta la simulación dinámica de yacimientos, combina la información proveniente de múltiples dominios en una representación unificada del yacimiento. Para ello, el software utiliza el modelado DFN para representar en forma realista el comportamiento dinámico de las fracturas que generan un comportamiento de flujo no continuo en el yacimiento y el pozo. En el modelado DFN, cada fractura se caracteriza por sus propiedades físicas, tales como la superficie y la forma, y cada una posee propiedades de flujo de fluido específico, tales como permeabilidad, compresibilidad y apertura.

Un modelo DFN habitualmente combina fracturas discretas determinísticas y estocásticas. Las fracturas determinísticas se observan utilizando los registros de imágenes de la pared del pozo provistas por un generador de imágenes y los corredores de imágenes que son representados directamente por imágenes sísmicas de alta resolución. Otras fracturas, normalmente de escala más pequeña, que forman redes de fracturas difusas se generan estocásticamente para ajustar sus propiedades colectivas (densidad y orientación) observadas en los datos sísmicos.<sup>15</sup>

#### **Figúra 30: Simulación DFN con los Simuladores Petrel y Eclipse**

---

<sup>15</sup> Schlumberger, Caracterización de los yacimientos fracturados. 2008



**Fuente:** Schlumberger Market Analysis. (2008). Caracterización de los yacimientos fracturados.

La clave para el modelado de los yacimientos fracturados consiste en integrar una combinación única de datos. El software Petrel integra múltiples mediciones de escala variable. Además, soporta metodologías de trabajo iterativas que permiten acoplar la descripción estática de las fracturas al simulador de yacimientos ECLIPSE. Esto se traduce en decisiones más confiables de manejo de yacimientos.

Una de las numerosas ventajas del enfoque DFN, utilizando el software Petrel, es que integra información de una amplia gama de fuentes, incluyendo sísmica 2D y 3D, mapas, afloramientos, geomecánica de yacimientos, registros de pozos, pruebas de pozos, y registros de flujo, además de modelos conceptuales estructurales o depositacionales.

Un modelo DFN puede contener millones de fracturas y, en consecuencia, debe introducirse en el software de simulación de yacimientos ECLIPSE a través de un proceso de rescalado. Se genera una cuadrícula de simulación 3D, la cual contiene la porosidad de las fracturas, su permeabilidad, y el parámetro sigma requerido para una simulación de la doble porosidad o la doble permeabilidad. El

modelo se puede correr luego en el software ECLIPSE, el cual modela en forma precisa y rápida el flujo de fluidos en el yacimiento con el objetivo de comparar la efectividad de las diversas estrategias de producción.

### 2.6.2 Simulador Fracgen

FRACGEN / NFFLOW fue diseñado como un simulador que modela flujo de fluidos a través de redes de fracturas complejas de manera eficiente en las computadoras de escritorio estándar.

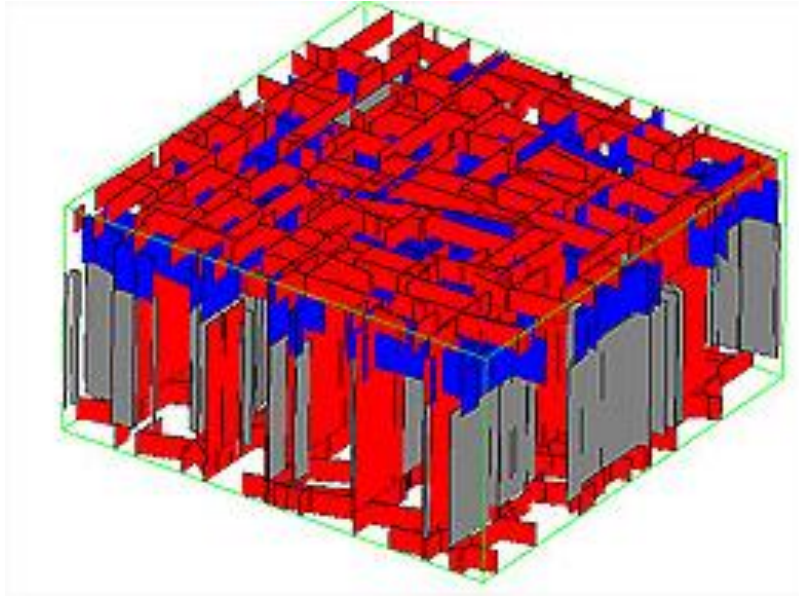
Fracturas discretas son generadas estocásticamente utilizando uno de los tres modelos.

**Modelo 1:** Genera fracturas situadas al azar, aunque los controles de conectividad pueden ser utilizados para producir diversos grados de agrupamiento.

**Modelo 2:** genera enjambres de fractura (clústers alargados), con lo que los enjambres se encuentran al azar y pueden solaparse.

**Modelo 3:** genera un patrón de fracturas uniforme y puede condicionar la red para conocer la ubicación de las fracturas como se observa en un pozo de sondeo.

**Figúra 31: Ejemplo de red de fracturas de múltiples capas usando Fracgen**



**Fuente:** NETL. (s.f.). Obtenido de Discrete fracture Reservoir Simulation:

Todas las fracturas se extienden verticalmente a través de toda la altura de una capa. Los modelos permiten que las redes de múltiples capas, en donde las redes de fracturas son generadas por varias capas apiladas, con un porcentaje de fracturas especificado por el usuario en cada capa que se extiendan en la capa suprayacente.

### **2.6.3 Simulador UFM**

Mangrove introduce dos nuevos modelos numéricos, modelos de fractura no convencional (UFM, por sus siglas en inglés UNCONVENTIONAL FRACTURE MODEL).

El modelo UFM primero en su tipo, es el simulador de fractura hidráulica más riguroso del mercado. Este modelo fue diseñado primeramente para yacimientos naturalmente fracturados para realizar la simulación numérica de redes de fracturas complejas utilizando Redes Discretas de Fracturas (DFN) y modelos

geomecánicos en 3D (MEM). Este modelo toma en cuenta la influencia de fracturas naturales pre-existentes para predecir el comportamiento complejo de la fractura hidráulica sin asumir un patrón continuo. Además de la interacción entre fracturas naturales y fracturas creadas hidráulicamente, UFM también toma en cuenta la interacción entre nuevas ramificaciones de fracturas hidráulicas al ir simulando el efecto que cada elemento de fractura ejerce sobre las fracturas adyacentes.<sup>16</sup>

#### **2.6.4 Aplicaciones**

Una vez los software arrojen los resultados de la simulación esta información puede ser utilizada para optimizar los diseños de fracturamiento, el espaciamiento entre pozos, y trayectorias de los pozos. Los análisis deben ser numéricamente eficientes, la simulación se puede utilizar para cuantificar la incertidumbre de recuperación final para las estrategias de desarrollo alternativo. La consideración adecuada de fracturas naturales es clave para el éxito del desarrollo de los recursos de gas de esquisto. El enfoque basado en DFN captura la geometría, la hidrodinámica, y geomecánica de las fracturas naturales para aumentar el éxito de estos recursos.

### **2.7 DIMENSIONES Y CARACTERÍSTICAS DEL GRID DE SIMULACIÓN**

Para realizar la Simulación, se generó un modelo conceptual (single well) de un yacimiento homogéneo con un pozo horizontal y con una red de fracturas por medio del simulador CMG; se generó un caso tomando como base las

---

<sup>16</sup> Schlumberger, Mangrove, Software de diseño de Completaciones Multi-etapas y Fracturamientos Hidráulicos. 2008

propiedades de un yacimiento del valle del Magdalena Medio y se representó por medio de un Grid de simulación con una distribución de celdas de 24x15x3 (**figura 32**) en las direcciones X, Y,Z, respectivamente.

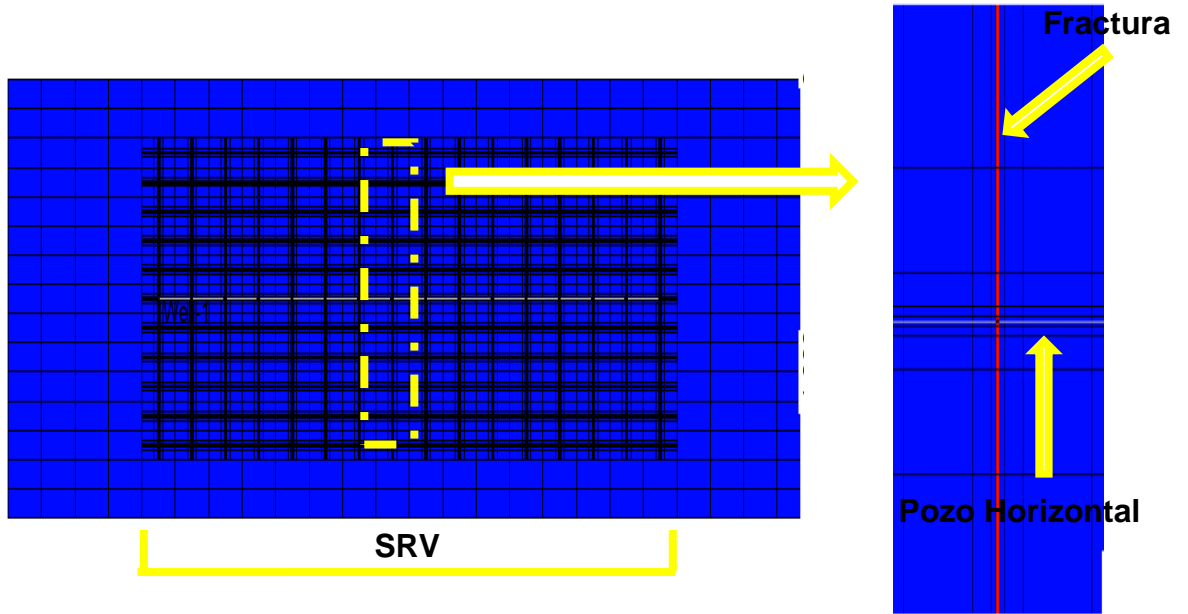
Para analizar los pronósticos de producción es necesario estudiar los modelos de simulación y dimensiones empleadas tanto para el yacimiento como para el SRV. Debido a las características de los yacimientos de Shale Gas y a su baja permeabilidad, la producción de gas fuera del SRV en estos yacimientos es muy poca. Por esa razón es muy importante tener en cuenta las dimensiones del SRV ya que este va a ser nuestra área de estudio y prácticamente toda la producción del yacimiento provendrá del SRV.

**Tabla 6: Propiedades del Grid de simulación**

<b>Dimensiones de cada celda</b>	
Largo (ft)	200
Ancho (ft)	100
Espesor (ft)	150
<b>Enmallado dimensiones del yacimiento</b>	
Tamaño del grid	24*15*3
Largo (ft)	4800
Ancho (ft)	1500
Espesor (ft)	450
<b>Enmallado dimensiones del SRV</b>	
Tamaño del SRV	16*11*1
Largo (ft)	3200
Ancho (ft)	1100
Espesor (ft)	150
Refinamiento	9*9*1

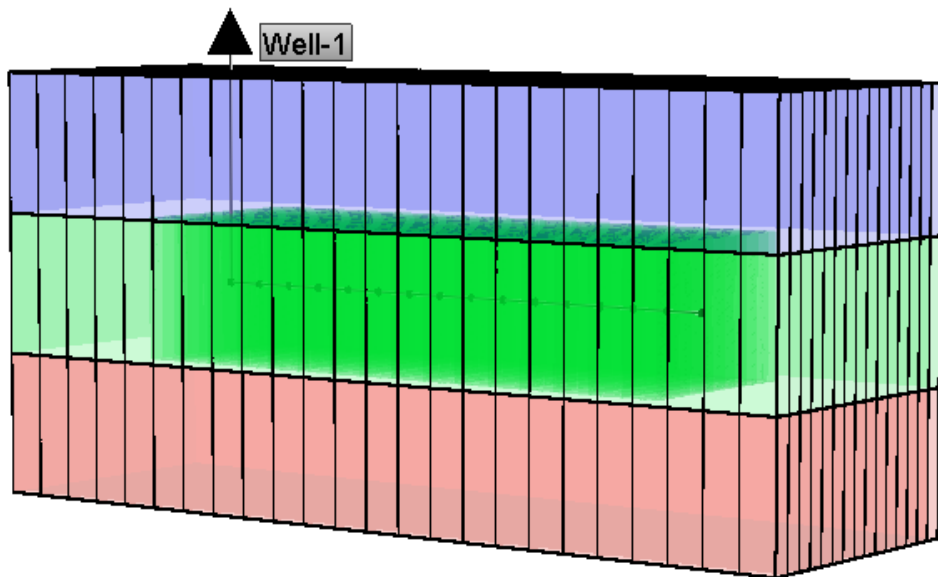
**Fuente:** Autores

**Figúra 32 Volumen de yacimiento estimulado SRV**



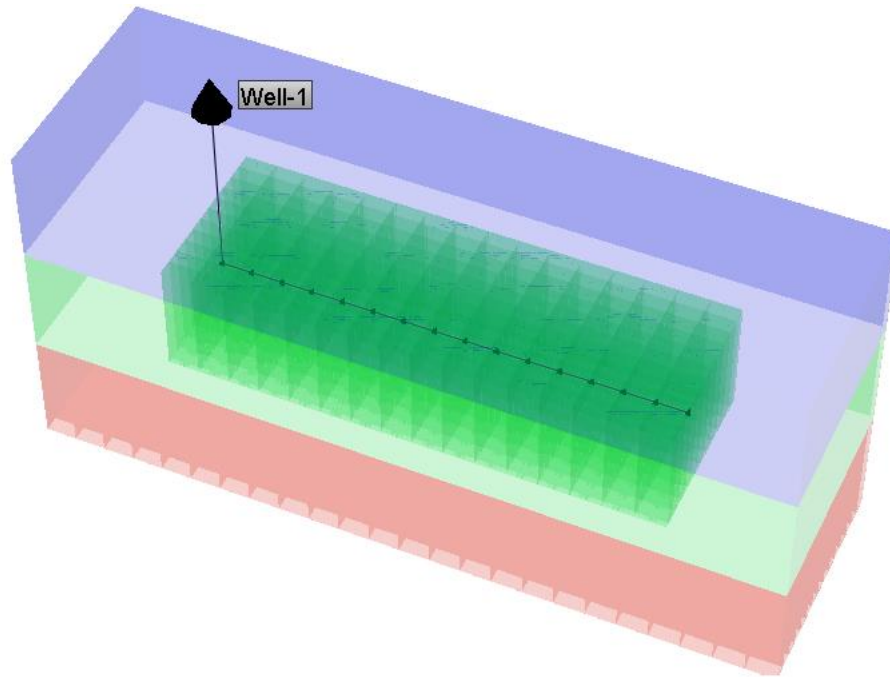
**Fuente:** Autores

**Figúra 33: Grid de simulación del modelo base**



**Fuente:** Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

**Figúra 34: Vista 3D del Yacimiento mostrando el pozo horizontal y SRV**



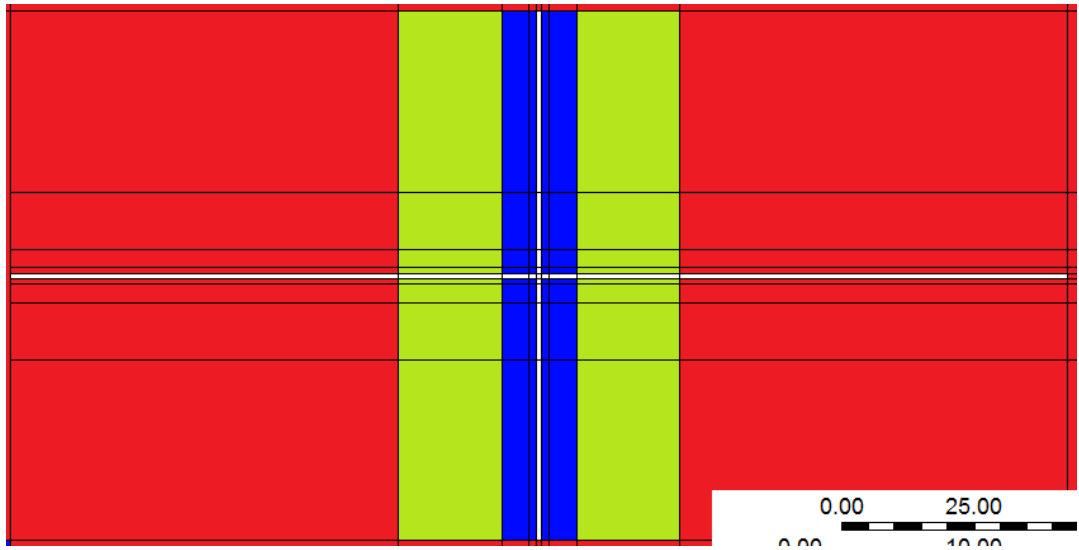
**Fuente:** Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

El pozo fue perforado paralelo a la dirección X hasta una profundidad de 1725 ft, con una longitud de 3000 ft de sección horizontal, con una presión de fondo fluyendo (BHP) de 4955 psi, se generaron 16 fracturas hidráulicas ubicadas a una distancia de 200 ft una de la otra, cada fractura con 700 ft de longitud (350 ft de half-length) y puesto en producción durante 10 años.

El presente estudio utiliza espaciamentos logarítmicos localmente refinados para modelar el flujo en las fracturas, el flujo y presión desde la matriz a la fractura y cambios de saturaciones debido a la producción de shale gas en el volumen de yacimiento que ha sido estimulado. Las redes de fracturas en el SRV fueron refinadas con una división por celdas de 9x9x1, es decir que se dividió cada celda dentro del SRV en 9 celdas más pequeñas, siendo la celda de la mitad la que

representa las fracturas hidráulicas en la dirección J y las fracturas naturales en la dirección I.

**Figura 35: Refinamiento logarítmico**



**Fuente:** Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

Las Propiedades del Volumen del yacimiento estimulado (SRV) se hallaron utilizando las fórmulas encontradas en el manual de CMG.

**Tabla 7: Propiedades y Fórmulas para hallar el SRV**

Propiedad	Fórmula	Variable
<b>Fractura Hidráulica</b>	$2x \frac{A \times H \times L \text{ FRACTURA}}{A \times H \times L \text{ CELDA}}$	A= Ancho H= Profundidad L= Largo K. Constante= 1
<b>K. Efectiva de fractura hdráulica</b>	$K. constante \times \frac{A \times H \times L \text{ FRACTURA}}{A \times H \times L \text{ CELDA}}$	
<b>Φ Fracturas Naturales</b>	$\frac{A \times H \times L \text{ FRACTURA}}{A \times H \times L \text{ CELDA}}$	

**Fuente:** Manual de CMG 2012

## 2.8 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Las propiedades de la roca y fluido determinan el comportamiento de producción del yacimiento, el estudio de los yacimientos es muy complejo e imposible de medir directamente, la complejidad de los fluidos del yacimiento, junto a la complejidad del medio a través del cual fluyen, hacen que el modelaje de los procesos que ocurren en el yacimiento sea un reto tecnológico que exige las máximas capacidades de cálculo actuales.

Las propiedades utilizadas para la construcción de este modelo de shale gas tales como las propiedades de la matriz y de las fracturas, las propiedades PVT, la composición del fluido fueron tomadas de un yacimiento de referencia del valle del Magdalena medio.

**Tabla 8: Propiedades generales del yacimiento**

Parámetro	Valor
Fluidos Presentes en el yacimiento	Gas
Area del yacimiento (acres)	165
Espaciamiento de la fractura hidraulica (ft)	200
Presión de yacimiento (psi)	7079
Porosidad de la matriz (fracción)	0.084
Porosidad de la fractura natural (fraccional)	0.005
Permeabilidad absoluta de la matriz del shale (md)	0.0006
Permeabilidad de la fractura natural (md)	0.005
permeabilidad de la fractura hidráulica (md)	22000
Ancho de la fractura hidráulica (ft)	1
Conductividad de la fractura hidráulica(md-ft)	45
Largo de la fractura hidráulica (ft)	700
Espesor del yacimiento	150
Compresibilidad del shale (psi <sup>-1</sup> )	1.00 E-05
Profundidad del yacimiento (ft)	9725

Fuente: Data suministrada de yacimientos del Valle del Magdalena Medio

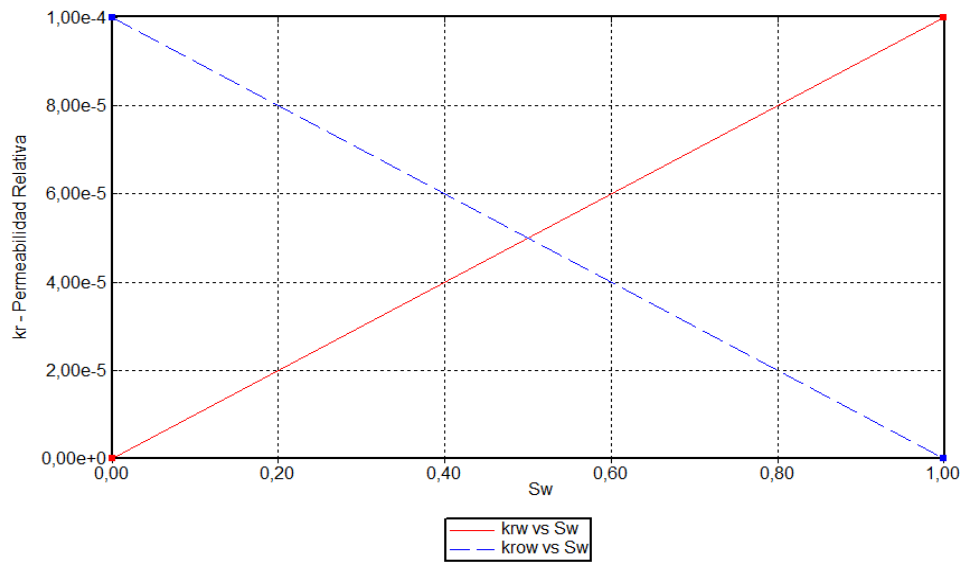
**Tabla 9: Propiedades de fractura hidráulica**

<b>Cantidad de fracturas</b>	<b>16</b>
<b>Espaciamiento de fractura</b>	<b>200 ft.</b>
<b>Conductividad de Fractura</b>	<b>45 md-ft.</b>
<b>Longitud media de la Fractura</b>	<b>350 ft.</b>
<b>Ancho de la celda de fractura</b>	<b>1 ft.</b>

Fuente: Autores

➤ **Permeabilidades relativas**

**Figura 36: Curvas de permeabilidades relativas**



Fuente: Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

El modelo se construyó sin presencia de agua, ya que se quiere simular una formación de gas seco sin producción de agua, es decir, no hay flujo de agua en la matriz ni en el sistema de fracturas, por lo tanto se estableció el contacto agua-gas lejos de la profundidad de referencia para poder simular esa situación.

➤ **Propiedades PVT**

Las propiedades PVT son las propiedades físicas del fluido en el yacimiento, dentro de las funciones del simulador, está la opción de seleccionar con que ecuación de estado queremos trabajar para caracterizar el comportamiento PVT del gas, en este caso se decidió trabajar con la ecuación de Peng Robinson.

**Tabla 10: Composición de Fluido utilizado**

<b>Componentes</b>	<b>Gas Seco (Dry Gas)</b>
<b>C1</b>	0.8612
<b>C2</b>	0.0591
<b>C3</b>	0.0358
<b>iC4</b>	0.0172
<b>iC5</b>	0.005
<b>CO2</b>	0.001
<b>N2</b>	0.0207

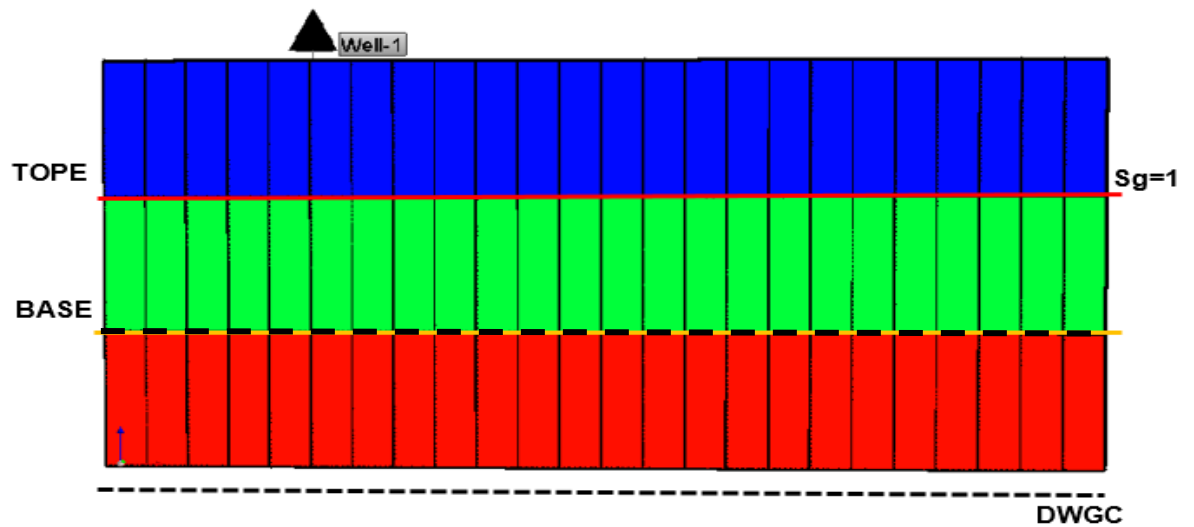
**Fuente:** Autores

➤ **Condiciones de equilibrio**

Teniendo en cuenta los datos del modelo construido, el tope de la formación se encuentra a 9500 ft, se establecieron tres capas cada una de ellas con 150 ft, la presión del yacimiento definida es de 7079 psi a un datum de 9725 ft. Se

establecieron los contactos gas-agua (DWGC) para el yacimiento a una profundidad de 10300 ft, esto con la intención de obtener una saturación de agua igual a cero tanto en sistemas de fracturas como en la matriz.

**Figúra 37: Contacto Gas - Agua (DWGC)**



Fuente: Autores

### **3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS PARÁMETROS MÁS SIGNIFICATIVOS**

El comportamiento de la producción y recuperación de formaciones de shale gas de baja permeabilidad son una función de la roca, fluido y operaciones de fracturamiento. Los análisis o estudios de sensibilidad en este capítulo ilustran algunos de los parámetros que afectan la producción del shale gas y el rendimiento del volumen de yacimiento estimulado SRV.

Los parámetros estudiados/discutidos son:

- Variación de la permeabilidad de referencia.
- Variación del ángulo que forman las fracturas respecto a la orientación de la perforación.
- patrones de flujo.
- Longitud de fractura

Los resultados de los análisis de sensibilidad pueden ser utilizados no solo en el diseño en el mejoramiento de pozos sino también para entender el comportamiento fundamental del sistema de producción de shale gas.

#### **3.1 MODELO BASE**

Con el fin de determinar el mejor escenario de explotación del yacimiento de shale gas y teniendo en cuenta que la idea es maximizar la recuperación de gas se hace una comparación entre el modelo base y los diferentes escenarios que se crearon para ver cuál de ellos presenta el mejor comportamiento.

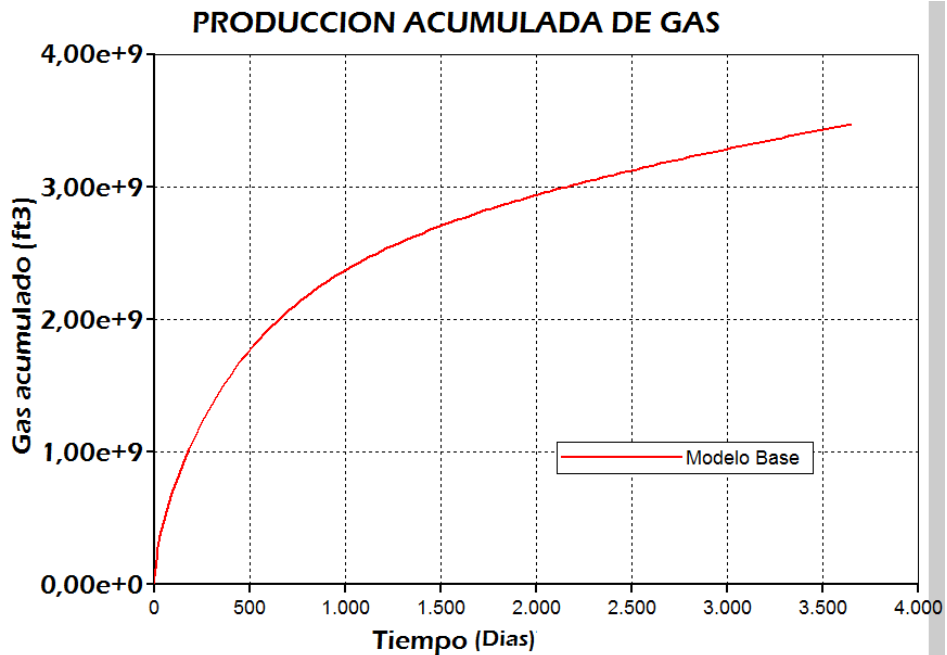
Para el caso base se obtuvieron los siguientes resultados:

- El OGIP (Original Gas In Place) = 33626.6 MMSCF
- Producción acumulada a 10 años de producción = 3471.5 MMSCF

$$FR = \frac{G_p}{OGIP} \qquad FR = \frac{3.4715 \times 10^9}{3.36266 \times 10^{10}} = 0.1032$$

$$FR = 10.32 \%$$

**Figura 38: Producción acumulada del caso base**



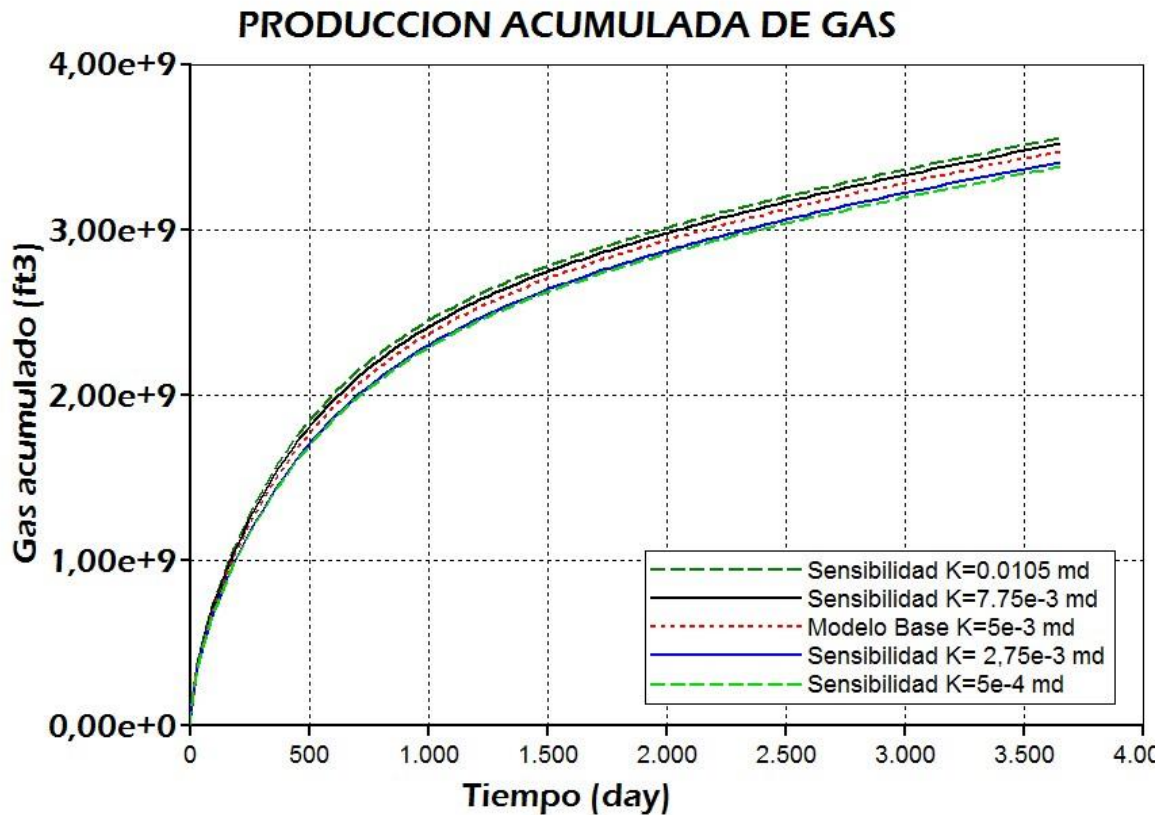
**Fuente:** Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

### 3.2 PERMEABILIDAD DE REFERENCIA DE LA FRACTURA NATURAL

En el momento de hacer la variación de la permeabilidad respecto al caso base ( $5e-3$  md) se tuvieron en cuenta dos valores por encima ( $7,75e-3$  md y  $0,0105$  md) y dos por debajo ( $2,75e-3$  md y  $5e-4$  md) y así poder analizar el efecto de la variación de este parámetro sobre la producción acumulada de gas.

En los resultados arrojados por la simulación, se puede observar en la **figura 39** que en los primeros 250 días de producción de gas el cambio es muy pequeño, pero al tener un incremento en el valor de la permeabilidad de la fractura, el volumen de gas recuperado es significativamente mayor.

Figura 39: Efecto de la Permeabilidad sobre la Producción acumulada de Gas



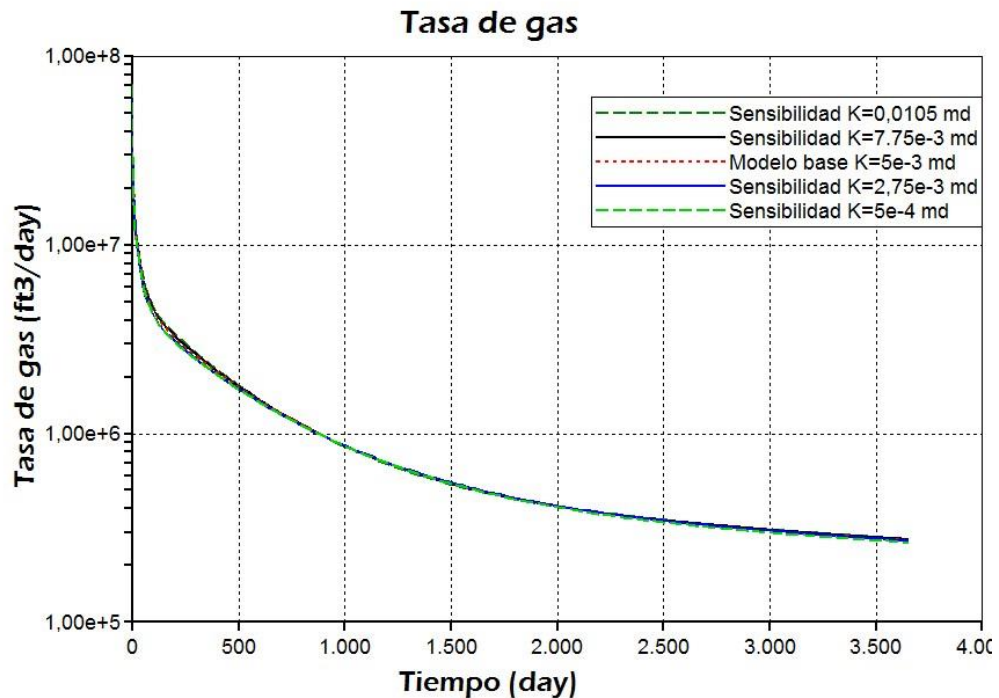
Fuente: Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

De las Figuras 39 y 40, se puede concluir que el caso con mayor permeabilidad de fracturas, es decir, el Caso de sensibilidad de  $K=0,0105$  md, es el que genera una mayor producción de gas acumulado. Le sigue el Caso de  $K=7,75e-3$  md y luego obviamente el caso base con  $k=5e-3$  md. Ya que mientras mayor sea la permeabilidad de fractura, mayor será la probabilidad de obtener mayor producción.

Al analizar los resultados de la tasa de producción diaria de gas de la figura 40, no se observaron cambios considerables al hacer la variación de la permeabilidad de fractura durante el tiempo de simulación tanto por encima como por debajo del valor del caso base, lo que quiere decir que este parámetro no es sensible para nuestro caso ya que la variación de los valores de permeabilidad que utilizados

eran cercanos al caso base, y por lo tanto no afecta de gran manera al comportamiento de la producción.

**Figura 40: Efecto de la Permeabilidad sobre la Tasa de Gas**



Fuente: Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

### 3.3 VARIACIÓN DEL ÁNGULO QUE FORMAN LAS FRACTURAS NATURALES RESPECTO A LA ORIENTACIÓN DE LA PERFORACIÓN

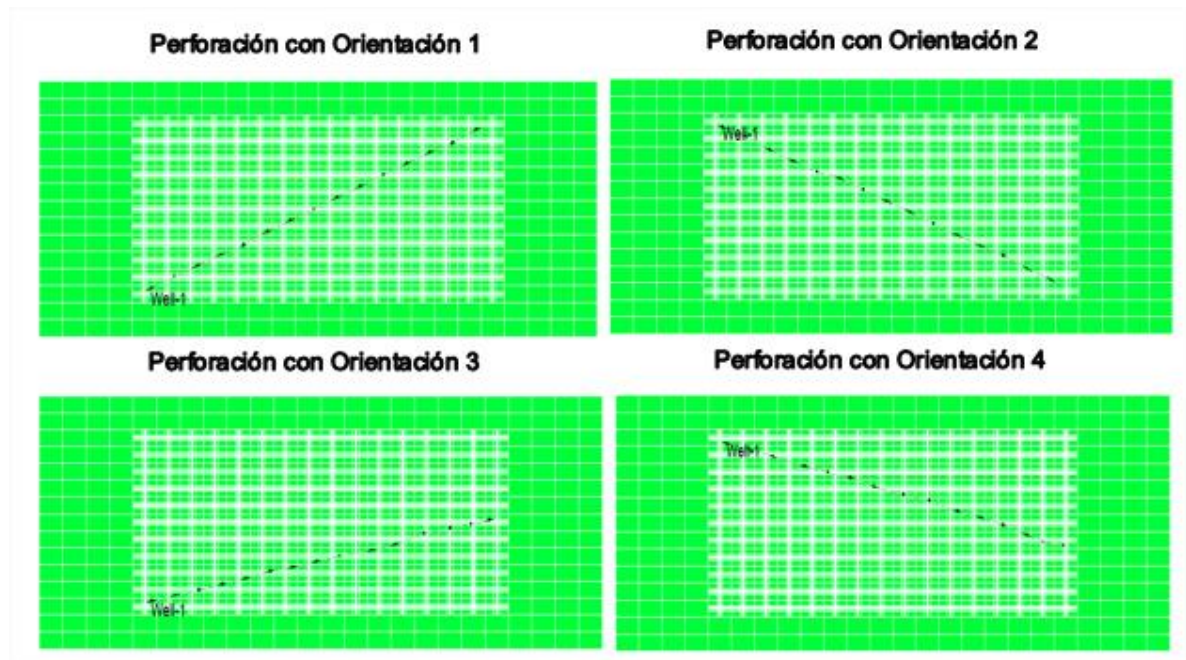
La combinación de dos tecnologías como lo son la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico hacen posible que la producción de shale gas en la industria acelere su desarrollo y aumente la actividad en este tipo de yacimientos. Por tal razón es necesario buscar el mejor escenario para que tanto las perforaciones como las fracturas naturales generen canales de flujo (fracturas)

que permitan incrementar la conductividad de la formación y, por ende, el flujo de fluidos hacia el pozo.

Se realizaron cuatro perforaciones diferentes a la perforación del caso base **ver figura 8**, esto con el fin de observar el comportamiento de flujo a través de las fracturas naturales y analizar la conectividad generada entre las fracturas y cada una de las perforaciones.

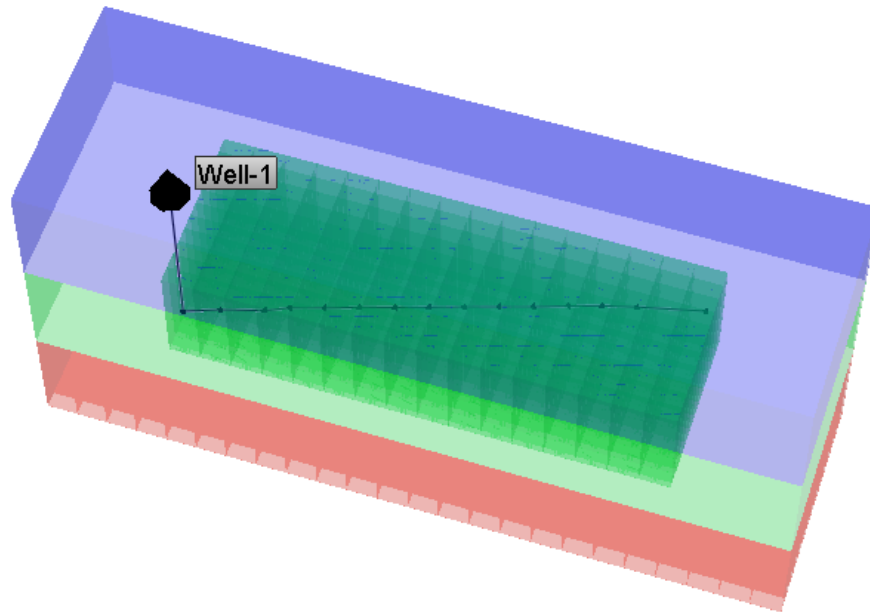
Las perforaciones realizadas se hicieron de tal manera que estas formaran un ángulo entre el pozo y las fracturas, debido a que en el simulador no es posible darle una orientación a las fracturas, se decidió cambiar la dirección de perforación del pozo con el fin de simular este comportamiento.

**Figura 41: Orientación de las perforaciones**



**Fuente:** Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

**Figúra 42: Vista 3D de la configuración de perforación con orientación 1**



**Fuente:** Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

Durante la perforación de los pozos se conoce que la orientación general de los sistemas de fracturas aumenta significativamente la posibilidad de que algún pozo logre intersectar fracturas, lo cual representa un factor muy importante en el proceso de producción y recuperación de los hidrocarburos en la vida útil de un pozo.

Inicialmente nuestro caso base en donde se hizo una perforación horizontal, tenía una menor intersección de fracturas, posterior a esto se realizaron cuatro variaciones con ángulos diferentes en donde se mantuvo la misma longitud de pozo y se analizó tanto la tasa como la producción acumulada de gas.

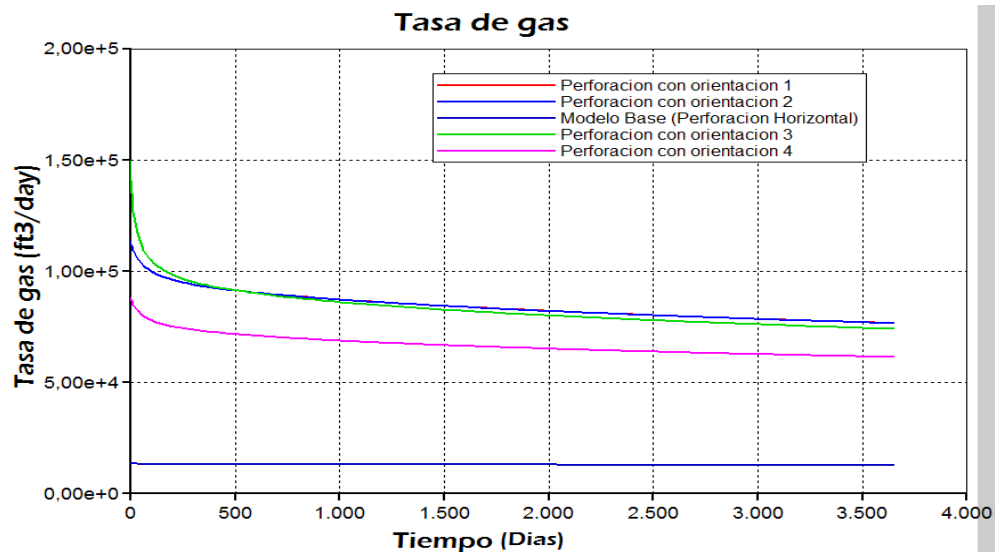
Debido a la dificultad que supone cambiar la orientación de las fracturas hidráulicas, se decidió que el aporte del flujo solamente se daría a través de las fracturas naturales para analizar el efecto de la inclinación del pozo sobre las

fracturas, obteniendo como resultado una producción acumulada y tasa de gas muy inferior a la obtenida con la utilización de redes de fracturas discretas.

Los valores generados por las curvas de producción acumulada de gas se dieron de la siguiente manera: para la orientación uno 307.98 MMSCF, para la orientación dos 307.908 MMSCF lo que demuestra que sin importar la orientación de las perforaciones siempre y cuando se intercepten la misma cantidad de fracturas la producción tendrá un valor cercano.

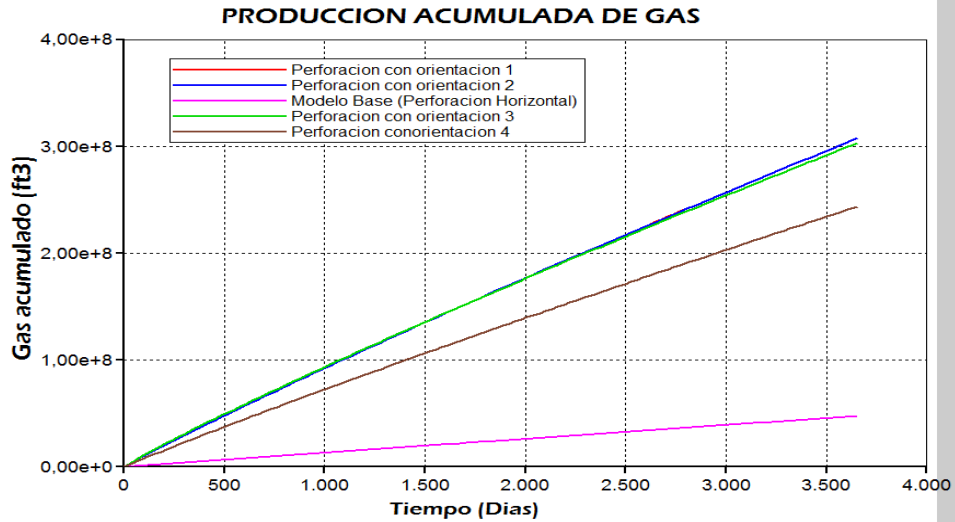
Las **figuras 43 y 44** muestran los resultados de la tasa y la producción acumulada de gas respectivamente, en donde se aprecia el incremento en la producción de gas debido a la variación de este parámetro, se puede afirmar que al hacer un cambio en la orientación de la perforación efectivamente mejorara la conectividad entre las fracturas, arrojando como resultados un aumento significativo en la producción de gas durante los 10 años de simulación.

**Figura 43: Efecto del Angulo de Inclinación sobre la Tasa de Gas**



**Fuente:** Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

**Figura 44: Efecto del Angulo de Inclinación sobre la acumulación de Gas**



**Fuente:** Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

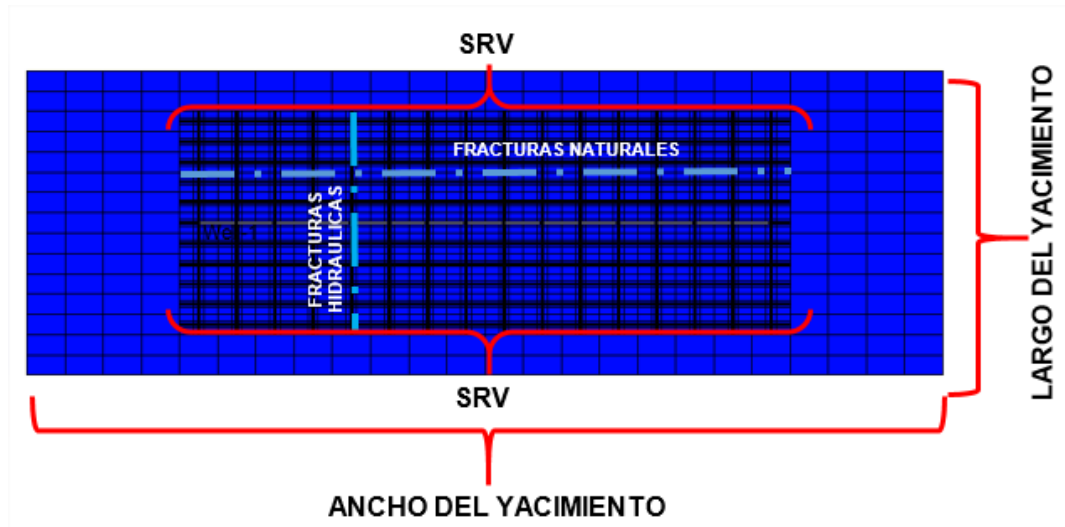
### 3.4 VARIACIÓN DE LOS PATRONES DE FLUJO

Dado que se tienen valores de permeabilidad de matriz extremadamente bajas, el flujo en este tipo de yacimientos sucede a través de redes de fracturas naturales interconectadas. La matriz provee el almacenamiento del gas y las fracturas son los principales conductos de flujo. En particular, el entendimiento de la interacción entre las fracturas hidráulicas inducidas y las fracturas naturales existentes es importante para el desarrollo y la explotación de estos yacimientos. Por tal razón es importante analizar los canales de flujo hacia el pozo y el aporte del área del yacimiento al flujo. Para representar esta situación se generaron 3 escenarios los cuales serán descritos a continuación.

- En el primer caso el cual se utilizó como caso base, el aporte del flujo hacia el pozo se dio a través tanto de las fracturas naturales del yacimiento como de las fracturas hidráulicas y naturales dentro del volumen de yacimiento

estimulado, sabiendo que Las fracturas hidráulicas ayudan a crear una red de fracturas lo suficientemente largas para producir canales de permeabilidad que mejoran el flujo como se observa en la **figura 45**.

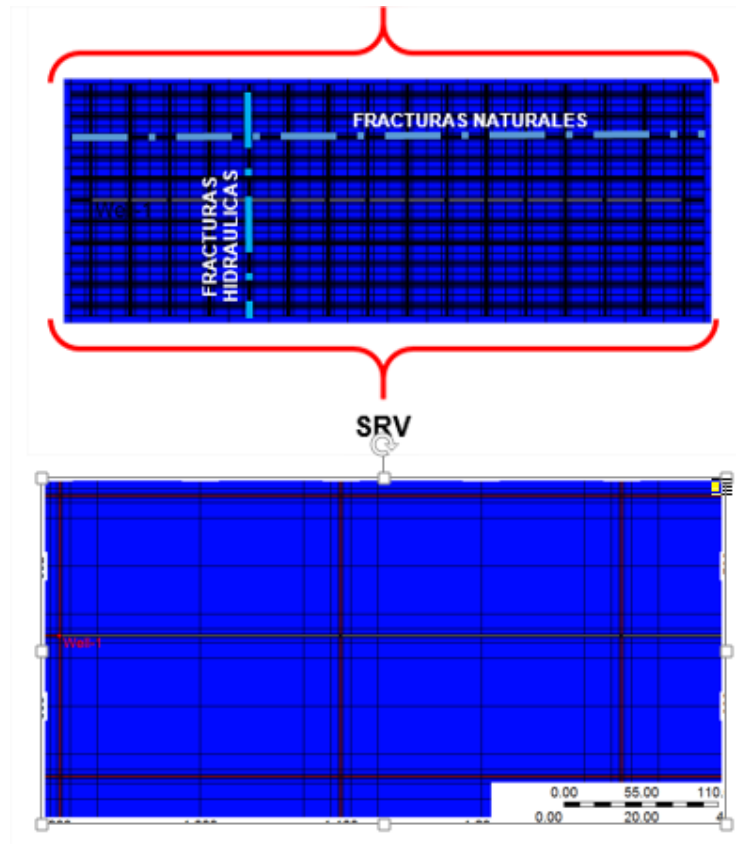
**Figúra 45: Caso 1 patrones de flujo**



**Fuente:** Autores

- En el segundo caso de patrones de flujo, se limitó el area de aporte al flujo, ya que solo se tuvo en cuenta el flujo a travez de las fracturas hidraulicas y naturales unicamente en el volumen de yacimeinto estimulado y no toda el area del yacimiento, esto con el fin de analizar la produccion en el SRV y determinar la eficiencia de las redes de fracturas discretas.

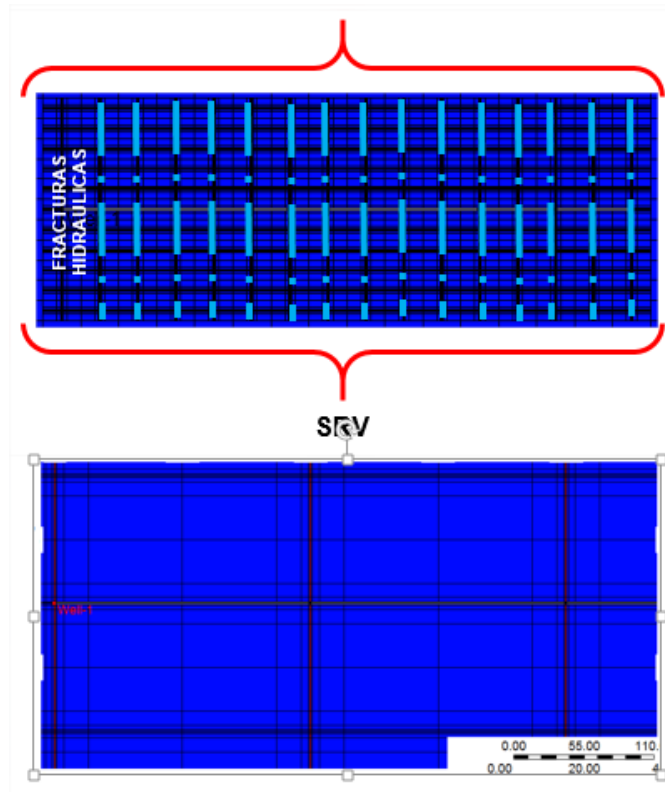
**Figúra 46: Caso 2 patrones de flujo**



**Fuente:** Autores

- En el tercer caso de patrones de flujo de igual manera que en el caso anterior el área de aporte al flujo fue solo a través del SRV y no de todo el yacimiento, pero en este caso solo hubo flujo a través de las fracturas hidráulicas y no de las naturales, esto con el fin de analizar la importancia que tiene el DFN en los yacimientos de shale gas.

**Figúra 47: Caso 3 patrones de flujo**

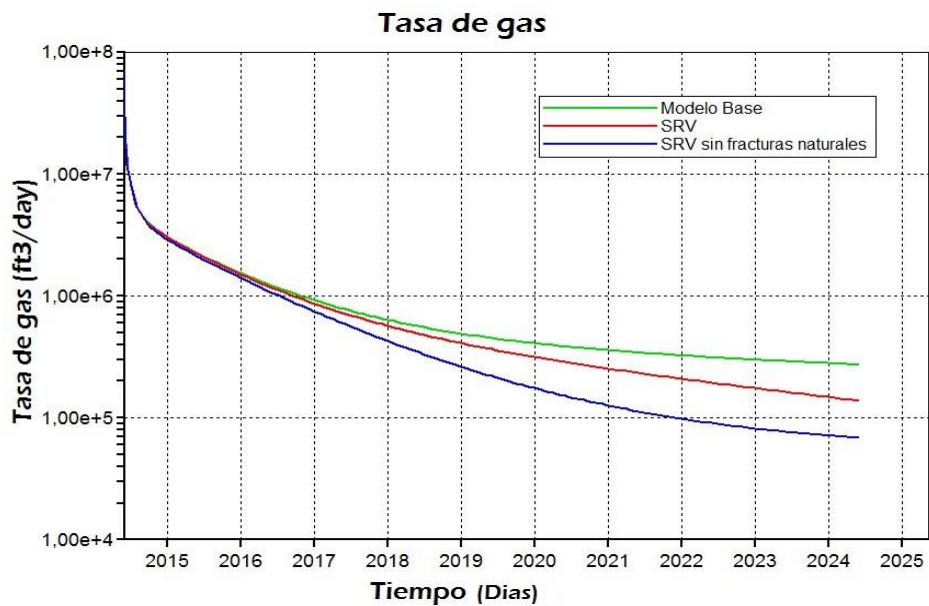


**Fuente:** Autores

El efecto de la variación de los patrones de flujo demostró y confirmó la importancia de utilizar las redes de fracturas discretas (DFN), Las **figuras 48 y 49** muestran los resultados de la tasa y la producción acumulada de gas respectivamente, en las que se evidencio que el mejor escenario fue el caso 1, es decir nuestro caso base, esto se da ya que el caso base representa un yacimiento de shale gas, con estimulación mediante DFN, permitiendo que no solo hubiese flujo a través del SRV sino que también a través de la región del yacimiento que no fue estimulada, esto se hizo con la intención de representar las fracturas naturales reactivadas durante el fracturamiento hidráulico.

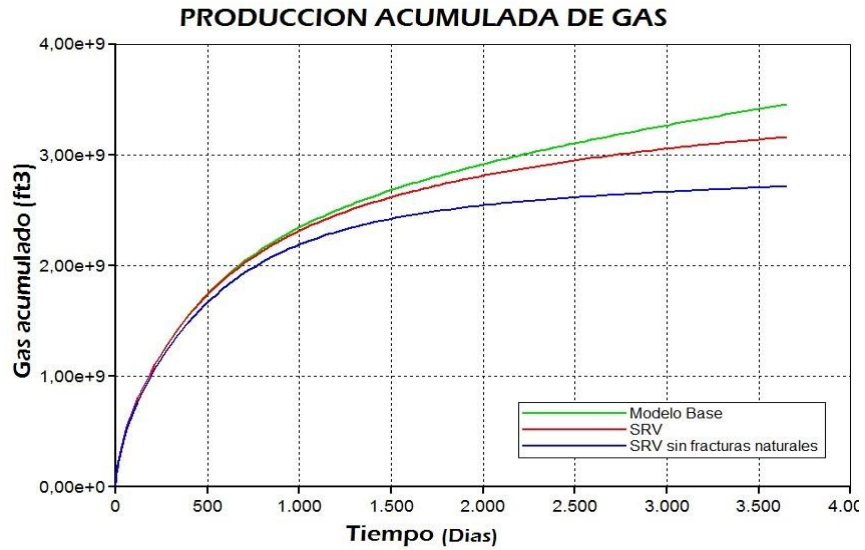
En el segundo caso se puede evidenciar la importancia de las fracturas naturales reactivadas, ya que al haber restringido el flujo solo a través de SRV la producción significativa de gas provenientes de las fracturas reactivadas no fue tenido en cuenta, por lo tanto la tasa y la producción acumulada de gas fue significativamente menor. Para el tercer caso se analizó cómo se comporta el yacimiento teniendo en cuenta únicamente el flujo a través de las fracturas hidráulicas y de esta manera demostrar que el rendimiento obtenido es menor que cuando se utilizó un DFN.

**Figura 48: Variación de los Patrones de flujo en la tasa de gas**



**Fuente:** Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

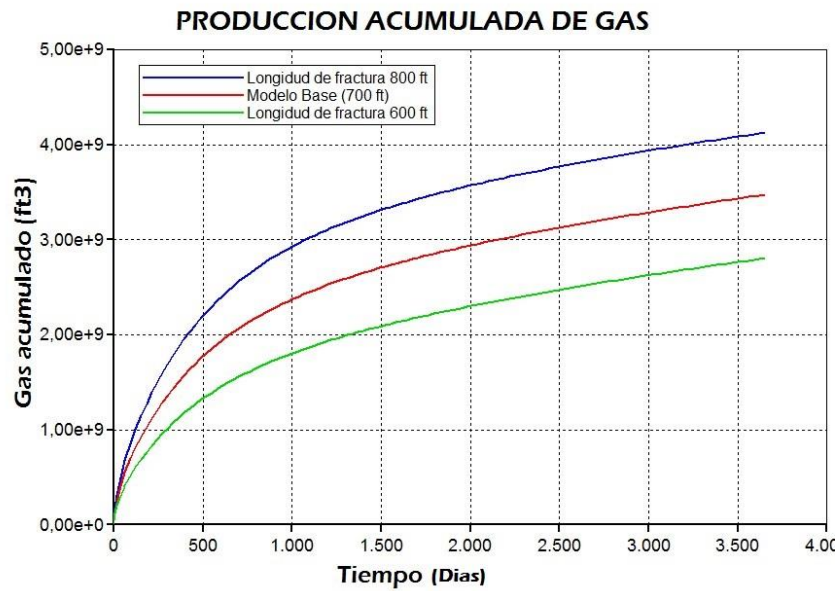
**Figura 49: Variación de los Patrones de flujo en la acumulación de gas**



**Fuente:** Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

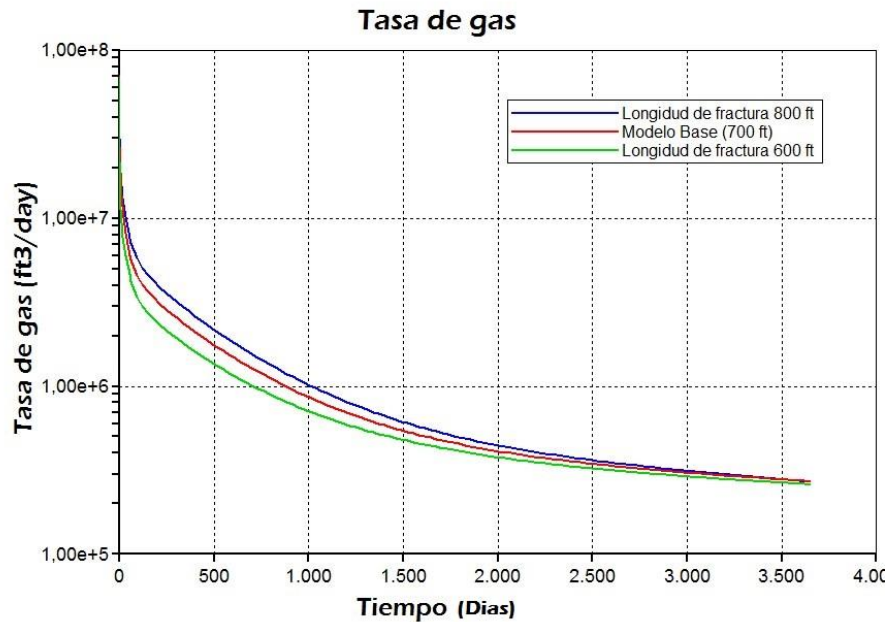
### 3.5 LONGITUD DE FRACTURA

**Figura 50: Longitud de fractura en la producción acumulada de gas**



**Fuente:** Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

**Figura 51: Longitud de fractura en la tasa de gas**



**Fuente:** Simulador Computer Modeling Group, CMG 2012

La longitud de fractura utilizada en la simulación del caso base fue de 700 ft, para hacer la sensibilidad de este parámetro se seleccionaron dos valores distintos al de referencia, una longitud de fractura por encima con 800 ft, y un valor por debajo con 600 ft.

Los datos arrojados por el simulador respecto a la producción acumulada a lo largo de 10 años, para una longitud de fractura de 700 ft (caso base) fue de 3471,5 MMSCF, para una longitud de fractura mayor de 800 ft fue de 4125,75 MMSCF y para una longitud de fractura menor de 600 ft fue de 2804,39 MMSCF.

Los resultados muestran que a una mayor longitud de fractura mayor será la tasa de gas y por consiguiente la producción acumulada, como se muestra en la **figura 50 y 51**. Luego de hacer el análisis de la producción de gas se concluyó que las fracturas más largas generan un volumen de yacimiento estimulado más grande dando como resultado un área de drenaje mayor.

#### 4. CONCLUSIONES

- Las fracturas hidráulicas tienen como objetivo principal conectar la mayor cantidad de fracturas naturales, formando una red para que de esta manera se creen canales de flujo que permitan recuperar el volumen adicional de gas que se encuentra en la matriz de la roca el cual no puede fluir libremente debido a la baja o casi nula permeabilidad de los yacimientos de shale gas.
- El parámetro principal para aumentar la precisión de un modelo de simulación es representar la mayor cantidad de fenómenos que ocurren en el yacimiento, sin embargo, se debe tener cuidado de no sobredimensionar el modelo, ya que se generaría una simulación demasiado compleja con dificultad de obtener convergencia.
- Los yacimientos de shale gas con permeabilidades ultra-bajas requieren de una gran red de fracturas con un mayor SRV para mejorar el desempeño del yacimiento.
- El área de drenaje en gran medida se limitará al área estimulada debido a la baja permeabilidad del shale.
- Al variar la orientación de las perforaciones se logró incrementar la conectividad entre las fracturas naturales y el pozo, generando nuevos canales de flujo los cuales incrementaron la producción del yacimiento.

## 5. RECOMENDACIONES

- Sensibilizar el parámetro de espaciamiento y conductividad de las fracturas teniendo en cuenta el DFN y analizar su efecto en la tasa y producción acumulada de gas.
- Realizar un análisis financiero de la implementación de redes de fracturas discretas en yacimientos de shale gas.
- Realizar el modelo conceptual para un yacimiento de shale oil, tener en la presencia de agua y analizar su producción.
- Realizar un modelo en el que se analice el comportamiento de un yacimiento variando el volumen de yacimiento estimulado.

## BIBLIOGRAFÍA

- Bin Gong, Peking University, Guan Qin, Craig Douglas, University of Wyoming, and shiyi yuan, Petrochina. (2010). Detailed Modeling of the Complex Fracture Network of Shale Gas Reservoirs. SPE 142705.
- Cipolla, Craig L., et al. (2009). Modeling well performance in shale-gas reservoirs. En SPE/EAGE Reservoir Characterization & Simulation Conference. SPE 125532.
- C.L Cipolla Ceramics, E.P. Lolon, Strata Gen Engineering and M:J: Mayerhofer, Pinnacle- a Halliburton. (2009). Reservoir Modeling and Production Evaluation in shale-Gas Reservoirs. IPTC.
- Dershowitz, W., & W. Doe, T. (Agosto de 2011). Obtenido de Modeling Complexities of Natural fracturing Key in Gas Shales: <http://www.aogr.com/magazine/cover-story/modeling-complexities-of-natural-fracturing-key-in-gas-shales>
- Dove, J. (7 de Octubre de 2011). INVESTMENT U. Obtenido de The Next Big Shale Gas Boom: [ww.investmentu.com/article/detail/24298/shale-gas-boom-in-argentina#.U9srNvl5ONF](http://www.investmentu.com/article/detail/24298/shale-gas-boom-in-argentina#.U9srNvl5ONF)
- ECONOMIDES, Michael J. Design Of Multiple Transversal Fracture Horizontal Wells In Shale Gas Reservoirs – 2010. SPE 140555.
- Eia U.S Energy Information Administration. (24 de Abril de 2014). eia. Obtenido de Mexico is a major non-OPEC oil producer and is among the largest sources of U.S. oil: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=mx>
- Federal Reserve Bank of Dallas. (s.f.). Federal Reserve Bank of Dallas. Obtenido de <http://www.dallasfed.org/research/econdata/haynesville.cfm>
- FRANTZ, J.H. Evaluating Barnett Shale Production Performance Using An Integrated Approach – 2005. SPE 96197.
- Henkhaus, M., & EXCO Resources, I. (16 de Diciembre de 2010). Hydraulic Fracturing and the Haynesville Shale. Recuperado el 31 de Enero de 2014, de [http://www.dhh.louisiana.gov/assets/oph/Center-EH/operator/d\\_alexandria\\_hyd\\_fracturing.pdf](http://www.dhh.louisiana.gov/assets/oph/Center-EH/operator/d_alexandria_hyd_fracturing.pdf)

- Henríquez Pablo. 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.
- king, H. (s.f.). Geology.com. Recuperado el 28 de enero de 2014, de Geoscience News and Information: <http://geology.com/articles/eagle-ford/>
- King, H. (s.f.). Geology.com. Recuperado el 11 de junio de 2014, de <http://geology.com/articles/marcellus-shale.shtml>
- M.J Mayerhofer, E.P. Lonon, N.R Warpinski, C.L Cipolla, and D. Walser, Pinnacle Technologies, and C.M. Rightmire, Forrest A. Garb and Associates. (2008). What is Stimulated Reservoir Volume (SRV)? SPE 119890.
- Martin, J., & Orco , V. (Junio de 2014). energia a debate . Obtenido de Shale gas en america latina.
- Martin, J., & Orco, V. (s.f.). Energía a debate. Obtenido de Shale Gas en America Latina: <http://energiaadebate.com/shale-gas-en-america-latina/>
- NETL. (s.f.). Obtenido de Discrete fracture Reservoir Simulation: <http://netl.doe.gov/research/on-site-research/research-portfolio/discrete-fracture-reservoir-simulation>
- 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.
- Rojas Rodriguez, D. (s.f.). Desarrollo de Shale Gas y perspectivas de explotación. Mexico
- Schlumberger Market Analysis. (2008). Caracterización de los yacimientos fracturados.
- YPF, E. (2013). YPF. Obtenido de ¿Que es shale?: [www.ypf.com/energiaypf/Paginas/que-es-shale.html](http://www.ypf.com/energiaypf/Paginas/que-es-shale.html)