

**EVALUACIÓN DE LOS MODELOS DE DECLINACIÓN PREDICTIVOS DE LA
TASA DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE SHALE OIL Y SHALE GAS**

**LUIS FELIPE MENDOZA VARGAS
DANIELA ANDREA OSORIO GONZÁLEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**EVALUACIÓN DE LOS MODELOS DE DECLINACIÓN PREDICTIVOS DE LA
TASA DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE SHALE OIL Y SHALE GAS**

**LUIS FELIPE MENDOZA VARGAS
DANIELA ANDREA OSORIO GONZÁLEZ**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
NICOLÁS SANTOS SANTOS
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos**

**Co-Director
EMMANUEL ROBLES ALBARRACÍN
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A Dios.

*A mis padres Ángel Miguel Osorio Plata y Rosalba González León
por brindarme su apoyo para lograr mis metas.*

A mi hermano Miguel por sus consejos.

A Felipe por su compañía y apoyo siempre.

Daniela Osorio González

DEDICATORIA

A Dios.

A mis padres Héctor Alfonso Mendoza Duarte y Amelia Vargas Tafur por su apoyo incondicional en este proceso.

A mi hermano Héctor Andrés por estar ahí siempre, dándome su ayuda y sus valiosos consejos.

A Daniela por ser mi compañera, mi amiga y mi novia, brindándome su amor y apoyo en este lindo camino.

Luis Felipe Mendoza Vargas

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director M.Sc Nicolás Santos Santos por darnos la oportunidad y confianza de desarrollar este reto.

A nuestro codirector Ing. Emmanuel Robles Albarracín que, sin su apoyo, compañía permanente, consejos, enseñanzas y paciencia, no hubiésemos tenido tal crecimiento profesional y académico.

Al M.Sc Samuel Fernando Muñoz Navarro quien con sus consejos oportunos y valiosas sugerencias hizo de este proyecto una gran fuente de aprendizaje.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos por su apoyo y orientación brindada en el desarrollo del proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por ser el alma mater que nos brindó sus espacios para formarnos como personas y profesionales íntegros.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	16
1. GENERALIDADES	17
1.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	17
1.2 SHALES.....	18
1.3 DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS	19
1.4 DEFINICION SHALE OIL.....	20
1.5 REGIMENES DE FLUJO EN SHALES	21
1.6 DESARROLLO DE SHALE PLAYS	23
1.6.1 Pozos horizontales.	23
1.6.2 Cementación.....	25
1.6.3 Fracturamiento Hidráulico.....	26
1.7 PARÁMETROS QUE IMPACTAN LA VIABILIDAD ECONÓMICA EN SHALES.....	27
1.7.1 Contenido total de Carbón Orgánico (TOC).....	27
1.7.2 Kerógeno.	28
1.7.3 Madurez térmica.	28
1.7.4 Geomecánica.....	28
1.8 DISPONIBILIDAD DEL RECURSO	29
1.9 POTENCIAL DE SHALE EN COLOMBIA.....	29
1.9.1 Shale Gas.	32
1.9.2 Shale Oil.	33
2. CURVAS DE DECLINACION	34
2.1 CURVAS DE DECLINACIÓN DE ARPS.....	34
2.1.1 La Declinación Exponencial.....	34
2.1.2 La Declinación Hiperbólica.	35
2.1.3 La Declinación Armónica.	35

2.2	APLICACIONES DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN EN YACIMIENTOS TIPO SHALE.....	36
2.2.1	Power Law Exponential Decline Model (PLE).....	37
2.2.2	Stretched Exponential Production Decline Model (SEPD).....	38
2.2.3	Modified Stretch Exponential Production Decline Model (YM-SPED).....	40
2.2.4	Duong Model.	40
2.2.5	Modified Duong Model.....	43
2.2.6	Logistic Growth Model (LGM).	44
2.2.7	Modified Fracture Flow (MFF).....	46
3.	SIMULACION NUMERICA EN SHALE PLAYS	48
3.1	DISEÑO DEL REFINAMIENTO	49
4.	METODOLOGIA DE TRABAJO.....	52
4.1	CASOS PARA LA EVALUACIÓN	53
4.1.1	Caso de shale oil.	53
4.1.2	Caso de shale gas.....	57
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	60
5.1	CASO CONDADO DIMMIT.....	60
5.2	CASO MARCELLUS SHALE	64
6.	CONCLUSIONES.....	69
7.	RECOMENDACIONES.....	71
	BIBLIOGRAFIA.....	72

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Yacimientos No Convencionales.	18
Figura 2.Regímenes De Flujo En Shale.....	22
Figura 3.Esquema De Un Pozo Horizontal	24
Figura 4.Pozos Horizontales.....	25
Figura 5.Composición Del Fluido De Fracturamiento.	27
Figura 6.Recursos Técnicamente Recuperables De Shale Gas En TCP.	30
Figura 7.Recursos Técnicamente Recuperables De Shale Oil En MMMBBL.	30
Figura 8.Cuencas Colombianas No Convencionales.....	31
Figura 9.Declinación Exponencial PLE.....	38
Figura 10.Grafica De Q_p/G_p Vs Tiempo.	42
Figura 11. Q_g Vs Tiempo De Doung.....	43
Figura 12.Grafica De Coeficiente X Vs Tiempo.	47
Figura 13. Celda Localmente Refinada.....	49
Figura 14.Celdas Refinadas, 9 x 9 y 43 x 43.	50
Figura 15. Curvas De Producción Para el refinamiento 9 x 9 y 43 x 43.....	51
Figura 16. Mapa del Shale Play de Eagle Ford.	54
Figura 17. Modelo del yacimiento base del condado de Dimmit.....	54
Figura 18. Curvas de produccion base para el caso Dimmit.....	56
Figura 19. Ajuste historico de las curvas de produccion para el caso Dimmit.	56
Figura 20. Mapa del Shale Play de Marcellus.....	57
Figura 21. Modelo del yacimiento base de Marcellus Shale.	58
Figura 22.Tasa de produccion base para el caso Marcellus.....	59
Figura 23.Ajuste historico de la tasa de produccion para el caso Marcellus.....	59
Figura 24. Ajuste de los Modelos para el Caso Dimmit.	60
Figura 25. Curvas de acumulado de producción caso Dimmit– Base 1 año.....	61
Figura 26. Curvas de acumulado de producción caso Dimmit – Base 3 años.....	62
Figura 27.Curvas de acumulado de producción caso Dimmit– Base 7 años.....	62

Figura 28. Ajuste de los Modelos para el Caso Marcellus.64
Figura 29. Curvas de acumulado de producción caso Marcellus – Base 1 año.....65
Figura 30. Curvas de acumulado de producción caso Marcellus – Base 3 años...66
Figura 31. Curvas de acumulado de producción caso Marcellus – Base 7 años...66

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de acuerdo al porcentaje del TOC .	28
Tabla 2. Tipos de kerógeno.	28
Tabla 3. Recursos Cuencas Colombianas.	32
Tabla 4. Recursos Cuencas Colombianas.	33
Tabla 5. Datos del caso Dimmit.	55
Tabla 6. Porcentajes de Error del Ajuste para el Caso Dimmit.	61
Tabla 7. Evaluación de Modelos para Caso Dimmit.	63
Tabla 8. Datos del caso Marcellus Shale.	58
Tabla 9. Porcentajes de Error del Ajuste para el Caso Marcellus.	65
Tabla 10. Evaluación de Modelos para Caso Marcellus.	67

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LOS MODELOS DE DECLINACIÓN PREDICTIVOS DE LA TASA DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE SHALE OIL Y SHALE GAS.*

AUTORES: LUIS FELIPE MENDOZA VARGAS
DANIELA ANDREA OSORIO GONZÁLEZ**

PALABRAS CLAVE: Pronósticos de producción, Yacimientos no convencionales, Shale oil, Shale gas, Curvas de declinación, Modelos empíricos.

DESCRIPCIÓN:

Los pronósticos de producción son una herramienta indispensable en la industria de los hidrocarburos, debido a que permiten establecer como se comportaran los yacimientos en el futuro, así como determinar el límite económico de los mismos. El proyecto tiene como objetivo evaluar modelos de declinación que se utilizan en la actualidad para pronosticar la producción de los yacimientos tipo shale oil y shale gas.

Partiendo de una revisión y selección de los modelos empíricos existentes para yacimientos no convencionales, se construyó tanto para shale oil como para shale gas una herramienta computacional en MS EXCEL, que permitiera la evaluación de los métodos. Estas herramientas fueron validadas mediante modelos numéricos obtenidos de la literatura, los cuales fueron simulados mediante CMG, utilizando un modelo de un único pozo horizontal. En la validación se obtuvieron errores en el ajuste inferiores al 5%, lo que califico a las herramientas como óptimas para la realización de pronósticos de producción en cada tipo de yacimiento.

Finalmente se realizó la evaluación de los modelos para el caso de shale oil y de shale gas, donde se concluyó cuál o cuáles de estos modelos tenían el mejor ajuste en el pronóstico, cuando se contaba con distintos tiempos de producción histórica.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleo, Director MSc. Nicolás Santos Santos, Codirector Ing. Emmanuel Robles Albarracín.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF DECLINE FORECASTING MODELS OF PRODUCTION RATE IN SHALE OIL AND SHALE GAS RESERVOIRS.*

AUTHORS: LUIS FELIPE MENDOZA VARGAS

DANIELA ANDREA OSORIO GONZÁLEZ**

KEYWORDS: Production Forecasting, Unconventional reservoirs, Shale oil, Shale gas, Decline curves, Empirical models.

DESCRIPTION:

The production forecasting is an essential tool in hydrocarbons industry due to they allow to establish how the reservoirs will behave in the future, as well as estimate the economic limit of them. This project aims to evaluate decline models which nowadays are used to forecast the production of shale oil and shale gas reservoirs.

Based on a review and selection of existing empirical models for unconventional reservoirs, a computational tool in MS EXCEL was built for both shale oil and shale gas, which allow the evaluation of the methods. These tools were validated by numerical models found in the literature, which were simulated by CMG, using a horizontal single well model. Adjustment errors obtained in the validation were lesser than 5%, which qualify as functional tools to perform production forecasts in each type of reservoir.

Finally the evaluation of the models for shale oil and shale gas was performed, where it was concluded which of these models had the best adjustment in the forecast, when it counted with different historical production times.

* Undergraduate Project.

**Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director M.Sc. Nicolás Santos Santos, Co-director Eng. Emmanuel Robles Albarracín.

INTRODUCCION

El desarrollo de los recursos no convencionales es el principal desafío de la industria petrolera hoy en día debido a que las reservas de hidrocarburo convencional se están agotando, como consecuencia a esto se han empezado a evidenciar cambios en el sector energético mundial como lo estamos viviendo en la actualidad. La revolución del Shale Gas y Shale Oil ha dado un giro radical a los pronósticos de producción porque contribuye a un incremento de las reservas energéticas.

Para obtener mejores resultados de desarrollo en este tipo de yacimientos, el pronóstico de producción es de gran utilidad proporcionando un panorama más claro, porque permite estimar la vida útil del yacimiento de interés. En este sentido, poder contar con un método de pronóstico de producción, sería una herramienta indispensable para poder desarrollar estrategias de producción viables.

En la actualidad existen varios modelos que permiten tener un pronóstico en yacimientos de shale, sin embargo, ninguno de estos aún se establece como el modelo ideal. Por tal razón, este trabajo se enfoca en la evaluación de los modelos de declinación usados en la industria, realizando una comparación entre métodos existentes tanto para Shale Gas como para Shale Oil. Dicha comparación permitirá establecer cual método de predicción para shale tiene menor porcentaje de error. Todas las comparaciones de los métodos se validarán con datos de producción simulada de un pozo horizontal en un yacimiento en estudio tanto de Shale Gas como de Shale Oil, logrando así concluir cual modelo o modelos de predicción se ajusta mejor en cada caso.

1. GENERALIDADES

1.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

El yacimiento no convencional es aquel que utiliza técnicas más sofisticadas para la extracción de los hidrocarburos. Generalmente este tipo de yacimientos difieren de un convencional en aspectos tales como¹ :

- I. Requerimientos de capital altos y constantes a lo largo de la vida de los proyectos.
- II. Aplicación tecnológica tiene un rol muy importante.
- III. Volúmenes mayores.
- IV. Campañas extensivas de perforación.
- V. Sinergias muy importantes con midstream y down stream.
- VI. Riesgo exploratorio menor que en HC convencionales.

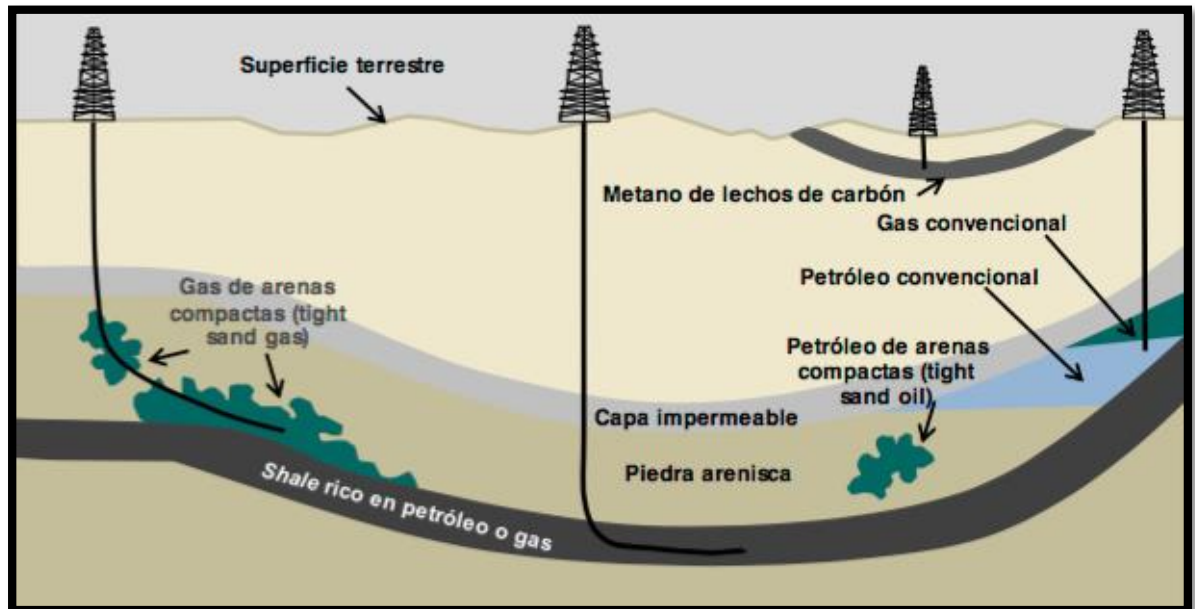
Como se evidencia en la **Figura 1** el subsuelo puede contener diferentes tipos de yacimientos no convencionales, los cuales se pueden clasificar dependiendo tanto de las características petrofísicas como de las propiedades de los fluidos, que incidirán de manera directa en la forma de su desarrollo. Los yacimientos no convencionales pueden incluir:

- I. Shale Plays
- II. Arenas compactas
- III. Carbonatos
- IV. Arenas bituminosas
- V. Crudos pesados

¹ FUENZALIDA H., Latinoamérica, foco de oportunidad para los Recursos No Convencionales. ECOPEPETROL.2015.

VI. Metano de Yacimiento de carbón (CBM)

Figura 1. Yacimientos No Convencionales.



Fuente: Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos.2015

1.2 SHALES

Un shale Play es aquel donde el hidrocarburo permanece en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales, por lo tanto, en estos casos, la roca generadora y la roca almacenadora. Para su explotación industrial, los yacimientos con permeabilidad mayor a 0,1 mD se consideran convencionales y como no convencionales si su permeabilidad es menor a este valor². Los yacimientos tipo shale se caracterizan generalmente por tres aspectos:

² PÉREZ, Rodrigo: OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS. Mexico,2015. Trabajo de grado(Ingeniero de

- I. Los hidrocarburos no migran
- II. Los hidrocarburos se entrapan in situ.
- III. El yacimiento se autosella

Para considerar un yacimiento no convencional de aceite y gas en lutitas³ se deben cumplir por lo menos las siguientes características de la roca:

- I. Riqueza orgánica total: TOC > 1%,
- II. Kerógeno tipo II y III
- III. Rangos de madurez térmica: $R_o > 0.9\%$
- IV. Litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas con propiedades mecánicas.
- V. Las arcillas pueden contener gas natural gracias al suficiente contenido de materia orgánica y al grado de madurez térmica.
- VI. La acumulación de gas debe ser continua y no estar asociada a estructuras geológicas.
- VII. Contener aceite y/o gas libre en los espacios porosos (micro, nanoporosidad) y fracturas, así como presencia de gas adsorbido, tanto en el kerógeno como en las partículas arcillosas.
- VIII. De muy baja permeabilidad, pero frágiles.

1.3 DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS DE SHALE GAS

Es un yacimiento de gas no convencional, de baja permeabilidad formado por rocas sedimentarias de grano fino (varían de arcillas a arenas de grano muy fino), ricas

Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

³ MONTES, Fernanda . LOPEZ,Diego: TERMINACIÓN DE POZOS EN SHALE GAS Y SHALE OIL.Mexico,2013,14.Trabajo de grado(Ingeniero de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

en materia orgánica que son al mismo tiempo: roca madre, roca almacén y roca sello. Almacenan el gas como gas libre en la matriz, en fracturas naturales y en los micros poros, o como gas adsorbido/disuelto en los componentes orgánicos o en las arcillas⁴.

El shale gas es simplemente gas natural. No obstante, su nombre lo diferencia debido a su procedencia, las lutitas. En términos químicos, es un gas seco que consta de un 90% o más de metano, aunque puede producirse también húmedo, que da origen a alguna recuperación de petróleo ligero por condensación.

Los sedimentos que se han transformado en yacimientos no convencionales de gas se caracterizan por tener un origen marino o lacustre. Si es de origen marino significa que posee un bajo contenido de arcilla y un alto contenido de cuarzo, feldespatos y carbonatos, por lo tanto responde favorablemente a una estimulación de fracturamiento hidráulico. Mientras que los depósitos de lutita en ambientes terrestres (lacustre, fluvial) tienen un alto contenido de arcilla, más dúctil y menos sensible al fracturamiento.

1.4 DEFINICION SHALE OIL

El Shale oil constituye un tipo de yacimiento formado por una roca madre en el cual el petróleo permanece dentro de la matriz rocosa. El hidrocarburo retenido es del Tipo I o II. Tiene origen en una diversidad de ambientes sedimentarios como lagos, pantanos de agua dulce y agua salada, cuencas marinas, litorales y plataformas submareales⁵.

⁴ Blanco Ybáñez, A.J. Vivas Hohl, J. (abril 2012). "Nociones de ingeniería aplicada a reservorios no convencionales " Petrotecnia, (2012) 93.

⁵ PÉREZ, Rodrigo: OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS. Mexico,2015. Trabajo de grado(Ingeniero de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

Su nombre, usualmente genera confusiones con otros hidrocarburos que son explotados con técnicas mineras como Oil shale, los cuales son lutitas que contienen una cantidad significativa de materia orgánica inmadura, de la cual se puede obtener aceite y gas mediante la destilación destructiva de la roca extraída a la superficie mediante minería.

Una de las características que se tienen respecto a la explotación de estos yacimientos, es la declinación de la producción. Ya que las curvas de declinación muestran que con el ritmo de producción de pozos, ya sea de aceite o gas, declina rápidamente a través del tiempo. El profesor Paul Stevens de Chatham House⁶, observó que los yacimientos no convencionales, declinan cinco veces más rápido que los yacimientos convencionales.

1.5 REGIMENES DE FLUJO EN SHALES

Como se puede observar en la **Figura 2** los pozos multifracturados presentan múltiples regímenes de flujo durante la vida del pozo⁷. Deben haber algunos regímenes de flujo que dominan la vida del pozo como el régimen de flujo lineal, pero con el advenimiento de nuevas y más sofisticadas técnicas de fracturamiento, regímenes como el boundary flow están siendo observados más seguido.

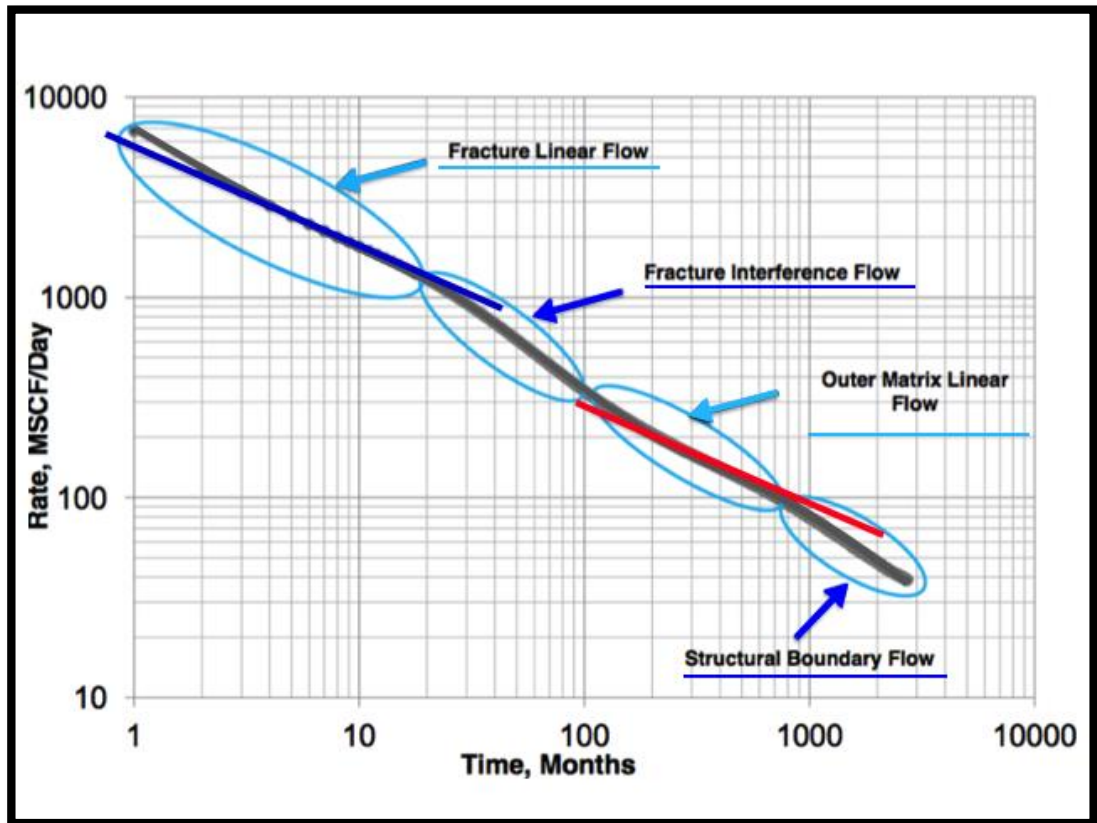
- I. Linear Flow: Un régimen de flujo transitorio que ocurre cuando los límites de la fractura no han sido aún observados. El tiempo que este régimen dura depende del espacio de la fractura y de la permeabilidad del SRV.

⁶ BLANCA LÓPEZ, Ingrid. Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Tesis. México, D.F: Universidad Nacional Autónoma de México

⁷ KRUNAL JAYKANT, Joshi. Comparison of various deterministic forecasting techniques in shale gas reservoirs with emphasis on the duong method. Tesis. Texas: Texas A&M University.

En la mayoría de los pozos de shale este régimen flujo domina la vida conocida del pozo.

Figura 2.Regímenes De Flujo En Shale.



Fuente: (Krunal, 2012)

- II. Boundary Flow: Este régimen de flujo ocurre cuando la interferencia de la fractura ocurre. El tiempo en el cual el régimen ocurre depende en la permeabilidad del SRV y el espacio de la fractura. Muchos de los pozos horizontales actuales no han visto aun este régimen de flujo pero con los pozos más recientes con grandes tratamientos de fractura pueden llegar a ser observados.

- III. Matrix Linear Flow: Cuando la producción de la matriz, más allá de la SRV , comienza a dominar la producción se observa un flujo de tipo lineal . Este régimen es muy probable que no se alcance en la vida económica del pozo.
- IV. Matrix Boundary Flow: Ocurre cuando la interferencia alcanza la parte más externa de la matriz.

1.6 DESARROLLO DE SHALE PLAYS

La explotación del shale sigue un proceso similar al del petróleo y gas convencional, la zona de un pozo potencial es preparada en su superficie mediante el despeje del área, la creación de rutas de acceso y estructuras in situ, como también levantando la plataforma perforadora y su equipamiento mecánico de soporte⁸. El éxito del desarrollo de shale Plays en la última década ha sido atribuido a las tecnologías mejoradas en el completamiento y en las técnicas de estimulación en pozos horizontales.

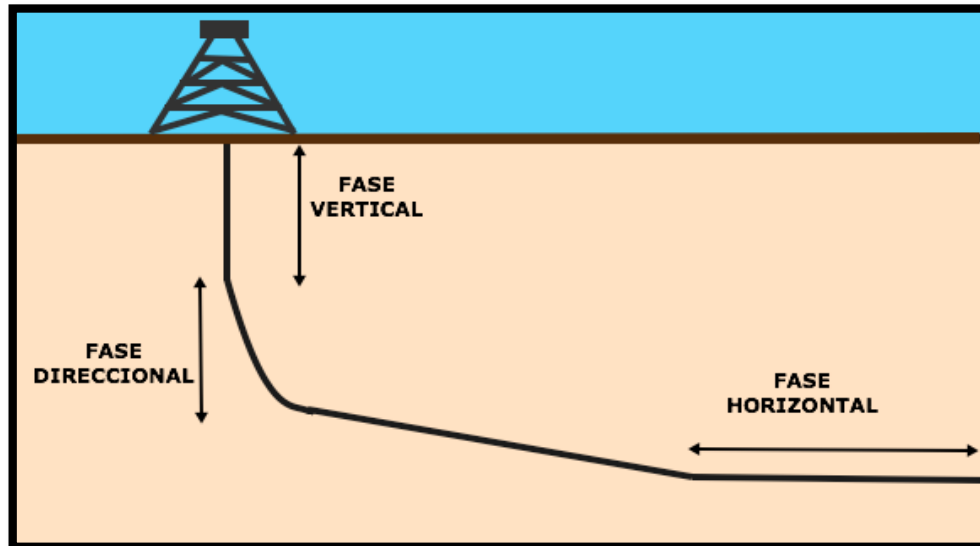
1.6.1 Pozos horizontales. El pozo horizontal que se ilustra en la **Figura 3** ha llegado a ser un estándar en la industria para los yacimientos no convencionales, teniendo como objetivo mejorar el gasto de producción, el factor de recuperación y los indicadores económicos, con procesos de estimulación aún más complejos en comparación con los pozos verticales.

⁸ VISCIDI, Lisa . BAILEY Jed. La explotación del shale y el medio ambiente: Lecciones de política para América Latina. Marzo 2016 .

1.6.1.1 Clasificación de pozos horizontales. La perforación horizontal inicia con una sección vertical y posteriormente construyendo un ángulo de 0° a 90° antes de entrar al objetivo horizontal de interés. En la **Figura 4** se pueden observar los diferentes tipos de pozos horizontales que se desarrollan en la industria.

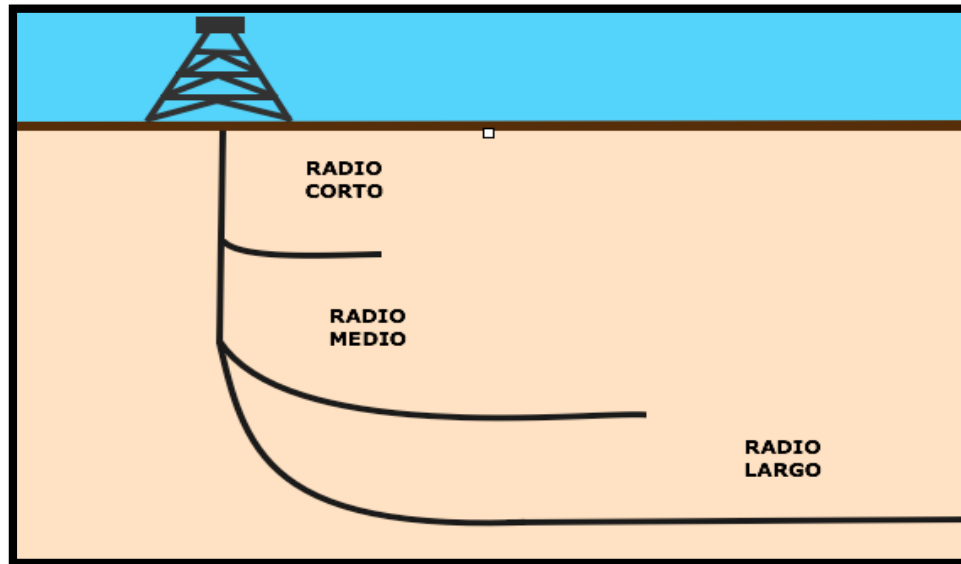
- I. **Pozos de radio medio:** Es el sistema más usado en la actualidad, este permite obtener secciones horizontales superiores a los 1000 pies de longitud, con una curvatura de 20 a 75 grados por cada 100 pies perforados.

Figura 3. Esquema De Un Pozo Horizontal



- II. **Pozos de radio largo:** En este tipo de pozos horizontales se alcanzan grandes radios y longitudes horizontales que sobrepasan los 3000 pies, poseen una razón de curvatura que figura entre 1 y 8 grados por cada 100 pies perforados.

Figura 4.Pozos Horizontales.



1.6.2 Cementación. En el caso de pozos horizontales, la lechada de cemento debe cumplir con ciertas propiedades importantes como lo son la estabilidad y la pérdida de filtrado. El control de la pérdida de fluido es particularmente importante en pozos horizontales, debido a que la lechada de cemento está expuesta a secciones permeables más largas que en pozos verticales. Por lo tanto, para obtener el éxito en una cementación de un pozo horizontal se debe tener en cuenta⁹ :

- I. Prevenir el asentamiento de los sólidos del fluido de perforación
- II. Optimizar las propiedades de la lechada
- III. Maximizar la limpieza del espacio anular
- IV. Centrar la tubería de revestimiento

⁹ MONTES, Fernanda . LOPEZ,Diego: TERMINACIÓN DE POZOS EN SHALE GAS Y SHALE OIL.Mexico,2013,14.Trabajo de grado(Ingeniero de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

- V. Circular el lodo
- VI. Reciprocarse y rotar la tubería de revestimiento
- VII. Bombear baches compatibles

1.6.3 Fracturamiento Hidráulico. Es una técnica utilizada para la creación de fracturas que se extienden desde el pozo de perforación hasta la formación de la roca. Dichas fracturas permiten al gas o al petróleo desplazarse más fácilmente a través de los poros de la roca, hacia el pozo de producción. El fracturamiento hidráulico se diseña para crear fracturas largas en zonas contenidas y bien definidas, para obtener la máxima productividad.

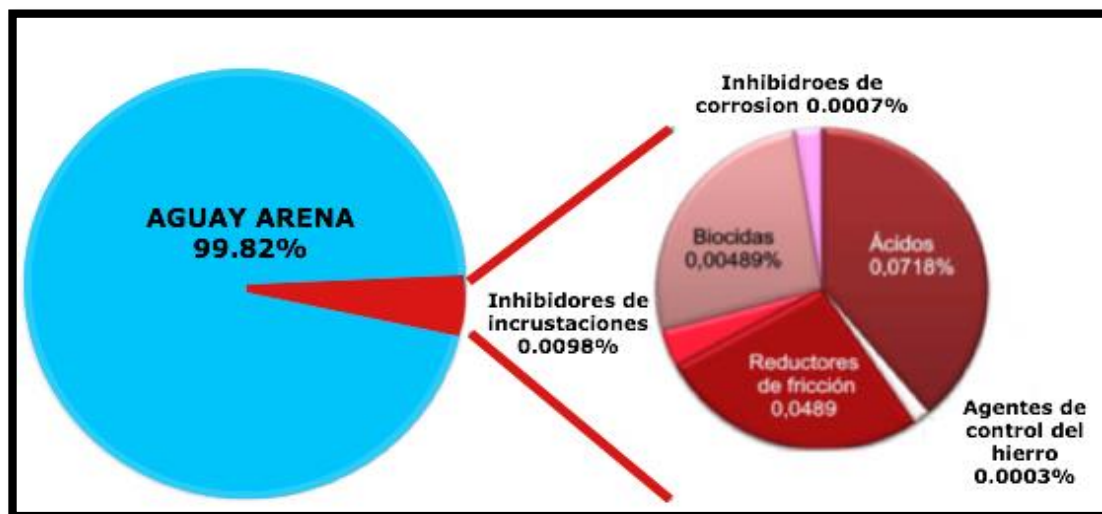
La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al mínimo esfuerzo, por lo tanto en la mayoría de pozos la dirección de esta será vertical¹⁰.

Como se observa en la **Figura 5** para crear las fracturas se utiliza una mezcla de agua y propantes junto con fluidos de alta viscosidad, que son bombeados hacia el fondo del pozo a alta presión; la cual superará la presión de la formación provocando así la formación de una red de fracturas.

En un tratamiento de fracturamiento hidráulico el fluido empleado es un componente crítico. Tiene como funciones principales abrir la fractura y transportar el agente sustentante a lo largo de la fractura. Por lo tanto la viscosidad del fluido se considera el factor más importante.

¹⁰ BUSTOS CEDEÑO, Jairo: Aplicación de la Fractura Hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana. Madrid, 2013. Trabajo de grado (Máster en geología ambiental y recursos geológicos). Universidad Complutense de Madrid.

Figura 5.Composición Del Fluido De Fracturamiento.



Fuente: Modificado de The Royal Society and The Royal Academy of Engineering.2012

1.7 PARÁMETROS QUE IMPACTAN LA VIABILIDAD ECONÓMICA EN SHALES.

La determinación del TOC, la madurez termal y el análisis de kerógeno se usan para predecir el potencial del Shale, producir volúmenes de hidrocarburos económicamente viables y medir los parámetros clave para la caracterización.

1.7.1 Contenido total de Carbón Orgánico (TOC). Este parámetro es un indicador del total de materia orgánica presente, el cual es expresado en porcentaje en peso (%w) como se muestra en la **Tabla 1**. El TOC es usado para proyectar el potencial de almacenamiento de hidrocarburos en las lutitas¹¹.

¹¹ROJAS RODRÍGUEZ, Daniel: Desarrollos de shale gas y perspectivas de explotación,2012. Trabajo de grado(Ingeniero de Petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

En este tipo de yacimientos el TOC se determina por registros geofísicos y mediciones directas en núcleos.

Tabla 1. Clasificación de acuerdo al porcentaje del TOC.

Pobre	<1%
Intermedio	1-2%
Bueno-Excelente	2-10%

Fuente: (RODRÍGUEZ, 2012)

1.7.2 Kerógeno. Este parámetro proporciona información potencial del yacimiento, como se puede observar en la **Tabla 2**. Ya que dependiendo del tipo de Kerógeno presente, sucederá la generación de hidrocarburos; si serán líquidos o gaseosos así como la cantidad de estos.

1.7.3 Madurez térmica. La maduración térmica es un indicador del potencial de un yacimiento para generar hidrocarburos, conforme aumentan la presión y la temperatura se generan las condiciones óptimas para su formación, cabe resaltar que entre más alta sea la madurez térmica de un yacimiento aumentara la porosidad de la matriz de la roca.

1.7.4 Geomecánica. Este factor es fundamental para el desarrollo de proyectos de shale, tanto en la perforación del pozo como en su fase de producción. Durante la perforación del pozo así como en la creación de la red de fracturas, se estará en función de los sistemas de esfuerzos. Mientras que en la fase de producción es importante la evolución de los sistemas de esfuerzos debido a la depleción del yacimiento.

Tabla 2.Tipos de kerógeno.

Tipo I	Alto potencial para generar hidrocarburo líquido
Tipo II	Gran potencial para generar hidrocarburo líquido y gaseoso
Tipo III	Bajo potencial para generar gas
Tipo IV	Sin potencial de generar hidrocarburos

Fuente: (MONTES & LOPEZ, 2013)

1.8 DISPONIBILIDAD DEL RECURSO

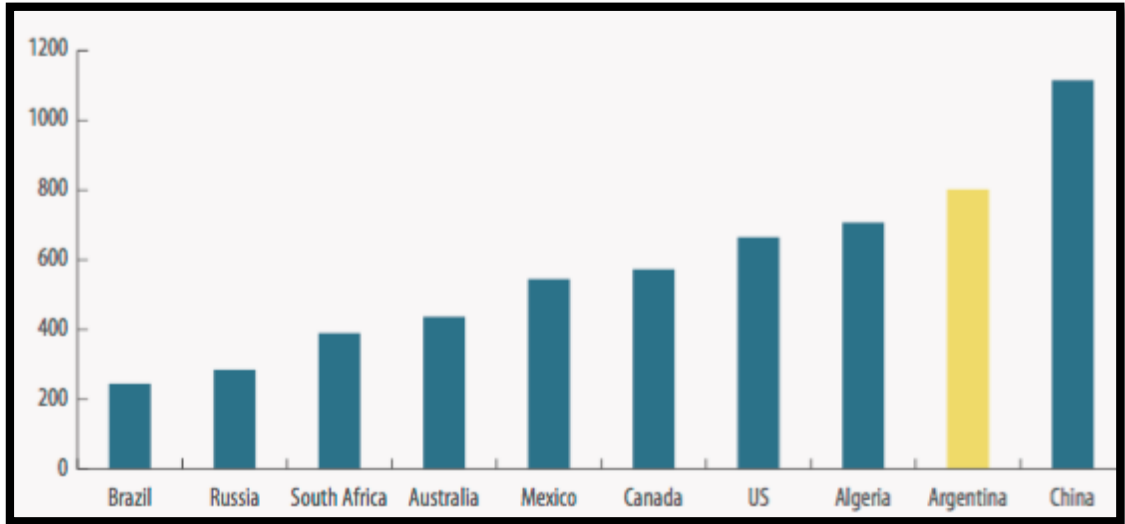
En la actualidad hay varios países con un potencial en shale gas y shale oil similar en magnitud a los recursos de Estados Unidos¹², quien es el gran representante y pionero de este tipo de yacimiento en el mundo. Por ejemplo como se muestra en la **Figura 6** Argentina y China tienen recursos técnicamente recuperables superiores de shale gas, que los que posee EE.UU. En tanto en la **Figura 7** se puede observar que Rusia posee recursos técnicamente recuperables de shale oil mayores que el país norteamericano.

1.9 POTENCIAL DE SHALE EN COLOMBIA

Mientras Colombia es globalmente reconocida por su recurso de crudo pesado, los descubrimientos de Shales han abierto oportunidades de desarrollo para la industria petrolera nacional e internacional. Con el endurecimiento de la reglamentación de

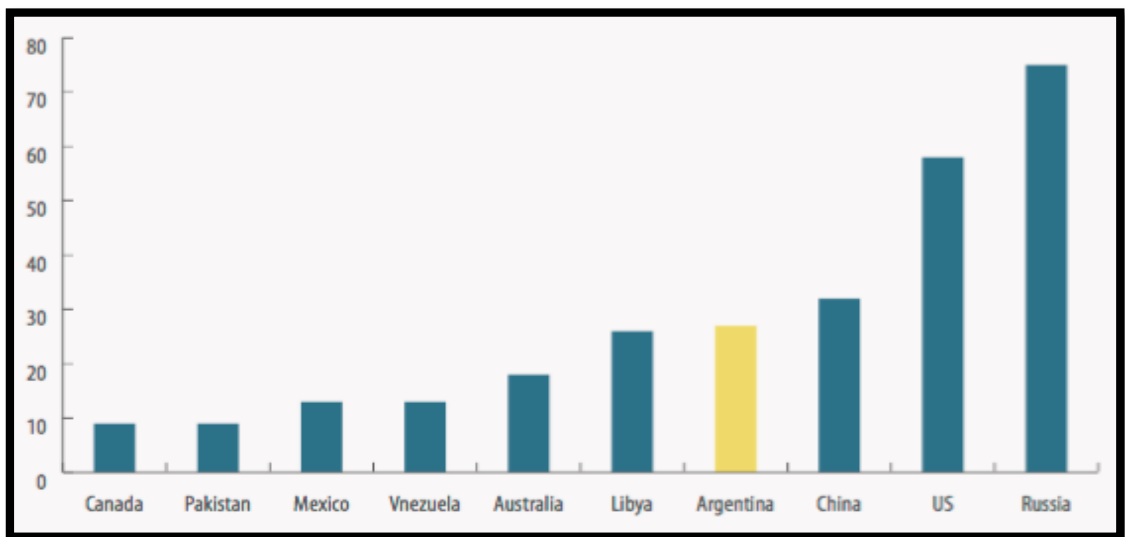
¹² "Shale gas and tight oil are commercially produced in just four countries" . US Energy Information Agency, 13 February 2015.

Figura 6.Recursos Técnicamente Recuperables De Shale Gas En TCP.



Fuente: (EIA, 2015)

Figura 7.Recursos Técnicamente Recuperables De Shale Oil En MMMBBL.

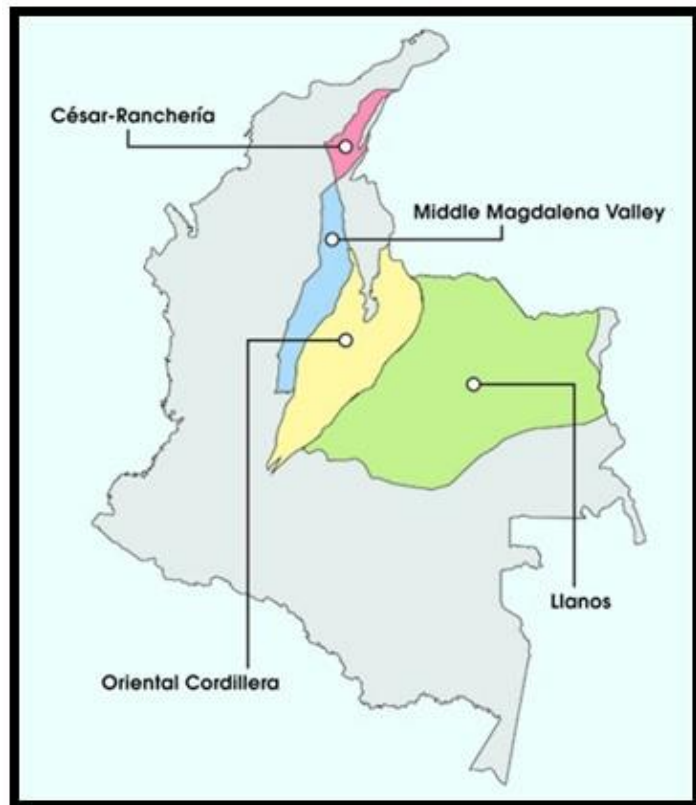


Fuente: (EIA, 2015)

la energía en Argentina¹³, Colombia se ha convertido en la oportunidad más prospectiva en gas y petróleo no convencional en Latinoamérica.

En la **Figura 8** se muestran las cuencas colombianas no convencionales que tienen un importante potencial de producción de Plays con un gran volumen de reservas recuperables, tales como el Magdalena Medio y la Cordillera. La industria del Shale en Colombia se encuentra en etapas muy tempranas de desarrollo.

Figura 8. Cuencas Colombianas No Convencionales.



Fuente: (THE COLOMBIA SHALE, 2014)

¹³ THE COLOMBIA SHALE 2014, UNCONVENTIONAL OIL AND GAS DEVELOPMENT CONGRESS (2014:BOGOTA). Determining the potential of tight oil and shale gas production Colombia.

1.9.1 Shale Gas. Se han estimado importantes volúmenes de shale gas como se observa en la **Tabla 3**, que podrían aportar al abastecimiento energético nacional. Sin embargo implicaría y dependería tanto de las normas nacionales como de la tecnología adecuada para su desarrollo.

Tabla 3. Recursos Cuencas Colombianas.

CUENCA	<i>P</i> ₁₀	<i>P</i> ₅₀	<i>P</i> ₉₀
	TPC	TPC	TPC
Amaga	1.37	0.41	0.06
Caguán-Putumayo	2,687.60	127.56	13.81
Catatumbo	185.43	38.98	4.89
Cauca-Patía	28.57	8.55	1.34
Cesar-Ranchería	107.13	28.46	4.18
Chocó	22.73	6.89	1.08
Cordillera Oriental	729.26	206.65	31.61
Guajira	132.77	35.34	5.22
Llanos Orientales	6,619.59	1,042.44	125.40
Sinú - San Jacinto	441.33	113.24	16.37
Tumaco	56.72	16.97	2.66
Urabá	91.22	23.37	3.36
Valle Inferior del Magdalena	121.31	35.05	5.39
Valle Medio del Magdalena	148.80	43.50	6.71
Valle Superior del Magdalena	45.38	13.47	2.09
Vaupés-Amazonas	3,228.09	154.55	16.61
TOTAL	14,647.29	1,895.44	240.78

Fuente: (VARGAS, 2015)

1.9.2 Shale Oil. Colombia cuenta con 6.8 miles de millones de barriles de recursos técnicamente recuperables en sus cuencas no convencionales de shale oil¹⁴. **La Tabla 4** muestra los recursos de las diferentes cuencas del país respecto al recurso.

Tabla 4. Recursos Cuencas Colombianas

CUENCA	<i>P</i> ₁₀	<i>P</i> ₅₀	<i>P</i> ₉₀
	MMBbl	MMBbl	MMBbl
Amaga	14,4	4,2	0,6
Caguán-Putumayo	27.802,8	1.319,4	142,8
Catatumbo	1.918,2	403,2	50,4
Cauca-Patía	295,8	88,2	13,8
Cesar Ranchería	1.108,2	294,6	43,2
Choco	235,2	71,4	11,4
Cordillera Oriental	7.543,8	2.137,8	327,0
Guajira	1.373,4	365,4	54,0
Llanos Orientales	68.478,6	10.783,8	1.297,2
Sinú - San Jacinto	4.565,4	1.171,2	169,2
Tumaco	586,8	175,8	27,6
Urabá	943,8	241,8	34,8
Valle Inferior del Magdalena	1.255,2	362,4	55,8
Valle Medio del Magdalena	1.539,0	450,0	69,6
Valle Superior del Magdalena	469,2	139,2	21,6
Vaupés-Amazonas	33.394,2	1.599,0	771,6
Áreas No Prospectivas			
TOTAL	151.524,0	19.607,4	3.090

Fuente: (VARGAS, 2015)

¹⁴ THE COLOMBIA SHALE 2014, UNCONVENTIONAL OIL AND GAS DEVELOPMENT CONGRESS (2014:BOGOTA). Determining the potential of tight oil and shale gas production Colombia.

2. CURVAS DE DECLINACION

2.1 CURVAS DE DECLINACIÓN DE ARPS

El análisis de declinación de la producción de pozos es una herramienta utilizada para la estimación de reservas y la elaboración de pronósticos de producción. Cuando se habla de las curvas de declinación las más conocidas y las más utilizadas dentro de la industria petrolera son las desarrolladas por Arps¹⁵, quien recopiló información desde 1908 hasta 1943 de autores que estudiaron el comportamiento de la producción y que notaron que existía una relación matemática fácil de interpretar en los gráficos entre el gasto y la caída de presión en el tiempo.

2.1.1 La Declinación Exponencial. También es conocida como la declinación geométrica, semilog o de porcentaje constante. Este tipo de declinación es el de más amplio uso, principalmente por la facilidad para determinar los parámetros y además porque da un estimativo más conservador de la producción. La curva de la relación gasto-tiempo para el caso de declinación exponencial tiene un índice de pérdida constante. El modelo exponencial de Arps está dado por la siguiente ecuación:

$$q = q_i e^{-Dit} \quad (1)$$

¹⁵ Arps, J.J: "Analysis of Decline Curves," Trans., AIME (1945) 160, 228-247

2.1.2 La Declinación Hiperbólica. Es la declinación que más frecuentemente se da, se puede reconocer por el hecho de que los índices de pérdida forman una serie aritmética y su incremento será más o menos constante hasta converger. En este caso, el porcentaje de declinación es proporcional a la potencia b del gasto de producción. El modelo hiperbólico está dado por la siguiente ecuación:

$$q = q_i (1 + bD_i t)^{-1/b} \quad (2)$$

Dónde:

q_i = Rata inicial

b = Exponente hiperbólico

D_i = Declinación inicial

2.1.3 La Declinación Armónica. La declinación armónica es considerada un caso especial de la declinación hiperbólica, ya que en la declinación armónica el diferencial del índice de pérdida es igual a la unidad. Las ecuaciones matemáticas de las relaciones gasto-tiempo y gasto-producción acumulada siguen el mismo desarrollo que en la declinación hiperbólica.

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)} \quad (3)$$

Dónde:

q_i = Rata inicial

b = Exponente hiperbólico

D_i = Declinación inicial

2.2 APLICACIONES DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN EN YACIMIENTOS TIPO SHALE

Con la experiencia en el uso de las curvas de declinación y los estudios desarrollados por Fetkovich et al¹⁶ en 1996, se ha mostrado que el factor b está entre un rango de 0 y 1 dependiendo de las características del fluido y la formación.

Pero con el incremento en la perforación de yacimientos no convencionales, especialmente yacimientos de tipo shale, se ha podido evidenciar que el límite teórico superior de Arps de un factor de b igual a 1 no se cumple. Las permeabilidades tan bajas características en los Shales causan que el factor b sea mayor que 1 debido a que se extiende el periodo del régimen de flujo lineal. Por lo tanto los datos de producción histórica incluyendo las fases transitorias llevarán a predicciones anormalmente altas, eventualmente conduciendo a sobreestimar las reservas debido al uso de altos factores de b . Se ha demostrado que el flujo bilineal y lineal corresponden a valores del factor b igual a 4 y 2 respectivamente¹⁷.

La presencia del flujo dominado por la frontera generalmente no se presenta en la vida tardía de un yacimiento de shale, lo cual se traduce en una dificultad en el uso de las curvas de declinación para este tipo de yacimientos, ya que las curvas de declinación de Arps tienen como una de sus suposiciones el estado pseudoestacionario, es decir, dominado por la frontera. Por lo tanto diferentes

¹⁶ Fetkovich, M.J.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves," JPT (June 1980) 1065-1077.

¹⁷KUPCHENKO, C. L., GAULT, B. W., & MATTAR, L. (2009). Tight Gas Production Performance Using Decline Curves. Paper SPE 114991 presented at the CIPC/SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, 16–19 June.

autores a fin de obtener cálculos más exactos y confiables; han añadido métodos empíricos útiles para el pronóstico de producción en este tipo de yacimientos no convencionales. Sin embargo, en los yacimientos de shale el estudio de declinación de la producción no está definido por ningún modelo matemático específico.

2.2.1 Power Law Exponential Decline Model (PLE). Ilk et al¹⁸ en el 2008 introduce el método del Power Law Exponential para un mejor pronóstico de producción para yacimientos de tight gas y shale. Asumiendo que la tasa de declinación sigue una función de la ley de la potencia en tiempos tempranos y se vuelve constante en tiempos tardíos, como ilustra la **Figura 9**.

Tasa de Declinación PLE:

$$D = D_{\infty} + D_1 t^{-(1-n)} \quad (4)$$

Ecuación de Flujo PLE:

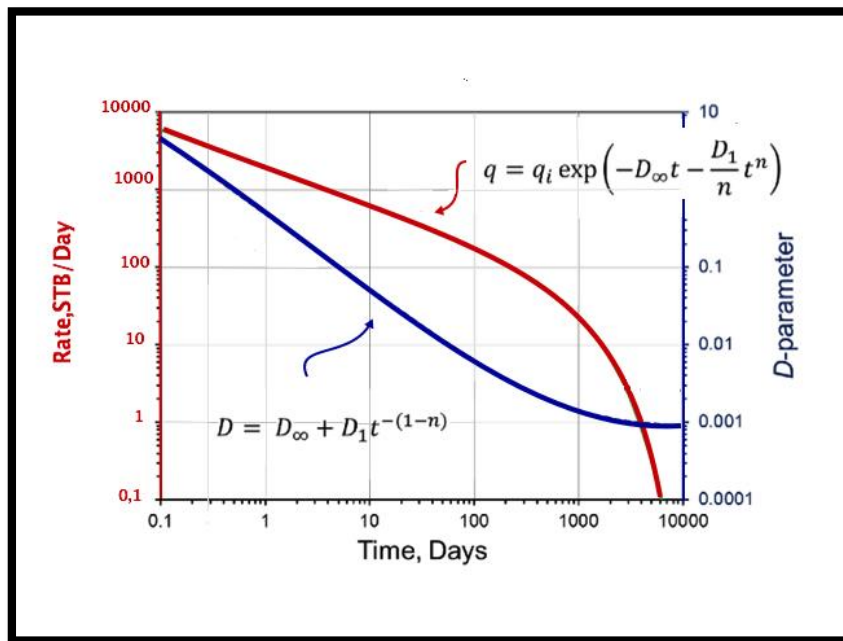
$$q_t = q_i e^{\left[-D_{\infty} t - \frac{D_1}{n} t^n\right]} \quad (5)$$

Esto quiere decir que para tiempos tempranos el término “ $D_{\infty} t$ ” es despreciable y esto simplifica la ecuación 4 a la ley de la potencia para obtener un mejor ajuste con

¹⁸ Ilk, D., RUSHING, J.A., PEREGO, A.D. and BLASINGAME, T.A.(2008). Exponential vs. Hyperbolic Decline in Tight Gas Sands — Understanding the Origin and Implications for Reserve Estimates Using Arps' Decline Curves; paper SPE 116731 presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 21-24 September.

los datos de producción temprana. Mientras que para tiempos tardíos, el término “ $D_{\infty}t$ ” se vuelve dominante y el modelo se vuelve constante para ajustar la tasa de declinación de una declinación exponencial¹⁹.

Figura 9.Declinación Exponencial PLE.



Fuente: Modificado. PLE Ilk et al. (2008).

2.2.2 Stretched Exponential Production Decline Model (SEPD). El SEPD es un modelo de declinación de producción desarrollado por Valko & Lee²⁰.

¹⁹ KANFAR, M. Y WATTENBARGER, R. Comparison of Empirical Decline Curve Methods for Shale Wells. Paper SPE 162648 presented at the SPE Canadian Unconventional Resources Conference held in Calgary, Alberta, Canada, 30 October – 1 November 2012.

²⁰ VALKÓ, P.P. and Lee, W.J. 2010. A Better Way To Forecast Production From Unconventional Gas

El cual modela el flujo en función del tiempo con la siguiente ecuación:

$$q = q_0 \exp\left(-\frac{t}{\tau}\right)^n \quad (6)$$

Donde

τ = Constante de tiempo característico

n = Parámetro exponencial

q_0 = Tasa producción inicial

Los parámetros τ y n son factores de forma y escala, mientras q_0 determina el punto inicial de la curva de producción. Las dos ventajas de este modelo respecto al método de declinación de Arps es que el EUR está limitado y este está diseñado para flujo transitorio, a diferencia del modelo de Arps el cual intenta ser usado para BDF.

El modelo SEPD difiere del modelo de PLE en que no considera un comportamiento en tiempos tardíos al despreciar el término " D_∞ ". Una ventaja del modelo SEPD sobre PLE es que proporciona una relación para calcular el volumen acumulado en función del tiempo, que esta descrita por la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{q_0 \tau}{n} \left\{ \Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right] \right\} \quad (7)$$

Wells. Paper SPE 134231 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19–22 September.

2.2.3 Modified Stretch Exponential Production Decline Model (YM-SEPD). En orden de resolver los problemas que el método SEPD ha encontrado, Yu et al²¹ ha desarrollado un método SEPD modificado (YM-SEPD) introduciendo la siguiente ecuación para obtener los dos parámetros críticos n y τ :

$$LN \left[\frac{q_0}{q_t} \right] = \tau^{-n} t^n \quad (8)$$

Basados en dicha ecuación se puede graficar $LN \left[\frac{q_0}{q_t} \right]$ vs t en una escala log-log, la cual resultara una línea recta. La pendiente de la grafica será el valor del parámetro n , en tanto τ puede ser hallado de manera sencilla del intercepto. Esta nueva metodología es capaz de hacer un pronóstico de la producción y del EUR, con una razonable precisión teniendo solo los 2 ó 3 primeros años de la producción histórica. Por otro lado el método YM-SEPD proporciona una manera simple de identificar el BDF de los pozos y las ecuaciones para calcular los parámetros de la declinación hiperbólica b y D_i . Las ecuaciones para el pronóstico corresponden a las mismas del modelo SEPD.

2.2.4 Duong Model. El método de Doung es una nueva técnica de pronósticos de producción, basada en un flujo lineal que dura un largo periodo de tiempo. Duong²² propuso un par de ecuaciones para calcular el caudal y el volumen acumulado en función del tiempo.

²¹ Yu, Shaoyong, Dominic J. Miocevic. 2013. An Improved Method to Obtain Reliable Production and EUR Prediction for Wells with Short Production History in Tight/Shale Reservoirs. Proc., Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA.

²² DUONG, A.N. 2011. Rate-Decline Analysis for Fracture-Dominated Shale Reservoirs. SPE

Caudal

$$q(t) = q_1 t^{-m} e^{\left(\frac{a}{1-m}\right)(t^{1-m}-1)} + q_\infty \quad (9)$$

Acumulado

$$Gp(t) = \frac{q_1}{a} e^{\left(\frac{a}{1-m}\right)(t^{1-m}-1)} \quad (10)$$

El método propuesto por Doung consiste en dos ecuaciones para calcular los parámetros a , m , q_1 y q_∞ . La siguiente ecuación es usada para determinar los parámetros a y m , usando un análisis de regresión.

$$\frac{q}{G_p} = at^{-m} \quad (11)$$

Con la pendiente y el intercepto de la línea recta resultante de graficar $\frac{q}{G_p}$ vs t , como se muestra en la **Figura 10** se obtienen los parámetros “ a y m ” a través de una regresión potencial. Una vez “ a y m ” son determinados, “ q_1 ” es determinado graficando el “Caudal” versus “Tiempo de Duong”, por medio de la siguiente ecuación y usando la regresión lineal.

Donde Tiempo de Duong es:

$$t(a, m) = t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)} \quad (12)$$

Graficando el “caudal” vs " $t(a, m)$ " como se ilustra en la **Figura 11**, se puede obtener “ q_1 ” de la pendiente y “ q_∞ ” del intercepto.

Figura 10. Grafica De Qp/Gp Vs Tiempo.

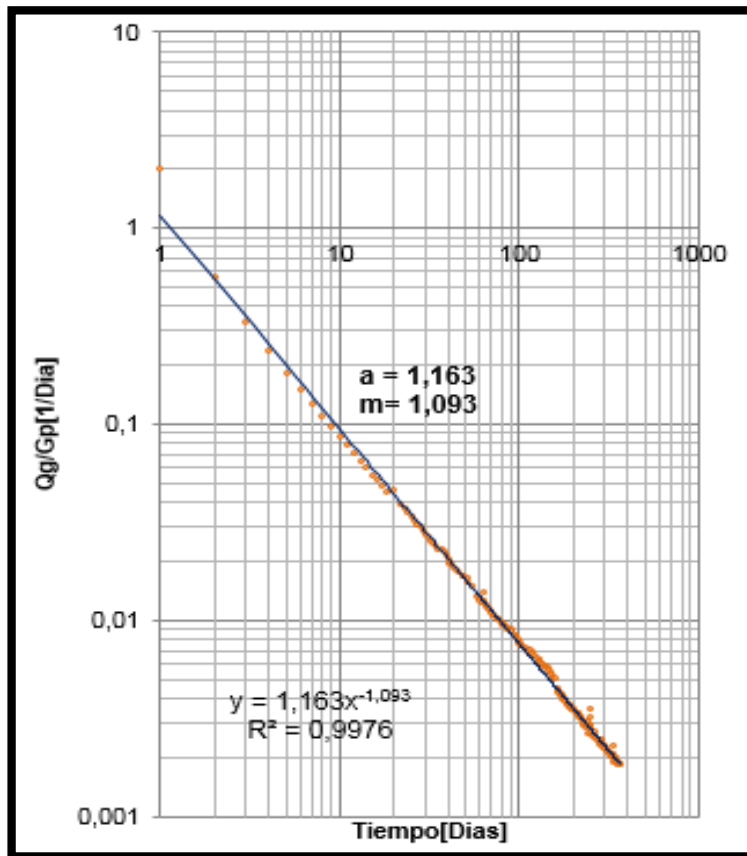
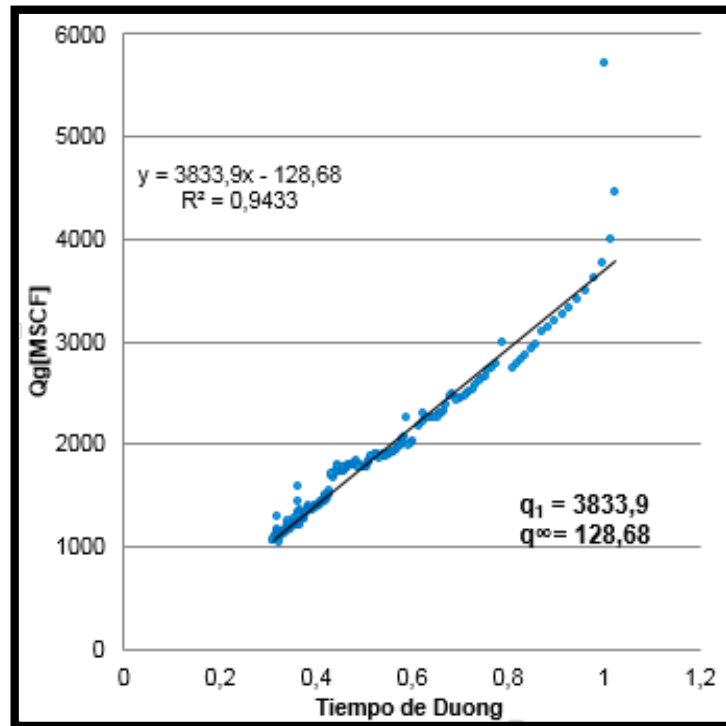


Figura 11. Qg Vs Tiempo De Duong.



2.2.5 Modified Duong Model. El Modelo Modificado de Duong²³ se deriva y se basa de un comportamiento de declinación exponencial, el cual es observado cuando fluidos con compresibilidad constante fluyen a condiciones de un régimen BDF. Donde una presión de fondo fluyente es constante y es mantenida en el pozo, en un sistema donde el yacimiento es cerrado.

El modelo modificado consiste en reescribir la ecuación de la tasa de declinación incluyendo el término “D_{DNG}” para tiempos tardíos. Esta técnica es parecida al método usado en la derivación de ecuaciones del PLE (Ilk et al. 2008) y su principal uso es para modelar los flujos en tiempos tardíos o en el BDF.

²³ ASKABE, Y. Rate-Decline Relations For Unconventional Reservoirs And Development Of Parametric Correlations For Estimation Of Reservoir Properties. Thesis. Texas: Texas A&M University, 2012. 38 p.

Tasa de Declinación para el Modified Duong Model:

$$D(t) = mt^{-1} - at^{-m} + D_{DNG} \quad (13)$$

De la ecuación 12 se puede derivar la relación para realizar el pronóstico de producción en función del tiempo, que se muestra a continuación:

$$q(t) = q_1 t^{-m} \exp\left[\frac{a}{1-m}(t^{1-m} - 1) - D_{DNG}t\right] \quad (14)$$

La metodología para calcular los parámetros es la misma que se utilizó para el modelo de Duong. Una desventaja de este método es que no proporciona una ecuación para calcular el volumen acumulado en función del tiempo, por ende toca utilizar métodos numéricos para determinarlo.

2.2.6 Logistic Growth Model (LGM). El modelo Logistic Growth está basado en el concepto de que el crecimiento es posible solo en un sentido. El modelo LGM inicialmente fue desarrollado por Pierre Verhulst y fue usado para el crecimiento poblacional; su primera adaptación en la industria petrolera fue realizada por Hubbert en 1956. El modelo de Hubbert es usado para modelar la producción de un campo o una región.

Clark et al²⁴ desarrolló un modelo similar pero para el pronóstico de producción de un solo pozo. Y presenta las siguientes ecuaciones para realizar el pronóstico:

²⁴ Clark, A.J., Lake, L.W., and Patzek, T.W. 2011. Production Forecasting with Logistic Growth Models. Paper SPE 144790 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 30 October-2 November.

LGM relación rata- tiempo

$$q = \frac{Knat^{n-1}}{(a + t^n)^2} \quad (15)$$

LGM relación acumulativo-tiempo

$$Q = \frac{Kt^n}{a + t^n} \quad (16)$$

Donde

K = Capacidad de Carga

n = Exponente Hiperbólico

a = Constante

La capacidad de carga hace referencia a la cantidad de aceite o gas recuperable de la depleción primaria en el pozo, independiente del tiempo y de las restricciones económicas. En otras palabras K es el recobro último estimado (EUR) para el pozo. Sin embargo el modelo es flexible y el valor de K no es un único. Buenos ajustes se pueden lograr con varias combinaciones de los parámetros.

2.2.7 Modified Fracture Flow (MFF). Este modelo propuesto por Yuan, Bhuiyan and Xu ²⁵ fue presentado en la conferencia de tecnología de recursos no convencionales en Denver Colorado en el año 2013. Las ventajas del modelo MFF es que es más sencillo que los modelos de Duong y SEPD. El flujo de caudal en función del tiempo fue expresado así inicialmente

$$q = q_1 * t^{-x} \quad (17)$$

Donde q es la producción en función el tiempo, q_1 representa la máxima producción y t el tiempo de producción. El parámetro x puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$x = \frac{\log(q/q_1)}{\log(t)} \quad (18)$$

Se sugiere que el valor de x cambie con el tiempo de producción. Se propone entonces el uso de un coeficiente variable “ y ” en lugar de un valor constante. Quedando finalmente las expresiones del coeficiente “ y ” y la rata de producción de la siguiente manera:

$$y = a \ln(t) + b \quad (19)$$

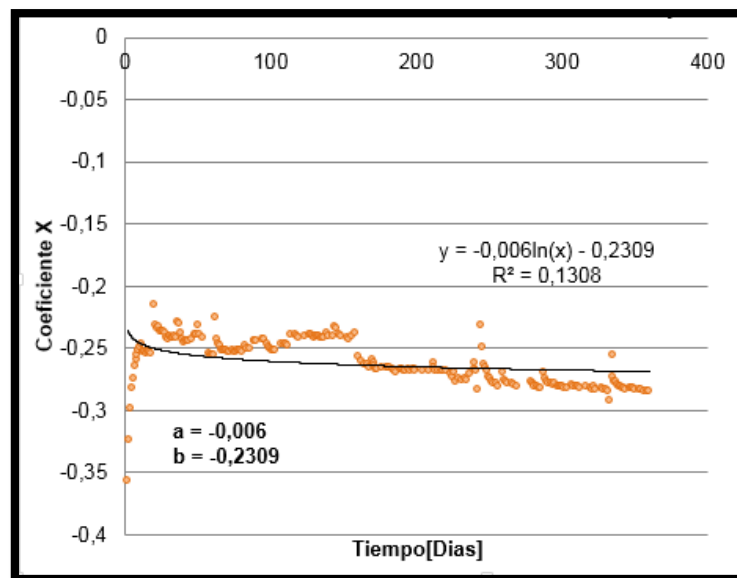
$$q = q_1 * t^y \quad (20)$$

²⁵ YUAN, Hong., SOAR, Linda., PACKER, Randy., BHUIYAN, Mofazzal., XU , Jiafu.2013. A Case Study to Evaluate Shale Oil Production Performance Models with Actual Well Production Data. Paper SPE 168842 presented at the Unconventional Resources Technology Conference held in Denver, Colorado, USA, 12-14 August .

Donde t es el tiempo de producción y los coeficientes a y b son obtenidos de la gráfica “ x vs t ”, como se observa en la **Figura 12**. La producción acumulativa N_p está dada por:

$$N_p = \int_1^t q_1 * t^{a \ln(t) + b} dt \quad (21)$$

Figura 12. Grafica De Coeficiente X Vs Tiempo.



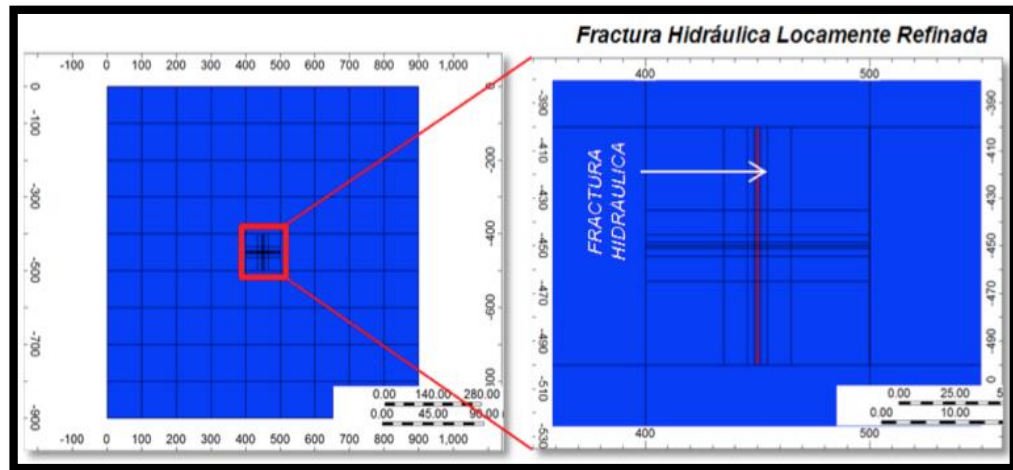
3. SIMULACION NUMERICA EN SHALE PLAYS

Existen varias metodologías que intentan dar una aproximación al desarrollo de los pozos horizontales de shale con fracturamiento hidráulico, como son las soluciones semi-analíticas (Medeiros et al. 2007) y soluciones analíticas (Warren y Root. 1963), pero estas se encuentran con un obstáculo y es que no pueden captar el comportamiento de un estado transitorio prolongado en los bloques de la matriz. Entonces, debido a esto, el método más riguroso para modelar yacimientos de shale es la discretización de la malla de todo el yacimiento, incluyendo las redes de fracturas naturales, hidráulicas, los bloques de la matriz y las zonas no estimuladas, pero esto acarrea un incremento en el tiempo de cómputo. Sin embargo, con los continuos avances en la potencia de los computadores, los modelos más complejos pueden ser utilizados eficientemente. La necesidad de esta discretización ha convertido a la simulación numérica de yacimientos en el método por excelencia para predecir y evaluar el desempeño del pozo.

El modelado por simulación numérica de la producción de yacimientos de shale que son fracturados hidráulicamente, ha sido estudiado para determinar cuál es la mejor forma de representar la red de fracturas naturales y/o hidráulicas, ya bien sea desde el interior o exterior del SRV, con el objetivo de que sea eficaz y certero.

La simulación numérica en yacimientos de baja permeabilidad utiliza una malla localmente refinada, que principalmente consta de 2 características relevantes: la primera es que en las filas más internas del bloque representan las fracturas con material propanante, donde el ancho de la fractura puede ser mayor al tamaño real, siempre y cuando la permeabilidad de la fractura y el coeficiente de flujo no Darcy sean equivalentes, esto debido a que representar una fractura de tamaño real en la simulación es muy complejo. Y segunda que el espacio perpendicular entre la longitud de las fracturas es logarítmico, esto con el fin de discretizar las celdas más cercanas a las fracturas, como se muestra en la **Figura 13**.

Figura 13. Celda Localmente Refinada.



Estudios elaborados por Cipolla et al²⁶ determinaron que el mejor método para alcanzar la certeza y eficiencia óptima de un modelo que va a representar la producción de un pozo horizontal, a través de fracturas hidráulicas con flujo transitorio y no Darcy, tanto en la zona estimulada como en la no estimulada, debe ser aquel que use el modelo de doble permeabilidad para representar toda la red de fracturas en ambas zonas y además utilice una malla localmente refinada en la zona del SRV que contenga una escala logarítmica.

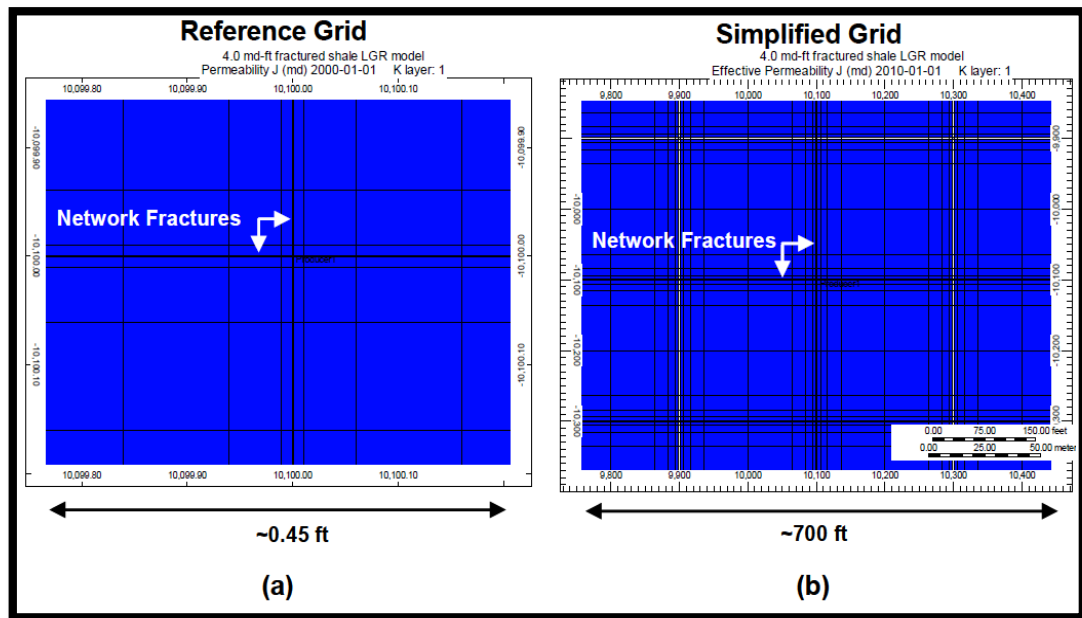
3.1 DISEÑO DEL REFINAMIENTO

Para diseñar el refinamiento existen varias posibilidades en las cuales las celdas se pueden subdividir, donde se sugiere que el diseño de este sea con números impares para que se obtenga un modelo simétrico.

²⁶ Cipolla, C. & Lolon, E. Reservoir Modeling in Shale-Gas Reservoirs. Paper SPE 125530 presented at SPE Eastern Regional Meeting held in Charleston, West Virginia, USA, 23–25 September 2009.

En la **Figura 14** se puede observar la comparación entre dos tipos de refinamiento, el 43 x 43 con un ancho de 0.001 ft por celda (a) y el 9 x 9 con un ancho de celda de 2 ft (b). Como se puede observar ambos son diseñados con escala logarítmica para captar el flujo transitorio, presentando entre ellos grandes diferencias en el tamaño de la cuadrícula.

Figura 14. Celdas Refinadas, 9 x 9 y 43 x 43.

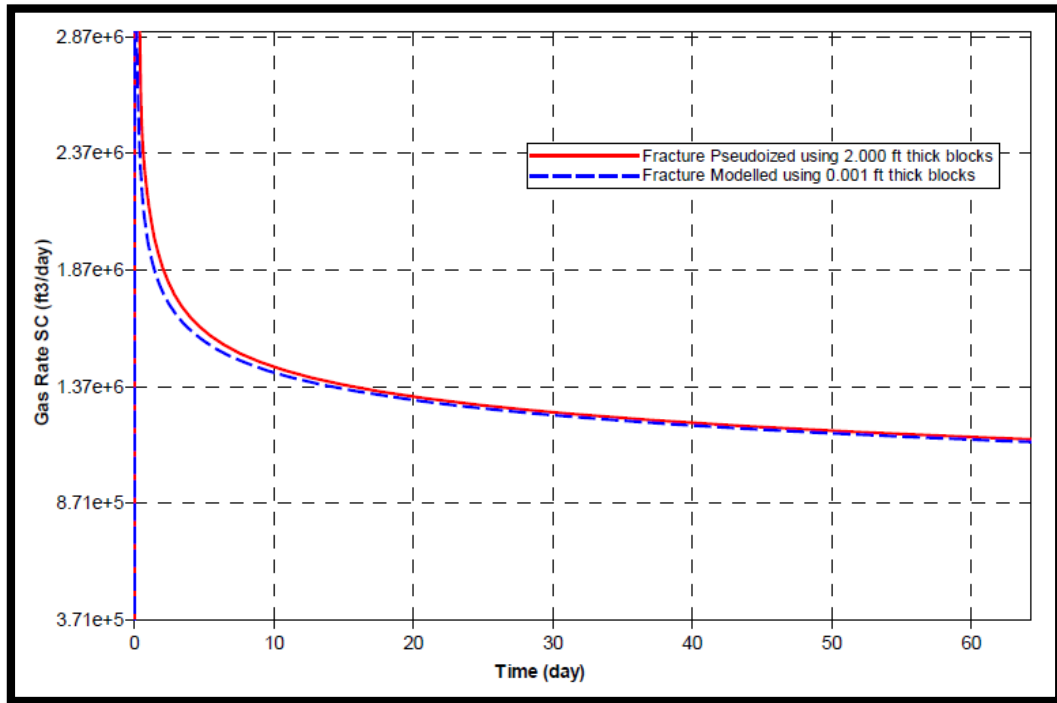


Fuente: (Cipolla & Lolon, 2009)

En la **Figura 15** se reporta la comparación del caudal en función del tiempo para el refinamiento 43 x 43 y 9 x 9, donde se puede ver la similitud entre las tendencias. Con esto se confirmó que diseñar un refinamiento 9 x 9 trae resultados casi idénticos al 43 x 43, siendo el primero la mejor opción para la construcción del modelo porque ofrece un ajuste excelente y además reduce los tiempos de cómputo debido a que hay menos celdas. Sin embargo, se debe tener en cuenta que como el ancho de la fractura es muy grande, representa algo salido de la realidad, por lo que se debe realizar el ajuste pertinente reduciendo la permeabilidad para mantener una

conductividad adecuada; ajustes que pueden ser realizados con apoyo de la micro sismica y un análisis de núcleos.

Figura 15. Curvas De Producción Para el refinamiento 9 x 9 y 43 x 43.



Fuente: (Cipolla & Lolon, 2009)

4. METODOLOGIA DE TRABAJO

El desarrollo del proyecto inicia con una recopilación bibliográfica en las fuentes más representativas y confiables de la academia e industria petrolera, sobre los modelos empíricos utilizados en la actualidad para el pronóstico de producción de yacimientos no convencionales. A partir del análisis de la información recopilada se procede a la selección de siete modelos aplicables en yacimientos de tipo shale.

Una vez es comprendido y estudiado el uso de dichos modelos de declinación, se procede al desarrollo de una herramienta computacional en MS Excel con los siete modelos seleccionados, teniendo como objetivo proporcionar una evaluación y un pronóstico de producción efectivo para distintos escenarios de yacimientos tanto de shale oil como de shale gas. Posteriormente se efectúa la validación de esta, por medio del uso de distintas datas de producción obtenidas de la literatura, obteniendo que la diferencia existente entre la herramienta y las datas de estudio no fueron superiores al 5%, permitiendo así establecer la funcionalidad de la herramienta.

Completados los pasos anteriores se da inicio a la etapa de las simulaciones en CMG de un pozo horizontal de tipo single well para shale oil y shale gas, de las cuales se obtienen datas semejantes a las registradas en la literatura, permitiéndolas tener como base para la evaluación de los modelos de declinación seleccionados.

Finalmente se da comienzo a la redacción del libro, en el cual se recopila por una parte información relacionada al proyecto en temas de shales y modelos de declinación, y por otra parte información sobre el desarrollo del proyecto como los resultados del mismo.

4.1 CASOS PARA LA EVALUACIÓN

La herramienta para la evaluación de pronósticos de producción se valida a partir de datos de la literatura obtenidos de distintas fuentes. Para shale oil se tienen como base los datos obtenidos por Agboada & Ahmadi en el 2013 del Shale Play de Eagle Ford; como caso de estudio se utiliza la data de producción simulada de un pozo horizontal en el condado de Dimmit. Por otro lado, para el shale gas se toma la información recopilada por Wei & Sepehrnoori en el 2013, donde se estudia la data simulada de un pozo horizontal ubicado en el shale play de Marcellus.

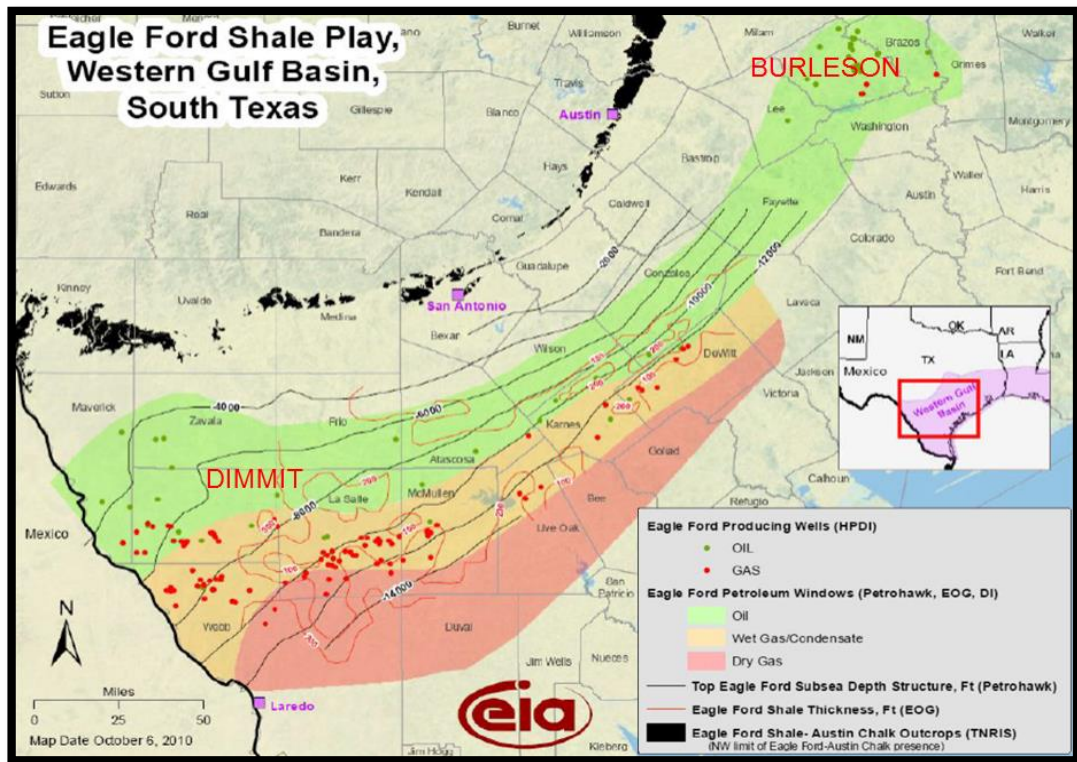
El objetivo final en ambos casos es ajustar, comparar y validar la información que presentan los artículos con la simulación, con el fin último de verificar el funcionamiento de la herramienta, evaluando el ajuste mediante la cuantificación de los porcentajes de error promedio que presenta cada modelo, cuando se contrastan con simulación. Para así poder realizar un pronóstico de producción.

4.1.1 Caso de shale oil. El caso de shale oil se encuentra situado en el shale play de Eagle Ford; este se ubica al sudoeste de los Estados Unidos de América. El pozo a estudiar está localizado en el condado Dimmit, se encuentran en la ventana de aceite como se puede evidenciar en la **Figura 16**.

4.1.1.1 Caso del Condado de Dimmit. En la **Figura 17** se observa el pozo horizontal ubicado en el condado de Dimmit, este es modelado mediante un yacimiento base con una cuadrícula cartesiana de 250x5x1 por 10*200*147.

Este pozo tiene 17 etapas de fracturas hidráulicas no uniformes y un total de 3411 celdas. Este fue modelado para el ajuste y pronóstico del desarrollo del pozo. En la **Tabla 5** se muestran con detalle los datos del caso de Dimmit.

Figura 16. Mapa del Shale Play de Eagle Ford.



Fuente: EIA 2011. Modificada

Figura 17. Modelo del yacimiento base del condado de Dimmit.

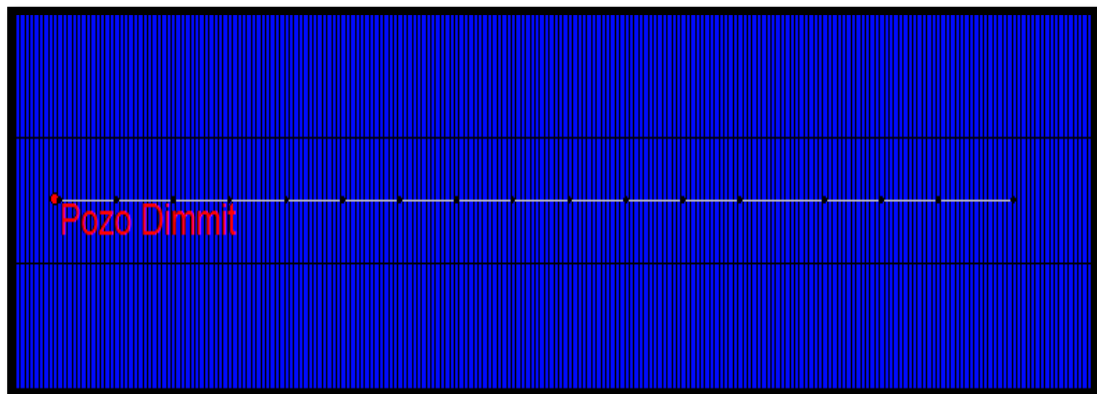


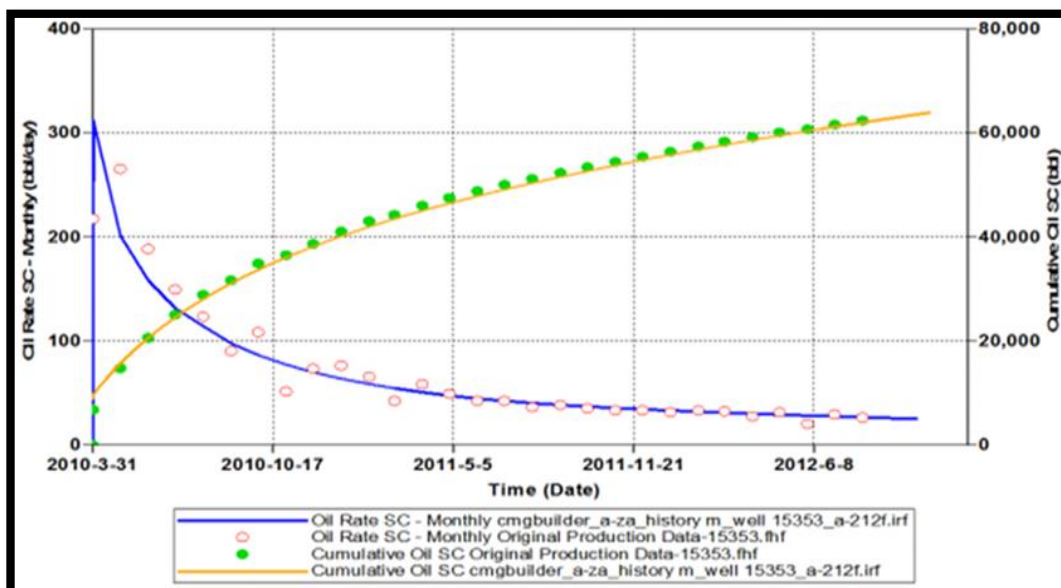
Tabla 5. Datos del caso Dimmit.

PROPIEADES DEL YACIMIENTO Y DE LAS FRACTURAS HIDRAULICAS		
Porosidad de la Matriz	0.05	Fracción
Permeabilidad Absoluta de la Matriz	0.0001	md
Espesor del Yacimiento	147	ft
Compresibilidad del Shale	5.00E-06	1/psi
Saturación Inicial de Agua	0.3	Fracción
Presión del Yacimiento	3200	psi
Tope (TVD)	7145	ft
°API	36	Grados
GOR	506	SCF/STB
Gradiente de Presión	0.43	psi/ft
Porosidad de las Fracturas Naturales	0.001	Fracción
Permeabilidad Absoluta de las Fracturas Naturales	0.0007	md
Permeabilidad de las Fracturas Hidráulicas	83300	md
Espaciamiento de las Fracturas Hidráulicas	Variable	ft
Longitud media de las Fracturas Hidráulicas	500	ft
Espesor de las Fracturas Hidráulicas	0.001	ft
Conductividad de las Fracturas Hidráulicas	83.3	md-ft
Etapas de las Fracturas Hidráulicas	17	Numero

Fuente: SPE 167225 (Agboada & Ahmadi, 2013)

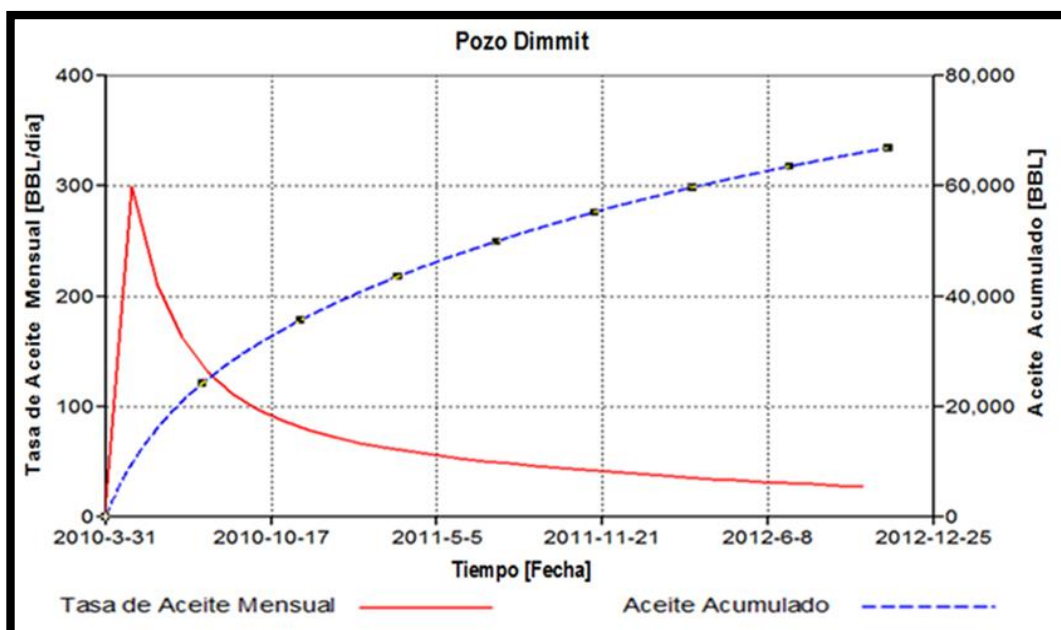
La información suministrada por Agboada & Ahmadi sobre la producción de Dimmit county se observa en la **Figura 18** y la obtenida mediante la simulación numérica para este caso se muestra en la **Figura 19**.

Figura 18. Curvas de produccion base para el caso Dimmit.



Fuente: SPE 167225 (Agboada & Ahmadi, 2013)

Figura 19. Ajuste historico de las curvas de produccion para el caso Dimmit.

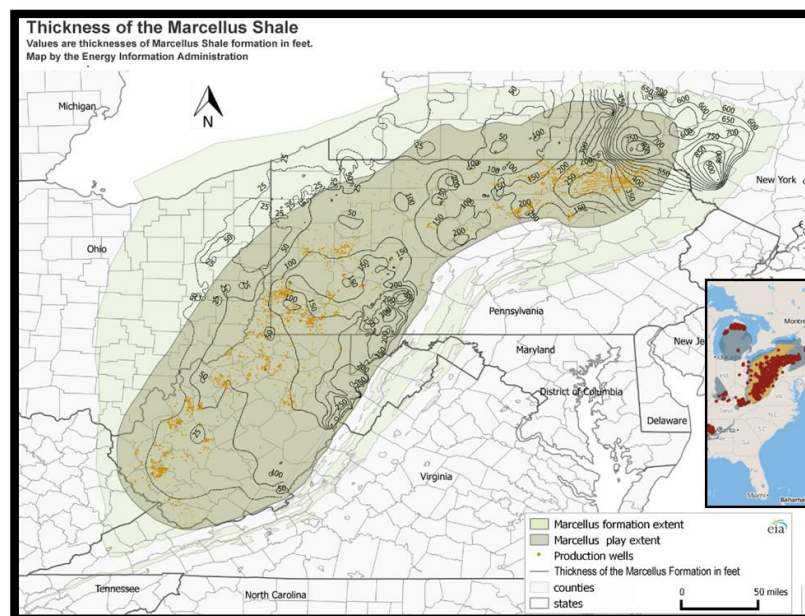


4.1.2 Caso de shale gas. El caso para analizar el yacimiento de tipo shale gas se encuentra localizado en el shale play de Marcellus. Este se encuentra en el este de EEUU, y se ha convertido en un objetivo muy atractivo debido a la gran cantidad de reservas de gas natural que este posee. En la **Figura 20** se puede observar la ubicación y la gran extensión que ocupa el shale play de Marcellus.

4.1.2.1 Caso de Marcellus Shale. El modelo base de simulación de Marcellus como se observa en la **Figura 21**, cuenta con unas dimensiones de yacimiento de 3800 ft x 990 ft x 173 ft. El espaciamiento entre fracturas y la longitud media son estipuladas como 50 ft y 400 ft respectivamente, el número de fracturas es de 28. La información más detallada se encuentra en la **Tabla 6**.

A continuación en la **Figura 22** se observa la curva de la tasa de producción suministrada por Wei & Sepehrnoori y en la **Figura 23** se muestra la curva obtenida mediante la simulación numérica para el caso de Marcellus .

Figura 20. Mapa del Shale Play de Marcellus.



Fuente: EIA 2014. Modificad

Figura 21. Modelo del yacimiento base de Marcellus Shale.

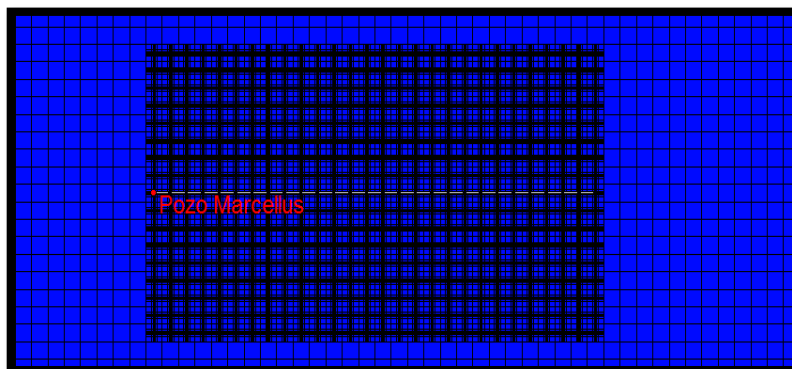
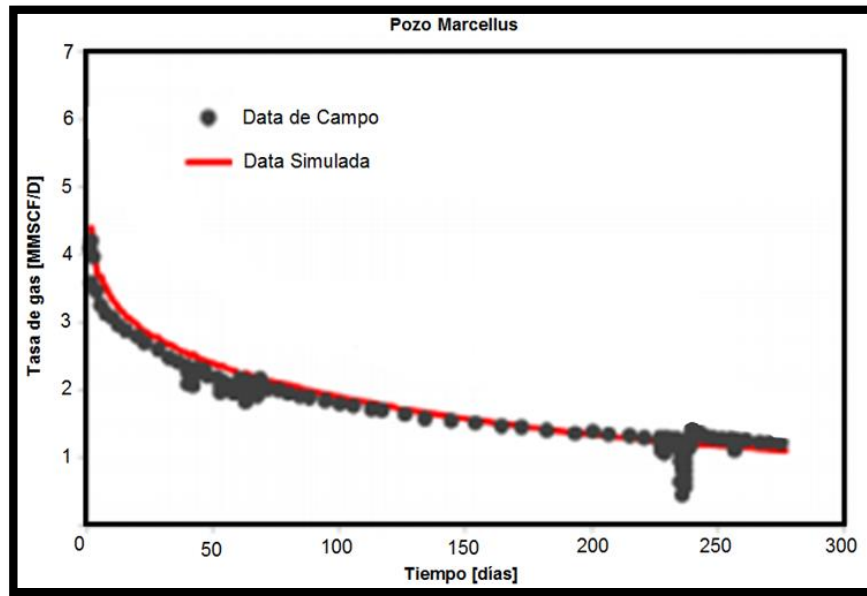


Tabla 6. Datos del caso Marcellus Shale.

PARAMETROS DEL YACIMIENTO	VALOR	UNIDAD
Dimensiones del modelo (LxWxH)	3800x990x173	ft
Área de Drenaje	80	acres
Profundidad (TVD)	8060	ft
Presión Inicial	5024	psi
Temperatura	169	°F
Saturación Inicial de Gas	70%	Fracción
Gravedad Especifica del Gas	0.5726	Fracción
Compresibilidad total	3.0x10-6	psi-1
Permeabilidad del Yacimiento	0.0001	md
Anisotropia de Permeabilidades (Kv/Kh)	1	numero
Porosidad del Yacimiento	4.6%	Fracción
Radio del Pozo	0.3646	ft
PARAMETROS DE FRACTURA	VALOR	UNIDAD
Longitud Horizontal	1400	ft
Numero de Etapas	7	numero
Conductividad de la Fractura	1	md-ft
Ancho de Fractura	0.01	ft
Longitud Media de Fractura	400	ft
Numero de Fracturas	28	numero
Altura de la Fractura	173	ft

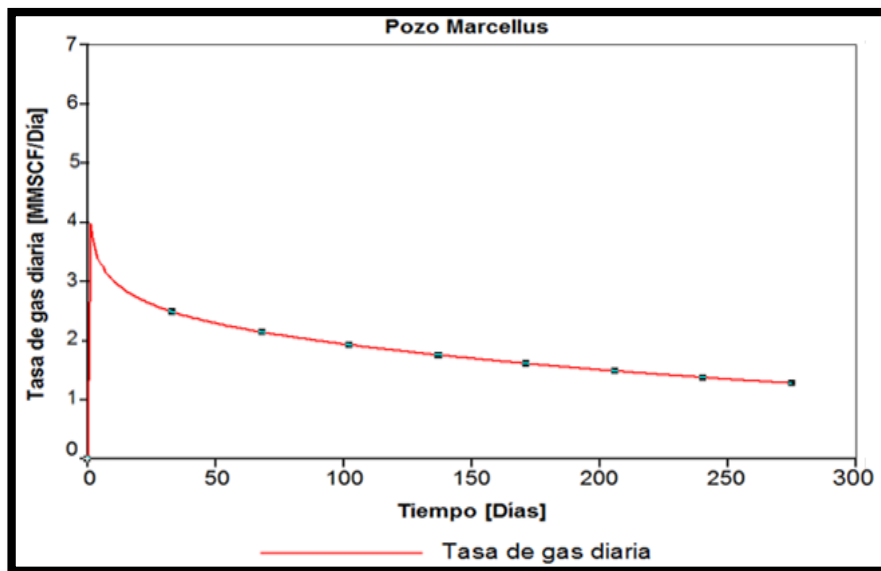
Fuente: SPE 167225 (Wei & Sepehrnoori, 2013)

Figura 22.Tasa de produccion base para el caso Marcellus.



Fuente: Modificada de SPE 167225 (Wei & Sepehrnoori, 2013)

Figura 23.Ajuste historico de la tasa de produccion para el caso Marcellus.

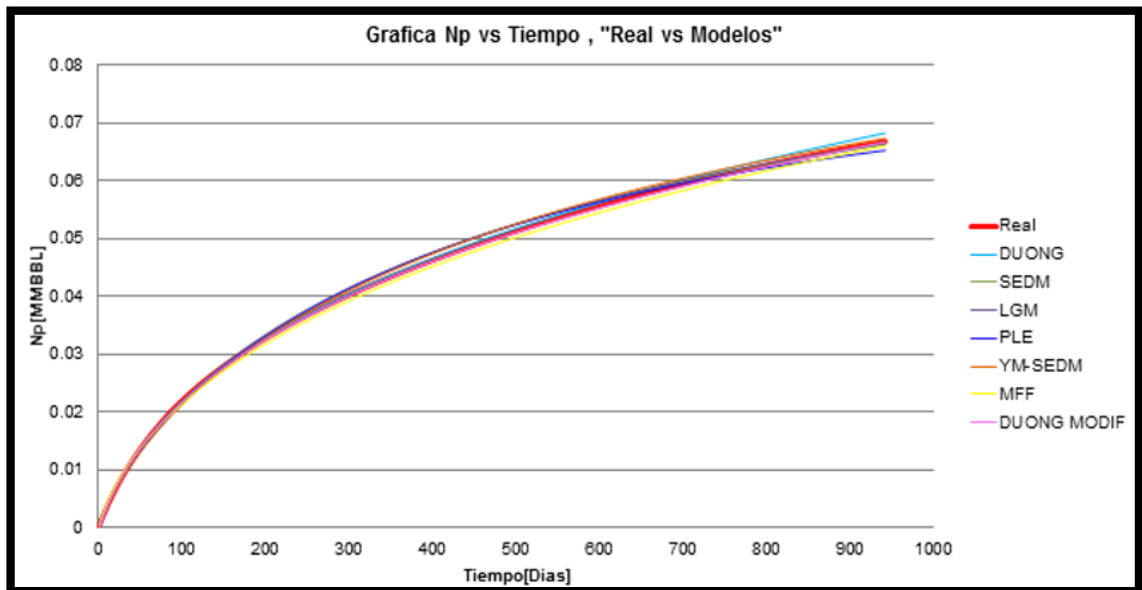


5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 CASO CONDADO DIMMIT

Como se puede observar en la **Figura 18** y **Figura 19** existe un ajuste adecuado respecto a la tasa de producción y aceite acumulado. Por lo tanto, dicho ajuste permite establecer a esta data de producción como teórica, para la evaluación de los modelos de pronósticos de producción en este caso.

Figura 24. Ajuste de los Modelos para el Caso Dimmit.



A partir de los ajustes que se observan en la **Figura 24** y de los porcentajes de error menores al 5% que se evidencian en la **Tabla 7** para cada modelo, se valida el buen funcionamiento de la herramienta. Por consiguiente, se realiza la evaluación de los modelos de declinación usados para el pronóstico de producción en yacimientos de shale oil, con el objetivo de evidenciar la manera en la que estos se ajustan cuando se proyectan en el tiempo.

Tabla 7. Porcentajes de Error del Ajuste para el Caso Dimmit.

AJUSTE		
MODELO	PORCENTAJE ERROR "END POINT"	PORCENTAJE ERROR PROMEDIO
DOUNG	2.1111%	1.0477%
SEDM	0.8384%	1.6622%
LGM	0.5489%	2.0624%
PLE	2.3637%	1.6822%
YM-SEDM	0.7396%	1.9908%
MFF	1.1767%	2.4227%
DOUNG MODIFICADO	0.2158%	0.7614%

Como se observa a través de la **Figura 25** a la **Figura 27** para la evaluación de los modelos, tres momentos de tiempo son considerados: 1 año, 3 años y 7 años desde el inicio de la producción; los cuales se tienen como base para realizar un pronóstico de producción a 10 años.

Figura 25. Curvas de acumulado de producción caso Dimmit– Base 1 año.

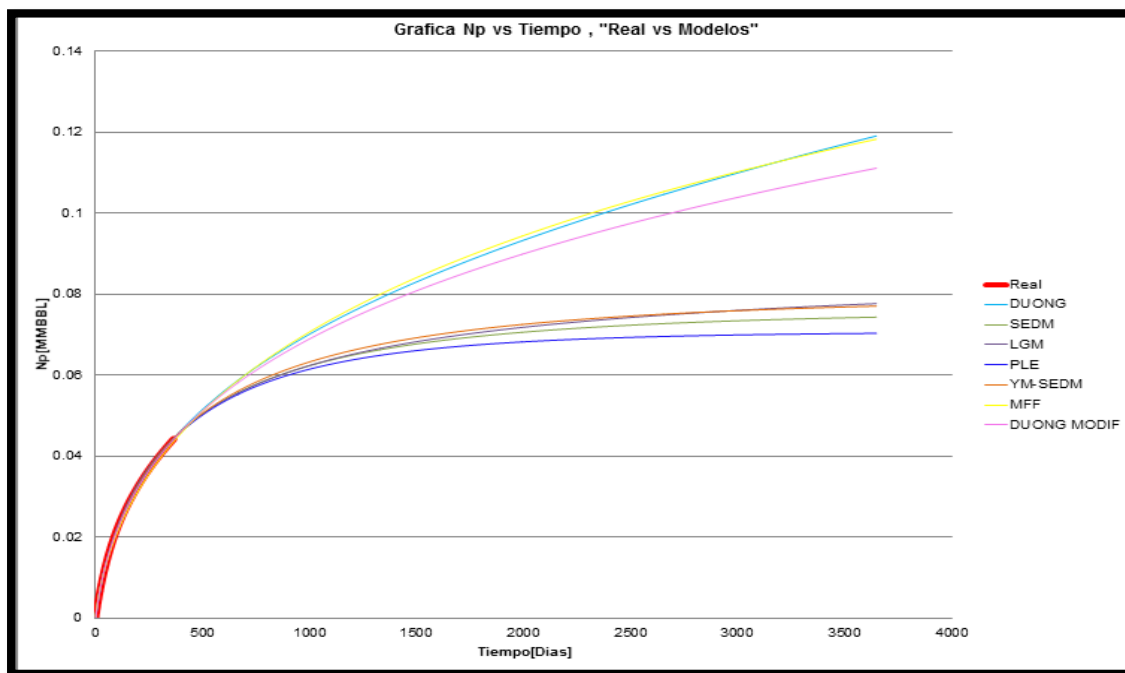


Figura 26. Curvas de acumulado de producción caso Dimmit – Base 3 años.

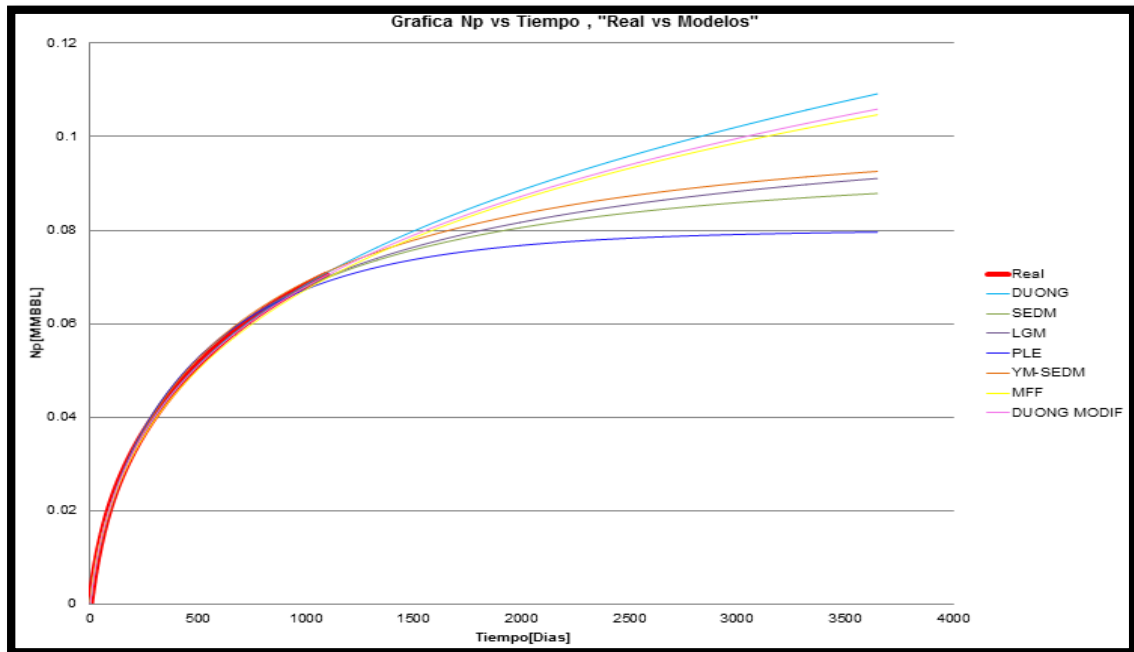
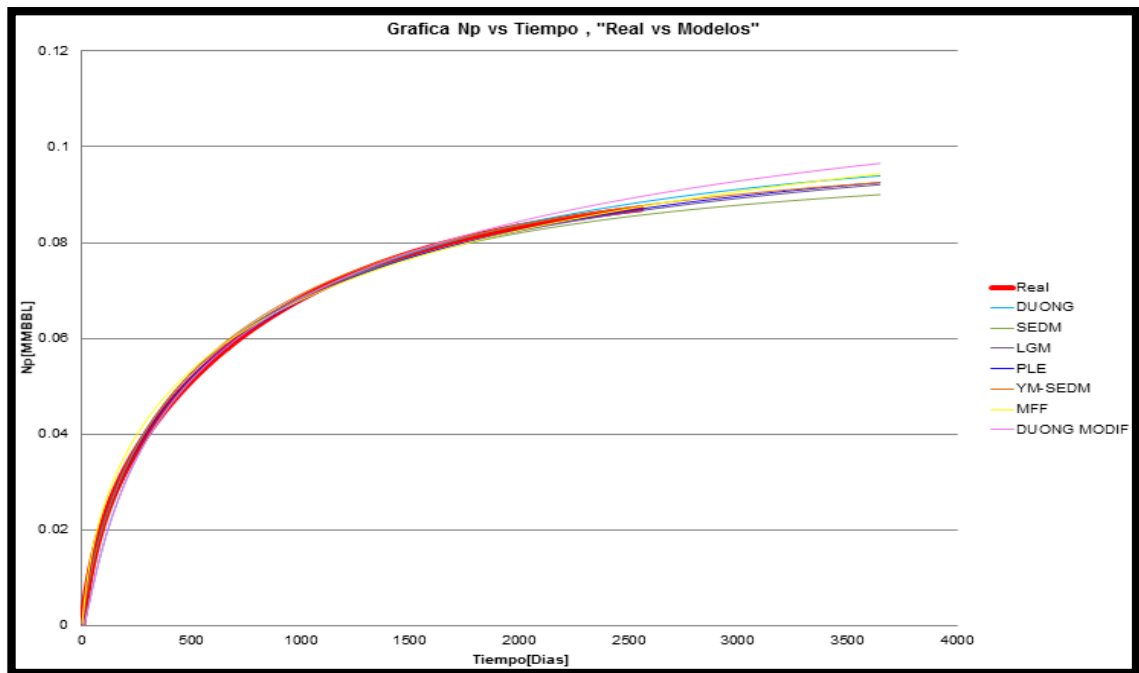


Figura 27. Curvas de acumulado de producción caso Dimmit– Base 7 años.



La **Tabla 8** reporta los porcentajes de error promedio en el ajuste para los modelos en cada uno de los tiempos que son tomados como base, además el porcentaje de error para el pronóstico de producción a 10 años, donde se toma como valor teórico de aceite acumulado de 0.09084 MMBBL, el cual es obtenido previamente de la simulación numérica para el mismo tiempo.

Tabla 8. Evaluación de Modelos para Caso Dimmit.

MODELO	1 Año		3 Años		7 Años	
	% Error Ajuste	% Error Pronostico	% Error Ajuste	% Error Pronostico	% Error Ajuste	% Error Pronostico
DOUNG	1.0155	31.148	0.5102	20.197	2.9701	3.437
SEDM	1.6974	18.136	1.6488	3.273	1.5335	0.903
LGM	2.4086	14.455	1.9629	0.262	1.4038	1.425
PLE	0.7377	22.539	1.8014	12.386	0.8555	1.870
YM-SEDM	1.2380	15.143	1.9843	1.927	1.2780	1.885
MFF	3.6191	30.255	2.2509	15.263	2.8063	3.909
DOUNG MODIFICADO	1.2620	22.382	0.8026	16.596	3.3259	6.294

Con los resultados se observa en primer lugar, que el ajuste de cada modelo para los tres tiempos base es muy bueno y sirve para revalidar la herramienta antes de realizar el respectivo pronóstico. De forma general se evidencia que el porcentaje de error para cada pronóstico a 10 años, disminuye a medida de que se tiene más data de producción, por lo que resulta en un mejor pronóstico para cada modelo.

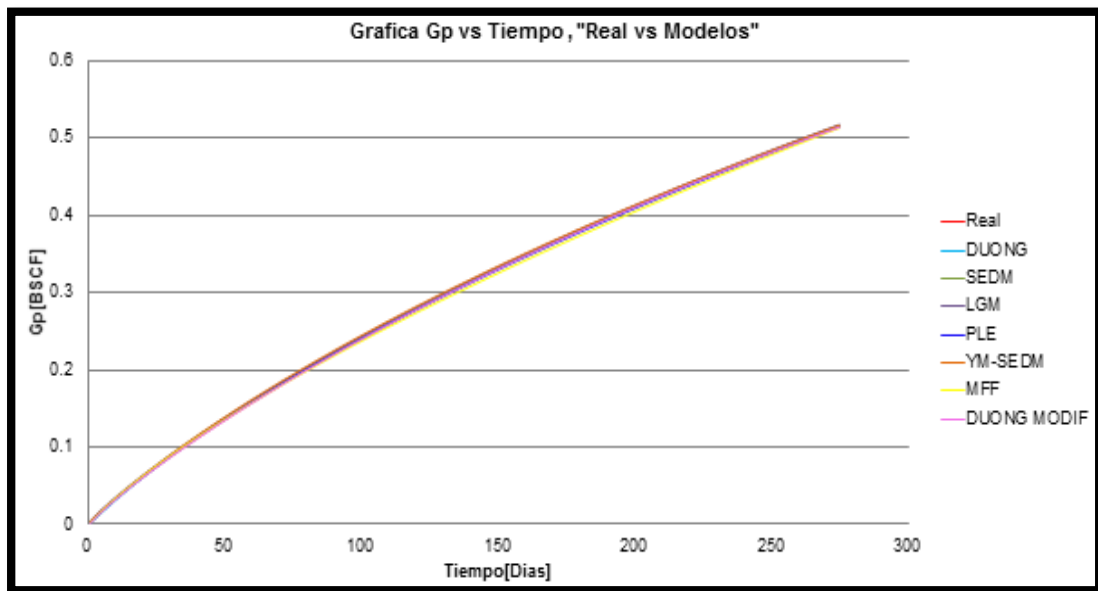
Se establece que para el tiempo base de un año, ningún método tuvo un buen pronóstico, siendo relativamente el de mejor desempeño el LGM. En tanto a los pronósticos con 3 años de data base, se presentan mejorías en cada uno de los modelos, donde SEDM, LGM y YM-SEDM son los más acertados. Finalmente, el pronóstico con 7 años de data base ofrece los mejores pronósticos con errores menores al 5%, exceptuando a Doung Modificado con un error del 6.294%, esto

puede deberse a que este modelo maneja regímenes de flujo tanto transitorios como BDF.

5.2 CASO MARCELLUS SHALE

Como se puede observar en la **Figura 22** y **Figura 23** existe un ajuste adecuado respecto a la tasa de producción. Por lo tanto, dicho ajuste permite establecer a esta data de producción como teórica, para la evaluación de los modelos de pronósticos de producción en este caso.

Figura 28. Ajuste de los Modelos para el Caso Marcellus.



A partir de los ajustes que se observan en la **Figura 28** y de los porcentajes de error menores al 5% que se evidencian en la **Tabla 9** para cada modelo, se valida el buen funcionamiento de la herramienta. Por consiguiente, se realiza la evaluación de los modelos de declinación usados para el pronóstico de producción en yacimientos de shale gas, con el objetivo de evidenciar la manera en la que estos se ajustan cuando se proyectan en el tiempo.

Tabla 9. Porcentajes de Error del Ajuste para el Caso Marcellus.

AJUSTE		
MODELO	PORCENTAJE ERROR "END POINT"	PORCENTAJE ERROR PROMEDIO
DOUNG	0.2247	0.8052
SEDM	0.3026	1.3195
LGM	0.4807	2.1294
PLE	0.0495	0.3883
YM-SEDM	0.3465	1.8832
MFF	0.2729	1.2418
DOUNG MODIFICADO	0.1032	1.0679

Como se observa a través de la **Figura 29** a la **Figura 31** para la evaluación de los modelos, al igual que para shale oil, tres momentos de tiempo son considerados: 1 año, 3 años y 7 años desde el inicio de la producción; los cuales se tienen como base para realizar un pronóstico de producción a 10 años.

Figura 29. Curvas de acumulado de producción caso Marcellus – Base 1 año.

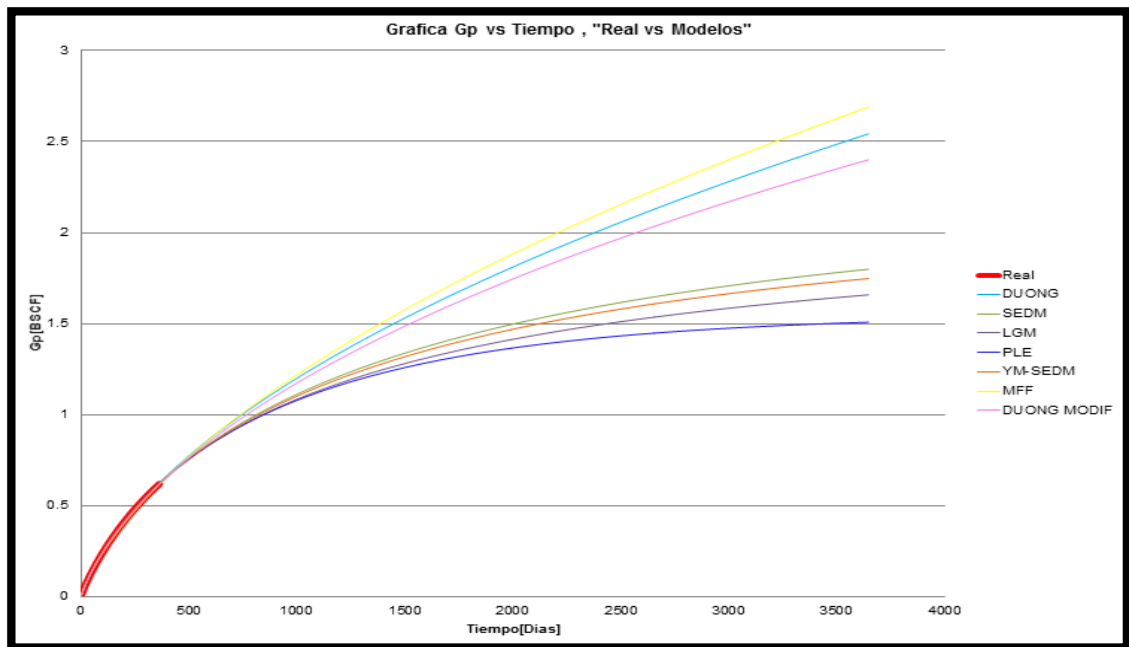


Figura 30. Curvas de acumulado de producción caso Marcellus – Base 3 años.

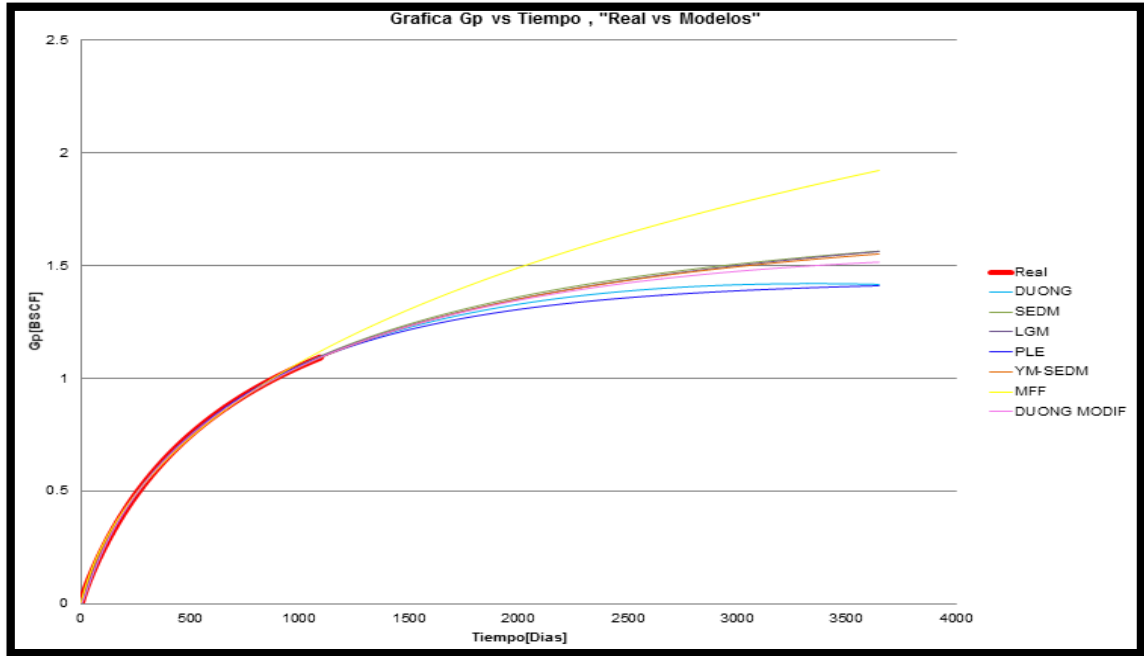


Figura 31. Curvas de acumulado de producción caso Marcellus – Base 7 años.



La **Tabla 10** reporta los porcentajes de error promedio en el ajuste para los modelos en cada uno de los tiempos que son tomados como base, además el porcentaje de error para el pronóstico de producción a 10 años, donde se toma como valor teórico de gas acumulado de 1.5241 BSCF, el cual es obtenido previamente de la simulación numérica para el mismo tiempo.

Tabla 10. Evaluación de Modelos para Caso Marcellus.

MODELO	1 Año		3 Años		7 Años	
	% Error Ajuste	% Error Pronostico	% Error Ajuste	% Error Pronostico	% Error Ajuste	% Error Pronostico
DOUNG	0.9801	63.320	1.9682	6.845	1.1656	0.648
SEDM	1.1153	16.886	0.9694	1.985	0.7812	0.136
LGM	1.6692	7.854	0.6376	1.820	0.4904	0.737
PLE	0.4014	1.447	0.2513	7.616	0.4481	2.792
YM-SEDM	1.4398	13.621	1.2314	1.196	0.8855	0.858
MFF	1.7742	72.624	2.5963	24.336	3.3653	4.242
DOUNG MODIFICADO	1.2748	54.418	2.1239	0.930	1.2377	0.916

Al igual que en el caso del shale oil se observa en primer lugar que los porcentajes de error promedio que se presentan en el ajuste son muy acertados, por lo que se revalida el funcionamiento de la herramienta para cada modelo antes de realizar la proyección en el tiempo. De forma general se observa en los resultados que el pronóstico de los modelos mejora en cada caso, ya que el porcentaje de error para el pronóstico disminuye a medida que se cuenta con mayor cantidad de data base de producción.

Se establece que para el tiempo base de un año, el modelo PLE es el que tiene mejor ajuste. Sin embargo, el modelo LGM es una buena opción a considerar cuando se cuenta con data de producción limitada, debido a que el error en su

pronóstico no es superior al 8% y su desempeño es considerablemente mejor en comparación con los otros modelos.

Por otro lado, cuando se cuenta con 3 años de producción histórica, el pronóstico de cada uno de los modelos mejora considerablemente a excepción del modelo PLE. De forma específica los modelos Duong Modificado, YM-SEDM, LGM y SEDM presentan el pronóstico de producción más acertado, teniendo un porcentaje de error inferior al 2%. En contraste, el modelo MFF posee el peor desempeño con error superior al 20%.

Finalmente con una producción histórica de 7 años como base para el pronóstico de producción a 10 años, todos los modelos logran una predicción adecuada debido a que el porcentaje de error en el pronóstico no supera el 5%, donde el modelo MFF cuenta con el ajuste menos acertado.

6. CONCLUSIONES

Los modelos empíricos evaluados para shale oil no son una buena opción para el pronóstico de la producción cuando se cuenta con data de producción limitada de un año. Sin embargo, con los parámetros generados en los modelos LGM, YM-SEDM y SEDM a partir de una producción histórica de tres años, se pueden obtener pronósticos de producción más acertados.

Se estableció que los parámetros utilizados por los modelos son de tipo adimensional y no diferencian las propiedades del shale en estudio. Por lo tanto, los modelos evaluados de declinación para el pronóstico de la producción, son igual de aplicables de forma óptima tanto para shale oil como para shale gas.

En el caso del pozo horizontal de shale oil , los modelos PLE, LGM, YM-SEDM Y SEDM lograron un pronóstico de producción más conservador en comparación con los modelos DOUNG , DOUNG MODIFICADO y MFF , donde se obtuvieron predicciones sobreestimadas de la producción.

En el caso de shale gas los modelos DOUNG, DOUNG MODIFICADO, PLE, LGM, YM-SEDM y SEDM, lograron proporcionar pronósticos adecuados a partir de tres años data base, a diferencia del modelo MFF, el cual requiere de mayor producción histórica para obtener una predicción acertada.

Se concluyó que los modelos empíricos tienen una aplicabilidad acertada y equiparada con la proporcionada por la simulación numérica de los Shale Plays, para realizar pronósticos de producción. Teniendo como ventaja el requerimiento de menores tiempos de cómputo así como de una menor cantidad de información

interdisciplinaria. Por lo tanto se recomienda el uso de los modelos empíricos, los cuales brindan metodologías más sencillas de utilizar.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar varias corridas de los métodos empíricos evaluados, con la producción histórica de otros shale Plays. Teniendo la finalidad de hacer una generalización de los modelos, en cuanto a las condiciones en las cuales será más adecuado un modelo sobre el otro.

Se recomienda realizar un análisis de sensibilidad para los modelos empíricos tanto para shale oil como para shale gas.

Se recomienda la incorporación del modelo geomecánico en la simulación numérica.

Se recomienda realizar la inclusión de una zona no estimulada en modelo de shale oil, con el objetivo de representar de una mejor manera los regímenes de flujo.

BIBLIOGRAFIA

AGBOADA, D & AHMADI, M. Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play. SPE 165315. 2013.

AHMED, Tarek. Tarek Ahmed & Associates Ltd. Unconventional Reservoirs Course. 2013.

ARPS, J. Analysis of Decline Curves. Trans., AIME, 228–247p. 1945.

ASKABE, Y. Rate-decline Relations For Unconventional Reservoirs And Development Of Parametric Correlations For Estimation Of Reservoir Properties. Thesis, Texas A&M University, Austin. December 2012.

CAN, Bunyamin. Probabilistic Performance Forecasting for Unconventional Reservoirs with Stretched-Exponential Model. Thesis. Texas: Texas A&M University. 2011

CIPOLLA, C. & LOLON, E. Reservoir Modeling in Shale-Gas Reservoirs, SPE 125530. 2009.

CLARK, A., Lake, L., and Patzket, T. Production Forecasting with Logistic Growth Models. SPE 144790. 2011.

DUONG, A. Rate-Decline Analysis for Fracture-Dominated Shale reservoirs. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 377-387p , June 2011.

FETKOVICH, M.J.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves," JPT (June 1980) pag 1065-1077. 1980

ILK, D., RUSHING, J.A., PEREGO, A.D. and BLASINGAME, T .A Exponential vs. Hyperbolic Decline in Tight Gas Sands — Understanding the Origin and Implications for Reserve Estimates Using Arps' Decline Curves. SPE 116731. 2008.

KANFAR, M and Wattenbarger, R. Comparison of Empirical Decline Curve Methods for Shale Wells. SPE 162648. 2012.

KUPCHENKO, C. L., GAULT, B. W., & MATTAR, L. Tight Gas Production Performance Using Decline Curves. SPE 114991. 2009.

KRUNAL JAYKANT, Joshi. Comparison of various deterministic forecasting techniques in shale gas reservoirs with emphasis on the duong method. Thesis. Texas: Texas A&M University. 2012

LEE, J., Peter P. and Valko, SPE, Texas A&M University. A Better Way to Forecast Production From Unconventional Gas Wells, SPE 134231-MS, September 2010.

MONTES, F y LOPEZ, D. Terminación De Pozos En Shale Gas Y Shale Oil. Trabajo de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. 2013.

ROBLES, E. Y CUTA, G. Evaluación de Estrategias Técnicas para Pronosticar la Producción en Yacimientos de Gas Shale. Trabajo de Grado, Universidad Industrial de Santander. 2015.

RODRÍGUEZ, D. Desarrollos de shale gas y perspectivas de explotación, Trabajo de grado. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. 2012.

ENERGY INFORMATION AGENCY. Shale gas and tight oil are commercially produced in just four countries". US. 2015.

THE COLOMBIA SHALE 2014, Unconventional Oil And Gas Development Congress Determining the potential of tight oil and shale gas production Colombia BOGOTA. 2014.

THE ROYAL SOCIETY AND THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing. 2012.

VARGAS , Carlos Alberto. Potencial de recursos No Convencionales en Colombia. Sociedad Colombiana de Geología. 2015.

WEI, Yu y SEPEHRNOORI, Kamy. Simulation of Proppant Distribution Effect On Well Performance in Shale Gas Reservoirs. SPE 167225. 2013.

YU, Shaoyong. Best Practice of Using Empirical Methods for Production Forecast and EUR Estimation in Tight/Shale Gas Reservoirs. SPE 167118. 2013.

YU, Shaoyong. Dominic J. Miocevic. An Improved Method to Obtain Reliable Production and EUR Prediction for Wells with Short Production History in Tight/Shale Reservoirs. Proc., Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA. 2013.

YUAN, H. , Soar, L. , Packer, R. , Bhuiyan, M. and Xu, J. , IHS Inc. A Case Study to Evaluate Shale Oil Production Performance Models with Actual Well Production Data, SPE 168842 , August 2013.