

**EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS TÉCNICAS PARA PRONOSTICAR LA  
PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS SHALE**

**GERZON FABIAN CUTA CÁCERES**

**EMMANUEL ROBLES ALBARRACÍN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS TÉCNICAS PARA PRONOSTICAR LA  
PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS SHALE**

**GERZON FABIAN CUTA CÁCERES**

**EMMANUEL ROBLES ALBARRACÍN**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director**

**Ing. César Augusto Pineda Gómez**

**Codirector**

**MSc. José Carlos Cárdenas Monte**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

*Dedico este triunfo primero que todo a Dios, quien me dio la fortaleza y sabiduría para luchar por mis sueños, haciendo cada día de mí una mejor persona.*

*A mi familia, quienes son la inspiración de mi vida, a mi madre Ana Victoria Cuta quien con su amor incondicional me alentó a seguir mis sueños, mi padre Fredy Angarita Acosta, con su sabiduría me guio por el buen camino, y mis hermanos Leidy Tatiana Angarita Cuta y Jhon Fredy Angarita Cuta, que con su amor me dieron la fuerza para nunca desistir.*

*A Yenny, por llegar a mi vida en el momento que más la necesitaba, gracias a su amor y tolerancia hizo el milagro de enderezar mi camino para lograr mis metas, te amo con todo mi corazón.*

*A mis dos grandes amigos, Emmanuel Robles Albarracín y Darwin Jaimes Colmenares, que sin importar mis errores siempre estuvieron conmigo alentándome y dándome la mano cuando más los necesitaba.*

*Gerzon Fabián Cuta Cáceres*

## DEDICATORIA

*En primer lugar, a Dios y a San Cayetano, quienes siempre estuvieron ahí y fueron mi estandarte y mi apoyo durante todo este ciclo.*

*A mi abuelo, Horacio Robles, quien desde arriba debe estar celebrando por este logro y triunfo. Gracias Nonito, siempre te recordaré.*

*A mi madre, Carmenza Albarracín, cuyo propósito siempre ha sido el hacer de mí un hombre de bien, a partir de valores y principios fundamentales en la vida, y enseñándome que lo que se consigue con esfuerzo y dedicación vale mucho más que cualquier otra cosa.*

*A mi padre, Abelardo Robles, quien es un ejemplo de hombre para mí.*

*A mi familia, gracias a todos por su apoyo y sus buenos deseos.*

*A Natalia, quien siempre ha estado ahí, en las buenas y en las malas, y quien me abrió su corazón para compartir muchos momentos bonitos.*

*A las familias Ángel Delgado y Rivera Delgado, que me acogieron como si fuera un hijo más, en aquellos momentos en que me vi solo y a la deriva.*

*A mi querido compañero de proyecto, Gerzon Fabián Cuta, a quien le deseo los mejores éxitos en su etapa profesional, así me haya hecho enojar más de una vez.*

*A aquellos amigos que de manera desinteresada me brindaron su amistad, con mención especial para Anny Zambrano, Laura García, Iván Vecino, Mario Torres, Andrés Ochoa, Camilo Naranjo, Jhon Wilmer Ángel, José David Rivera, Samuel Arévalo, Robert Padrón, Jorge Archila, Sergio Díaz, Jhon Pabón, Ximena Delgado, Fabián Durán y Sergio Mora. A todos, muchas gracias.*

*Emmanuel Robles Albarracín*

## AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por permitir nuestra formación integral, para la vida y para la sociedad.

Al Ing. César Augusto Pineda Gómez, por entregarnos este reto y acompañarnos durante el desarrollo del mismo, que culmina con grandes logros.

Al MSc. José Carlos Cárdenas Montes, ya que sin su guía, sin sus palabras, sus consejos y su confianza no hubiésemos tenido tan excelentes resultados, tanto académicos como profesionales.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos, a cargo de los Ingenieros MSc. Olga Patricia Ortiz y MSc. Fernando Enrique Calvete, quienes nos permitieron ser parte de ese excelente grupo humano.

Al Grupo de Yacimientos No Convencionales – ECOPEPETROL, en especial a PhD. Dora Patricia Restrepo y al Ing. Juan José Tovar por sus valiosos aportes.

A la MSc. Yessika Pachón, por su orientación en el momento de organizar las ideas para el desarrollo del proyecto.

Mención especial al PhD. Tarek Ahmed, quien también puso su granito de arena.

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DE ESTRATEGIAS TÉCNICAS PARA PRONOSTICAR LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS SHALE\*

**AUTORES:** GERZON FABIÁN CUTA CÁCERES  
EMMANUEL ROBLES ALBARRACÍN\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Pronóstico de producción, Shale Gas, Yacimiento no convencional, Modelado empírico, Curvas de declinación, Modelo analítico.

### DESCRIPCIÓN:

El presente estudio tiene como objetivo realizar una evaluación de metodologías para estimar la producción proveniente de un yacimiento no convencional tipo Gas Shale, a partir de una revisión de los modelos para pronósticos de producción a partir de análisis de curvas de declinación (Modelado empírico), además de modelos de flujo con inclusión de propiedades de fractura hidráulica (Modelado analítico), junto a una ecuación de balance de materia aplicable para yacimientos no convencionales.

Luego, se realizó una selección de estos modelos para la construcción de herramientas computacionales para cada tipo de modelado. Estas herramientas fueron programadas en MS EXCEL, las cuales fueron validadas comparando modelos numéricos encontrados en la literatura que fueron desarrollados en el simulador comercial CMG, obteniendo diferencias en producción acumulada entre sí menores al 5%, concluyendo que la herramienta es lo suficientemente acertada para realizar análisis ingenieriles.

Además, se planteó un análisis de sensibilidad de propiedades petrofísicas, condiciones operacionales y variables características del fracturamiento hidráulico; de donde se pudo concluir que existen parámetros que impactan de manera directa en el cálculo de volúmenes de gas iniciales en yacimiento; y otras que afectan en la capacidad conductiva del medio poroso, así como en el flujo del gas hacia el pozo productor.

Se debe tener en cuenta que las herramientas propuestas buscan ser aplicadas en la industria de los hidrocarburos para determinar la viabilidad económica en etapas tempranas de un proyecto en un yacimiento de Gas Shale.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Ing. César Augusto Pineda, Codirector MSc. José Carlos Cárdenas.

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF TECHNICAL STRATEGIES FOR PRODUCTION ESTIMATION IN SHALE GAS FIELDS.\*

**AUTHORS:** GERZON FABIÁN CUTA CÁCERES  
EMMANUEL ROBLES ALBARRACÍN\*\*

**KEYWORDS:** Production Forecasting, Shale Gas, Unconventional Reservoir, Empirical modeling, Decline curves, Analytical modeling.

### DESCRIPTION:

The present study aims to do an evaluation for unconventional reservoir – shale gas production forecasting methodologies, from a review of production forecasting models that use decline curves analysis (empirical modeling), hydraulically – fractured well flow models (analytical modeling), along with a material balance equation applicable for unconventional reservoirs.

Then, a selection of these models was performed, that leads to build computational tools for each type of modeling. These tools were programmed in MS EXCEL, which were validated by comparing numerical models found in the literature that were developed using numerical simulator known as CMG, obtaining differences lesser than 5% on cumulative gas production, meaning that these are accurate enough for engineering analysis.

Furthermore, a sensitivity analysis of petrophysical properties, operating conditions and characteristics of hydraulic fracture was designed; where it was concluded that there are parameters that impact directly over the initial in situ gas volume calculation, as well as other variables affect the porous-media conductivity, and others one that control the gas flow through the rock towards the producing well.

It should be considered that these computational tools can be applied on the oil and gas industry for evaluating the economic viability in early stages of a shale-gas field project.

---

\* Undergraduated Project.

\*\* Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director Ing. César Augusto Pineda, Codirector M. Sc. José Carlos Cárdenas.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	17
1. SHALE GAS .....	20
1.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA .....	20
1.2 DISPONIBILIDAD DE RECURSOS .....	24
1.2.1 Yacimientos comerciales .....	25
1.2.2 Proyeccion internacional.....	25
1.2.3 Plays en colombia .....	35
1.3 MECANISMOS DE FLUJO .....	39
1.3.1 Desorción .....	40
1.3.2 Difusión .....	41
1.4 DESARROLLO DEL SHALE GAS .....	42
1.4.1 Perforación horizontal.....	43
1.4.2 Fracturamiento hidráulico .....	46
2. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN .....	53
2.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO.....	55
2.2 CURVAS DE DECLINACIÓN .....	55
2.2.1 Arps Decline Model.....	56
2.2.2 Power Law Exponential Decline Model (PLE) .....	57
2.2.3 Stretched Exponential Decline Model (SEPD).....	57
2.2.4 Doung Model .....	58
2.3 MODELOS ANALITICOS.....	59
2.3.1 Modelo para pozos verticales .....	59
2.3.2 Modelo para pozos horizontales .....	60

2.3.3 Ecuaciones de balance de materia .....	62
2.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA .....	66
3. EVALUACION Y ANALISIS DE RESULTADOS .....	70
3.1 METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	70
3.2 CASOS DE ANÁLISIS .....	71
3.2.1 Caso Barnett Shale.....	71
3.2.2 Caso Marcellus Shale.....	76
4. ANALISIS DE SENSIBILIDAD .....	81
4.1 SENSIBILIDAD MODELO POZO HORIZONTAL.....	81
4.2 SENSIBILIDAD MODELO POZO VERTICAL .....	87
5. CONCLUSIONES .....	92
6. RECOMENDACIONES.....	93
BIBLIOGRAFIA.....	94

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Foliación y porosidad - vistas macro y micro de una formación shale .....	20
Figura 2. Proporciones de carbono, hidrogeno y oxígeno para la determinación del tipo de kerogeno .....	22
Figura 3. LOM Vs RO .....	23
Figura 4. Cuencas Shale a nivel mundial.....	25
Figura 5. Evaluacion de Shale gas a nivel de cuencas y formaciones C.....	28
Figura 6. Seis pleys claves en el incremento de la producción de gas natural .....	29
Figura 7. Incremento en la producción de gas natural en los EE.UU .....	31
Figura 8. Reservas recuperables de shale a nivel mundial .....	32
Figura 9. Crecimiento del consumo de gas natural 2013 .....	36
Figura 10. PRODUCCIÓN Vs CONSUMO de gas natural .....	36
Figura 11. Cuencas prospectivas en el norte se Sur America.....	37
Figura 12. Mecanismo de flujo de gas adsorbido y gas libre.....	40
Figura 13. Desorción de gas.....	41
Figura 14. Isotermas de Langmuir .....	41
Figura 15. Difusión del gas .....	42
Figura 16. Perforación horizontal .....	43
Figura 17. Perforación horizontal .....	44
Figura 18. Completamiento a hueco abierto .....	45
Figura 19. Completamiento con liner ranurado .....	45
Figura 20. Completamiento con aislante parcial del liner .....	45
Figura 21. Tubería de cañoneo.....	46
Figura 22. Fracturas hidráulicas.....	47
Figura 23. Flujo de fluidos a través de fracturas .....	48
Figura 24. Composición de un fluido de fractura.....	49
Figura 25. Conductividad Vs Esfuerzo de cierre .....	50
Figura 26. Orientación y esquema de la fractura horizontal .....	52
Figura 27. Orientación y esquema de la fractura vertical .....	52
Figura 28. Ejemplos de yacimientos y casos de pozos. ....	53

Figura 29. Técnicas de Pronóstico de Producción .....	54
Figura 30. Grid Localmente inado .....	67
Figura 31. Comparacion tamaño de grip .....	68
Figura 32. Curvas de Producción Modelos propuestos .....	69
Figura 33. Resultados Caso Barnett .....	72
Figura 34. Curvas de producción acumulada .....	75
Figura 35. Comparación Caso Marcellus .....	77
Figura 36. Producción Acumulada – Marcellus Shale .....	80
Figura 37. Gas rate y producción acumulada caso base (modelo horizontal) .....	82
Figura 38. Sensibilidad del modelo a la presión .....	82
Figura 39. Sensibilidad del modelo a la temperatura .....	83
Figura 40. Sensibilidad del modelo al variar etapa de fractura y longitud de fractura .....	84
Figura 41. Analisis de sensibilidad del modelo horizontal .....	86
Figura 42. Tasa y producción acumulada caso base – Modelo vertical .....	87
Figura 43. Sensibilidad del modelo al variar presion y temperatura .....	88
Figura 44. Sensibilidad del modelo al variar Pwf y ancho de fractura .....	89
Figura 45. Analisis de sensibilidad - Modelo vertical .....	91

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de la materia orgánica dependiendo del RO .....	23
Tabla 2. Clasificación de la materia orgánica dependiendo del TOC .....	24
Tabla 3. Evaluación de Shale gas a nivel de cuencas y formaciones A .....	26
Tabla 4. Evaluación de Shale gas a nivel de cuencas y formaciones B .....	27
Tabla 5. Reservas restantes y recursos no desarrollados de shale gas en EE.UU .....	30
Tabla 6. Incremento de la producción de gas en los diferentes plays de EE.UU.....	31
Tabla 7. Shale técnicamente recuperable en los países suramericanos .....	33
Tabla 8. Comparación de 2011 y 2013 en la estimación de reservas de shale gas EIA/ARI.....	34
Tabla 9. Top 10 con los países con mayores reservas del mundo .....	35
Tabla 10. Estratigrafía de la columna de roca .....	38
Tabla 11. Propiedades y recursos de yacimientos no convencionales shale gas.....	39
Tabla 12. Datos Caso Barnett.....	71
Tabla 13. Desviación Caso Barnett.....	73
Tabla 14. Desviación del ajuste y gas acumulado – Barnett Shale .....	74
Tabla 15. Datos Caso Marcellus .....	76
Tabla 16. Desviación Caso Marcellus Shale .....	78
Tabla 17. Desviación del ajuste y gas acumulado – Marcellus Shale.....	78
Tabla 18. Datos de ingreso al modelo horizontal .....	81
Tabla 19. Datos obtenidos de la sensibilidad de las variables – Modelo horizontal.....	85
Tabla 20. Datos de ingreso del modelo vertical .....	87
Tabla 21. Datos obtenidos de la sensibilidad de las variables - Modelo vertical.....	90

## NOMENCLATURA

$\gamma_g$	Gravedad específica del gas	Adimensional
$a$	Constante de los modelos Duong o LGM	Adimensional
$b$	Constante de declinación de Arps	Adimensional
$B_g$	Factor volumétrico de Formación del gas	ft <sup>3</sup> / SCF
$c_g$	Compresibilidad del gas	psi <sup>-1</sup>
$c_t$	Compresibilidad total del sistema	psi <sup>-1</sup>
$D$	Tasa de declinación	Día <sup>-1</sup>
$F_{CD}$	Conductividad adimensional de fractura	Adimensional
$G$	Gas inicial in situ	SCF
$G_p$	Gas producido acumulado	SCF
$K$	Permeabilidad de matriz	md
$K$	Factor de capacidad de carga del modelo LGM	MMSCF
$k_f$	Permeabilidad de fractura	md
$L_w$	Longitud del pozo horizontal	md
$n$	Exponente tiempo o exponente hiperbólico	Adimensional
$P_i$	Presión inicial	psi
$P_{pc}$	Presión pseudocrítica	psi
$P_{pr}$	Presión pseudoreducida	adimensional
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyendo	psi
$q_g$	Tasa de producción de gas	MSCFD
$q_o$	Tasa de producción de aceite	BPD
$r_w$	Radio del pozo	ft
$S$	Daño del pozo	adimensional
$S_g$	Saturación de gas	Adimensional
$S_w$	Saturación de agua	fracción
$t$	Tiempo	días
$t(a,m)$	Función tiempo de Duong	día
$T$	temperatura	°R
$T_{pc}$	Temperatura pseudocrítica	psi
$T_{pr}$	Temperatura pseudocrítica	Adimensional
$w_F$	Ancho de fractura	ft
$Z$	Factor de desviación del gas	Adimensional

## INTRODUCCIÓN

El agotamiento de recursos fósiles convencionales y la creciente demanda por fuentes adicionales para suplir necesidades energéticas que disminuyeran la dependencia de fuentes externas; fueron las principales motivaciones para incursionar en la exploración y explotación comercial de yacimientos de shale gas en los EE.UU, principal mercado y consumidor de hidrocarburos a nivel mundial. El éxito alcanzado durante la última está impulsando ahora a otras regiones a conocer y desarrollar su potencial. Colombia, mediante un estudio reciente elaborado por la ANH<sup>1</sup> ha estimado en promedio recursos del orden de 78 TCF sin embargo la cantidad recuperable de estos yacimientos es del orden de 19 TCF, suficientes para aumentar su portafolio de recursos hidrocarburos por 14.5 años teniendo en cuenta que Colombia produce diariamente 1.1 MMSCF<sup>2</sup> por día, por lo que ha iniciado trabajos para caracterizar en mayor detalle estos yacimientos e iniciar explotaciones comerciales durante la siguiente década.

Para desarrollar comercialmente estos yacimientos, es necesario emplear tecnologías avanzadas de perforación como es el caso de los pozos horizontales y de estimulación como el fracturamiento hidráulico; necesarias para aumentar el área de contacto y de flujo entre la formación y el sistema de producción. Las características geológicas de estos yacimientos como porosidad, permeabilidad, TOC, exigen la implementación de estas tecnologías para generar canales adicionales de flujo que faciliten su desplazamiento desde el medio poroso a las tasas necesarias para hacer factible su explotación comercial.

La habilidad de predecir y proyectar su comportamiento de producción a través del tiempo, según el arreglo que se pueda establecer para su explotación, representa una de las actividades de ingeniería de mayor importancia para viabilizar su

---

<sup>1</sup> Universidad Nacional de Colombia, ANH. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. 2012.

<sup>2</sup> BP, Statistical review of world energy full report, 2012.

desarrollo. Múltiples estudios se han planteado en la literatura para este fin. La mayor parte de ellos se encuentran asociados a características de los ambientes geológicos en regiones de EEUU donde se cuenta con historiales de producción amplios para estudiar y ajustar su comportamiento.

El objetivo de este trabajo es estudiar cada uno de estos modelos, observar el comportamiento de los caudales de producción variando parámetros físicos de la roca y posibles configuraciones de producción, para identificar estrategias de referencia que puedan emplearse posteriormente para diseñar y proyectar el comportamiento de proyectos en Colombia.

Los resultados obtenidos en este estudio contribuirán al desarrollo de yacimientos de esta naturaleza en nuestro país, permitiendo elaborar pronósticos de producción previos a su explotación.

## 1. SHALE GAS

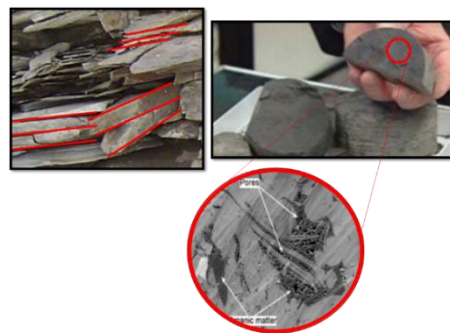
### 1.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA

El gas de lutitas (shale gas), es uno de los productos provenientes de yacimientos no convencionales que han tomado gran importancia en la actualidad, debido al aumento significativo de la demanda energética proporcionado por el gas natural.

Este se denomina al gas natural encontrado en yacimientos compuestos principalmente por rocas de baja permeabilidad cuyo contenido de materia orgánica es fragmentada, efecto causado por diferentes condiciones de presión y temperatura. En términos químicos, es un gas seco que contiene 90% o más de metano (CH<sub>4</sub>).

Las lutitas se puede definir como una roca sedimentaria de grano fino, que fueron generadas por la consolidación de limo o lodo, arcillas, la cual puede romperse fácilmente en delgadas capas paralelas, o también denominada “laja”. La concentración de arcilla en este tipo de roca varía del 15 -100% y posee minerales como cuarzo, carbonatos y feldespatos en diferentes proporciones, además posee una composición química variable.

**Figura 1.** Foliación y porosidad - vistas macro y micro de una formación shale



**Fuente:** Modificado de (Glorioso & Rattia, 2012)

En la **Figura 1** se observa características físicas como la foliación en una vista macro y algunos poros en la vista micro de una roca shale, la porosidad y permeabilidad reflejan la facilidad de la roca para almacenar y permitir fluir fluidos dentro de ella, tales como líquidos y gases. Por su parte, las shale poseen tamaño de grano muy pequeño, dando lugar a espacios intersticiales demasiado minúsculos, donde los fluidos contenidos en este tipo de rocas presentan dificultad en permanecer y fluir a través de ella. Debido a estas características son consideradas rocas sellantes o trampas para gas, petróleo y agua.

Al ser de grano muy fino, exhiben una permeabilidad en la matriz muy baja, por lo cual requiere de un fracturamiento que proporcione una mejor permeabilidad para aumentar la capacidad de flujo del gas.

Algunas características físicas que poseen mayor importancia en el momento de realizar estudios de factibilidad de la explotación del shale gas son las siguientes:

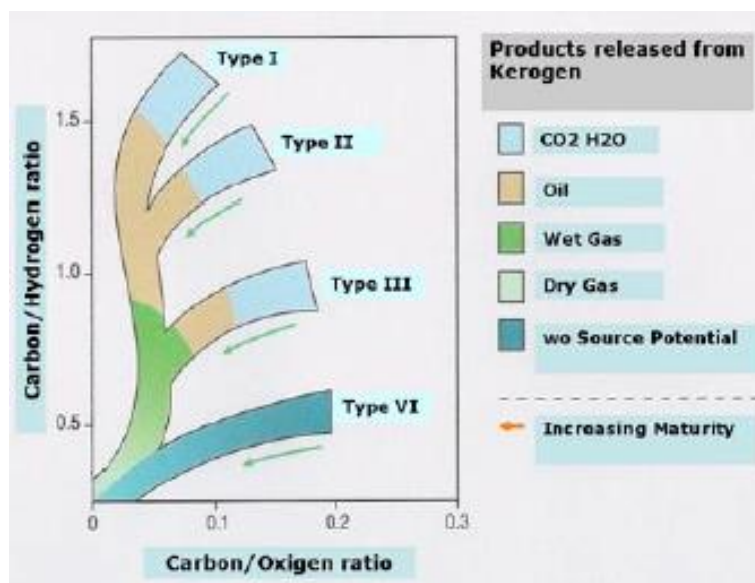
- ✓ Contenido de materia orgánica (TOC).
- ✓ Maduración térmica del kerogeno.
- ✓ Tipo de gas generado y almacenado.
- ✓ Permeabilidad de a roca.

Con el fin de establecer el potencial que posea la roca para generar hidrocarburos es necesario conocer la procedencia del kerogeno generado por la materia orgánica, para ello es necesario determinar cuáles son los rangos óptimos para que el proyecto sea económicamente viables, a continuación se definirán y se mostraran las condiciones (Alarcon Martinez & Bocanegra Chaparro, 2013).

El TOC o carbono orgánico total, es el resultado de la conservación de la materia orgánica dentro de la roca sedimentaria, sometida a la degradación química y bacteriana, que sujeto a cambios de presión y temperatura, y a grandes tiempos de enterramiento en ambiente anaeróbico, esta maduración es la responsable de la generación gas, crudo, bitumen, pirobitumen y carbón.

La madures térmica es un elemento crítico en el shale gas termogénico proceso que reduce el kerogeno, generando un aumento gradual de maduración en la **Figura 2** se muestra el cambio de diferentes tipos de kerogeno al aumentar la madures, para generar gas, aceite y carbón.

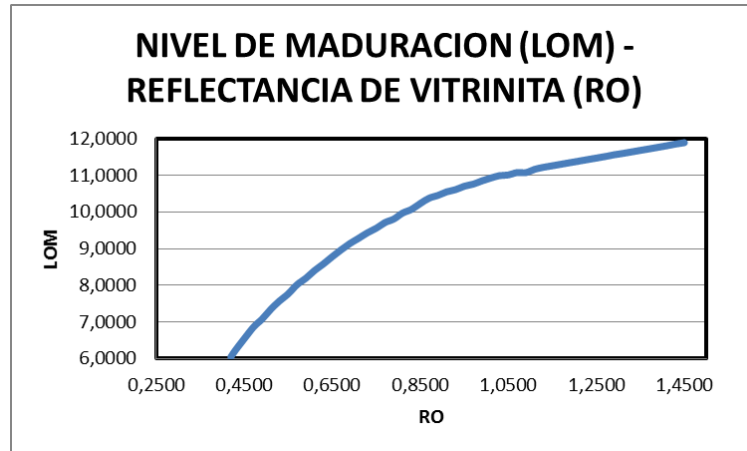
**Figura 2.** Proporciones de carbono, hidrogeno y oxígeno para la determinación del tipo de kerogeno



Fuente: (Glorioso & Rattia, 2012)

La maduración térmica es un indicador del potencial de un yacimiento para generar hidrocarburos, sin embargo hay una relación entre el nivel de maduración y reflectancia de vitrinita este último es un factor clave, que puede ser calculado de manera simple con pruebas de laboratorio. Esto se muestra en la **Figura 3**.

**Figura 3. LOM Vs RO**



**Fuente:** Modificado de (Glorioso & Rattia, 2012)

Las **Tabla 1** y **Tabla 2** muestran que tan bueno o malo es un yacimiento por su contenido de materia orgánica, o que tan inmaduro por el valor de la reflectancia de vitrinita esto con el fin de determinar si es gas o aceite el que se encuentra atrapado en los espacios vacíos de la roca.

**Tabla 1.** Clasificación de la materia orgánica dependiendo del RO

Maduración Termica	RO
Inmaduro	<0,6%
Aceite	0,6 - 1,1 %
Gas humedo	1,1 - 1,4 %
Gas seco	1,4 - 3,2 %
Destrucción del gas	> 3,2 %

**Fuente:** (Glorioso & Rattia, 2012)

**Tabla 2.** Clasificación de la materia orgánica dependiendo del TOC

Quality	TOC W%
Malo	< 0,5
Regular	0,5 a 1
Bueno	1 a 2
Muy Bueno	2 a 4
Excelente	> 4

**Fuente:** (Glorioso & Rattia, 2012)

De acuerdo con lo anterior, es fácil deducir que para poder producir este tipo de hidrocarburos se requiere de técnicas diferentes a las empleadas en la producción de yacimientos convencionales y que además suponen un esfuerzo económico adicional por parte del productor, lo cual da como resultado el hecho de que su producción a gran escala en el mundo no esté muy desarrollada aun.

## 1.2 DISPONIBILIDAD DE RECURSOS

En la actualidad no cabe duda de la abundante disponibilidad de recursos no convencionales shale gas (gas de lutita) en el mundo, la experiencia adquirida por norte América en la extracción de recursos y aprovechando el conocimiento de la geología del esquisto de este país ha facilitado el desarrollo del gas natural en diversos países a nivel mundial, que poseen gran potencial en este tipo de yacimientos<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> <http://latam.world-shale.com/sobre-cwc-group/centro-de-descargas/>

### 1.2.1 Yacimientos comerciales.

Figura 4. Cuencas Shale a nivel mundial



Fuente: (EIA, 2013)

**Tabla 3.** Evaluación de Shale gas a nivel de cuencas y formaciones A

Continent	Region	Basin	Formation	Risked Gas In-Place (Tcf)	Technically Recoverable (Tcf)	
South America	Colombia	Middle Magdalena Valley	La Luna/Tablazo	135	18	
		Llanos	Gacheta	18	2	
	Colombia/Venezuela	Maracaibo Basin	La Luna/Capacho	970	202	
	Argentina	Neuquen	Los Molles		982	275
			Vaca Muerta		1,202	308
		San Jorge Basin	Aguada Bandera	254	51	
		Austral-Magallanes Basin	Pozo D-129		184	35
			L. Inoceramus-Magnas Verdes		605	129
	Brazil	Parana Basin	Ponta Grossa	16	3	
		Parana Basin	Ponta Grossa	450	80	
		Solimoes Basin	Jandiatuba	323	65	
	Paraguay	Parana Basin	Barreirinha	507	100	
			Ponta Grossa	46	8	
Uruguay		Cordobes	13	2		
Paraguay/Bolivia	Chaco Basin	Los Monos	457	103		
Chile	Austral-Magallanes Basin	Estratos con Favrella	228	48		
Eastern Europe	Poland	Baltic Basin/Warsaw Trough	Llandovery	532	105	
		Lublin	Llandovery	46	9	
		Podlasie	Llandovery	54	10	
		Fore Sudetic	Carboniferous	107	21	
	Lithuania/Kaliningrad	Baltic Basin	Llandovery	24	2	
	Russia	West Siberian Central	Bazhenov Central	1,196	144	
		West Siberian North	Bazhenov North	725	141	
	Ukraine	Carpathian Foreland Basin	L. Silurian	362	72	
		Dniepr-Donets	L. Carboniferous	312	78	
	Ukraine/Romania	Moesian Platform	L. Silurian	48	10	
Romania/Bulgaria	Etropole		148	37		
Western Europe	UK	N. UK Carboniferous Shale Region	Carboniferous Shale	126	25	
		S. UK Jurassic Shale Region	Lias Shale	8	1	
	Spain	Cantabrian	Jurassic	42	8	
			Lias Shale	24	2	
	France	Paris Basin	Pemian-Carboniferous	666	127	
		Southeast Basin	Lias Shale	37	7	
	Germany	Lower Saxony	Posidonia	78	17	
			Wealden	2	0	
			Epen	94	15	
	Netherlands	West Netherlands Basin	Gevenk Member	51	10	
			Posidonia	7	1	
Sweden	Scandinavia Region	Alum Shale - Sweden	49	10		
Denmark		Alum Shale - Denmark	159	32		

Fuente: (EIA, 2013)

**Tabla 4.** Evaluacion de Shale gas a nivel de cuencas y formaciones B

Continent	Region	Basin	Formation	Risked Gas In-Place (Tcf)	Technically Recoverable (Tcf)
North America	Canada	Horn River	Muskwa/Otter Park	376	94
			Eve/Klua	154	39
		Cordova	Muskwa/Otter Park	81	20
		Liard	Lower Besa River	526	158
		Deep Basin	Doig Phosphate	101	25
		Alberta Basin	Banff/Exshaw	5	0
		East and West Shale Basin	Duvernay	483	113
		Deep Basin	North Nordegg	72	13
		NW Alberta Area	Muskwa	142	31
		Southern Alberta Basin	Colorado Group	286	43
		Williston Basin	Bakken	16	2
		Appalachian Fold Belt	Utica	155	31
		Windsor Basin	Horton Bluff	17	3
	Mexico	Burgos	Eagle Ford Shale	1,222	343
			Tithonian Shales	202	50
		Sabinas	Eagle Ford Shale	501	100
			Tithonian La Casita	118	24
		Tampico	Pimienta	151	23
		Tuxpan	Tamaulipas	9	1
			Pimienta	10	1
Veracruz	Maltrata	21	3		
Australia	Australia	Cooper	Roseneath-Epsilon-Murteree (Nappamerri)	307	89
			Roseneath-Epsilon-Murteree (Patchawarra)	17	4
			Roseneath-Epsilon-Murteree (Tenappera)	1	0
		Maryborough	Goodwood/Cherwell Mudstone	64	19
		Perth	Carynginia	124	25
			Kockatea	44	8
		Canning	Goldwyer	1,227	235
		Georgina	L. Arthur Shale (Dulcie Trough)	41	8
			L. Arthur Shale (Toko Trough)	27	5
		Beetaloo	M. Velkerri Shale	94	22
L. Kyalla Shale	100		22		

Fuente: (EIA, 2013)

**Figura 5.** Evaluación de Shale gas a nivel de cuencas y formaciones C

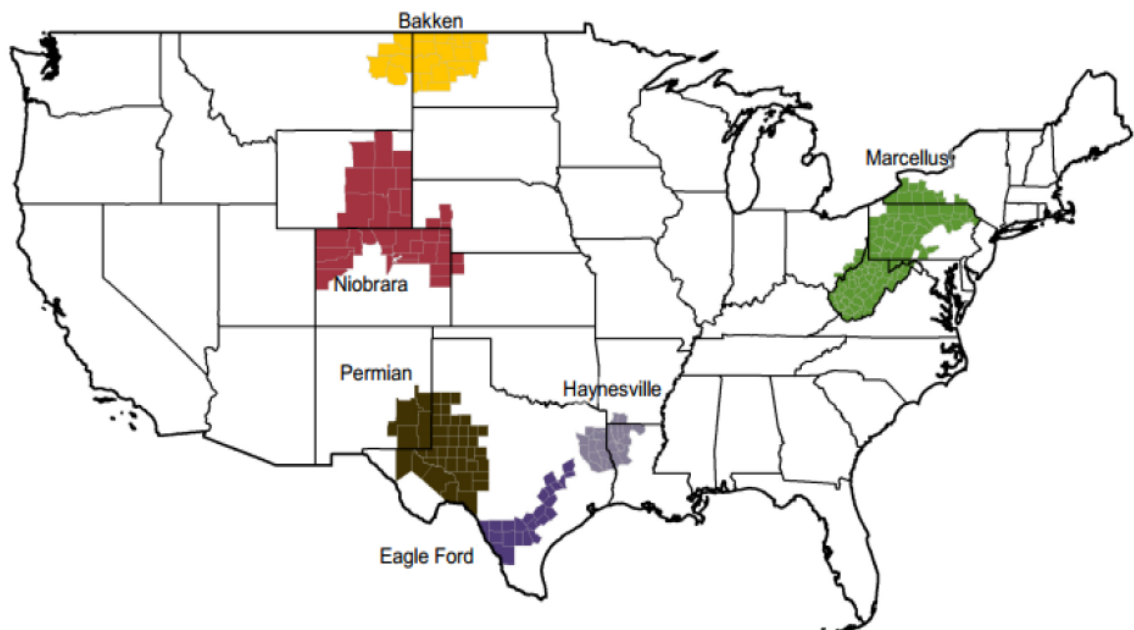
Continent	Region	Basin	Formation	Risked Gas In-Place (Tcf)	Technically Recoverable (Tcf)
Africa	Morocco	Tindouf	L. Silurian	75	17
		Tadla	L. Silurian	20	3
	Algeria	Ghadames/Berkine	Frasnian	496	106
			Tannezuft	731	176
		Illizi	Tannezuft	304	56
		Mouydir	Tannezuft	48	10
		Ahnet	Frasnian	50	9
			Tannezuft	256	51
		Timimoun	Frasnian	467	93
			Tannezuft	295	59
		Reggane	Frasnian	94	16
	Tannezuft		542	105	
	Tunisia	Tindouf	Tannezuft	135	26
		Ghadames	Tannezuft	45	11
			Frasnian	69	12
	Libya	Ghadames	Tannezuft	240	42
			Frasnian	36	5
		Sirte	Sirte/Rachmat Fms	350	28
			Etel Fm	298	45
	Egypt	Murzuq	Tannezuft	19	2
		Shoushan/Matruh	Khatatba	151	30
		Abu Gharadiq	Khatatba	326	65
		Alamein	Khatatba	17	1
Natrun		Khatatba	42	3	
South Africa	Karoo Basin	Prince Albert	385	96	
		Whitehill	845	211	
		Collingham	328	82	

Fuente: (EIA, 2013)

Estados Unidos ha experimentado un gran aumento en sus reservas y producción de gas natural a nacionales gracias a 6 plays que representan prácticamente en 90% de este incremento, la declinación de la producción característica de estos yacimientos están siendo compensadas rápidamente por el aumento de la producción de nuevos pozos, la cuenca que representa mayor aporte a este aumento es Marcellus con un 75% del incremento de la producción de gas del país. Este bum ha sido notorio en los dos últimos años (Sieminski, 2014).

A continuación presentare los seis plays más importantes de los estados unidos.

**Figura 6.** Seis plays claves en el incremento de la producción de gas natural



**Fuente:** (Sieminski, 2014)

Los recursos de shale y su producción se encuentran distribuidos por toda la región de los Estados Unidos, la EIA se centra en el área más prolifera del país, esta región alberga el 95% de las reservas de gas del país, a continuación se

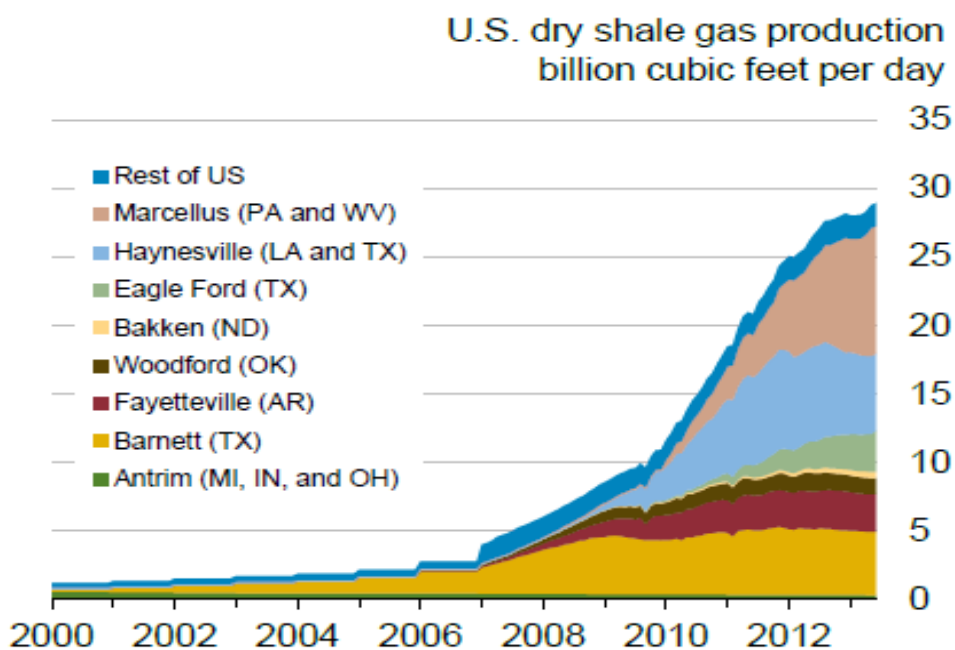
presentaran las reservas recuperables de las cuencas más importantes del país ((EIA), 2014) .

**Tabla 5.** Reservas restantes y recursos no desarrollados de shale gas en EE.UU

	Shale Gas Resources	
	Distinct Plays (#)	Remaining Reserves and Undeveloped Resources (Tcf)
<b>1. Northeast</b>		
▪ Marcellus	8	369
▪ Utica	3	111
▪ Other	3	29
<b>2. Southeast</b>		
▪ Haynesville	4	161
▪ Bossier	2	57
▪ Fayetteville	4	48
<b>3. Mid-Continent</b>		
▪ Woodford*	9	77
▪ Antrim	1	5
▪ New Albany	1	2
<b>4. Texas</b>		
▪ Eagle Ford	6	119
▪ Barnett**	5	72
▪ Permian***	9	34
<b>5. Rockies/Great Plains</b>		
▪ Niobrara****	8	57
▪ Lewis	1	1
▪ Bakken/Three Forks	6	19
<b>TOTAL</b>	<b>70</b>	<b>1161</b>

Fuente: (EIA, 2013)

**Figura 7.** Incremento en la producción de gas natural en los EE.UU



Fuente: (Sieminski, 2014)

**Tabla 6.** Incremento de la producción de gas en los diferentes plays de EE.UU

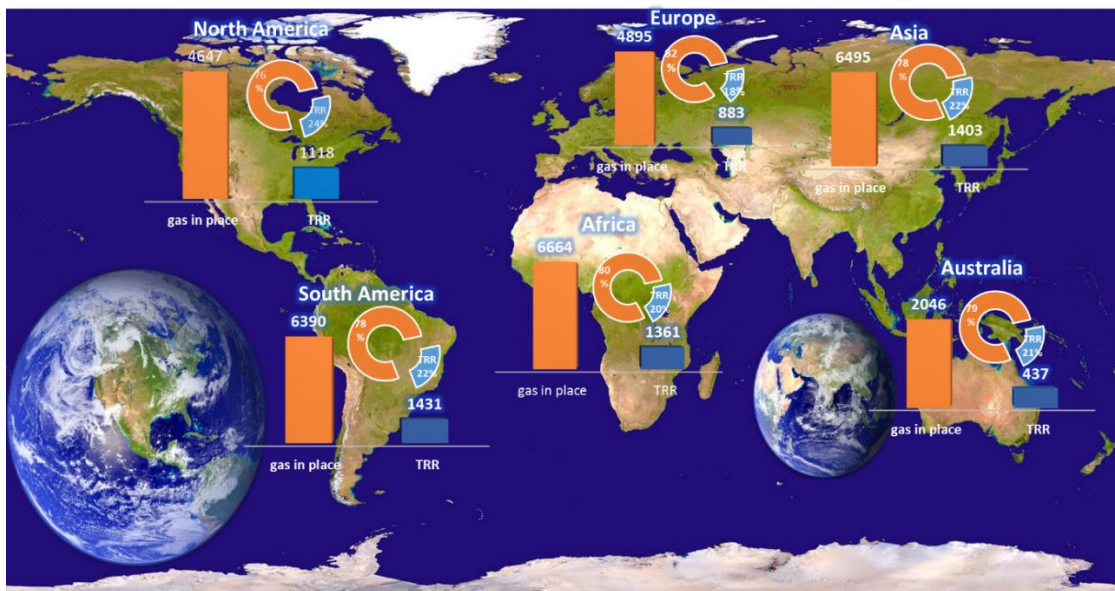
Region	million cubic feet/day		change
	October 2014	November 2014	
Bakken	1,432	1,462	30
Eagle Ford	6,938	7,040	102
Haynesville	6,730	6,797	67
Marcellus	15,828	16,045	217
Niobrara	4,499	4,559	60
Permian	5,779	5,841	62
Utica	1,459	1,534	75
<b>Total</b>	<b>42,665</b>	<b>43,278</b>	<b>613</b>

Fuente: (EIA, 2014)

**1.2.2 Proyección internacional.** De acuerdo con las características físicas de estos yacimientos, es fácil deducir que para poder producir este tipo de hidrocarburos se requiere de técnicas diferentes a las empleadas en la producción de yacimientos convencionales y que además suponen un esfuerzo económico adicional por parte del productor, lo cual da como resultado el hecho de que su producción a gran escala en el mundo no esté muy desarrollada aún.

Sin embargo los yacimientos explotados en estados unidos (US) han mostrado que pueden cambiar la perspectiva económica de un país, en este caso pasar de ser importador a exportador de gas natural. En la **Figura 8** se muestra las reservas in place y las reservas que son técnicamente recuperable de shale gas en el mundo.

**Figura 8.** Reservas recuperables de shale a nivel mundial



Fuente: (EIA, 2014), editado y graficado por el autor

Las reservas mundiales de shale gas son alrededor de 35,782 TCF, sin embargo las reservas recuperables son de solo 7,795 TCF, quiere decir que solo el 22% de

las reservas totales poden ser producidas (EIA/ARI, 2013). Este valor puede cambiar dependiendo de la complejidad del yacimiento para ser explotado en el caso de los paisas que hacen parte de la cuantificación de reservas en sur américa varia de 13 al 25 % datos mostrados en la **Tabla 7**.

**Tabla 7.** Shale tecnicamnete recuperable en los paisas suramericanos

PAIS	% Recuperable de shale gas
<b>Colombia</b>	13,07
<b>Venezuela</b>	20,82
<b>Argentina</b>	24,70
<b>Bolivia/Paraguay</b>	22,54
<b>Brazil</b>	19,14
<b>Chile</b>	21,05
<b>Uruguay</b>	16,95

**Fuente:** (EIA/ARI, 2013)

No todas las cuencas a nivel mundial categorizadas como shale play, poseen las características físicas en tamaño, porosidad, permeabilidad, TOC, RO y profundidad para considerarse técnicamente comerciales.

El conocer más a fondo las características y el comportamiento de los fluidos dentro del medio poroso facilita la estimación correcta de reservas. Las 137 formaciones del shale distribuidas aproximadamente en 95 cuencas que están distribuidas en 41 países en el mundo (EIA, 2013).

Las reservas de shale gas cuantificadas en el 2013 superan en 10% a las estimadas en el 2011, esto debido a nuevos pozos perforados y hallazgo de cuencas con potencial de comercialización.

De acuerdo con lo anterior este aumento se debe al desconocimiento de algunas propiedades, por optimización de las mismas **Tabla 8**.

**Tabla 8.** Comparacion de 2011 y 2013 en la estimacion de reservas de shale gas EIA/ARI

	Risky, Technically Recoverable Shale Gas Resources (Tcf)		Discussion
	April 2011 Report	May 2013 Report	
<b>1. North America</b>			
• Canada	388	573	7 basins vs. 12 basins.
• Mexico	681	545	Better data on areal extent.
<b>2. South America</b>			
• Argentina	774	802	Improved dry and wet gas areal definitions.
• Brazil	226	245	New dedicated chapter.
• Venezuela	11	167	Included associated gas; better data.
<b>3. Europe</b>			
• Poland	187	148	Higher TOC criterion, better data on Ro.
• France	180	137	Better data on SE Basin in France.
• Norway	83	0	Eliminated speculative area for Alum Shale.
• Ukraine	42	128	Added major basin in Ukraine.
• Russia	-	285	New dedicated chapter.
<b>4. Africa</b>			
• Algeria	230	707	1 basin vs. 7 basins.
• Libya	290	122	Higher TOC criterion; moved area to oil.
• South Africa	485	390	Reduced area due to igneous intrusions.
• Egypt	-	100	New dedicated chapter.
<b>5. Asia</b>			
• China	1,225	1,115	Better data; higher TOC criterion.
• India/Pakistan	114	201	Expanded assessment for Pakistan.

**Fuente:** (EIA, 2013)

Es importante distinguir entre un recurso técnicamente recuperables y recursos económicamente recuperables, el primero mencionado son aquellos en el cual un porcentaje de su volumen puede ser extraído con la tecnología actual, independientemente de los precios de gas y de los costos de producción, los

recursos económicamente recuperable son aquellos que se pueden producir de manera rentable con las condiciones actuales de mercado.

La recuperación económica de recursos de petróleo y gas depende de tres factores:

- ✓ Costos de perforación.
- ✓ Completamiento de pozos, Producción de gas/petróleo durante la vida útil del mismo.
- ✓ Precio del hidrocarburo actual.

A continuación se presentaran top 10 recursos técnicamente recuperables en el mundo, el país que lidera esta competencia es China con un total de 1115 TCF y finaliza con Brasil con 245 TCF de gas, este ranking suma el 79% de las reservas del mundo con 5764 TCF.

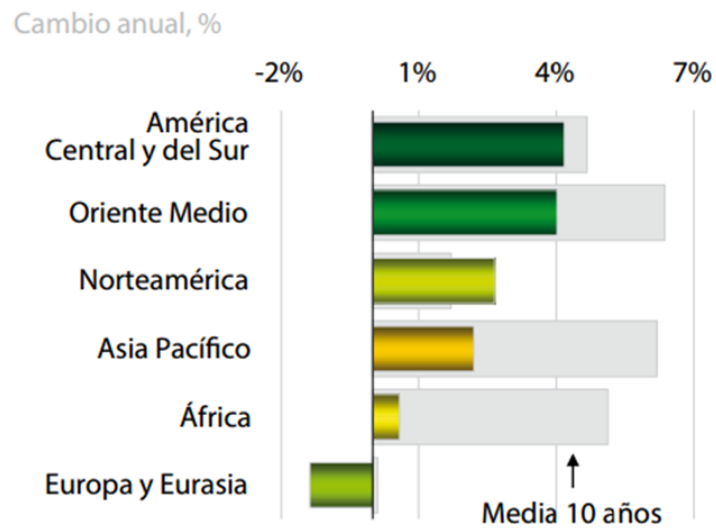
**Tabla 9.** Top 10 con los países con mayores reservas del mundo

Rank	Country	Shale gas (trillion cubic feet)	
1	China	1,115	
2	Argentina	802	
3	Algeria	707	
4	U.S. <sup>1</sup>	665	(1,161)
5	Canada	573	
6	Mexico	545	
7	Australia	437	
8	South Africa	390	
9	Russia	285	
10	Brazil	245	
	World Total	7,299	(7,795)

Fuente: (EIA, 2013)

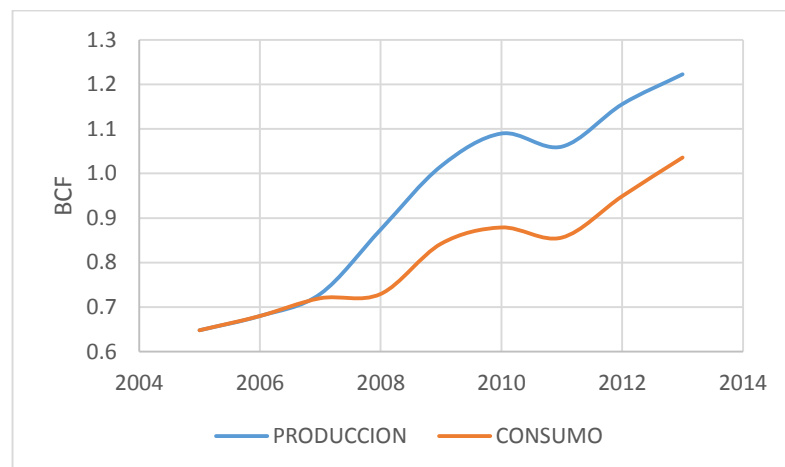
### 1.2.3 Plays en Colombia.

**Figura 9.** Crecimiento del consumo de gas natural 2013



Fuente: (BP, 2013)

**Figura 10.** PRODUCCIÓN Vs CONSUMO de gas natural



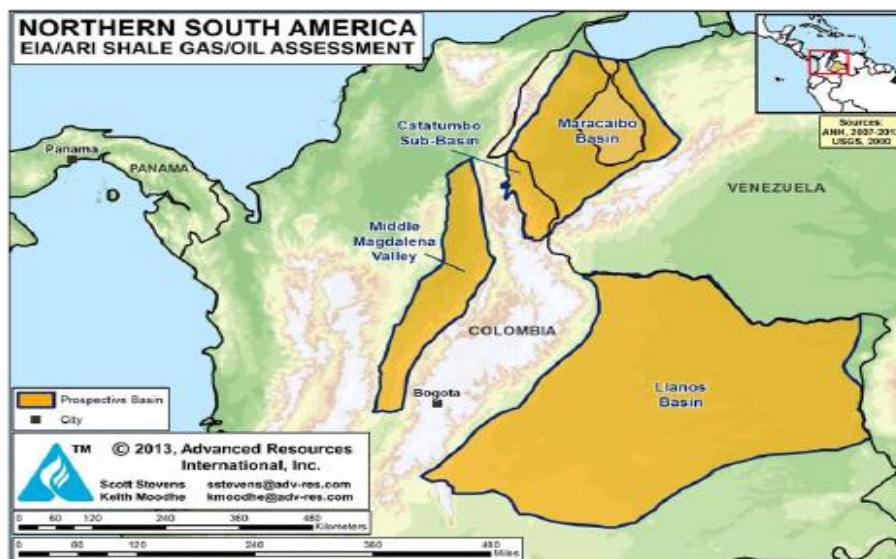
Fuente: (BP, 2013)

El aumento del consumo de gas natural en Latinoamérica es mayor a 4%, sin embargo en Colombia el aumento del consumo de este combustible fósil no es tan pronunciado para el 2013, pero otro factor que se observa es la producción del

país que muestra una tendencia mucho más estable, ya que no se han realizado nuevos descubrimientos y por lo tanto no se ha incrementado la producción ni las reservas **Figura 10**.

Colombia es considerado como el séptimo país con mayor reserva de gas natural<sup>4</sup>; en sur América se cuantifican 222 TCF de gas técnicamente recuperable donde el 25% del valor total corresponden a las reservas del país valor estimado en 55 TCF. Distribuidos en tres cuencas: Valle medio del Magdalena, llanos Orientales y Catatumbo; de origen marino cuyos sedimentos fueron depositados en el periodo Cretácico.

**Figura 11.** Cuencas prospectivas en el norte se Sur America



**Fuente:** (EIA, 2013)

Las formaciones Shale del cretácico, ricos en contenido de materia orgánica (la luna, capacho, y gacheta), producen la mayor parte de los hidrocarburos convencionales en Colombia y el oeste de Venezuela, y su edad geológica es similar a los yacimientos de shale Eagle Ford y Niobrara en EE.UU.

<sup>4</sup> (Alarcon Martinez & Bocanegra Chaparro, 2013)

Las grandes compañías han iniciado estudios en diversos bloques otorgados por la ANH, para la exploración de yacimientos no convencionales (Shale Gas), por ello Colombia prevé que este tipo de recursos tomaran cada vez más importancia en la perspectiva energética y económica del país.

En la **Tabla 10** se presenta la distribución de las formaciones en las cuencas anteriormente mencionadas, teniendo en cuenta si cumplen con las características físicas para ser considerados como convencionales o no convencionales; caracterización hecha por la ANH después de numerosos estudios técnicos para evaluar el potencial de las 23 cuencas sedimentarias identificadas en el subsuelo colombiano.

**Tabla 10.** Estratigrafía de la columna de roca

		COLOMBIA & VENEZUELA BASINS			
		BASIN	MID MAGDALENA VALLEY	MARACAIBO-CATATUMBO	LLANOS
ERA	PERIOD	EPOCH	F O R M A T I O N		
CENOZOIC	QUATERNARY	Pleistocene	Alluvium	Alluvium	Neosidad
		Pliocene	Mesa	Guayabo	Guayabo
	TERTIARY	Miocene	Real	Leon	Leon
		Oligocene	Colorado	Carbonera	Carbonera
			Mugrosa		
			Esmeraldas		
		Eocene	La Paz	Mirador	Mirador
		Paleocene	Lisama	Los Cuervos	Los Cuervos
	Barco			Barco	
	MESOZOIC	CRETACEOUS	Upper	Umir	Mito Juan
La Luna				Colon	Gacheta
Simiti				La Luna	Ure
Lower			Tablazo	Capacho	
			Paja	Aguardiente	
			Rosablanca	Apon	
JURASSIC		Arcabuco/ Giron	Cumbre	Rio Negro	
TRIASSIC					

Source Rock	Conventional Reservoir	Absent/Unknown
-------------	------------------------	----------------

Fuente: (EIA, 2013)

En la **Tabla 11** se observaran las características físicas que hacen a las formaciones en estudio plays potenciales entre ellas la extensión física, propiedades de yacimiento y fluido acumulado.

**Tabla 11.** Propiedades y recursos de yacimientos no convencionales shale gas

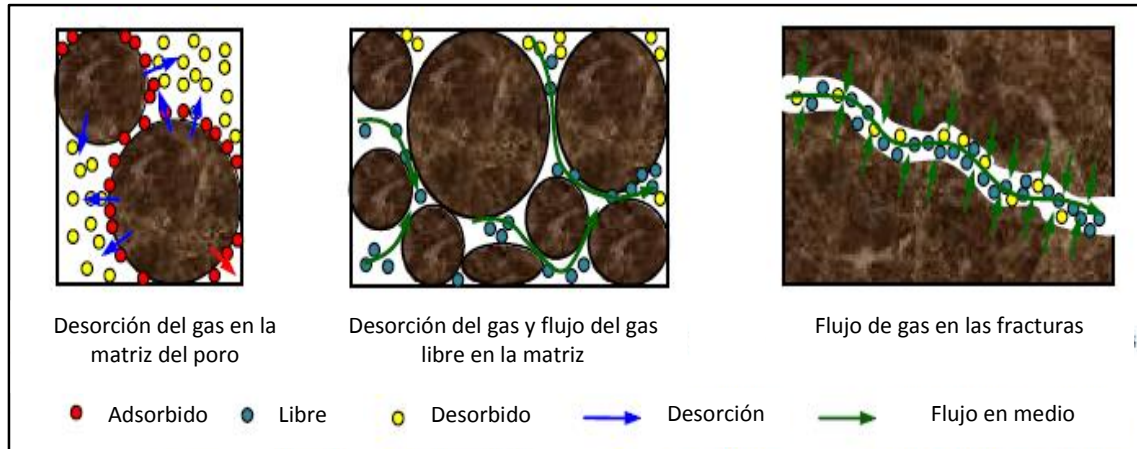
Basic Data	Basin/Gross Area	Middle Magdalena Valley (13,000 mi <sup>2</sup> )		Llanos (84,000 mi <sup>2</sup> )	Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi <sup>2</sup> )			
	Shale Formation	La Luna/Tablazo		Gacheta	La Luna/Capacho			
	Geologic Age	U. Cretaceous		U. Cretaceous	U. Cretaceous			
	Depositional Environment	Marine		Marine	Marine			
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )	2,390	200	1,820	7,280	4,290	5,840	
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,000	1,000	600	1,000	1,000	1,000
		Net	300	300	210	500	500	500
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 16,400	3,300 - 10,000	13,000 - 16,400	5,000 - 15,000	5,500 - 15,000	6,000 - 15,000
Average		10,000	8,000	14,500	10,000	11,000	12,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	5.0%	5.0%	2.0%	5.0%	5.0%	5.0%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	0.85%	0.85%	1.15%	1.60%	
	Clay Content	Low	Low	Low	Low	Low	Low	
Resource	Gas Phase	Assoc. Gas	Wet Gas	Assoc. Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )	88.0	150.3	40.4	71.8	176.1	255.7	
	Risked GIP (Tcf)	117.8	16.8	18.2	183.0	264.4	522.6	
	Risked Recoverable (Tcf)	14.1	4.2	1.8	18.3	52.9	130.7	

Fuente: (EIA, 2013)

### 1.3 MECANISMOS DE FLUJO

Para mejorar el entendimiento de los mecanismos de transporte en yacimientos de shale gas y construir una base teórica de muchas búsquedas en evaluación productiva y eficiencia en explotación, varios mecanismos de transporte de gas en yacimientos de shale gas explotados mediante pozos horizontales fueron fuertemente investigados, los cuales toman la difusión, la adsorción/desorción y flujo Darcy dentro de sus investigaciones **Figura 12.**

**Figura 12.** Mecanismo de flujo de gas adsorbido y gas libre



**Fuente:** Triple Porosity Modeling of Transient Well Test and Rate Decline Analysis for Multifractured Horizontal Well in Shale Gas Reservoirs. JoPS&E. Elsevier. 2013

La característica de difusión en la matriz del poro en nano-escala y desorción en la superficie de la matriz donde ambos se consideran en la ecuación diferencial mejorada para flujo filtrado. Para integrar la isoterma de Langmuir dentro del nuevo coeficiente de compresión sin dimensiones en la matriz, la función de transporte y flujo filtrado puede ser formalizado, simplificado y consistente con la forma convencional de la ecuación de difusión.

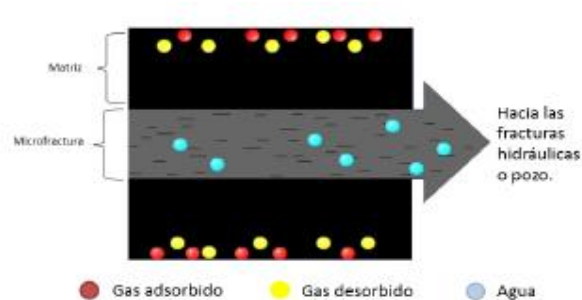
Los estudios muestran que cuando la permeabilidad de la matriz es cercana a la magnitud de  $10e-9D$ , el flujo de la matriz solamente ocurre cerca de la superficie de la matriz, como en la producción actual, el bloque central de la matriz esta apenas involucrado en la producción, la cercanía al superficie de la matriz, la presión baja es y el más obvio efecto de difusión; el comportamiento de adsorción/desorción puede incrementar el flujo de la matriz significativamente y disminuir la presión de pozos horizontales obviamente.

**1.3.1 Desorción.** La gran diferencia entre los yacimientos convencionales y los no convencionales es la acumulación de hidrocarburos en la matriz de la roca, la

absorción que es la atracción de las moléculas a una superficie sólida, la desorción es el efecto contrario.

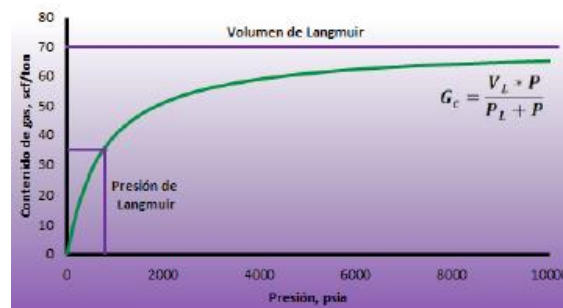
Este fenómeno se presenta por la caída de presión que facilita la liberación de las partículas adheridas a la superficie de la matriz **Figura 13**. La relación de equilibrio entre estos dos fenómenos es descrito por las isothermas de Langmuir en función de la presión **Figura 14**.

**Figura 13.** Desorción de gas



**Fuente:** (Rey Celis & Amaya Cortes, 2011)

**Figura 14.** Isothermas de Langmuir



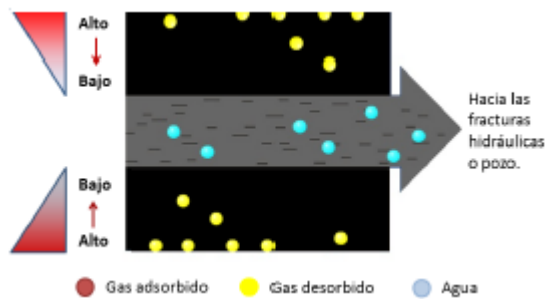
**Fuente:** (Rey Celis & Amaya Cortes, 2011)

**1.3.2 Difusión.** La liberación de gas por la caída de presión (desorción), este empieza a moverse a través del espacio poroso, pero debido a la ultra baja

permeabilidad característica de un yacimiento no convencional, el fluido no fluirá por flujo darcy, sino que su mecanismo de transporte por la matriz es la difusi3n.

Como se observa en la **Figura 15**, el gas se mueve por difusi3n gracias a la diferencia de concentraciones que existe cerca a la fractura y en la matriz, permitiendo que el fluido viaje de un sitio de mayor concentraci3n a uno de menor concentraci3n, en otras palabras, de la matriz a la fractura.

**Figura 15.** Difusi3n del gas



**Fuente:** (Rey Celis & Amaya Cortes, 2011)

## 1.4 DESARROLLO DEL SHALE GAS

La producci3n de este tipo de yacimientos requiere de tecnologías que sean consideradas de igual manera como “no convencionales”, las cuales brinden áreas de contacto adicional entre el pozo y la roca fuente – logrado con las técnicas de perforaci3n direccional – en las que se crean canales interconectados a partir de las prácticas de fracturamiento hidráulico, para lograr que el gas pueda ser liberado y fluya hacia el pozo para su posterior producci3n.

Para seleccionar un método adecuado de perforaci3n es necesario conocer de manera detallada las características físicas de yacimientos de shale que se desean explotar.

**1.4.1 Perforación horizontal.** En los últimos años, la industria del petróleo y el gas ha perfeccionado su capacidad para perforar pozos de alto ángulo cada vez más largos, a través de trayectos cada vez más complejos. Hoy, las longitudes horizontales de estos pozos de alcance extendido se miden en kilómetros y en millas, y múltiples depósitos aislados se vinculan con un solo pozo (Figura 16).

Los pozos de alcance extendido se perforan por numerosas razones: para contactar el mayor volumen de yacimiento posible con el pozo, para acceder a varios depósitos de hidrocarburos de amplia distribución desde una sola localización, o para eliminar las operaciones de superficie de las áreas ambientalmente sensibles.

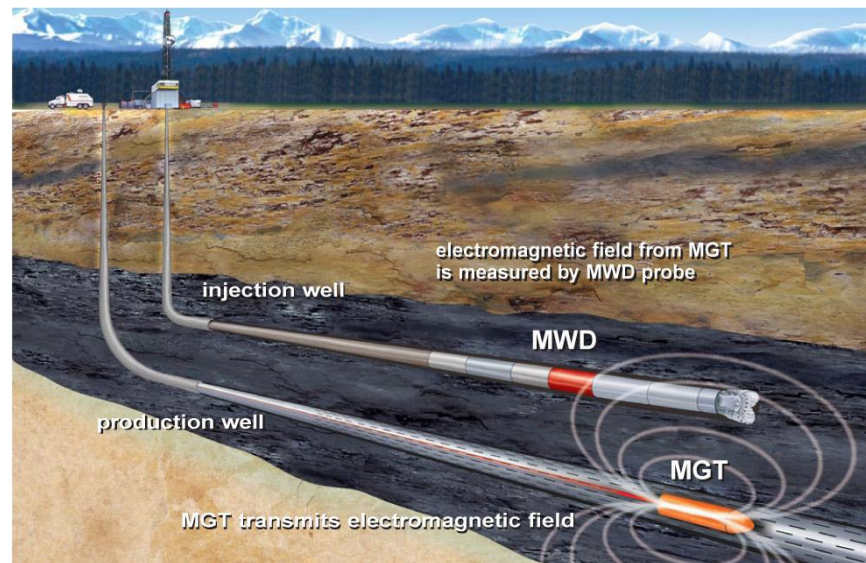
**Figura 16.** Perforación horizontal



**Fuente:** Baker Hughes

Las nuevas tecnologías en perforación horizontal amplían su rango de desempeño junto con una variedad de brocas y motores de fondo permiten la medición (MWD) y registros Gamma Ray, mientras se realiza la perforación (**Figura 17**)

**Figura 17.** Perforación horizontal



**Fuente:** (Alarcon Martinez & Bocanegra Chaparro, 2013)

**1.4.1.1 Completamiento.** Para optimizar la producción en pozos horizontales de baja permeabilidad, se requiere de diversas soluciones de terminación debido a las variaciones geológicas y a las propiedades del yacimiento, no solamente de un yacimiento a otro, sino, con frecuencia dentro del mismo.

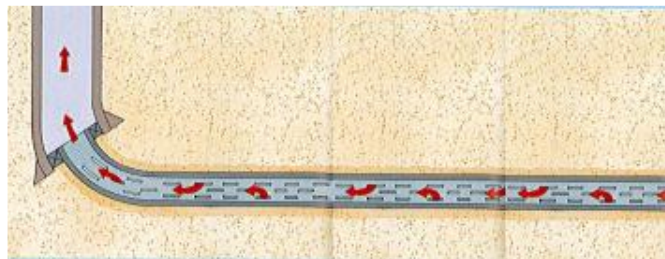
Los sistemas de completamiento horizontal proporcionan una amplia variedad de alternativas para hacer frente a estos retos. Desde los tapones de material compuesto, tubería ranurada (slotted), hasta las camisas de fracturación de entrada múltiple, permiten adaptar la terminación del pozo a la medida, para ajustarse a los requerimientos específicos del yacimiento y de producción estos casos son: completamiento de hueco abierto (**Figura 18**) es utilizado cuando se requiere altos caudales ya que ofrece una gran área de drenaje y poco restricción al flujo, cuando se requiere ahorrar costos para el cuidar la integridad del pozo durante los tiempos de producción el completamiento más adecuado es el de liner ranurado (**Figura 19**) si se requiere aislar zonas dañadas o que requieren procesos de estimulación el más adecuado es el ECP (**Figura 20**).

**Figura 18.** Completamiento a hueco abierto



Fuente: Halliburton

**Figura 19.** Completamiento con liner ranurado



Fuente: (Alarcon Martinez & Bocanegra Chaparro, 2013)

**Figura 20.** Completamiento con aislante parcial del liner



Fuente: (Alarcon Martinez & Bocanegra Chaparro, 2013)

1.4.1.2 **Cañoneo.** El objetivo principal del cañoneo en el fracturamiento hidráulico es minimizar la caída de presión cerca a la cara del pozo durante la producción, facilitando la entrada del fluido inyectado a través la fractura durante el

tratamiento, minimizando riesgo de puenteo de material propante. Además, se debe tener en cuenta una la caída de presión debido a la tortuosidad, causada por la desalineación entre los orificios perforados y los planes iniciales de propagación de la fractura.

Además para realizar operaciones de cañoneo previas al fracturamiento hidráulico, se deben incluir consideraciones de tamaño y concentración del propante. Los datos de pozos y yacimientos también son factores importantes en la planificación de un programa de cañoneo.

**Figura 21.** Tubería de cañoneo



**Fuente:** Halliburton

**1.4.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.** El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación que consiste en la inyección continua de un fluido a una presión tal que origine la ruptura de la roca del yacimiento. Luego se procede a mantenerla abierta con un agente apuntalante o de soporte, con el objeto de crear canales de alta conductividad y de esa forma aumentar la tasa de flujo del pozo una vez que se haya liberado la presión de inyección.

El objetivo principal para realizar un tratamiento de fractura es incrementar el índice de productividad del pozo, mejorando el flujo de hidrocarburos a través de canales conductivos en la formación. Este aumento, se logra, removiendo el daño

en las cercanías del pozo o alterando el patrón de flujo dentro de la formación para reducir la resistencia al mismo.

El índice de productividad se expresa mediante la siguiente expresión.

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} \quad (1)$$

Los servicios de estimulación son procesos empleados para optimizar la distribución del agente de soporte mejorando el rendimiento de producción a largo plazo. Esta operación combina la tecnología de desvíos con los materiales de mejoramiento de la conductividad para maximizar el área de contacto del yacimiento y reducir el costo de tiempo de la fractura en zonas múltiples.

**Figura 22.** Fracturas hidráulicas

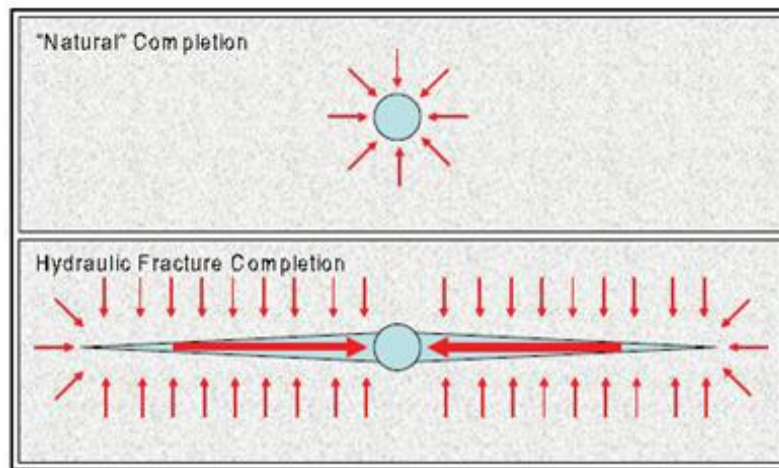


**Fuente:** (Rey Celis & Amaya Cortes, 2011)

El siguiente esquema presenta el flujo de fluidos a través de la roca sin una red de fracturas las flechas rojas muestran el flujo hacia el pozo, la creación de fracturas artificiales facilitan el flujo hacia el pozo debido al aumento de la conductividad y el aumento del área expuesta de la formación productora **Figura 23**; esto permite

que los hidrocarburos y otros fluidos puedan fluir más fácilmente de la formación a la fractura y de esta a la cara del pozo<sup>5</sup>.

**Figura 23.** Flujo de fluidos a través de fracturas



**Fuente:** (Alarcon Martinez & Bocanegra Chaparro, 2013)

**1.4.2.1 Fluidos de fracturamiento.** Los materiales utilizados en el proceso de estimulación hidráulica incluyen fluidos de fracturamiento, aditivos y material de soporte. Las funciones que cumplen el fluido y los aditivos, es primero crear la fractura hidráulica y segundo transportar el material de soporte hacia la fractura. Una vez el material de soporte está en su lugar y atrapado por los esfuerzos de la formación, el fluido transportador y los aditivos son degradados in situ experimentando flowback, es decir salen de la fractura, estabilizando la productividad de los fluidos de interés.

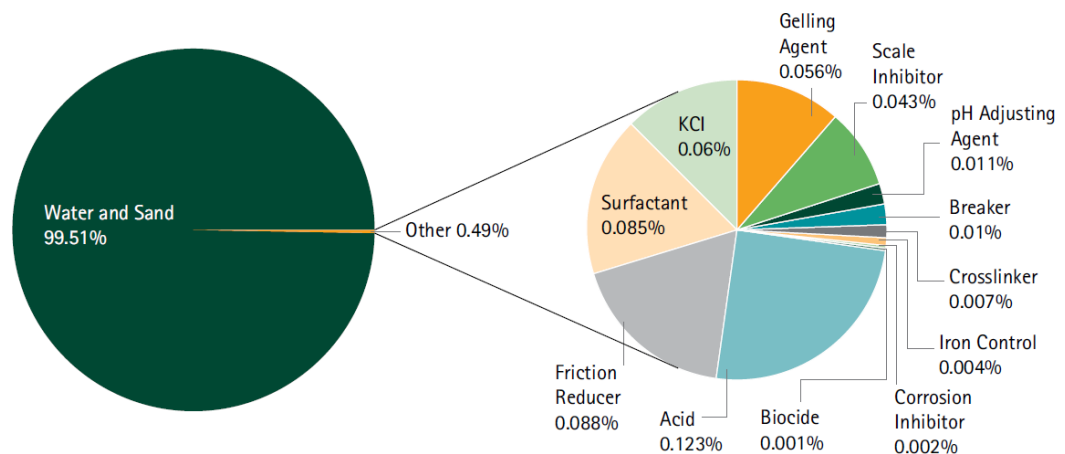
Existen varios tipos de fluidos de fracturamiento entre los que están los base agua y base aceite, usualmente se usan con aditivos crosslinker para proveer la viscosidad necesaria; otros tipos de fluido son las emulsiones (mezclas de aceite y

<sup>5</sup> (Alarcon Martinez & Bocanegra Chaparro, 2013), página 25

agua) y sistemas de espumas base aceite y agua que contienen nitrógeno o dióxido de carbono.

Sea cual sea la base del fluido con el desarrollo de nuevos avances se ha logrado el aprovechamiento de la potencia hidráulica aplicada, permitiendo realizar exitosamente operaciones en yacimientos considerados imposibles de fracturar en el pasado.

**Figura 24. Composición de un fluido de fractura**



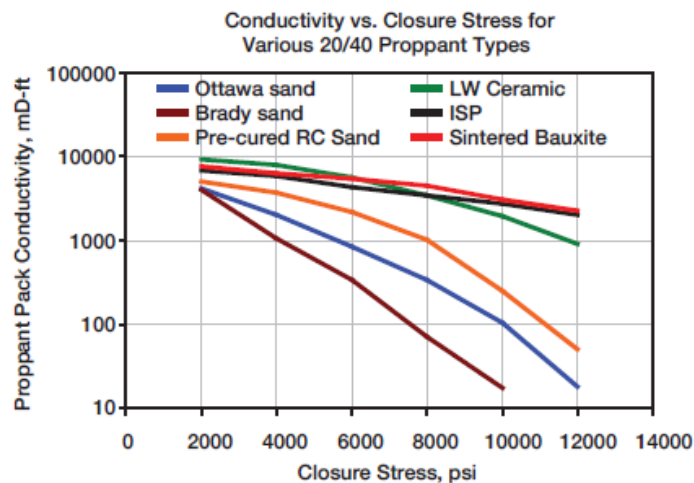
Fuente: ACCENTURE. Water and Shale Gas Development

**1.4.2.2 Propantes.** Existen dos categorías principales de agentes de sostén utilizados en la actualidad, los cuales pueden ser de origen natural (arenas), o agentes de sostén artificiales creados en laboratorio (propantes cerámicos). Los agentes naturales se utilizan bajo condiciones en las que el esfuerzo de cierre de la fractura es inferior a 6000 psi. Esto generalmente se presenta con frecuencia en rangos de profundidad menores a 8.000 pies.

Los agentes de sostén artificiales se utilizan para aplicaciones de fracturamiento en condiciones de mayor profundidad, en los que el esfuerzo de cierre de la fractura es superior a 6000 psi. Estos también se pueden emplear en aplicaciones donde se requiere una alta permeabilidad de la formación para conservar la conductividad óptima de fractura.

El efecto de esfuerzo de cierre sobre la conductividad de la fractura está proporcionado por diversos tipos de apuntalante como se muestra en la **Figura 25**.

**Figura 25.** Conductividad Vs Esfuerzo de cierre



Fuente: (Economides, 2007)

**1.4.2.3 Características mecánicas del fracturamiento.** La fractura ocurre cuando los esfuerzos creados exceden la resistencia de la formación, durante la estimulación el inicio de la fractura se conoce al detectar una caída instantánea de presión en fondo de pozo, junto con un aumento gradual en la tasa de inyección.

El rompimiento de las paredes a hueco abierto ocurre por una falla a la tensión de las paredes, lo que ocurre posteriormente se debe a esfuerzos axiales o tangenciales que actúan sobre la roca superando la resistencia de la formación, el

resultado es un fracturamiento vertical en la pared del pozo, este tipo de fracturas depende únicamente de la orientación del mínimo esfuerzo en formación<sup>6</sup>.

Este tipo de fracturas ocurren raramente en la práctica, ya que la mayoría de operaciones se realizan a hueco revestido, en este caso la presión de rompimiento debe tener otras consideraciones.

La orientación de la fractura y su geometría las características de las fracturas que se explicaran con más detalle a continuación:

#### ✓ ORIENTACION DE FRACTURA:

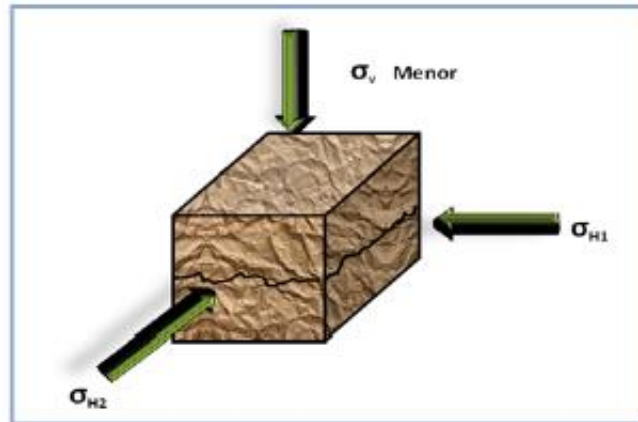
Generalmente, las fracturas horizontales son preferidas, pero en formaciones más profundas, será evidente, encontrar más frecuente las fracturas verticales. Se puede inferir que el plano a lo largo del cual se inicia la fractura está en sentido perpendicular al plano del menor esfuerzo. Es decir, la fractura es horizontal cuando el esfuerzo mayor es horizontal y el menor es el vertical (**Figura 26**).

Por otra parte, la fractura es vertical cuando crece en el mismo plano del máximo esfuerzo vertical y perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal, esto se puede apreciar en la **Figura 27**, donde se muestran las orientaciones de las fracturas dependiendo de los esfuerzos principales.

---

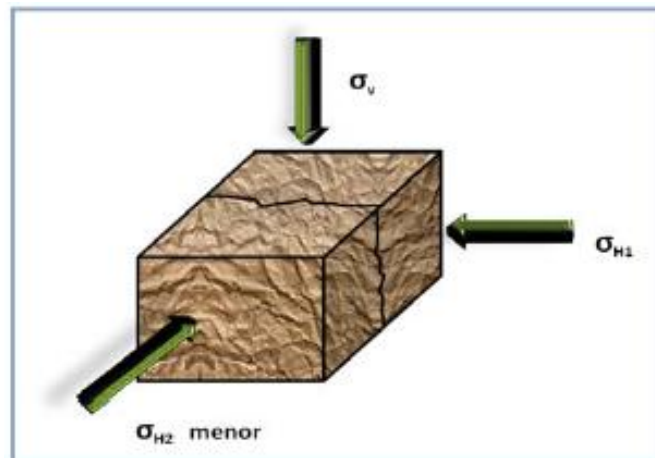
<sup>6</sup> (Hernandez Marin & Soto Pabon, 2009)

**Figura 26.** Orientación y esquema de la fractura horizontal



**Fuente:** (Hernandez Marin & Soto Pabon, 2009)

**Figura 27.** Orientación y esquema de la fractura vertical

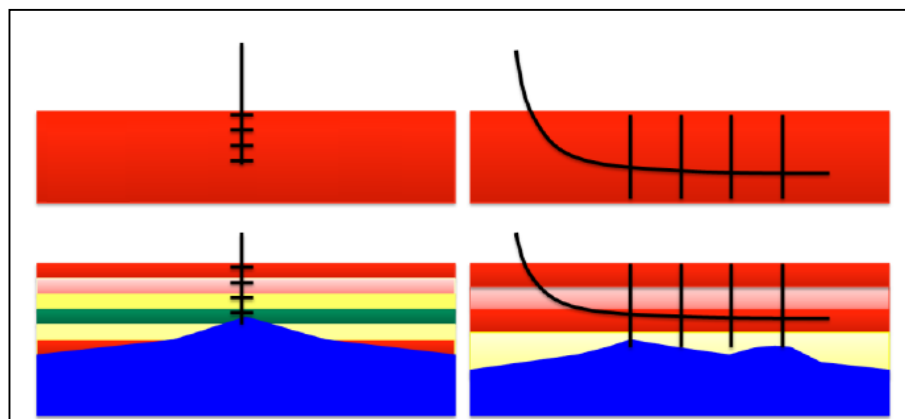


**Fuente:** (Hernandez Marin & Soto Pabon, 2009)

## 2 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Las técnicas para realizar pronósticos de producción han servido de soporte a la ingeniería en el diseño y la optimización de varios aspectos en la construcción de un pozo, tales como la perforación, el completamiento y la estimulación, para lograr la producción óptima del mismo. La complejidad de los yacimientos estudiados y la condición en la que se encuentran los pozos varía caso a caso. Como se muestra en la **Figura 28**, existe variedad entre tipos de pozo y yacimientos, desde pozos horizontales y verticales fracturados, tanto en formaciones homogéneas como en yacimientos estratificados, pasando por los problemas de conificación de agua producto de la presencia de acuíferos.

**Figura 28.** Ejemplos de yacimientos y casos de pozos.

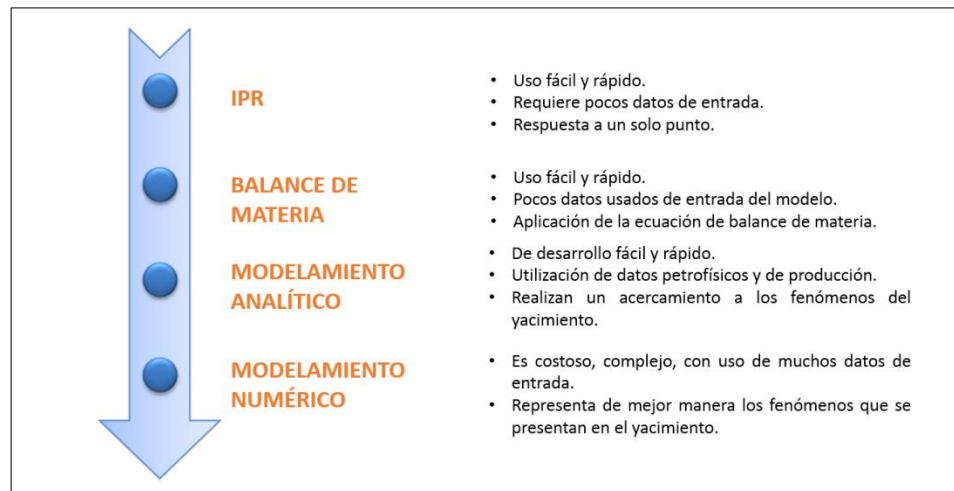


**Fuente:** Modificada de (Zhou, et al., 2013)

Muchas herramientas y modelos para pronósticos de producción han sido desarrolladas en la industria; muchas de ellas, para buscar o formular soluciones a las situaciones que se presentan por la misma complejidad de los yacimientos, como por ejemplo, los yacimientos naturalmente fracturados, o con mucha anisotropía en sus propiedades; hasta lo más reciente investigado, los yacimientos

no convencionales, como los fluidos de esquisto (shale gas / oil) y los mantos de metano (CBM, por sus siglas en inglés).

**Figura 29.** Técnicas de Pronóstico de Producción



**Fuente:** Modificada de (Zhou, et al., 2013)

Siguiendo de esta manera, y desde la perspectiva de la simplicidad, como se muestra en la **Figura 29**, los modelos de cálculo de índices de productividad (**IPR**, por sus siglas en inglés) se ubican en primer lugar. Con unos pocos de entrada, como petrofísica (permeabilidad, porosidad, presiones de yacimiento y fondo fluyente), y de diseño del pozo (radio del pozo), se realiza el cálculo de tasa de producción puntual a la presión de yacimiento presente, suponiendo presión de fondo fluyendo constante.

Continuando en la misma línea, las ecuaciones de balance de materia rastrean el balance másico que hay en un sistema de producción multifásico (agua, gas y/o aceite) desde yacimiento hasta la cara del pozo, jugando matemáticamente con los índices de aportes de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento.

Ahora, si bien los modelos analíticos no son lo mejor para realizar el pronóstico más acertado, sí tratan de brindar un acercamiento de los fenómenos físicos del flujo de fluidos en medios porosos.

Y por último, los modelos numéricos, que poseen el mayor nivel de complejidad.

## **2.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO**

Los factores que influyen en la productividad de los pozos son en parte, producto de la capacidad que brinda la roca para el flujo de fluidos dentro de ellos y de la cantidad de fluido presentes en ellos, tales como la permeabilidad, la porosidad y las saturaciones connatas de ellos.

## **2.2 CURVAS DE DECLINACIÓN**

Antes del desarrollo de las curvas de declinación (DC) la estimación de reservas era calcula mediante el contenido de un yacimiento basado en la saturación y porcentaje de recobro sobre un área conocida, dando como resultado a una aproximación del hidrocarburo recuperable.

El estudio de los modelos de curvas de declinación son muy utilizados por profesionales en la industria del petróleo y gas para predecir la producción de un pozo mediante la utilización de un historial de producción limitado; muchas de las útiles técnicas para analizar DC son presentados a continuación y cada uno funciona en etapas específicas durante la vida útil del pozo (Aminian, et al., 2013).

**2.2.1 Arps Decline Model.** Esta técnica fue diseñada para estimar reservas partiendo de una producción pasada como indicador del desarrollo futuro del yacimiento. Este modelo está basado en la pérdida de radio del pozo que usualmente es constante con el tiempo. Durante el flujo dominado en el límite (bdf por sus siglas en inglés), los tres tipos de declinación del flujo visibles son exponenciales, hiperbólicos, y armónicos (**AMINIAN, ET AL., 2013**).

Perdida de radio de pozo

$$\frac{1}{D} = -\frac{q}{dq/dt} \quad (2)$$

Derivada de la pérdida de radio

$$n = \frac{d}{dt} \left[ -\frac{q}{dq/dt} \right] \quad (3)$$

Para los tres tipos de flujo “n” se evalúa de 0 a 1, n=0 indica declinación exponencial. Evaluando 0<n<1 indica declinación hiperbólica, sin embargo en yacimientos shale se encuentran valores más grandes, n=2 es observado durante el flujo lineal trasiente, durante un flujo bilineal n=4 es observado. Evaluando n=1 indica declinación armónica.

Modelo hiperbólico de Arps

$$q = q_0(1 + nDt)^{-1/n} \quad (4)$$

Una relación de producción acumulada es descrita en la siguiente ecuación:

$$G_p = \frac{q_t^n}{D_t(n-1)} (q(t)^{1-n} - q_t^{(1-n)}) \quad (5)$$

**2.2.2 Power Law Exponential Decline Model (PLE).** Fue desarrollado por Ilk et al 2008 como una modificación de la declinación exponencial de arps. Para no sobreestimar las reservas es necesario tomar los datos de tal manera que coincidan con el flujo transitorio en tiempos tempranos de producción teniendo en cuenta la transición a flujo dominado por los límites.

$$q = q_o \exp\left(-D_\infty t - \frac{D_1}{n} t^n\right) \quad (6)$$

En tiempo tempranos “ $D_\infty t$ ” es insignificante esto reduce la ecuación (6) a la ecuación de la ley de potencia la cual tiende a mejorar con datos de producción temprana, para tiempos tardíos “ $D_\infty t$ ” es dominante y el modelo es igual a la pérdida de radio de declinación exponencial (Aminian, et al., 2013).

**2.2.3 Stretched Exponential Decline Model (SEPD).** El SEPD fue desarrollado para encajar con régimen de flujo trasiente. Este método fue empleado para pozos cuya producción se extendía por más de tres años, este modelo no considera comportamientos en tiempos tardíos.

$$q = q_0 \exp\left[-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right] \quad (7)$$

Donde:

$$\tau = \left( \frac{n}{D_1} \right)^{1/n} \quad (8)$$

t y n son factores en la misma escala mientras  $q_0$  marca el comienzo de la curva de producción (Aminian, et al., 2013). Una relación de tiempo acumulado está dado por:

$$Q = \frac{q_0 \tau}{n} \left\{ \Gamma \left[ \frac{1}{n} \right] - \Gamma \left[ \frac{1}{n}, \left( \frac{\tau}{n} \right)^n \right] \right\} \quad (9)$$

**2.2.4 Doung model.** Las bases del modelo es una tasa de producción y tiempo tomados de la linear recta formada en una gráfica log-log de flujo lineal de larga duración. Los parámetros "a" y "m" son determinados usando la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{G_p} = at^{-m} \quad (10)$$

Las siguientes ecuaciones son utilizadas para determinar " $q_1$ " y " $q_\infty$ " para el modelo

$$t(a, m) = t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} \quad (11)$$

$$q = q_1 t(a, m) + q_\infty \quad (12)$$

El término " $q_\infty$ " fue añadido para considerar los datos que no corren a través del origen en una gráfica " $q$ " Vs " $t(a, m)$ " puede ser positivo o negativo (Aminian, et

al., 2013). Una fórmula de producción acumulada puede ser usada cuando  $q_{\infty} = 0$  y está dada por:

$$G_p = \frac{q_1 t(a, m)}{at^{-m}} \quad (13)$$

## 2.3 MODELOS ANALITICOS.

Los modelos analíticos son modelos matemáticos que tiene una forma de solución cerrada, es decir, aquellos cambios en un sistema que pueden ser expresados analíticamente en términos de un número finito de funciones conocidas.

Para el caso de estudio, esos cambios en el sistema yacimiento – pozo se encuentran relacionados a funciones que están evaluadas por propiedades PVT, con el propósito de determinar una tasa de producción y una caída de presión debido al proceso de depleción.

Los siguientes modelos han sido desarrollados para el cálculo de la tasa de producción para configuraciones de pozo de tipo vertical y horizontal.

**2.3.1 MODELO PARA POZOS VERTICALES.** El modelo para pozos verticales utilizado para el análisis es el planteado por **(RAHMAN, ET AL., 2002)**, el cual plantea una serie de ecuaciones para determinar la producción proveniente de un pozo vertical con presencia de fractura hidráulica, involucrando propiedades del yacimiento en conjunto con propiedades PVT del gas. Las ecuaciones correspondientes a cada uno de los flujos se encuentran registradas a continuación:

### Flujo Transitorio

$$q_g = \frac{kh (P^2 - P_{wf}^2)}{1637 Z \mu_g T} * \left[ \log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu_g c_t r_w'^2}\right) + 0.869(s + Dq_g) \right]^{-1} \quad (14)$$

### Flujo Pseudoestable

$$q_g = \frac{kh (P^2 - P_{wf}^2)}{1424 Z \mu_g T} * \frac{1}{\ln\left(\frac{0.472 r_e}{x_f}\right) + \left(s_f + \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right)\right)} \quad (15)$$

En donde el radio aparente ( $r_w'$ ) se encuentra definido como:

$$r_w' = r_w e^{-s_f} \quad (16)$$

$s_f$  es determinado a partir de:

$$F = s_f + \ln\left(\frac{x_f}{r_w}\right) \quad (17)$$

F es definido en función de la conductividad adimensional de fractura

$$F = \frac{1.65 - 0.328 u + 0.116 u^2}{1 + 0.18 u + 0.064 u^2 + 0.005 u^3} \quad (18)$$

$$u = \ln(F_{CD}) \quad (19)$$

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k x_f} \quad (20)$$

**2.3.2 Modelo para pozos horizontales.** El modelo utilizado para los pozos horizontales es el propuesto por Economides et al (**ECONOMIDES, ET AL., 2013**), que plantea la integración de los regímenes transitorio y pseudoestable a través del tiempo, considerando el número de fracturas y sus propiedades de flujo,

adoptando el sistema de flujo para cada una de las fracturas, como si se tratara de una única fractura drenando un volumen determinado para ello.

Primero, se definen los parámetros adimensionales con los que se inicia el cálculo, con las siguientes ecuaciones:

$$\textit{Tiempo Adimensional: } t_{Dxf} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t x_f^2} \quad (21)$$

$$\textit{Tasa de Aceite Adimensional: } \frac{1}{q_D} = \frac{kh[P_i - P_{wf}]}{141.2qB_o\mu} \quad (22)$$

$$\textit{Tasa de Gas Adimensional: } \frac{1}{q_D} = \frac{kh[P_i^2 - P_{wf}^2]}{1424q\mu ZT} \quad (23)$$

La ecuación general para producción de una fractura en términos adimensionales fue presentada por Wattenbarger et al. (Wattenbarger, et al., 1998), y es la siguiente:

$$\frac{1}{q_D} = \frac{\frac{\pi}{4} \left( \frac{y_e}{x_f} \right)}{\sum_{n=1}^{\infty} \left[ -\frac{2(n-1)^2\pi^2}{4} t_{Dye} \right]} \quad (24)$$

En donde  $y_e$  es la distancia perpendicular a la cara de la fractura hasta un límite, y su tiempo adimensional,  $t_{Dye}$ , es:

$$t_{Dye} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t y_e^2} = \left( \frac{x_f}{y_e} \right)^2 t_{Dxf} \quad (25)$$

De manera eficiente, la ecuación (24) puede ser reemplazada por dos ecuaciones, una para tiempos tempranos y otra para tiempos tardíos. Si  $t_{Dye} < 0.25$ , es posible usar la siguiente ecuación para **tiempos tempranos**:

$$\frac{1}{q_D} = \frac{\pi}{4} \sqrt{\pi t_{Dxf}} \quad (26)$$

Para  $t_{Dye} > 1.25$ , se utiliza la ecuación de declinación exponencial, la cual es:

$$\frac{1}{q_D} = \frac{\pi}{4} \left( \frac{y_e}{x_f} \right) \exp \left[ \frac{\pi^2}{4} t_{Dye} \right] \quad (27)$$

Para  $t_{Dye}$  que no pertenecen al rango establecido, debe ser usada la .

Al ser este procedimiento solo para una fractura, éste se debe repetir para cada una de las fracturas establecidas, y al final realizar una sumatoria cada uno de sus caudales, definiendo el caudal total que proviene del pozo.

**2.3.3 Ecuaciones de balance de materia.** Los cálculos hechos con las ecuaciones de balance de materia son el estándar de la industria para la estimación de volumen de gas y aceite contenidos en el yacimiento, a partir de datos de producción de pozos. Se han realizado varios planteamientos, tales como:

**2.3.3.1 Convencional.** La ecuación de balance de materia convencional solo tiene en cuenta el gas libre; sin embargo, no es directamente aplicable para yacimientos no convencionales, debido a que estos poseen gas adsorbido en la roca, en adición al gas libre presente en ellos.

Su forma general es:

$$G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \left[ \frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p + w_e = G_p B_g + B_w w_p \quad (1) \quad (28)$$

Para la mayoría de yacimientos de gas, el factor de compresibilidad del gas es mucho mayor que la compresibilidad de la formación del agua y de la formación, quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$G(B_g - B_{gi}) + w_e = G_p B_g + B_w w_p \quad (29)$$

Si el yacimiento es volumétrico, sin producción ni influjo de agua, la ecuación se simplifica aún más, obteniendo la siguiente forma:

$$G(B_g - B_{gi}) = G_p B_g \quad ; \quad B_g = 0.02827 \frac{ZT}{P} \left[ \frac{rcf}{SCF} \right] \quad (30)$$

Sustituyendo  $B_g$  y reorganizando la ecuación para que quede de forma lineal

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left( 1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (31)$$

**2.3.3.2 Modelo de King.** King (King, 1993) derivó una ecuación de balance de materia para shale y CBM en la que se toma en cuenta el gas absorbido. Ésta asume equilibrio entre el gas libre y el gas adsorbido; además, tiene una forma similar a la ecuación de balance de materia volumétrica, en donde se adiciona el

término  $Z^*$ , en donde también se tiene en cuenta la compresibilidad, tanto de la roca como la del agua.

La formulación se encuentra representada de la siguiente manera:

$$\frac{P}{Z^*} = \frac{P_i}{Z_i^*} \left( 1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (32)$$

Donde:

$$Z^* = \frac{Z}{[1 - c_f(P_i - P)](1 - \bar{S}_w) + \frac{\rho_b B_g}{\phi} [V_L \frac{P}{P_L + P}]} \quad (33)$$

$$\bar{S}_w = \frac{S_{wi}[1 + c_w(P_i - P) + \frac{w_e - B_w w_p}{\phi A h}]}{1 - c_f(P_i - P)} \quad (34)$$

Suponiendo que no existe influjo de agua, ni tampoco producción de la misma, la ecuación toma la siguiente forma:

$$Z^* = \frac{Z}{[S_{gi} - (c_f + c_w S_{wi})] * (P_i - P) + \frac{\rho_b B_g}{\phi} [V_L \frac{P}{P_L + P}]} \quad (35)$$

**2.3.3.3 Modelo de Moghamad et al.** Los autores (Moghadam, et al., 2011) llevaron a cabo este estudio basándose en la misma forma de la EBM desarrollada por (King, 1993), usando un parámetro definido como  $Z^{**}$ , en vez del  $Z^*$  de King.

$$\frac{P}{Z^{**}} = \frac{P_i}{Z_i^{**}} \left(1 - \frac{G_p}{G}\right) \quad (36)$$

$$Z^{**} = \frac{P}{\frac{1}{S_g} \frac{P}{Z} (S_{gi} - c_{wip} - c_{ep} - c_d) + \frac{P_i}{Z_i} \left(\frac{G}{G_f} - 1\right) \frac{G_f}{G}} \quad (37)$$

$$Z^{**} = Z^* \left(\frac{Z_i}{Z_i^*}\right) \quad (38)$$

Como parte adicional, toman partida varias consideraciones más complejas, tales como:

- ✓ Los cambios en el volumen poroso ocasionados por la invasión y/o producción de agua respecto al volumen poroso del yacimiento. ( $c_{wip}$ )

$$c_{wip} = \frac{5.615(w_e - w_p B_w)}{G_f \frac{B_{gi}}{S_{gi}}} \quad (39)$$

- ✓ Los cambios en el volumen poroso causados por la formación y la expansión de los fluidos. ( $c_{ep}$ )

$$c_{ep} = (c_f + c_w S_{wi} + c_o S_{oi}) (P_i - P) \quad (40)$$

- ✓ Los cambios relativos al volumen poroso producto por la desorción. ( $c_d$ )

$$c_d = \frac{B_g \rho_b}{\phi} \left[ V_L \frac{P_i}{P_L + P_i} - V_L \frac{P}{P_L + P} \right] \quad (41)$$

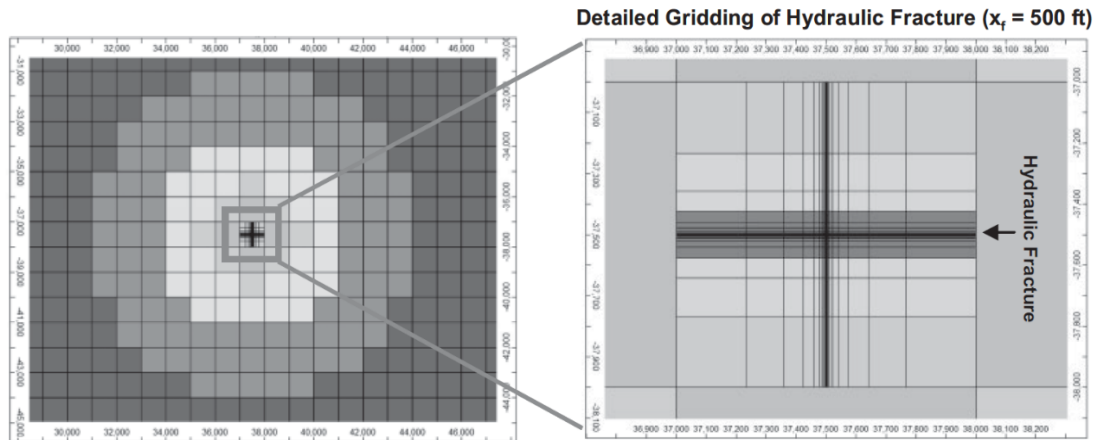
Este planteamiento es el utilizado cuando existe presencia del fenómeno de desorción en el yacimiento, ya que acopla los parámetros de la isoterma de Langmuir, como lo son la presión y el volumen.

## 2.4 SIMULACIÓN NUMÉRICA

El modelado por simulación numérica de pozos en yacimientos no convencionales ha sido estudiado por Cipolla et al (Cipolla, et al., 2010) con el objetivo de representar – de una manera acertada y eficiente – la red de fracturas formada por las fracturas naturales y las generadas por fracturamiento hidráulico tanto en el interior como en el exterior del SRV.

Inicialmente, para poder representar estas interacciones en la red de fracturas es necesario el uso de modelos de doble permeabilidad en toda la estructura del modelo de simulación, tanto en el exterior como el interior del volumen estimulado, y en donde se integran a partir del uso de un sistema de grid localmente refinado (LGR, por sus siglas en inglés) como se muestra en la **Figura 30**.

**Figura 30.** Grid Localmente Refinado

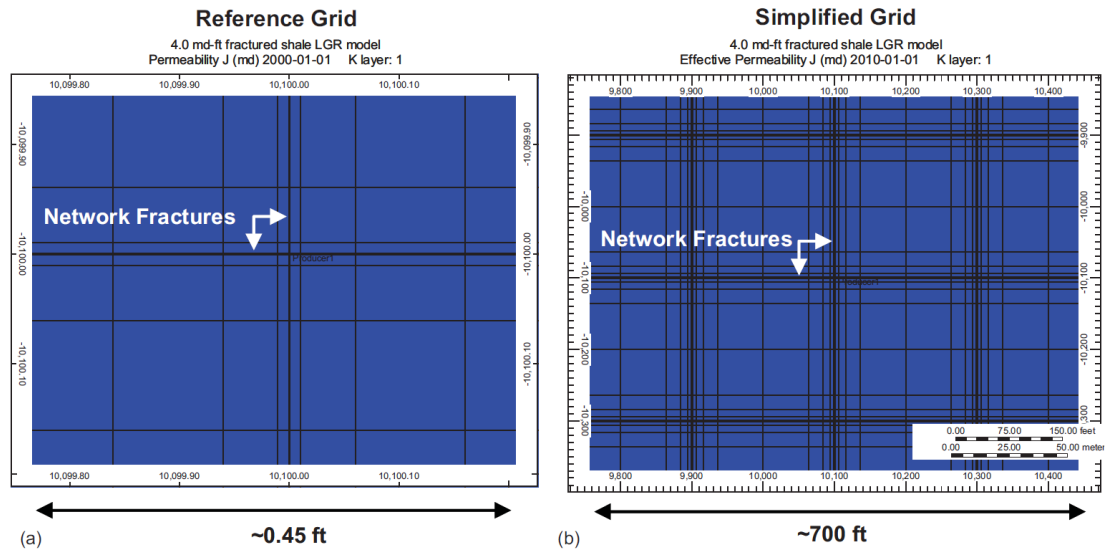


**Fuente:** (Cipolla, et al., 2010)

Este refinado de la celda se realiza con el propósito de evidenciar el comportamiento de flujo transitorio desde el yacimiento hacia la fractura hidráulica, comportamiento de mayor duración en un yacimiento no convencional. En este tipo de refinado se observa que las celdas centrales tanto en dirección horizontal como en vertical (más internas) representan las fracturas, hacia una dirección toman las propiedades de fractura hidráulica – interpretada como una fractura planar – mientras que las perpendiculares a ellas constituyen las fracturas naturales.

El tipo de refinado es de tipo logarítmico, ya que a partir de este se discretizan detalladamente las celdas circundantes a las fracturas. Además, se debe tener en cuenta que este refinamiento puede tener varias configuraciones en cuanto a tamaño y cantidad de sub – celdas, como se puede comparar con la **Figura 31**.

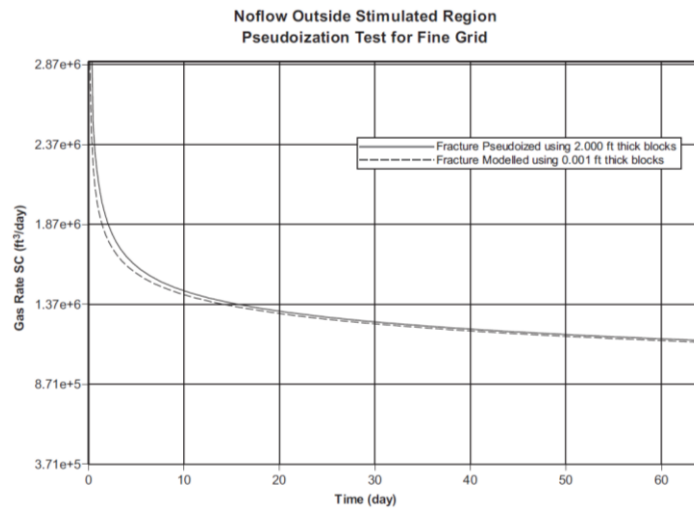
**Figura 31.** Comparacion tamaño de grip



Fuente: (Cipolla, et al., 2010)

En la **Figura 31** se observa la comparación realizada entre dos diseños de refinamiento, el del lado izquierdo (a) corresponde a un refinamiento logarítmico 43 x 43 en la cual su celda interior posee un ancho de 0.001 ft, mientras que en el lado derecho (b) un refinamiento del mismo tipo pero con dimensiones 9 x 9 y un ancho de celda interior 2 ft. Como se puede apreciar, existe gran diferencia entre la cantidad de subceldas presentes entre ambos modelos, de los cuales sus resultados se observan en la **Figura 32**.

**Figura 32.** Curvas de Producción Modelos propuestos



**Fuente:** (Cipolla, et al., 2010)

En la **Figura 32** se valida la concepción de un modelo de refinamiento 9 x 9 como un buen acercamiento respecto al modelo 43 x 43, debido a que los resultados son lo muy aproximados entre sí, pero con la ventaja en la reducción en tiempo de cómputo del modelo 9 x 9, el cual realiza menos interacciones celda a celda. Además, para mantener la capacidad conductiva de la fractura producto del cambio de ancho de la misma, se compensa con un reajuste de la permeabilidad.

### 3 EVALUACION Y ANALISIS DE RESULTADOS

#### 3.1 METODOLOGÍA DE TRABAJO

La metodología para el desarrollo del trabajo de grado inicia con una revisión bibliográfica en las bases bibliográficas más representativas (OnePetro, ScienceDirect y Springer) de modelos de curvas de declinación y modelos analíticos para el pronóstico de producción de pozos fracturados en yacimientos no convencionales shale gas, donde se realiza una elección de cinco modelos para el caso de los modelos empíricos – curvas de declinación – y dos modelos analíticos – uno para pozo horizontal y uno para pozo vertical – para su respectivo análisis.

Seguido de la elección de los modelos, se procede a efectuar el montaje de una herramienta computacional en MS EXCEL con los modelos seleccionados, para determinar escenarios de producción, acoplando correlaciones válidas para cálculo de propiedades PVT de gas, que a su vez contribuyen al cálculo de presión promedio a partir del volumen de gas remanente en el yacimiento, ya que este tipo de ecuaciones requieren de esas propiedades PVT.

Esta herramienta de pronóstico de producción se somete a validación utilizando datos registrados en literatura que han sido obtenidos mediante simulación numérica, para constatar si los resultados se encuentran aproximados entre sí. Los casos de estudio indican que la diferencia entre la simulación numérica y la herramienta planteada se encuentran por debajo del 5%, dando a entender que la herramienta es funcional.

Completados los pasos anteriores, se inicia la redacción y construcción del libro de proyecto, en el que se recopila información general referente a los yacimientos no convencionales Shale play, además del desarrollo del proyecto.

### 3.2 CASOS DE ANÁLISIS

La validación de la herramienta se realiza a partir de datos de literatura obtenidos por (Wei & Sepehrnoori, 2013), en donde se revisa la inclusión del fenómeno de desorción y del impacto de la geomecánica en el pronóstico de producción en Shale plays de Estados Unidos. Se hace la comparación y la validación con los datos que presentan en el artículo y su respectiva respuesta en simulación numérica.

Como casos puntuales, se utilizan los resultados obtenidos por simulación numérica para un pozo ubicado en el Barnett Shale y otro ubicado en el Marcellus Shale, con el fin de constatar los resultados de la herramienta analítica y así, calcular su desviación respecto a una simulación numérica.

**3.2.1 Caso Barnett shale.** En este caso, el pozo fue estimulado por fracturamiento multi-etapa con un solo intervalo de fractura por etapa. El espaciamiento de fractura y la longitud media de fractura fueron estipuladas como 100 ft y 150 ft, respectivamente.

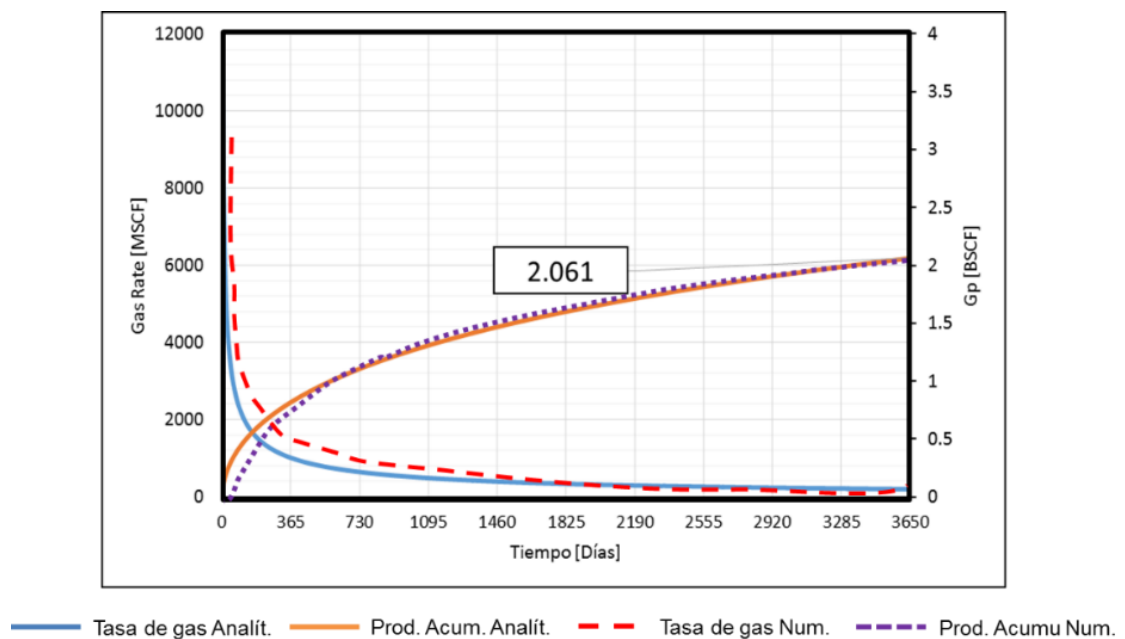
**Tabla 12.** Datos Caso Barnett

YACIMIENTO			FRACTURA		
Profundidad	5463	ft	Número de Fracturas	28	
Gradiente de Presión de poro	0.54	psi/ft	Conductividad	1	md - ft
Presión inicial de Yacimiento	2950	psi	Longitud Media	150	ft
Presión de fondo	500	psi	Espaciamiento	100	ft
Tiempo de producción	10	años	Altura	300	ft
Temperatura de Yacimiento	150	°F	Longitud del Pozo Horizontal	2968	ft
Saturación inicial del Gas	70	%			
Permeabilidad Matriz	0.00015	md			
Porosidad	6	%			

Fuente: SPE 165377 (Wei & Sepehrnoori, 2013)

El número total de fracturas para este pozo es de 28. La **Tabla 12** posee información más detallada para este caso. Los resultados obtenidos por simulación numérica y por la herramienta analítica son observados en la **Figura 33**.

**Figura 33.** Resultados Caso Barnett



**Fuente:** Los autores

**3.2.1.1 Análisis de resultados – Caso Barnett.** Como se puede ver en los resultados mostrados en la **Figura 33**, la tendencia de la curva de la herramienta analítica es muy similar a la tendencia obtenida por simulación numérica, con ligeras diferencias en tiempos medios de producción, en el sentido de que esa transición es modelada de manera diferente.

En tiempos iniciales existe una diferencia no tan marcada entre los dos modelos, producto de la alta tasa de gas que tanto el simulador como la herramienta analítica brindan, mientras que a tiempos más tardíos (superiores a 5 años) se observa un mejor emparejamiento tanto en tasa como en producción acumulada, dando a entender que modela de forma adecuada el pronóstico de producción.

En la **Tabla 13** se puede apreciar una breve comparación entre ambos modelados, respecto al primer año, al tercer año y al décimo año, y su respectiva desviación, con el fin de dar a entender que tan precisos son los resultados del modelo analítico.

**Tabla 13.** Desviación Caso Barnett

<b>AÑO</b>	<b>PROD ACUM ANALÍTICO BSCF</b>	<b>PROD ACUM NUMÉRICO BSCF</b>	<b>PORCENTAJE ERROR %</b>
1	0.81	0.75	7.404
3	1.31	1.34	2.239
10	2.06	2.02	1.98

**Fuente:** Los Autores

Como se puede observar, los resultados entre ambos modelos son muy cercanos entre sí, con errores menores al 5% a partir del tercer año, lo que en ingeniería se considera lo suficientemente acertado como para hacer válida su solución. Además, se hace una validación de los modelos empíricos tratados en el presente trabajo, con el objetivo de evidenciar la manera en la que se ajustan los datos de producción y luego se proyectan en el tiempo.

La serie de imágenes que se exponen en la **Figura 34** muestran las curvas de producción acumulada en tres etapas distintas de tiempo, tales como 1 año, 3 años y 7 años desde el inicio de la producción. En la tabla x se recopilan los valores de errores promedio de ajuste y gas acumulado para cada uno de los tres escenarios.

**Tabla 14.** Desviación del ajuste y gas acumulado – Barnett Shale

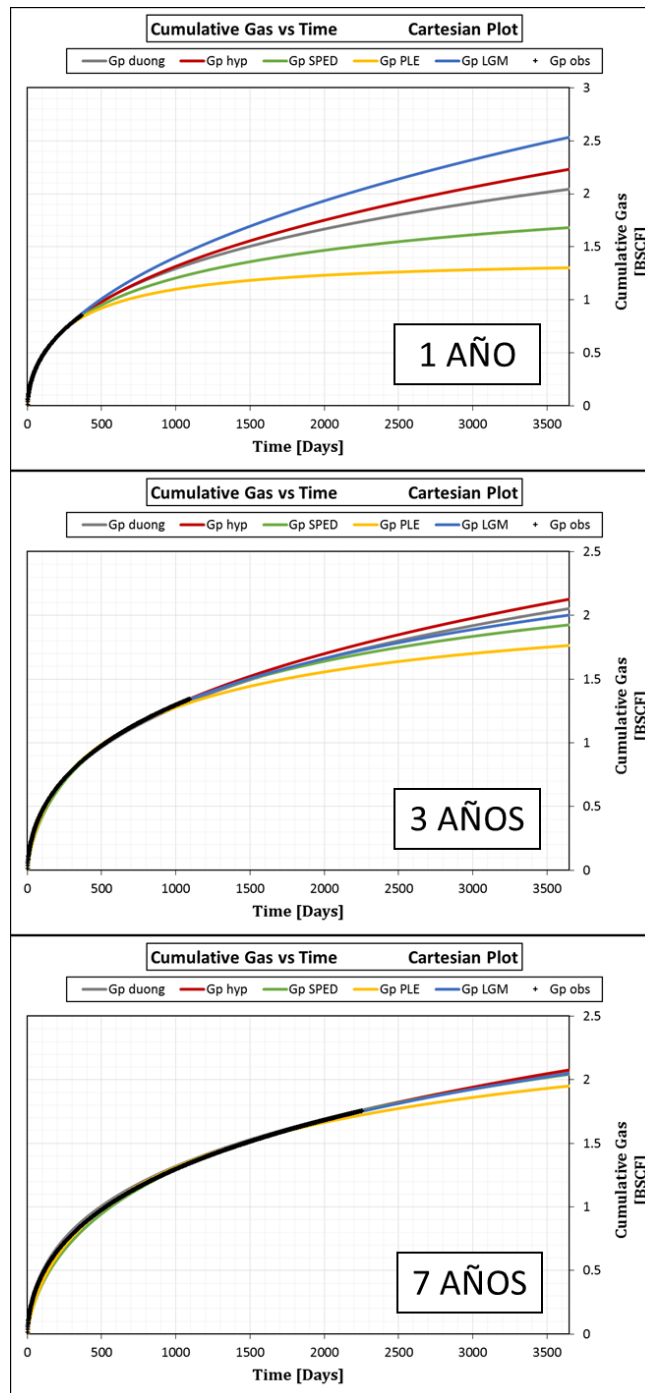
MODELO	1 AÑO		3 AÑOS		7 AÑOS	
	% ERROR EN EL AJUSTE	GAS ACUM.	% ERROR EN EL AJUSTE	GAS ACUM.	% ERROR EN EL AJUSTE	GAS ACUM.
ARPS	0.040%	2.232 BSCF	0.172%	2.127 BSCF	0.520%	2.077 BSCF
DUONG	0.136%	2.044 BSCF	0.451%	2.054 BSCF	1.243%	2.066 BSCF
LGM	0.244%	2.534 BSCF	0.163%	2.003 BSCF	0.235%	2.049 BSCF
PLE	0.288%	1.302 BSCF	0.743%	1.764 BSCF	1.531%	1.951 BSCF
SPED	0.105%	1.681 BSCF	0.867%	1.926 BSCF	1.791%	2.043 BSCF

**Fuente:** Los autores

Con los resultados se observa que el error promedio del ajuste aumenta en el tiempo, debido a que se tiene una mayor cantidad de datos para evaluar, aunque a su vez se disminuye la desviación entre sí de los modelos, brindando una mayor convergencia y un rango más preciso.

De los modelos aplicados al caso Barnett, el modelo que presenta una menor variación en el ajuste es el LGM, mientras que el modelo que menos varía su producción acumulada final es el modelo Duong, esto último debido a que el modelo de Duong es el más enfocado a los yacimientos no convencionales.

**Figura 34.** Curvas de producción acumulada



Fuente: Los autores

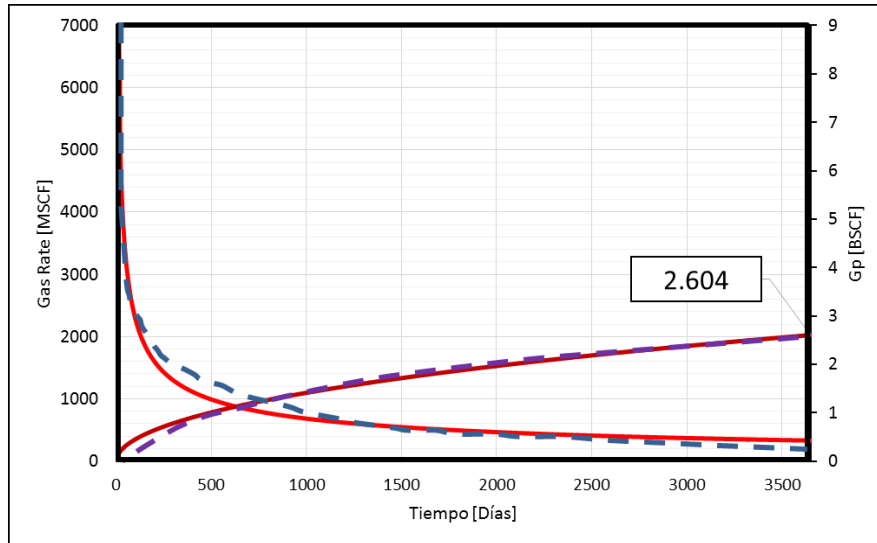
**3.2.2 Caso Marcellus shale.** Para el caso marcellus, éste se ha interpretado con 6 fracturas hidráulicas para realizar el cálculo de producción, en donde el espaciamiento y la longitud media de fractura fueron especificadas con un valor de 300 ft y 320 ft, respectivamente. Datos más específicos están en la Tabla 15. La comparación entre los dos modelos se presenta en la Figura 35.

**Tabla 15.** Datos Caso Marcellus

YACIMIENTO			FRACTURA		
Profundidad	8593	ft	Número de Fracturas	6	
Gradiente de Presión de poro	0.55	psi/ft	Conductividad	3	md - ft
Presión inicial de Yacimiento	4726	psi	Longitud Media	150	ft
Presión de fondo	535	psi	Espaciamiento	300	ft
Tiempo de producción	10	años	Altura	162	ft
Temperatura de Yacimiento	175	°F	Longitud del Pozo Horizontal	2100	ft
Saturación inicial del Gas	70	%			
Permeabilidad Matriz	0.0006	md			
Porosidad	6.5	%			

**Fuente:** SPE 165377 (Wei & Sepehrnoori, 2013)

**Figura 35.** Comparación Caso Marcellus



— Tasa de gas Analít. — Prod. Acum. Analít. - - Tasa de gas Num. - - Prod. Acumu Num.

**Fuente:** Los autores

**3.2.2.1 Análisis de resultados – Caso Marcellus.** De la misma manera como se observa en los resultados del Barnett, el pronóstico de producción del Marcellus Shale por el modelo analítico poseen una tendencia muy similar a la arrojada por la simulación numérica, salvo en tiempos tempranos donde poseen una ligera desviación entre sí.

Esto se debe a que existe una discrepancia en el modelado, debido a que la simulación contempla y exhibe de mejor manera los regímenes de flujo existentes en un yacimiento, sin embargo, la herramienta modela de excelente manera la etapa de tiempos medios y tardíos, ajustando de mejor forma entre los modelos.

En la **Tabla 16** se expone una comparación entre los dos modelos con el fin de confrontar sus resultados al primer año, al tercer año y al décimo año. Estos tiempos son para comparar tiempos tempranos, medios y tardíos.

**Tabla 16.** Desviación Caso Marcellus Shale

AÑO	PROD ACUM	PROD ACUM	PORCENTAJE
	ANALÍTICO	NUMÉRICO	ERROR
	BSCF	BSCF	%
1	0.86	0.8	7.50
3	1.47	1.52	3.29
10	2.60	2.56	1.56

Fuente: Los autores

**Tabla 17.** Desviación del ajuste y gas acumulado – Marcellus Shale

MODELO	1 AÑO		3 AÑOS		7 AÑOS	
	% ERROR EN EL AJUSTE	GAS ACUM.	% ERROR EN EL AJUSTE	GAS ACUM.	% ERROR EN EL AJUSTE	GAS ACUM.
ARPS	0.032%	2.497 BSCF	0.137%	2.445 BSCF	0.454%	2.423 BSCF
DUONG	0.063%	2.281 BSCF	0.113%	2.434 BSCF	0.128%	2.426 BSCF
LGM	0.132%	1.419 BSCF	0.243%	2.117 BSCF	0.293%	2.352 BSCF
PLE	0.300%	2.28 BSCF	0.890%	2.414 BSCF	2.339%	2.419 BSCF
SPED	0.123%	1.877 BSCF	0.693%	2.041 BSCF	2.247%	2.399 BSCF

Fuente: Los autores

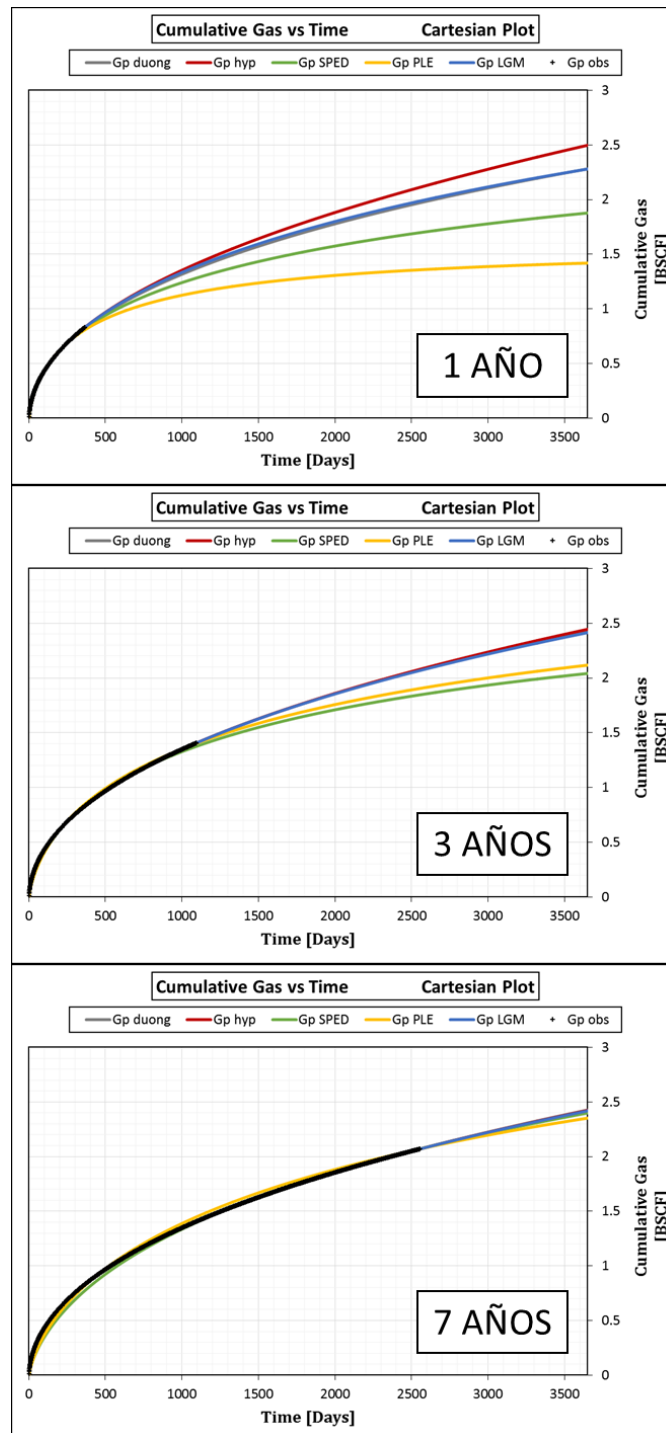
En esta **Tabla 16. Desviación Caso Marcellus Shale** se observan errores pequeños, del orden del 5% aproximadamente, dando a entender que a partir del

tercer año, la herramienta es lo suficientemente válida para cálculos ingenieriles, ya que es lo suficientemente acertado. De igual manera, como se presenta en el Caso Barnett Shale, se realiza la evaluación para los datos de producción obtenidos aplicando los modelos de curvas de declinación.

Las curvas de producción a un año, tres años y siete años se registran en la **Figura 36**, mientras que los datos del error promedio del ajuste y su respectiva producción acumulada están en la **Tabla 17**.

Los resultados obtenidos del ajuste por curvas de declinación arrojan que el error promedio en el ajuste con los datos de producción presenta una tendencia creciente al igual que el caso anterior. De la misma forma, el modelo Duong presenta la menor variación entre cada uno de ellos, mientras que el LGM es el de menor crecimiento en el porcentaje de error en el ajuste. Esto indica que el modelo LGM presenta un buen ajuste con las series de datos presentados, pero su proyección de producción no es la más acertada.

**Figura 36.** Producción Acumulada – Marcellus Shale



Fuente: Los autores

## 4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

A lo que se denomina análisis de sensibilidad es el procedimiento por el cual se puede determinar el impacto que tienen sobre la producción ante el cambio de determinadas variables independientes en el modelo, tales como, presión de yacimiento, temperatura de yacimiento, porosidad, longitud de pozo, longitud de fractura, etc.

### 4.1 SENSIBILIDAD MODELO POZO HORIZONTAL

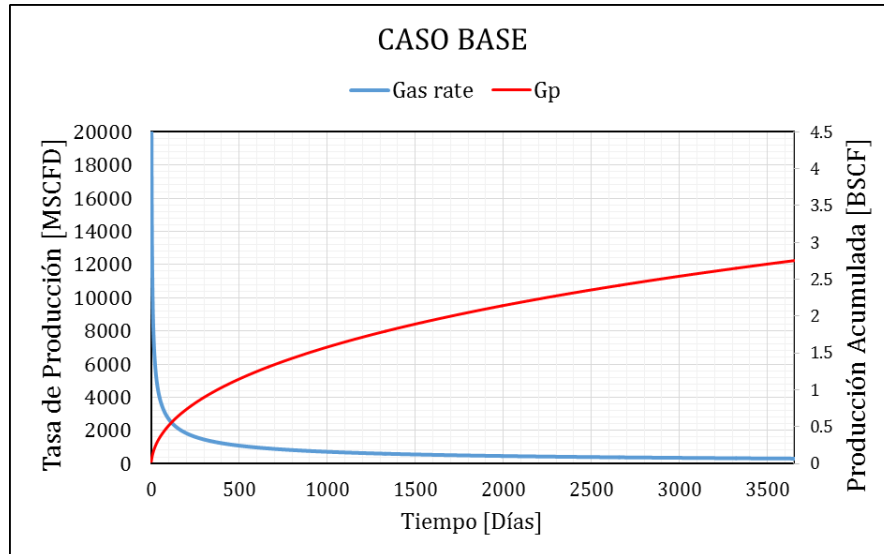
Los resultados obtenidos al aplicar este criterio de evaluación no miden la exactitud del modelo, simplemente mide el efecto positivo o negativo en la producción acumulada a 10 años al aumentar el 20% o disminuir la misma cantidad en la variable de estudio.

**Tabla 18.** Datos de ingreso al modelo horizontal

Presión inicial	3000	psia	Restricción de Flujo	1000	MSCF
Temp Yacimiento	205	F	Longitud del Pozo	3000	ft
Permeabilidad Matriz	0.0017	md	<b>FRACTURA</b>		
Espesor	75	ft	Etapas Fractura	13	
Porosidad	5	%	Eficiencia de Fractura	100	%
Saturación de Agua	15	%	Ancho de Fractura [wf]	0.01	in
Presión de Fondo	500	psia	Longitud Media de Fractura [Xf]	500	ft
Radio de Pozo	0.3	ft	Permeabilidad de Frac [Kf]	2000	md

**Fuente:** (Belyadi, 2012)

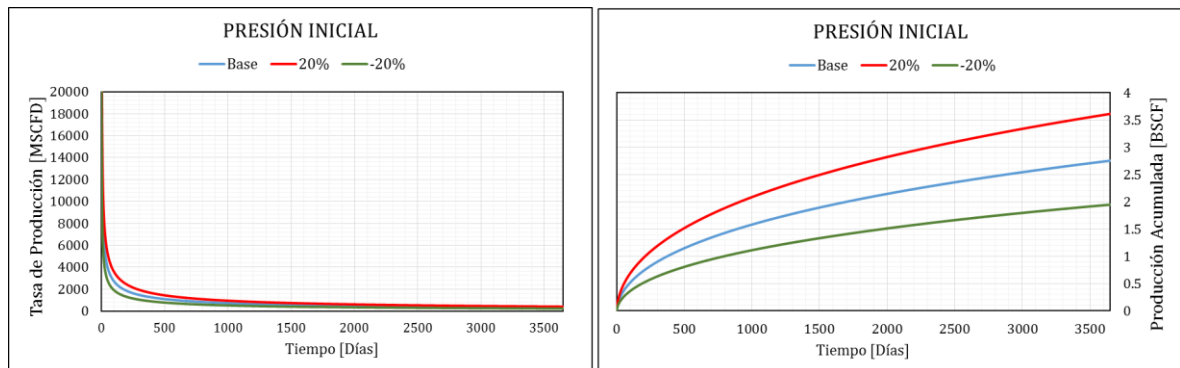
**Figura 37.** Gas rate y producción acumulada caso base (modelo horizontal)



Fuente: Los autores

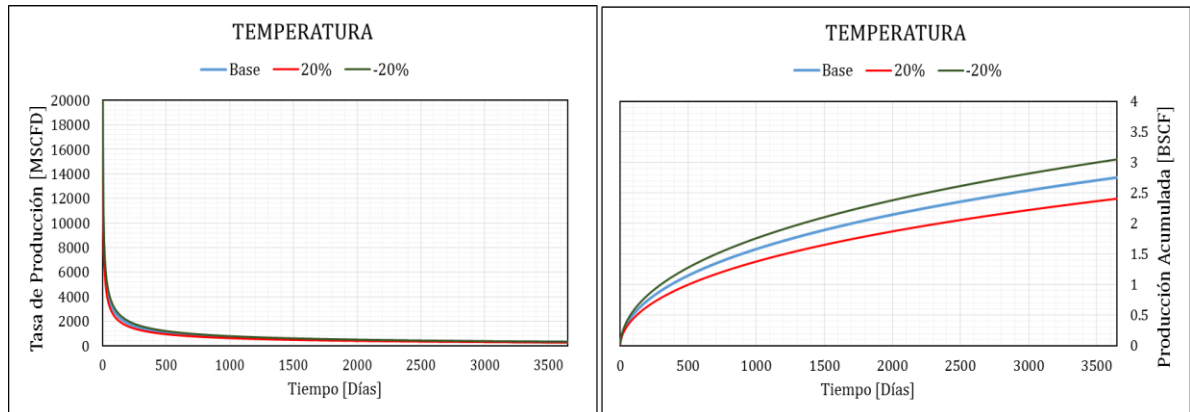
Los datos presentados en la **Tabla 18** muestran las propiedades de yacimiento, gas y fracturas, posteriormente son ingresados al modelo, los datos arrojados son enseñados en la **Figura 37**, en cual obteniendo un caudal acumulado de 2.754 Bscf a los 10 años de producción.

**Figura 38.** Sensibilidad del modelo a la presión



Fuente: Los autores

**Figura 39.** Sensibilidad del modelo a la temperatura



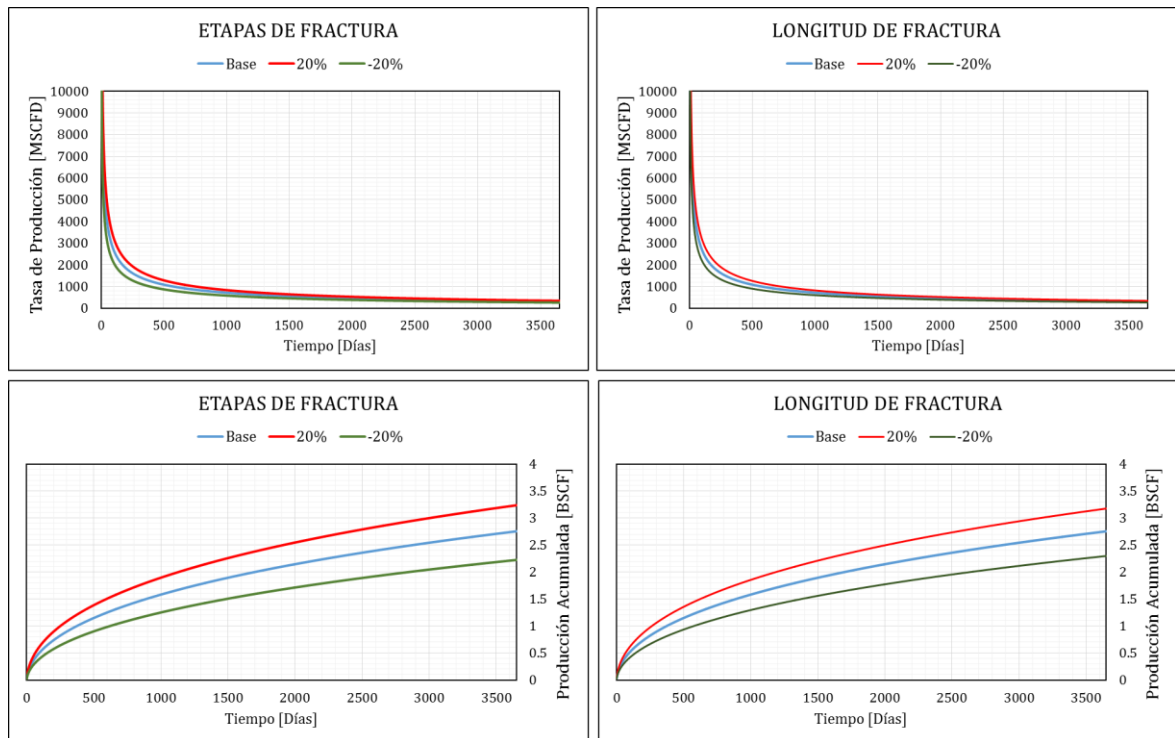
Fuente: Los autores

En la **Figura 38** y **Figura 39** se muestra el cambio de producción frente a la variación de presión inicial y temperatura de yacimiento, tomando como caso base un valor de producción acumulada a 10 años de 2.75 Bscf, valores que son modificados dependiendo de la sensibilidad que posea la variable en el modelo.

Al realizar el aumento y la disminución en igual proporción (20%) de la presión inicial como variable se evidencia que al hacer el cambio de 3000 a 3600 psi se obtiene una producción acumulada de 3.613 Bscf, y si reduce a 2400 psi se tiene un acumulado de 1.947 Bscf.

Caso opuesto pasa al variar la temperatura, ya que al aumentar este valor se obtiene una disminución en la producción y viceversa, consiguiendo valores de producción acumulada de 2.407 Bscf y 3.05 Bscf, respectivamente.

**Figura 40.** Sensibilidad del modelo al variar etapa de fractura y longitud de fractura



Fuente: Los autores

En la **Figura 40** se muestra el comportamiento al sensibilizar dos variables longitud de fractura y etapas de fractura, en el proceso de estimulación (fracturamiento hidráulico), posee un comportamiento normal con respecto al base ya que si se incrementa el valor de la variable así mismo aumenta la producción y si disminuye igualmente disminuirá la producción, los valores obtenidos acumulados respectivos son de 3.237 Bscf y 2.224 Bscf.

En las figuras anteriormente mencionadas se muestran los comportamientos mas notorios con respecto al caso base, sin embargo se realizaron cambios en otras variables obteniendo rangos aproximadamente de -30 % hasta 30 % de variación con respecto al caso inicial. Esto se muestra en la **Tabla 19**.

**Tabla 19.** Datos obtenidos de la sensibilidad de las variables – Modelo horizontal

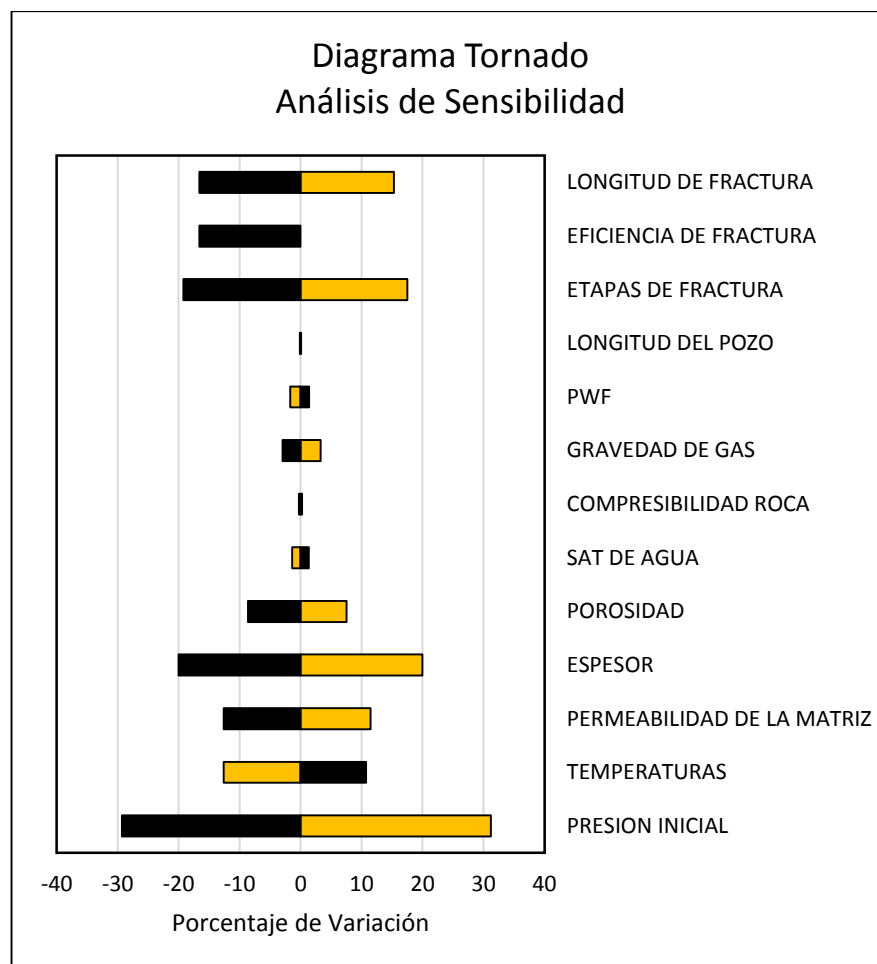
MODELO POZO HORIZONTAL		GAS ACUMULADO	CAMBIO	CAMBIO %
CASO BASE		2.75402		
PRESION INICIAL	3600	3.61292	0.8589	31.1873
	2400	1.94721	-0.8068	-29.2958
TEMPERATURAS	246	2.40674	-0.3473	-12.6099
	164	3.05023	0.2962	10.7557
PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ	0.00204	3.07017	0.3162	11.4797
	0.00136	2.40711	-0.3469	-12.5963
ESPESOR	90	3.30482	0.5508	20.0000
	60	2.20322	-0.5508	-20.0000
POROSIDAD	6	2.96097	0.2069	7.5144
	4	2.51623	-0.2378	-8.6342
SAT DE AGUA	18	2.71605	-0.0380	-1.3787
	12	2.79117	0.0371	1.3489
COMPRESIBILIDAD ROCA	0.000036	2.76100	0.0070	0.2535
	0.000024	2.74660	-0.0074	-0.2693
GRAVEDAD DE GAS	0.744	2.84488	0.0909	3.2991
	0.496	2.67212	-0.0819	-2.9737
PWF	600	2.70723	-0.0468	-1.6990
	400	2.79206	0.0380	1.3811
LONGITUD DEL POZO	3600	2.75599	0.0020	0.0714
	2400	2.75073	-0.0033	-0.1193
ETAPAS DE FRACTURA	16	3.23656	0.4825	17.5214
	10	2.22361	-0.5304	-19.2594
EFICIENCIA DE FRACTURA	120	0.00000	-2.7540	0.0000
	80	2.29691	-0.4571	-16.5981
LONGITUD DE FRACTURA	600	3.17534	0.4213	15.2984
	400	2.29691	-0.4571	-16.5981

**Fuente:** Los autores

Los datos presentados en la **Tabla 19** son descritos en la **Figura 41**, con el fin observar el efecto que tienen cada una de las variables que se modificaron,

partiendo de un modelo base ya que no siempre se presenta un comportamiento directo visto en longitud de fractura, etapas de fractura, gravedad de gas, porosidad, espesor, permeabilidad de la matriz y presión inicial; hay variables como pwf, saturación de agua y temperatura que presentan un comportamiento inverso quiere decir que al aumentar el valor disminuye la producción y si disminuye aumenta. Y unas variables que no presentan cambios en la producción.

**Figura 41.** Analisis de sensibilidad del modelo horizontal



**Fuente:** Los autores

## 4.2 SENSIBILIDAD MODELO POZO VERTICAL

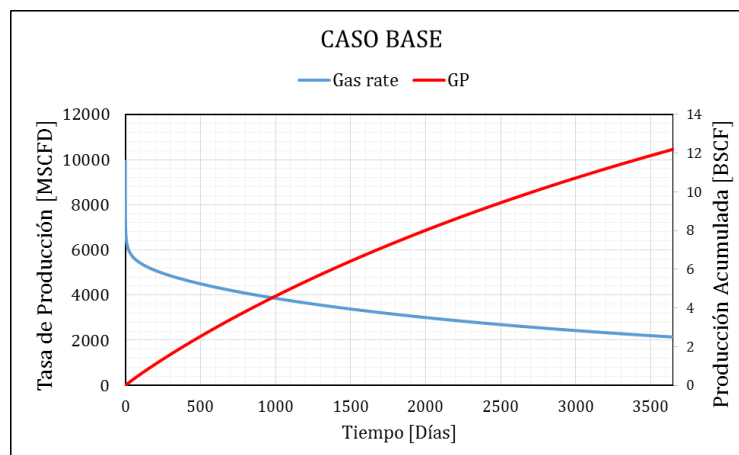
No es usual encontrar pozos verticales con fracturas para producción de yacimientos no convencionales, y debido a que la gran mayoría de perforaciones en Colombia son de orientación vertical, resulta favorable para el desarrollo del siguiente modelo analítico.

**Tabla 20.** Datos de ingreso del modelo vertical

Presión inicial	4400	psia	Pwf	1700	Psia
Temp Yacimiento	200	F	rw	0.35	Ft
Permeabilidad Matriz	0.05	md	Dens Bulk	2.5	g / cm <sup>3</sup>
Espesor	100	ft	Presion Langmuir	0	Psia
Área de Drenaje	640	Acres	Volumen Langmuir	0	scf / ton
Porosidad	10	%	Ancho de Fractura [wf]	0.0248	In
Sat de Agua	30	%	Longitud Media de Fractura [Xf]	1220	Ft
Compresibilidad Roca	8.60E-06	psi <sup>-1</sup>	Permeabilidad de Frac [Kf]	6700	Md

**Fuente:** (Rahman, et al., 2002)

**Figura 42.** Tasa y producción acumulada caso base – Modelo vertical

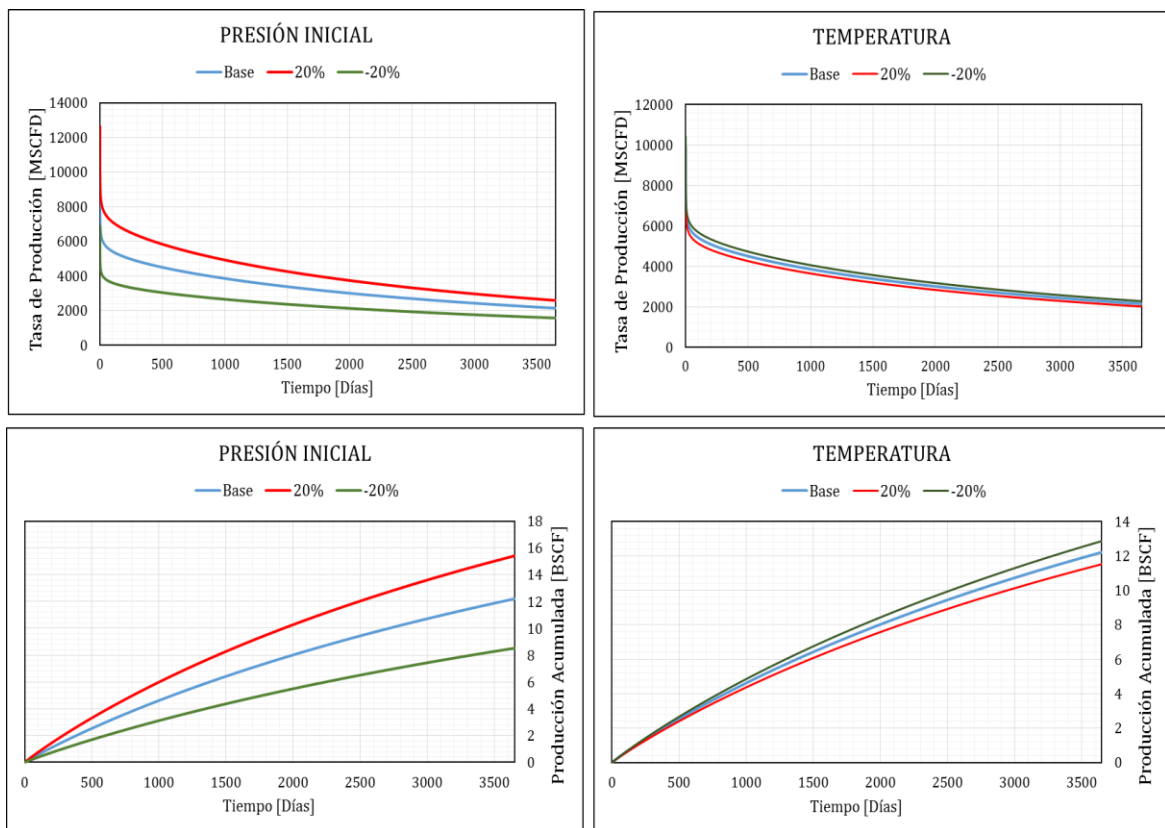


**Fuente:** Los autores

En la **Tabla 20** se muestran los datos de ingreso del modelo. Estos representan las propiedades de yacimiento, gas, restricciones de flujo y estimulación (fracturamiento hidráulico), en la **Figura 42** se observa el perfil de producción de un pozo vertical estimulado cuya producción acumulada a los 10 años es de 12.203 Bscf.

La presión (P) y la temperatura (T) son dos propiedades físicas que influyen en las ecuaciones (14) y (15) dependiendo de la posición de la variable crean un efecto directo en el caso de la presión e inverso con la temperatura los efectos son más marcados en tiempos tempranos de producción como se muestra en la **Figura 43**.

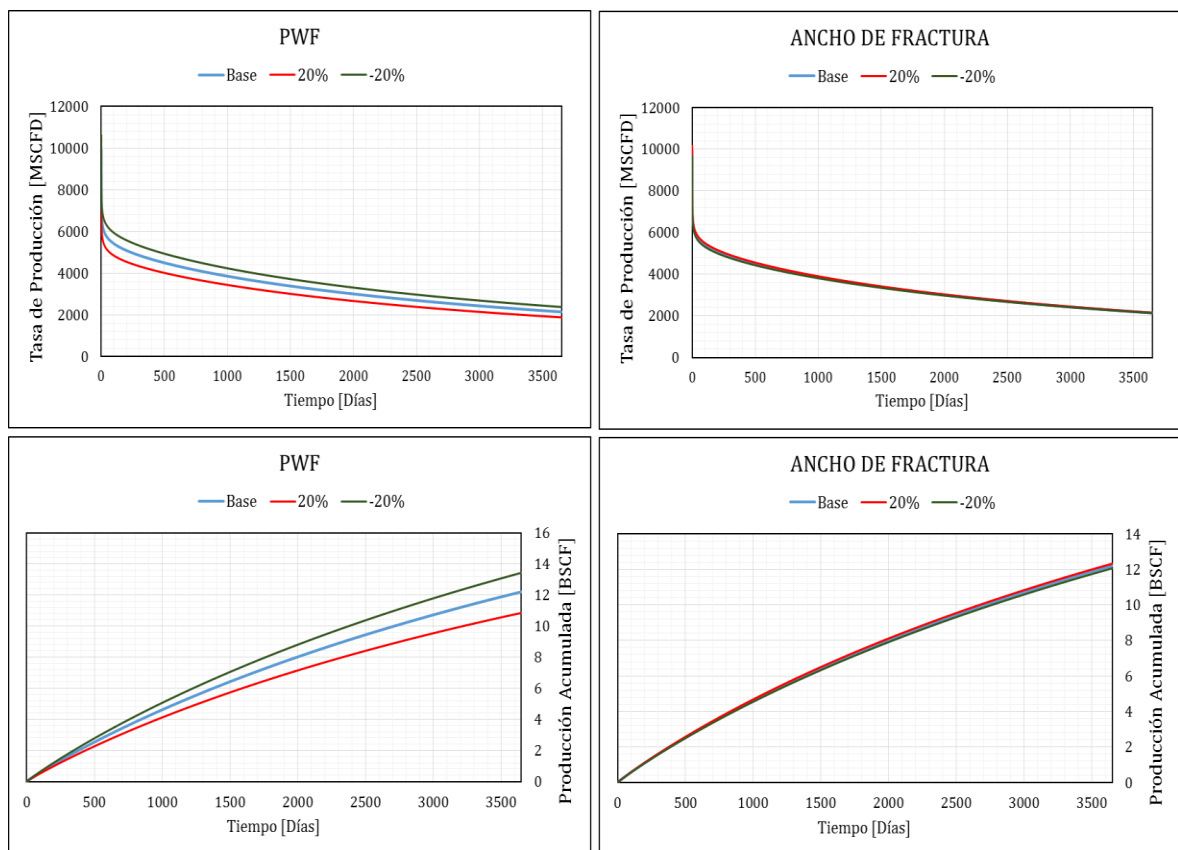
**Figura 43.** Sensibilidad del modelo al variar presión y temperatura



Fuente: Los autores

A continuación se observara el comportamiento de dos variables operacionales que son la presión en el fondo de pozo (Pwf) y el ancho de la fractura hidráulica. Como se muestra en la **Figura 44** la variable de mayor influencia en el comportamiento de la producción es la Pwf, debido a que en las ecuaciones (14) y (15) esta variable actúa de manera directa en los cálculos de producción así que a medida que sea mayor el valor de la variable el cálculo será menor ya que habrá mayor restricción al flujo de fluidos de cara de pozo a la superficie.

**Figura 44.** Sensibilidad del modelo al variar Pwf y ancho de fractura



Fuente: Los autores

Los valores de producción acumulada generados por el modelo a los 10 años son presentados en la siguiente tabla con el propósito de visualizar el cambio con respecto al caso base. Para mostrar el detalle de la sensibilidad **Tabla 21** presenta cada uno de los valores de ingreso en el modelo y los obtenidos como resultado de la corrida.

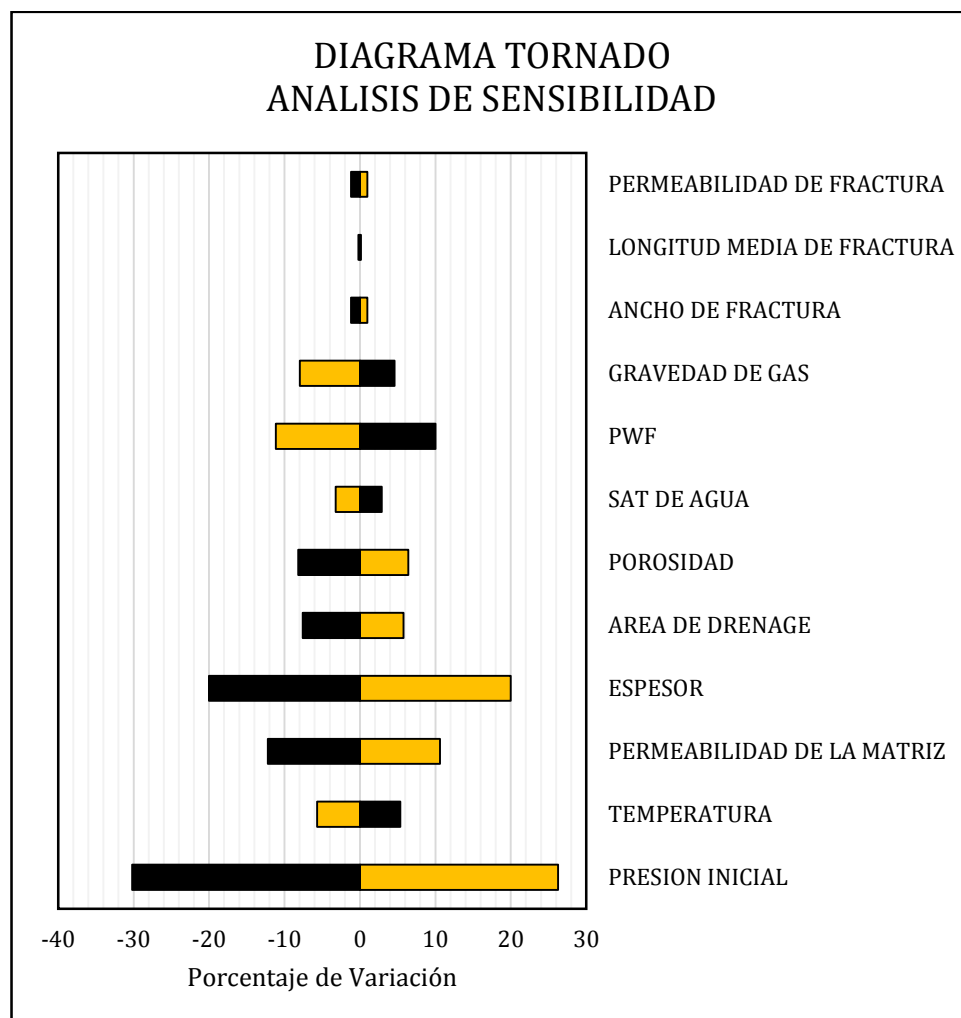
**Tabla 21.** Datos obtenidos de la sensibilidad de las variables - Modelo vertical

MODELO POZO VERTICALES		GAS ACUMULADO	CAMBIO	CAMBIO %
CASO BASE		12.2027943		
PRESION INICIAL	5280	15.4079	3.2051	26.2651
	3520	8.5195	-3.6833	-30.1842
TEMPERATURAS	240	11.5122	-0.6906	-5.6596
	160	12.8545	0.6518	5.3410
PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ	0.06	13.4955	1.2927	10.5934
	0.04	10.7125	-1.4903	-12.2124
ESPESOR	120	14.6434	2.4406	20.0000
	80	9.7622	-2.4406	-20.0000
AREA DE DRENAGE	768	12.9061	0.7033	5.7634
	512	11.2755	-0.9273	-7.5992
POROSIDAD	12	12.9837	0.7809	6.3997
	8	11.2036	-0.9992	-8.1885
SAT DE AGUA	36	11.8080	-0.3948	-3.2352
	24	12.5581	0.3553	2.9119
PWF	2040	10.8442	-1.3586	-11.1336
	1360	13.4273	1.2245	10.0349
GRAVEDAD DE GAS	1.02	11.2323	-0.9705	-7.9531
	0.68	12.7653	0.5625	4.6096
ANCHO DE FRACTURA	0.02976	12.3221	0.1193	0.9773
	0.01984	12.0584	-0.1444	-1.1833
LONGITUD MEDIA DE FRACTURA	1464	12.2219	0.0191	0.1562
	976	12.1779	-0.0249	-0.2039
PERMEABILIDAD DE FRACTURA	8040	12.3221	0.1193	0.9773
	5360	12.0584	-0.1444	-1.1833

Fuente: Los autores

Los valores presentados en la **Tabla 21** se representaran a continuación con un diagrama tornado con el fin de visualizar de una manera mucho más fácil el efecto causado por las variables al modelo de producción en términos de producción acumulada a los 10 años o 3650 días. Además es representado el cambio de la producción a partir de un punto base o caso inicial de estudio.

**Figura 45.** Analisis de sensibilidad - Modelo vertical



**Fuente:** Los autores

## 5 CONCLUSIONES

El modelado de producción en los yacimientos no convencionales – shale plays es una estrategia técnica para evaluar el comportamiento del yacimiento, brindando pronósticos acertados, dependientes del modelo utilizado.

El modelado empírico, al tener como fundamento principal que la declinación observada continúa en el tiempo, mostró una gran dispersión en los resultados respecto a cada uno de los modelos propuestos a tiempos tempranos; pero al ir incrementando la cantidad de datos de producción utilizados, o en otras palabras, al disminuir los datos que quedan en incertidumbre, este modelado tiende a ofrecer resultados con una mayor exactitud.

Se concluyó que teniendo data de petrofísica y de diseño básico de pozo, la simulación numérica y los modelos analíticos son una excelente opción a utilizar, siendo la primera la más acertada debido a la excelente representación de los fenómenos que suceden en yacimiento. No obstante, los modelos analíticos permiten determinar más ágilmente y de manera precisa estos perfiles de producción, lo hacen con una pequeña diferencia respecto a los modelos numéricos.

Se concluyó que la capacidad de realizar un pronóstico de producción acertado depende en gran medida del modelo de flujo que se elija para predecir el régimen actual.

Las variables como la presión, la permeabilidad, el espesor tuvieron un impacto directamente proporcional significativo en el pronóstico de producción, mientras que la presión de fondo fluyendo tiene un impacto inverso. Todas estas variables están involucradas a los diferenciales de presión y al volumen de gas in situ.

## 6 RECOMENDACIONES

Se recomienda integrar este análisis para los yacimientos no convencionales tipo Shale Oil.

Se recomienda evaluar modelos actualizados de pronósticos de producción, tanto modelos empíricos como modelos analíticos.

Se recomienda realizar una incorporación de curvas de permeabilidades relativas gas – agua.

Se recomienda hacer una evaluación y modelado semi – analítico para poder representar de una manera más adecuada los regímenes de flujo.

## BIBLIOGRAFIA

- AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Elsevier. Cuarta Edición. 2010. 1454 p.
- AHMED, Tarek; CENTILMEN, Aydin y ROUX, Brian Paul. A Generalized Material Balance Equation for Coalbed Methane Reservoirs. SPE 102638. 2006
- ALARCÓN MARTÍNEZ, Daniel y BOCANEGRA CHAPARRO, Camilo. Estudio de la factibilidad técnico-económica de un proyecto de Shale Gas aplicado a Colombia. Universidad Industrial de Santander. 2013.
- AMINIAN, K., AMARI, S. FATHI, E. Analysis of Shale Production Performance Using Decline Curve Methods. West Virginia University. 2013.
- BEGGS, H. D. y ROBINSON, J. R. Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems. Journal of Petroleum Technology. 1975.
- BELYADI, Fatemeh, *et al.* Analisis of Production Performance of the Hydraulically Fractured Horizontal Wells. SPE 161348. 2012
- BRITISH PETROLEUM. Statistical Review of World Energy. 2013
- CIPOLLA, Craig. *et al.* Reservoir Modeling in Shale Gas Reservoirs. SPE 125530. 2010.
- CLARKSON, C. R. y McGOVERN, J. M. Study of the Potential Impact of Matrix Free Gas Storage Upon Coalbed Gas Reserves and Production Using a New Material Balance Equation. 2001.
- ECONOMIDES, Michael J. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. 2007. 509 p.
- ECONOMIDES, Michael, *et al.* Petroleum Production Systems. Segunda Edición. Prentice - Hall. 2013. 848 p.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2014. Petroleum & Other Liquids Drilling Productivity Report. 2014.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. 2013.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. 2013.

GLORIOSO, J. C. & RATTIA, A. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012.

HEIDARYAN, E.; MOGHADASI, J. y MASOUD, R. New Correlations To Predict Natural Gas Viscosity And Compressibility Factor. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2010.

HERNÁNDEZ MARÍN, César Johanny y SOTO PABÓN, Jhoan David. Evaluación del proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a algunos pozos del campo Yariguí - Cantagallo. Universidad Industrial de Santander. 2009.

KING, George. Material - Balance Techniques for Coal - Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs with Limited Water Flux. SPE 20730. 1993.

MAHMOUD, M. A. y FAHD, K., 2013. Development of a New Correlation of Gas Compressibility Factor (Z-Factor) for High Pressure Gas Reservoirs. SPE 164587. 2013.

MOGHADAM, S., JEJE, O. & MATTAR, L. Advanced Gas Material Balance in Simplified Format. SPE 139428. 2011.

RAHMAN, M. M; RAHMAN, M. K. y RAHMAN, S. S. An Analytical Model for Production Estimation from Hydraulically Fractured Tight - Gas Reservoirs. SPE 77901. 2002.

REY CELIS, Carlina. & AMAYA CORTES, Freddy Alexander. 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. Universidad Industrial de Santander. 2011.

SIEMINSKI, A. Outlook for U.S. Shale oil and shale gas. 2014.

SUTTON, R. P. Fundamental PVT Calculations for Associated and Gas - Condensate Natural Gas Systems. SPE 97099. 2005.

VASQUEZ, M. E. & BEGGS, H. D. Correlations for Fluid Physical Property Prediction. Journal of Petroleum Technology. 1980.

WATTENBARGER, Robert, *et al.* Production Analysis of Linear Flow into Fractured Tight Gas Wells. SPE 39931. 1998.

WEI, Yu y SEPEHRNOORI, Kamy. Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs. SPE 165377. 2013.

ZHOU, Wentao. *et al.* Production Forecasting and Analysis for Unconventional Resources. IPTC 17176. 2013.