



# Tesis

## Aspectos de Ingeniería de Reservorios en la Analogía entre la Formación Vaca Muerta y los Principales Shale Gas / Oil Plays de Estados Unidos

Autor:

Leopoldo Matías Ruiz Maraggi

Directores:

Ing. Miguel Lavia

Dra. Gabriela Savioli

*Febrero de 2016*



## Índice de contenidos

<b>Prefacio</b> .....	9
<b>Motivación</b> .....	9
<b>Contribuciones</b> .....	9
<b>Organización de la Tesis</b> .....	10
<b>Aclaraciones</b> .....	10
<b>Agradecimientos</b> .....	11
<b>1. Introducción</b> .....	12
<b>1.1. Los Recursos No Convencionales de Gas y de Petróleo</b> .....	13
<b>1.2. Los Recursos No Convencionales de Shale Oil &amp; Gas</b> .....	15
<b>1.2.1. Definición Ampliada y Clasificación de Recursos Shale</b> .....	15
<b>1.3. Los Recursos Shale en el Mundo</b> .....	16
<b>1.4. Estimación de los Recursos Shale en el Mundo</b> .....	17
<b>1.5. Los Recursos Shale en Estados Unidos</b> .....	20
<b>1.5.1. Región del Noreste</b> .....	22
<b>1.5.2. Región de la Costa del Golfo</b> .....	24
<b>1.5.3. Región Central</b> .....	25
<b>1.5.4. Región Sureste</b> .....	26
<b>1.5.5. Región de Rocky Mountains</b> .....	27
<b>1.5.6. Región de la Costa Oeste</b> .....	28
<b>1.6. Los Recursos Shale en Argentina</b> .....	29
<b>1.6.1. Cuenca del Chaco / Tarija</b> .....	30
<b>1.6.2. Cuenca del Noroeste</b> .....	30
<b>1.6.3. Cuenca Cuyana</b> .....	31
<b>1.6.4. Cuenca Neuquina</b> .....	31
<b>1.6.5. Cuenca del Golfo San Jorge</b> .....	33
<b>1.6.6. Cuenca Austral</b> .....	34
<b>1.7. Importancia Estratégica de los Recursos Shale para la Argentina</b> .....	34
<b>2. Marco teórico: definición de conceptos</b> .....	37
<b>2.1. Características Geológicas</b> .....	38
<b>2.1.1. Definición</b> .....	38
<b>2.1.2. Origen de los Oil Shales</b> .....	38
<b>2.1.3. Mineralogía</b> .....	38



2.1.4.	Litología .....	39
2.1.5.	Ambientes de Depositación .....	40
2.1.6.	Edad y Distribución Mundial .....	41
2.1.7.	La Formación de los Oil Shales .....	42
2.1.8.	Consideraciones Geológicas de los Oil Shales Prospectivos .....	43
2.2.	Características Geoquímicas .....	44
2.2.1.	Evolución de la Materia Orgánica en el Subsuelo y Formación de Hidrocarburos ....	44
2.2.2.	Carbono Orgánico Total .....	46
2.2.3.	Tipos de Querógeno .....	46
2.2.4.	Madurez Térmica.....	48
2.2.5.	Source Potential Index (SPI).....	51
2.2.6.	Estimación de Recursos (Método de Schmoker).....	52
2.2.7.	Consideraciones Geoquímicas de los Oil Shales Prospectivos.....	52
2.3.	Características Petrofísicas .....	52
2.3.1.	Porosidad.....	52
2.3.2.	Distribución y Saturación de Fluidos .....	54
2.3.3.	Densidad de la Formación .....	54
2.3.4.	Fenómenos de Transporte en Oil & Gas Shales .....	54
2.3.5.	Permeabilidad .....	58
2.4.	Características Geomecánicas.....	60
2.4.1.	Introducción a la Mecánica de las Rocas .....	61
2.4.2.	Mineralogía.....	66
2.4.3.	Módulo de Young Estático, Relación de Poisson y Módulo de Young Dinámico .....	66
2.4.4.	Laminación.....	67
2.4.5.	Capacidad de Flujo de Gas a través de una Fractura en Condiciones de Confinamiento .....	67
2.5.	Características de las Fracturas Hidráulicas .....	68
2.5.1.	Historia de las Fracturas Hidráulicas y Descripción Cualitativa del Proceso .....	68
2.5.2.	Baja Permeabilidad .....	68
2.5.3.	Descripción del Proceso .....	68
2.5.4.	Diseño Óptimo.....	71
2.5.5.	Fluidos de Fractura .....	72
2.5.6.	Aditivos Químicos.....	73
2.5.7.	Agentes de Sostén (Propantes).....	75



2.6.	Registros de Pozo de Interés.....	78
2.6.1.	Registro Potencial Espontáneo (SP).....	78
2.6.2.	Registros Gamma Ray (GR) y Gamma Ray Espectral (Spectral GR) .....	78
2.6.3.	Registro de Resistividad .....	79
2.6.4.	Registros de Densidad y Factor Fotoeléctrico ( $P_{ef}$ ).....	80
2.6.5.	Registro Neutrón Compensado.....	80
2.6.6.	Registro Sónico .....	81
2.6.7.	Registro Resonancia Magnética Nuclear (NMR) .....	81
2.6.8.	Registro Mineralógico .....	81
2.6.9.	Registros de Imágenes .....	82
2.6.10.	Método de Passey - Determinación del TOC.....	82
2.6.11.	Perfiles de Constantes Elásticas.....	83
2.7.	Análisis Declinatorio Convencional .....	83
2.7.1.	Definición de la Tasa de Declinación (D) .....	83
2.7.2.	Modelos de Arps.....	83
2.7.3.	Modelos de Fetkovich .....	85
2.7.4.	Limitaciones del Análisis Declinatorio Convencional en Reservorios Shale.....	86
2.8.	Análisis Declinatorio Moderno .....	87
2.8.1.	Stretched Exponential Decline Model (SE).....	87
2.8.2.	Power Law Exponential Decline Model (PLE).....	87
2.8.3.	Duong Decline Model (DNG).....	88
2.8.4.	Logistic Growth Model (LGM) .....	89
2.9.	Desarrollo de un nuevo modelo declinatorio: Unconventional Empirical Decline Model (UEDM) .....	89
2.10.	Parámetros de Diagnóstico .....	90
2.11.	Análisis de los Modelos Declinatorios y de los Parámetros de Diagnóstico .....	93
3.	<i>Principales Shale Plays de Estados Unidos</i> .....	95
3.2.	Región del Noreste .....	96
3.2.1.	Marcellus Shale .....	96
3.2.1.1.	Características Geológicas.....	96
3.2.1.2.	Características Geoquímicas .....	98
3.2.1.3.	Características Petrofísicas .....	99
3.2.1.4.	Características Geomecánicas.....	101
3.2.1.5.	Características de las Terminaciones.....	101



3.2.1.6.	Características de los Registros de Pozo.....	102
3.2.1.7.	Características de Producción.....	102
3.3.	Región de la Costa del Golfo.....	103
3.3.1.	Haynesville Shale.....	103
3.3.1.1.	Características Geológicas.....	104
3.3.1.2.	Características Geoquímicas.....	105
3.3.1.3.	Características Petrofísicas.....	106
3.3.1.4.	Características Geomecánicas.....	107
3.3.1.5.	Características de las Terminaciones.....	108
3.3.1.6.	Características de los Registros de Pozo.....	108
3.3.1.7.	Características de Producción.....	109
3.3.2.	Eagle Ford Shale.....	110
3.3.2.1.	Características Geológicas.....	110
3.3.2.2.	Características Geoquímicas.....	112
3.3.2.3.	Características Petrofísicas.....	113
3.3.2.4.	Características Geomecánicas.....	114
3.3.2.5.	Características de las Terminaciones.....	115
3.3.2.6.	Características de los Registros de Pozo.....	115
3.3.2.7.	Características de Producción.....	116
3.4.	Región Central.....	117
3.4.1.	Woodford.....	117
3.4.1.1.	Características Geológicas.....	117
3.4.1.2.	Características Geoquímicas.....	119
3.4.1.3.	Características Petrofísicas.....	120
3.4.1.4.	Características Geomecánicas.....	121
3.4.1.5.	Características de las Terminaciones.....	121
3.4.1.6.	Características de los Registros de Pozo.....	122
3.4.1.7.	Características de Producción.....	122
3.5.	Región Sureste.....	122
3.5.1.	Barnett Shale.....	122
3.5.1.1.	Características Geológicas.....	123
3.5.1.2.	Características Geoquímicas.....	125
3.5.1.3.	Características Petrofísicas.....	127



3.5.1.4.	Características Geomecánicas.....	128
3.5.1.5.	Características de las Terminaciones.....	128
3.5.1.6.	Características de los Registros de Pozo.....	129
3.5.1.7.	Características de Producción.....	129
3.6.	Región de Rocky Mountains.....	130
3.6.1.	Bakken Shale.....	130
3.6.1.1.	Características Geológicas.....	131
3.6.1.2.	Características Geoquímicas.....	133
3.6.1.3.	Características Petrofísicas.....	135
3.6.1.4.	Características Geomecánicas.....	135
3.6.1.5.	Características de las Terminaciones.....	135
3.6.1.6.	Características de los Registros de Pozo.....	136
3.6.1.7.	Características de Producción.....	136
4.	<i>Análisis Declinatorio de los Principales Shale Plays de Estados Unidos.....</i>	<i>138</i>
4.1.	Introducción.....	139
4.2.	Marcellus shale.....	139
4.3.	Haynesville.....	142
4.4.	Eagle Ford.....	146
4.5.	Woodford.....	154
4.6.	Barnett.....	162
4.7.	Bakken.....	166
5.	<i>La Formación Vaca Muerta.....</i>	<i>171</i>
5.1.	Introducción.....	172
5.2.	Características Geológicas.....	172
5.2.1.	Mineralogía.....	172
5.2.2.	Litología.....	172
5.2.3.	Período Geológico.....	173
5.2.4.	Ambiente de Depositación.....	173
5.2.5.	Características Estructurales.....	173
5.2.6.	Espesores.....	174
5.3.	Características Geoquímicas.....	175
5.3.1.	Carbono Orgánico Total.....	175
5.3.2.	Madurez Térmica.....	176



5.3.3.	Diagrama de Van Krevelen.....	179
5.3.4.	Datos Integrados de Espesor, Carbono Orgánico Total y Madurez Térmica .....	179
5.4.	Características Petrofísicas .....	179
5.4.1.	Gradiente de Presión.....	179
5.4.2.	Densidad de Formación.....	179
5.4.3.	Porosidad.....	180
5.4.4.	Permeabilidad .....	180
5.5.	Características Geomecánicas.....	180
5.5.1.	Mineralogía.....	180
5.5.2.	Módulo de Young y Relación de Poisson.....	180
5.5.3.	Laminación.....	181
5.6.	Características de las Terminaciones.....	181
5.7.	Características de los Registros de Pozo.....	181
6.	<i>Análisis de la Producción en Vaca Muerta.....</i>	<i>183</i>
6.1.	Introducción .....	184
6.2.	Zonas de Producción .....	184
6.3.	Evolución de la Producción en Vaca Muerta .....	185
6.4.	Evolución de los pozos perforados .....	187
6.5.	Tipo de Pozos Perforados.....	188
6.6.	La producción de los pozos de Petróleo .....	189
6.7.	La producción de los Pozos de Gas .....	190
6.8.	La actividad en Loma Campana .....	190
6.8.1.	Diseño de las locaciones de los pozos .....	191
6.8.2.	Zonas Productivas .....	191
6.8.3.	Tendencias de producción de los pozos verticales .....	192
6.8.4.	Tendencias de producción de los pozos horizontales.....	194
7.	<i>Análisis Declinatorio de la Formación Vaca Muerta.....</i>	<i>195</i>
7.1.	Introducción .....	196
7.2.	Pozo Tipo Vertical Loma Campana .....	196
7.2.1.	Parámetros de Diagnóstico.....	197
7.3.	Pozo Tipo Horizontal Loma Campana.....	200
7.3.1.	Parámetros de Diagnóstico.....	201
7.4.	Pozo Tipo Vertical de Gas El Orejano.....	204



7.4.1.	Parámetros de Diagnóstico .....	205
8.	<i>Análisis Comparativo entre los Principales Plays de EEUU y Vaca Muerta</i> .....	209
8.1.	Introducción .....	210
8.2.	Definición Ampliada y Clasificación de Recursos Shale .....	210
8.3.	Estimación de Recursos.....	210
8.4.	Características Geológicas.....	211
8.4.1.	Mineralogía.....	211
8.4.2.	Litología .....	212
8.4.3.	Período Geológico .....	212
8.4.4.	Ambiente de depositación .....	213
8.4.5.	Profundidades .....	213
8.4.6.	Espesores .....	213
8.4.7.	Extensión .....	213
8.5.	Características Geoquímicas .....	214
8.5.1.	Carbono Orgánico Total (TOC) .....	214
8.5.2.	Tipo de Querógeno.....	214
8.5.3.	Madurez Térmica.....	214
8.6.	Características Petrofísicas .....	215
8.6.1.	Gradiente de Presión.....	215
8.6.2.	Densidad de formación .....	215
8.6.3.	Porosidad.....	215
8.6.4.	Permeabilidad .....	216
8.7.	Características Geomecánicas.....	216
8.7.1.	Mineralogía.....	216
8.7.2.	Módulo de Young .....	216
8.7.3.	Relación de Poisson.....	217
8.8.	Características de las Terminaciones.....	217
8.9.	Características de Producción .....	218
8.10.	Análisis Declinatorio.....	218
8.11.	Indicadores de Producción.....	221
9.	<i>Conclusiones</i> .....	223
9.1.	Consideraciones Generales .....	224
9.2.	Comparación de Características Geológicas, Geoquímicas, Petrofísicas, Geomecánicas, de Terminación y de Producción. ....	224



---

9.2.1.	Consideraciones respecto de la Estimación de Recursos.....	224
9.2.2.	Consideraciones Geológicas.....	224
9.2.3.	Consideraciones Geoquímicas .....	226
9.2.4.	Consideraciones Petrofísicas .....	226
9.2.5.	Consideraciones Geomecánicas.....	227
9.2.6.	Características de las Terminaciones.....	227
9.2.7.	Características de Producción .....	228
9.3.	Análisis de la Producción en Vaca Muerta .....	228
9.4.	Consideraciones del Análisis Declinatorio e Indicadores de Producción .....	228
9.5.	Modelo Declinatorio UEDM.....	229
9.6.	Análisis Crítico de los Modelos Declinatorios .....	229
10.	<i>Referencias</i> .....	233
10.1.	Referencias Bibliográficas .....	234
10.2.	Referencias de Internet.....	241



## Prefacio

### Motivación

La idea de este trabajo surgió en reuniones con la Dra. Gabriela Savioli y el Ing. Miguel Lavia como necesidad de complementar el trabajo de Askenazi (Azkenazi et al., 2013) en el cual se compara la formación Vaca Muerta y los principales plays de Estados Unidos a través de sus características geológicas, geoquímicas, petrofísicas y geomecánicas. En esta tesis no sólo se profundiza el análisis desarrollado en dicho trabajo sino que también se presenta un análisis actual de la producción en Vaca Muerta y el análisis de los más recientes modelos declinatorios desarrollados para las formaciones de esquisto con el objetivo de evidenciar los regímenes de flujo presentes, las formas de declinación y estimar las producciones acumuladas a 30 años. Por otra parte, se desarrolló un nuevo modelo declinatorio que contempla el comportamiento observado en los reservorios shale. En síntesis, la finalidad de este trabajo es contribuir con una evaluación más acabada respecto de la potencialidad de los recursos de la formación Vaca Muerta.

### Contribuciones

De forma sintética, los aportes de este trabajo son los siguientes:

1. Exhaustiva recopilación de datos públicos de las principales formaciones de esquisto norteamericanas y de la formación Vaca Muerta. La información obtenida los plays de Estados Unidos incluyó información pública del EIA (Energy Information Administration), publicaciones internacionales (AAPG, SPE, SPWLA, etc.) como así también tesis de maestría y doctorado de las principales universidades americanas que realizan investigación en recursos de esquisto (Colorado School of Mines, Stanford, Texas A&M, Pennsylvania State University, University of Oklahoma y UT Austin, entre otras). Con respecto a la información de Vaca Muerta abarcó datos públicos del Ministerio de Energía y Minería de La Argentina, publicaciones en congresos y seminarios hechas por investigadores y empresas operadoras y de servicios que desarrollan su actividad en dicha formación.
2. Comparación de las formaciones shale de Estados Unidos y Vaca Muerta en términos geológicos, geoquímicos, petrofísicos, geomecánicos y de las terminaciones (profundizar el trabajo realizado por Askenazi et. al., 2013).
3. Presentar el análisis de la producción actual en Vaca Muerta, con énfasis en la zona de Loma Campana, con el objetivo de informar caudales iniciales, recuperaciones, relaciones gas-petróleo para las distintas áreas de explotación. Se creó una base de datos con dicha finalidad apoyada en los datos publicados por el Capítulo IV del Ministerio de Energía y Minería de la Nación Argentina.
4. Incluir el análisis de modelos declinatorios recientemente desarrollados para los distintos plays estudiados para caracterizar y comparar los regímenes de flujo involucrados, formas de declinación, obtener los mejores ajustes y recuperaciones estimadas a 30 años de producción de los plays de Estados Unidos con la Formación Vaca Muerta.
5. Desarrollo de un nuevo modelo declinatorio, denominado **Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)**, basado en el análisis del comportamiento de los pozos no convencionales.
6. Realizar un análisis crítico de los modelos declinatorios utilizados en la actualidad para evaluar los reservorios shale, señalando ventajas y limitaciones de cada uno de los mismos.



## **Organización de la Tesis**

El Capítulo 1 presenta una introducción general al tema de los recursos no convencionales en el Mundo y en la Argentina.

El Capítulo 2 define las características geológicas, geoquímicas, petrofísicas, geomecánicas y los modelos declinatorios que serán utilizados en los subsiguientes capítulos para caracterizar a las formaciones estudiadas. El desarrollo del modelo declinatorio UEDM se presenta en el apartado 2.9.

El Capítulo 3 describe los principales plays de Estados Unidos desde el punto de vista geológico, geoquímico, petrofísico, geomecánico, de las terminaciones y las tendencias de producción actual.

El Capítulo 4 presenta el análisis declinatorio de los pozos tipo de gas y de petróleo de los plays de Estados Unidos.

El Capítulo 5 informa las características geológicas, geoquímicas, petrofísicas, geomecánicas y las terminaciones de la Formación Vaca Muerta.

El Capítulo 6 presenta el análisis de la producción actual en la Formación Vaca Muerta, con énfasis en la producción del Yacimiento de Loma Campana.

En el Capítulo 7 se realiza el análisis declinatorio para los pozos tipo de la Formación Vaca Muerta. El análisis declinatorio se centró principalmente en el Yacimiento Loma Campana dado que dicha zona cuenta con la mayor cantidad de pozos perforados en la actualidad y por ende permite realizar un estudio más preciso.

En el Capítulo 8 se presenta la comparación entre la Formación Vaca Muerta y los plays de Estados Unidos con respecto a todos los parámetros estudiados: geológicos, geoquímicos, petrofísicos, geomecánicos, las características de producción y terminación actuales. Asimismo, se realiza el análisis de las declinaciones y recuperaciones estimadas a 30 años de los pozos tipo. Finalmente, se comparan los recursos in situ y técnicamente recuperables de los plays de Estados Unidos estudiados y de Vaca Muerta.

El Capítulo 9 informa las conclusiones arribadas en el presente trabajo. El análisis crítico de los modelos declinatorios se presenta en el apartado 9.6.

## **Aclaraciones**

Deseo mencionar algunas cuestiones vinculadas a la notación utilizada en este trabajo. En primer lugar, el lector observará que se utiliza la notación anglosajona para la separación decimal (utilizando punto en lugar de coma). Sin embargo, para evitar confusiones, no se utiliza la coma para separar los miles. Por otra parte, el lector notará que con la letra M se abrevia la unidad de mil mientras que MM equivale a la unidad del millón.

Se deja expresa constancia de que toda la información contenida en esta tesis ha sido tomada de datos públicos recopilados de diferentes fuentes. No existe ninguna información confidencial extraída de ninguna empresa operadora o de servicios.



## **Agradecimientos**

Deseo expresar mi gratitud tanto a la Dra. Gabriela Savioli como al Ing. Miguel Lavia por sus observaciones, el acompañamiento y la paciencia que han tenido a lo largo del desarrollo de esta tesis. Finalmente, le quiero dar las gracias a mis padres por siempre haberme apoyado.



# *1. Introducción*

### 1.1. Los Recursos No Convencionales de Gas y de Petróleo

El tight gas, el shale oil y gas, el gas de carbón o CBM (Coal Bed Methane) y los hidratos de gas constituyen la categoría de recursos no convencionales de gas y petróleo. A grandes rasgos, las características principales que agrupan a estos recursos son las siguientes: grandes volúmenes de recursos difíciles de desarrollar, la baja calidad asociada a la disminución de la permeabilidad y el incremento de los costos y la tecnología para poder producirlos. Dichas características se pueden evidenciar en el triángulo de recursos no convencionales de Masters & Gray (Figura 1.1).



Figura 1.1: Triángulo de Recursos No Convencionales de Masters & Gray (Holditch y Ayers, 2009).

Las propiedades que poseen los recursos no convencionales en comparación a los convencionales son las siguientes:

- Extensión regional.
- Propiedades altamente heterogéneas.
- Permeabilidades menores a 0.1 mD.
- Rango de porosidad: 2-17%.
- Presiones anómalas.
- Factores de recuperación bajos.
- No se detectan trampa ni sello.
- La distribución de fluidos no siempre es por densidad.
- Los fluidos se encuentran libres, asociados o adsorbidos.
- La Roca Madre es también Roca Reservorio (en algunos casos).
- Los factores de recuperación son difíciles de determinar.

Los recursos de tight gas se definen como acumulaciones de gas seco de muy baja permeabilidad (menores a 0.1 mD) que para producir caudales comerciales se los debe estimular por fracturación hidráulica utilizando también tecnología de pozos horizontales o bien multilaterales. No existen acumulaciones tipo de tight gas dado que el gas puede estar contenido en areniscas, carbonatos, ígneas o carbón, etc. Pueden ser continuos o bien lenticulares, mono o multicapa, someros o bien profundos. La moda estadística de los factores de recuperación ronda el 40%.

Los recursos de gas y petróleo de esquisto (shale oil & gas) se definen como acumulaciones de gas y/o de petróleo en pelitas o lutitas compuestas principalmente por arcillas, carbonatos y cuarzo. Generalmente, es también la roca madre de sistemas petroleros convencionales. El rango de permeabilidad estimada oscila entre 1-100 nD. Presenta tres tipos de almacenamiento de fluidos:



1) adsorbidos en querógeno; 2) confinados en espacios porales constituidos por las intercalaciones de sedimentos de grano fino en las lutitas y 3) confinado en fisuras, fracturas y vórgulas de las pelitas. La composición del gas y del líquido es muy variable, las producciones poseen altos caudales iniciales con fuerte declinación y tienen factores de recuperación entre el 10% al 40% con moda del 15% para el gas y entre el 2% y el 10% con moda del 5% para el petróleo.

El gas de carbón o Coal Bed Methane (CBM) es el producto de la carbonización (origen termogénico) o bien producto de la descomposición anóxica de las bacterias metanogénicas (origen biogénico) de la materia orgánica vegetal. El gas obtenido es seco y se encuentra adsorbido en la superficie y en la red poral del carbón. Debido a la gran superficie específica del carbón producto de su gran porosidad dichas acumulaciones son capaces de almacenar grandes cantidades de gas natural, hasta siete veces mayor que los reservorios convencionales de gas. Las acumulaciones son someras encontrándose entre 200 m a 500 m de profundidad.

Los hidratos de gas son sustancias sólidas parecidas al hielo, formadas en condiciones de alta presión y/o baja temperatura por una combinación de gases de bajo peso molecular como metano, etano, propano y dióxido de carbono y el agua. Se encuentran en sedimentos por debajo del permafrost y en sedimentos a profundidades de aguas mayores a 300 metros. Debido a su inestabilidad termodinámica los hidratos de gas resultan difíciles y peligrosos de producir.

En la Tabla 1.1 se presenta una estimación de recursos mundiales in situ del tight gas, shale oil & gas, el CBM y los hidratos de gas (Rathone et al., 2012; EIA, 2013) y en la Figura 1.2 el gráfico de los correspondientes porcentajes.

Recursos In Situ	Tm <sup>3</sup>
Hidratos de Gas	22201
Shale Gas	1013
Shale Oil	1
CBM	242
Tight Gas	198

Tabla 1.1 Estimación de recursos no convencionales in situ.

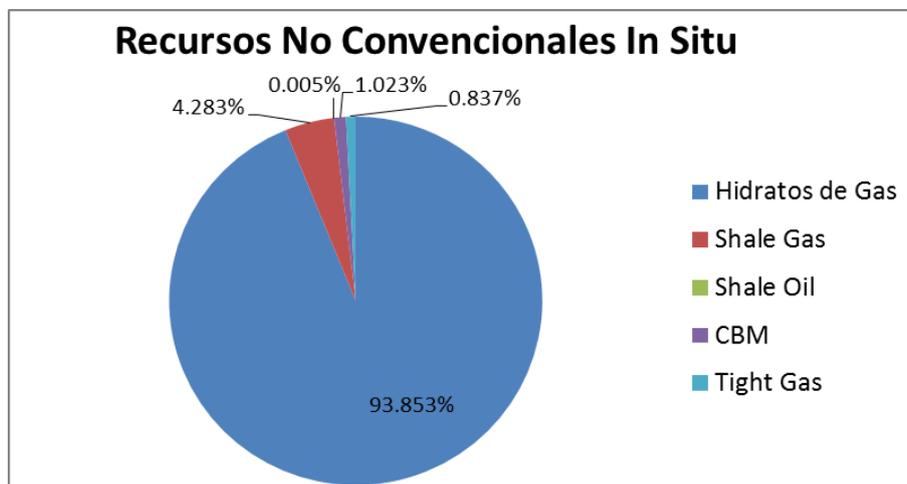


Figura 1.2 Porcentajes entre los recursos no convencionales in situ.

## 1.2. Los Recursos No Convencionales de Shale Oil & Gas

### 1.2.1. Definición Ampliada y Clasificación de Recursos Shale

Según Jarvie (2012a) un sistema de recursos de lutitas o pelitas (shale resource system) está compuesto por una roca madre orgánicamente rica y continua que puede actuar tanto como fuente y como reservorio para la producción de petróleo y/o gas o que puede cargar y sellar petróleo y gas en intervalos continuos, orgánicamente pobres yuxtapuestos. Por lo tanto, pueden existir procesos de migración primaria dentro del intervalo generador y migración secundaria hacia niveles no generadores yuxtapuestos.

Existen dos tipos básicos de sistemas shale: los productores de gas y los productores de petróleo, que se solapan en la cantidad de hidrocarburos gaseosos e hidrocarburos líquidos. Los mismos se describen como sistemas shale gas y shale oil (también denominado tight oil), dependiendo de qué tipo predomine en la producción y deben ser considerados como casos particulares de sistemas petroleros (Magoon y Dow, 1994). Estas rocas orgánicamente ricas han expulsado hidrocarburos hacia acumulaciones convencionales además de presentar capacidad de retención y almacenamiento autocreada.

Generalmente existen tres tipos de porosidad en estos sistemas: la porosidad de matriz, la porosidad derivada de la descomposición de materia orgánica y la porosidad de fracturas o fisuras.

Una clasificación básica del shale gas incluye una combinación del tipo de gas (termogénico o biogénico), la riqueza orgánica, la madurez térmica para el gas termogénico y las litofacies.

Los sistemas híbridos son aquellos que poseen una roca madre de alto contenido orgánico embebida o yuxtapuesta con facies no arcillosas, por ejemplo, carbonatos, cuarzo, areniscas, etc. Estos sistemas híbridos poseen intervalos generadores y no generadores que permiten el acceso de gas en ambas facies, sin embargo las litofacies no generadoras pueden llegar a ser mucho más importantes por las características de sus rocas. A diferencia de las facies orgánicamente ricas que poseen una componente de porosidad orgánica sustancial, los sistemas híbridos no poseen porosidad orgánica sino porosidad de matriz o bien, en algunos casos, porosidad de fractura.

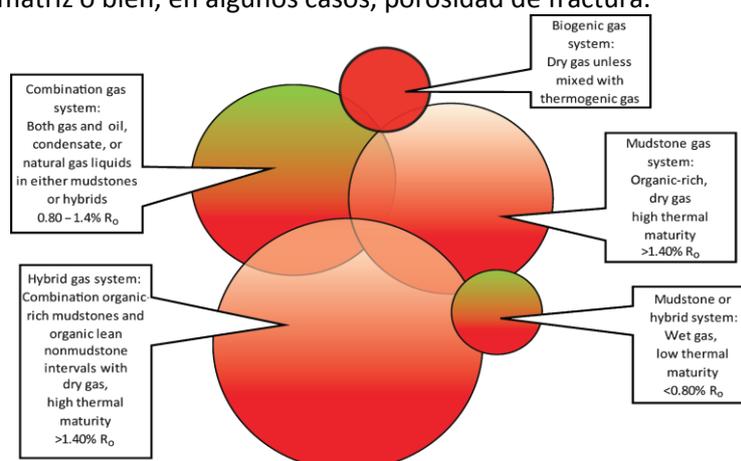


Figura 1.3 Clasificación de recursos shale gas (Jarvie, 2012a).

Existen cinco grupos de recursos de shale gas. El primero de ellos está compuesto por sistemas de *gas biogénico* principalmente productores de gas seco. El segundo grupo está constituido por *lutitas orgánicamente ricas de alta madurez térmica* productoras de gas seco. El tercer grupo está formado por *arcillas o sistemas híbridos de baja madurez térmica* productores de gas húmedo. El cuarto

grupo queda definido por sistemas *combinados de arcillas o híbridos* que contienen gas, petróleo y/o condensado. Finalmente, encontramos los *sistemas híbridos de gas* conteniendo facies arcillosas orgánicamente ricas con estratos no arcillosos orgánicamente pobres yuxtapuestos. Esta diferenciación en grupos se esquematiza en la Figura 1.3.

Las acumulaciones de shale oil se pueden clasificar en tres categorías (Jarvie, 2012b), como puede observarse en la Figura 1.4.

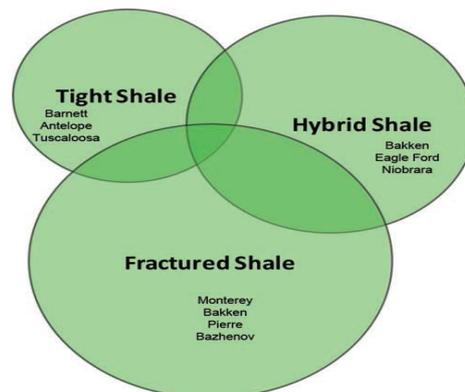


Figura 1.4 Clasificación de recursos shale oil (Jarvie, 2012b).

El *Tight Shale* consiste en acumulaciones orgánicamente ricas de lutitas sin fracturas abiertas mientras que el *Fractured Shale* si posee fracturas abiertas. En cuanto al *Hybrid Shale*, son acumulaciones orgánicamente ricas de pelitas con facies orgánicamente pobres yuxtapuestas.

### 1.3. Los Recursos Shale en el Mundo

En el mes de Abril de 2011 la Energy Information Administration (EIA) de los Estados Unidos elaboró un reporte valorando y cuantificando los recursos de shale gas de 69 formaciones en 32 países fuera de los Estados Unidos. Dicha información fue actualizada y ampliada en Junio de 2013 incluyendo 137 formaciones en 41 países y contemplando no solamente los recursos de shale gas sino también los recursos de shale oil (EIA, 2013).

El informe de Junio de 2013 del EIA cubre la mayoría de las formaciones de shale oil & gas más prospectivas del planeta. En la Figura 1.5 se muestra la locación de las cuencas y regiones analizadas.

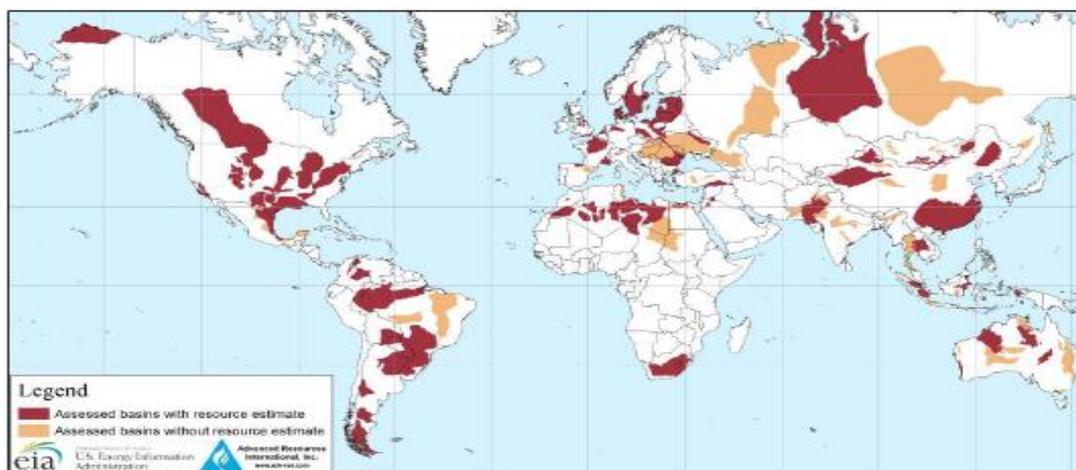


Figura 1.5 Cuencas y regiones evaluadas en el reporte del EIA de Junio de 2013 (EIA, 2013).

Las áreas coloreadas de rojo representan las ubicaciones de las cuencas con formaciones de shale oil & gas en las cuales se estiman los recursos in situ de gas y petróleo (abreviados OGIP y OOIP,



respectivamente) y recursos técnicamente recuperables (TRR). Las áreas de color naranja fueron relevadas pero las estimaciones de recursos no fueron realizadas debido a la falta de datos suficientes para su evaluación.

Los recursos técnicamente recuperables, TRR por sus siglas en inglés, representan los volúmenes de gas y de petróleo que pueden ser producidos con la tecnología actual independientemente de los precios de los mismos y de sus costos de producción. Las reservas o recursos económicamente recuperables dependen de tres factores: los costos de perforación y terminación de los pozos, la cantidad de gas y de petróleo producidos durante la vida de los pozos y los precios del gas y del petróleo.

Los recursos de shale oil & gas más importantes del mundo, agrupados por continente, región, cuenca, Formación y tipo de fluido (petróleo y/o gas) se detallan en la Tabla 1.2.

Continente	Región	País	Cuenca	Formación	Fluido Principal
América	América del Norte	Estados Unidos	Appalachian	Marcellus	Gas
			Black Warrior	Haynesville	Gas
			Texas Maverick	Eagle Ford	Petróleo y Gas
			Arkoma	Fayetteville	Gas
			Ardmore	Woodford	Petróleo y Gas
			Fort Worth	Barnett	Gas
			Williston	Bakken	Petróleo
	Canadá	East and West Shale	Duvernay	Gas	
		Liard	Lower Besa River	Gas	
		México	Burgos	Eagle Ford	Petróleo y Gas
América del Sur	Argentina	Neuquina	Vaca Muerta	Petróleo y Gas	
		Austral	Inoceramus	Petróleo y Gas	
	Colombia / Venezuela	Maracaibo	La Luna / Capacho	Petróleo y Gas	
África	África	Algeria	Ghadames / Berkine	Tannezuft	Gas
		Libia	Sirte	Sirte / Rachmat	Petróleo y Gas
		Sudáfrica	Karoo	Whitehill	Gas
Asia	Asia	China	Sichuan	Longmaxi / Permian	Gas
		Pakistán	Indus Bajo	Sembar	Gas
Australia	Australia	Australia	Canning	Goldwyer	Petróleo y Gas
Europa	Europa Central	Francia	París	Permian	Gas
	Europa del Este	Rusia	Siberiana Oeste	Bazhenov	Petróleo y Gas

Tabla 1.2 Principales recursos de shale oil & gas del mundo. Elaboración a partir de EIA,2011a; EAI, 2013.

#### 1.4. Estimación de los Recursos Shale en el Mundo

La metodología utilizada en la estimación de los recursos shale in situ y los recursos técnicamente recuperables en la Formación de una cuenca sedimentaria consiste primeramente en la estimación volumétrica del gas in place para la cuenca y luego se aplica un factor de éxito para posteriormente computar el factor de recuperación. El factor de éxito representa la probabilidad de que una porción de la Formación tenga flujos atractivos de gas y de petróleo. El factor de recuperación toma en



consideración la capacidad de la tecnología actual para producir petróleo y gas natural desde formaciones con características geofísicas similares. Dichos factores se adoptan en función de la similitud de las formaciones de shale fuera de los Estados Unidos con sus análogos americanos.

Las tareas específicas realizadas en la evaluación de los recursos shale incluyen los siguientes elementos:

1. Revisión preliminar de la cuenca y selección de las formaciones con recursos shale a ser evaluados.
2. Determinación de la extensión areal de las formaciones con recursos shale dentro de la cuenca y estimar su espesor promedio, entre otros parámetros.
3. Determinación del área prospectiva a ser desarrollada en base a su profundidad, calidad de la roca y la aplicación de juicio de expertos.
4. Estimación del gas natural in place como la combinación del gas libre (contenido en los poros de las lutitas) y el gas adsorbido (adherido a la superficie de las pelitas y el querógeno). Estimación del shale oil in place basado en el espacio poral.
5. Establecer y aplicar un factor de éxito compuesto de dos partes. La primera parte es la actividad en la formación como un indicador de cuánto es sabido o bien desconocido. La segunda parte es el factor de éxito del área prospectiva basado en un grupo de factores (complejidad geológica y falta de acceso) que podrían limitar la cantidad de área prospectiva a desarrollar.
6. Para el shale oil, identificar los U.S. shales que mejor se asemejan en las características geofísicas a los shales evaluados para estimar el factor de recuperación. Para el shale gas, determinar el factor de recuperación basado en la complejidad geológica, tamaño poral, presión de la formación, contenido de arcilla, esta última determina la facilidad con la que la formación puede ser fracturada hidráulicamente. La fase gaseosa de cada formación incluye el gas natural seco, gas natural asociado, o bien gas condensado. En consecuencia, las estimaciones del gas de esquisto en el informe incluyen los hidrocarburos livianos que son típicamente producidos junto con el gas natural.
7. Los recursos técnicamente recuperables representan los volúmenes de gas y de petróleo que podrían poderse producir con las tecnologías actuales, sin importar los precios del gas y del petróleo ni los costos de producción.

Basándose en la producción de los shale plays de Estados Unidos, los factores de recuperación utilizados del informe del EIA rondan el 20% al 30%. En cuanto al petróleo, debido a su viscosidad y a las fuerzas capilares, el flujo del mismo no es tan bueno como el del gas natural. Por ello, los factores de recuperación para el shale oil son típicamente menores a los del shale gas, yendo desde el 3% hasta el 7% del volumen original in situ.

En las Tablas 1.3 y 1.4 y en las Figuras 1.6 y 1.7 se presentan los recursos de shale oil y shale gas originalmente in situ (OOIP y OOIG, respectivamente) y los recursos técnicamente recuperables (TRR).



País	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Rusia	1243	75
Estados Unidos	954	58
China	644	32
Argentina	479	27
Libia	614	26
Venezuela	297	13
México	276	13
Pakistán	227	9
Canadá	162	9
Indonesia	234	8

Tabla 1.3 Shale Oil OOIP y TRR por País (fuente EIA, 2013).

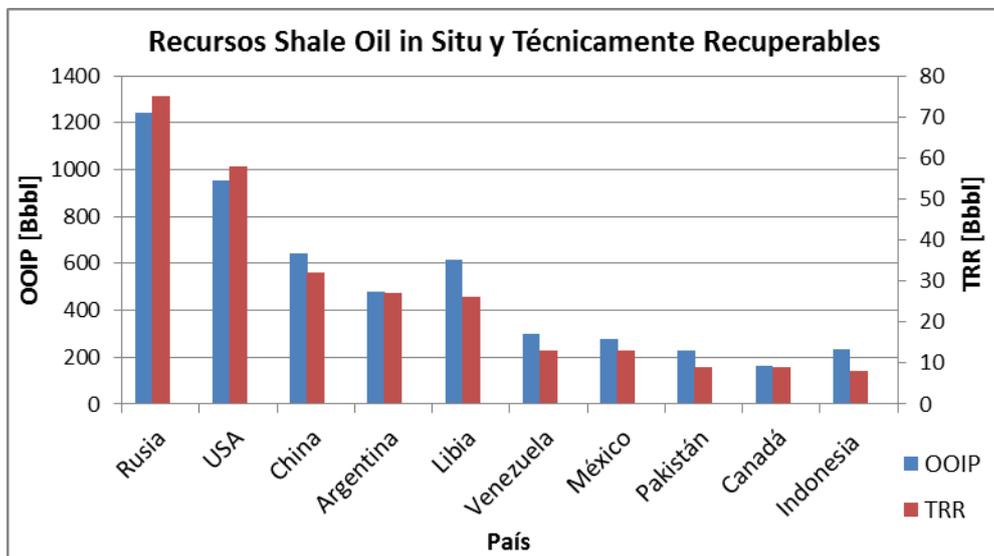


Figura 1.6 Países con mayores OOIP y TRR de shale oil en el mundo.

País	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]
China	134	32
Argentina	92	23
Algeria	97	20
Estados Unidos	75	19
Canadá	68	16
México	63	15
Australia	58	12
Sudáfrica	44	11
Rusia	54	8.1
Brasil	36	7

Tabla 1.4 Shale Gas OGIP y TRR por País (fuente EIA, 2013).

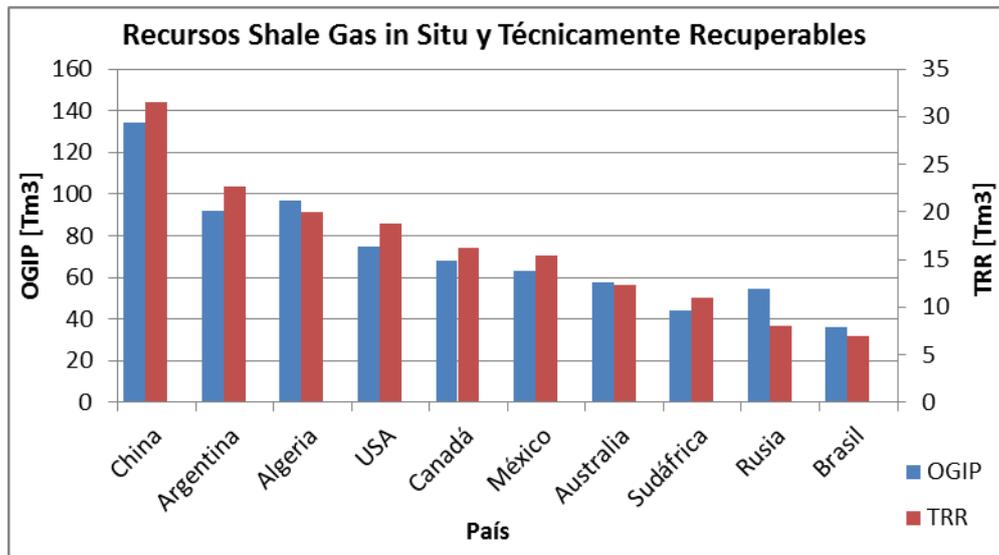


Figura 1.7 Países con mayores OGIP y TRR en el mundo.

### 1.5. Los Recursos Shale en Estados Unidos

La historia del shale en Estados Unidos se remonta a la década de 1970. Producto de la declinación natural de los yacimientos domésticos de gas natural, el gobierno americano comenzó a invertir en varias alternativas de suministro incluyendo el Eastern Gas Shales Projects, el mismo duró entre los años 1976 a 1992. El Departamento de Energía (DOE) en conjunto con empresas petroleras privadas realizaron el primer pozo con fracturas múltiples en 1986. Las imágenes microsísmicas, que resultan de vital importancia para la fracturación hidráulica se originaron en el Laboratorio Nacional Sandia a partir de investigaciones del gas de carbón.

El Eastern Gas Shale Projects se concentró en el desarrollo de formaciones de esquistos productivas que ya eran conocidas, en particular la Big Sandy Gas Field de Kentucky y West Virginia. El programa aplicó dos tecnologías que habían sido previamente desarrolladas en la industria: la fracturación hidráulica masiva y la perforación horizontal a las formaciones de esquisto (Stevens, 2012).

El advenimiento de la producción masiva de shale gas no ocurrió hasta que Mitchell Energy y Development Corporation pudieron producir de forma comercial el shale gas en la Formación de Barnett en el Norte de Texas. El éxito de estas dos empresas sedujo a otras compañías que apostaron agresivamente al shale. Para 2005, el Barnett Shale ya producía 0.5 trillones de pies cúbicos por año. A medida que los productores fueron ganando confianza y experiencia en la producción comercial del Barnett Shale, las operaciones se fueron expandiendo a Fayetteville, Haynesville, Marcellus, Woodford y Eagle Ford (EIA, 2011a).

La proliferación de la producción del shale gas revolucionó el mercado de gas natural de los Estados Unidos. En 2006 la producción de gas de esquisto equivalía a 1 trillón de pies cúbicos mientras que ya en 2010 contabilizaba los 4.8 trillones de pies cúbicos totalizando el 23% de la producción doméstica de gas natural. En 2013 la producción anual superó los 9 trillones de pies cúbicos contabilizando el 39% de la producción de gas del país. En la Figura 1.8 se muestran las proyecciones de producción de gas natural en Estados Unidos hasta el año 2040 (EIA, 2014).



Figure MT-44. U.S. natural gas production by source in the Reference case, 1990-2040

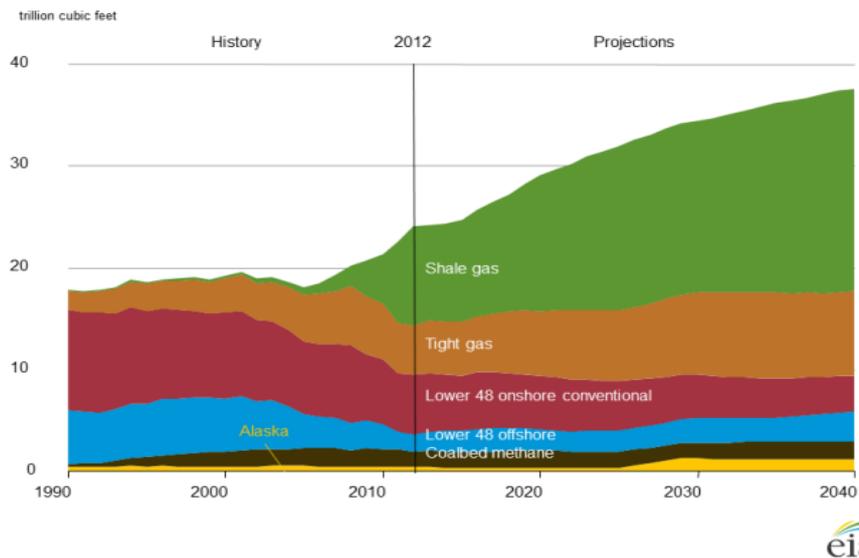


Figura 1.8 Proyecciones al 2040 de producción de Gas Natural en Estados Unidos (EIA, 2014a).

La producción de tight o shale oil comenzó a principios de la década del 2000, con el advenimiento de la fracturación hidráulica masiva y perforación horizontal a principios del 2005, creciendo rápidamente. La Formación Eagle Ford al Sur de Texas no había sido explotada hasta 2007, siendo actualmente el segundo mayor productor de shale oil de los Estados Unidos. Actualmente, la producción de tight oil constituye el 20 % de la producción total de los líquidos combustibles contabilizando una producción diaria de 3 Mbbbl/día. En la Figura 1.9 se muestran las proyecciones de producción de líquidos combustibles en Estados Unidos hasta el año 2040 (EIA, 2014a).

Figure 1. U.S. petroleum and other liquid fuels supply by source, 1970-2040

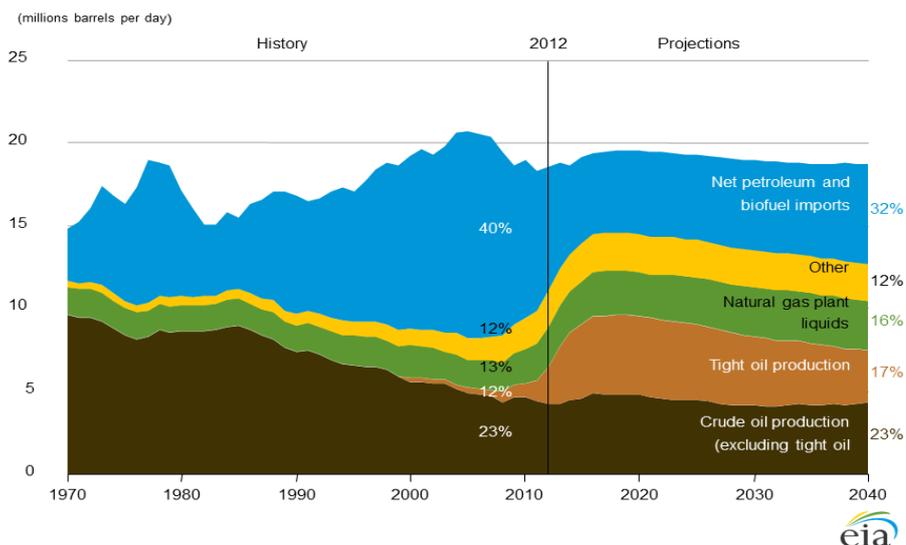


Figura 1.9 Proyecciones al 2040 de la producción de líquidos combustibles en Estados Unidos (EIA, 2014a).

En la Figura 1.10 se muestran los principales plays de interés productores tanto de tight oil como shale ubicados geográficamente en el mapa de los Estados Unidos (EIA, 2015a):

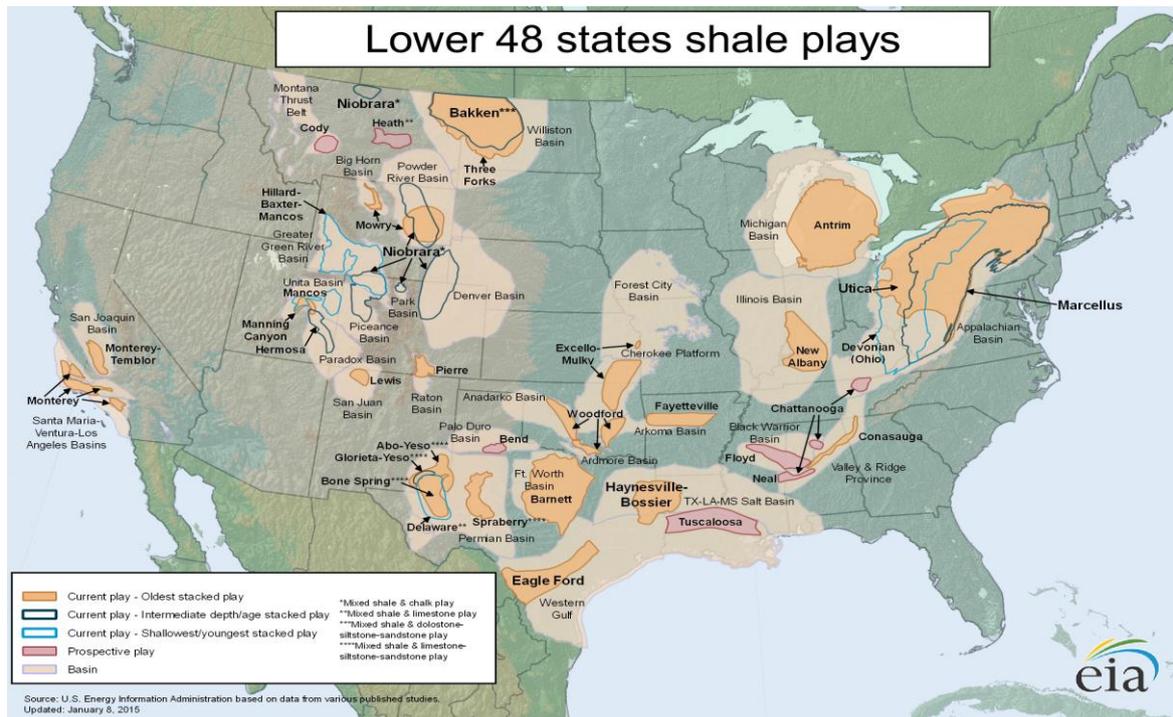


Figura 1.10 Principales Plays de Shale Oil & Gas de los Estados Unidos. Shale Gas & Oil Plays (EIA, 2015a).

Los shale plays de Estados Unidos se pueden dividir en seis regiones geográficas:

1. **Región del Noreste:** incluye los plays de Marcellus, New Albany y Antrim.
2. **Región de la Costa del Golfo:** abarca los plays de Haynesville y Eagle Ford.
3. **Región Central:** incluye los plays de Fayetteville y Woodford.
4. **Región Sureste:** contempla los plays de Barnett, Avalon y Bone Springs.
5. **Región de Rocky Mountains:** incluye los plays de Mancos, Lewis y Bakken shale.
6. **Región de la Costa Oeste:** incluye al play de Monterey / Santos shale.

### 1.5.1. Región del Noreste

#### Marcellus Shale

La Formación Marcellus se encuentra en la cuenca en la región este de los Estados Unidos. Posee una extensión areal prospectiva de 114 000 km<sup>2</sup> (Breyer, 2012) abarcando los estados de Nueva York, Ohio, Pennsylvania, Virginia y West Virginia (Figura 1.11). Es un play predominantemente gasífero, conteniendo los recursos que se muestran en la Tabla 1.5.

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]
Marcellus Shale	42	12

Tabla 1.5 OGIP y TRR del Marcellus Shale. Marcellus Shale Play (EIA, 2011a).

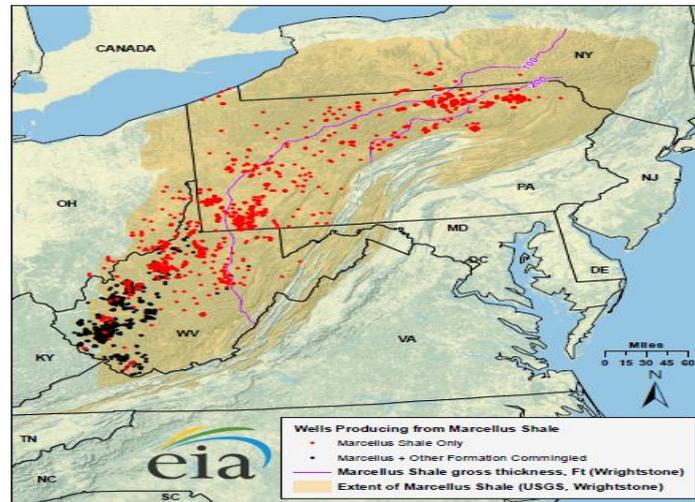


Figura 1.11 Ubicación del Marcellus Shale Play (EIA, 2011a).

### New Albany

Situada en la cuenca de Illinois, posee una extensión total de 113 000 km<sup>2</sup> abarcando los estados de Illinois, Kentucky e Indiana (Figura 1.12). También es un play mayormente gasífero, con los recursos expuestos en la Tabla 1.6.

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]
New Albany Shale	5	1

Tabla 1.6 OGIP y TRR New Albany Shale Play, (Spellman, 2013).



Figura 1.12. Ubicación del New Albany Shale Play [I].

### Antrim

El play de Antrim se encuentra situado en la cuenca de Michigan en la parte norte del mismo estado (Figura 1.13). Posee una extensión aproximada de 101 000 km<sup>2</sup> y es productor esencialmente de gas, como se observa en la Tabla 1.7.

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]
Antrim Shale	2	0.6

Tabla 1.7 OGIP y TRR Antrim Shale Play (Spellman, 2013).



Figura 1.13 Ubicación del Antrim Shale Play (EIA, 2011a).

### 1.5.2. Región de la Costa del Golfo

#### Haynesville

El play de Haynesville, también llamado Haynesville/Bossier, se encuentra ubicado en la cuenca de Black Warrior al este del estado de Texas, al oeste del estado de Louisiana (Figura 1.14). Posee una extensión de 23 000 km<sup>2</sup> y es un fuerte productor de gas (Tabla 1.8).

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]
Haynesville Shale	20	7.1

Tabla 1.8 OGIP y TRR Haynesville Shale Play, Spellman 2013.

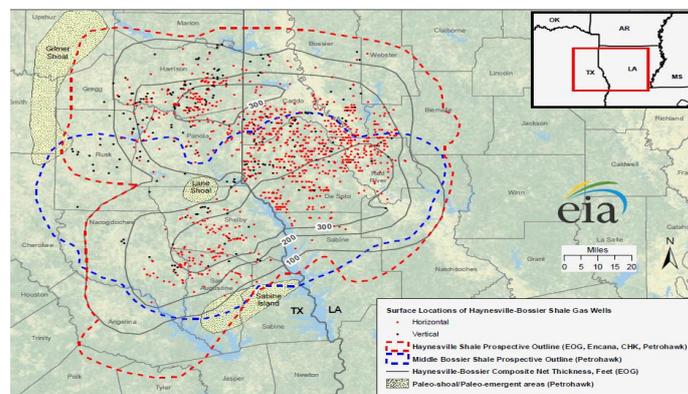


Figura 1.14 Ubicación del Haynesville Shale Play. Haynesville Bossier Shale Play (EIA, 2011a).

#### Eagle Ford

Situado en la cuenca de Texas Maverick, los hidrocarburos en la Formación de Eagle Ford fueron descubiertos en 2008 por la compañía Petrohawk. Se encuentra sur oeste del estado de Texas abarcando un área de 8 600 km<sup>2</sup> (Figura 1.15) y posee ventana de petróleo, de gas húmedo y gas seco. Sus recursos se muestran en la Tabla 1.9.

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Eagle Ford Shale	8.7	3.4	28.7	5.3

Tabla 1.9 OOIP, OGIP y TRR Eagle Ford Shale Play (EIA, 2011a).

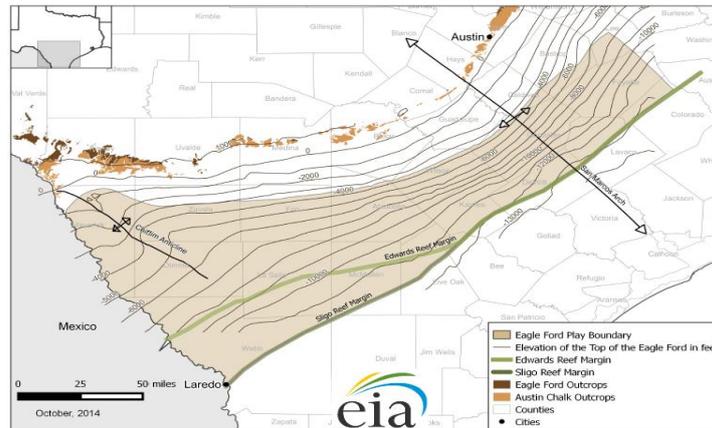


Figura 1.15 Ubicación del Eagle Ford Shale Play (EIA, 2014a).

### 1.5.3. Región Central

#### Fayetteville

El play de Fayetteville posee una extensión de 23 000 km<sup>2</sup> encontrándose en la cuenca de Arkoma y abarcando los estados de Arkansas y Oklahoma (Figura 1.16). Es un play netamente gasífero (Tabla 1.10).

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]
Fayetteville Shale	2.3	0.9

Tabla 1.10 OGIP y TRR Fayetteville Shale Play. U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays (EIA, 2011a).

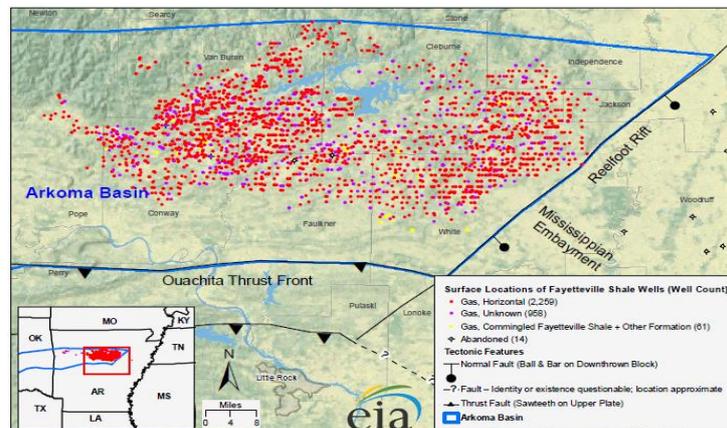


Figura 1.16 Ubicación Fayetteville Shale Play (EIA, 2011e).

#### Woodford

El play de Woodford se encuentra ubicado en la cuencas de Admore, Anadarko y Arkoma al sur este del estado de Oklahoma y una parte del noroeste del estado de Texas (Figura 1.17). Posee una extensión de 38 100 km<sup>2</sup> siendo un play productor de petróleo y gas, como se ve en la Tabla 1.11.

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Woodford Shale	2.18	0.66	1.9	0.29

Tabla 1.11 OGIP y TRR Woodford Shale Play (EIA, 2013).

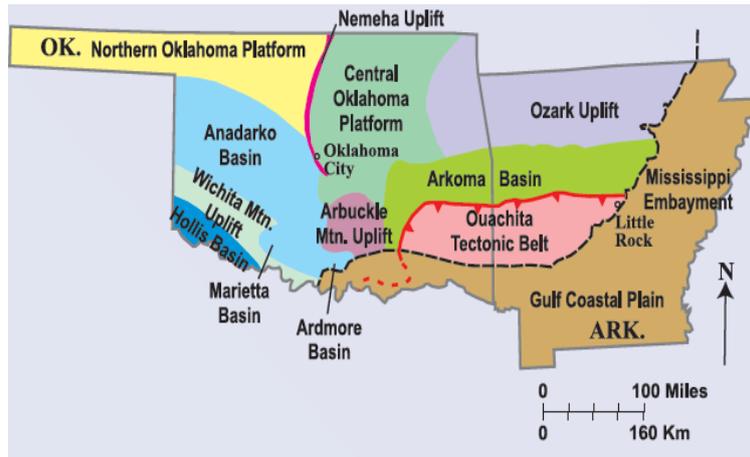


Figura 1.17 Ubicación Woodford Shale Play (EIA, 2011a).

#### 1.5.4. Región Sureste

##### Barnett

El Barnett play se encuentra en la cuenca de Fort Worth situado al norte del estado de Texas (Figura 1.18). Posee una extensión de 13 000 km<sup>2</sup> y es un play específicamente gasífero (Tabla 1.12).

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]
Barnett Shale	9.3	1.2

Tabla 1.12 OGIP y TRR Barnett Shale (EIA, 2011a).

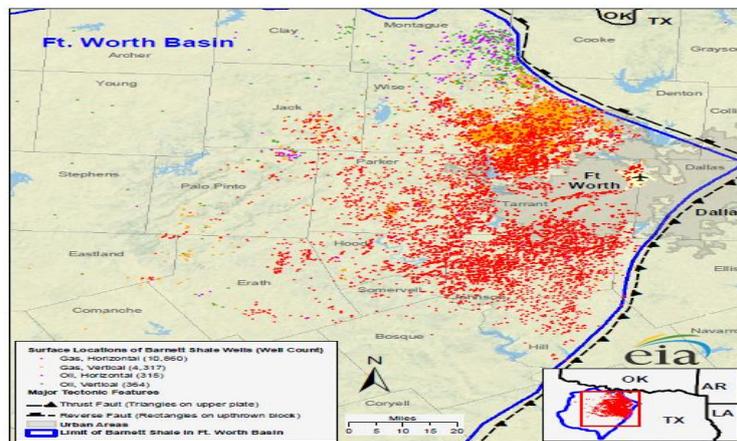


Figura 1.18 Ubicación Barnett Shale Play. Barnett Shale (EIA, 2011d).

##### Avalon y Bone Springs

Los plays de Avalon y Bone Springs se encuentran en la cuenca Permiana al sureste del estado de Nuevo México y al oeste del estado de Texas (Figura 1.19). Poseen en total una extensión de 3400 km<sup>2</sup>, siendo ambos plays petrolíferos (Tabla 1.13).

Play	OOIP [Bbb]	TRR [Bbb]
Avalon y Bone Springs Shales	53	1.6

Tabla 1.13 OOIP y TRR Avalon y Bone Springs Shales (EIA, 2011a).

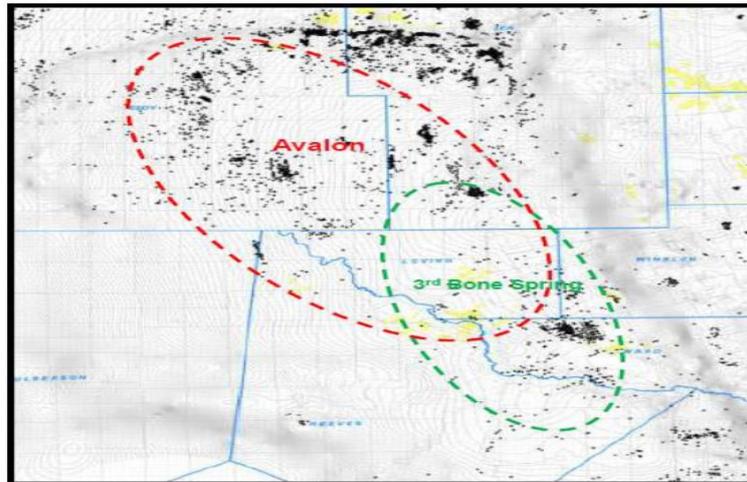


Figura 1.19 Ubicación del Avalon y Bone Springs Shale Plays (EIA, 2011a).

### 1.5.5. Región de Rocky Mountains

#### Mancos

El play de Mancos se encuentra en la cuenca Greater Green River ubicada en los estados de Wyoming y Colorado. Posee una extensión de 42 500 km<sup>2</sup> (Figura 1.20). Es una formación productora de petróleo (Tabla 1.14).

Play	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Mancos Shale	43	1.1

Tabla 1.14 OOIP y TRR Mancos Shale [II].

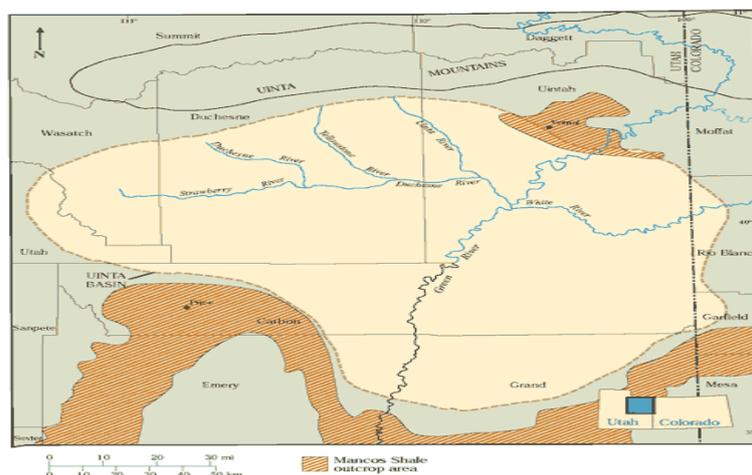


Figura 1.20 Ubicación Mancos Shale Play [III].

#### Lewis

El play de Lewis se encuentra en las cuencas de Colorado y Nuevo México (Figura 1.21). Posee una extensión de 19 500 km<sup>2</sup> y es productor de gas (Tabla 1.15).

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]
Lewis Shale	2.7	0.3

Tabla 1.15 OGIP y TRR Lewis Shale (EIA, 2011a).

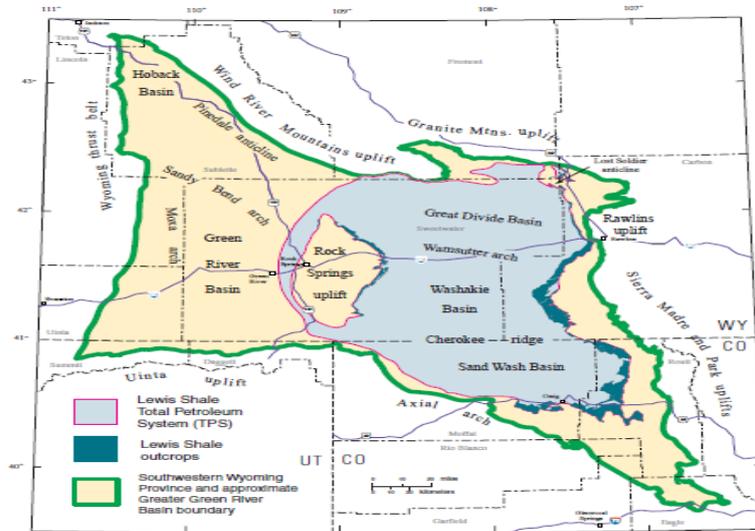


Figura 1.21 Ubicación del Lewis Shale Play (USGS, 2005).

### Bakken

El Bakken play se encuentra en la cuenca de Williston en los estados de Montana y Dakota del Norte (Figura 1.22). Solamente en Dakota del Norte posee una extensión de 62 000 km<sup>2</sup> (USGS, 2013) siendo un productor neto de petróleo. Sus recursos pueden verse en la Tabla 1.16.

Play	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Bakken Shale	213.9	14.24

Tabla 1.16 OOIP y TRR Bakken Shale (EIA, 2011a).

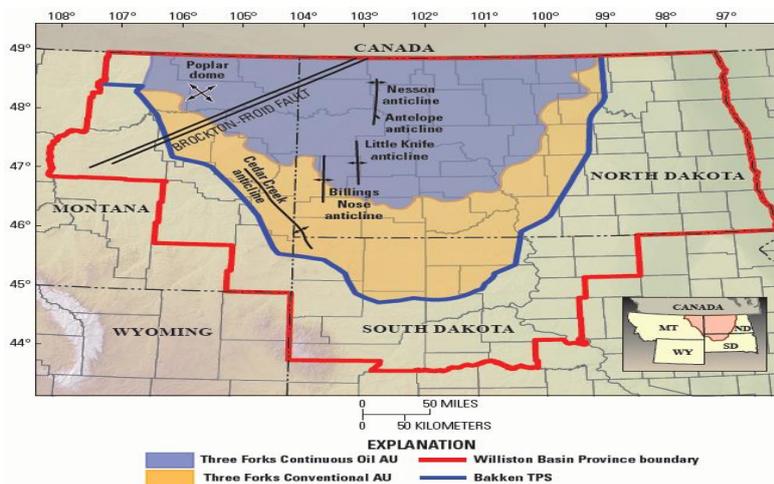


Figura 1.22 Ubicación del Bakken Shale Play (USGS, 2013).

### 1.5.6. Región de la Costa Oeste

#### Monterey / Santos

El play de Monterey / Santos se encuentra ubicado en las cuencas de San Joaquín, Ventura y Los Ángeles en el estado de California (Figura 1.23). Posee una extensión de 4500 km<sup>2</sup> siendo una formación productora de petróleo (Tabla 1.17).

Play	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Monterey / Santos	13.7	0.60

Tabla 1.17 OOIP y TRR Monterey / Santos Shale [IV].



Figura 1.23 Ubicación del Monterey Shale Play (Hughes, 2013).

### 1.6. Los Recursos Shale en Argentina

Argentina posee 6 cuencas petrolíferas: Chaco o Tarija, Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral. Las mismas poseen 11 formaciones roca madre que contienen acumulaciones probadas de petróleo y gas (Figura 1.24).

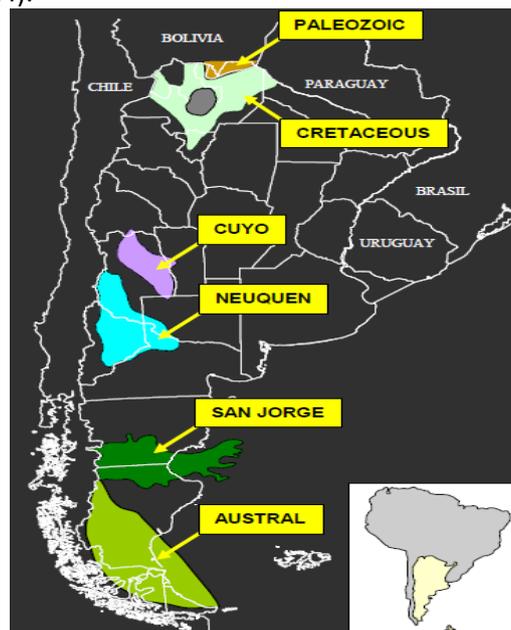


Figura 1.24 Cuencas Petrolíferas Argentinas (Legarreta y Villar, 2011).

1. **Cuenca del Chaco / Tarija:** Formación Los Monos.
2. **Cuenca del Noroeste:** Formación Yacoraite.
3. **Cuenca Cuyana:** Formación Cacheuta.
4. **Cuenca Neuquina:** Formaciones Vaca Muerta, Los Molles, Agrio y Pre-Cuyo.
5. **Cuenca del Golfo San Jorge:** Formaciones D-129 y Neocomiano / Aguada Bandera.
6. **Cuenca Austral:** Formaciones Palermo Aike e Inoceramus.

Los recursos in situ de gas y petróleo (OGIP y OOIP, respectivamente) y los Recursos Técnicamente Recuperables (TRR) se tomaron del informe del EIA del año 2011. En el caso de que no se contara con dichos valores, se estiman los recursos in situ mediante el método de Schmoker (explicado en el apartado 2.2.6.) y los datos publicados por Legarreta y Villar (Legarreta y Villar, 2011); Barredo y Stinco (Barredo y Stinco, 2013) aplicando un factor de éxito del 15% y un factor de entre 5% y 3%

para las recuperaciones de origen marino y no marino de petróleo y de 15% y 10 % para las recuperaciones marino y no marino de gas.

### 1.6.1. Cuenca del Chaco / Tarija

#### Formación Los Monos

La Formación Los Monos se extiende desde el Noroeste de Argentina llegando hasta Bolivia y Paraguay (Figura 1.25). Posee una extensión prospectiva de 80 211km<sup>2</sup>, siendo un play productor de petróleo y gas (Tabla 1.18).

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Los Monos Shale	12.9	2.9	75	38

Tabla 1.18 OOIP, OGIP y TRR de Los Monos Shale (EIA, 2013).

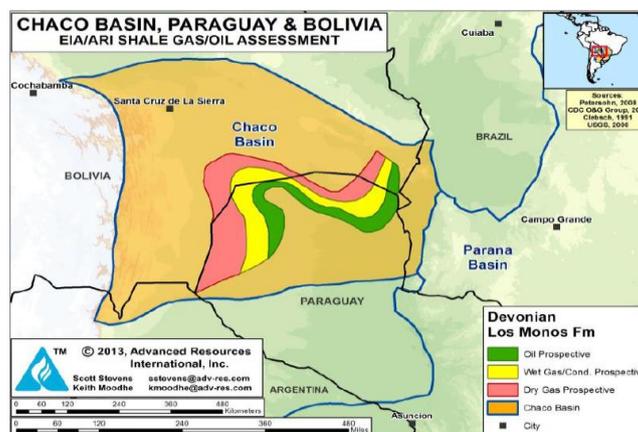


Figura 1.25 Ubicación de Los Monos Shale (EIA, 2013).

### 1.6.2. Cuenca del Noroeste

#### Formación Yacoraite

La Formación Yacoraite abarca las Provincias de Salta y Jujuy (Figura 1.26). Posee una extensión prospectiva de 26 300 km<sup>2</sup>. Es una Formación productora de petróleo y gas, cuyos recursos se observan en la Tabla 1.19.

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Yacoraite Shale	2	0.2	14.7	0.4

Tabla 1.19 OGIP, OOIP y TRR de Yacoraite Shale. Estimación propia.

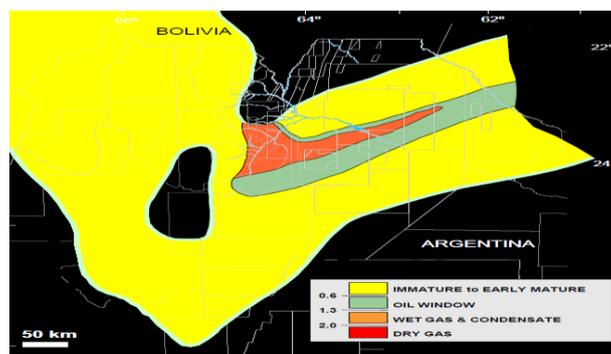


Figura 1.26 Ubicación de Yacoraite Shale Play (Legarreta y Villar, 2011).

### 1.6.3. Cuenca Cuyana

#### Formación Cacheuta

La Formación Cacheuta se encuentra en la provincia de Mendoza (Figura 1.27) y posee una extensión prospectiva de 713 km<sup>2</sup>. Es una Formación netamente productora de petróleo (Tabla 1.20).

Play	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Cacheuta Shale	15	0.7

Tabla 1.20 OOIP y TRR Cacheuta Shale. Estimación propia.

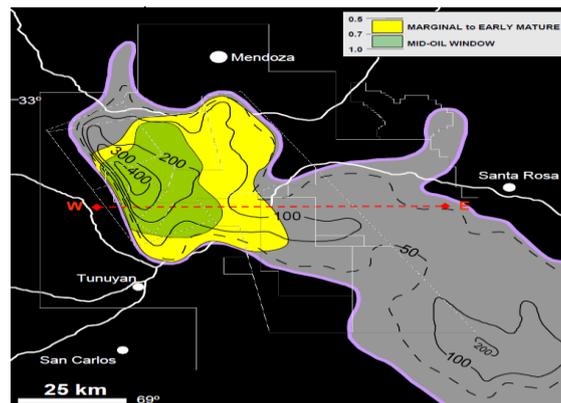


Figura 1.27 Ubicación de Cacheuta Shale (Legarreta y Villar, 2011).

### 1.6.4. Cuenca Neuquina

#### Vaca Muerta

Vaca Muerta es una de las formaciones de mayor interés a nivel mundial en lo que respecta a sus recursos, características geológicas, geomecánicas y geoquímicas. Se encuentra en las provincias de Neuquén, Mendoza, La Pampa y Rio Negro (Figura 1.28), abarca una extensión prospectiva de 30 200 km<sup>2</sup>. Posee ventanas de generación tanto de hidrocarburos líquidos como gaseosos. Sus recursos pueden observarse en la Tabla 1.21.

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Vaca Muerta Shale	34	8.7	270	16.2

Tabla 1.21 OGIP, OOIP y TRR de la Formación Vaca Muerta (EIA, 2013).

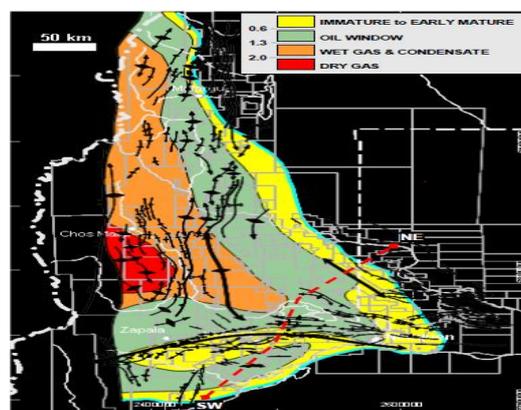


Figura 1.28 Ubicación de la Formación Vaca Muerta (Legarreta y Villar, 2011).

### Los Molles

La Formación Los Molles se extiende entre las provincias de Mendoza y Neuquén (Figura 1.29). Posee un área prospectiva de 34 400 km<sup>2</sup>. Es un play generador de petróleo y gas (Tabla 1.22).

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Los Molles Shale	28	7.8	61.0	3.7

Tabla 1.22 OGIP, OOIP y TRR de la Formación Los Molles (EIA, 2013).

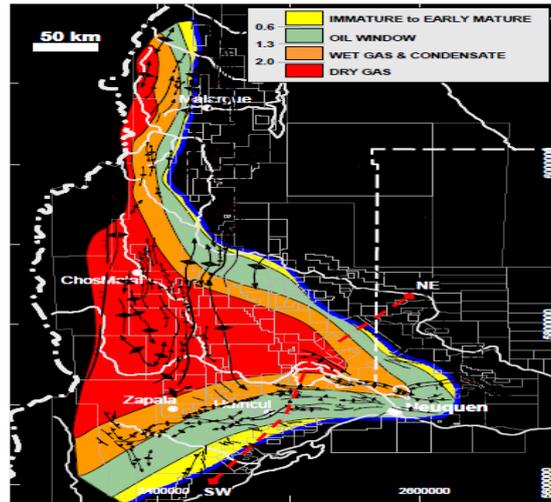


Figura 1.29 Ubicación de la Formación Los Molles (Legarreta y Villar, 2011).

### Agrío

Esta formación se encuentra en las Provincias de Neuquén y Mendoza (Figura 1.30). Posee una extensión de 30 800 km<sup>2</sup>. Es un play generador de hidrocarburos líquidos (Tabla 1.23).

Play	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Agrío Shale	216.9	6.5

Tabla 1.23 OOIP y RTR de la Formación Agrío. Estimación Propia.

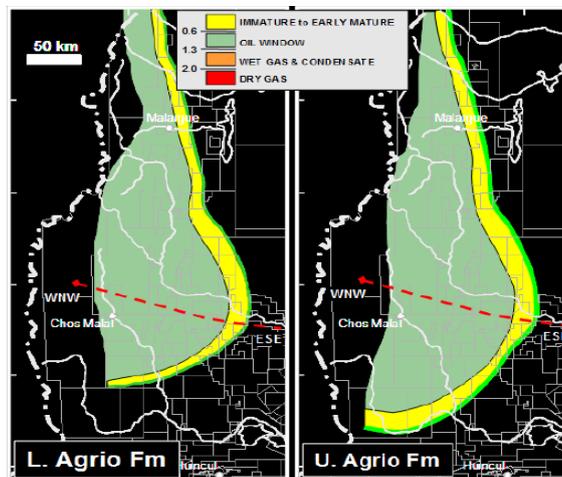


Figura 1.30 Ubicación de la Formación Agrío (Legarreta y Villar, 2011).

### Pre-Cuyo

La Formación Pre-Cuyo no reviste un interés significativo debido a que las lutitas ricas en carbono orgánico han sido documentadas en unos pocos hemi grabens en lagos profundos (Legarreta y Villar, 2011). Es por ello que no se realiza una estimación de recursos ya que no se la considera como una formación prospectiva.

### 1.6.5. Cuenca del Golfo San Jorge

#### D-129

La Formación D-129 se ubica en las Provincias de Chubut y Santa Cruz (Figura 1.31). Posee una extensión de 14500 km<sup>2</sup>. Es productora tanto de gas como de petróleo (Tabla 1.24).

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
D-129 Shale	5.2	1.0	17.0	0.5

Tabla 1.24 OGIP, OOIP y TRR de la Formación D-129 (EIA, 2011).

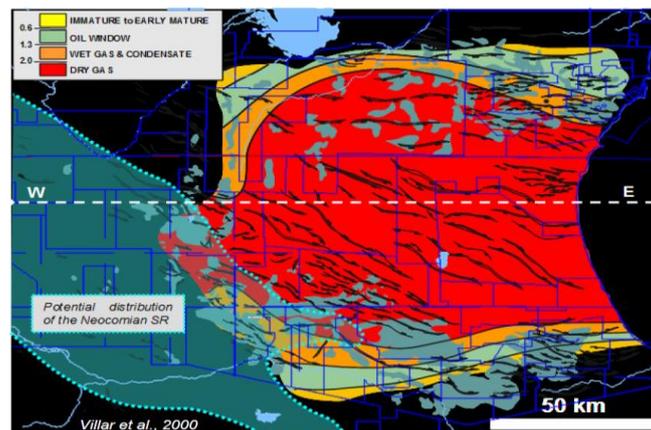


Figura 1.31 Ubicación de la Formación D-129. (Legarreta y Villar, 2011).

### Neocomiano / Aguada Bandera

La formación se encuentra en la provincia de Chubut (Figura 1.32). Posee una extensión de 21 700 km<sup>2</sup>. Es un play prospectivo de gas natural (Tabla 1.25).

Play	OGIP [Tm <sup>3</sup> ]	TRR [Tm <sup>3</sup> ]
Aguada Bandera Shale	7	1.4

Tabla 1.25 OGIP y TRR de la Formación Aguada Bandera (EIA, 2013).

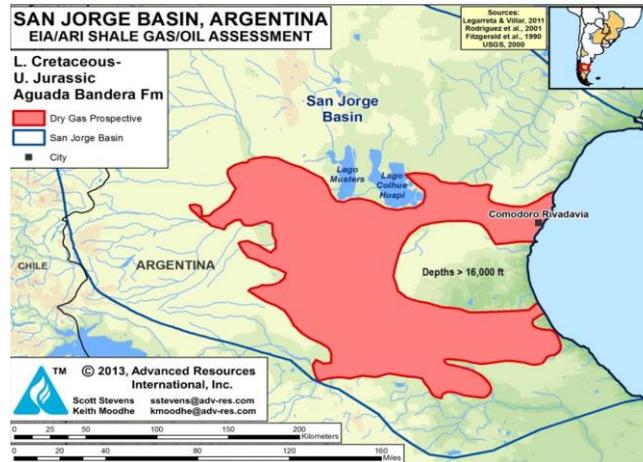


Figura 1.32 Ubicación de la Formación Aguada Bandera (EIA, 2013).

### 1.6.6. Cuenca Austral

#### Inoceramus / Palermo Aike

La formación se extiende desde el sur de la provincia de Santa Cruz, el sur de Chile y Ushuaia (Figura 1.33). Posee una extensión de 12 000 km<sup>2</sup>. Es un play que posee ventana de gas como de petróleo (Tabla 1.26).

Play	OGIP [Tm3]	TRR [Tm3]	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Inoceramus Shale	17.1	3.7	131	6.6

Tabla 1.26 OGIP, OOIP y TRR de la Formación Inoceramus (EIA, 2013).

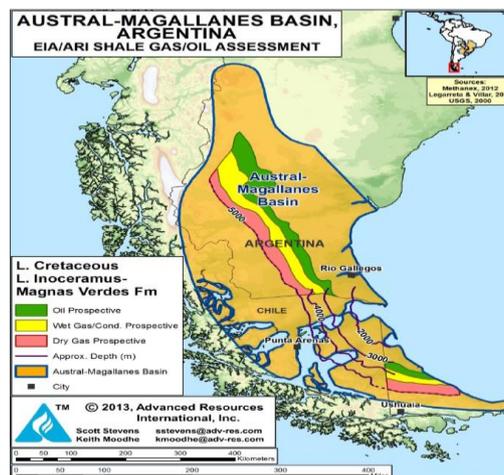


Figura 1.33 Ubicación de la Formación Inoceramus (EIA, 2013).

### 1.7. Importancia Estratégica de los Recursos Shale para la Argentina

Excluyendo al Play de Los Monos que mayoritariamente se extiende en los países limítrofes de Bolivia y Paraguay, la Argentina cuenta con los recursos de shale oil & gas que se muestran en la Tabla 1.27.



Play	OGIP [Tm3]	TRR [Tm3]	OOIP [Bbbl]	TRR [Bbbl]
Yacoraite Shale	2	0.2	14.7	0.4
Cacheuta Shale			15	0.7
Vaca Muerta Shale	34	8.7	270	16.2
Los Molles Shale	28	7.8	61	3.7
Agrío Shale			216.9	6.5
D-129 Shale	5.2	1.0	17	0.5
Aguada Bandera Shale	7	1.4		
Inoceramus Shale	17.1	3.7	131	6.6
<b>TOTAL</b>	<b>93</b>	<b>23</b>	<b>726</b>	<b>35</b>

Tabla 1.27 Estimación de Recursos Shale de la Argentina.

El informe del EIA del año 2013 no ha tenido en cuenta las Formaciones de Yacoraite, Cacheuta y Agrío en la estimación de Recursos de la República Argentina. Dichas formaciones son mayoritariamente productoras de hidrocarburos líquidos, razón por la cual en el ranking de recursos de shale oil (Tabla 1.3) Argentina desplaza a China de la tercera posición.

País	OOIP Bbbl	TRR [Bbbl]
Rusia	1243	75
Estados Unidos	954	58
<b>Argentina</b>	<b>726</b>	<b>35</b>
China	644	32
Libia	614	26
Venezuela	297	13
México	276	13
Pakistán	227	9
Canadá	162	9
Indonesia	234	8

Tabla 1.28 Ranking de Países con mayores recursos de Shale Oil. Modificado de EIA 2013.

De esta forma, la Argentina se ubica en la segunda y tercera posición en cuanto a la estimación de la cantidad de recursos de shale gas y shale oil, respectivamente (Tablas 1.4 y 1.28).

La matriz energética de la Argentina actualmente se encuentra fuertemente dominada por el consumo de combustibles fósiles, especialmente el gas y el petróleo. El gas representa el 52.4% de la matriz mientras que el petróleo posee un 32.3%. Ambos combustibles sumados alcanzan el 86% del total de la matriz energética de la Argentina.

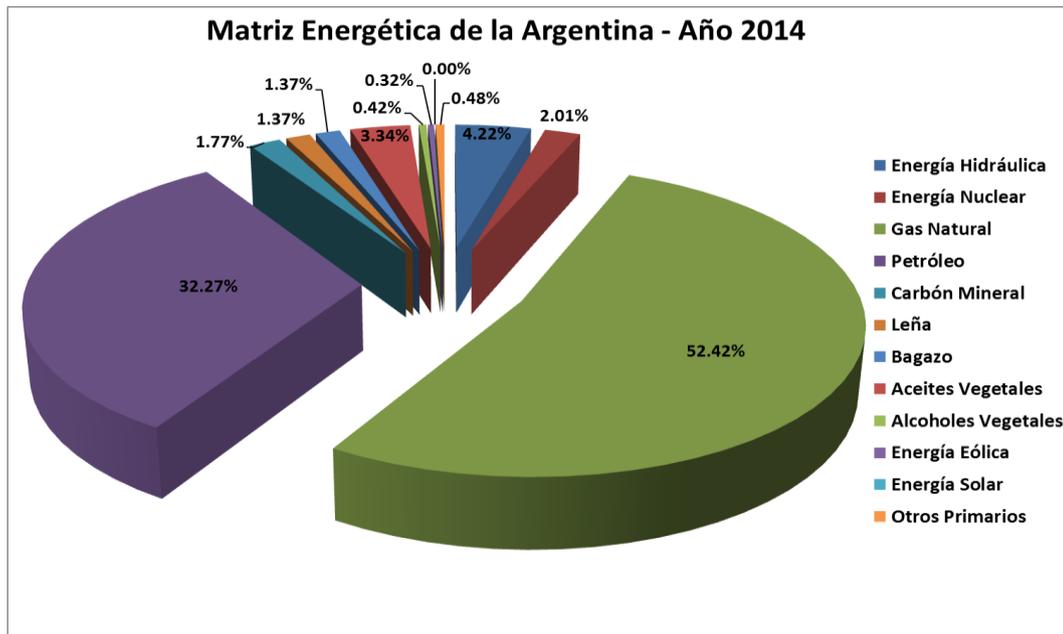


Figura 1.34 Matriz Energética de la Argentina del Año 2014. Datos [V].

Observando la Figura 1.34, evidenciamos que la matriz energética de la Argentina se encuentra altamente concentrada y dependiente de los hidrocarburos líquidos y gaseosos. Por ello, es de radical importancia considerar el potencial de los recursos no convencionales shale en la Argentina.

Para poner un ejemplo sencillo, considerando que el consumo diario de petróleo de la Argentina ronda los 500 000 bbl/día de petróleo al año 2015, Los recursos técnicamente recuperables de shale del país (al ritmo de consumo actual) alcanzarían para abastecer a la Argentina por 192 años.

En cuanto al consumo diario de gas en la Argentina al año 2015, el mismo ronda los 140 MMSMCD. Así, los recursos técnicamente recuperables de gas alcanzarían para abastecer a la Argentina por 450 años.

Si se considerase únicamente el desarrollo completo del recurso técnicamente recuperable de la Formación Vaca Muerta se alcanzarían a satisfacer 89 años de consumo de petróleo y 170 años de consumo de gas (considerando constantes los ritmos de consumo actual de dichos recursos).



## ***2. Marco teórico: definición de conceptos***

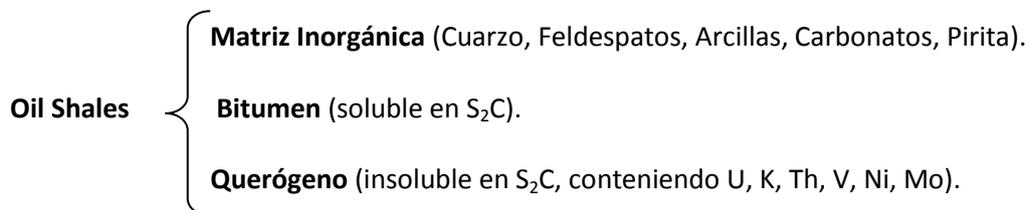


## 2.1. Características Geológicas

### 2.1.1. Definición

Los oil shales o lutitas / pelitas orgánicamente ricas son rocas sedimentarias de tamaño de grano fino, compactas y laminadas que poseen materia orgánica refractaria susceptible de ser transformada en hidrocarburos. La fracción de bitumen constituye aproximadamente el 20% de la materia orgánica mientras que el porcentaje restante existe como querógeno, siendo el mismo insoluble en disulfuro de carbono ( $S_2C$ ). Generalmente, la relación entre la materia orgánica e inorgánica rara vez excede el 25%. Los oil shales se encuentran depositados en lagos someros, en los márgenes de los mares que han contenido grandes cantidades de biota algal (Yen y Chilingarian, 1976).

Las pelitas orgánicamente ricas, se encuentran compuestas de la siguiente forma:



La cantidad de hidrocarburos generados dependerá de la proporción que sea degradado el querógeno por acción catagenética.

### 2.1.2. Origen de los Oil Shales

Los oil shales tienen su origen en la depositación de minerales de tamaño de grano fino y la degradación de la materia orgánica proveniente de algas microscópicas y plantas. Las condiciones requeridas para la formación incluyen: la abundante producción de materia orgánica, desarrollo temprano de condiciones anóxicas y la ausencia de microorganismos que consuman dicha materia orgánica.

Los oil shales han sido depositados en ambientes de cuerpos de agua tranquilos, marinos o lacustres, siendo ejemplo de los mismos las cuencas marinas, los lagos y los pantanos de los deltas. El clima prevaleciente durante la depositación debió ser tropical o subtropical.

La sedimentación continua asociada también a la subsidencia, proveyeron la presión de sobrecarga necesaria para la compactación y la diagénesis de la materia orgánica. La actividad química a baja temperatura (menor a  $150^{\circ}C$ ) resulta en la pérdida de las fracciones volátiles, lo cual produce una roca sedimentaria de alto contenido de residuo orgánico refractario.

### 2.1.3. Mineralogía

El material detrítico de los oil shales está compuesto principalmente por cuarzo, feldespatos, ciertos minerales de arcilla y restos volcánicos. Los materiales biogénicos son principalmente silicio y carbonato de calcio. El tamaño de grano fino de los sedimentos que poseen los oil shales es indicativo de la baja energía de los ambientes de sedimentación.



La Figura 2.1 detalla la composición química promedio de un oil shale:

<b>FeS<sub>2</sub></b>	0.86%	<b>Materia Mineral</b>	86.2%	<b>Oil Shale</b>		
<b>NaAlSi<sub>2</sub>O<sub>6</sub>·H<sub>2</sub>O</b>	4.3%					
<b>SiO<sub>2</sub></b> (Cuarzo)	8.6%					
<b>KAl<sub>4</sub>Si<sub>7</sub>AlO<sub>20</sub>(OH)<sub>4</sub></b> (Illita)	12.9%					
<b>KAlSi<sub>3</sub>O<sub>8</sub></b> (Feldespato de Potasio)	16.4%					
<b>O</b>	22.2%				<b>CaMg(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub></b>	43.1%
<b>Ca</b>	9.5%					
<b>Mg</b>	5.8%					
<b>C</b>	5.6%					
<b>S, N, O</b>	1.3%				<b>Bitumen</b>	2.76%
<b>H</b>	1.42%	<b>Querógeno</b>	11.04%			
<b>C</b>	11.1%					

Figura 2.1 Composición química promedio del Green River Oil Shale (Yen y Chilingarian, 1976).

#### 2.1.4. Litología

Desde el punto de vista litológico, las lutitas orgánicamente ricas se definen como rocas sedimentarias de textura fina que poseen materia orgánica, mayoritariamente insoluble en solventes orgánicos, de la cual se pueden extraer cantidades substanciales de hidrocarburos líquidos y gaseosos por calentamiento.

Muchos oil shales no son pelitas en el sentido estricto de ser rocas clásticas de tamaño de grano fino. El mineral o las características texturales de muchas pelitas orgánicamente ricas les permite ser clasificadas como otros tipos de rocas, siendo limonitas, calizas impuras, esquistos negros o carbón impuro. El rango de color de los oil shales puede variar desde marrón, verde y hasta inclusive rojo a marrón oscuro, gris o negro. En las secciones que contienen materia orgánica su color puede ser rojo translúcido, amarillo, naranja o negro.

La materia orgánica en la mayoría de los oil shales se encuentra tan alterada y finamente dividida que los organismos de los cuales ha derivado resultan imposibles de identificar. Restos de algas, esporas y polen son comunes en algunos depósitos. Grandes fósiles de plantas, moluscos, artrópodos y peces se encuentran en muchos depósitos, pero no son la materia orgánica predominante de la roca.

Los compuestos inorgánicos de los oil shales difieren sustancialmente de un depósito a otro. Predominantemente se encuentran compuestos de:

- [1]. Cuarzo más Feldespato y Arcilla.
- [2]. Carbonatos predominantemente como Calcita y Dolomita.
- [3]. Minerales Salinos: como halita, dawsonita y trona.

Existen tres categorías de los oil shales que merecen atención especial:

- [1]. Pelitas ricas en Carbonatos.



[2]. Pelitas ricas en Silicio.

### **Pelitas ricas en Carbonatos**

Los depósitos de oil shales que contienen cantidades importantes de minerales de carbonatos son de particular interés debido a que constituyen acumulaciones de petróleo de gran calidad geológica y geomecánica. Los minerales de carbonato, comúnmente calcita y dolomita, son de grano fino y constituyen el mineral dominante de la roca. Probablemente la mayoría de los carbonatos precipitaron al mismo tiempo en el que se produjo la depositación de la materia orgánica, pero alguno de ellos podrían haberse formado como producto de la alteración de los restos orgánicos. El proceso de oxidación de parte de la materia orgánica a dióxido de carbono y su combinación con calcio, magnesio y otros elementos podría haber comenzado durante la depositación de la materia orgánica y continuando durante las etapas tempranas de la compactación de la roca.

Las pelitas ricas en carbonato, particularmente aquellas de origen lacustre, se constituyen en capas cíclicas de materia orgánica y carbonatos. Generalmente, estas lutitas son duras y resistentes a la erosión.

### **Pelitas ricas en Silicio**

Los oil shales con cantidades significativas de minerales de silicio, como pueden ser el cuarzo, los feldespatos y las arcillas, son comunes. Las lutitas ricas en sílice poseen un color marrón oscuro o bien negro y son menos resistentes a la erosión y duras que las ricas en carbonato. Algunos de los depósitos formados durante el Mesozóico y el Terciario poseen buenos rendimientos de hidrocarburos, sin embargo los depósitos más antiguos tienen bajos porcentajes de hidrocarburos. Los efectos de la compactación, la deformación y el metamorfismo aparentemente han posibilitado la progresiva expulsión y migración de los hidrocarburos móviles y volátiles.

#### **2.1.5. Ambientes de Depositación**

Los principales ambientes en los cuales los oil shales han sido depositados son:

- A. **Grandes Lagos.**
- B. **Mares Someros y Márgenes de Plataformas Continentales** en los cuales la circulación del agua en el fondo marino se encuentra restringida.
- C. **Lagos Pequeños y Lagunas** asociados a la producción de pantanos.

### **Grandes Lagos**

Algunos de los más ricos y más extensos oil shales han sido depositados en las cuencas de grandes lagos, particularmente en cuencas tectónicas que se formaron como producto de la falla y la deformación de bloques durante la formación de las montañas. La presencia de minerales salinos en ambientes lacustres evidencia la aridez en una parte de la historia de dichos lagos pero también indican el clima tropical y subtropical predominante durante la depositación de la materia orgánica. Generalmente, los oil shales depositados en grandes cuencas lacustres son del tipo calcáreo. Los sedimentos asociados son tobas volcánicas, clastos y rocas carbonáticas.

Los depósitos en las cuencas de grandes lagos incluyen los depósitos de mayor espesor conocidos. Por ejemplo, los depósitos del Green River Shale en el centro de cuenca poseen espesores superiores a los 600 m.



## Mares Someros y Márgenes de Plataformas Continentales

Los oil shales marinos depositados en plataformas continentales incluyen a los extendidos black shale del Norte de Siberia, del Centro y Este de América del Norte, del Este de Asia, Alaska y los del Sur de Brasil, Uruguay y Argentina. Generalmente, las pelitas de plataforma son delgadas pero se extienden sobre cientos a miles de kilómetros cuadrados. Mayoritariamente, están constituidos de minerales de silicio, pero también existen lutitas ricas en carbonato en estos ambientes sedimentarios. Las pelitas de plataforma se asocian con calizas y cuarzo.

Los oil shales depositados en los márgenes de plataformas continentales incluyen a los formados por la subsidencia de cuencas geosinclinales. Las pelitas continentales son generalmente marrones oscuras a negras asociadas con las calizas, rocas de fosfato y areniscas. Estos depósitos parecen haber sido formados como parte de las corrientes ascendentes de agua ricas en nutrientes. La mayoría de las pelitas continentales son de tipo silíceo aunque se encuentran también de tipo calcáreo.

## Pequeños Lagos y Lagunas

Los depósitos oil shales provenientes de pequeños lagos y lagunas son relativamente pequeños, aunque algunos de ellos poseen un alto rendimiento en la generación de hidrocarburos. Son pocos los que poseen gran espesor y una extensión significativa.

### 2.1.6. Edad y Distribución Mundial

En este apartado, los depósitos existentes de los oil shales serán agrupadas por era, período geológico (de acuerdo a la Figura 2.1) y ubicación en el planeta.

Eón	Fanerozoico								
Era	Paleozoico						Mesozoico		
Período	Cámbrico	Ordovícico	Silúrico	Devónico	Carbonífero	Pérmico	Triásico	Jurásico	Cretácico
MM de años	500			400		300		200	100

Figura 2.1 Eras y Períodos geológicos en millones de años.

- Era Paleozoica

#### Períodos Cámbrico y Ordovícico

Los depósitos de pelitas orgánicamente ricas de estos períodos son todos de plataformas marinas y se encuentran en el Norte de Europa, Norte de Asia y en el Centro y Este de América del Norte. La mayoría son del tipo silicio conteniendo bajas cantidades de hidrocarburos. En este período también se formó la Formación Los Monos extendida entre Argentina, Bolivia y Paraguay.

#### Períodos Silúrico y Devónico

La mayoría de los depósitos de estos períodos son de plataformas marinas en el Este y Norte de Estados Unidos. Son mayoritariamente black shales de bajo contenido de petróleo.



## Períodos Carbonífero y Pérmico

En estos períodos se reportan depósitos de pelitas orgánicamente ricas en todos los continentes. La mayoría son de tipo cannel.

El último reporte del depósito en una gran cuenca lacustre es el Albert Shale del período Carbonífero en el Este de Canadá. El Irati Shale, uno de los más grandes depósitos mundiales de black shales, del período Pérmico se ubica en el sur de Brasil. Pelitas de la misma edad se encuentran también presentes en Uruguay y en el Sur de Argentina.

- **Era Mesozoica**

En esta era se encuentran oil shales en todos los continentes menos en Australia.

## Período Triásico

A este período corresponden el oil shale lacustre de alta calidad de la cuenca de Stanleyville del Congo y África Central; los oil shale de plataforma marina de Alaska y Canadá. También se incluyen los depósitos de grandes lagos como el Green River Shale y los depósitos de otras cuencas en el Oeste de los Estados Unidos, el valle de Paraíba en Brasil, el Aleksinac en República Checa, en el sur de Rusia y este de China. La mayoría de estas regiones fueron márgenes de grandes movimientos orogénicos que produjeron los pliegues y fallas de las montañas actuales. En Argentina, este período da origen a la Formación Cacheuta.

## Período Jurásico

En este período encontramos los depósitos del Norte y Este de Asia y los black shales marinos de Europa. En Argentina, este período da origen a las formaciones Vaca Muerta, Pre-Cuyo y Molles.

## Período Cretácico

Este período incluye los depósitos de black shales marinos de Israel, Jordania, Siria y el Sureste de la península Arábiga. Asimismo, se incluyen los shales del norte de Alaska como los depósitos de plataforma de Saskatchewan y Manitoba en Canadá. En Argentina encontramos a las formaciones D-129, Agrio, Yacoraité e Inoceramus / Palermo Aike.

### 2.1.7. La Formación de los Oil Shales

#### Etapa Depositacional

Resulta evidente que el material de los oil shales es producto de la depositación simultánea de limo, arcilla y de materia orgánica procedente de organismos biológicos. Las condiciones requeridas y necesarias para la producción de hidrocarburos son las siguientes:

1. **Abundante producción de materia orgánica.**
2. **Desarrollo temprano de condiciones anóxicas** (ausencia de oxígeno en el ambiente de depositación).
3. **Ausencia total de microorganismos de degraden la materia orgánica depositada** (mediante la respiración).



Análisis microscópicos revelan que los oil shales fueron depositados en ecosistemas tranquilos de lagos, lagunas o márgenes continentales de mares someros. Los mayores depósitos fueron formados por los restos de algas que abundaron en aguas estancas, tanto marinas como terrestres, siendo los lípidos de las algas las mayores fuentes de producción de querógeno. Contribuciones menores provienen de polen, esporas y restos de plantas terrestres.

### **Condiciones de la Depositación**

Anteriormente se ha hecho mención de que los precursores del querógeno han sido introducidos en ambientes acuosos caracterizados por poseer condiciones muy calmas. Se pueden prever grandes y pequeños lagos, a conjuntos de lagunas interconectadas o bien mares tierra adentro como sitios de estos depósitos. Otros shale oils se han formado en deltas de ríos o en estuarios someros, mientras que otros tipos se formaron en condiciones marinas en ecosistemas de costas someras de bahías calmas y lagunas. Estos depósitos cercanos a la costa recibieron una contribución sustancial de materia orgánica terrígena acarreada por los ríos. La mayoría de las aguas tierra adentro se encontraban habitualmente rodeadas de vegetación pantanosa que actuaba de un filtro efectivo de materiales excepto de las finas partículas de limo y arcilla.

Todos los depósitos de oil shales se encuentran microestratificados y contienen estructuras de bandas mostrando que las condiciones ambientales no fueron regulares sino que hubo variaciones anuales o bien temporales. Inclusive las algas mismas tienden a producir patrones estratificados.

Generalmente, el clima suele ser bastante seco. En varios depósitos existe evidencia incuestionable de que los lagos se han secado por completo cubriéndose de precipitados y barro seco de forma tal que la roca muestra patrones de banda rotos. Determinados oil shales muestran zonas distintivas de esporas, polen y granos de resina, hasta inclusive restos de animales, indicando que la cuenca fue sujeta a desviaciones periódicas de su condición normal.

Luego de la etapa depositacional, la materia orgánica estratificada es cubierta por sucesivas capas de sedimentos de grano fino. En tiempos geológicos por la subsidencia debida a su propio peso y la presión de los estratos superiores resultan en la compactación de la mezcla y los cambios químicos toman lugar. Los eventos depositacionales descritos con anterioridad se producen lentamente durante siglos o milenios o bien algunas capas pueden construirse rápidamente en algunos años.

### **2.1.8. Consideraciones Geológicas de los Oil Shales Prospectivos**

Los oil shales son tan diversos en sus características como en sus orígenes. Los oil shales datan del período Cámbrico hasta la actualidad. El mejor grado de oil shales de origen marino resultan ser los black shales, la mayoría de ellos extendidos en áreas de cientos a miles de kilómetros cuadrados, pero teniendo la mayoría un espesor de pocas decenas de metros. Aquellos con una matriz silícea tienden a tener menor cantidad de hidrocarburos a medida que aumenta su antigüedad geológica. Las pelitas orgánicamente ricas de matriz carbonática son más ricas en hidrocarburos. Desde esta perspectiva, los black shales asociados a materiales de limo y fosfato parecen ser particularmente favorables.

Las grandes cuencas de lagos contienen las pelitas orgánicamente más ricas del mundo y de mayor espesor.



## 2.2. Características Geoquímicas

Las características geoquímicas de mayor importancia en el estudio de las pelitas orgánicamente ricas son: el Carbono Orgánico Total (TOC, por sus siglas en inglés), el Tipo de Querógeno, la Madurez Térmica, Potencial Generador (PY) y el Source Potential Index (SPI).

### 2.2.1. Evolución de la Materia Orgánica en el Subsuelo y Formación de Hidrocarburos

La evolución de la materia orgánica en el subsuelo sigue tres etapas necesarias para la formación de hidrocarburos (ver Figura 2.3).

#### Diagénesis

La diagénesis constituye el proceso de transformación física, química y biológica de la materia orgánica a través de reacciones de condensación, polimerización y degradación microbiana sin efecto considerable de la temperatura. Cubre el rango de temperatura hasta alrededor de los 50°C (equivalente de forma aproximada hasta los 1000 metros de profundidad en el subsuelo). El producto final de la diagénesis es el querógeno que constituye el precursor de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

El principal cambio composicional en la etapa temprana de la diagénesis es la polimerización y la pérdida de oxígeno de la materia orgánica. Parte del oxígeno también se pierde en reacciones de condensación de la materia orgánica. El contenido inicial de oxígeno de la materia orgánica ronda entre el 15% al 25% y luego es reducido a valores entre el 3% al 8%.

El querógeno es un grupo maceral de carbón. Los macerales del carbón son constituyentes macroscópicamente reconocibles de este elemento análogos a los minerales de rocas inorgánicas pero difieren en tener propiedades químicas y físicas menos uniformes. El contenido de carbono en los macerales se incrementa con el efecto de la temperatura.

A través de estos cambios, se generan formas más estables de materia orgánica a expensas de formas menos estables. El resultado final de la diagénesis es la formación del querógeno que será el precursor para la generación de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Existen tres tipos de querógeno:

1. **Querógeno Húmico.**
2. **Querógeno Sapropélico.**
3. **Querógeno Amorfo.**

El Querógeno Húmico se forma por descomposición y polimerización de la lignina, taninos y celulosa de las células de las plantas y material de las paredes más materia orgánica carbonizada depositada en pantanos y suelos bajo condiciones anaeróbicas con una restricción parcial de oxígeno.

El Querógeno Sapropélico se forma por la descomposición y productos de polimerización de materiales orgánicos altamente lipídicos, como esporas y algas plantónicas depositadas en fangos subacuáticos (marinos o lacustres) bajo condiciones predominantemente anaeróbicas.

El Querógeno Amorfo no posee forma distintiva y no actúa como generador de hidrocarburos. Razón por la cual carece de importancia en nuestro estudio.

### Catagénesis

La catagénesis es el proceso mediante el cual el querógeno contenido en las rocas sedimentarias se altera térmicamente por efecto de la temperatura. La catagénesis cubre el rango de temperaturas entre la diagénesis y la metagénesis, aproximadamente entre los 50°C a 200°C equivalente a profundidades de entre 1 a 4 km. Es en esta etapa donde ocurre el craqueo térmico del querógeno a gas y petróleo.

### Metagénesis

Es el proceso de alteración a alta temperatura del querógeno en las rocas sedimentarias a residuos de grafito y metano. El rango de temperatura va de alrededor de los 200°C a más de 250°C. La metagénesis se sobre-impone al metamorfismo de la roca en la que comienzan a aparecer las facies de esquisto verde.

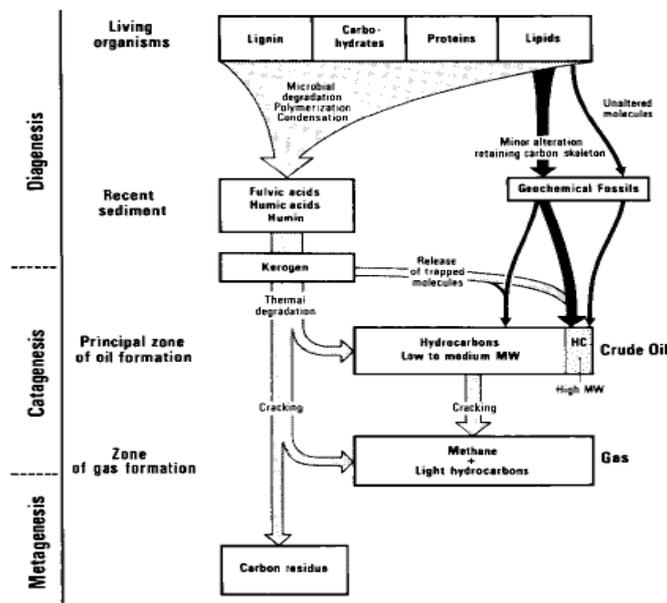


Figura 2.3 Evolución de la Materia Orgánica en el Subsuelo (Tissot y Welte, 1984).

### Ventana de Petróleo ("Oil Window")

Es el intervalo de Profundidad-Temperatura en el que una roca madre de petróleo genera y expulsa la mayor parte de sus hidrocarburos líquidos. Las ventanas de petróleo se forman en el rango de temperatura del subsuelo de 60°C hasta 140°C.

### Ventana de Gas ("Gas Window")

Es el intervalo de Profundidad-Temperatura en el que una roca madre de petróleo genera y expulsa la mayor parte de hidrocarburos gaseosos. Su origen puede ser biogénico, durante la diagénesis, producto de la descomposición anaeróbica de bacterias metanógenicas o bien producirse durante la catagénesis y la metagénesis. Las ventanas de gas se forman en el rango de temperatura de 50°C hasta los 250°C. Las ventanas de generación de gas y petróleo se grafican en la figura 2.4.

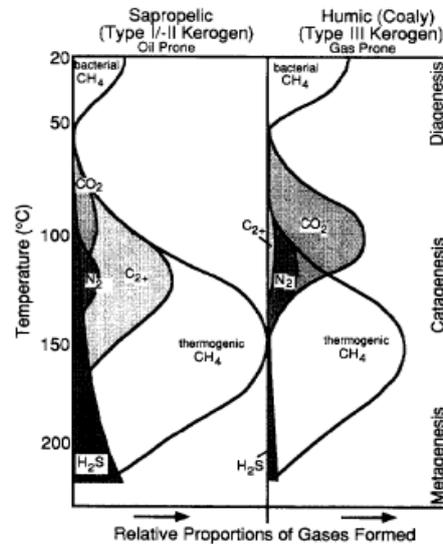


Figura 2.4 Ventanas de Generación de Petróleo y Gas según tipo de querógeno (Hunt, 1995).

### 2.2.2. Carbono Orgánico Total

El carbono orgánico Total (COT; a veces TOC por sus siglas en inglés) representa la cantidad en peso de materia orgánica contenida en una roca sedimentaria y cuantifica la cantidad de materia orgánica presente en la roca. Frecuentemente se lo expresa en % en peso de roca.

La importancia de este parámetro en la evaluación de las pelitas orgánicamente ricas radica en que a mayor contenido de COT, mayor será la posibilidad potencial de dicha roca de generar hidrocarburos líquidos y gaseosos. Se lo utiliza habitualmente como parámetro para evaluar el potencial petrolífero de rocas madre y en la actualidad de los oil shales, como se observa en la Tabla 2.1.

Potencial Petrolífero	TOC [% en peso]
Pobre	0-0.5
Regular	0.5-1
Bueno	1-2
Muy Bueno	2-4
Excelente	> 4

Tabla 2.1 COT como Potencial Petrolífero (Peters y Cassa, 1994).

### 2.2.3. Tipos de Querógeno

Se distinguen tres tipos de querógeno en función de la materia orgánica que le ha dado su origen.

#### Querógeno Sapropélico

La materia orgánica sapropélica se forma por descomposición y productos de polimerización de materiales altamente lipídicos, como esporas y algas planctónicas depositadas en fangos subacuáticos (marinos o lacustres) bajo condiciones predominantemente anaeróbicas.

La liptinita y la exinita son los grupos macerales dominantes de los carbones sapropélicos. Los macerales de la liptinita y la exinita incluyen esporinita, cutinita y alguinita, derivadas de esporas y polen, cutículas, resinas y algas, respectivamente. La liptinita está ampliamente diseminada en sedimentos y es una fuente importante de petróleo crudo.



Al principio de la diagénesis este querógeno es muy rico en cadenas alifáticas largas ( $C_{40+}$ ). El contenido en oxígeno, principalmente en la forma de uniones éter es bien bajo. El craqueo térmico debido al soterramiento creciente genera una gran cantidad de petróleo parafínico y gas, y el pequeño número de poliaromáticos entonces debe reorientarse en alto grado. La estructura resultante del querógeno al final de la catagénesis está formada por capas cuasi paralelas de anillos aromáticos condensados, relativamente similares a aquellos del grafito.

Al querógeno sapropélico también se lo denomina querógeno tipo I y II.

### **Querógeno Húmico**

La materia orgánica húmica se forma por la descomposición y productos de polimerización de la lignina, taninos y celulosa de las células de las plantas y material de las paredes más materia orgánica carbonizada depositada en pantanos y suelos bajo condiciones aeróbicas con restricción parcial de oxígeno.

La vitrinita es el grupo maceral del carbón que es constituyente dominante de los carbones húmicos. La vitrinita forma las conocidas bandas negras y brillantes del carbón. Los macerales del grupo de la vitrinita incluyen la telinita derivada de las paredes celulares de las plantas; la colinita forma el relleno celular. Las partículas de vitrinita se encuentran en alrededor del 80% de las lutitas y areniscas de cuencas sedimentarias. La vitrinita es una fuente importante de gas.

Al principio de la diagénesis, el esqueleto del carbono está principalmente formado por estructuras poliaromáticas derivadas de la lignina. Hay numerosos grupos polifuncionales como fenoles, quinonas, ácidos aromáticos y ésteres. Algunas cadenas lineales de carbono de alrededor de  $C_{30}$ , derivadas de las cutículas de las plantas terrestres, también están incorporadas a la estructura. La pérdida de oxígeno durante la diagénesis permite una condensación de estructuras aromáticas. Al principio de la catagénesis, la estructura del querógeno está hecha de núcleos poliaromáticos portando carbonos lineales cerosos. El craqueo térmico rompe las uniones éster de estas cadenas, generando unos pocos hidrocarburos parafínicos, pero la mayor parte del carbono permanece en el querógeno como complejos poliaromáticos, cuya reorientación está limitada ya que se eliminan pocas estructuras de carbono. Esto lleva al final de la catagénesis a la formación de un sólido microporoso en el cual los hidrocarburos formados durante la catagénesis están parcialmente atrapados y no pueden expulsarse hasta que se craquean a gas.

Al querógeno húmico también se lo denomina querógeno tipo III.

### **Querógeno Amorfo**

Término aplicado al querógeno sin forma distintiva, como se lo observa en microscopía. Este querógeno no tiene potencial de generación de hidrocarburos líquidos ni gaseosos. Al querógeno amorfo también se lo denomina querógeno tipo IV.

La inertinita es el grupo maceral del carbón que muestra poca o ninguna reacción durante la coquificación. La inertinita incluye fusinita, esclerotinita derivada de restos de hongos y otros materiales ricos en carbono de bajo contenido en hidrógeno.

### **Potencial de Generación de Hidrocarburos**

Se puede predecir el máximo carbono orgánico convertible a hidrocarburos según el tipo de querógeno I, II y III (Tabla 2.2).



Tipo de Querógeno	Porcentaje máximo de COT convertible a Petróleo y Gas		
	I	II	III
Petróleo	58%	42%	18%
Gas	4.5%	6.2%	7.2%
<b>Total</b>	<b>62.5%</b>	<b>48.2%</b>	<b>25.2%</b>
<b>Total</b> (si todo el Petróleo se convierte a Gas)	<b>31%</b>	<b>26%</b>	<b>15%</b>

Tabla 2.2 Rendimiento Potencial de Petróleo y Gas por Tipo de Querógeno I, II y III (Hunt, 1995).

#### 2.2.4. Madurez Térmica

El término de *madurez térmica* se refiere al alcance de las reacciones motorizadas por el calor que convierten a la materia orgánica en petróleo y finalmente en gas y grafito.

El término *inmaduro* hace referencia a la materia orgánica sometida a temperatura insuficiente o duración demasiado corta para la generación de petróleo.

El término *maduro* se refiere a la materia orgánica en ventana de petróleo.

El término *postmaduro* o *sobremaduro* indica un alto grado de madurez térmica en el que no puede ocurrir la generación subsecuente de petróleo líquido.

#### Diagrama de Van Krevelen

El gráfico de Van Krevelen se lo utiliza para mostrar el tipo de querógeno y su evolución térmica. En diagrama muestra la relación Hidrógeno / Carbono atómico en función de la razón Oxígeno / Carbono atómico, como se observa en la Figura 2.5.

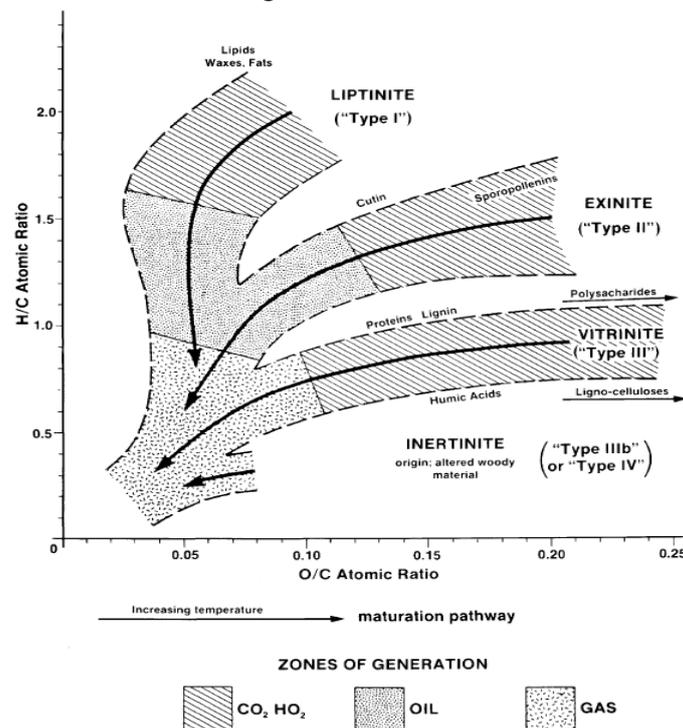
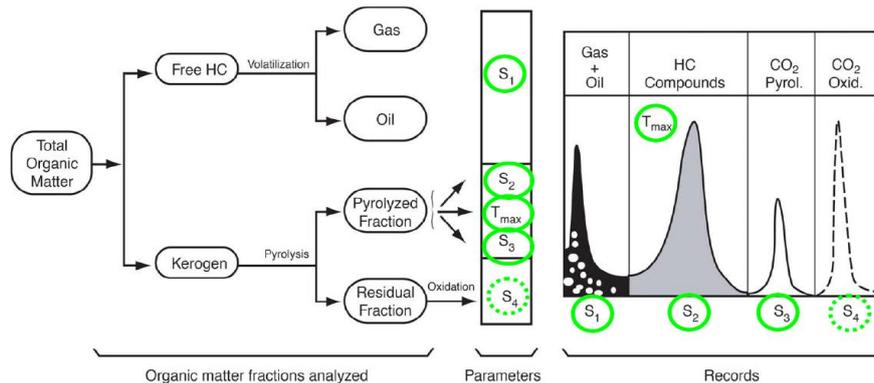


Figura 2.5 Diagrama de Van Krevelen (Brooks, 1987).

Los querógenos tipo I y II (sapropélico) son orgánicamente ricos en hidrógeno y al madurar producen básicamente petróleo mientras que el querógeno tipo III (húmico) es rico en oxígeno y al madurar térmicamente produce gas.

### Pirólisis Rock Eval

La pirolisis Rock Eval sirve para evaluar el tipo de querógeno, el potencial de generación, los hidrocarburos libres y la madurez térmica de una muestra de roca.



**Figura 2.6 Etapas de la Pirólisis Rock Eval (Lafargue, 1998).**

La pirolisis consiste en tres etapas de calentamiento, que se esquematiza en la Figura 2.6. En la primera etapa se liberan los hidrocarburos líquidos y gaseosos libres asociado con el parámetro  $S_1$ . En la segunda etapa se da el craqueo térmico del querógeno a hidrocarburos asociado con los parámetros  $S_2$  y  $T_{max}$ . En la tercera etapa se produce el craqueo térmico del querógeno a  $CO_2$  asociado con el parámetro  $S_3$ .

### Parámetros Principales e Interpretación de la Pirólisis

El parámetro  $S_1$  indica la cantidad de hidrocarburos libres en la roca (mg HC/g). Cuando este es mayor a 1mg/g puede indicar grandes cantidades de bitumen derivado del querógeno o presencia de hidrocarburos migrados.

El parámetro  $S_2$  determina la cantidad de hidrocarburos formados por ruptura del querógeno (mg HC/g). También indica la cantidad de querógeno rico en hidrógeno en la roca. Si es menor a 1mg/g indica bajo potencial original de hidrógeno debido a bajas cantidades de materia orgánica o materia orgánica pobre en hidrógeno o materia orgánica sobremadura. Si su valor es mayor a 5 mg/g indica un excelente potencial generador o materia orgánica soluble con peso molecular elevado (petróleo biodegradado) o bien carbón.

El parámetro  $S_3$  indica la cantidad de  $CO_2$  formado por ruptura térmica del querógeno (mg HC/g), cantidad de querógeno rico en oxígeno en la roca madre.

La  $T_{max}$  de pirolisis indica la temperatura de calentamiento a la cual se produce el pico tope del parámetro  $S_2$ , estando relacionada con el grado de madurez térmica. Los indicadores de la Pirólisis Rock Eval pueden verse en la Tabla 2.3.



INDICACIÓN	NOTACIÓN	DEFINICIÓN	ECUACIÓN	CLASIFICACIÓN
ÍNDICES DE OXÍGENO E HIDRÓGENO	I.H.	ÍNDICE DE HIDRÓGENO	$\frac{(S2 \times 100) \text{ mg/g}}{\%COT}$	< 150: gas 150-300: mezcla > 300: petróleo
	I.O.	ÍNDICE DE OXÍGENO	$\frac{(S3 \times 100) \text{ mg/g}}{\%COT}$	< 40 mg/g bajo I.H.: materia orgánica terrígena y/o madura alto I.H.: buen a excelente potencial generador > 40 mg/g bajo I.H.: materia orgánica generadora de gas, inmadura alto I.H.: buen potencial generador, inmaduro
POTENCIAL TOTAL DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS	P.Y.	RENDIMIENTO POTENCIAL	$(S1 + S2) \text{ mg/g}$	< 2: POBRE 2-6: REGULAR / MODERADO > 6 MUY BUENO
TIPO DE QUERÓGENO		TIPO DE QUERÓGENO	$\frac{S2}{S3}$	< 3: GAS 3-5: MEZCLA > 5: PETRÓLEO
MADUREZ TÉRMICA	T <sub>max</sub>	TEMPERATURA MÁXIMA (°C)		< 430: INMADURO 430-460: GENERACIÓN DE PETRÓLEO > 460: GENERACIÓN DE GAS O DESTRUCCIÓN
	I.G.	ÍNDICE DE GENERACIÓN	$\frac{S1}{S1 + S2}$	< 0,1: INMADURO 0,15-0,30: GENERACIÓN DE PETRÓLEO > 0,30: GENERACIÓN DE GAS O DESTRUCCIÓN

Tabla 2.3 Indicadores derivados de la Pirólisis Rock Eval.

### Diagrama de Van Krevelen Modificado

Como se observa en el apartado anterior, los parámetros  $S_2$  y  $S_3$  definen el tipo de querógeno estudiado. Así, se puede utilizar el Índice de Hidrógeno (I.H.) y el Índice de Oxígeno (I.O.) como ordenada y abscisa, respectivamente en el diagrama de Van Krevelen (Figura 2.7). Estos parámetros son de gran utilidad ya que obtienen directamente de la pirolisis Rock Eval.

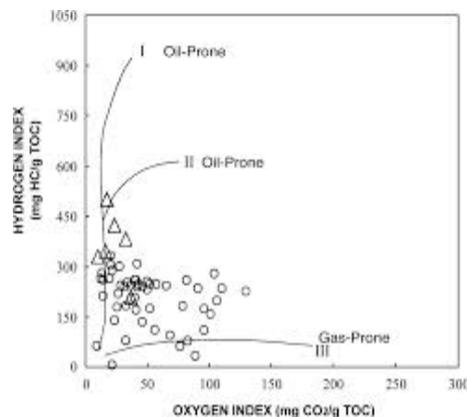


Figura 2.7 Diagrama de Van Krevelen Modificado (Tissot y Welte, 1984).

### Microscopía del Querógeno

La reflectancia de los macerales del carbono que mide la luz reflejada ha sido ampliamente utilizada para evaluar carbones.

Las mediciones de reflectancia se han extendido a las partículas diseminadas en la materia orgánica, en particular al querógeno. Los histogramas de la Figura 2.8 muestran la distribución de distintos macerales del carbón (liptinita, vitrinita e inertinita) y el porcentaje de luz reflejada por los mismos.

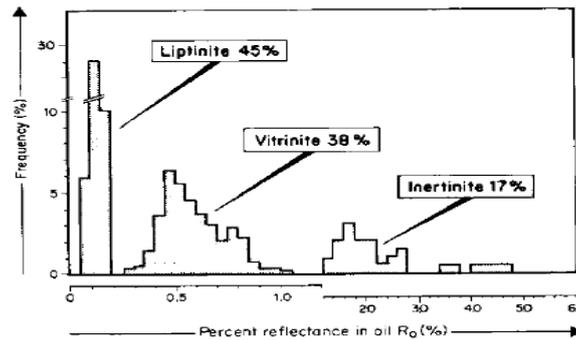


Figura 2.8 Histograma de Macerales y su Reflectancia (Tissot y Welte, 1984).

La reflectancia de la liptinita como de la vitrinita aumentan con la temperatura. Sin embargo, la reflectancia de la vitrinita (Ro) es la preferida para la correlación de la madurez térmica ya que es utilizada como referencia en la escala de la coquificación.

Estadio de Madurez Térmica	Ro (%)	Tmax (°C)
Inmaduro	0.2-0.6	< 435
Maduro		
Temprano	0.6-0.65	435-445
Pico	0.65-0.9	445-450
Tardío	0.9-1.35	450-470
Postmaduro	> 1.35	> 470

Tabla 2.4 Índices de Madurez Térmica Ro y Tmax (Peters y Cassa, 1994).

### 2.2.5. Source Potential Index (SPI)

El parámetro SPI indica la cantidad de hidrocarburos que pueden ser generados en una columna de oil shale de 1m<sup>2</sup> de área superficial y de espesor h. Matemáticamente el SPI queda definido por medio de la siguiente expresión:

$$SPI = \frac{h(S_1 + S_2)\rho}{1000}, \quad [2.1]$$

donde:

SPI: máximo potencial de generación [Ton HC/m<sup>2</sup>].

h: espesor de la roca en metros.

S<sub>1</sub>+S<sub>2</sub>: potencial promedio en kg de hidrocarburos por metro de roca.

ρ: densidad de la roca en Ton/m<sup>3</sup>.

La clasificación del índice SPI puede verse en la Tabla 2.5.

SPI [T HC/m <sup>2</sup> ]	Drenaje Vertical	Drenaje Horizontal
Bajo	< 5	< 2
Medio	5-15	2-7
Alto	> 15	> 7

Tabla 2.5 Valores del índice SPI.



### 2.2.6. Estimación de Recursos (Método de Schmoker)

Schmoker (Magoon y Dow, 1994) propone un método volumétrico para la cuantificación de recursos (cantidad de hidrocarburos) contenidos en oil shales / rocas madre. Primeramente se estima la cantidad de carbono orgánico en la roca **M** (ecuación [2.2]), luego se estima la cantidad de hidrocarburos generados por gramo de carbono orgánico **R** (ecuación [2.3]). Finalmente, se computa la cantidad de hidrocarburos generados **HCG** (ecuación [2.4]).

$$M [g \text{ COT}] = \frac{\text{COT} [\%]}{100} \times \text{Densidad de formación } \rho \left[ \frac{g}{\text{cm}^3} \right] \times \text{Volumen } V [\text{cm}^3], \quad [2.2]$$

$$R [mg \text{ HC/g COT}] = I.H.o \frac{\text{Indice de Hidrógeno}}{\text{previo a la generación}} - I.H.p \frac{\text{Indice de Hidrógeno}}{\text{actual}}, \quad [2.3]$$

$$HCG [kg \text{ HC}] = R [mg \text{ HC/g TOC}] \times M [g \text{ TOC}] \times 10^{-6} [kg/mg] \quad [2.4]$$

En función de la madurez térmica la masa de hidrocarburos se convierte a volumen de petróleo o gas mediante las siguientes expresiones:

$$1 \text{ bbl} = 139.3 \text{ kg de petróleo} \quad [2.5]$$

$$1 \text{ cf} = 2.03 \times 10^{-2} \text{ kg de gas} \quad [2.6]$$

### 2.2.7. Consideraciones Geoquímicas de los Oil Shales Prospectivos

Los shales prospectivos dependen de los siguientes factores:

1. Cantidad de materia orgánica contenida en la roca (TOC).
2. Tipo de querógeno asociado a los índices de hidrógeno y oxígeno (I.H. e I.O., respectivamente) para caracterizar su potencial generador.
3. Madurez Térmica de la roca asociada a la reflectancia de la vitrinita (Ro) o bien a la Tmax del pico S<sub>2</sub> de la pirólisis Rock Eval.

## 2.3. Características Petrofísicas

La petrofísica se encarga de la medición de la porosidad, la distribución y saturación de fluidos, la presión, la densidad de la formación, la permeabilidad y el espesor neto productivo de las rocas (net pay).

Esta rama de la ingeniería de reservorios es de gran utilidad como punto de partida para la estimación y la evaluación prospectiva de recursos. Posteriormente, en la etapa de desarrollo, los parámetros petrofísicos son utilizados para mejorar el diseño de los pozos y optimizar los pronósticos de producción.

### 2.3.1. Porosidad

Por definición, la porosidad representa el porcentaje de huecos respecto al volumen total de roca, denotada por la letra griega  $\phi$ . La porosidad en los sistemas de shale oil y gas está compuesta de tres tipos principales de porosidad:



1. Porosidad de fracturas o fisuras naturales.
2. Porosidad de matriz inorgánica (intergranular).
3. Porosidad de querógeno.

La porosidad total de los oil & gas shales puede estimarse mediante la siguiente expresión:

$$\Phi_T = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad [2.7]$$

siendo:

$\rho_{ma}$ : densidad de matriz.

$\rho_b$ : densidad de la formación.

$\rho_f$ : densidad promedio de fluidos.

La densidad de fluidos se define de la siguiente manera:

$$\rho_f = \rho_g(1 - Swt - So) + \rho_o(1 - Swt - Sg) + \rho_w Swt, \quad [2.8]$$

donde:

$\rho_g$ : densidad del gas [ $\text{g}/\text{cm}^3$ ].

$Sg$ : saturación de gas (volumen de gas / volumen de huecos) [%].

$\rho_o$ : densidad del petróleo [ $\text{g}/\text{cm}^3$ ].

$So$ : saturación del petróleo (volumen de petróleo / volumen de huecos) [%].

$\rho_w$ : densidad del agua de formación [ $\text{g}/\text{cm}^3$ ].

$Swt$ : saturación total de agua (volumen de agua / volumen de huecos) [%].

La porosidad en las formaciones de shale oil & gas ronda entre el 2% al 16% mientras que el rango del tamaño poral oscila entre los nanómetros ( $10^{-9}$  m) hasta los micrómetros ( $10^{-6}$  m). Debido al pequeño tamaño de poros la superficie específica de la formación, inversamente proporcional al tamaño poral, resulta muy grande permitiendo almacenar grandes cantidades de gas adsorbido sobre su superficie.

### Porosidad de Fracturas

Este tipo de porosidad ocurre naturalmente en las pelitas o lutitas. La porosidad de fracturas resulta difícil de cuantificar y generalmente se considera que su aporte a la porosidad total del sistema es despreciable. Más aún, las mediciones en laboratorio de testigos con gases como Helio a presión no son capaces de cuantificar este tipo de porosidad.

### Porosidad de Matriz Inorgánica

La porosidad de matriz inorgánica es la porosidad intergranular de la roca. La misma contiene al agua adsorbida en arcillas, agua irreductible y fluidos libres como petróleo y gas. El tamaño de los poros de la matriz inorgánica ronda los 100 nm.

### Porosidad de Querógeno (Matriz Orgánica)

La porosidad del querógeno es la porosidad autocreada debido a su grado de madurez térmica. A mayor grado de maduración mayor cantidad de espacios creados. En sus espacios porales se aloja gas y petróleo libre como gas adsorbido en su superficie. La porosidad autocreada por la madurez del querógeno es de vital importancia y puede llegar a rondar el 50% de la porosidad total de las lutitas orgánicamente ricas. El tamaño de los poros de la matriz orgánica ronda el orden de 1-10 nm.



### Modelo Petrofísico de los Oil & Gas Shales

El modelo petrofísico se esquematiza en la figura 2.9.

Matriz Inorgánica			Matriz Orgánica	Poros Orgánicos			Poros Inorgánicos				
Mineralogía				Gas	Petróleo	Gas	Petróleo	Agua	Agua	Agua	Gas
Arcilla	Cuarzo	Carbonatos		Libre	Adsorbido	Libre	Libre		Irreductible	Adsorbida en arcillas	
POROSIDAD TOTAL											

Figura 2.9 Modelo Petrofísico de los Oil & Gas Shales (modificado de Bust et al., 2011).

Se observa que en este modelo petrofísico existen dos contribuciones de porosidad: la matriz inorgánica y la matriz orgánica (querógeno). Usualmente a este modelo se lo denomina como Sistema de Porosidad Dual.

#### 2.3.2. Distribución y Saturación de Fluidos

A diferencia de los reservorios convencionales, los fluidos en las pelitas orgánicamente ricas no se encuentran estratificados por densidad sino que el petróleo, el gas y el agua coexisten en los poros de la matriz orgánica e inorgánica. La estratificación por densidad no es posible debido a la baja movilidad de los fluidos producto de la escasa permeabilidad.

Basándonos en el modelo petrofísico adoptado se podrían definir dos tipos de saturaciones; una asociada al espacio poral del querógeno y otro asociado con los poros inorgánicos. En la práctica, se hace prácticamente imposible determinar el origen de dichas saturaciones debido a la heterogeneidad en la distribución de las matrices y los fluidos.

Es posible determinar la saturación de agua mediante ensayos de laboratorio por el método de Dean Starck y de la retorta.

#### 2.3.3. Densidad de la Formación

La cantidad de materia orgánica total, TOC, y la porosidad  $\phi$  poseen una gran influencia en la determinación de la densidad de la matriz. Tanto el TOC como  $\phi$  tienden a disminuir la densidad cuando se compara con pelitas de contenido orgánico nulo, como puede verse en la Figura 2.10.

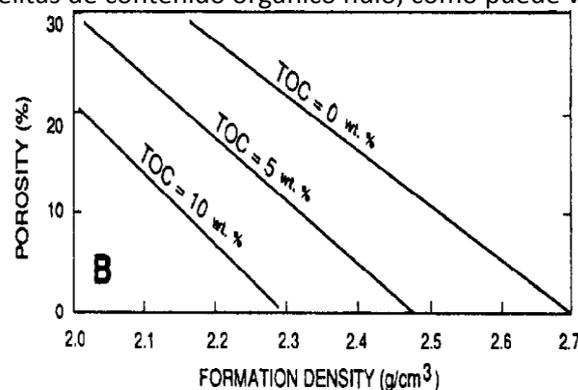


Figura 2.10 Distribución de Densidad de Formación en función del TOC y porosidad (Magoon y Dow, 1994).

#### 2.3.4. Fenómenos de Transporte en Oil & Gas Shales

El modelado del flujo presenta varias dificultades. Debido al pequeño tamaño poral la hipótesis de medio continuo no se aplica en estos casos y por ende dejan de ser válidas las ecuaciones de Navier-



Stokes. El flujo de gas y petróleo en los poros de las lutitas debe ser modelado como un transporte difusivo sin tener en cuenta los efectos de la viscosidad.

En particular, el fenómeno de almacenamiento de gas y su flujo en pelitas orgánicamente ricas se encuentra controlado por distintos procesos. El gas es comprimido y adsorbido en el querógeno y la arcilla mientras que el petróleo se encuentra almacenado en los poros tanto orgánicos como inorgánicos. Siendo el tamaño de los poros de las pelitas orgánicamente ricas desde nanómetros ( $10^{-9}$  m) hasta los micrómetros ( $10^{-6}$  m).

En los sistemas de shale gas, los nano poros juegan dos roles importantes. En primer lugar, la superficie específica de los nano-poros es mucho mayor que en los microporos. Esto se debe a que la superficie específica es proporcional a  $4/d$ , siendo  $d$  el diámetro de los poros. Esta gran área específica permite que grandes volúmenes de gas sean desorbidos desde la superficie del querógeno y las arcillas. Por ende, existe un fenómeno de transferencia de masa desde el querógeno y las arcillas hacia los poros de las pelitas. En segundo lugar, el flujo en los nano poros es diferente del Flujo de Darcy.

### **Adsorción de Gas en Querógeno y Arcillas**

Parte significativa del gas almacenado en las pelitas orgánicamente ricas se encuentra adsorbido en el querógeno y en las arcillas debido a que la alta presión y la gran superficie específica de los nano poros proveen excelentes condiciones para la adsorción. La otra parte consiste en gas que se encuentra alojado en el espacio poral de la roca.

El gas adsorbido provee una importante contribución a la cantidad de gas almacenado en los oil & gas shales. Además es responsable del sostenimiento de la producción de gas pasados varios años aportando los caudales de producción cuasi constantes o de muy bajas declinaciones a tiempos de producción elevados.

La industria utiliza la isoterma de Langmuir para cuantificar la cantidad de gas adsorbido en la superficie del querógeno y arcillas. La adsorción es un fenómeno físico químico que consiste en la acumulación de gases en la superficie del sólido, creando una delgada capa atómica o molecular en la interface.

La Isoterma de Langmuir sigue poseer la siguiente expresión (ver Figura 2.11):

$$G_c = \frac{Vl P}{P + Pl}, \quad [2.9]$$

donde:

$G_c$ : contenido de gas adsorbido [ $\text{Sm}^3/\text{kg}$ ].

$Vl$ : volumen de Langmuir [ $\text{Sm}^3/\text{kg}$ ].

$P$ : presión del reservorio [Pa].

$Pl$ : presión de Langmuir [Pa].

La derivación de la expresión [2.9] considera tres hipótesis fundamentales:

- Las moléculas adsorbidas y desorbidas de la superficie del sólido se encuentran en equilibrio.
- La fase adsorbida es tratada como una mono capa de moléculas.
- Las moléculas adsorbidas obedecen a la Ley de Fick.

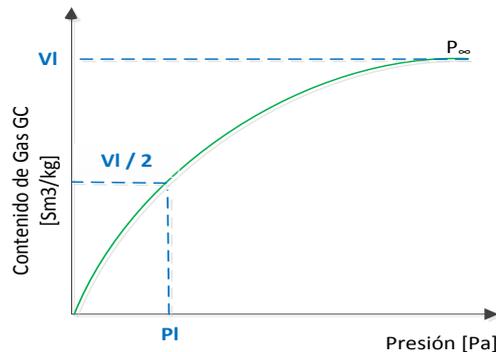


Figura 2.11 Isotherma de Adsorción de Langmuir.

### Número Adimensional de Knudsen

A medida que la escala del sistema físico disminuye, la aproximación del medio continuo de la hipótesis de no deslizamiento en la interface sólido-fluido va perdiendo validez.

El número adimensional de Knudsen,  $K_n$ , determina el grado de validez de la hipótesis de medio continuo y se define como la relación entre el camino libre medio de las moléculas del fluido y la escala de longitud física representativa:

$$K_n = \frac{\lambda}{d}, \quad [2.10]$$

siendo:

$\lambda$ : camino libre medio de las moléculas del fluido [m].

$d$ : longitud característica [m].

El camino libre medio se define como la distancia promedio entre dos colisiones sucesivas de las moléculas del fluido, mientras que la longitud característica en nuestro caso resulta ser el tamaño promedio de los nanoporos.

En función del valor del número adimensional de Knudsen se distinguen cuatro regímenes de flujo, representados en la Tabla 2.6.

Número Adimensional de Knudsen ( $K_n$ )		Régimen de Flujo	Validez de las Ecuaciones de Navier-Stokes
Límite Inferior	Límite Superior		
0	$10^{-3}$	Medio Continuo Ley de Darcy	
$10^{-3}$	$10^{-1}$	Flujo de Deslizamiento	
$10^{-1}$	10	Flujo Transicional	
10	$\infty$	Flujo Molecular Ley de Fick	

Tabla 2.6 Regímenes de Flujo en función del Número de Knudsen. Adaptado de Singh y Javadpour, 2013.

### Medio Continuo

En el Régimen de Flujo Continuo son válidas las ecuaciones de Navier-Stokes. El transporte de la cantidad de movimiento es proporcional a la viscosidad del fluido. Se verifica la hipótesis de no deslizamiento en la interface sólido-fluido, resultando válida la Ley de Darcy.



## Flujo de Deslizamiento

En este régimen de flujo continúan siendo válidas las ecuaciones de Navier Stokes, sin embargo se aplican factores de corrección debido a la condición de deslizamiento en la interface sólido-fluido.

## Flujo Transicional

La física del flujo transicional es complicada y los modelos propuestos implementan diferentes ecuaciones en el esfuerzo de corte en las ecuaciones de Navier-Stokes.

## Flujo Molecular

El flujo de gas en los nano poros se puede describir con un coeficiente de transporte difusivo sin tener en cuenta los efectos viscosos, lo que se denomina como Ley de Fick.

Se puede expresar matemáticamente de la siguiente forma:

$$\frac{q\rho Mr}{\phi A} = D_{k,pm} \frac{\Delta P}{RTL}, \quad [2.11]$$

siendo:

$q$ : caudal volumétrico [ $m^3/s$ ].

$\rho$ : densidad molar del fluido [ $kmol/m^3$ ].

$Mr$ : masa molecular del fluido [ $kg/kmol$ ].

$\phi$ : porosidad promedio [%].

$A$ : superficie expuesta [ $m^2$ ].

$D_{k,pm}$ : coeficiente de difusión [ $m^2/s$ ].

$\Delta P$ : gradiente de presión [Pa].

$R$ : constante universal de los gases [ $J/(K mol)$ ].

$T$ : Temperatura absoluta [K].

$L$ : espesor [m].

El valor del coeficiente difusivo  $D_{k,pm}$  se deriva (Javadpour et al., 2007) y adopta la siguiente expresión:

$$D_{k,pm} = \frac{\phi d}{\tau} \sqrt{\frac{8RT}{\pi Mr}}, \quad [2.12]$$

siendo  $\tau$  la tortuosidad del medio poroso [adimensional].

## Número de Knudsen como función de la Presión, la Temperatura y el Fluido

De la teoría cinética de los gases ideales se deduce la siguiente expresión para el camino libre medio de las moléculas de un gas ideal:

$$\lambda = \frac{k_B T}{\sqrt{2} \pi \delta^2 P}. \quad [2.13]$$

donde:

$k_B$ : constante de Boltzmann [ $1,3805 \times 10^{-23} J/K$ ].

$\delta$ : diámetro de colisión de las moléculas de fluido [m].

Reemplazando la ecuación [2.10] en [2.13], obtenemos la siguiente expresión para el número de Knudsen  $K_n$ :



$$K_n = \frac{k_B T}{\sqrt{2} \pi \delta^2 P d}, \quad [2.14]$$

De la ecuación [2.14] se determina claramente que el valor del número de Knudsen es proporcional a la Temperatura absoluta e inversamente proporcional a la Presión, al diámetro promedio de las gargantas porales e inversamente proporcional al cuadrado del diámetro de colisión (dependiente del tipo fluido).

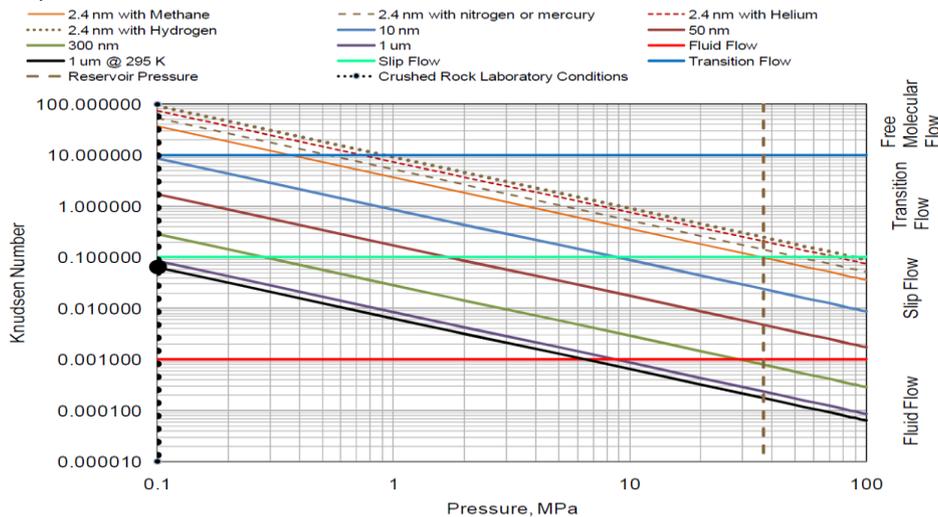


Figura 2.12  $K_n$  para a 400 K en función de la Presión, el tamaño de las gargantas porales y el fluido (Sondergeld, 2010).

### 2.3.5. Permeabilidad

La permeabilidad de la matriz determina la factibilidad para sostener y mantener la producción de gas y de petróleo a largo plazo en estos reservorios, es por ello que la medición de la permeabilidad de la matriz resulta de gran interés. Dado que el rango de permeabilidades en los reservorios de shale oil & gas oscila entre  $1 \mu\text{D}$  ( $10^{-6}$  D) y  $1 \text{nD}$  ( $10^{-9}$  D), existen muchos métodos tradicionales que no pueden ser aplicados pues la permeabilidad de estos reservorios se encuentra muy por debajo del valor de 0.01 mD.

Por otra parte, la permeabilidad medida en pelitas orgánicamente ricas puede variar significativamente de la obtenida de condiciones de laboratorio debido al cambio en las condiciones de presión de confinamiento, temperatura y fluidos presentes. Esto indica que la magnitud medida es influenciada por varios mecanismos lo cual agrega complejidad a la medición. La complejidad principalmente radica en la dependencia de la permeabilidad de la matriz con las tensiones aplicadas. Asimismo, se debe a que las arcillas y el querógeno contienen cantidades significativas de gases adsorbidos. La dependencia de los efectos de sorción y tensiones en la permeabilidad posee influencia en las condiciones de reservorio e influencia la producción de los pozos.

#### Modelo de la Permeabilidad Aparente

En este apartado se presenta el modelo de permeabilidad de Asana Wasaki y Akkutlu (Asana Wasaki y Akkutlu, 2014) basado en el Sistema de Porosidad Dual (Figura 2.9.). La hipótesis fundamental de este modelo es considerar al fluido alojado en las oil & gas shale como libre y adsorbido en la matriz orgánica (querógeno) y libre en la matriz inorgánica (considera despreciable al fluido adsorbido en arcillas).



## 1. Permeabilidad de la Matriz Inorgánica

En la red de poros inorgánicos el tamaño promedio de los poros es tal que el número de Knudsen promedio es  $K_n \leq 0.01$ . Por lo tanto, se puede asumir que la hipótesis del medio continuo sigue siendo aproximadamente válida en los poros inorgánicos. El flujo laminar puede ser utilizado para caracterizar el transporte mediante la Ley de Darcy.

Con relación a la permeabilidad, existen varias observaciones experimentales que sugieren que la permeabilidad absoluta de las rocas cambia con las tensiones aplicadas. El modelo de Gangi puede ser aplicado para representar esta dependencia en la matriz inorgánica:

$$k_m = k_o \left( 1 - \left( \frac{P_c - \alpha P}{P_1} \right)^m \right)^3, \quad [2.15]$$

siendo:

$k_m$ : permeabilidad de la matriz inorgánica [mD].

$k_o$ : permeabilidad de la matriz inorgánica sin efectos de tensiones  $P_c - \alpha P = 0$  [mD].

$P_c$ : presión de confinamiento [Pa].

$\alpha$ : coeficiente de stress efectivo [adimensional].

$P$ : presión poral o presión del reservorio durante su producción [Pa].

$P_1$ : presión cuando los poros inorgánicos se encuentran cerrados por completo [Pa].

$m$ : exponente asociado con la geometría del espacio poral. Espacio completamente no uniforme  $m = 0$ , espacio poral uniforme  $m = 1$ . [adimensional].

## 2. Permeabilidad de la Matriz Orgánica (Querógeno)

La permeabilidad de la matriz orgánica posee tres contribuciones esenciales:

1. *Dependencia de la permeabilidad de la matriz orgánica con relación a las tensiones. Ecuación [2.15].*
2. *Contribución del gas libre por transporte debido al flujo o transporte molecular.*
3. *Contribución por el transporte del gas adsorbido en la superficie del querógeno.*

Los ítems 2 y 3 incluyen las desviaciones de la Ley de Darcy. Así obtenemos la expresión de la permeabilidad aparente  $k_{app}$  para gases en pelitas orgánicamente ricas:

$$k_{app} = k_m + \mu D c_g + \mu D_s \frac{V l \rho_g B_g}{\epsilon_{ks}} \frac{Pl}{(P + Pl)^2}, \quad [2.16]$$

donde:

$k_{app}$ : permeabilidad aparente de la matriz orgánica [D].

$k_m$ : permeabilidad de la matriz orgánica [D].

$\mu$ : viscosidad del gas [Pa.s].

$D$ : coeficiente de difusión molecular [ $m^2/s$ ].

$c_g$ : compresibilidad del gas [1/Pa].

$D_s$ : coeficiente de difusión superficial [ $m^2/s$ ].

$\rho_g$ : densidad de grano [ $kg/m^3$ ].

$B_g$ : factor de volumen de gas [ $m^3/Sm^3$ ].

$\epsilon_{ks}$ : fracción de materia orgánica sobre materia total (orgánica e inorgánica) [ $m^3/m^3$ ].

La ecuación [2.16] se deriva (LeCompte y Hursan, 2010) para el transporte de gas en pelitas orgánicamente ricas. Cuando hidrocarburos líquidos son transportados, nuevas consideraciones entran en juego. En primer lugar, las interacciones sólido-líquido asociadas con la adsorción de las moléculas de petróleo en el querógeno son significativamente mayores en comparación a los gases. Esto se debe a la presencia de fuerzas de atracción mucho mayores en las paredes del sólido por la presencia del líquido. Más aún, la movilidad de la fase líquida, si es que existe en cantidades



significativas, no es relevante. En consecuencia, los hidrocarburos orgánicos alojados en el querógeno poseen una movilidad muy limitada. Por ende la permeabilidad aparente del líquido resulta ser igual a la permeabilidad de la matriz orgánica:

$$k_{liq} = k_m, \quad [2.17]$$

$k_{liq}$ : permeabilidad aparente de la fase líquida [D].

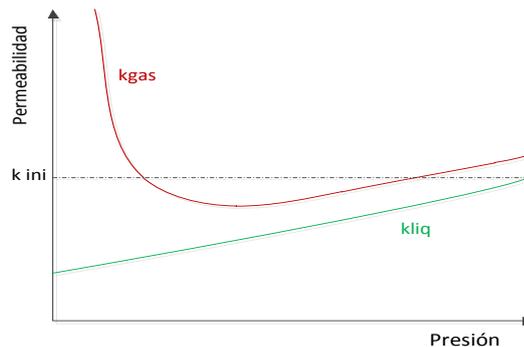


Figura 2.13 Permeabilidad aparente del gas y líquido.

La Figura 2.13 muestra el valor la permeabilidad  $k_{ini}$  representando la permeabilidad inicial del reservorio, en concordancia con la ecuación [2.15]. Se observa que la permeabilidad aparente del líquido decrece en forma aproximadamente lineal a medida que presión disminuye mientras que la permeabilidad aparente del gas al principio comienza a decrecer alcanzando un mínimo para luego comenzar a crecer a menores presiones. Este último comportamiento evidencia los aportes de permeabilidad debidos al transporte molecular del gas libre y adsorbido en el querógeno.

### 2.3.6. Métodos de Laboratorios utilizados en la determinación de los Parámetros Petrofísicos

En la Tabla 2.7 se detallan los métodos de laboratorio comúnmente utilizados para medir las propiedades petrofísicas de los shale oil & gas.

Propiedad Petrofísica	Método de Laboratorio (plugs, cuttings y coronas)
Porosidad	Expansión de Gas
Gas Libre y Adsorbido	Desorción en Canister
Permeabilidad	Inyección de Mercurio
Saturación de Agua Libre	Dean Stark // Método de la Retorta
Propiedades del Fluido	Análisis PVT

Tabla 2.7 Métodos de Laboratorio utilizados para la medición de propiedades petrofísicas (Peng Wu y Aguilera, 2013).

### 2.4. Características Geomecánicas

En este apartado se detallarán las características que deben tener los oil & gas shales para ser considerados como prospectivos desde el punto de vista geomecánico.

### 2.4.1. Introducción a la Mecánica de las Rocas

#### Esfuerzo y Deformación

##### Esfuerzo

Si una fuerza,  $F$ , actúa en un cuerpo sobre una superficie,  $A$ , perpendicular a la dirección de la misma entonces la tensión,  $\sigma$ , inducida en este cuerpo es igual al cociente entre la fuerza y el área transversal:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad [2.18]$$

##### Deformación

La deformación es una medida de cuánto el material es acortado (o alargado) cuando se aplica una tensión sobre el mismo. Cuando una fuerza,  $F$ , es aplicada en la dirección  $x$  la altura original del cuerpo en dicha dirección, cambia en una magnitud  $\delta x$  (siendo su nueva altura  $x - \delta x$ ), ver Figura 2.14. El esfuerzo en la dirección  $x$ ,  $\varepsilon_x$ , viene dado por la siguiente expresión:

$$\varepsilon_x = \frac{\delta x}{x} \quad [2.19]$$

Análogamente se puede definir la deformación en el eje  $y$ , de la siguiente forma:

$$\varepsilon_y = \frac{-\delta y}{y} \quad [2.20]$$

Nótese que el valor en [2.20] es negativo, como resultado de la definición de fuerzas y su dirección de acción. Los esfuerzos compresivos se consideran positivos, mientras que los esfuerzos de tensión resultan negativos.

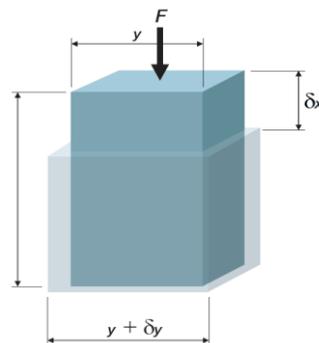


Figura 2.14 La aplicación de la fuerza  $F$  produce deformaciones en las direcciones  $x$  e  $y$  (Economides, 2007).

#### Relación de Poisson

Es la relación de los cocientes de deformación en las direcciones  $x$  e  $y$ :

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad [2.21]$$

La relación de Poisson tiene importancia para determinar el gradiente de tensiones en una formación pero es menos importante en definir las dimensiones de la fractura hidráulica, aun así tiene cierta importancia. Por definición, la relación de Poisson es siempre menor a 0.50 (sino la compresión uniaxial resultaría en un incremento de volumen) y los valores típicos adoptados por las rocas oscilan entre 0.20 a 0.35.



## Módulo de Young

El módulo de Young,  $E$ , (también denominado módulo de elasticidad) se define como la relación entre el esfuerzo y la deformación:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}, \quad [2.22]$$

dado que la deformación es adimensional, el módulo de Young posee las mismas unidades que el esfuerzo. El módulo de Young es una medida de cuanto material se deformará elásticamente al aplicarse una carga sobre el mismo.

Dado que la tensión y la presión están fuertemente vinculadas (la presión en una superficie induce tensiones), entonces en las fracturas se puede pensar al módulo de Young como una medida de cuanto material se deformará elásticamente cuando una presión se aplica sobre él. Dado que la presión se almacena como energía,  $E$  es también una medida de cuanta energía requiere una roca para deformarse.

Materiales con alto módulo de Young (vidrio, diamante, granito, etc.) tienden a ser duros y quebradizos (susceptibles a la fractura frágil). Por el contrario, materiales con bajo valor de  $E$  (goma, cera, poliestireno, etc.) tienden a ser blandos y dúctiles (resistentes a la fractura frágil).

## Deformaciones Elásticas y Plásticas

La deformación elástica es reversible, si una fuerza (presión o tensión) es removida del cuerpo, el material vuelve a su tamaño y forma original. Si se incrementa la magnitud de la fuerza aplicada a un material llega un punto en el cual se sobrepasa el límite elástico, luego el material comienza a deformarse plásticamente. La deformación plástica es permanente, esto significa que el material no puede volver a su forma y tamaño original. El módulo de Young únicamente se utiliza en la deformación elástica. En general, las rocas no tienden a deformarse plásticamente, sobrepasada la deformación elástica se fracturan.

## Módulo de Young Estático

Este parámetro es una medición normalizada de  $E$  y aplicable a las fracturas hidráulicas. El material es deformado despacio y paulatinamente en una única dirección.

En las fracturas hidráulicas, el módulo de Young típicamente adopta valores desde  $5 \times 10^4$  psi (para arenas someras) hasta  $6 \times 10^6$  psi para arenas arcillosas profundas y consolidadas. En formaciones no consolidadas, se debe notar que el  $E$  no adopta un valor constante.

## Módulo de Young Dinámico

Es una propiedad de la roca medida a través del registro o perfil sísmico. El material no es más estático, sino que es estirado y luego comprimido rápidamente y de forma continua. En general, existe una variación significativa entre los valores de  $E$  estático y dinámico debido al proceso de histéresis sufrido por la roca en este último caso. En el proceso de histéresis la deformación producida por una fuerza es dependiente de su magnitud y la historia de deformación previa.

### Módulo de Deformación de Plano

En las fracturas hidráulicas, la deformación en la dirección perpendicular al plano de fractura (dirección en la cual se produce el ancho de la fractura) es nula. Esto es debido a que el valor de  $\nu$  en [2.19] es tan grande que la deformación es prácticamente nula, a pesar de que existe una deformación real y resulta medible. Esto se conoce como deformación plano, que implica que la deformación solamente existe en la dirección perpendicular en la cual la deformación es nula. Para tener en cuenta esta anomalía, los modelos de fractura utilizan el módulo de deformación de plano  $E'$  para calcular el ancho de la fractura, vinculado con la relación de Poisson  $\nu$ :

$$E' = \frac{E}{(1 - \nu^2)} \quad [2.22]$$

### Resistencia a la Tracción

La resistencia a la tracción de un material es la magnitud del esfuerzo requerida para producir la falla de dicho material. Usualmente al aplicar un esfuerzo, el material comienza a deformarse elásticamente (de forma reversible), luego se deforma plásticamente para finalmente fallarse. En la mayoría de las rocas, la deformación plástica resulta despreciable y a los fines prácticos se considera que primeramente ocurre la deformación elástica y luego la falla de la roca.

### Módulo de Corte

El módulo de corte es similar al módulo de Young, excepto a que se refiere a un material sometido a un esfuerzo cortante (fuerza paralela a la superficie de acción). Este parámetro define cuánta energía es requerida para deformar un material elásticamente con una fuerza de corte.

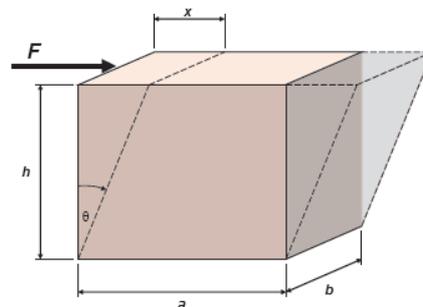


Figura 2.15. Fuerza F aplicada para producir un esfuerzo cortante (Economides y Martin, 2007).

El esfuerzo de corte se define de la siguiente forma:

$$\tau = \frac{F}{A}, \quad [2.23]$$

donde A es el área paralela a la dirección de acción de la fuerza F igual al producto  $axb$ , en la Figura 2.15.

La deformación de corte se define como:

$$\gamma = \frac{x}{h} = \tan \theta, \quad [2.24]$$

y el módulo de corte, G, es igual al esfuerzo de corte dividido por la deformación de corte:

$$G = \frac{\tau}{\gamma} = \frac{Fh}{Ax}. \quad [2.25]$$

### Módulo de Compresibilidad

Este es otro parámetro elástico que define cuánta energía es requerida para deformar un material mediante la aplicación de una presión externa. Imaginemos que tenemos un material originalmente



sometido a una presión  $P_1$ , aplicada al volumen  $V_1$ . Si se incrementa la presión a un valor  $P_2$  causa un descenso en el volumen equivalente a  $V_2$ . El incremento en la compresión del material viene dado por la diferencia  $P_1-P_2$ . La deformación es equivalente a la diferencia  $V_2-V_1$  dividido por el volumen original  $V_1$ . Por ende el módulo de Compresibilidad,  $K$ , adopta la siguiente expresión:

$$K = -\frac{(P_2 - P_1)}{\frac{(V_2 - V_1)}{V_1}} = \frac{V_1(P_2 - P_1)}{(V_2 - V_1)} = -V \frac{dP}{dV}. \quad [2.26]$$

El signo menos se introduce dado que el módulo de compresibilidad es una medida de la energía (valor positivo) que se requiere para comprimir el material.

### Relaciones entre las Cuatro Constantes Elásticas

Las cuatro constantes elásticas, módulo de Young, módulo de corte, módulo de compresibilidad y relación de Poisson se encuentran relacionadas. Si dos de estas propiedades son conocidas, las otras dos restantes pueden ser obtenidas de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$E = 3K(1 - 2\nu), \quad [2.27]$$

$$K = \frac{E}{3 - 6\nu}, \quad [2.28]$$

$$G = \frac{E}{2 + 2\nu}, \quad [2.29]$$

$$\nu = \frac{3K - E}{6K}. \quad [2.30]$$

Por ende, si el módulo de Young y la relación de Poisson son conocidos, el módulo de corte y el módulo de compresibilidad pueden ser deducidos. En consecuencia, los simuladores de fracturas sólo requieren como datos de entrada  $E$  y  $\nu$ .

### Ley de Hooke

Los esfuerzos aplicados a las rocas no actúan en un único plano, existe un régimen de esfuerzos tridimensionales. Para simplificar, los esfuerzos usualmente se resuelven en tres componentes perpendiculares en las direcciones  $x$ ,  $y$ ,  $z$ .

Así como los esfuerzos actúan en tres dimensiones, también lo hacen las deformaciones. La relación elástica entre estos esfuerzos y deformaciones en las direcciones perpendiculares  $x,y,z$  se encuentra gobernada por la Ley de Hooke:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \left[ (\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)) \right]. \quad [2.31]$$

La ecuación [2.31] implica que la deformación en cualquier dirección puede ser hallada en un régimen de esfuerzos tridimensional si y solo si se conocen los esfuerzos en la dirección de la deformación y en las otras dos direcciones perpendiculares.

### Criterios de Fluencia y Falla

En las condiciones de carga triaxial, como las experimentadas por las rocas, la situación es mucho más compleja que en el caso de la carga en una dirección. Para empezar, las tres componentes principales de tensión ( $\sigma_x, \sigma_y$  y  $\sigma_z$ ) inducirán esfuerzos de corte en los planos correspondientes a las

direcciones x,y,z. Esto significa que existirán 6 componentes de esfuerzos cortantes ( $\tau_{xy}, \tau_{xz}, \tau_{yx}, \tau_{yz}, \tau_{zx}$  y  $\tau_{zy}$ ) y por ende 9 componentes de esfuerzos, como se detalla en la Figura 2.16.

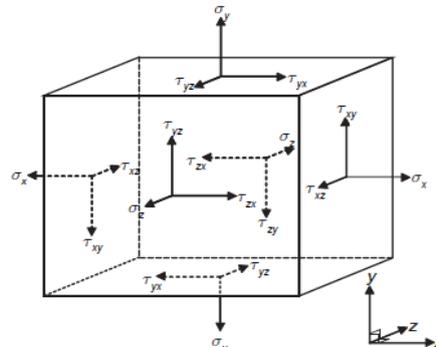


Figura 2.16 Estado General de Tensiones en la roca (Economides y Martin, 2007).

Se debe remarcar que bajo el estado de tensión triaxial, la falla del material no solamente se produce por tensión o compresión sino que también se produce por cizallamiento. Finalmente, también se debe agregar que bajo el estado de compresión triaxial, los materiales considerados frágiles pueden presentar una deformación plástica sustancial antes de la rotura.

El estado tridimensional de tensiones en cualquier punto puede describirse por la siguiente matriz:

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{zx} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{bmatrix}. \quad [2.32]$$

Utilizando las técnicas de transformación tridimensional, estas tensiones pueden ser resueltas en un sistema de coordenadas como el que se detalla a continuación:

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix}. \quad [2.33]$$

Estas son las tensiones principales,  $\sigma_1, \sigma_2$  y  $\sigma_3$ , definidas de forma tal que  $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$  (nótese que la tensión es positiva y la compresión negativa, así una carga de tensión pequeña es mayor que una gran carga compresiva). La dirección de estas tensiones principales se define de manera tal que no produzcan esfuerzos cortantes perpendiculares a los mismos.

### 1. Criterios de Falla Triaxial

Varios métodos han sido desarrollados con la finalidad de decidir cuándo un material se fallará bajo una carga triaxial. Las principales teorías utilizadas en la actualidad son Tresca (máximo esfuerzo de corte), von Mises (máxima energía de distorsión) y Mohr-Coulomb. Tanto los criterios de Tresca y von Mises se aplican a materiales dúctiles. La teoría de Mohr-Coulomb es más aplicable a los materiales frágiles.

### 2. Criterio de Falla de Mohr-Coulomb

Este criterio de falla, mostrado en la Figura 2.17, se basa en dos parámetros clave que deben ser obtenidos empíricamente:  $S_{UC}$  (fuerza última bajo compresión uniaxial) y  $S_{UT}$  (fuerza última bajo tracción uniaxial). Para las rocas, como así para la mayoría de los materiales frágiles,  $S_{UC}$  es varios veces mayor a  $S_{UT}$ .

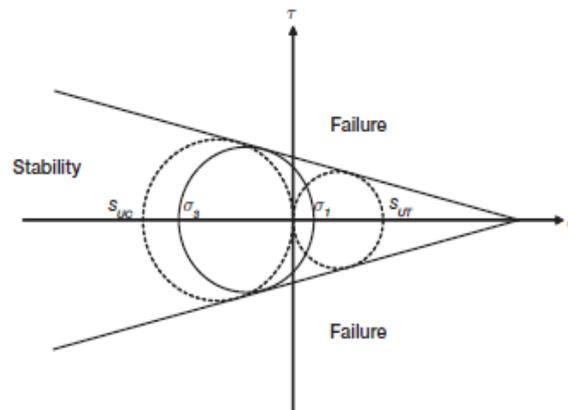


Figura 2.17. Criterio de Falla de Mohr Coulomb para materiales frágiles (Economides y Martin, 2007).

Para construir el diagrama, primero se grafican dos círculos basados en los valores de  $S_{UT}$  y  $S_{UC}$ . Estos círculos se muestran en línea punteada en la Figura 2.17. Luego se grafican dos tangentes a estos círculos, denotando ambas las líneas de fallamiento. Finalmente se construye un círculo de Mohr basado en la magnitud de la diferencia entre  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$ , detallado como el círculo sólido de la Figura 2.17, recordando que siempre  $\sigma_1 > \sigma_3$ . Si el círculo sólido formado se encuentra contenido dentro de las tangentes de falla, entonces el material no se rompe. Sin embargo, si la magnitud de la diferencia entre  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$  es tal que el círculo sólido no puede ser contenido entre las tangentes de falla, el material se rompe.

#### 2.4.2. Mineralogía

Los esquistos de gas y de petróleo están constituidos principalmente de cuarzo, carbonatos y arcillas, su contenido se representa en un diagrama ternario como el de la Figura 2.18. Si el contenido de arcillas es superior al 40 % este tipo de recursos deja de ser prospectivo desde el punto de vista geomecánico. Esto es debido a que la roca, a mayor contenido de arcillas se vuelve cada vez más dúctil para permitir o bien mantener la fractura hidráulica.

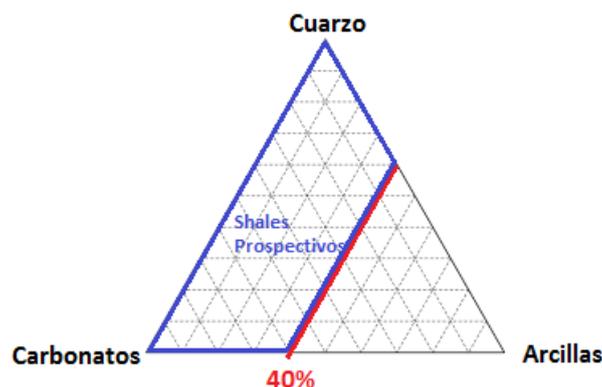


Figura 2.18. Diagrama ternario de pelitas orgánicamente ricas. Modificado de Britt y Schoeffler, 2009.

#### 2.4.3. Módulo de Young Estático, Relación de Poisson y Módulo de Young Dinámico

Los ensayos de compresión triaxial son importantes para determinar el módulo de Young estático y la relación de Poisson mientras que los ensayos con velocidad ultrasónica permiten determinar el módulo de Young dinámico.

En líneas generales, un valor bajo de módulo de Young, una elevada relación de Poisson y una correlación estática y dinámica del módulo de Young por fuera de los valores usuales de los



reservorios clásticos determinan que los esquistos son demasiado dúctiles para la fracturación hidráulica. Así, se pueden determinar los valores de corte mínimos para una roca de esquisto prospectiva:

1. *Módulo Estático de Young* :  $E \geq 3.5Mpsi$ .
2. *Relación de Poisson*:  $\nu \leq 0.25$ .
3. *Correlación positiva del módulo de Young estático y dinámico de esquistos con reservorios clásticos (Figura 2.19).*

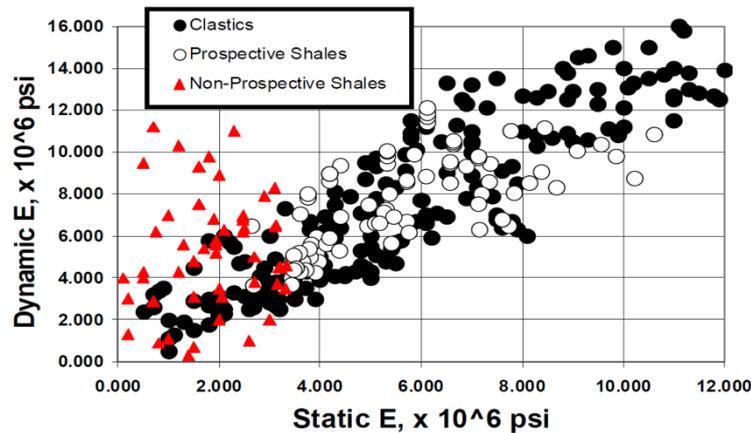


Figura 2.19 Correlación módulo de Young Estático y Dinámico (Britt y Schoeffler, 2009).

#### 2.4.4. Laminación

Según Britt (Britt y Schoeffler, 2009) cuando el valor del módulo estático de Young es superior a  $3.5 \times 10^6$  psi, no se observa una anisotropía aparente al nivel de plugs o testigos rotados. Por ende, si los plugs o testigos resultan isótropos a este nivel sin laminaciones evidentes, la orientación del testigo carece de importancia. Es decir, que tanto testigos horizontales como verticales pueden ser utilizados indistintamente para determinar la mecánica de la roca.

#### 2.4.5. Capacidad de Flujo de Gas a través de una Fractura en Condiciones de Confinamiento

En este ensayo geomecánico se evalúa si existe una capacidad efectiva de flujo de gas a través de una fractura inducida sin propante en las condiciones de reservorio. En este ensayo se grafica la permeabilidad normalizada como función de la presión aplicada (Figura 2.20).

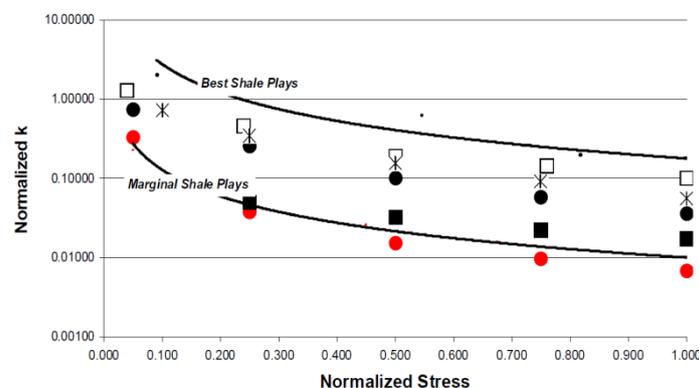


Figura 2.20 Fractura inducida sin propante para la determinación de esquistos prospectivos (Britt y Schoeffler, 2009).

En el caso de los shales prospectivos se observa una mayor permeabilidad a una dada presión de confinamiento. En el caso de los shales no prospectivos se observa una menor permeabilidad a una



dada presión de confinamiento y también esto se encuentra vinculado con el incremento en el porcentaje de arcillas en dichos esquistos.

## **2.5. Características de las Fracturas Hidráulicas**

### **2.5.1. Historia de las Fracturas Hidráulicas y Descripción Cualitativa del Proceso**

La primera fractura hidráulica realizada en la industria petrolera se remonta al año 1947 para la estimulación de un pozo del yacimiento de Hugoton en el Oeste de Kansas, Estados Unidos. El pozo de gas Keppler N°1.

La fracturación hidráulica involucra la inyección de fluidos en la formación de interés. A medida que el flujo de fluidos se incrementa, la presión diferencial también aumenta. La presión y la tensión esencialmente son la misma variable, por ende a medida que el fluido fluye generando una presión diferencial, también crea nuevas tensiones en la formación. A medida que el flujo aumenta, también lo hace la tensión. Si se continúa incrementando el flujo, eventualmente se llega a un punto en el cual la tensión generada supera el límite de la tensión de fluencia y la roca se rompe. Es importante recordar que es la presión la que genera la rotura y no el flujo del fluido, a pesar de que se utiliza el flujo para crear dicha presión.

### **2.5.2. Baja Permeabilidad**

Las formaciones de baja permeabilidad, como lo son los esquistos de petróleo y gas, requieren de estimulación por fracturas hidráulicas dado que la permeabilidad de la formación resulta insuficiente para producir naturalmente y ser económicamente rentables. A pesar de que un reservorio contenga recursos significativos, su producción viable desde el punto de vista económico no puede ser alcanzada simplemente mediante la perforación de pozos. En formaciones de baja permeabilidad, es fácil realizar una fractura hidráulica que resulte varias veces más conductiva que la permeabilidad original de la formación. Las fracturas hidráulicas en reservorios de baja permeabilidad se diseñan considerando a la longitud de las mismas como parámetro principal.

### **2.5.3. Descripción del Proceso**

A medida que el fluido es bombeado en la formación se genera una presión diferencia entre la presión hidrostática del pozo y la presión de la formación. Si se continúa incrementando el flujo de fluido de inyección, la presión diferencial también se incrementa. Esta presión diferencial causa una tensión adicional en el entorno del pozo. Eventualmente, a medida que el caudal se incrementa, la presión diferencial causa que se exceda la tensión de rotura de la roca y se forme una fractura. En este punto, se apagan las bombas o bien el caudal se disminuye, la fractura se cerrará. Eventualmente, dependiendo de la dureza de la roca y de la magnitud de las fuerzas actuantes para cerrar la fractura, se parecerá como si la roca nunca se hubiese fracturado.

Sin embargo, si se impulsa un agente de sostén (propante o arena de fractura) en la fractura y luego se libera la presión, la fractura permanecerá abierta siempre y cuando el agente de sostén sea lo suficientemente resistente para vencer las fuerzas que tratan de cerrar la fractura. Si el propante también posee una porosidad y permeabilidad significativa, luego bajo las condiciones adecuadas se formará un canal de alta conductividad desde la formación hasta el pozo. Si el tratamiento se realiza de la forma correcta, la estimulación permitirá incrementar la producción.

Una bomba típica para la fracturación hidráulica posee una potencia de entre 700 a 2700 HHP (caballos fuerza hidráulicos) equivalentes a 1 MW, energía equivalente para alimentar 500 hogares.

Para crear una fractura hidráulica, en una primera etapa se bombea únicamente fluido. Posteriormente, esta etapa es seguida de sucesivas etapas en las cuales se genera una suspensión de fluido con agente de sostén que se conducen hacia la fractura generada. Estas etapas son impulsadas de forma consecutiva, sin ninguna pausa. El ingeniero de fractura es quien decide los tiempos de bombeo de fluido, de la suspensión y la cantidad de etapas y los caudales de bombeo como así también la concentración de propante.

La Figura 2.21 muestra una fractura hidráulica idealizada con dos elipses simétricas posicionadas a cada lado del pozo. En la práctica, la situación es usualmente más compleja. Sin embargo, esta figura demuestra las características básicas de una fractura hidráulica: su longitud  $x_f$ , su altura  $h_f$  (máxima en la pared del pozo) y su espesor  $w_f$  (máxima en la pared del pozo).

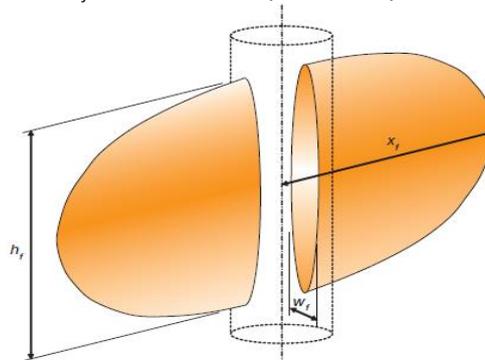


Figura 2.21. Fractura hidráulica idealizada mostrando longitud, alto y ancho (Economides y Martin, 2007).

## Diferentes Tipos de Presión

### Presión de Inyección, $P_{inj}$

También denominada como presión de boca de pozo (WHP, por sus siglas en inglés), es la presión medida en la boca del pozo que las bombas deben vencer para actuar.

### Presión Hidrostática, $P_{head}$

También referida como presión del fluido ( $P_h$ ). Esta es la presión ejercida por la columna de fluido debido a su profundidad y densidad.

### Presión de Fricción del Tubing, $P_{pipe\ friction}$

Es la pérdida de carga debido a los efectos de fricción en la línea del tubing a medida que el fluido es impulsado a través del tubing.

### Presión de Inyección de Fondo, $P_{iw}$

Es la presión de fondo en el pozo en el centro del intervalo tratado:

$$P_{iw} = P_{inj} + P_{head} - P_{pipe\ friction} \quad [2.34]$$



### **Presión de Inyección de Punzados, $\Delta P_{pf}$**

Es la pérdida de carga debida a paso del fluido a través de los punzados. Puede ser calculada de la siguiente forma:

$$\Delta P_{pf} = 0.2369 \frac{q^2 \rho_s}{N_{perf}^2 D_p^2 C_d^2}, \quad [2.35]$$

donde  $\rho_s$  es la densidad de la suspensión (ppg),  $q$  es el caudal total impulsado (bpm),  $N_{perf}$  es el número del punzados,  $D_p$  es el diámetro de los punzados y  $C_d$  es el coeficiente de descarga (adimensional).

### **Presión de Tortuosidad, $\Delta P_{tort}$**

También denominada tortuosidad, es la pérdida de carga que ocurre cuando el fluido de fractura pasa a través de la región comprendida entre los punzados y la fractura.

### **Fricción Cercana al Pozo, $\Delta P_{near\ wellbore}$**

Es la pérdida de carga debida al efecto de tortuosidad y la fricción de los punzados.

### **Presión Instantánea de Cierre, $P_{ISI}$**

Es la presión de inyección de fondo inmediatamente después que las bombas se paran. En consecuencia el fluido deja de fluir y las fricciones se anulan ( $P_{pipe\ friction}$ ,  $\Delta P_{pf}$  y  $\Delta P_{tort}$ ).

### **Presión de Cierre, $P_c$**

Es la presión ejercida por la formación sobre el agente de sostén. También, es la mínima presión requerida dentro de la fractura para mantenerla abierta. Para una única capa,  $P_c$  es igual al valor mínimo de la tensión horizontal.

### **Presión de Extensión, $P_{ext}$**

También llamada Presión de Extensión de Fractura. Es la presión requerida dentro de la fractura para hacerla crecer. Por definición,  $P_{ext} > P_c$  para permitirle a la fractura permanecer abierta y poder crecer ganando así longitud, altura y ancho. La presión de extensión no es constante y varía acorde a la geometría de la fractura.

### **Presión del Fluido de Fractura, $P_f$**

A pesar de ser utilizada en una variedad de situaciones, la presión del fluido de fractura es la presión del fluido dentro del cuerpo de la fractura, una vez que ha atravesado los punzados y la tortuosidad. La presión del fluido de fractura puede no ser constante dentro de la fractura debido a los efectos de fricción.

### **Presión Neta, $P_{net}$**

La presión neta es la presión en exceso del fluido de fractura dentro de la misma, por sobre la presión requerida para mantener la fractura abierta ( $P_c$ ). En otros términos, es la energía disponible en el fluido de fractura para propagar la misma y producir su ensanchamiento.

La presión neta, utilizada para analizar la geometría de la fractura, es la presión inmediatamente después del pozo y justo dentro de la fractura pudiendo calcularse de la siguiente manera:

$$P_{net} = P_f - P_c = P_{iw} - \Delta P_{pff} - \Delta P_{tort} - P_c. \quad [2.36]$$

El análisis de la geometría de la fractura hidráulica utiliza a la presión neta como variable clave del modelo matemático.

La presión neta también define el ancho de la fractura. Para una dada presión neta, se generará un determinado ancho de fractura. Para una fractura elíptica, el máximo ancho de fractura viene dado por la siguiente ecuación:

$$w_{m\acute{a}x} = \frac{2P_{net}d(1-\nu^2)}{E}, \quad [2.37]$$

donde  $\nu$  es la relación de Poisson,  $E$  es el Módulo de Young y  $d$  es la mínima dimensión de la elipse ( $d=h_f$ ).

La presión neta también define la propagación de la fractura definiendo tres regímenes:

- $P_{net} = 0$ , la fractura hidráulica se cierra.
- $0 < P_{net} < P_{ext}$ , la fractura hidráulica está abierta siendo  $w_f \propto P_{net}$ . No hay propagación posible.
- $P_{net} > P_{ext}$ , la fractura hidráulica está abierta siendo  $w_f \propto P_{net}$  y la presión genera una tensión suficiente para propagar la fractura.

#### 2.5.4. Diseño Óptimo

##### Orientación de la Fractura Hidráulica

Las fracturas siempre se propagan siguiendo el camino de mínima resistencia. En un régimen de tensiones tridimensional, una fractura se propaga con el objetivo de evitar las mayores tensiones y crear su ancho en la dirección que requiera menos fuerza. Esto significa que la fractura se propagará de forma paralela a la tensión principal y de forma perpendicular al plano de menor tensión, como se ve en la Figura 2.22.

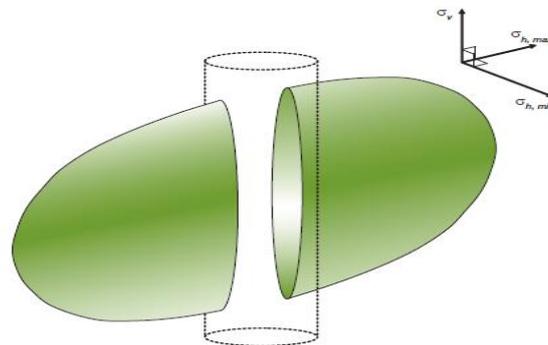


Figura 2.22 Propagación de la fractura hidráulica perpendicular al plano de tensión mínima (Economides y Martin, 2007).

##### Conductividad de la Fractura Hidráulica

El número adimensional de conductividad de la fractura,  $C_{fd}$ , es una medida de cuan conductiva es la fractura en comparación con la formación. La conductividad de la fractura es por definición el producto entre el ancho promedio de la fractura y su permeabilidad:



$$C_f = w_{ave}k_f, \quad [2.38]$$

siendo  $w_{ave}$  el ancho promedio de la fractura y  $k_f$  la permeabilidad de la fractura. Se puede pensar a  $C_f$  como la capacidad de flujo de la fractura. El número adimensional de conductividad de la fractura se calcula a partir de la conductividad de la fractura:

$$C_{fD} = \frac{w_{ave}k_f}{x_fk}, \quad [2.39]$$

La ecuación [2.39] compara la capacidad de la fractura para transmitir los fluidos de reservorio hacia el pozo (numerador) en relación a la habilidad de la formación de transportar fluidos hacia la fractura (denominador). El número adimensional  $C_{fD}$  es una variable de gran importancia que es utilizada en el diseño de la fractura hidráulica.

### Índice de Penetración

Se define como índice de penetración,  $I_x$ , a la relación entre la longitud de la fractura hidráulica  $2x_f$  y la longitud de drenaje  $x_e$ :

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e}, \quad [2.40]$$

siendo  $x_e \geq x_f \rightarrow I_x \leq 1$ .

### 2.5.5. Fluidos de Fractura

Existen tres propiedades necesarias que deben tener los fluidos de fractura para optimizar la productividad del reservorio:

1. *Viscosidad suficiente para crear la fractura y transportar el agente de sostén.*
2. *Compatibilidad entre el fluido de fractura y la formación con el objetivo de minimizar el daño.*
3. *Reducir la viscosidad una vez que el agente de sostén se encuentra asentado con el objetivo de maximizar la conductividad de la fractura.*

### Funciones Principales del Fluido de Fractura

Las funciones principales de los fluidos de fractura son la creación y la extensión de la fractura, el transporte del agente de sostén hasta la fractura y ubicar el propante en el lugar deseado dentro de la fractura. Si se produce una falla al realizar cualquiera de estas tareas el proceso de estimulación se ve altamente comprometido.

#### 1. Iniciación de la Fractura

Para crear y extender la fractura, el fluido de fractura debe transmitir la energía hidráulica desde la superficie hasta el reservorio. Para ello es necesario que el fluido posea viscosidad suficiente para transmitir la energía a la formación y evitar el filtrado del mismo dentro de la formación. Dado que el aumento de viscosidad viene acompañado de un incremento en la pérdida de carga es necesario adicionar reductores de fricción al fluido con el objetivo de maximizar la transmisión de energía a la formación.



## 2. Transporte del agente de sostén

Otra función igual de importante es la de transportar el propante hasta la fractura hidráulica. Varios mecanismos son los responsables de dicho transporte:

1. Cuando las velocidades de depositación del agente de sostén son despreciables, la mezcla se comporta como una suspensión perfecta.
2. Si la velocidad de depositación de las arenas de fractura es apreciable, un banco de propante se crea y la parte superior de ese lecho es desplazado por la alta velocidad del fluido. Así el sólido se mueve hacia la fractura con una velocidad media inferior a la del fluido.

La transición entre estos dos mecanismos depende principalmente de tres factores: la viscosidad aparente del fluido (en condiciones de depositación), la diferencia de densidades entre el propante y el líquido y el tamaño del agente de sostén.

### Tipos de Fluidos de Fractura

#### 1. Fluidos Base Agua

Los fluidos de fractura base agua son los más ampliamente utilizados por ser relativamente baratos y ampliamente disponibles en la mayor parte del mundo. Las propiedades reológicas, como la viscosidad, pueden ser ajustadas añadiendo aditivos en caso de ser requerido.

La goma de guar es ampliamente utilizada como aditivo en fluidos de fractura base agua con el objetivo de reducir el daño del propante y como agente espesante.

#### 2. Fluidos Base Aceite

Una de las características más importantes de este tipo de fluidos de fractura es la disminución de su viscosidad a elevados esfuerzos de corte, lo cual provee una menor pérdida de carga.

#### 3. Espumas y Emulsiones

Las espumas y emulsiones están constituidas por dos fluidos parcialmente inmiscibles. Generalmente, cuando la proporción de una fase excede el 50% se produce una interferencia de burbujas incrementándose la viscosidad del sistema. Cuando una de estas fases es gaseosa, se denomina espuma mientras que si es líquida se denomina emulsión. Las espumas y emulsiones utilizadas en la industria utilizan entre 70% al 80% de la fase más viscosa.

##### 2.5.6. Aditivos Químicos

En el presente apartado se mostraran únicamente los aditivos utilizados en los fluidos de fractura base agua (Figura 2.23). Los aditivos químicos representan entre el 0.50 % al 0.70 % del fluido de estimulación.

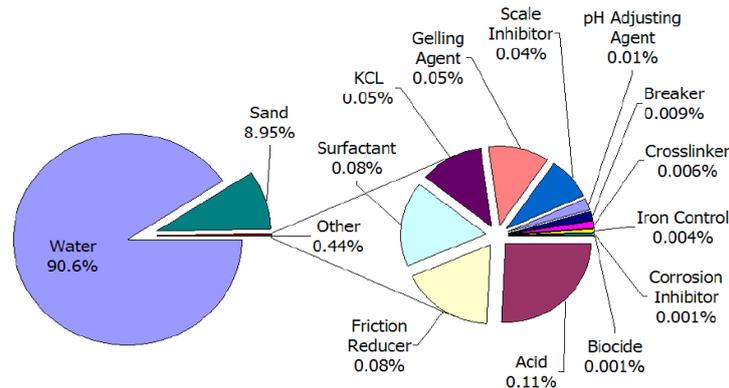


Figura 2.23 Componentes y porcentajes del fluido de estimulación utilizado en el Fayetteville shale (Arthur, 2009).

### Reductores de Fricción

Para reducir la pérdida de carga en el tubing, disminuir el requerimiento de potencia de las bombas de fractura, proteger los equipos del desgaste a altas potencias y transmitir de manera más eficiente la energía del fluido a la formación se utilizan reductores de fricción. Los materiales más utilizados para estos servicios han sido los surfactantes aunque el material mayormente utilizado en la actualidad es la poliacrilamida.

### Gelificantes

Con el objetivo de aumentar la viscosidad del agua de fractura, la industria ha utilizado la goma de guar y derivados de celulosa. La goma de guar es el gelificante mayormente utilizado en las fracturas hidráulicas debido a su bajo costo y amplia disponibilidad.

### Biocidas

Debido a que los agentes gelificantes constituyen una fuente importante de alimento para las bacterias, estas pueden degradar estos polímeros naturales en pocas horas y así se puede perder la viscosidad de la suspensión. Por otra parte, determinado tipo de bacterias pueden acidificar los fluidos del reservorio. Los biocidas o bactericidas son adicionados al agua de fractura en los tanques de almacenamiento con el objetivo de prevenir el crecimiento de dichas bacterias. El glutaraldehído es el biocida más ampliamente utilizado en la industria.

### Soluciones Reguladoras (Buffers)

Se utilizan para regular el pH de la suspensión y garantizar así la estabilidad y la correcta dispersión de los polímeros en la solución. Consisten en un ácido débil y su base conjugada.

### Agentes Reticulantes (Crosslinkers)

Se los utiliza con el objetivo de aumentar la viscosidad del fluido de fractura sin incrementar en demasía la cantidad de agente gelificante utilizado. El compuesto más utilizado en la industria es el ión Borato proveniente del ácido bórico.



### **Agentes de Ruptura (Breakers)**

Se los utiliza para disminuir la viscosidad del fluido de fractura, reducir el peso molecular de los polímeros y remover el filtrado de la fractura. Los compuestos más utilizados son los oxidantes, las enzimas y los ácidos.

### **Estabilizadores de Arcilla**

Poseen la finalidad de prevenir la migración de las arcillas y disminuir el daño a la formación en el proceso de fracturación hidráulica. Se utilizan aminas de alto peso molecular o polímeros catiónicos.

### **Surfactantes**

Proveen varias funciones. Se los usa con el objetivo de disminuir la tensión superficial y así recuperar el fluido de fractura de manera más eficiente luego del proceso (flowback). También se los utiliza para reducir la tensión interfacial entre el agua y los fluidos de la formación, previniendo la formación de emulsiones, que entre otras cosas, disminuyen la permeabilidad. Determinados biocidas y estabilizadores de arcillas pueden ser utilizados como surfactantes.

### **2.5.7. Agentes de Sostén (Propantes)**

Los propantes son localizados en la fractura con el objetivo de mantener el flujo una vez liberada la presión del fluido de fractura. Idealmente, el agente de sostén proveerá una conductividad para el flujo de los fluidos de reservorio suficiente para minimizar las pérdidas de carga en la fractura durante la etapa de producción.

El área conductiva de la fractura viene definida por el alto y la longitud efectiva de la misma y se encuentra altamente influenciada por la capacidad de transportar y alojar el agente de sostén en la ubicación deseada.

Existen dos preguntas básicas que son necesarias contestar respecto de los agentes de sostén: ¿qué tipo de agente de sostén utilizar? y ¿cuánta cantidad utilizar?

### **Tipos de Propantes**

Básicamente existen tres tipos de agentes de sostén utilizados:

1. Arenas naturales (mono o policristalinas).
2. Cerámicos.
3. Recubiertos con Resinas.

#### **1. Arenas**

Se utilizan arenas naturales, dentro de las más comercializadas en el mundo se encuentran las arenas naturales de Ottawa formadas por granos de cuarzo erosionados de manera natural a través del tiempo. Se utilizan principalmente para condiciones de presión de cierre menores a 420 kg/cm<sup>2</sup> (6000 psi) y profundidades menores a 2500 m (8000 ft).



## 2. Cerámicos

Los agentes de sostén cerámicos comenzaron a utilizarse a partir de la década de 1970. Son sintetizados como pellets de  $Al_2O_3$ , mineral comúnmente denominado como bauxita. Estos productos son más apropiados para la fracturación en profundidades mayores a los 3000 m (10 000 ft).

## 3. Recubiertos con Resinas

Los problemas asociados con la rotura frágil de las arenas dieron origen al desarrollo de los agentes de sostén recubiertos con resinas con el objetivo de aumentar su resistencia. La resina mejora las propiedades del propanante reduciendo la angularidad del grano. Más aún, los propanantes recubiertos con resinas poseen una mejor conductividad que los no recubiertos a una dada presión de confinamiento. Actualmente, se usan tanto arenas como cerámicos recubiertos con resinas.

### Propiedades de los Agentes de Sostén

#### 1. Redondez y Esfericidad

La redondez es una medida de la angularidad de las aristas de un agente de sostén mientras que la esfericidad es una medida de similitud del grano de sostén es a una esfera de igual volumen. La importancia de estas dos propiedades es debida a dos factores. En primer lugar, una mejor redondez y esfericidad denotan una mejor porosidad y permeabilidad del propanante. En segundo lugar, una mejor redondez y esfericidad contribuyen a resistir mayores tensiones y mejoran la distribución de las cargas aplicadas.

#### 2. Tamaño de Grano

La importancia del tamaño de grano radica en su relación con la permeabilidad. A mayor tamaño de grano mayor es el tamaño de las gargantas porales y por ende será mayor la permeabilidad del agente de sostén.

#### 3. Densidad

La densidad está relacionada con la velocidad de depositación del agente de propanante a medida que es transportado por el fluido de fractura. Las arenas naturales de fractura poseen una densidad de  $2.65 \text{ g/cm}^3$  mientras que los cerámicos tienen una densidad de  $3.65 \text{ g/cm}^3$  y por ende una mayor velocidad de depositación.

#### 4. Conductividad

La conductividad del agente de sostén se ve influenciado por el tamaño del grano y la presión de cierre ejercida sobre el mismo, como se muestra en la Figura 2.24.

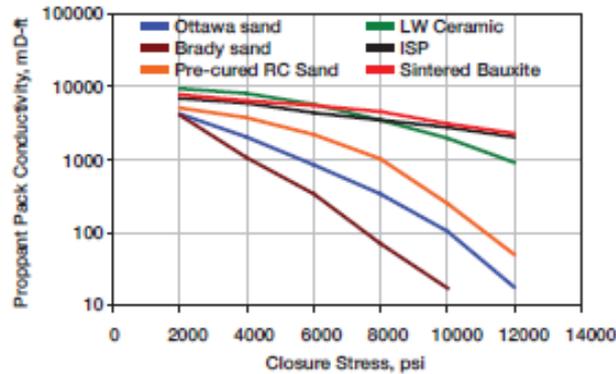


Figura 2.24 Conductividad de distintos propantes de igual tamaño en función de la presión de cierre (Economides y Martin, 2007).

## 5. Resistencia

En general, las arenas naturales de fractura se utilizan en formaciones con presiones de cierre menores a los 420 kg/cm<sup>2</sup> (6000 psi). En el rango de 350-700 kg/cm<sup>2</sup> (5000 – 10 000 psi) agentes de sostén de resistencia intermedia deben ser utilizados (ejemplo arenas recubiertas con resina). Cuando la presión de cierre supera los 700 kg/cm<sup>2</sup> (10 000 psi) se requieren utilizar propantes de alta resistencia (agentes cerámicos). En la Figura 2.25 se grafica la resistencia de los propantes en función de la presión de cierre.

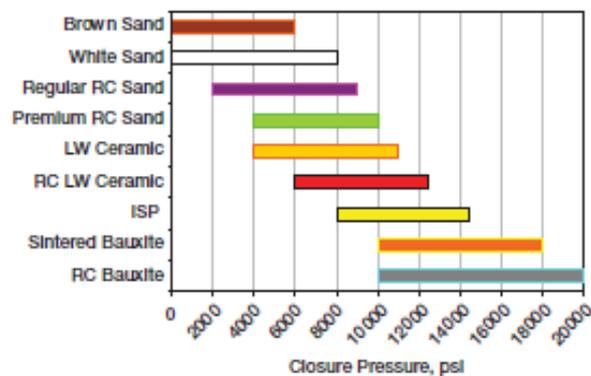


Figura 2.25 Resistencia de propantes de igual tamaño en función de la presión de cierre (Economides y Martin, 2007).

## Concentración del Agente de Sostén

La concentración del agente de sostén hace referencia a la masa de propante por unidad de área de fractura realizada por el tratamiento de estimulación. Se expresa en lb/ft<sup>2</sup> (kg/m<sup>2</sup>). Altas concentraciones de agente de sostén son directamente proporcionales al incremento del ancho de la fractura y por ende proporcionales a la conductividad de la misma, como se observa en la Figura 2.26.

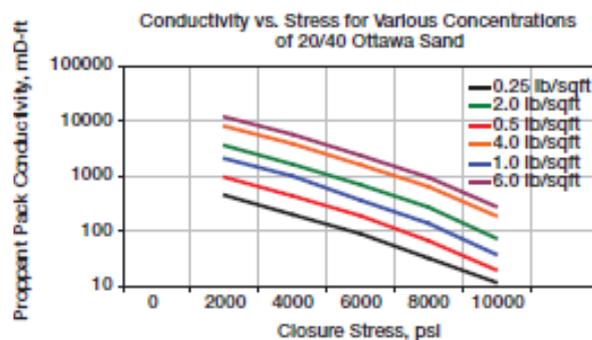


Figura 2.26 Efecto de la concentración de propante en la conductividad de la fractura (Economides y Martin, 2007).



## 2.6. Registros de Pozo de Interés

En este apartado se describirán los registros de pozos más utilizados para interpretar intervalos en los cuales se encuentran los esquistos de gas y de petróleo como así también determinar sus propiedades geoquímicas, geomecánicas y petrofísicas.

### 2.6.1. Registro Potencial Espontáneo (SP)

El registro potencial espontáneo SP mide la diferencia de voltaje producida entre un electrodo ubicado en la superficie y otro inmerso en el pozo. Dicha diferencia de potencial es medida en mV. Esta diferencia de potencial está íntimamente vinculada con la diferencia de resistividades entre el filtrado del lodo  $R_{mf}$  y la resistividad del agua de formación  $R_w$  en las capas permeables. En las formaciones de esquisto dado que no existe proceso de invasión apreciable se puede reconocer una línea base de arcillas bien definida en el registro. En cambio, en las capas permeables, como lo son las arenas, si  $R_{mf} > R_w$  (lodo dulce) obtendremos una deflexión negativa (hacia la izquierda de la línea base de lutitas) mientras que si  $R_{mf} < R_w$  la deflexión es positiva (hacia la derecha de la línea base de lutitas). Finalmente, cabe destacar que es un excelente indicador que permite determinar las capas de pelitas y su espesor.

### 2.6.2. Registros Gamma Ray (GR) y Gamma Ray Espectral (Spectral GR)

El registro Gamma Ray mide la radioactividad de los elementos radioactivos naturales presentes en las rocas, estos son  $K^{40}$ ,  $Th^{232}$  y  $U^{238}$ . El registro GR espectral permite determinar la abundancia de cada uno de estos tres elementos por separado, un ejemplo de estos registros se muestra en la Figura 2.27. La unidad de medición de la radioactividad natural es el °API. En general, las pelitas poseen mayores concentraciones de elementos radioactivos que las arenas. Más aún, las pelitas orgánicamente ricas tienen un mayor contenido de estos elementos radioactivos debido a que, generalmente, se encuentran contenidos en la materia orgánica. En particular, el  $U^{238}$  forma compuestos organometálicos con la materia orgánica. Es por ello que el registro GR indica altos valores de °API en frente a pelitas orgánicamente ricas. Por ende, el registro GR es un buen indicador del Contenido Orgánico Total (TOC) en las oil & gas shales.

Se puede determinar una relación lineal entre el TOC y el valor de radioactividad medido a través del registro GR. Sin embargo, esta funcionalidad no es unívoca variando entre las distintas cuencas. Los valores de uranio pueden ser calibrados a fin de obtener una curva de TOC, pues estos están generalmente asociados a la materia orgánica. Por otro lado, los valores de potasio y torio permiten obtener una curva de volumen de arcilla ( $V_{cl}$ ) con muy buen ajuste.

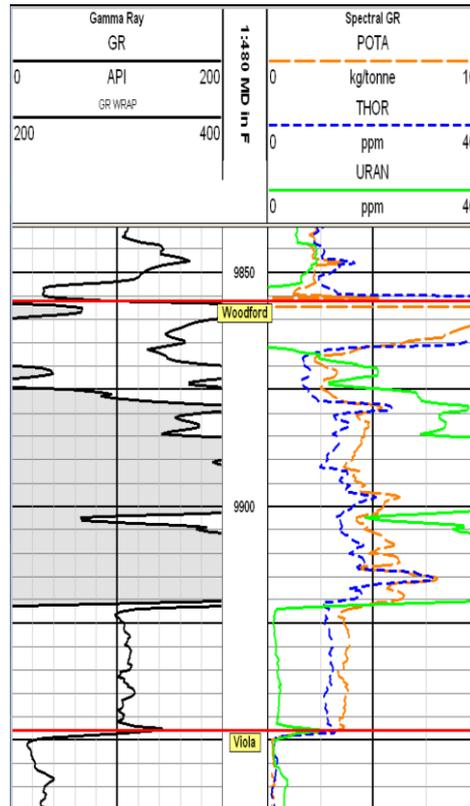


Figura 2.27. Registros GR y GR espectral de un pozo en Woodford Shale (Browman, 2010).

### 2.6.3. Registro de Resistividad

Se hará el análisis considerando exclusivamente la herramienta inducción utilizada para lodos dulces (agua dulce, aceite o aire). Para un determinado contenido de arcilla, la presencia de querógeno e hidrocarburos aumentan la resistividad de la roca. A medida que aumenta el contenido de arcilla en la roca, disminuye su resistividad en parte debido a la composición mineralógica de la arcilla (dado que contiene agua) como así también debido al contenido de agua ligada a la arcilla. Un ejemplo de este registro puede verse en la Figura 2.28.

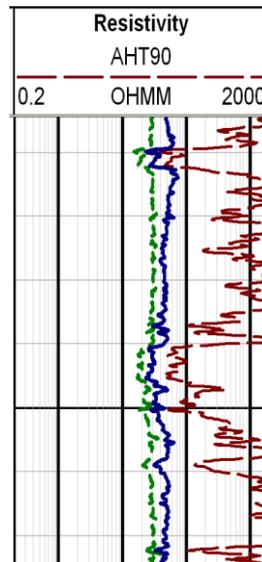


Figura 2.28 Registro de Resistividad (shallow: verde, médium: azul, deep: rojo) de un pozo en New Albany Shale (Browman, 2010).

#### 2.6.4. Registros de Densidad y Factor Fotoeléctrico ( $P_{ef}$ )

Dado que el querógeno, los hidrocarburos y el gas poseen densidades menores (menores densidades electrónicas que la matriz pelítica) y menor factor fotoeléctrico ( $P_{ef}$ ) su presencia reduce la densidad medida y el factor fotoeléctrico de la roca. Su principal ventaja es que permite calcular la densidad de la roca, sabiendo previamente la densidad de la matriz, y así poder determinar el valor de porosidad. La Figura 2.29 ejemplifica este registro.

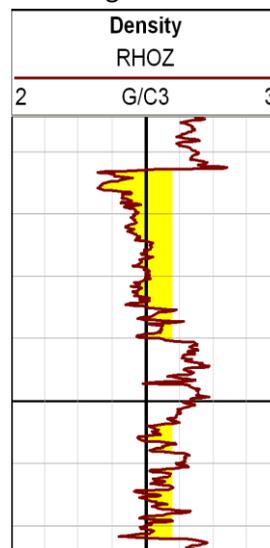


Figura 2.29 Registro Densidad de un pozo en New Albany Shale (Browman, 2010).

#### 2.6.5. Registro Neutrón Compensado

El registro neutrón es uno de los perfiles menos utilizados en la detección y evaluación de la materia orgánica en pelitas. Esto se debe fundamentalmente a dos razones. La primera de ellas es que el registro se ve afectado por el alto contenido de Hidrógeno contenido en las arcillas tanto en su composición como producto del agua ligada a las mismas. En segundo lugar, el cruce Neutrón-Densidad en zonas de gas es de uso limitado por el alto contenido de Hidrógeno presente en las arcillas como así también la presencia de calizas y dolomitas, resultando en un complejo registro de dicho perfil.

### 2.6.6. Registro Sónico

Tanto el querógeno, los hidrocarburos y el gas presentan altos tiempos de tránsito comparados con la matriz de la roca. Un alto porcentaje de dichos compuestos aumentan el valor del tiempo de tránsito medido. Como resultado, el perfil sónico estima elevadas porosidades en presencia de dichos fluidos. Un ejemplo de este perfil puede observarse en la Figura 2.30.



Figura 2.30 Perfil sónico identificando zonas con materia orgánica (Browman, 2010).

### 2.6.7. Registro Resonancia Magnética Nuclear (NMR)

La herramienta resonancia magnética nuclear es de vital importancia con el objetivo de determinar de manera efectiva la porosidad independientemente de la litología y del contenido de fluidos.

### 2.6.8. Registro Mineralógico

Es una herramienta que permite cuantificar las proporciones relativas de pirita, cuarzo, caliza, dolomita y arcilla. Así se lo puede utilizar para cuantificar la proporción relativa de arcilla en la matriz pelítica. La Figura 2.31 ejemplifica este registro.

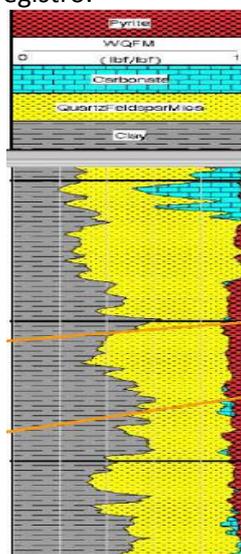


Figura 2.31. Perfil Mineralógico (Glorioso y Rattia, 2012).

### 2.6.9. Registros de Imágenes

Mediante los registros de imágenes tanto acústicos como resistivos es posible obtener información sedimentológica, densidad, fracturas naturales. En los perfiles de imágenes resistivos es posible visualizar las zonas de pelitas con alto contenido de materia orgánica debido a que estas tienden a ser claras, mientras que las zonas de lutitas adyacentes con bajo contenido de querógeno resultan ser más oscuras.

### 2.6.10. Método de Passey - Determinación del TOC

El método de Passey es un mejor estimador del Contenido de Carbono Orgánico Total (TOC) en comparación con los registros GR y Densidad. El método calcula el TOC mediante los perfiles de resistividad y sónico conociendo como dato la madurez térmica del intervalo analizado. El método posee desviaciones considerables cuando la madurez térmica es elevada.

Las hipótesis del método son las siguientes:

1. *Las pelitas orgánicamente ricas poseen una mayor resistividad que las pelitas orgánicamente pobres.*
2. *Las pelitas orgánicamente ricas poseen tiempos de tránsito mayores que las pelitas orgánicamente pobres.*

Se describe a continuación el procedimiento del algoritmo:

1. *Se calibra en una escala lineal la diferencia entre el registro de porosidad con respecto al registro resistividad. Para ello se toma 50  $\mu\text{s}/\text{ft}$  igual a 1  $\text{ohm.m}$ . Se toma como línea base para establecer la diferencia un intervalo de lutitas adyacentes orgánicamente pobres.*

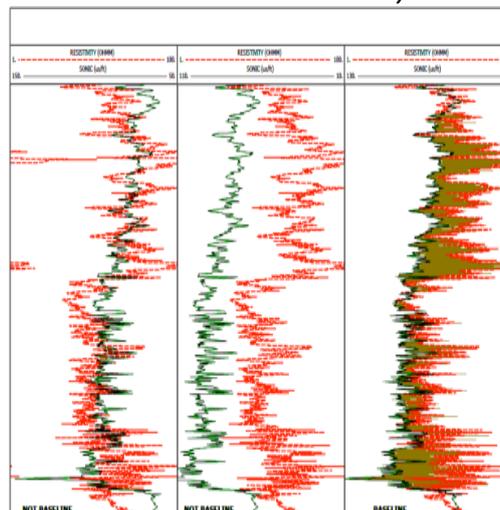


Figura 2.32 Calibración del  $\Delta \log R$  (LeCompte, 2010).

2. Se computa el parámetro  $\Delta \log R$ :

$$\Delta \log R = \log(R/R_{\text{línea base}}) + 0.02(\Delta T - \Delta T_{\text{línea base}}). \quad [2.44]$$

3. El parámetro  $\Delta \log R$  se encuentra correlacionado con el TOC a través índice de madurez térmica LOM mediante la siguiente ecuación:

$$TOC [\%] = \Delta \log R 10^{(2.297 - 0.1688 LOM)}. \quad [2.45]$$

La Figura 2.32 muestra la calibración de  $\Delta \log R$ .



4. El índice de madurez térmica LOM se encuentra vinculado con la reflectancia de la vitrinita a partir de la Figura 2.33.

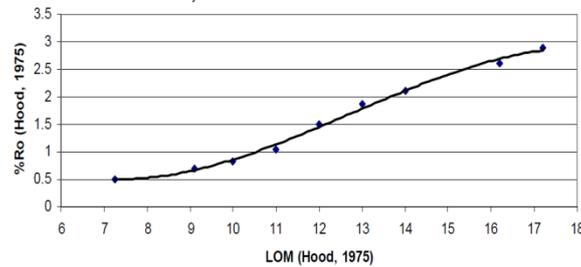


Figura 2.33 Relación entre LOM y %Ro (LeCompte, 2010).

Finalmente cabe destacar que si se conoce el TOC por otro método (registro GR o bien densidad) el método de Passey permite determinar la madurez térmica a partir de dicho valor.

### 2.6.11. Perfiles de Constantes Elásticas

Mediante los perfiles de constantes elásticas es posible determinar el módulo de Young estático y la relación de Poisson. La herramienta DSI de Schlumberger (Dipole Shear Sonic Imager) es una de las disponibles para el cómputo de estos parámetros de manera continua para el intervalo de interés.

### 2.7. Análisis Declinatorio Convencional

En este apartado se describirán los modelos de Arps Exponencial, Hiperbólico y Armónico y los modelos de Fetkovich.

#### 2.7.1. Definición de la Tasa de Declinación (D)

Se define a la tasa de declinación D como la relación entre la rapidez de variación del caudal para un intervalo de tiempo dado y el caudal en dicho intervalo de tiempo.

$$D = -\frac{\frac{q_2 - q_1}{\Delta t}}{q_1} = -\frac{\frac{\Delta q}{\Delta t}}{q_1} = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d(\ln q)}{dt}, \quad 0 < D < 1 \quad D [=] 1/\text{tiempo} \quad [2.46]$$

#### 2.7.2. Modelos de Arps

##### Parámetro b

Arps (Arps, 1945) define al parámetro b como una constante mediante la siguiente expresión:

$$b = \frac{d(1/D)}{dt} = \text{constante}, \quad b [=] \text{adimensional}. \quad [2.47]$$

Integrando [2.46] se obtiene:

$$D = \frac{D_i}{1 + bD_it}. \quad [2.48]$$

Reemplazando [2.48] en [2.46] obtenemos:

$$-\frac{d(\ln q)}{dt} = \frac{D_i}{1 + bD_it}. \quad [2.49]$$

#### 1. Declinación Exponencial (b = 0)

Si el parámetro b es nulo entonces [2.49] se transforma en:

$$-\frac{d(\ln q)}{dt} = D, \quad [2.50]$$

siendo la tasa de declinación  $D$  constante. Integrando [2.50], se llega a una solución analítica para el caudal  $q$  como función del tiempo.

$$q = q_i e^{-Dt}, \quad q [=] \text{volumen/tiempo.} \quad [2.51]$$

La producción acumulada  $Q$  a un determinado tiempo  $t$ , viene dada por la integral de [2.51].

$$Q = \frac{q_i}{D} [1 - e^{-Dt}] = \frac{q_i - q}{D}, \quad Q [=] \text{volumen.} \quad [2.52]$$

## 2. Declinación Hiperbólica ( $0 < b < 1$ )

Considerando  $0 < b < 1$ , se integra [2.49] para obtener el caudal en función del tiempo.

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \quad [2.52]$$

La producción acumulada  $Q$  a un determinado tiempo  $t$ , viene dada por la integral de [2.52].

$$Q = \frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[ 1 - \frac{1}{(1 + bD_i t)^{(1-b)/b}} \right] \quad [2.53]$$

## 3. Declinación Armónica ( $b=1$ )

Si se adopta  $b=1$ , entonces la integración de [2.49] da como resultado:

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i t} \quad [2.54]$$

La producción acumulada  $Q$  a un determinado tiempo  $t$ , viene dada por la integral de [2.54].

$$Q = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t) \quad [2.55]$$

## 4. Comparación de Declinaciones

En la Figura 2.34 se comparan el caudal adimensional  $q_{Dd} = q/q_i$  y la producción acumulada adimensional  $Q_{Dd} = Q \cdot D_i/q_i$  en función del tiempo adimensional  $t_{Dd} = D_i \cdot t$ , para los modelos exponencial, hiperbólico con  $b=0.5$  y armónico. Se puede observar que a medida que  $b$  aumenta, las predicciones de producción son más optimistas.

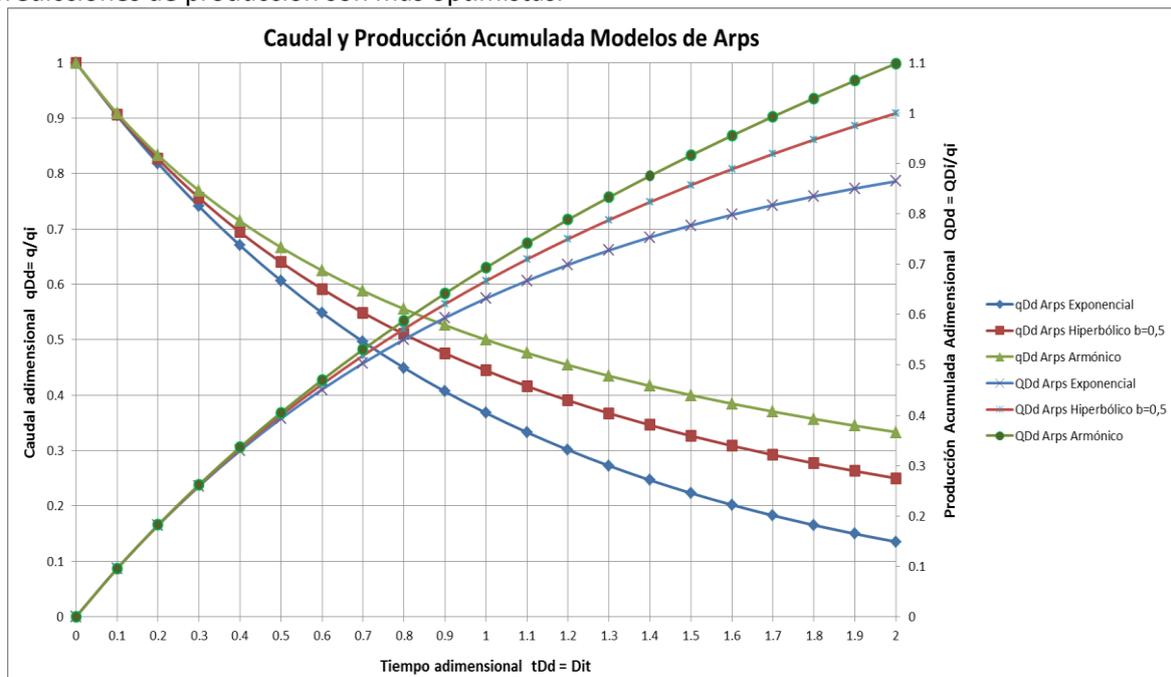


Figura 2.34 Caudales y Producción acumulada para los Modelos de Arps.



### 2.7.3. Modelos de Fetkovich

Fetkovich (Fetkovich, 1980) plantea ecuaciones para la declinación de reservorios de petróleo y gas que permiten relacionar dichas declinaciones con los balances de masa de los yacimientos de petróleo y gas, respectivamente.

#### Reservorios de Petróleo

El balance de materiales en función de la presión media del reservorio puede ser expresado en forma lineal mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{P}_R = - \left( \frac{\bar{P}_{Ri}}{N_{pi}} \right) N_p + \bar{P}_{Ri}, \quad [2.56]$$

siendo:

$\bar{P}_R$ : presión media del reservorio.

$\bar{P}_{Ri}$ : presión media inicial del reservorio.

$N_{pi}$ : producción inicial de petróleo a contrapresión atmosférica en boca de pozo.

$N_p$ : producción acumulada a tiempo t.

La ecuación declinatoria para reservorios de petróleo propuesta es la siguiente:

$$q = \frac{q_i}{\left[ 2n \left( \frac{q_i}{N_{pi}} \right) t + 1 \right]^{\frac{2n+1}{2n}}}, \quad [2.57]$$

donde:

$q$ : caudal volumétrico a tiempo t.

$q_i$ : caudal inicial.

$n$ : parámetro adimensional.

La relación  $\frac{q_i}{N_{pi}} = 1$  cuando la contrapresión en boca de pozo es atmosférica siendo el caudal inicial máximo.

Se puede definir una expresión adimensional de la ecuación [2.57] tomando  $q_{Dd} = q/q_i$  y  $t_{Dd} = \left( \frac{q_i}{N_{pi}} \right) t$ . Las curvas correspondientes para  $n=0.01$ ,  $n=0.5$  y  $n=100$  se grafican en la Figura 2.35 en escala doble logarítmica. Las predicciones son más optimistas a medida que  $n$  disminuye.

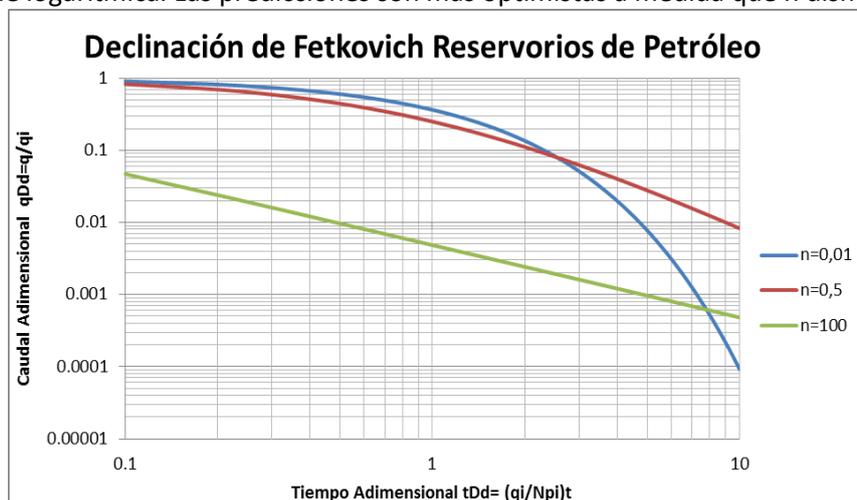


Figura 2.35 Curvas tipo de Fetkovich para reservorios de Petróleo.

## Reservorios de Gas

Análogamente, el balance de materiales para reservorios de gas se puede expresar mediante la siguiente relación lineal:

$$\bar{P}_R = - \left( \frac{\bar{P}_{Ri}}{G} \right) G_p + \bar{P}_{Ri}, \quad [2.58]$$

siendo:

$G$ : producción inicial de gas a contrapresión atmosférica en boca de pozo.

$G_p$ : producción acumulada a tiempo  $t$ .

La declinación de los reservorios de gas se expresa mediante:

$$q = \frac{q_i}{\left[ (2n - 1) \left( \frac{q_i}{G} \right) t + 1 \right]^{\frac{2n}{2n+1}}}, \quad [2.59]$$

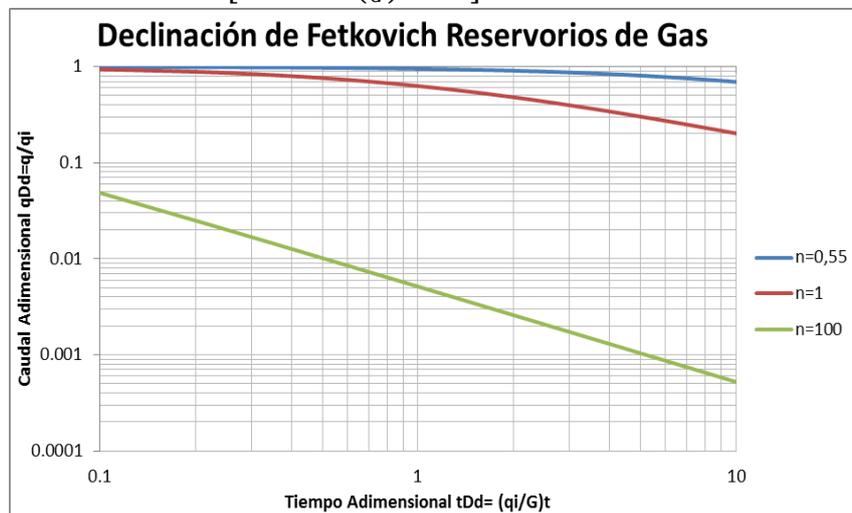


Figura 2.36 Curvas tipo de Fetkovich para reservorios de Gas.

### 2.7.4. Limitaciones del Análisis Declinatorio Convencional en Reservorios Shale

Se detallan a continuación las siguientes limitaciones observadas en la aplicación del Análisis Declinatorio Convencional a los recursos Shale, Lee 2010:

1. La producción en los recursos de esquistos se caracteriza por extendidos períodos de tiempo en flujo transiente antes de llegar al flujo estabilizado.
2. Los mejores ajustes de las ecuaciones de Arps tienden a determinar un valor del parámetro  $b$  igual o mayor a la unidad. En consecuencia, las producciones acumuladas resultan completamente exageradas y divergen a tiempo infinito.

$$\text{si } b = 1, \quad \lim_{t \rightarrow \infty} Q = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t) \rightarrow \infty. \quad [2.60]$$

$$\text{si } b > 1, \quad \lim_{t \rightarrow \infty} Q = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[ 1 - \frac{1}{(1 + bD_i t)^{(1-b)/b}} \right] \rightarrow \infty. \quad [2.61]$$

3. La tasa de declinación  $D$  y el parámetro  $b$  no suelen ser constantes como lo determinan los modelos de Arps sino funciones dependientes del tiempo debido a los largos períodos transientes que estos recursos presentan en su producción. Dichas funciones tienden a disminuir con el transcurso del tiempo.
4. Las ecuaciones de balance de materiales no resultan aplicables ya que consideran un volumen de drenaje constante y flujo estabilizado. En los recursos shale se observa que el



volumen de drenaje aumenta con el tiempo y que presentan largos períodos transientes antes de arribar a un flujo estabilizado.

- Las curvas tipo de Fetkovich para pozos de petróleo [2.57] resultan divergentes cuando se obtienen valores del parámetro  $n > 1$ .

## 2.8. Análisis Declinatorio Moderno

### 2.8.1. Stretched Exponential Decline Model (SE)

Valkó (Valkó, 2009) presenta una nueva expresión basada en el ajuste de datos empíricos. La misma posee tres constantes  $\hat{q}_i$ ,  $\tau$  y  $n$ . Su ventaja radica en el mejor ajuste y que la producción acumulada no diverge a tiempo infinito.

$$q = \hat{q}_i e^{\left[-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right]} \quad [2.62]$$

### 2.8.2. Power Law Exponential Decline Model (PLE)

Ilk (Ilk et al., 2008) propone un modelo en el cual la tasa de declinación  $D$  es una función potencial decreciente en el tiempo. Esto se vincula al flujo transitorio observado en los reservorios tight y shale.

$$D = D_\infty + D_1 t^{-(1-n)}, \quad [2.63]$$

siendo:

$D_\infty$ : tasa de declinación a tiempo infinito.

$D_1$ : tasa de declinación a la unidad de tiempo 1.

Este comportamiento potencial de [2.63] contrasta con el comportamiento hiperbólico del parámetro  $D$  en el modelo de Arps de [2.48]. En el modelo PLE la tasa de declinación decae potencialmente hasta un valor constante  $D_\infty$  (esto ocurre si  $D_\infty$  es un valor pequeño) mientras que en el modelo hiperbólico de Arps resulta prácticamente constante e igual a  $D_i$  a tiempos iniciales para luego disminuir de forma hiperbólica, como se observa en la Figura 2.37.

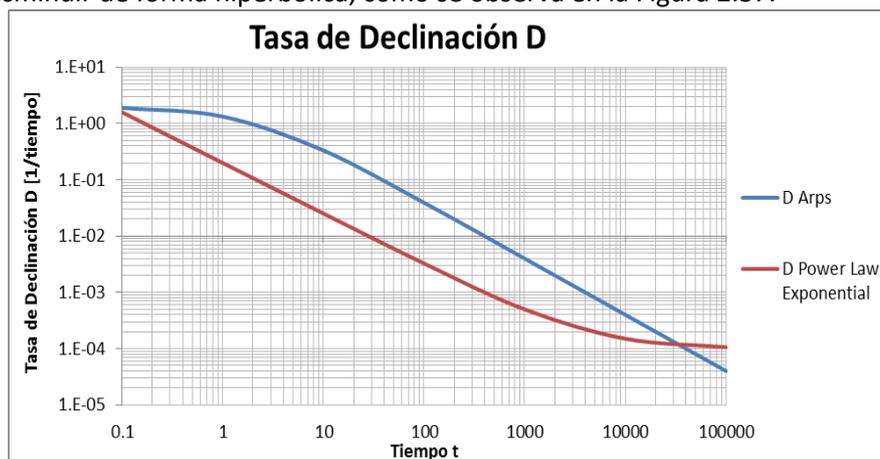


Figura 2.37 Comparación de la tasa de declinación  $D$  en los modelos de Arps y PLE.

Si se sustituye [2.63] en [2.46] y se integra se obtiene la siguiente expresión de declinación:

$$q = \hat{q}_i e^{\left[-D_\infty t - \frac{D_1}{n} t^n\right]} \quad [2.64]$$

Definiendo:

$$\hat{D}_i = \frac{D_1}{n}, \quad [2.65]$$

y reemplazando [2.65] en [2.64] obtenemos la expresión final del Modelo PLE:

$$q = \hat{q}_i e^{[-D_\infty t - \hat{D}_i t^n]} \quad [2.66]$$

Si se compara esta última ecuación del modelo PLE con la expresión del modelo SE se observa que [2.66] se reduce a [2.62] si se considera  $D_\infty = 0$ . En dicho caso:

$$\hat{D}_i = \left(\frac{1}{\tau}\right)^n \quad [2.67]$$

Razón por la cual se observa que el modelo SE es una expresión simplificada del modelo PLE que no considera el valor constante  $D_\infty$  a tiempos grandes.

### 2.8.3. Duong Decline Model (DNG)

Duong (Duong, 2011) propone un modelo declinatorio para reservorios tight y shale en los cuales el flujo a través de las fracturas resulta dominante. El autor plantea que para los flujos dominados por las fracturas la relación entre el caudal producido y el volumen acumulado con respecto al tiempo siguen una relación lineal con una pendiente cercana a la unidad.

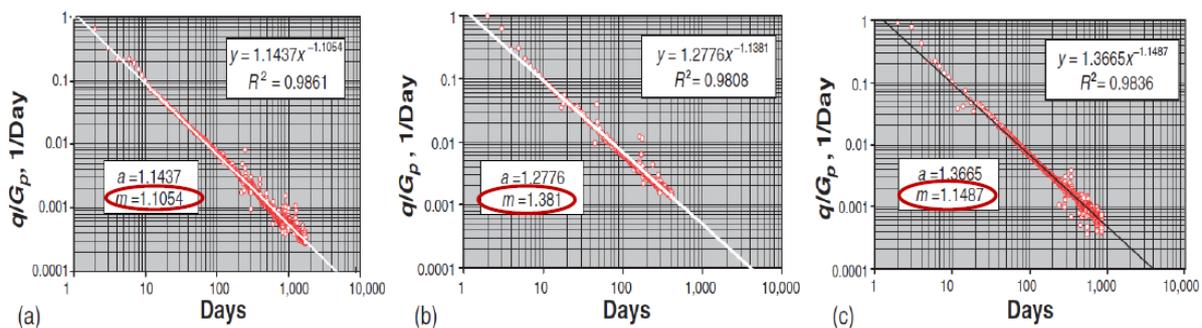


Figura 2.38. Gráficos log q/Q-log t en pozos shale gas. La pendiente cercana a 1 indica el flujo transitorio (Duong, 2011).

Considerando un régimen de flujo dominado por la fractura (tanto lineal como bilineal), el flujo de gas o petróleo será igual a:

$$q = q_1 t^{-n}, \quad [2.68]$$

donde n es igual a 1/2 en flujo lineal o igual a 1/4 en flujo bilineal, siendo  $q_1$  el caudal volumétrico a tiempo unitario. La producción acumulada Q es igual a:

$$Q = \int_0^t q dt = q_1 \frac{t^{1-n}}{(1-n)}, \quad [2.69]$$

siendo:

$$\frac{q}{Q} = \frac{(1-n)}{t}. \quad [2.70]$$

Debido a que las condiciones de campo pueden violar las hipótesis que utilizamos para derivar la expresión [2.70], se ajusta esta última ecuación con la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{Q} = at^{-m}. \quad [2.70]$$

Siendo el modelo declinatorio de Duong el siguiente:

$$q = q_{max} t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)}, \quad [2.71]$$

donde  $q_{max}$  es el caudal máximo inicial y la producción acumulada adopta la siguiente forma:

$$Q = \frac{q_{max}}{a} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)}. \quad [2.72]$$



#### 2.8.4. Logistic Growth Model (LGM)

Clark (Clark, 2011), implementó las ecuaciones de crecimiento poblacional desarrolladas por Verhulst para modelar las curvas de declinación de los recursos no convencionales de shale oil & gas. En dichas formulaciones el crecimiento poblacional no es infinito sino que se ve limitado y acotado por la cantidad de recursos disponibles. El modelo de crecimiento se aplica a la producción de gas o bien de petróleo acumulada siendo la expresión la siguiente:

$$Q = \frac{Kt^n}{a + t^n}, \quad 0 < n < 1 \quad [2.73]$$

siendo:

$K$ : la capacidad de acarreo, en unidades de volumen.

$a$ : constante, en unidades de tiempo<sup>-n</sup>.

$n$ : exponente hiperbólico (adimensional), acotado entre 0 y 1.

Derivando [2.73] se obtiene la expresión del caudal en función del tiempo:

$$q = \frac{Knat^{n-1}}{[a + t^n]^2}. \quad [2.74]$$

#### 2.9. Desarrollo de un nuevo modelo declinatorio: Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)

Como aporte de este trabajo, se desarrolló un nuevo modelo declinatorio basado en el comportamiento empírico de los reservorios no convencionales, que sirve para ser aplicado tanto a reservorios shale como tight. La derivación del modelo se elaboró en base al análisis del comportamiento experimental del parámetro  $b$  de Arps en reservorios no convencionales e inspirado en un desarrollo de Fulford y Blasingame (Fulford y Blasingame, 2013). En dichos reservorios, inicialmente en un régimen de flujo transitorio el parámetro  $b$  toma un valor máximo ( $b_0$ ) al inicio de la producción y decrece hasta llegar a un valor constante menor a la unidad ( $b_\infty$ ) cuando se alcanza el régimen de flujo estabilizado (Boundary Dominated Flow), como se observa en la Figura 2.39.

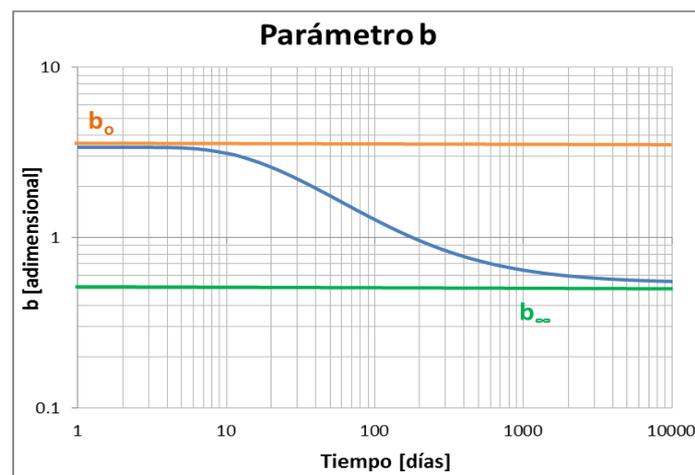


Figura 2.39 Funcionalidad del parámetro  $b$  en reservorios no convencionales.

En base al comportamiento del parámetro  $b$  de la Figura 2.39, se postuló la ecuación principal de este modelo:

$$b(t) = b_0 - (b_0 - b_\infty)e^{-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n}, \quad [2.75]$$

donde:

$b_0$ : parámetro  $b$  al inicio de la producción ( $b_0 \geq b_\infty$ ).

$b_\infty$ : parámetro  $b$  en el BDF ( $0 < b_\infty \leq b_0$ ).



$\tau$ : constante de tiempo ( $\tau > 0$ ).

$n$ : exponente ( $n > 0$ ).

Nótese que la expresión 2.75 se reduce al valor de Arps cuando  $b_0 = b_\infty$ .

La expresión de la Tasa de Declinación  $D$  para este modelo es la siguiente:

$$D(t) = \frac{1}{\frac{1}{D_0} + \int_0^t \left( b_0 - (b_0 - b_\infty) e^{-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n} \right) dt}, \quad [2.76]$$

donde:

$D_0$ : es la tasa de declinación a tiempo inicial.

El caudal de este modelo toma la forma:

$$q(t) = q_0 e^{-\int_0^t D(t) dt}, \quad [2.77]$$

donde:

$q_0$ : es el caudal a tiempo inicial.

Finalmente, la producción acumulada adopta la forma:

$$Q(t) = \int_0^t q_0 e^{-\int_0^t D(t) dt} dt. \quad [2.78]$$

## 2.10. Parámetros de Diagnóstico

Debido a que ninguno de los modelos del Análisis Declinatorio Moderno es completamente adecuado para representar el comportamiento y predecir la producción acumulada de los pozos de shale oil & gas de distintos plays, Okouma (Okouma et al., 2012) ha desarrollado determinados indicadores de diagnóstico que se aplican a los distintos modelos con el objetivo de determinar aquel o aquellos que obtienen mejor performance. Entre los parámetros de diagnóstico encontramos los siguientes:

1. *Parámetro  $D$  (Tasa de Declinación).*
2. *Parámetro  $b$ .*
3. *Gráfico Log  $q$  vs Log  $t$ .*
4. *Parámetro  $\beta$ .*
5. *Gráfico Log  $q/Q$  vs Log  $t$ .*

A continuación se presentan las expresiones analíticas de dichos parámetros para los modelos de Arps Hiperbólico, SE, PLE, DNG y LGM.

### 1. Parámetro $D$ (tasa de declinación)

La tasa de declinación  $D$  fue definida con anterioridad en la ecuación [2.46].

#### Arps Hiperbólico

$$D(t) = \frac{D_i}{(1 + bD_i t)}. \quad [2.48]$$



### Fetkovich Gas

$$D(t) = \frac{2n(2n-1)}{(2n+1) \left( (2n-1) \left( \frac{q_i}{G} \right) t + 1 \right)}. \quad [2.79]$$

### Stretched Exponential (SE)

$$D(t) = n\tau^{-n}t^{n-1}. \quad [2.80]$$

### Power Law Exponential (PLE)

$$D(t) = D_\infty + \hat{D}_i n t^{n-1}. \quad [2.81]$$

### Duong (DNG)

$$D(t) = mt^{-1} - at^{-m}. \quad [2.82]$$

### Logistic Growth Model (LGM)

$$D(t) = \frac{a(1-n) + (n+1)t^n}{t(a+t^n)}. \quad [2.83]$$

### Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)

$$D(t) = \frac{1}{\frac{1}{D_0} + \int_0^t \left( b_0 - (b_0 - b_\infty) e^{-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n} \right) dt}. \quad [2.76]$$

## 2. Parámetro b

El parámetro b quedó definido por la expresión [2.47].

### Arps Hiperbólico

$$b(t) = b = \text{constante}. \quad [2.84]$$

### Fetkovich Gas

$$b(t) = \left( \frac{2n+1}{2n} \right) \left( \frac{q_i}{G} \right) = \text{constante}. \quad [2.85]$$

### Stretched Exponential (SE)

$$b(t) = \frac{1-n}{n} \tau^n t^{-n}. \quad [2.86]$$

### Power Law Exponential (PLE)

$$b(t) = \frac{\hat{D}_i(1-n)nt^n}{(D_\infty t + \hat{D}_i n t^n)^2}. \quad [2.87]$$

### Duong (DNG)

$$b(t) = \frac{mt^m(t^m - at)}{(at - mt^m)^2}. \quad [2.88]$$

### Logistic Growth Model (LGM)

$$b(t) = \frac{a^2(1-n) - 2a(n^2-1)t^n + (n+1)t^{2n}}{[a(1-n) + (n+1)t^n]^2}. \quad [2.89]$$

### Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)

$$b(t) = b_0 - (b_0 - b_\infty) e^{-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n}. \quad [2.75]$$



### 3. Gráfico Log q vs Log t

La pendiente de este gráfico nos indica el régimen del flujo en la fractura, si es  $-\frac{1}{2}$  entonces el flujo es lineal en la fractura lo que implica que las fracturas son altamente conductivas. Si la pendiente es  $-\frac{1}{4}$  el flujo resulta bilineal, significado fracturas poco conductivas, es la matriz de la roca la que aporta la conductividad del flujo. Mientras que si la pendiente es  $-1/3$ , valor raramente observado, el flujo es multifractura, lo que significa que existen varios conjuntos de fracturas tanto horizontales como verticales. La pendiente es  $-1$  cuando el pozo alcanza el flujo estabilizado o Boundary Dominated Flow (BDF).

### 4. Parámetro $\beta$

El parámetro  $\beta$  se encuentra vinculado con el régimen de flujo existente a un determinado tiempo  $t$ . Si el valor de este parámetro se encuentra en torno al valor  $\frac{1}{2}$  sugiere que el flujo es lineal en las fracturas (fracturas altamente conductivas), si el parámetro adopta el valor de  $\frac{1}{4}$  entonces el flujo es bilineal en las fracturas (fracturas de baja conductividad). Cuando el pozo alcanza el flujo estabilizado el valor de  $\beta$  es 1. Su definición es la siguiente:

$$\beta(t) = \frac{1}{q(t)} \left| t \frac{dq(t)}{dt} \right| = \left| \frac{d \ln q}{d \ln t} \right| = tD(t). \quad [2.90]$$

#### Arps Hiperbólico

$$\beta(t) = \frac{D_i t}{(1 + bD_i t)}. \quad [2.91]$$

#### Fetkovich Gas

$$\beta(t) = \frac{2n(2n - 1)t}{(2n + 1) \left( (2n - 1) \left( \frac{q_i}{G} \right) t + 1 \right)}. \quad [2.92]$$

#### Stretched Exponential (SE)

$$\beta(t) = n\tau^{-n}t^n. \quad [2.93]$$

#### Power Law Exponential (PLE)

$$\beta(t) = D_\infty t + \hat{D}_i n t^n. \quad [2.94]$$

#### Duong (DNG)

$$\beta(t) = m - at^{(1-m)}. \quad [2.95]$$

#### Logistic Growth Model (LGM)

$$\beta(t) = \frac{a(1 - n) + (n + 1)t^n}{(a + t^n)}. \quad [2.96]$$

#### Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)

$$\beta(t) = \frac{t}{\frac{1}{D_0} + \int_0^t \left( b_0 - (b_0 - b_\infty) e^{\left[ -\left( \frac{t}{\tau} \right)^n \right]} \right) dt}, \quad [2.97]$$

### 5. Gráfico Log q/Q vs Log t

Como se ha visto en la descripción del modelo de Doung, apartado 2.8.4, la relación Log q/Q vs Log t indica la tendencia lineal caracterizada por el flujo dominado por las fracturas. Este gráfico sirve como soporte del parámetro  $\beta$  y el gráfico Log q vs Log t. Cuando el régimen de flujo es transitorio la pendiente es cercana a la unidad.



### Arps Hiperbólico

$$\frac{q(t)}{Q(t)} = \frac{(1-b)D_i}{(1+bD_it)^{1/b} - (1+bD_it)} \quad [2.98]$$

### Fetkovich Gas

$$\frac{q(t)}{Q(t)} = \frac{\frac{q_i}{G} \frac{2n}{[(2n-1)(\frac{q_i}{G})t+1]^{2n+1}}}{G \left[ 1 - \left( 1 + (2n-1) \left( \frac{q_i}{G} \right) t + 1 \right)^{\frac{1}{1-2n}} \right]} \quad [2.99]$$

### Stretched Exponential (SE)

$$\frac{q(t)}{Q(t)} = \frac{n}{\tau} \frac{e^{-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n}}{\left[ \Gamma\left(\frac{1}{n}\right) - \Gamma\left(\frac{1}{n}, \left(\frac{t}{\tau}\right)^n \right) \right]} \quad [2.100]$$

Siendo  $\Gamma$  la función gamma.

### Power Law Exponential (PLE)

En el modelo PLE, no existe una expresión analítica de la producción acumulada  $Q$ , sino que los valores de la misma se obtienen integrando numéricamente la expresión del caudal instantáneo.

### Duong (DNG)

De acuerdo con la ecuación [2.70]:

$$\frac{q(t)}{Q(t)} = at^{-m} \quad [2.70]$$

### Logistic Growth Model (LGM)

$$\frac{q(t)}{Q(t)} = \frac{an}{t(a+t^n)} \quad [2.101]$$

### Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)

$$\frac{q(t)}{Q(t)} = \frac{q_0 e^{-\int_0^t D(t) dt}}{\int_0^t q_0 e^{-\int_0^t D(t) dt} dt} \quad [2.102]$$

## 2.11. Análisis de los Modelos Declinatorios y de los Parámetros de Diagnóstico

En los reservorios de tight y shale existe incertidumbre respecto de la producción acumulada a largos períodos de tiempo, razón por la cual se utilizan los parámetros de diagnóstico para determinar si sus recuperaciones son razonables.

- **Arps y Fetkovich:** válidos solamente para condiciones de flujo estabilizado (BDF).
- **Power Law Exponential (PLE), Stretched Exponential (SE), Logistic Growth Model (LGM) y Unconventional Empirical Decline Model (UEDM):** válidos tanto para condiciones transitorias como Boundary Dominated Flow.
- **Duong (DNG):** válido en condiciones transitorias solamente. Tiende a sobreestimar producciones acumuladas.



➤ **Tasa de Declinación D**

La relación lineal, en escala doble logarítmica con el tiempo, de la tasa de declinación evidencia el régimen de flujo en el reservorio.

➤ **Parámetro b de la ecuación de Arps**

Si el parámetro b adopta un valor superior a la unidad en el intervalo de tiempo analizado para realizar el ajuste implica que el flujo es transitorio y no ha alcanzado el régimen de flujo dominado por las condiciones de borde (BDF), razón por la cual el modelo de Arps no será válido ni tampoco otros modelos asumen dicha hipótesis (por ejemplo, Fetkovich).

➤ **Gráfica Log q vs Log t**

La pendiente de esta gráfica evidencia el tipo de régimen de flujo en el reservorio.

- Régimen Lineal: pendiente  $-1/2$  (fracturas altamente conductivas)
- Régimen Bilineal: pendiente  $-1/4$  (fracturas de baja conductividad)
- Régimen dominado por las condiciones de borde (BDF): pendiente  $-1$ .

➤ **Parámetro  $\beta$**

Este parámetro es el valor absoluto de la pendiente de la gráfica Log q vs log t y sirve como complemento de dicho diagrama.

- Valor de  $\beta = 1/2$  flujo lineal en la fracturas
- Valor de  $\beta = 1/4$  flujo bilineal en la fracturas
- Valor de  $\beta = 1$  flujo dominado por las condiciones de borde (BDF)

➤ **Gráfico Log q/Q vs Log t**

Duong supone que una relación lineal con pendiente cercana a la unidad evidencia que no se ha alcanzado el régimen de flujo dominado por las condiciones de borde aunque la misma relación lineal puede observarse para aquellos pozos que han alcanzado condiciones estacionarias. En última instancia sirve para el ajuste de los parámetros del modelo de Duong.

## 2.12. Indicadores Tempranos de Producción

Los indicadores tempranos de producción nos sirven para realizar pronósticos y encontrar patrones a partir de datos en las etapas iniciales de producción, lo que resulta potencialmente útil en los reservorios de shale o tight. Entre estos indicadores encontramos los siguientes:

- Caudal máximo como función de la producción acumulada final.
- Producción acumulada por cantidad de fracturas.
- Producción acumulada a tres, seis meses como función de la producción acumulada final.



## ***3. Principales Shale Plays de Estados Unidos***

### 3.1. Introducción

En el presente apartado se presentarán los parámetros descritos en el Capítulo 2 de la presente tesis para los principales oil and gas shale plays de Estados Unidos. Se procederá a describirlos según las regiones geográficas informadas en la sección 1.5.

### 3.2. Región del Noreste

En esta región se caracterizará solamente el play de Marcellus por ser el más importante.

#### 3.2.1. Marcellus Shale

El play de Marcellus se encuentra localizado en la Cuenca del Apalache, posee una extensión prospectiva aproximada de 114 000 km<sup>2</sup> (Breyer, 2012), La formación posee una extensión total de 202 000 km<sup>2</sup> (EIA, 2011a) si se incluyen áreas no prospectivas. Abarca los estados de Nueva York, Pensilvania, Ohio, Virginia y West Virginia. Marcellus es una de las formaciones de shale más grandes del mundo con alto potencial de generación de gas.



Figura 3.1 Ubicación del Marcellus shale (Lee et al., 2011).

#### 3.2.1.1. Características Geológicas

##### Mineralogía

La Tabla 3.1 muestra los resultados de los minerales de la matriz inorgánica a partir de análisis de rayos X. Los resultados muestran que la matriz del play Marcellus contiene un 29% de arcillas en promedio.

Mineral	%
Esmectitas	4
Illita	25
Calcita	47
Cuarzo	10
Clorita	6
Feldespatos	-
Ankerita	3
Pirita	5

Tabla 3.1. Mineralogía promedio de la matriz inorgánica del Marcellus shale (Guo et al., 2012).

## Litología

Posee intercalaciones pelíticas ricas tanto en silicio como en carbonatos.

## Período Geológico

Su formación se produjo en el período Devónico medio perteneciente a la era Paleozoica, hace aproximadamente 400 millones de años.

## Ambiente de Depositación

Durante el período Devónico la Cuenca del Apalache se encontraba cubierta por un mar somero y angosto, resultando el ambiente de depositación marino.

## Características Estructurales

La Figura 3.2 muestra las características estructurales del play Marcellus. La profundidad de la base de la formación se incrementa hacia la dirección sureste hasta más de 2750 m (9000 pies). La mayoría de los pozos perforados se encuentran ubicados en el rango de profundidades de 1375 m a 2750 m (4500-9000 pies).

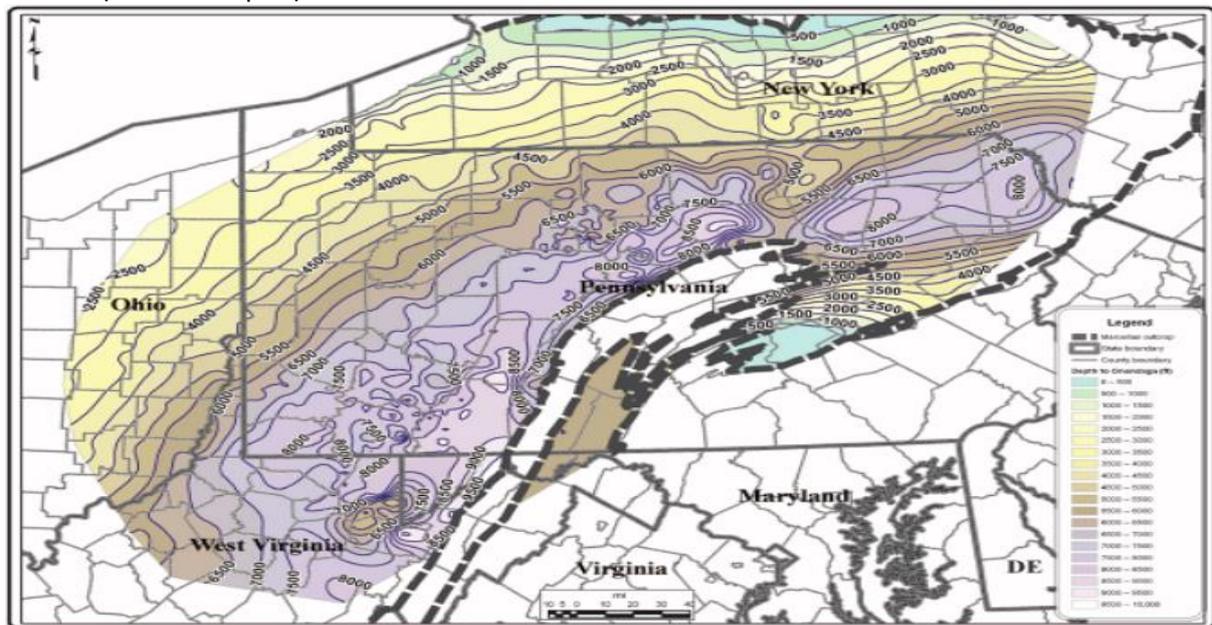


Figura 3.2 Mapa estructural del play Marcellus. Profundidades desde la base de la formación en pies (Breyer, 2012).

## Espesores

Los espesores de la Formación Marcellus varían desde 270 m (890 ft) en New Jersey hasta 15 m (49 ft) en el este de Ohio. En West Virginia el espesor promedio es aproximadamente 60 m (200 ft) mientras que en el este de Pensilvania adopta valores medios de 240 m (790 ft). Esto se muestra en la Figura 3.3.

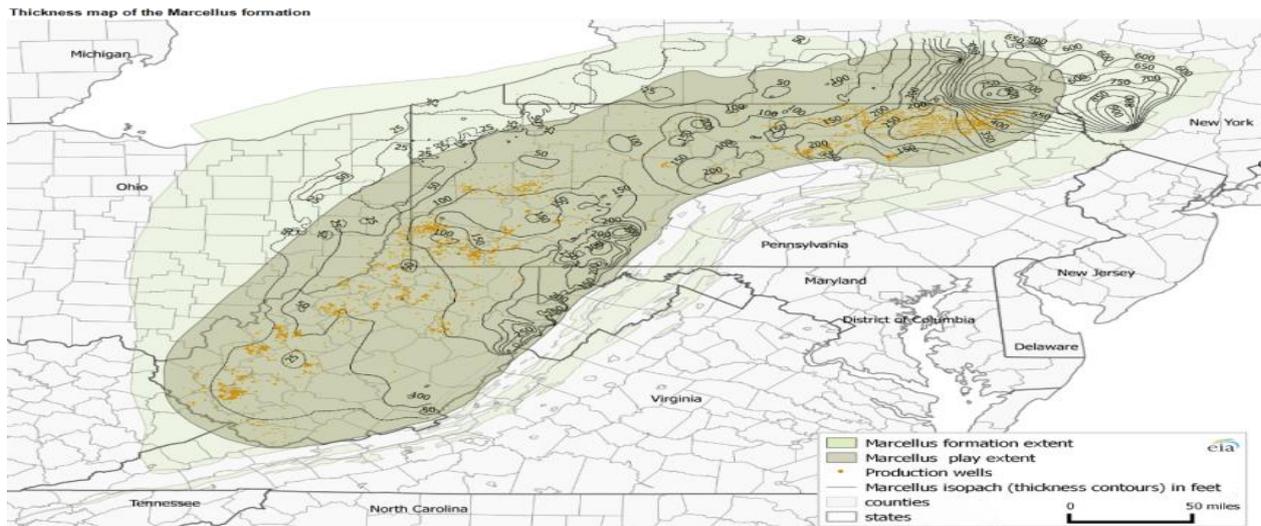


Figura 3.3 Mapa isopáquico del play Marcellus, espesores en ft. (EIA, 2015c).

### 3.2.1.2. Características Geoquímicas

#### Contenido Orgánico Total

El TOC en la Formación Marcellus varía desde el 1% hasta más del 17%. El valor promedio de TOC ronda el 6.5%. Su distribución puede observarse en la Figura 3.4.

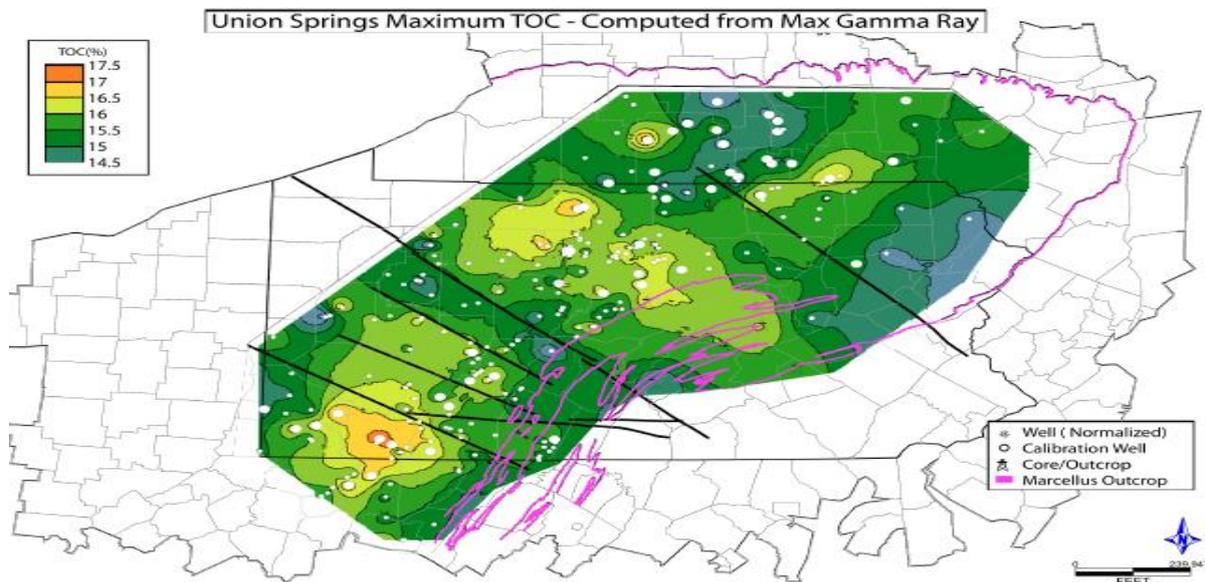


Figura 3.4 Mapa de TOC del Marcellus Shale (Arthur, 2011).

#### Madurez Térmica

Como puede verse en la Figura 3.5 los patrones de madurez térmica, medida en términos de reflectancia de la vitrinita, en el Marcellus Play se incrementan en la dirección este, variando desde 0.5% en el noroeste de Pensilvania y el este de Ohio hasta valores superiores al 3.5% en el noreste de Pensilvania y el sureste de Nueva York. La actividad de perforación reciente en el play indica que el mayor potencial de producción de hidrocarburos se encuentra al sureste, entre las líneas de contorno de madurez térmica de 1% a 2.8%. Cuando la madurez térmica ronda los valores de 3% a 3.5% el potencial de producción disminuye.

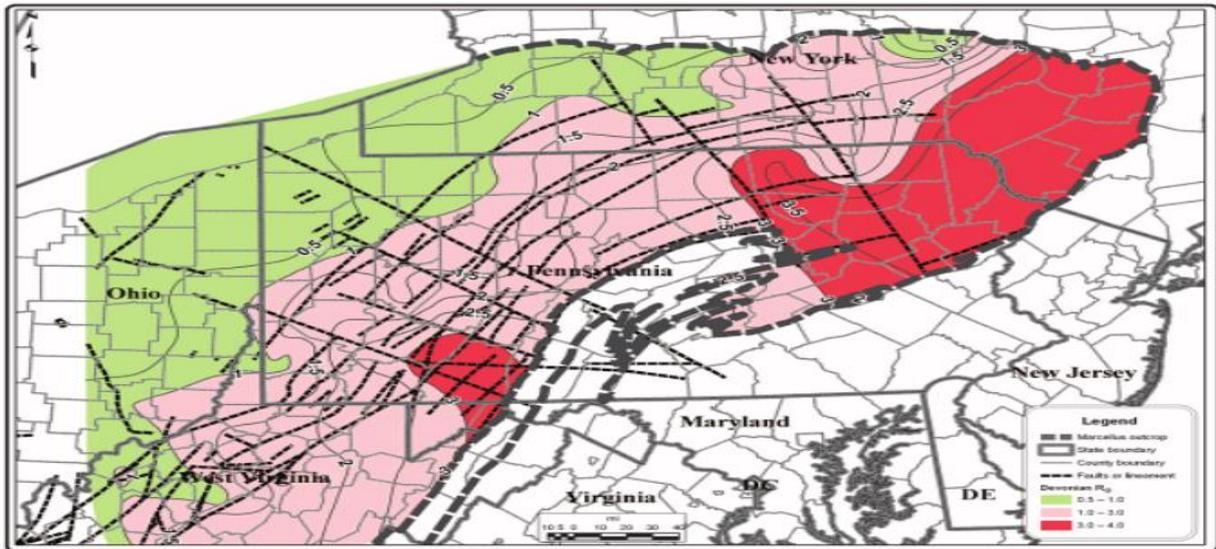


Figura 3.5 Mapa de madurez térmica del play Marcellus (Breyer, 2012).

### Diagrama de Van Krevelen

Como se observa en la Figura 3.6 los resultados de la pirólisis Rock Eval evidencian un predominio del querógeno tipo II producto del ambiente de depositación marino pero con aportes, en menor medida, de terrígenos evidenciados por la presencia de querógeno tipo III. El índice de Hidrógeno original era promedio de 507 mg/g mientras que el índice de hidrógeno actual ronda el valor de 20 mg/g, lo que evidencia el alto grado de madurez térmica (Jarvie 2012a).

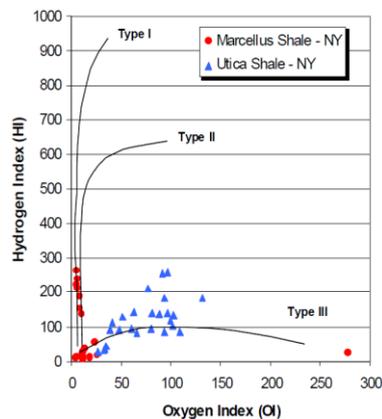


Figura 3.6 Diagrama de Van Krevelen modificado del Marcellus shale (Martin et al., 2009).

### 3.2.1.3. Características Petrofísicas

#### Gradiente de Presión

La productividad del play de Marcellus se ve altamente afectada por los gradientes de presión. Un gradiente de presión normal a levemente presurizado es esencial para la aplicación efectiva a gran escala de la fracturación hidráulica. Se han identificado tres zonas de gradientes de presión en la Formación Marcellus: subpresurizado, transicional (todavía subpresurizado) y normal a sobrepresurizado, como se observa en la Figura 3.7.

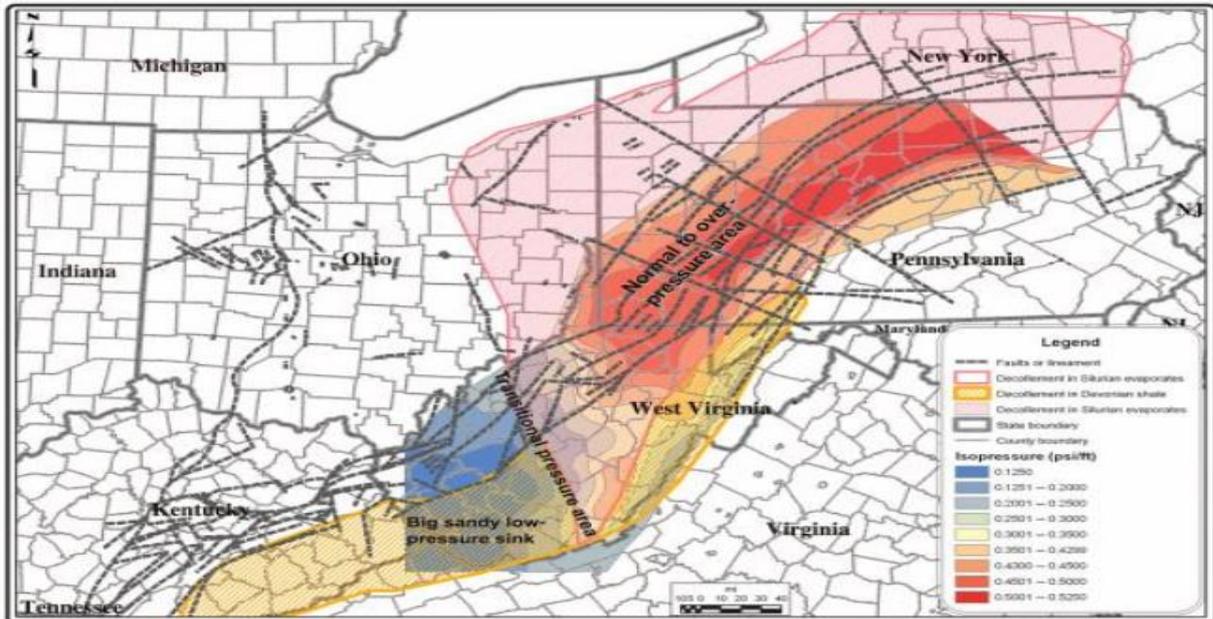


Figura 3.7 Mapa de gradientes de presión en la Formación Marcellus (Breyer, 2012).

En el sur y sureste de West Virginia los gradientes de presión son reducidos, oscilando entre 2.2 kPa/m a 5.7 kPa/m (0.10psi/ft - 0.25 psi/ft). La baja presión impacta negativamente en la productividad de los pozos de esta área. La zona de presión transicional se extiende en la parte central de West Virginia y también se visualiza, aunque en menor medida, un impacto negativo en la productividad de los pozos. El área de gradientes de presión normal a sobrepresurizado del play Marcellus se encuentran en la parte norte de West Virginia, todo el estado de Pensilvania y la parte sur del estado de Nueva York. Los gradientes de presión en estas zonas varían desde 10 kPa/m hasta 18 kPa/m (0.43 psi/ft - 0.80 psi /ft).

### Porosidad

La porosidad en la Formación Marcellus puede llegar a alcanzar el 20%. Lo cual lo diferencia de otras formaciones de esquistos presentes en la cuenca del Apalache que registran, en promedio, 3% de porosidad. En el sector sureste del play el valor de porosidad oscila entre 5% al 15% mientras que en la zona noreste varía entre el 4% al 10%. El valor medio de porosidad en el Marcellus shale ronda el orden del 6% (Bruner y Smosna, 2011; Jarvie, 2012a; Lee et al., 2011; Taylor, 2014).

### Densidad de la Formación

Como se ha estudiado en el apartado 2.3.3., la densidad de la formación tiende a disminuir con el aumento del carbono orgánico total, TOC. En términos generales, cuando la densidad de la Formación Marcellus se encuentra por debajo del valor 2.55 g/cm<sup>3</sup>, combinado con valores elevados del registro gamma ray (> 200 °API) suele indicar potencial de hidrocarburos en el subsuelo (Taylor, 2014).

### Permeabilidad

La permeabilidad es otro parámetro que diferencia a la Formación Marcellus de las demás formaciones en la cuenca del Apalache. El valor de este parámetro oscila entre los 6 nD hasta los 70 nD. Encontrándose gargantas porales de tamaño hasta 0.001 mm. El valor medio de permeabilidad se encuentra en torno a 20 nD (Jarvie 2012a ; Soeder, 2011).



### 3.2.1.4. Características Geomecánicas

#### Mineralogía

El diagrama ternario de arcilla, carbonatos y cuarzo (Figura 3.8) demuestra que la mayoría de los datos analizados se encuentran por debajo de la línea de arcilla del 40% (recta verde discontinua), razón por la cual se puede considerar al esquisto de Marcellus como frágil y susceptible a ser fracturado hidráulicamente.

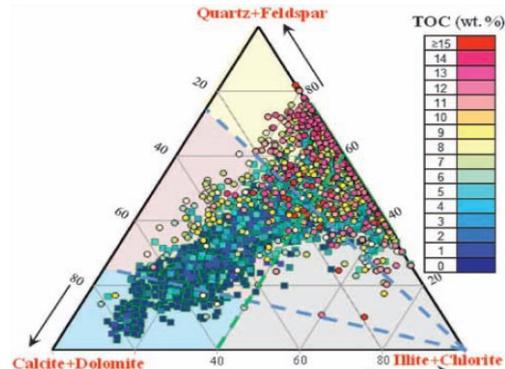


Figura 3.8 Mineralogía combinada con valores de TOC del Marcellus play. (Wang y Carr, 2013).

Se observa de la Figura 3.8 que los mayores valores de TOC generalmente se encuentran asociados a menores contenidos de arcilla.

#### Módulo de Young y Relación de Poisson

El valor medio del módulo de Young estático se encuentra en torno a 3.6 Mpsi en las zonas prospectivas. Mientras que la relación de Poisson adopta el valor medio de 0.20 (Eshkalak et al., 2013).

#### Laminación

En las zonas prospectivas, el análisis a simple vista de plugs y coronas no presenta laminación evidente.

### 3.2.1.5. Características de las Terminaciones

En un principio, los pozos perforados en la Formación Marcellus han sido verticales, sin embargo actualmente se realizan perforaciones horizontales de entre 1200-1700 m (4 000 a 5 500 ft) de longitud. Es deseable perforar los pozos horizontales con el objetivo de intersectar la mayor cantidad de fracturas y fisuras naturales contenidas en la roca estimulada. Dado que los planos de juntas principales se ubican en la dirección noreste, los pozos horizontales tienden a perforarse en dirección noroeste. La cantidad de etapas de fractura oscila entre 6 a 12 siendo la presión de tratamiento de entre 450 a 610 kg/cm<sup>2</sup> (6500 psi a 8700 psi). Se utiliza tanto agua o bien geles como fluidos de fractura con un caudal aproximado 11 m<sup>3</sup>/min a 14 m<sup>3</sup>/min (70 bbl/min a 90 bbl/min), contabilizando entre 1200 m<sup>3</sup> a 1600 m<sup>3</sup> (8 000 bbl a 10 000 bbl) por etapa de fractura. Los propanes mayormente utilizados son arenas de tamaño de malla 100 (mesh 100), (Chong et al., 2010). El costo total promedio de perforación y estimulación por pozo ronda los 6 MMUSD (Liddle, 2015).

### 3.2.1.6. Características de los Registros de Pozo

En el play Marcellus se utiliza con gran frecuencia el registro de GR para correlacionar el contenido de TOC. Valores superiores a 200 °API se corresponden con valores de TOC del orden del 5%. Esto se ilustra en la Figura 3.9. El aumento en el valor de GR, generalmente trae aparejado una disminución en el contenido de arcillas. Por otra parte, además del perfil litológico, se utiliza el perfil neutrónico de espectroscopia de pulsos para definir las litofacies presentes.

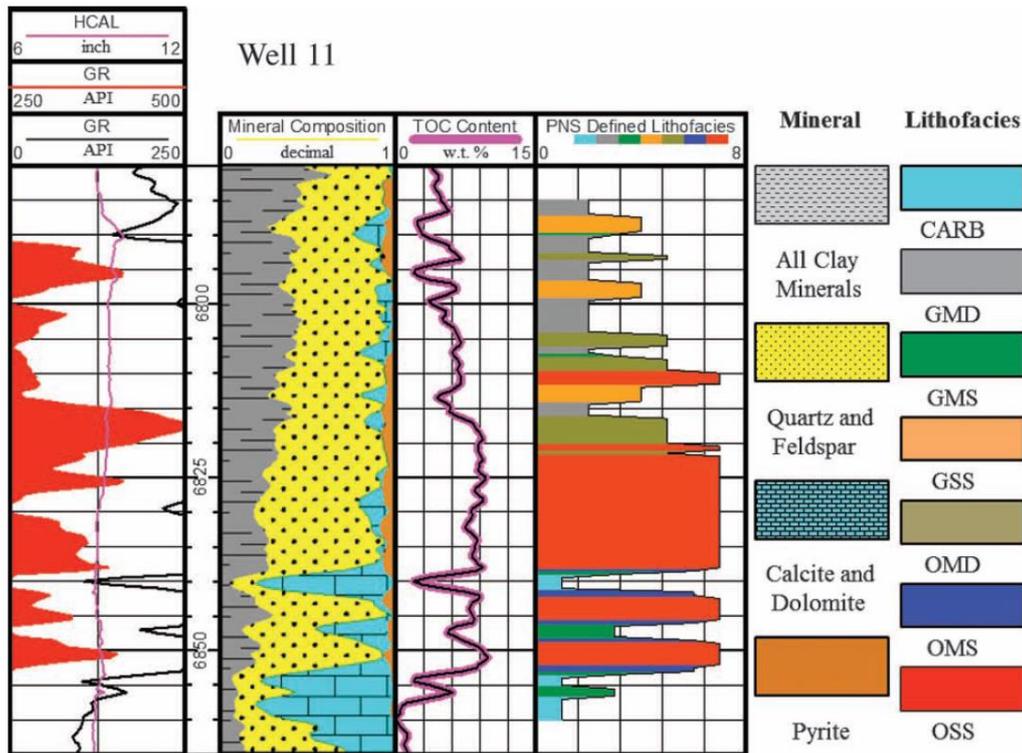


Figura 3.9 Perfiles de un pozo en el Marcellus shale (Wang y Carr, 2013).

### 3.2.1.7. Características de Producción

#### Tendencias de Producción

Según el reporte de productividad de perforación del EIA de Diciembre de 2015, la producción de gas natural en el play de Marcellus alcanzó los 453 MMSMCD (16 000 MMSCFD) contabilizando el 36 % de la producción de shale gas en Estados Unidos. En Abril de 2015, existían 80 equipos de perforación operativos en dicha zona. Se estima que, solamente en el estado de Pennsylvania, la cantidad de pozos perforados supera la cifra de 10 000. En el año 2014, en este mismo estado se perforaron más de 1370 pozos.

La evolución de la producción de gas puede observarse en la Figura 3.10, que fue elaborada a partir del Drilling Productivity Report del EIA (EIA, 2015).

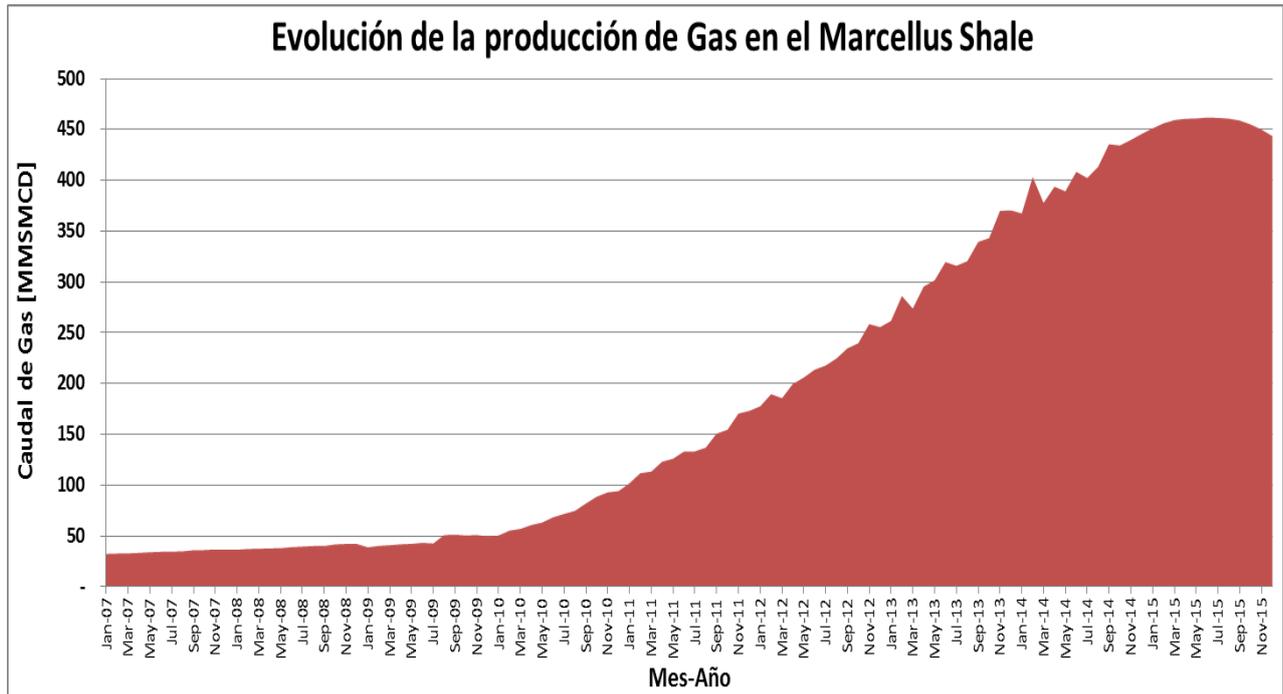


Figura 3.10 Evolución de la producción en el Marcellus shale (EIA, 2015b).

Por otra parte, cabe destacar que si bien la zona noroeste está en ventana de petróleo (Figura 3.5), no hay producción apreciable de dicho fluido.

### 3.3. Región de la Costa del Golfo

#### 3.3.1. Haynesville Shale

El play de Haynesville se encuentra ubicado en la cuenca salina del Norte de Louisiana, como se observa en la Figura 1.14. Posee una extensión prospectiva de 23 000 km<sup>2</sup>, abarcando el noroeste del estado de Louisiana, el noreste del estado de Texas. El play de Haynesville cuenta con alto potencial para la producción de gas.

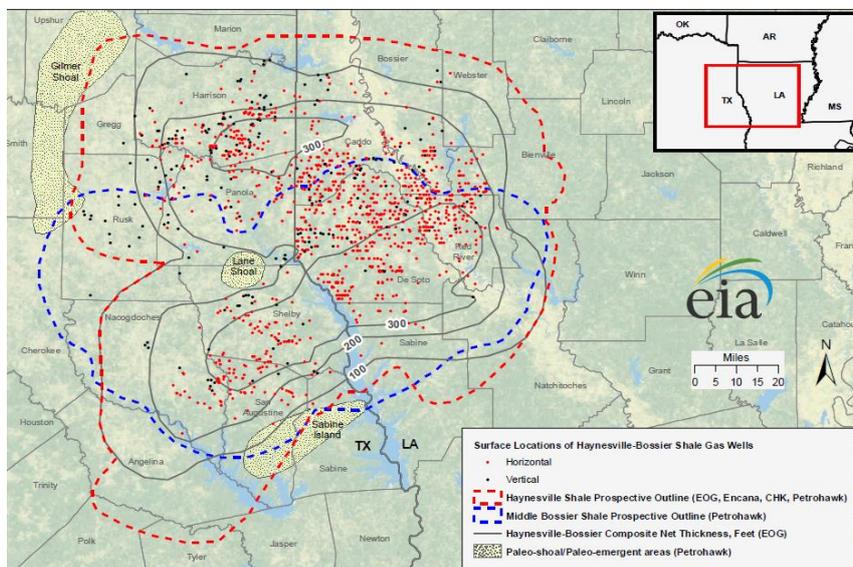


Figura 1.14 Ubicación del Haynesville Shale Play. Haynesville Bossier Shale Play (EIA, 2011c).



### 3.3.1.1. Características Geológicas

#### Mineralogía

En la Tabla 3.2 se muestran los resultados del análisis de rayos X de coronas. El play de Haynesville presenta un 33% de arcillas en promedio.

Mineral	%
Esmectita	8
Illita	20
Calcita	13
Cuarzo	44
Dolomita	3
Feldespatos	5
Kaolinita	5
Pirita	2

Tabla 3.2 Mineralogía del Haynesville shale (Guo et al., 2012).

#### Litología

La Formación de Haynesville es litológicamente heterogénea pero principalmente está formada por lutitas orgánicamente ricas. La composición de estas lutitas varía con la localización geográfica y la posición estratigráfica. Se encuentran pelitas ricas en carbonato, lutitas ricas en silicio y lutitas bioturbadas ricas en silicio y carbonato. Se observan porcentajes de entre 25% al 35% en arcillas y del 5% al 30% en carbonatos (Guo et al., 2012).

#### Período Geológico

El play se formó hace 152 millones de años, en la edad Kimeridgiano perteneciente al período Jurásico superior de la era Mesozoica.

#### Ambiente de Despositación

La Formación de Haynesville se depositó en una plataforma continental de aguas someras.

#### Características Estructurales

La profundidad de la formación varía entre los 3048 m a los 5900 m (10 000 ft – 13 500 ft). Como se observa en la Figura 3.11 las zonas más someras se encuentran al suroeste del estado de Arkansas, al noreste de Texas y al noroeste del estado de Louisiana. Hacia el sur geográfico, se encuentran las zonas más profundas del play.

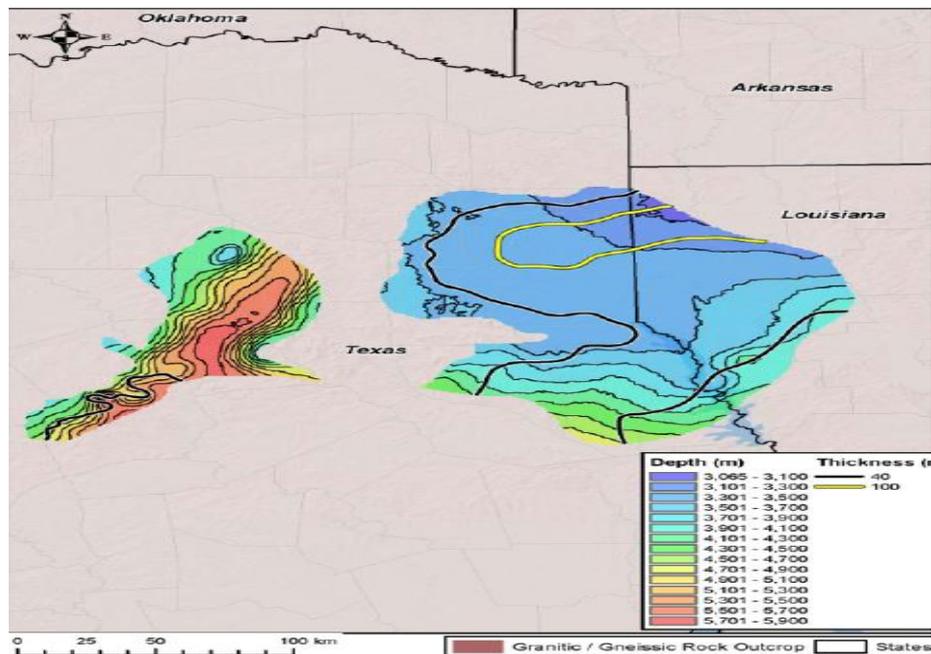


Figura 3.11 Mapa estructural Haynesville shale (Perry et al., 2014).

### Espesores

Los espesores de la formación varían entre los 15m a 170 m (50ft - 550 ft). Al sur y suroeste de la formación los espesores son mínimos y se incrementan paulatinamente en la dirección noreste superando los 100 m, como se observa en la Figura 3.12.

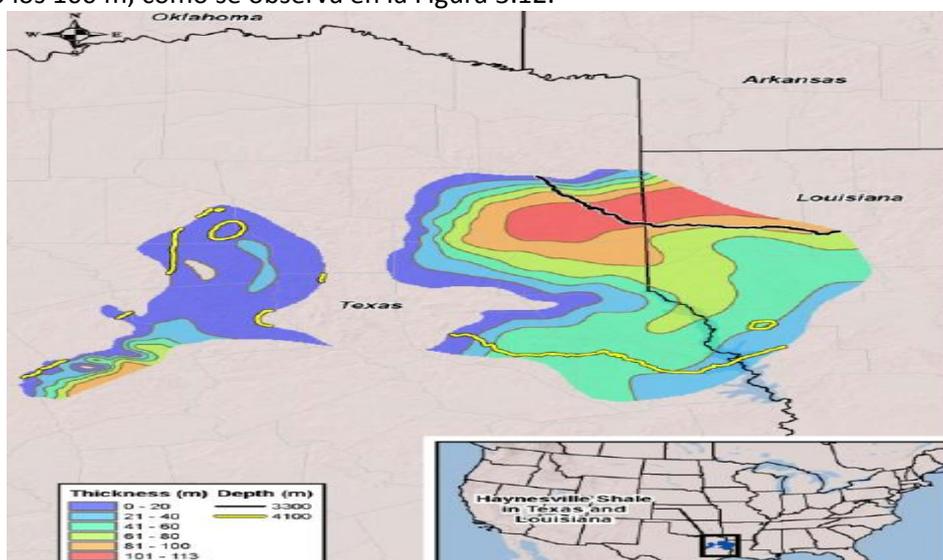


Figura 3.12 Mapa isopáquico de la Formación de Haynesville (Perry et al., 2014).

### 3.3.1.2. Características Geoquímicas

#### Carbono Orgánico Total

En el play de Haynesville los valores de carbono orgánico total varían entre el 0.40 % al 4% disminuyendo desde el sureste hacia el noroeste, como se ve en la Figura 3.13. El valor medio de TOC es del 3% (Euzen, 2011; Younes, et al., 2011).

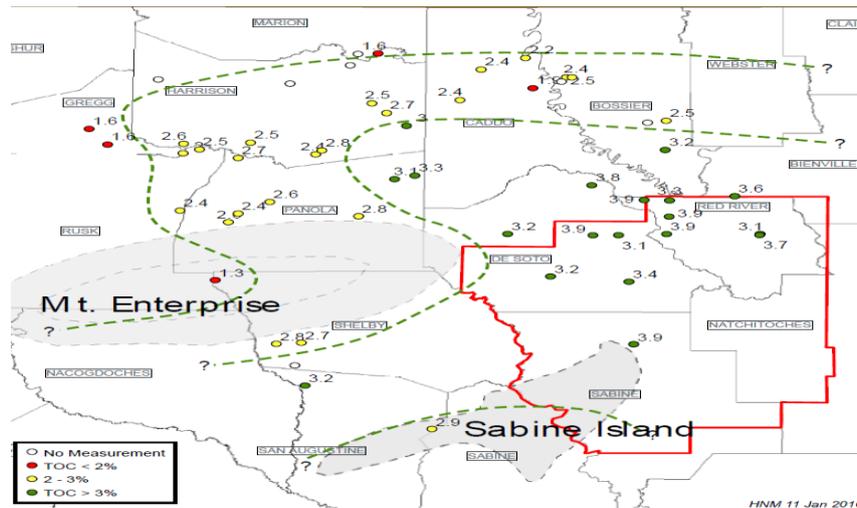


Figura 3.13 Distribución de TOC en el Haynesville shale (Younes et al., 2011).

### Madurez térmica

Los valores de reflectancia de vitrinita oscilan entre 1.2% (ventana de petróleo tardío) hasta 2.4% (ventana de gas seco). En términos generales, se observa una correlación positiva entre los elevados valores de TOC y el grado de madurez térmica (Jarvie, 2012a).

### Diagrama de Van Krevelen

El tipo de querógeno asociado al play es tipo II y III, asociado al aporte de materia orgánica tanto de ambientes marino como terrígeno. El índice de Hidrógeno original es de 700 mg/g mientras que el presente es de 14 mg/g (Adiguna, 2012). El diagrama de Van Krevelen modificado del play de Haynesville se presenta en la Figura 3.14.

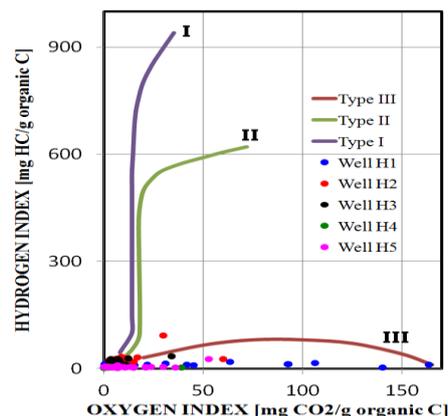


Figura 3.14 Diagrama de Van Krevelen modificado del Haynesville shale (Adiguna, 2012).

### 3.3.1.3. Características Petrofísicas

#### Gradiente de Presión

Los gradientes de presión en el reservorio oscilan entre 19.7 kPa/m a 20.6 kPa/m (0.87 psi/ft a 0.91 psi/ft), siendo el play de Estados Unidos con mayor gradiente de presión. La sobre presurización del play se traduce en la elevada porosidad y la fragilidad de la roca siendo el principal factor que

incrementa la productividad de los pozos. La presión de la formación oscila entre los 490 kg/cm<sup>2</sup>–700 kg/cm<sup>2</sup> (7000 psi a los 10 000 psi) incrementándose desde el norte hacia el sur como se observa en la Figura 3.15.

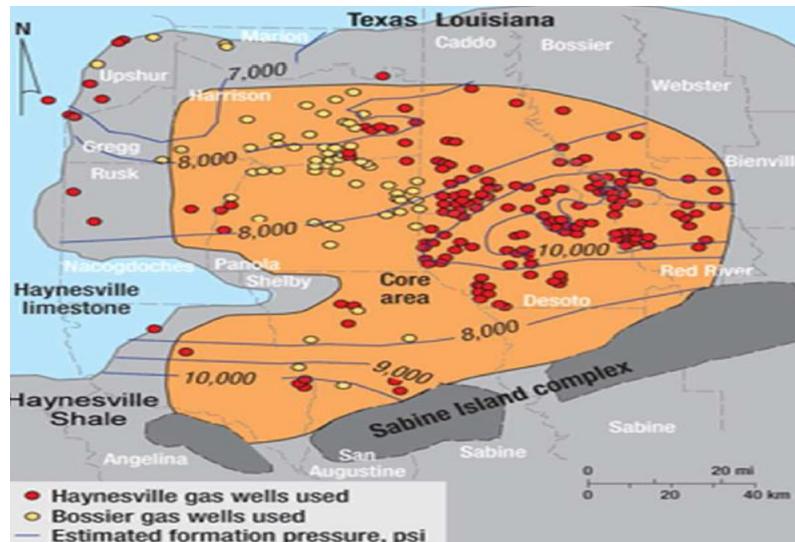


Figura 3.15 Distribución de presiones, en psi, en el Haynesville shale (Wang y Hammes, 2010).

### Porosidad

La porosidad en el play varía desde el 4% hasta el 14%, siendo el valor promedio del 7% al 8% (Adiguna, 2012; Euzen, 2011; Jarvie, 2012a).

### Densidad de la formación

El valor medio de la densidad de la formación es de 2.52 g/cm<sup>3</sup>. El rango de valores de densidad oscila entre 2.35 g/cm<sup>3</sup> hasta 2.69 g/cm<sup>3</sup> (Adiguna, 2012).

### Permeabilidad

El rango de valores de permeabilidad es de 100 nD a 5000 nD. Siendo el valor medio de 350 nD (Jarvie, 2012a).

#### 3.3.1.4. Características Geomecánicas

### Mineralogía

En el diagrama ternario de cuarzo, carbonatos y arcilla (Figura 3.16), se observa que en la mayoría de las muestras del play el contenido de arcilla se encuentra entre el 30% y 40%.

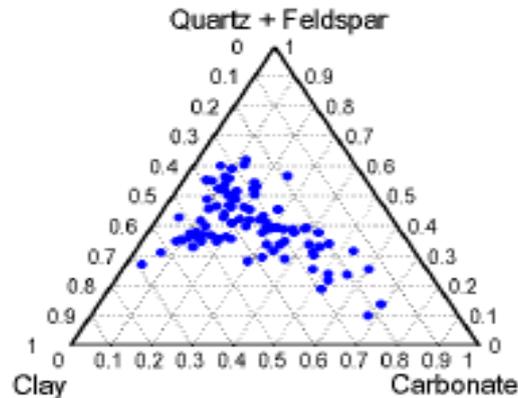


Figura 3.16 Diagrama ternario del Haynesville shale (Adiguna, 2012).

### Módulo de Young y Relación de Poisson

El módulo estático de Young en la formación varía desde 2.6 Mpsi hasta 8.7 Mpsi. Existe una correlación negativa entre incremento en el contenido de arcilla y TOC y el módulo de Young. La relación de Poisson toma valores entre 0.15 y 0.35 (Sone y Zoback, 2013).

### Laminación

En las zonas prospectivas, el análisis a simple vista de plugs y coronas no presenta laminación evidente.

#### 3.3.1.5. Características de las Terminaciones

Las terminaciones en el play de Haynesville se desarrollan entre los 3048 m a 4200 m de profundidad (10 000 ft -13 500 ft) siendo la longitud horizontal de los pozos de 1200 m a 2300 m (4000ft -7600 ft). El número de etapas de fractura oscila entre 10 a 18. El caudal de agua utilizado por etapa se encuentra en torno a los 1685 m<sup>3</sup> (10 600 bbl) utilizando un caudal de 11 m<sup>3</sup>/min (70 bbl/min). La presión neta de fractura oscila entre los 10 500 a 14 000 psi. El agente de sostén mayormente utilizado es de tamaño 100 mesh (Chong et al., 2010). El costo total promedio de perforación y estimulación por pozo ronda los 8 MMUSD (Liddle, 2015).

#### 3.3.1.6. Características de los Registros de Pozo

En la Figura 3.17 se presenta el registro de un pozo en la formación de Haynesville en el cual se estiman las propiedades petrofísicas, composicionales y geomecánicas incluyendo la porosidad total, la porosidad secundaria del querógeno, el módulo de Young, la saturación de agua y las concentraciones de minerales presentes.

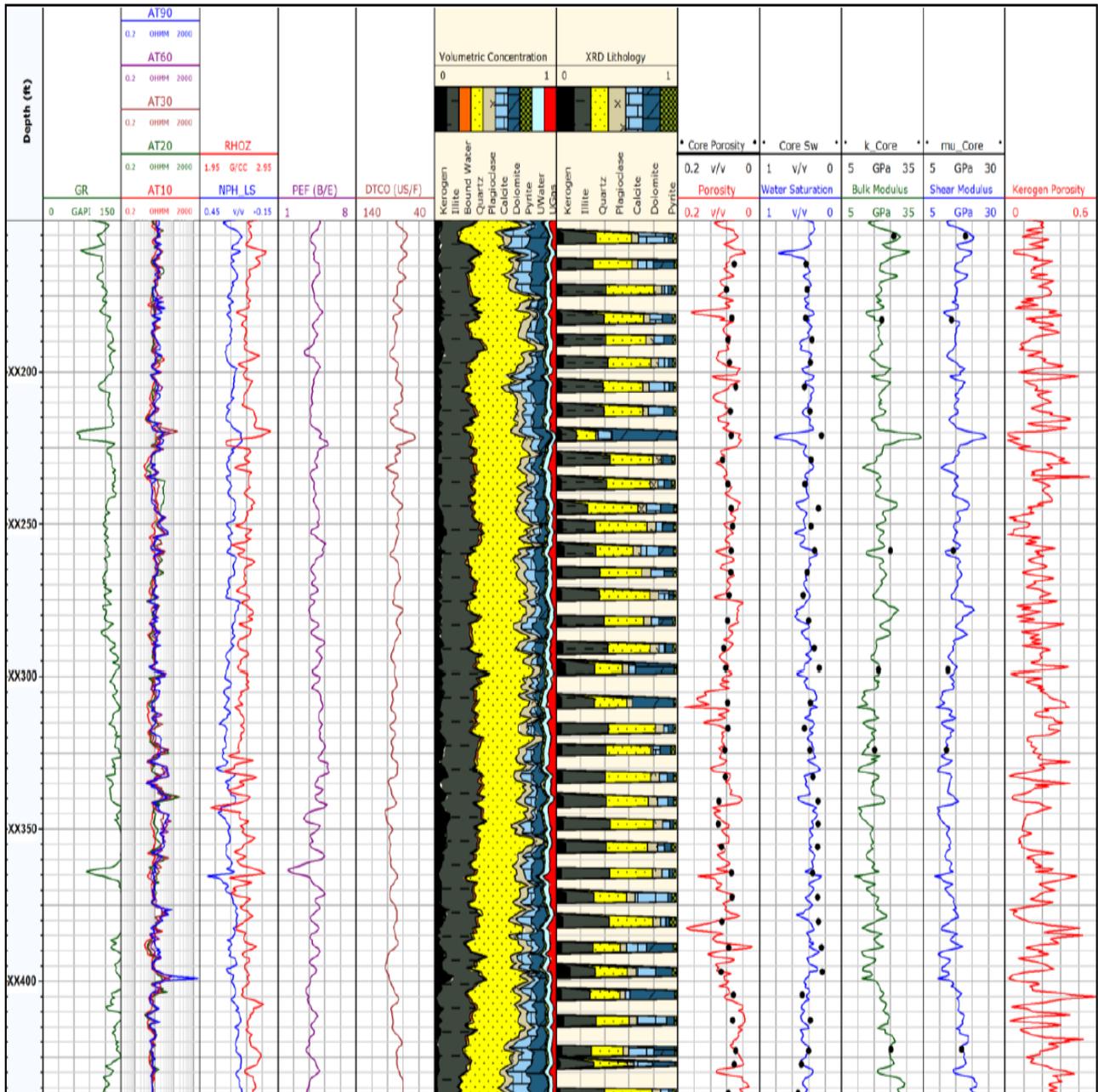


Figura 3.17. Registro de un pozo en el Haynesville shale (Saneifar et al., 2013).

### 3.3.1.7. Características de Producción

#### Tendencias de Producción

A partir del Drilling Productivity Report del EIA (EIA, 2015) se elaboró la Figura 3.18. Se observa que la producción de gas natural en el play de Haynesville alcanzó los 180 MMSMCD (6 360 MMSCFD) contabilizando el 15 % de la producción de shale gas en Estados Unidos. En Diciembre de 2015, existían 30 equipos de perforación operativos en dicha zona. Se estima que la cantidad de pozos perforados supera la cifra de 3 500. En el año 2014, solamente en el estado de Louisiana se perforaron más de 170 pozos.

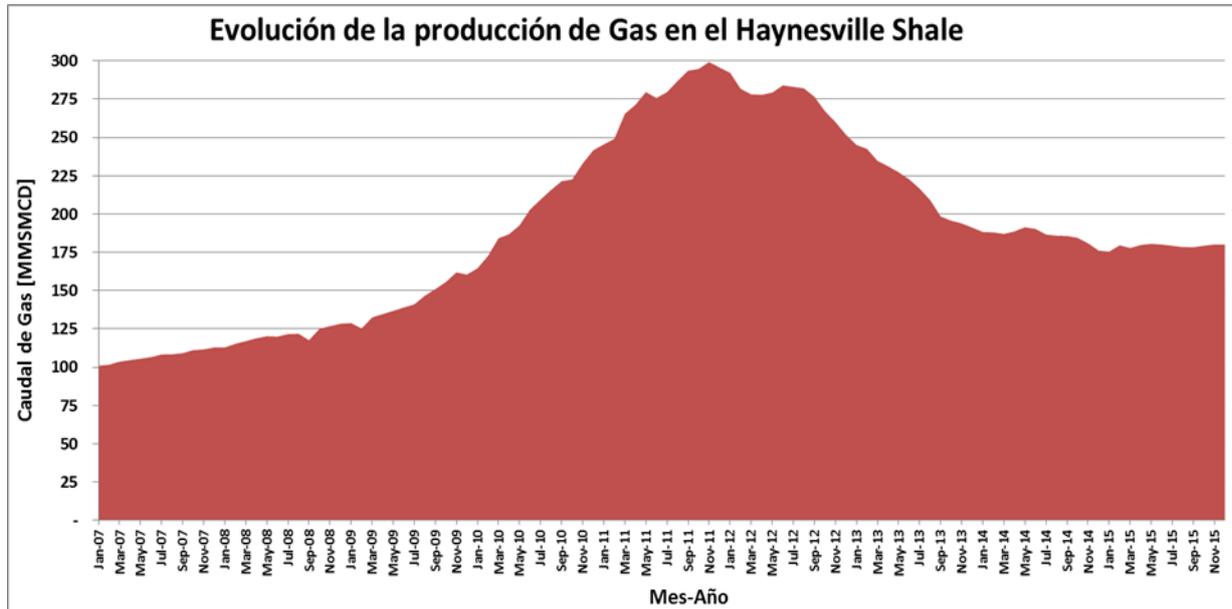


Figura 3.18 Evolución de la producción en el Haynesville shale (EIA, 2015b).

### 3.3.2. Eagle Ford Shale

La Formación Eagle Ford posee una extensión de 8 600 km<sup>2</sup> extendiéndose desde el sureste hasta el suroeste del estado de Texas (Figura 3.18). La formación pertenece a las cuencas de East Texas Salt y Maverick teniendo potencial de producción tanto de gas como de petróleo.

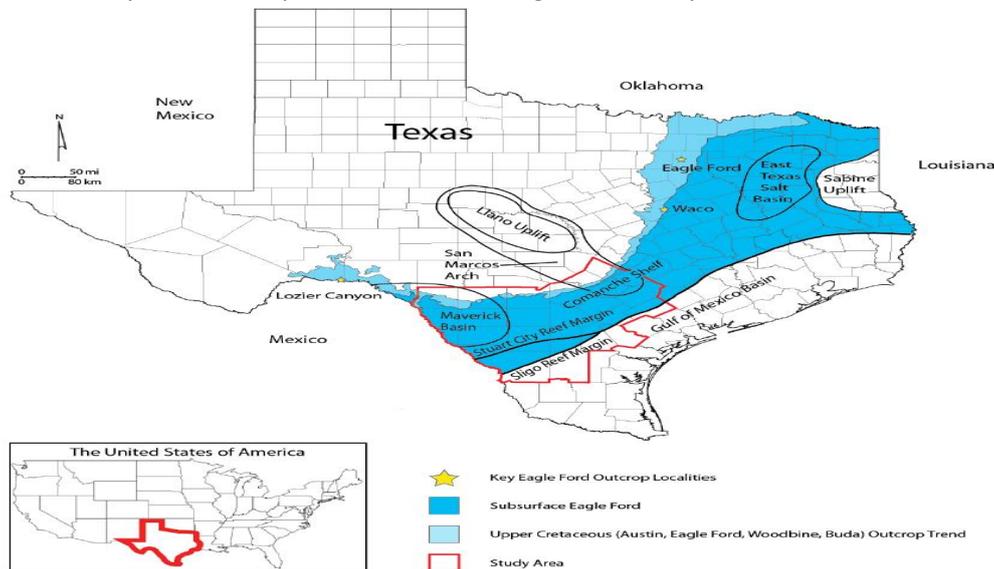


Figura 3.18 Ubicación de la Formación Eagle Ford (Harbor, 2011).

#### 3.3.2.1. Características Geológicas

##### Mineralogía

La Tabla 3.3 muestra los resultados de los minerales de la matriz inorgánica a partir de análisis de rayos X. Los resultados muestran que la matriz del play Eagle Ford contiene un 26% de arcillas en promedio.

Mineral	%
Illita	24
Calcita	47
Dolomita	3
Cuarzo	11
Kaolinita	1
Feldespatos	10
Pirita	4

Tabla 3.3. Mineralogía de la Formación Eagle Ford (Elston, 2014).

### Litología

Es una formación conformada principalmente por pelitas de origen carbonático orgánicamente ricas aunque también existen lutitas ricas en silicio en menor medida.

### Período Geológico

La Formación Eagle Ford posee una antigüedad de 100 millones de años y pertenece al período Cretácico Superior correspondiente a la era Terciaria.

### Ambiente de Depositación

El ambiente en el cual se depositó la formación fue marino a profundidades de 100 metros y de 20 a 50 km de la costa caracterizado por una baja energía y restricción parcial de oxígeno.

### Características Estructurales

En la Figura 3.19 se presenta el mapa estructural de la formación con las profundidades medidas en pies referidas al tope de la formación. La profundidad del play se incrementa de norte a sur. En el flanco norte la profundidad en el área prospectiva es de 1200 m (4 000 ft) siendo en el flanco sur de 3900 m (13 000 ft).

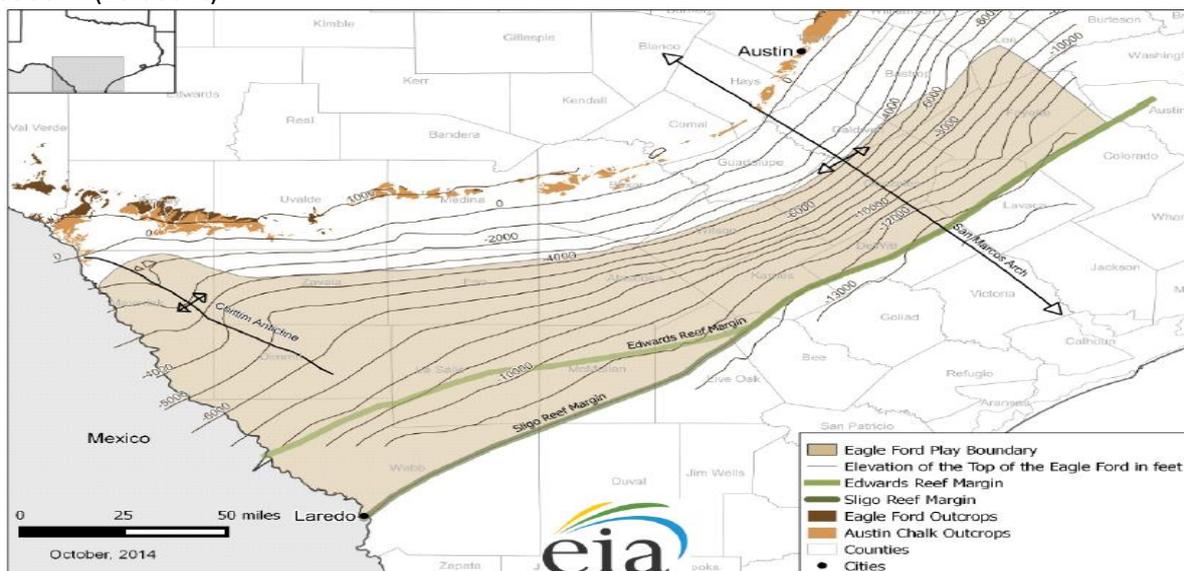


Figura 3.19 Mapa estructural (profundidades en pies) de la Formación Eagle Ford (EIA, 2014b)



## Espesores

El espesor de la formación varía entre los 8 m hasta los 130 m (25 ft -425 ft). En la Figura 3.20 se observa una tendencia de espesores crecientes a medida que se desplaza de este a oeste en la formación.

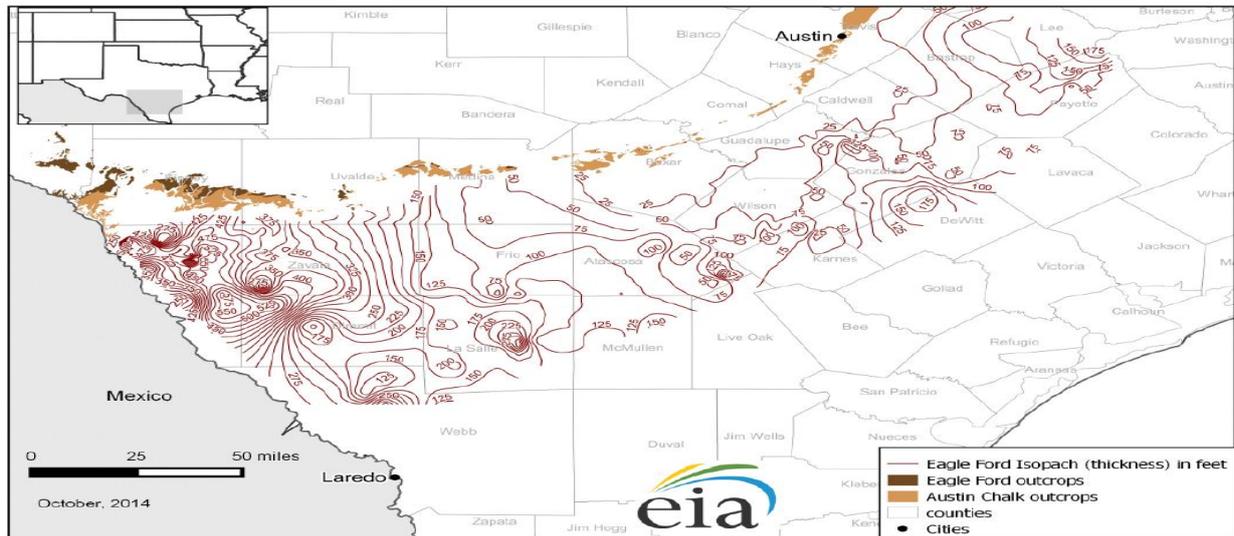


Figura 3.20 Mapa Isopáquico (espesores en pies) de la Formación Eagle Ford (EIA, 2014b).

### 3.3.2.2. Características Geoquímicas

#### Carbono Orgánico Total

Los valores de carbono orgánico total en la Formación Eagle Ford oscilan entre el 2% al 8.5%, adoptando un valor promedio del 3% (Jarvie, 2012a).

#### Madurez Térmica

La madurez térmica del play, en términos de reflectancia de la vitrinita, varía entre 0.60% en el flanco norte de la formación hasta más del 3% en el sur de la misma. El incremento de la madurez térmica está correlacionado con la profundidad de la formación, la cual aumenta de norte a sur (Figura 3.21).

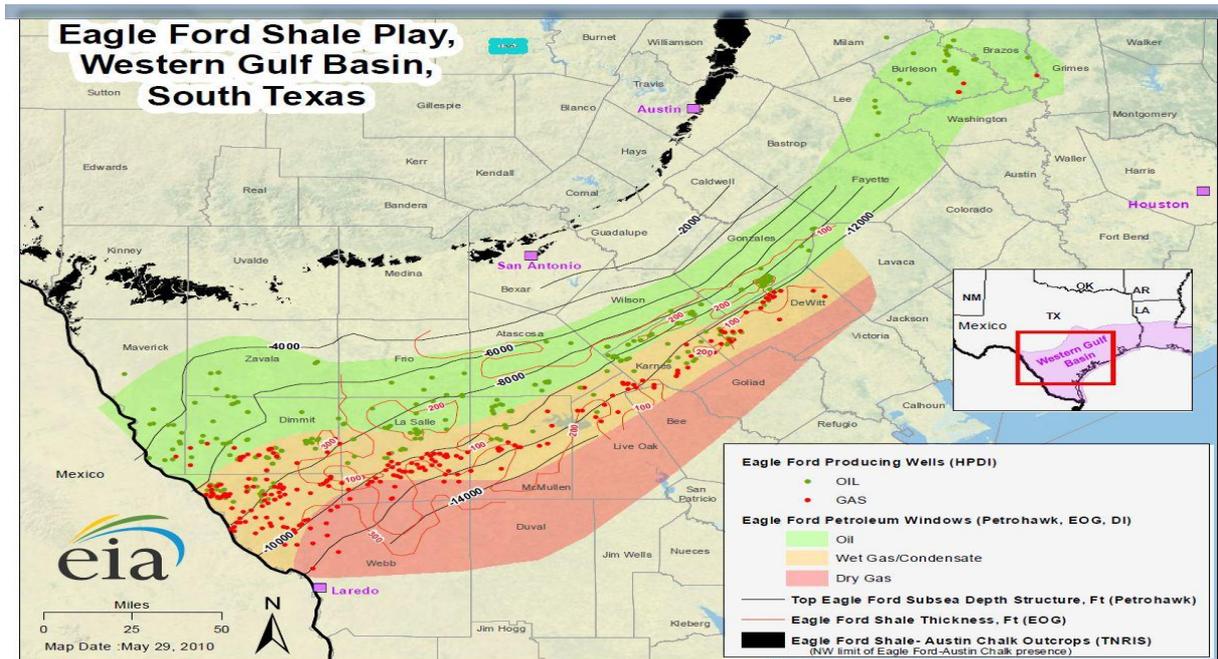


Figura 3.21 Mapa de Madurez térmica de la Formación Eagle Ford (EIA, 2014b)

### Diagrama de Van Krevelen

Se puede apreciar en el diagrama de Van Krevelen modificado de la Figura 3.22 que el tipo de querógeno es sapropélico, es particular II correspondiente al ambiente marino en el cual se depositó la formación. También hay aportes terrígenos de querógeno III.

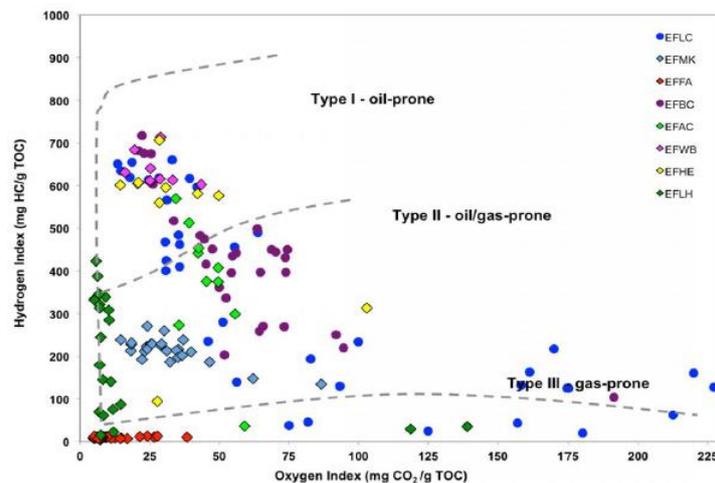


Figura 3.22 Diagrama de Van Krevelen modificado para distintas muestras del play Eagle Ford (Miceli Romero, 2014).

### 3.3.2.3. Características Petrofísicas

#### Gradiente de Presión

Los gradientes de presión en la formación oscilan entre los valores de 9 kPa/m hasta 16 kPa/m (0.40 psi/ft - 0.70 psi/ft). La presión de la formación oscila entre los 560 kg/cm<sup>2</sup> hasta los 700 kg/cm<sup>2</sup> (8000 psi - 10 000 psi) en función del gradiente y la profundidad (Amoss et al., 2011; Schlumberger, 2012).



### Densidad de formación

La densidad de la formación varía entre  $2.35 \text{ g/cm}^3$  hasta  $2.6 \text{ g/cm}^3$ . Se observa en la Figura 3.23 que a medida que para una dada porosidad orgánica la densidad disminuye con valores crecientes de carbono orgánico total (Vernik et al., 2013; Workman, 2013).

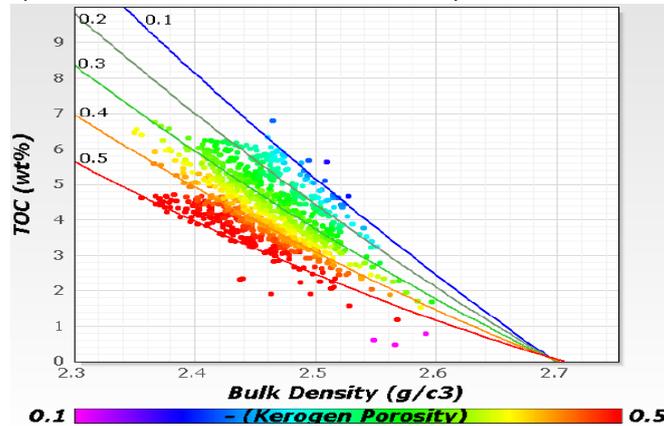


Figura 3.23 Relación entre TOC, densidad de la formación y porosidad orgánica de Eagle Ford (Vernik et al., 2013).

### Porosidad

La porosidad del play adopta valores de entre el 3% al 14%, siendo el valor promedio del 7% (Euzen, 2011; Jarvie, 2012a).

### Permeabilidad

La permeabilidad de la matriz inorgánica varía desde los 700 nD hasta los 3  $\mu\text{D}$ , siendo el valor medio 1  $\mu\text{D}$  (Jarvie, 2012a).

### 3.3.2.4. Características Geomecánicas

### Mineralogía

En el diagrama ternario de cuarzo, carbonatos y arcilla de la Figura 3.24, se observa que en la mayoría de las muestras del play el contenido de arcilla se encuentra entre el 10% y 40%.

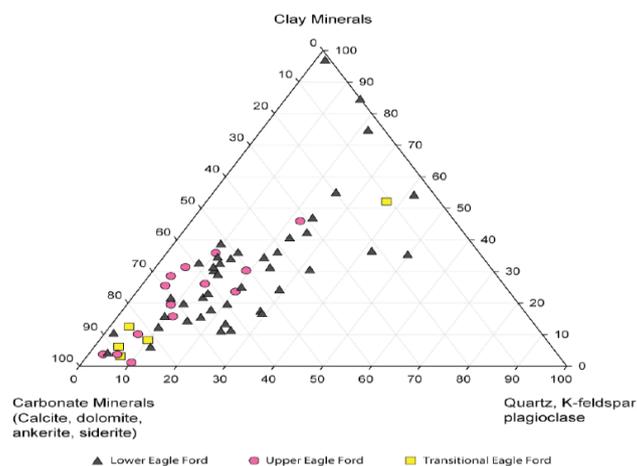


Figura 3.24 Diagrama Ternario para las distintas facies de la Formación Eagle Ford (Harbor, 2011).



### Módulo de Young y Relación de Poisson

El módulo estático de Young en la formación varía entre 2.6 Mpsi hasta 7.3 Mpsi mientras que la relación de Poisson oscila entre 0.15 y 0.31 (Sone y Zoback, 2013).

### Laminación

En las zonas prospectivas, el análisis a simple vista de plugs y coronas no presenta laminación evidente.

#### 3.3.2.5. Características de las Terminaciones

Las terminaciones en el play de Eagle Ford se desarrollan entre los 1800 m a 4000 m de profundidad (10 000 ft -13 500 ft) siendo la longitud horizontal de los pozos de 1060 m a 1400 m (3500 ft -4500 ft). El número de etapas de fractura oscila entre 12 a 17. El caudal de agua utilizado por etapa se encuentra en torno a los 2 000 m<sup>3</sup> (12 500 bbl) utilizando un caudal volumétrico de 5 a 16 m<sup>3</sup>/min (35 a 100 bbl/min). La presión neta de fractura oscila entre los 7000 a 11 000 psi. El agente de sostén mayormente utilizado es de tamaño 100 mesh (Chong et al., 2010). El costo total promedio de perforación y estimulación por pozo ronda los 6 MMUSD (Liddle, 2015).

#### 3.3.2.6. Características de los Registros de Pozo

En la Figura 3.25. se presenta el perfil de un pozo en el play de Eagle Ford. El primer registro muestra los valores de GR. Se observa una correlación positiva entre los valores de GR y el TOC (registros 1 y 3, respectivamente). Por otra parte, en el segundo registro se observa el cruce neutrón densidad en zonas de contenido de gas. En los registros 4 y 6, se presentan las correlaciones de porosidad y gradiente de presión respectivamente.

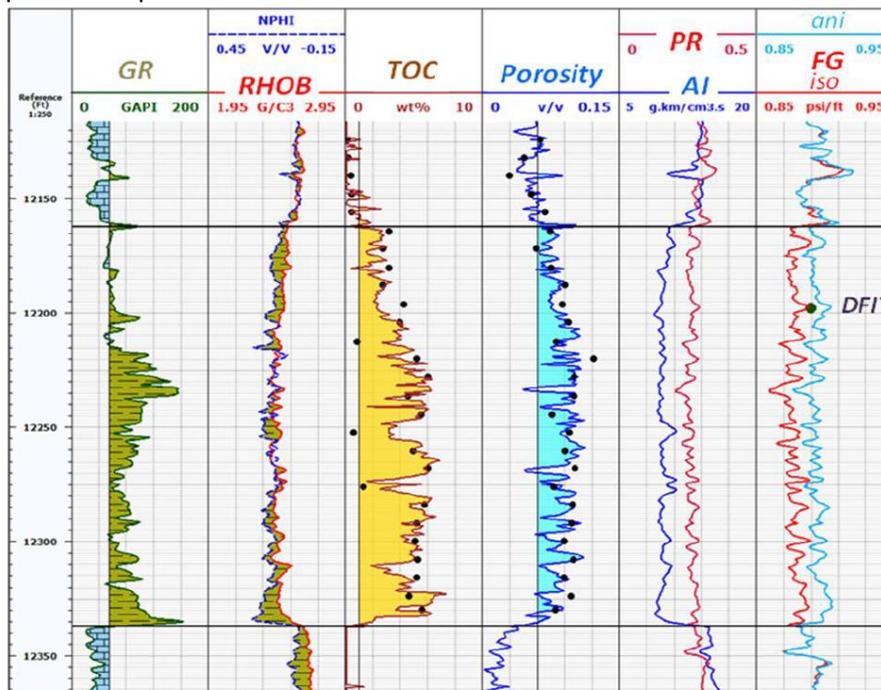


Figura 3.25 Registro de un pozo en el play de Eagle Ford (Vernik et al., 2013).



### 3.3.2.7. Características de Producción

#### Tendencias de Producción

A partir del Drilling Productivity Report del EIA de Diciembre de 2015 (EIA) para el play de Eagle Ford, se elaboró la Figura 3.26 (producción de gas) y la Figura 3.27 (producción de petróleo). La producción de gas natural en el play de Eagle Ford alcanzó los 184 MMSCMD (6 528 MMSCFD) contabilizando el 16 % de la producción de shale gas en Estados Unidos mientras que la producción de petróleo alcanzó los 203 000 m<sup>3</sup>/día (1.3 MMBPD) contabilizando el 30% de la producción de petróleo de esquistos del país. En Diciembre de 2015, existían 90 equipos de perforación operativos en dicha zona. La cantidad de pozos perforados desde el inicio de su explotación en el año 2008 hasta el mes de Abril de 2015 supera la cifra de 19 000 mientras que solamente en el año 2014, se perforaron más de 5600 pozos [XI].

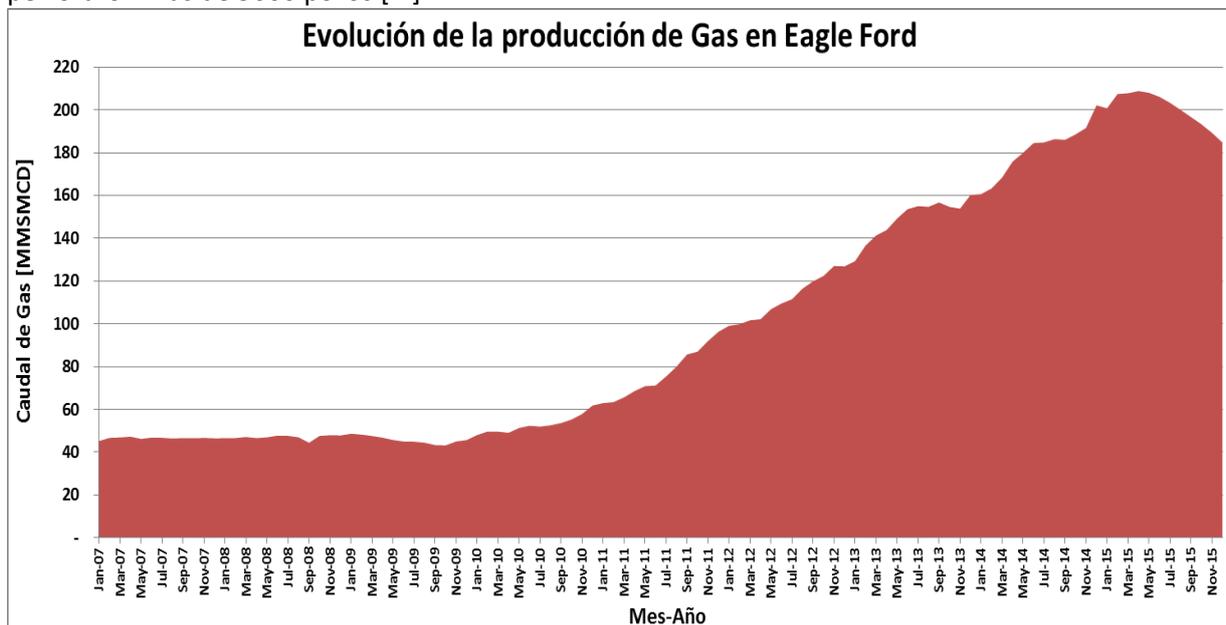


Figura 3.26 Evolución de la producción de gas en Eagle Ford (EIA, 2015b)

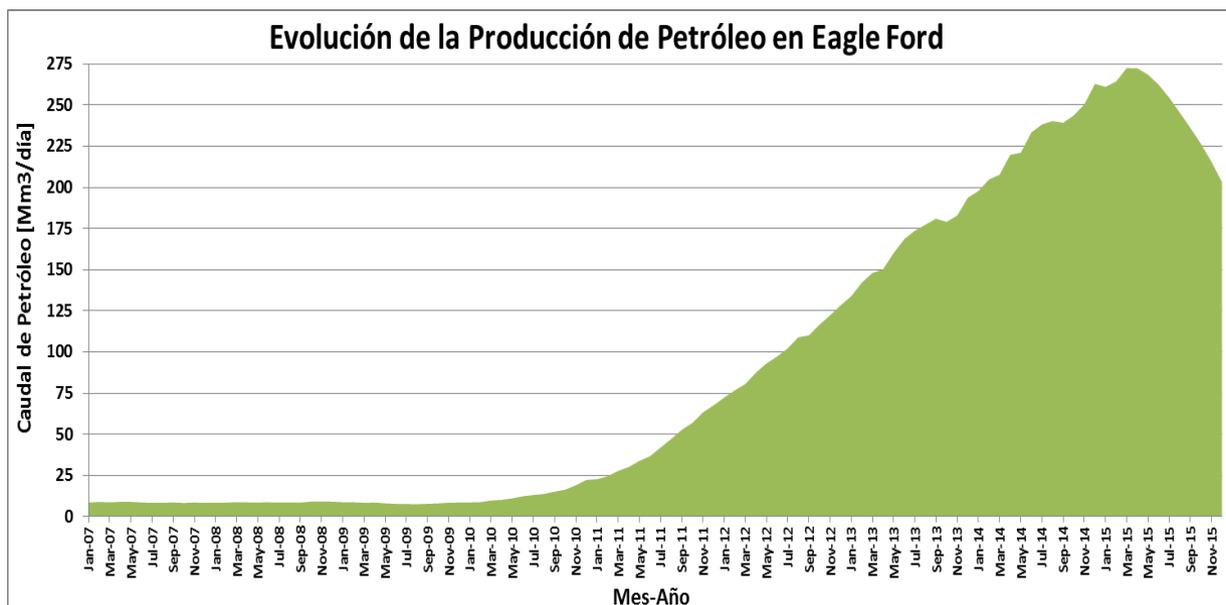


Figura 3.27 Evolución de la producción de petróleo en Eagle Ford (EIA, 2015b).

### 3.4. Región Central

En esta región solamente se detallará el play de Woodford.

#### 3.4.1. Woodford

La Formación de Woodford posee una extensión de 38 100 km<sup>2</sup> encontrándose al sur y al este del estado de Oklahoma y una pequeña parte del noroeste del estado de Texas (Figura 3.28). La formación pertenece a las cuencas de Arkoma, Anadarko y Ardmore (también llamada South Oklahoma) teniendo potencial de generación de gas como de petróleo.

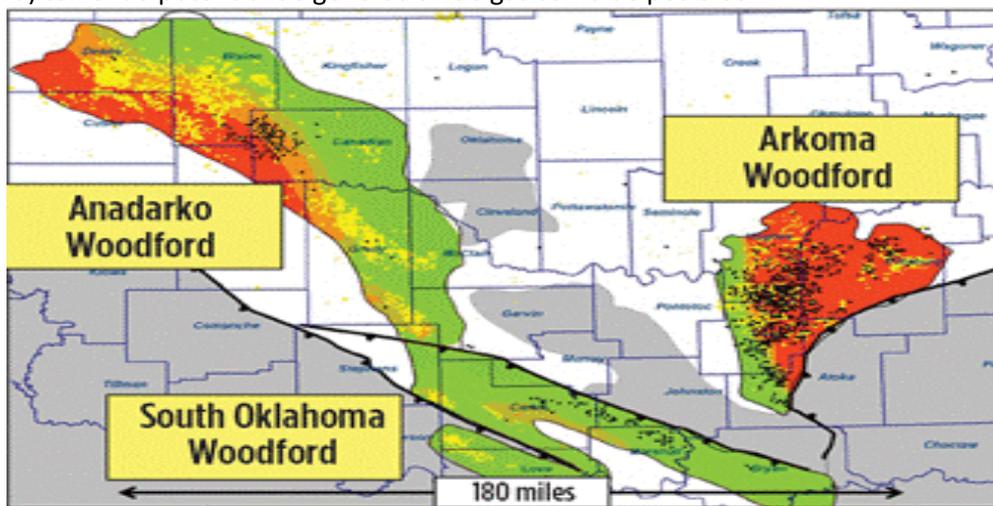


Figura 3.28 Ubicación del play Woodford shale (Kulkarni, 2011).

##### 3.4.1.1. Características Geológicas

###### Mineralogía

La Tabla 3.4 muestra los resultados de los minerales de la matriz inorgánica a partir de análisis de rayos X. Los resultados muestran que la matriz del play Woodford contiene un 27% de arcillas en promedio.

Mineral	%
Illita	10
Esmectita	5
Kaolinita	4
Clorita	8
Calcita	10
Dolomita	7
Cuarzo	44
Feldespatos	7
Pirita	5

Tabla 3.4. Mineralogía promedio del Woodford shale (Cardott, 2013).

###### Litología

Es una formación conformada principalmente por pelitas de origen silíceo orgánicamente ricas aunque también existen lutitas ricas en carbonatos en menor medida. El contenido de cuarzo es

máximo en el tope de la formación mientras que en la base de la misma tiende a aumentar de forma considerable el contenido de arcillas.

### Período Geológico

La Formación Woodford posee una antigüedad de 380 millones de años y pertenece a los períodos Devónico Superior y Carbonífero Inferior correspondiente a la era Paleozoico.

### Ambiente de Depositación

Los sedimentos de la Formación de Woodford se depositaron en el mar epéirico de aguas someras caracterizado por una alta estratificación térmica y condiciones altamente anaeróbicas en el lecho marino. Durante el período de depositación de la formación existía una alta productividad biológica primaria en las aguas más superficiales soportada por las corrientes de surgencia.

### Características Estructurales

Dada que la Formación de Woodford se encuentra repartida en tres distintas cuencas, la profundidad de la misma varía dependiendo de su ubicación. En la cuenca de Anadarko (Figura 3.29), las profundidades desde el nivel del mar al tope de la formación se incrementan hacia el sureste de la cuenca variando desde los 3000 m hasta los 8000 m (10 000 ft – 28 000 ft). Por otra parte, en la cuenca de Ardmore (Figura 3.30) las profundidades oscilan entre los 1500 m hasta los 4600 m (5000 ft-15 000 ft). Finalmente, en la cuenca de Arkoma (Figura 3.31) las profundidades son entre 600 m y 4300 m (2000 ft-14 000ft). El costo total promedio de perforación y estimulación por pozo ronda los 8 MMUSD [XIX].

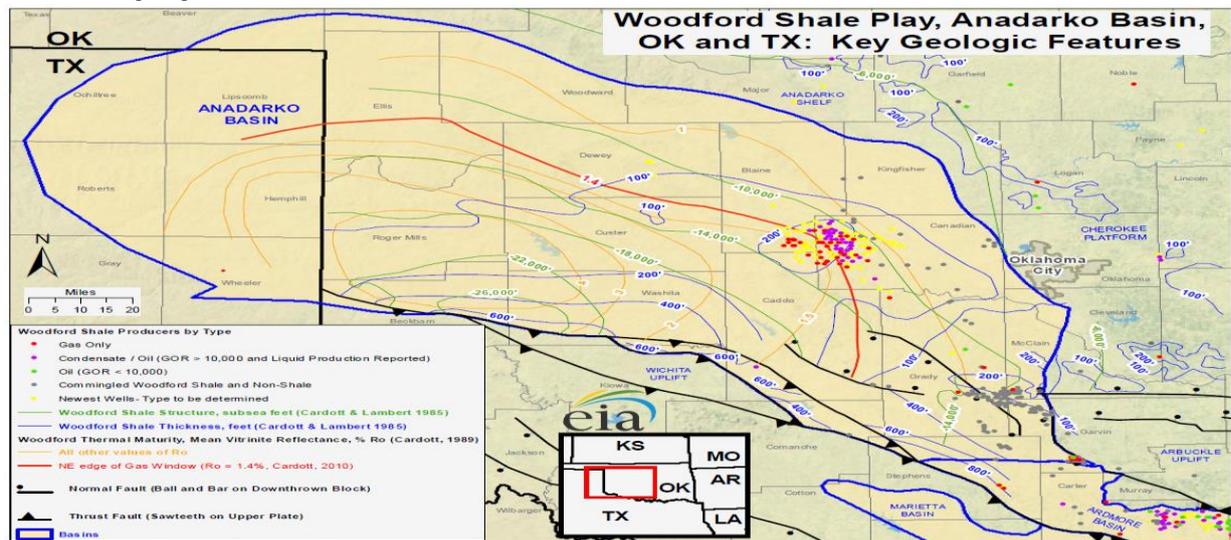


Figura 3.29 Cuenca de Anadarko [XII].

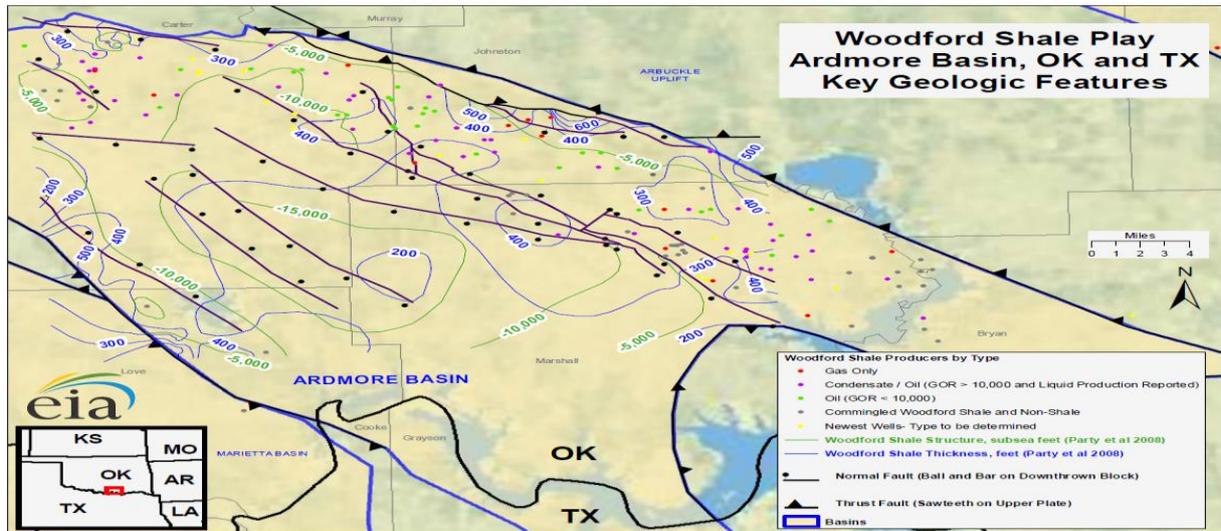


Figura 3.30 Cuenca de Ardmore [XIII].

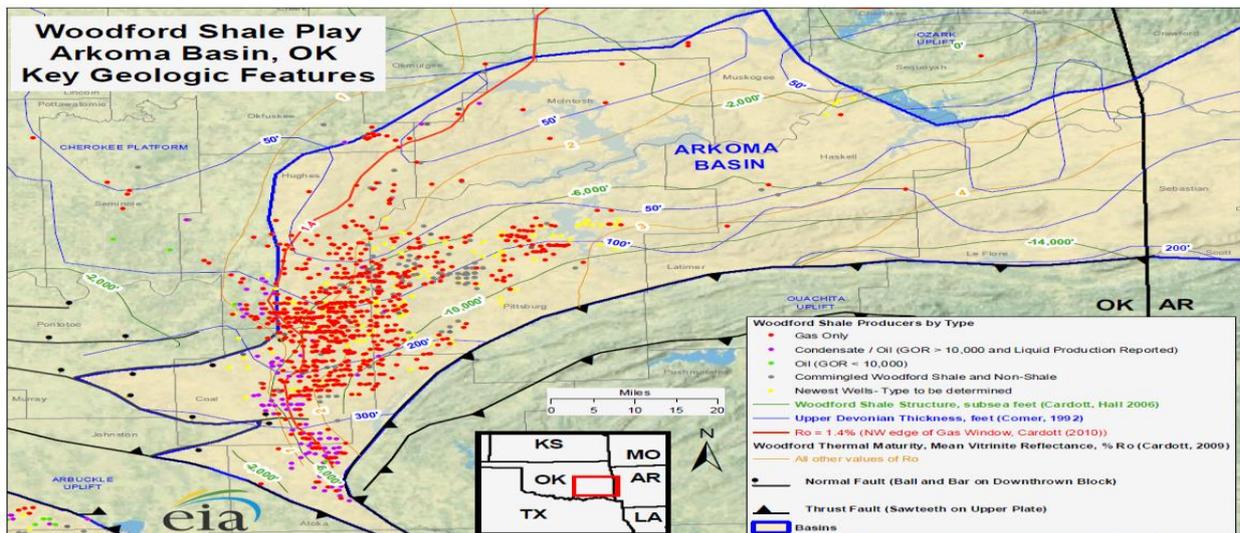


Figura 3.31 Cuenca de Arkoma [XIV].

### Espesores

En la cuenca de Anadarko los espesores varían entre los 30 m hasta los 180 m (100 ft – 600 ft) aumentando en dirección sureste. En la cuenca de Ardmore los espesores son de entre 60 m a 180 m (200 ft – 600 ft) mientras que en la cuenca de Arkoma los espesores de formación rondan los 15 m a 90 m (50 ft – 300 ft).

#### 3.4.1.2. Características Geoquímicas

##### Carbono Orgánico Total

El contenido de carbono orgánico total en la Formación de Woodford oscila entre el 3% al 9%. El valor de TOC promedio ronda el 5% (Euzen, 2012; Jarvie, 2012a).

##### Madurez Térmica

La madurez térmica del play, en términos de reflectancia de la vitrinita, varía entre 0.80% en el flanco norte de la formación hasta más del 3%. La formación en la cuenca de Anadarko presenta



tanto ventana de gas como de petróleo, en la cuenca de Ardmore los hidrocarburos presentes se encuentran en la ventana de petróleo mientras que la formación en la cuenca de Arkoma se encuentra sobremadura.

### Diagrama de Van Krevelen

Se puede apreciar en el diagrama de Van Krevelen modificado de la Figura 3.32 que el tipo de querógeno es sapropélico, en particular II correspondiente al ambiente marino en el cual se depositó la formación.

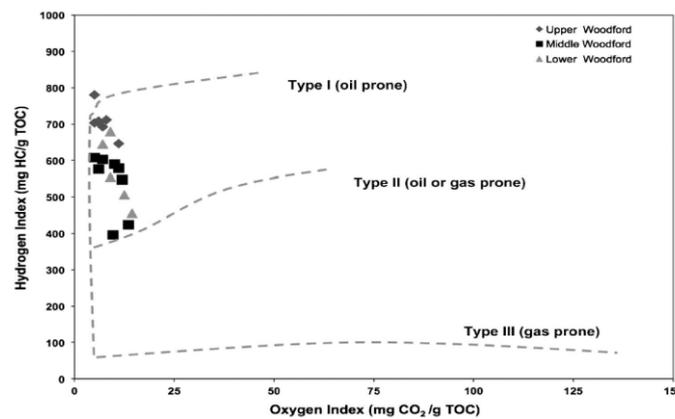


Figura 3.32 Diagrama de Van Krevelen modificado del play Woodford (Miceli Romero y Philp, 2012).

### 3.4.1.3. Características Petrofísicas

#### Gradiente de Presión

Los gradientes de presión en la Formación de Woodford oscilan entre los valores de 10.6 kPa/m hasta 14.7 kPa/m (0.47 psi/ft hasta 0.65 psi/ft). En la cuenca de Anadarko La presión de la formación oscila entre los 320 kg/cm<sup>2</sup> hasta los 1280 kg/cm<sup>2</sup> (4600 psi-18 200 psi) según la profundidad. Por otra parte, en la cuenca de Ardmore la presión de la formación varía entre los 160 kg/cm<sup>2</sup> hasta los 650 kg/cm<sup>2</sup> (2300 psi-9300 psi) dependiendo de la profundidad. Finalmente, en la cuenca de Arkoma las presiones en la formación varían entre 65 kg/cm<sup>2</sup> hasta los 640 kg/cm<sup>2</sup> (920 psi - 9100 psi).

#### Densidad de la formación

La densidad de la formación oscila entre los valores de 2.45 g/cm<sup>3</sup> hasta 2.75 g/cm<sup>3</sup> (Backford, 2007). En la Figura 3.33 se observa una relación inversa entre la densidad de la formación con los valores de gamma ray, directamente vinculados con el contenido de carbono orgánico total.

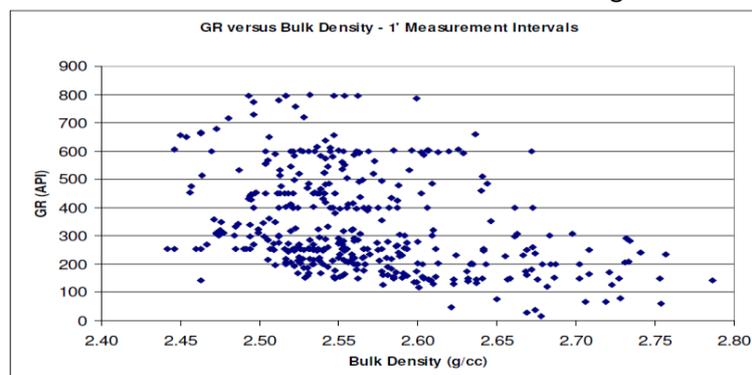


Figura 3.33 Relación entre la densidad de la Formación Woodford con el registro GR (Backford, 2007).



## Porosidad

La porosidad en el play varía entre el 3% hasta el 9%. El valor promedio de porosidad es del 5% (Jarvie, 2012a).

## Permeabilidad

La permeabilidad de la formación varía hasta los 200 nD, tomando un valor promedio de 25 nD (Jarvie, 2012a).

### 3.4.1.4. Características Geomecánicas

## Mineralogía

En el diagrama ternario de cuarzo, carbonatos y arcilla (Figura 3.34), los miembros superior (color naranja) y medio (colores amarillo y gris claro) de la formación resultan los más prospectivos para explotación debido a que el contenido de arcillas es menor al 40%.

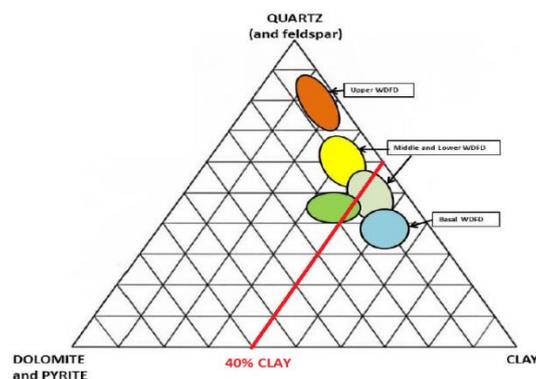


Figura 3.34 Diagrama Ternario del Woodford shale (Caldwell, 2012).

## Módulo de Young y Relación de Poisson

El módulo estático de Young en el play de Woodford varía entre 5.2 Mpsi y 12 Mpsi. La relación de Poisson varía entre 0.05 y el 0.16 (Gupta et al., 2013).

## Laminación

En las zonas prospectivas, el análisis a simple vista de plugs y coronas no presenta laminación evidente.

### 3.4.1.5. Características de las Terminaciones

Las terminaciones en el play de Woodford se desarrollan entre los 2100 m a 4000 m de profundidad (7000 ft -13 000 ft) siendo la longitud horizontal de los pozos de 900 m a 1500 m (3000ft -5000 ft). El número de etapas de fractura oscila entre 6 a 19. El caudal de agua utilizado por etapa se encuentra en torno a los 2700 m<sup>3</sup> (17 000 bbl) utilizando un caudal volumétrico de 13 m<sup>3</sup>/min (80 bbl/min). La presión neta de fractura oscila entre los 350 kg/cm<sup>2</sup> a 910 kg/cm<sup>2</sup> (5000 psi – 13 000 psi). El agente de sostén mayormente utilizado es arena de tamaño 100 mesh (Chong et al., 2010). El costo total promedio de perforación y estimulación por pozo ronda los 7 MMUSD (Euzen, 2011).

### 3.4.1.6. Características de los Registros de Pozo

En la Figura 3.35 se puede observar el perfilaje de un pozo perforado en la Formación Eagle Ford en el cual se distinguen los miembros superior, medio e inferior de la formación. El incremento en los valores del registro neutrón y factor fotoeléctrico en los miembros medio e inferior de la formación viene asociado al incremento en el contenido de arcillas.

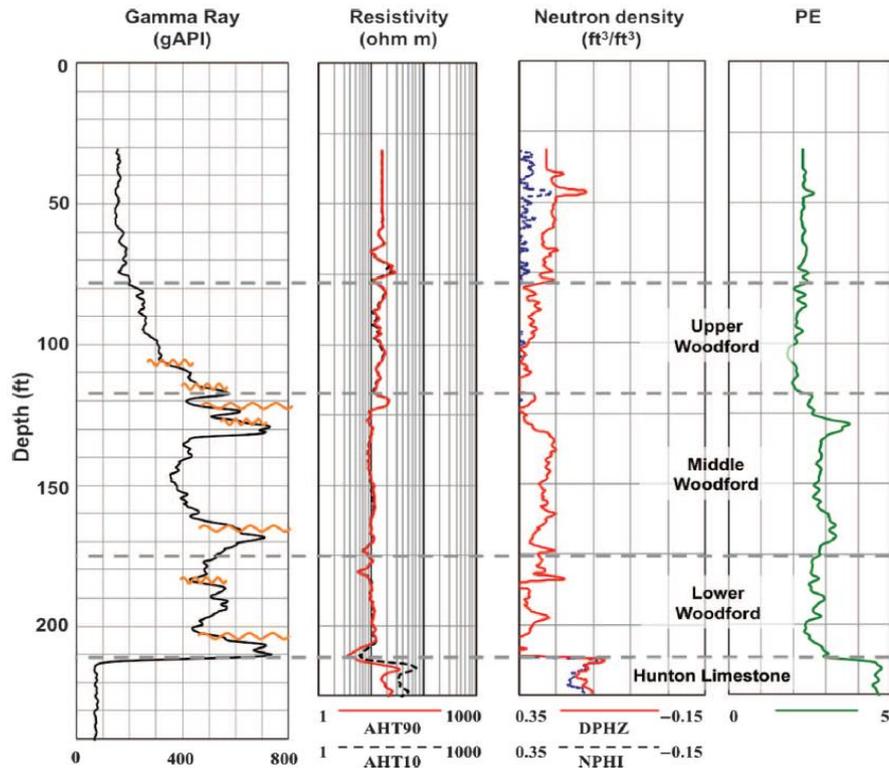


Figura 3.35 Perfil de un pozo en el Woodford shale (Miceli Romero y Philp, 2012).

### 3.4.1.7. Características de Producción

#### Tendencias de Producción

Si bien el EIA no ha empezado a seguir la evolución y tendencias de la producción en el play de Woodford, a partir de la información presentada por la Oklahoma Geological Survey [XV] se cuenta con los siguientes datos: se encontraban más de 3500 pozos perforados finalizando el año 2014 con más de 500 pozos perforados por año y 60 equipos de perforación trabajando en el play.

## 3.5. Región Sureste

En esta región se presentará únicamente el play de Barnett.

### 3.5.1. Barnett Shale

La Formación de Barnett posee una extensión de 13 000 km<sup>2</sup> encontrándose al norte del estado de Texas (Figura 3.36). La formación pertenece a la cuenca de Fort Worth.

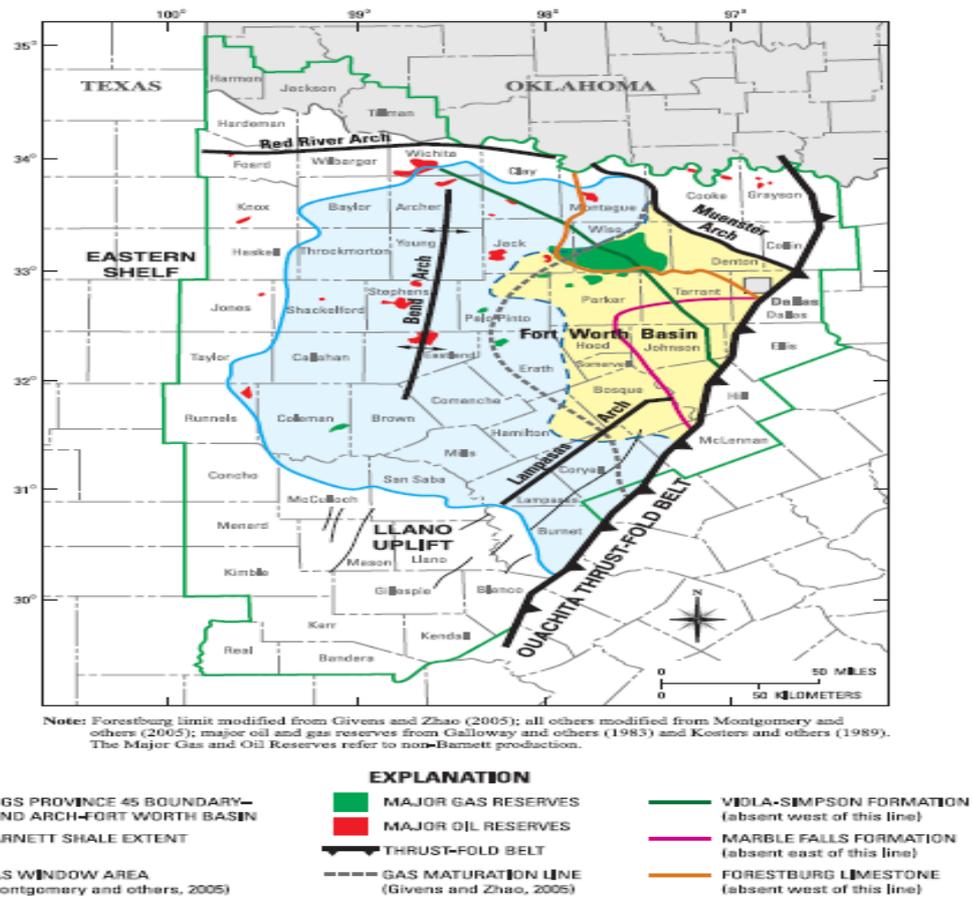


Figura 3.36 Ubicación de la Formación Barnett (Bruner y Smosna, 2011).

### 3.5.1.1. Características Geológicas

#### Mineralogía

La Tabla 3.5 muestra los resultados de los minerales de la matriz inorgánica a partir de análisis de rayos X. Los resultados muestran que la matriz de la Formación Barnett contiene un 24% de arcillas en promedio.

Mineral	%
Arcillas (Illita y Esmectita)	24.5
Feldspatos	6.6
Fosfatos	3.3
Pirita	9.7
Calcita	16.1
Dolomita	5.6
Cuarzo	34.3

Tabla 3.5. Mineralogía promedio del Barnett play (Klentsman, 2009).

#### Litología

Es una formación conformada principalmente por lutitas de origen silíceo y arcilloso, ricas en materia orgánica.

## Período Geológico

La Formación de Barnett posee una antigüedad de 350 millones de años correspondiente al período Carbonífero Inferior de la era Paleozoica.

## Ambiente de Depositación

Durante la era Paleozoica, la cuenca de Fort Worth era ocupada por un mar angosto. La Formación de Barnett se constituyó en un talud de aguas profundas ubicado en dicho mar, altamente estratificado y carente de circulación de agua garantizando condiciones de depositación anóxica en la zona.

## Características Estructurales

La profundidad de la formación es máxima en la región noreste alcanzando los 8000 pies (2500 metros) respecto del tope de la formación y decrece hacia el sur debido a la presencia del levantamiento de el Llano (Figura 3.37).

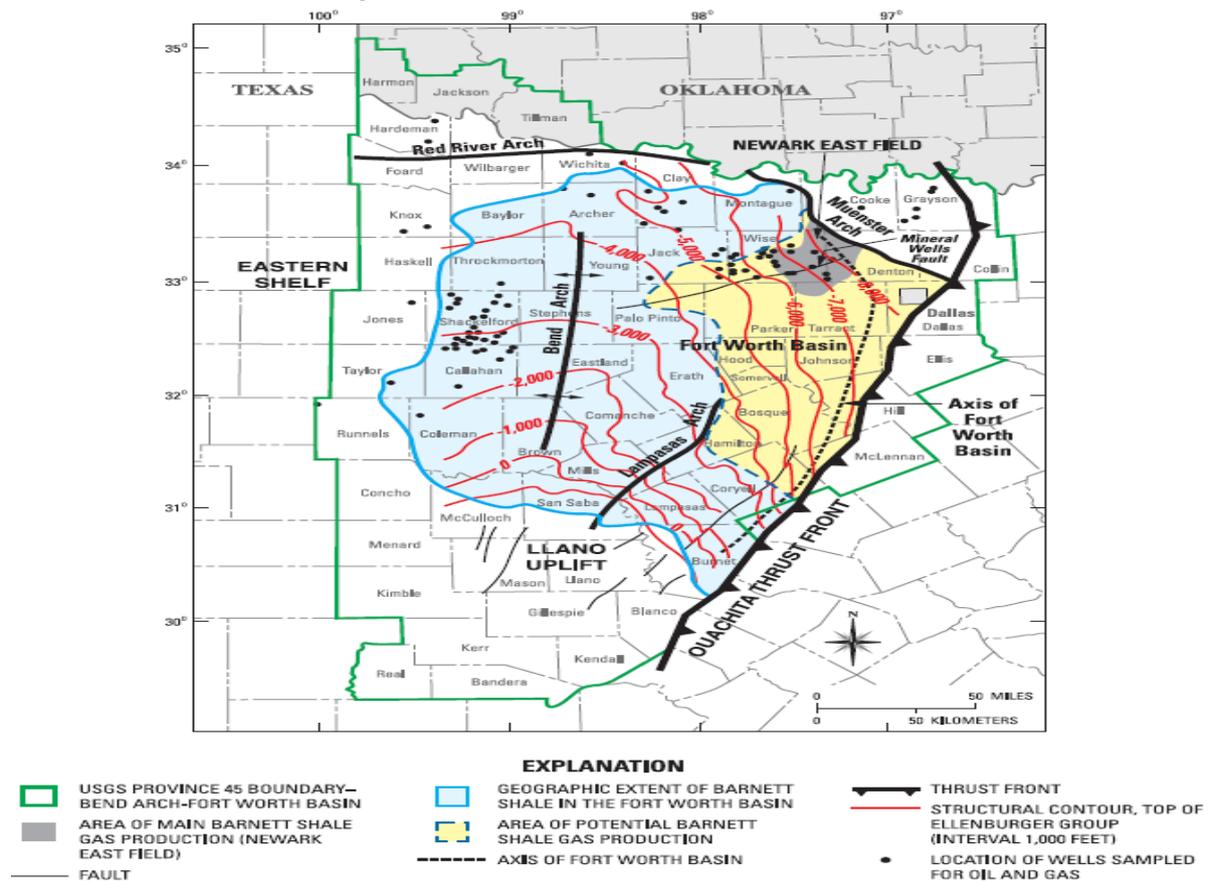


Ilustración 3.37 Mapa estructural, profundidades en pies al tope de la formación, del Barnett play (Bruner y Smosna, 2011).

## Espesores

La Formación Barnett alcanza su máximo espesor de 215 m (700 ft) en la región noreste adyacente al Arco de Muenster. En la Figura 3.38 se observa una disminución de espesor desde el noreste de la formación hacia la zona sur y el noroeste. El espesor mínimo de la formación ronda los 15 m (50 ft).

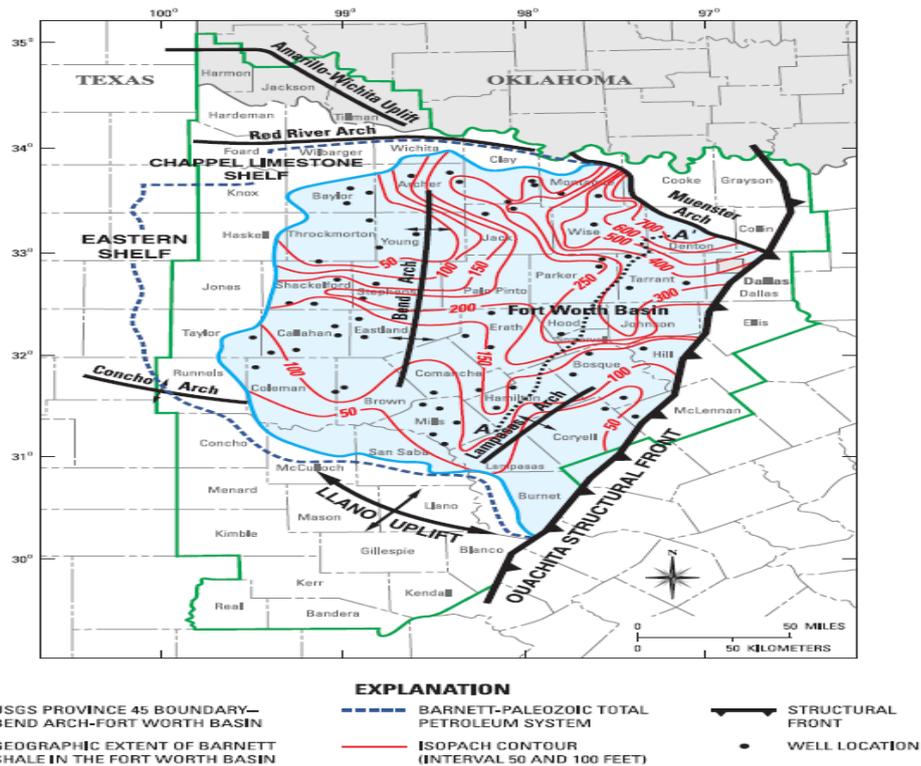


Figura 3.38 Mapa isopáquico, espesores en pies, de la Formación Barnett (Bruner y Smosna, 2011).

### 3.5.1.2. Características Geoquímicas

#### Carbono Orgánico Total

Según Jarvie (Jarvie, 20012a), el contenido de carbono orgánico total promedio en la Formación Barnett ronda 4%. Los valores de TOC mínimo y máximo en la formación van desde el 1% hasta el 7% (Kale et al., 2010), como se observa en la Figura 3.39.

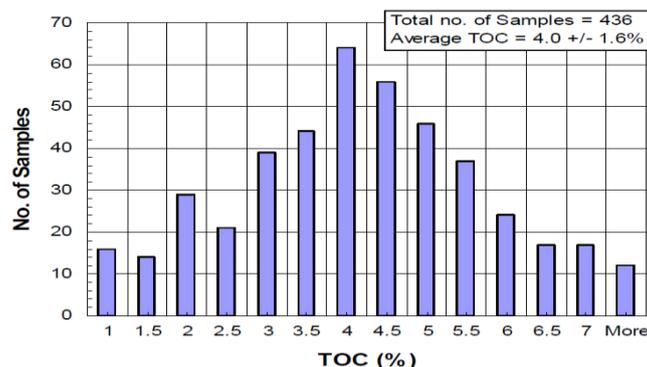


Figura 3.39 Histograma de valores de TOC en el Barnett shale (Kale et al., 2010).

#### Madurez Térmica

La madurez térmica se corresponde con la profundidad de la formación siendo máxima en la región noreste y mínima en la zona sur del play. La zona este del play se encuentra en ventana de gas encontrándose valores de reflectancia de vitrinita de 1.3 % hasta el 1.9%. Por otra parte la ventana

de petróleo de valores de reflectancia entre 0.6% hasta 1.1%, la encontramos en la región noroeste, central y sur de la formación (Figura 3.40).

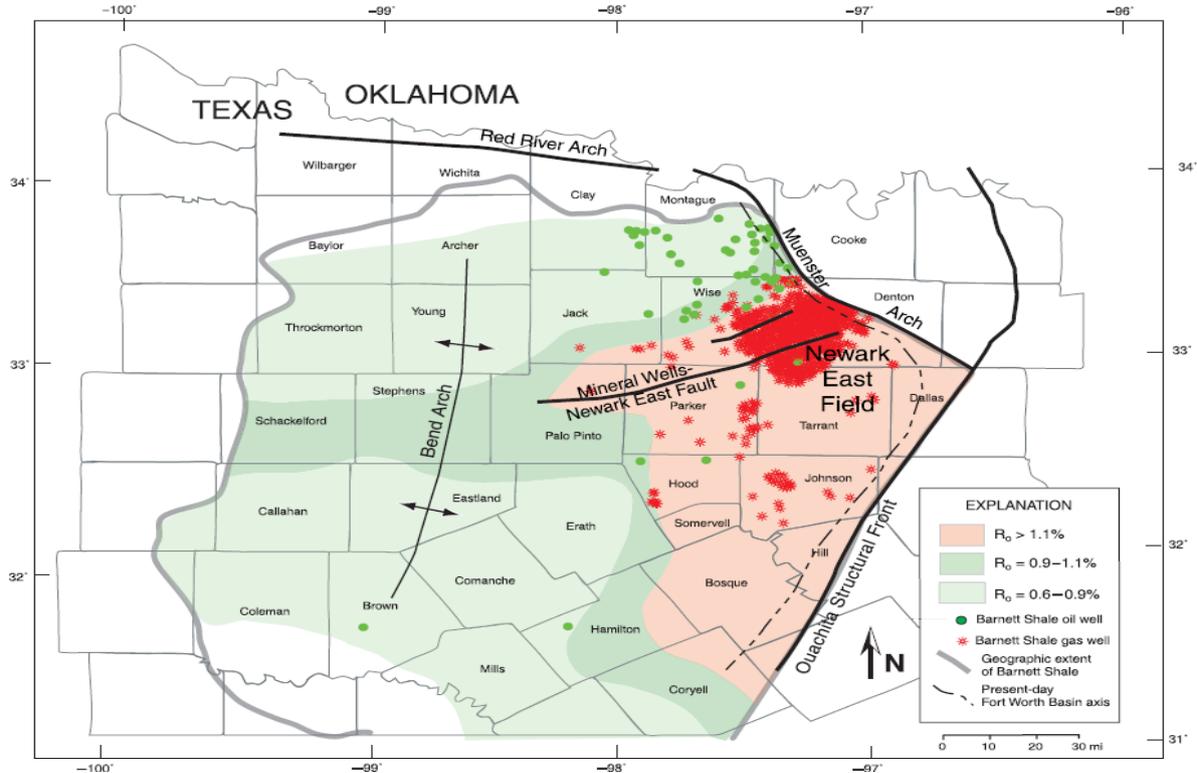


Figura 3.40 Mapa de madurez térmica de la Formación Barnett (Pollastro et al., 2007).

### Diagrama de Van Krevelen

En el diagrama de Van Krevelen modificado de la Figura 3.41, se observa que el querógeno de la Formación Barnett es de tipo II (coincidiendo con el ambiente de depositación marino), presentando un alto grado de madurez térmica (bajo valor del índice de hidrógeno).

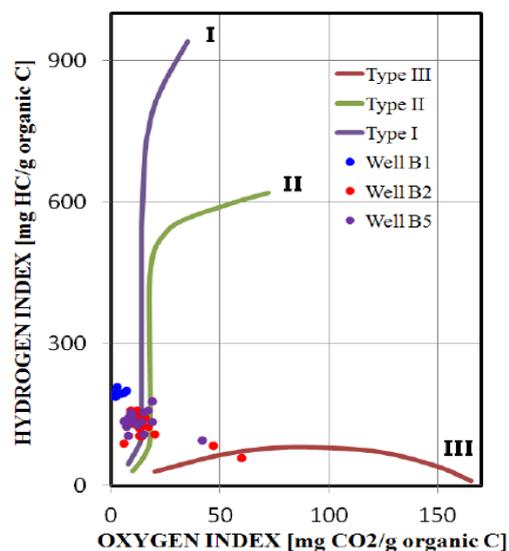


Figura 3.41 Diagrama de Van Krevelen modificado Barnett shale (Adiguna, 2012).



### 3.5.1.3. Características Petrofísicas

#### Gradiente de Presión

La Formación de Barnett presenta un gradiente de presión hidroestático levemente sobrepresurizado (Bowker, 2007; Jarvie, 2012a) oscilando entre 10 kPa/m hasta 12 kPa/m (0.44 psi/ft - 0.52 psi/ft). Las presiones de reservorios oscilan entre 28 kg/cm<sup>2</sup> hasta 280 kg/cm<sup>2</sup> (400 psi – 4000 psi) dependiendo de la profundidad en cuestión.

#### Densidad de la formación

El valor medio de la densidad de la formación es de 2.50 g/cm<sup>3</sup>, mientras que se pueden encontrar valores mínimos de densidad de entre 2.40 g/cm<sup>3</sup> hasta 2.70 g/cm<sup>3</sup> (Kane, 2006). En la Figura 3.42 se observa la relación inversa entre el TOC y la densidad de la formación.

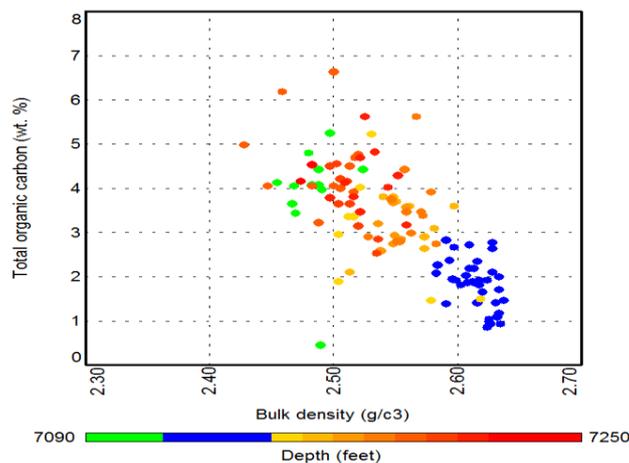


Figura 3.42 Relación entre el TOC y la densidad de la formación Barnett (Kane, 2006).

#### Porosidad

La porosidad promedio de la formación es del 5%. Se encuentran valores mínimos de 2% y máximos de hasta el 12% (Agrawal, 2009; Euzen, 2011; Kale et al., 2010) como se aprecia en la Figura 3.43.

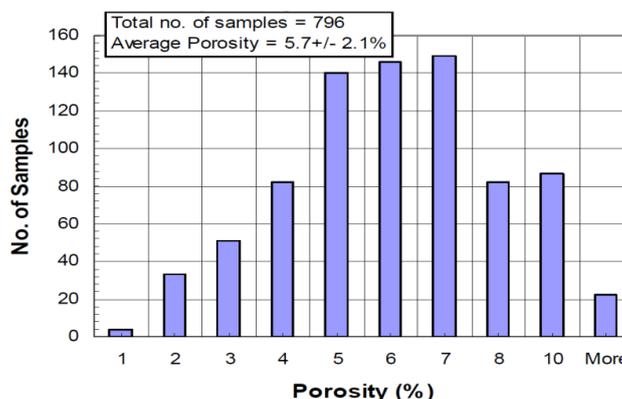


Figura 3.43 Rango de porosidades en el Barnett shale (Kale et al., 2010).



## Permeabilidad

La permeabilidad de la matriz en la Formación Barnett oscila entre los 1nD y los 3 nD (Bruner y Smosna, 2011; Vermynen, 2011).

### 3.5.1.4. Características Geomecánicas

#### Mineralogía

En el diagrama ternario de cuarzo, carbonatos y arcillas (Figura 3.44), se observa que en la mayoría de las muestras del play el contenido de arcilla se encuentra entre el 20 y 35 %.

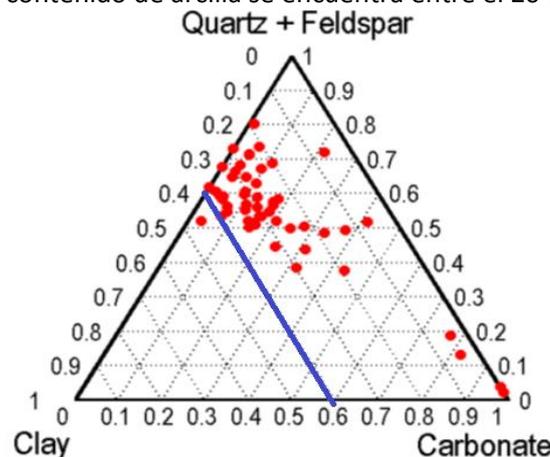


Figura 3.44 Diagrama Ternario para distintas muestras de la Formación Barnett (Adiguna, 2012).

#### Módulo de Young y Relación de Poisson

De los estudios realizados por Vermynen (Vermynen, 2011), el módulo de Young promedio de la formación es de 5.8 Mpsi mientras que la relación de Poisson media es de 0.23. Sone y Zoback reportan valores del módulo de Young de entre 3.6 Mpsi hasta 11 Mpsi y relación de Poisson entre 0.16 y 0.27 (Sone y Zoback, 2013). Lo cual demuestra un comportamiento frágil de la formación y proclive a la fractura.

#### Laminación

En las zonas prospectivas, el análisis a simple vista de plugs y coronas no presenta laminación evidente.

### 3.5.1.5. Características de las Terminaciones

Las terminaciones en el play de Barnett se desarrollan principalmente entre los 2100 m y los 2500 m (7000 ft – 8000 ft) siendo la longitud horizontal de los pozos de entre 900 m y 1500 m (3000 ft-5000 ft). El número de etapas de fractura se encuentra entre 4 y 6. El volumen de agua utilizado por etapa es de 2720 m<sup>3</sup> (17100 bbl) utilizando un caudal de 11-12 m<sup>3</sup>/min (70-80 bbl/min). La presión de fractura oscila entre los 210 kg/cm<sup>2</sup> a 351 kg/cm<sup>2</sup> (3000 psi - 5000 psi). El agente de sostén más utilizado es arena de tamaño 100 mesh (Chong et al., 2010). El costo total promedio de perforación y estimulación por pozo ronda los 3.5 MMUSD (Liddle, 2015).



### 3.5.1.6. Características de los Registros de Pozo

En la Figura 3.45 se presenta un perfil para un pozo de gas tipo de la Formación Barnett. En el mismo se puede observar que existe una correlación positiva entre el registro de gamma ray y el registro de TOC. Por otra parte, se observa que los elevados valores de resistividad se correlacionan con la presencia de gas evidenciada en el cruce neutrón densidad (marcado en color marrón en el tercer registro).

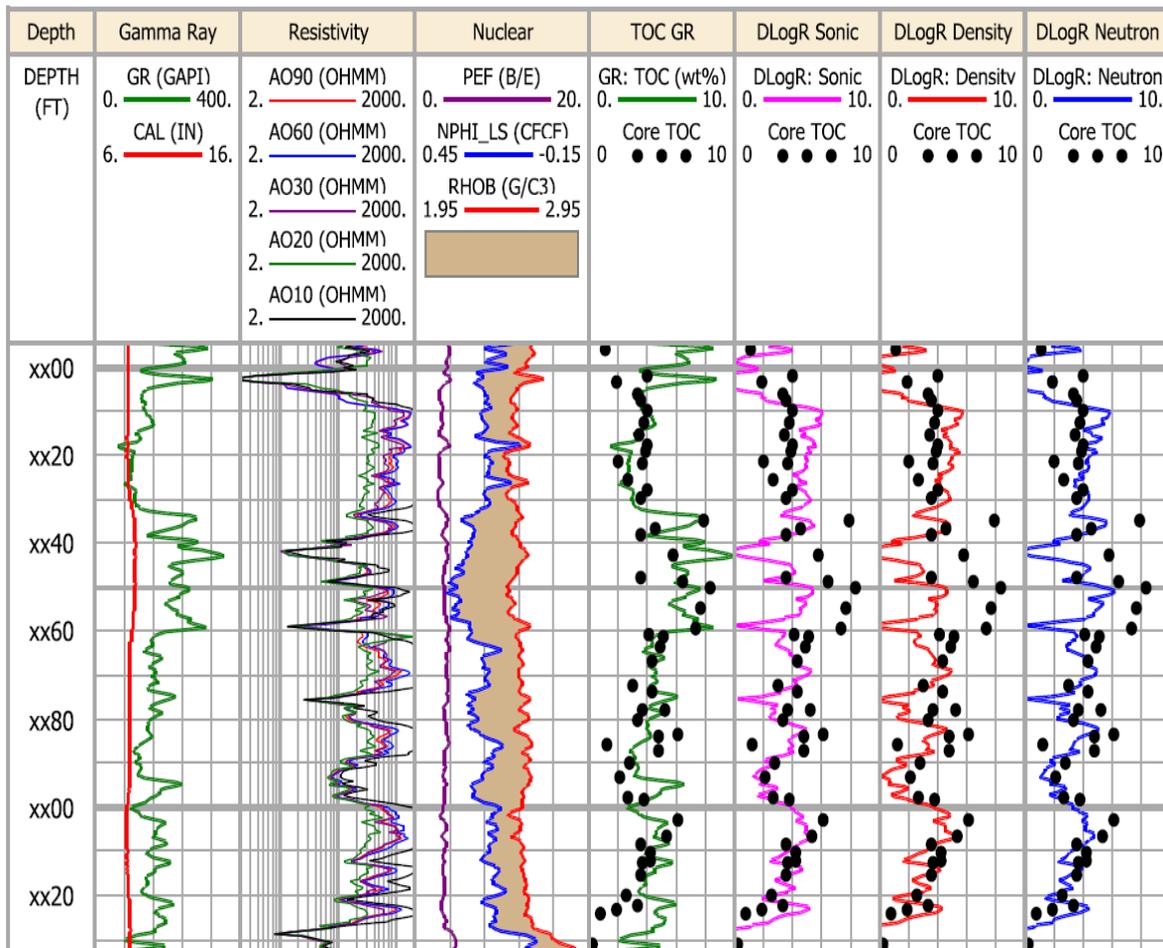


Figura 3.45 Registro de un pozo de gas en la Formación Barnett (Adiguna, 2012).

### 3.5.1.7. Características de Producción

#### Tendencias de Producción

A partir de los datos de la Railroad Commission of Texas de Agosto de 2015 se construyeron las Figuras 3.46 (producción de gas) y 3.47 (producción de petróleo), observamos que la producción de gas natural en el play se encuentra en los 125 MMSMCD (4 444 MMSCFD) aportando el 10% de la producción de shale gas en el Estados Unidos. Por otra parte, la producción de petróleo en la formación resulta marginal solamente con 305 m<sup>3</sup>/día (1923 BPD). A Agosto de 2015, la cantidad total de pozos perforados se estima en más de 24 000. En el año 2014 se perforaron más de 1 000 pozos en el play.

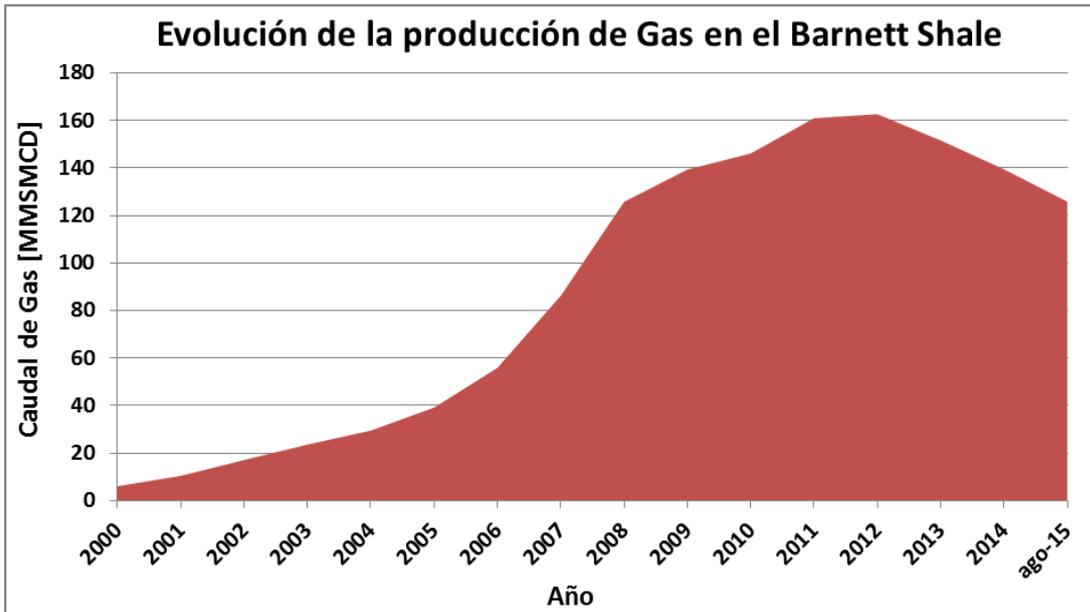


Figura 3.46 Evolución de la producción de gas en el Barnett shale. Datos de [XVI].

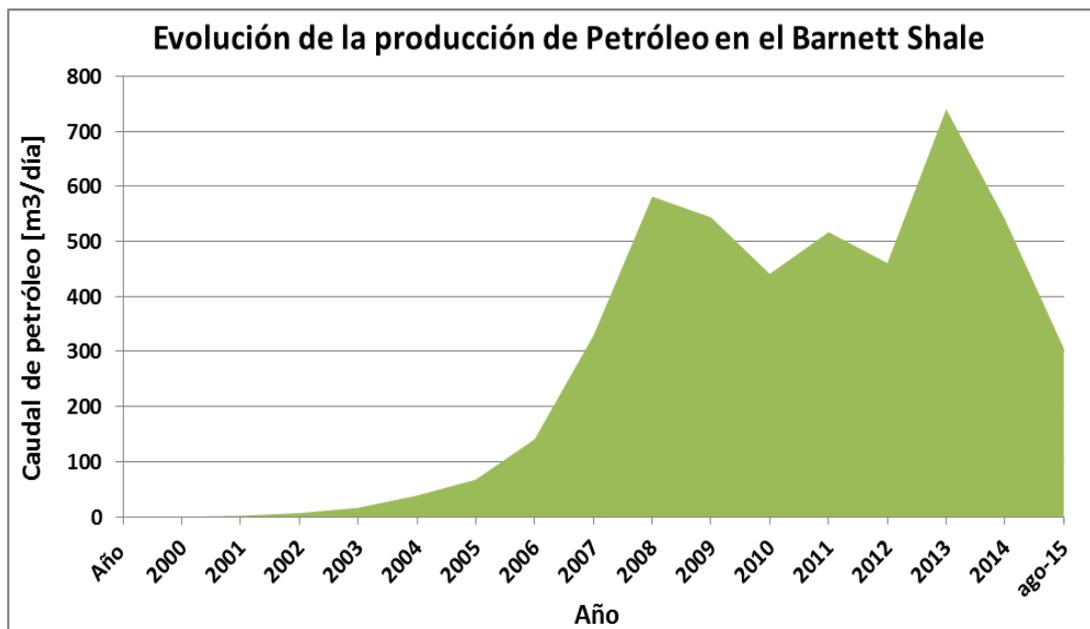


Figura 3.47 Evolución de la producción de petróleo en el Barnett shale. Datos de [XVI].

### 3.6. Región de Rocky Mountains

En esta región solamente se describirá la Formación de Bakken.

#### 3.6.1. Bakken Shale

El play de Bakken se encuentra ubicado en la Cuenca de Williston y cuenta con una extensión de 520 000 km<sup>2</sup> abarcando los estados de Montana y Dakota del Norte en Estados Unidos y se extiende al norte en los estados canadienses de Manitoba y Saskatchewan (Figura 3.48). Solamente en el estado de Dakota del Norte la extensión de la formación ronda los 62 000 km<sup>2</sup>. Es una formación con alto potencial de generación de petróleo.

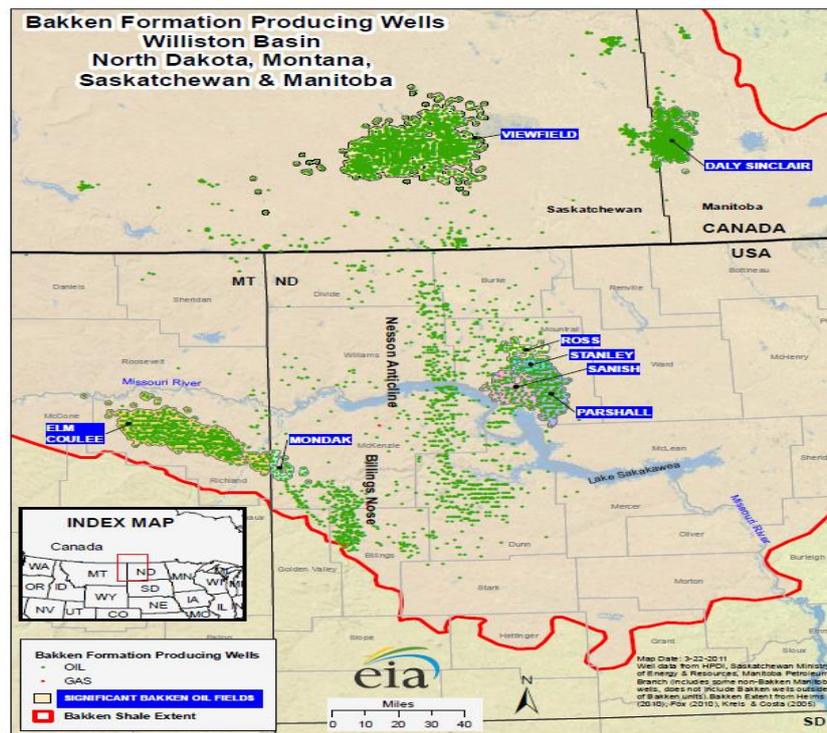


Figura 3.48 Ubicación del Bakken Shale [XVII].

### 3.6.1.1. Características Geológicas

#### Mineralogía

En la Tabla 3.6 muestran los resultados de los minerales de la matriz inorgánica a partir del análisis de rayos X. Los resultados muestran que la Formación de Bakken contiene un 40% de arcillas en promedio.

Mineral	%
Cuarzo	42
Arcillas	40
Feldespatos	4
Pirita	3
Calcita	2
Dolomita	7
Otros	4

Tabla 3.6 Mineralogía promedio del Bakken Shale (Mba et al., 2010).

#### Litología

La Formación de Bakken puede dividirse en tres miembros. Los miembros superior e inferior son pelitas orgánicamente ricas de origen silicio, mientras que el miembro medio varía en composición desde dolomitas, calizas y arcillas. Los miembros superior e inferior descargan sus hidrocarburos al miembros medio al mismo tiempo en que actúan de sellos y el miembro medio de la formación constituye el net pay de la formación.

## Período Geológico

La Formación de Bakken tiene una antigüedad de 360 millones de años, correspondiente a los periodos Devónico superior y Misisípico temprano de la era Paleozoica.

## Ambiente de depositación

La formación se depositó en un ambiente de aguas marinas someras con restricción parcial de oxígeno.

## Características estructurales

En el mapa estructural de la Figura 3.49 se observa que el tope de la formación varía desde los 300 m (1 000 ft) en Canadá hasta los 3 000 m (10 000 ft) en las partes más profundas de la formación en Dakota del Norte.

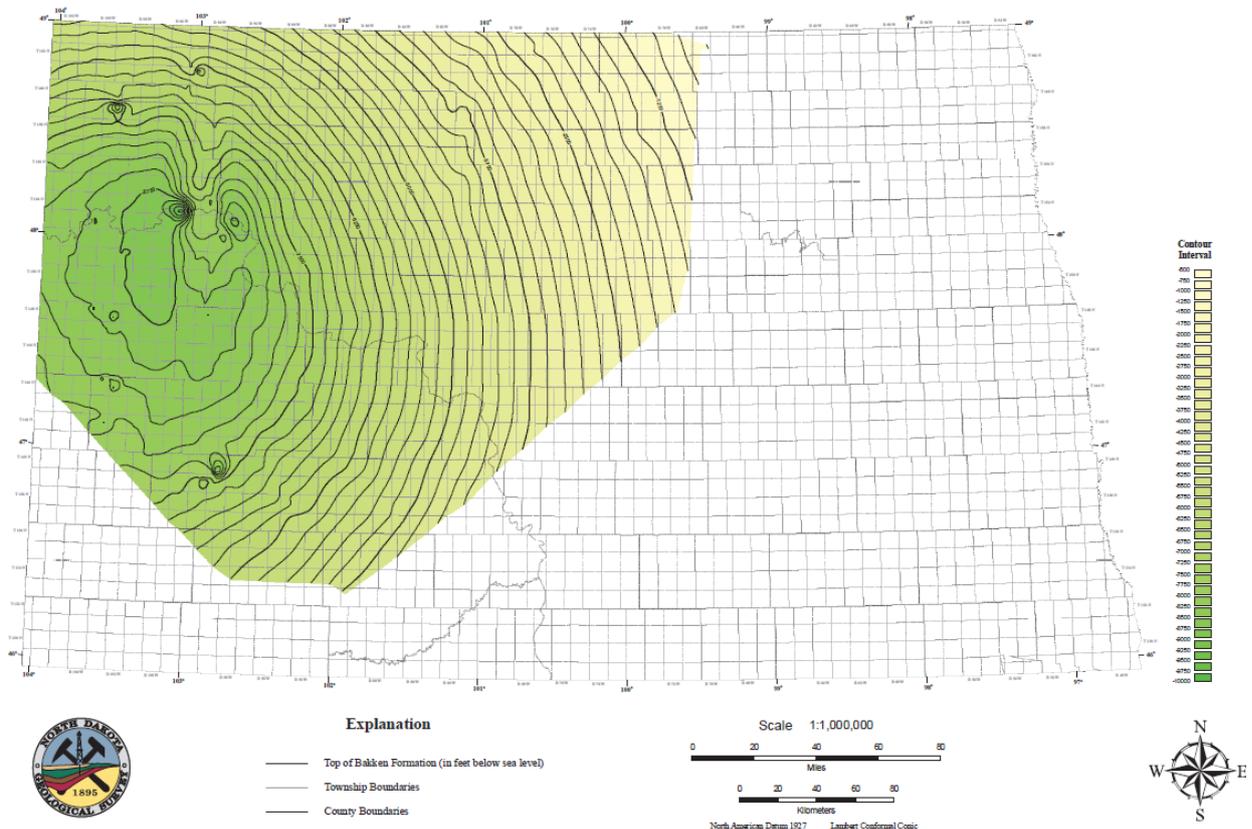


Figura 3.49 Mapa estructural de la Formación Bakken en Dakota del Norte, profundidades en pies al tope de la formación (LeFever, 2008a).

## Espesores

Los espesores de la formación oscilan entre 5 metros (15 ft) en los límites de la formación hasta los 50 m (160 ft) en el depocentro, siendo el espesor medio de la formación de 27 metros. El miembro superior posee un espesor promedio de 6 metros, el miembro medio un espesor promedio de 12 metros mientras que el miembro inferior posee un espesor medio que ronda los 9 metros (Figura 3.50).

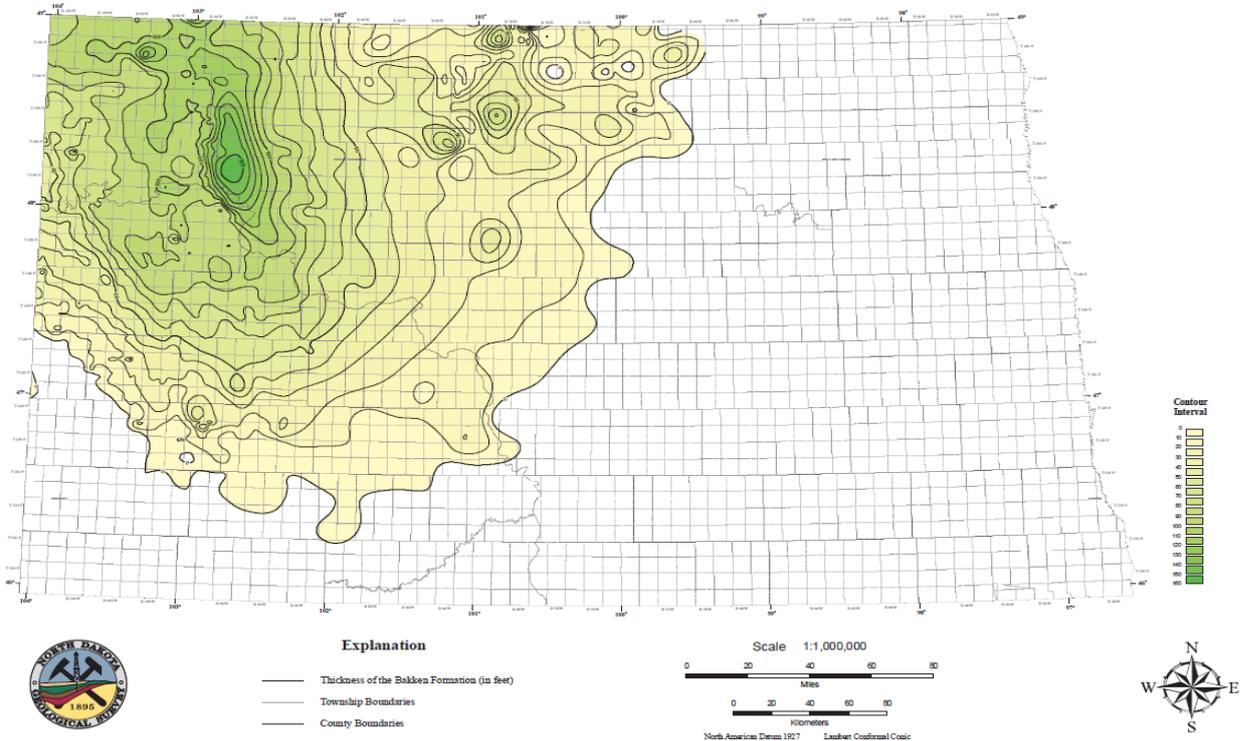


Figura 3.50 Mapa isopáquico de la Formación de Bakken en Dakota del Norte, espesores en ft (LeFever, 2008b).

### 3.6.1.2. Características Geoquímicas

#### Carbono Orgánico Total

El contenido de carbono orgánico en el play de Bakken oscila entre valores del 4% hasta valores del 30%. El valor promedio encontrado en la formación es del 11% (Figura 3.51).

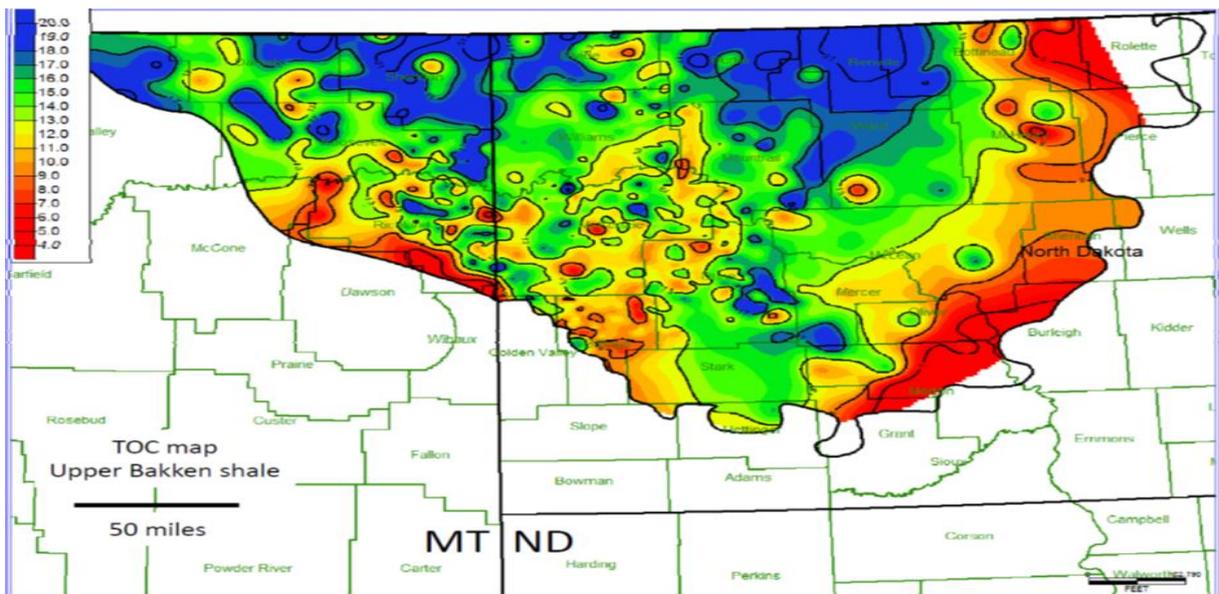


Figura 3.51 Contenido de TOC en el miembro superior de la Formación de Bakken (Hui Jin y Sonnenberg, 2013).



### Madurez Térmica

En términos de reflectancia de la vitrinita, la madurez térmica de la formación oscila entre 0.30% hasta el 1%. A partir de estos valores se puede concluir que el play se encuentra dentro de la ventana de generación de petróleo, como se observa en la Figura 3.52.

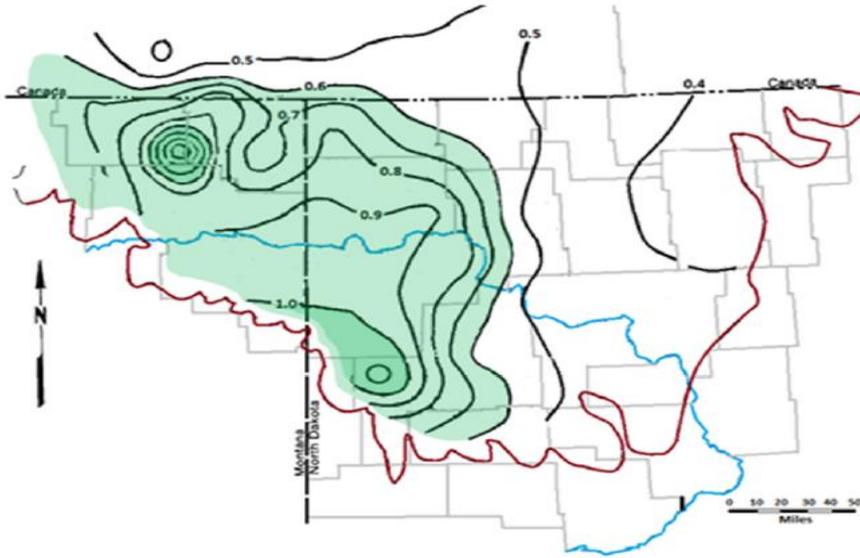


Figura 3.52 Madurez térmica de la Formación de Bakken (Silver, 2010).

### Diagrama de Van Krevelen

Las muestras de roca analizadas por Simenson (Simenson, 2010) en el yacimiento de Parshall muestran un claro predominio del querógeno tipo II que se correlaciona con el ambiente de depositación marino de la formación.

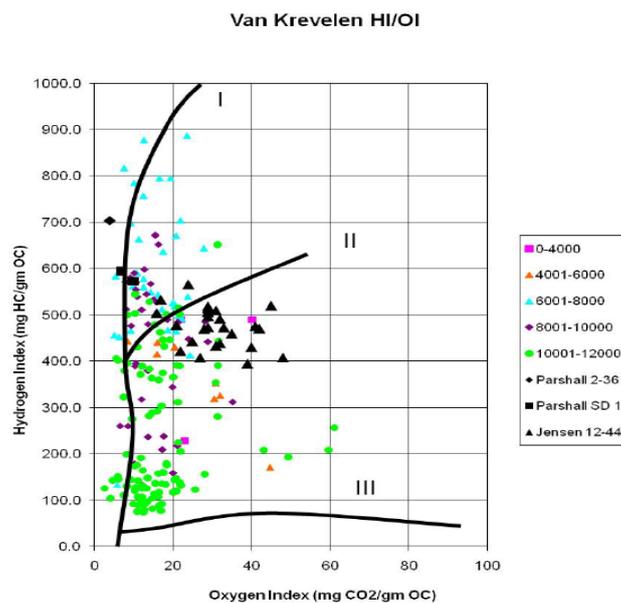


Figura 3.53 Diagrama de Van Krevelen modificado del Bakken shale (Simenson, 2010).



### 3.6.1.3. Características Petrofísicas

#### Gradiente de Presión

La Formación Bakken se encuentra sobrepresurizada, su gradiente de presión oscila entre los 13.6 kPa/m hasta los 18 kPa/m (0.60 psi/ft a 0.80 psi/ft). El gradiente de presión medio en la formación ronda los 14.7 kPa/m (0.65 psi/ft) [Havens y Batlze, 2011]. Las presiones del play oscilan entre 46 kg/cm<sup>2</sup> hasta 500 kg/cm<sup>2</sup> (650 psi-7000 psi) dependiendo de la profundidad en cuestión.

#### Densidad de la formación

La densidad de los miembros inferiores de la formación oscila entre los 2.20-2.30 g/cm<sup>3</sup>, mientras que para el miembro medio ronda los 2.50-2.70 g/cm<sup>3</sup>.

#### Porosidad

Los valores de porosidad de la formación oscilan entre el 5% y el 15%. La porosidad media de la formación ronda el 10% (Zhang et al., 2013).

#### Permeabilidad

La permeabilidad promedio en la formación ronda los 40 nD (Simenson, 2010).

### 3.6.1.4. Características Geomecánicas

#### Mineralogía

Se observa que en la mayoría de las muestras del play el contenido de arcilla es menor al 40%.

#### Módulo de Young y Relación de Poisson

El módulo de Young para el miembro medio de la formación oscila entre los 4.5 Mpsi y 6.5 Mpsi, mientras que la relación de Poisson adopta valores de entre 0.15 y 0.25 (Havens, 2010).

#### Laminación

En las zonas prospectivas, el análisis a simple vista de plugs y coronas no presenta laminación evidente.

### 3.6.1.5. Características de las Terminaciones

Las terminaciones en el play de Bakken se desarrollan principalmente entre los 2200 m y los 3400 m (7400 ft – 11000 ft) siendo la longitud horizontal de los pozos de entre 1200 m y 3000 m (4000 ft-10 000 ft). El número de etapas de fractura se encuentra entre 7 y 17. El volumen de agua utilizado por etapa es de 286 m<sup>3</sup> (1800 bbl) utilizando un caudal de 2-3 m<sup>3</sup>/min (15-20 bbl/min). La presión de fractura oscila entre los 196 kg/cm<sup>2</sup> a 560 kg/cm<sup>2</sup> (2800 psi - 8000 psi). El agente de sostén más utilizado es arena de tamaño 100 mesh (Chong et al., 2010). El costo total promedio de perforación y estimulación por pozo ronda los 5.5 MMUSD [XX].

### 3.6.1.6. Características de los Registros de Pozo

En la Figura 3.54 se presenta un perfil de pozo donde se observan los tres miembros de la Formación de Bakken: superior, medio e inferior. Los miembros superior e inferior poseen un mayor registro de Gamma Ray (GR) y resistividad que el miembro medio debido a su mayor contenido de arcillas. Por otra parte, en el registro de porosidad se puede ver que el miembro medio de la formación posee una mayor porosidad que los miembros superior e inferior.

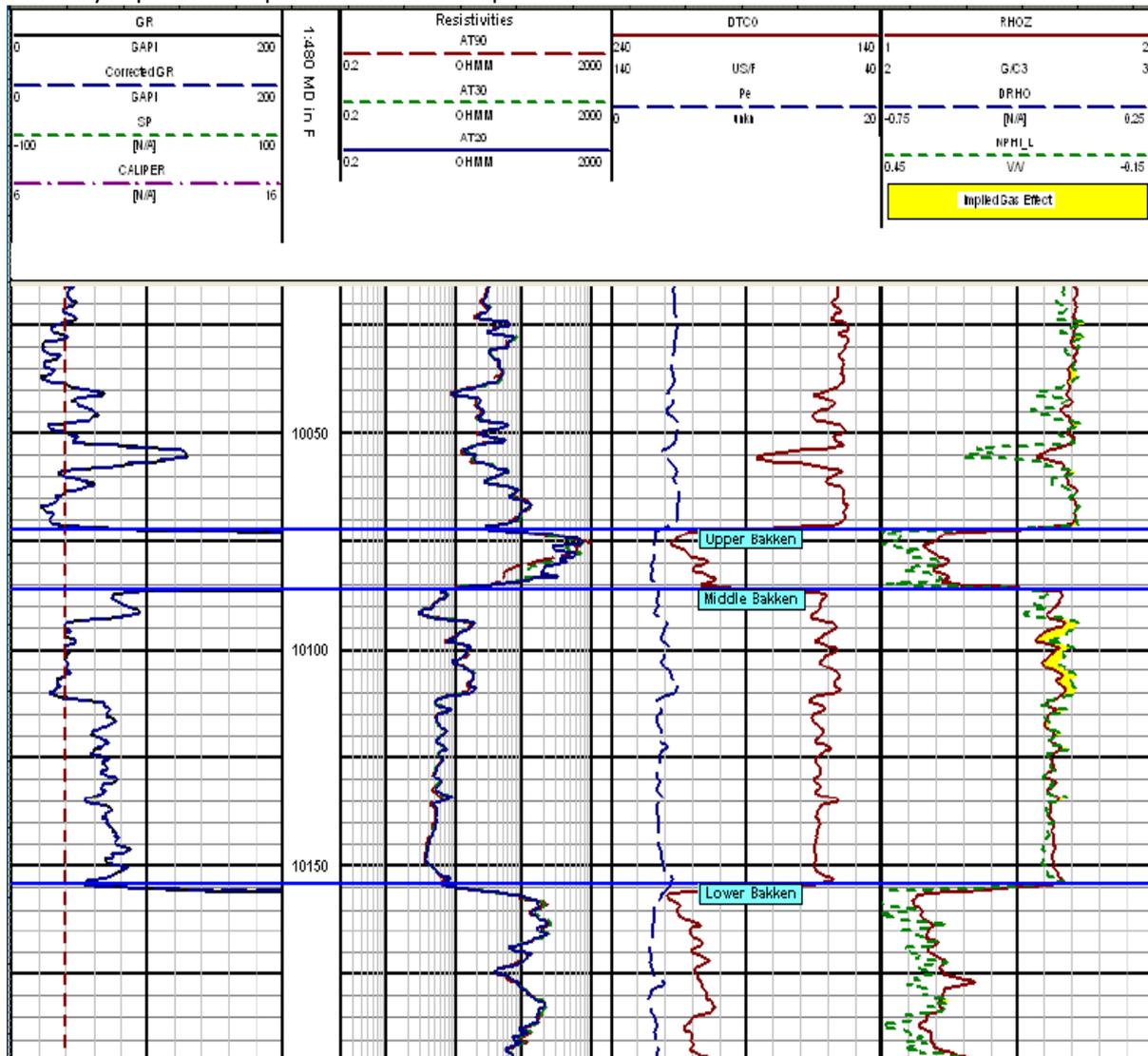


Figura 3.54 Perfil de un pozo tipo en el play de Bakken (Simenson, 2010).

### 3.6.1.7. Características de Producción

A partir de los datos del Drilling Productivity Report del EIA (EIA, 2015), se elaboraron las Figuras 3.55 (producción de petróleo) y 3.56 (producción de gas) correspondientes al play de Bakken. La producción de petróleo en el play de Bakken alcanza los 176 Mm<sup>3</sup>/día (1.1 MMbbl/día) y más de 90 equipos de perforación. Según estimaciones, solamente en el estado de Dakota del Norte, se supera la cantidad de 9000 pozos perforados.

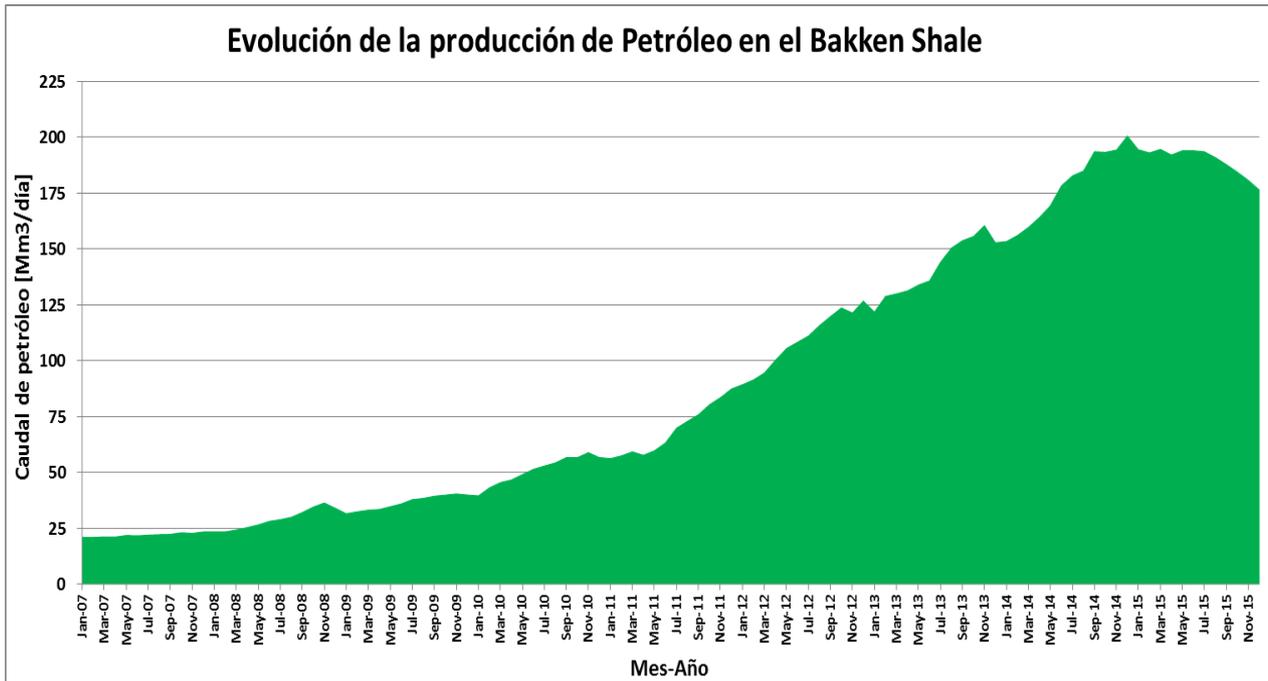


Figura 3.55 Evolución de la producción de petróleo en el play de Bakken (EIA, 2015b).

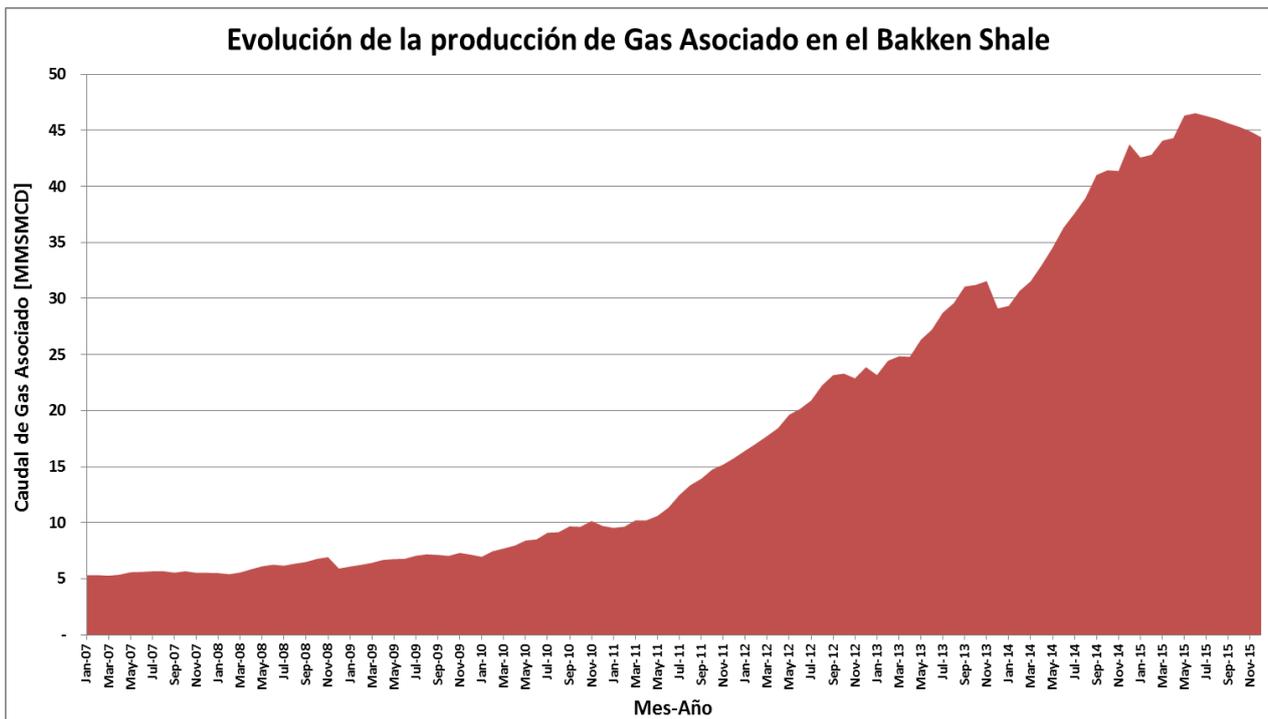


Figura 3.56 Evolución de la producción de gas asociado en el play de Bakken (EIA, 2015b).



## ***4. Análisis Declinatorio de los Principales Shale Plays de Estados Unidos***



#### 4.1. Introducción

En el presente capítulo se realizaron los ajustes de las curvas de producción de los pozos tipo de las formaciones estudiadas en el apartado 3 con modelos declinatorios presentados en los apartados 2.7, 2.8 y 2.9. Todos los modelos fueron evaluados con los parámetros de diagnóstico informados en el apartado 2.10 tomando las consideraciones de la sección 2.11 con la finalidad de predecir cuál o cuáles modelos reproducen mejor el comportamiento de las curvas de producción para así estimar de manera más precisa las producciones acumuladas a 30 años.

#### 4.2. Marcellus shale

La estimación de la curva de declinación tipo se realizó en base a los datos de producción brindados por la Pennsylvania State University y el Marcellus Center for Outreach and Research [VII]. La Figura 4.1 muestra la curva de declinación tipo y la producción acumulada.

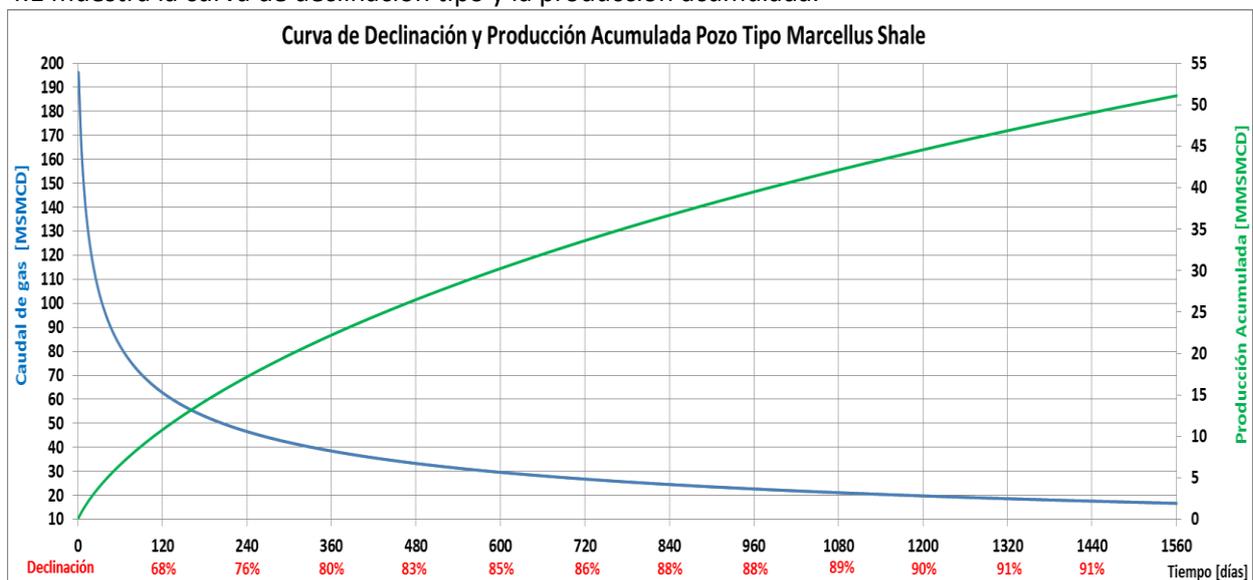


Figura 4.1 Curva de declinación y producción acumulada Marcellus Shale. Adaptado de [VII].

En la Figura 4.2 se presentan los ajustes de los modelos declinatorios presentados en las secciones 2.7, 2.8 y 2.9.

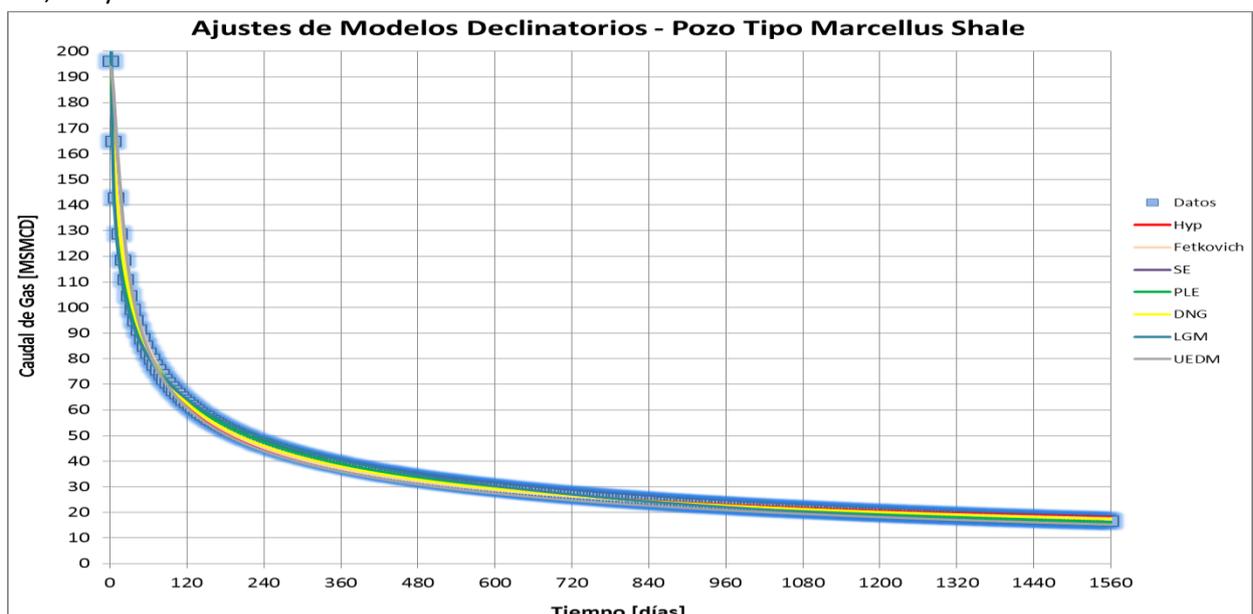


Figura 4.2 Ajuste de los modelos declinatorios para el pozo tipo del Marcellus shale.



## Parámetros de Diagnóstico

### Parámetro D

En la Figura 4.3 se observa el comportamiento lineal de la tasa de declinación en los pozos del play Marcellus. Por otra parte, Los modelos SE, PLE y UEDM tienden a ajustar mejor los datos experimentales.

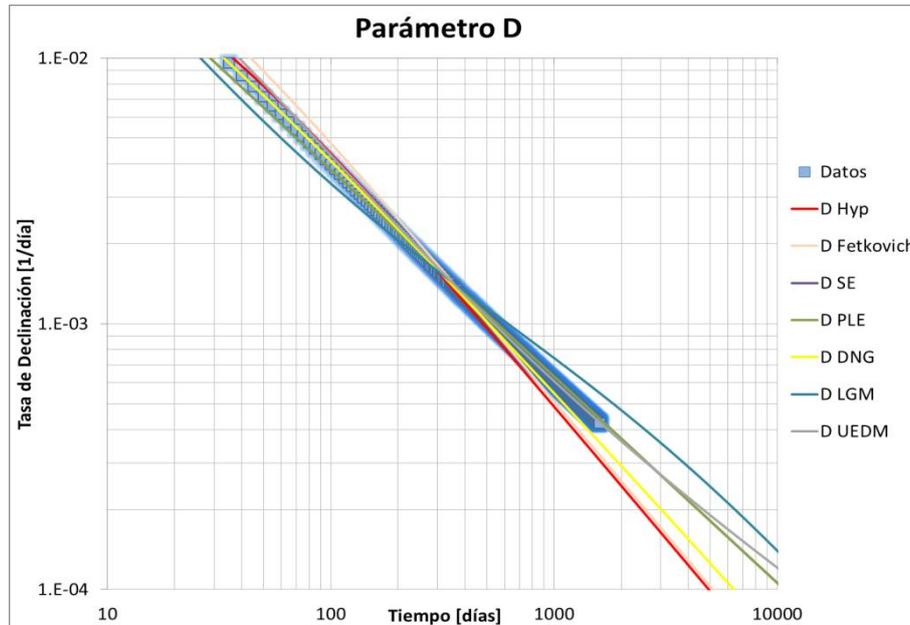


Figura 4.3 Parámetro D pozo tipo Formación Marcellus.

### Parámetro b

En la Figura 4.4 se visualiza que el parámetro b no es constante y posee una tendencia decreciente a medida que aumenta el tiempo. Esto es una clara evidencia del flujo transitorio experimentado en los pozos del play. Asimismo, los modelos SE, PLE y UEDM son los que mejor ajustan los datos.

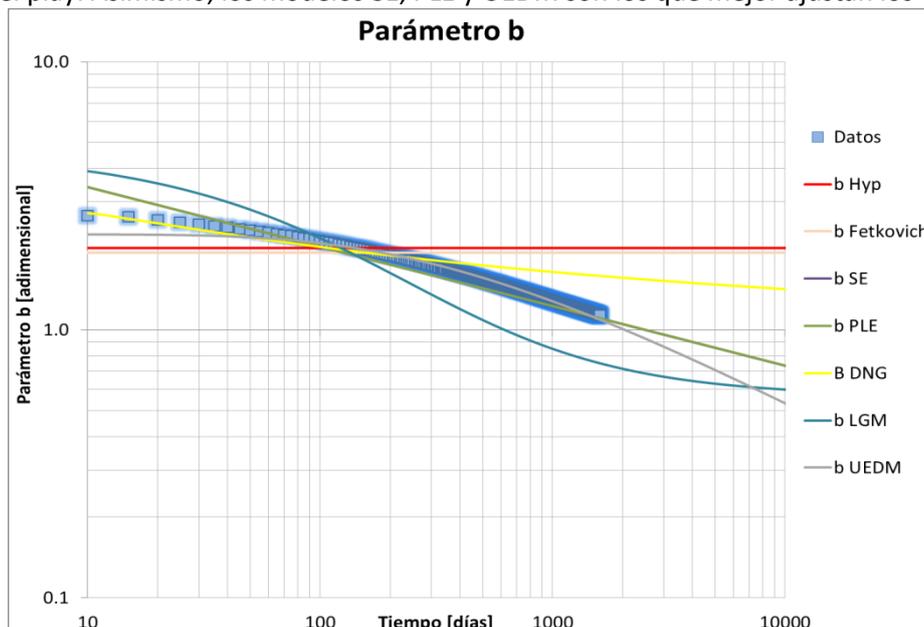


Figura 4.4 Parámetro b pozo tipo Formación Marcellus.



### Log q vs Log t

Se observa en la Figura 4.5 que en el play de Marcellus el flujo es dominado por las fracturas siendo estas altamente conductivas presentándose así el régimen lineal de flujo (pendiente  $-1/2$ ).

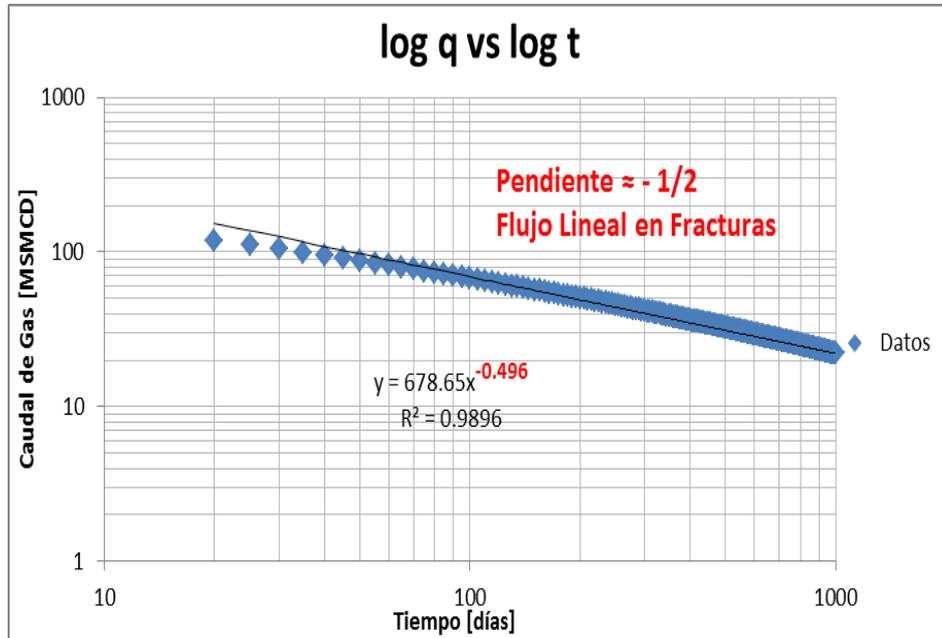


Figura 4.5 Flujo lineal en los pozos de la Formación Marcellus.

### Parámetro $\beta$

Se observa en la Figura 4.6 que el parámetro  $\beta$  aumenta linealmente con el tiempo. Los modelos SE, PLE y UEDM son los que mejor ajustan a los datos experimentales.

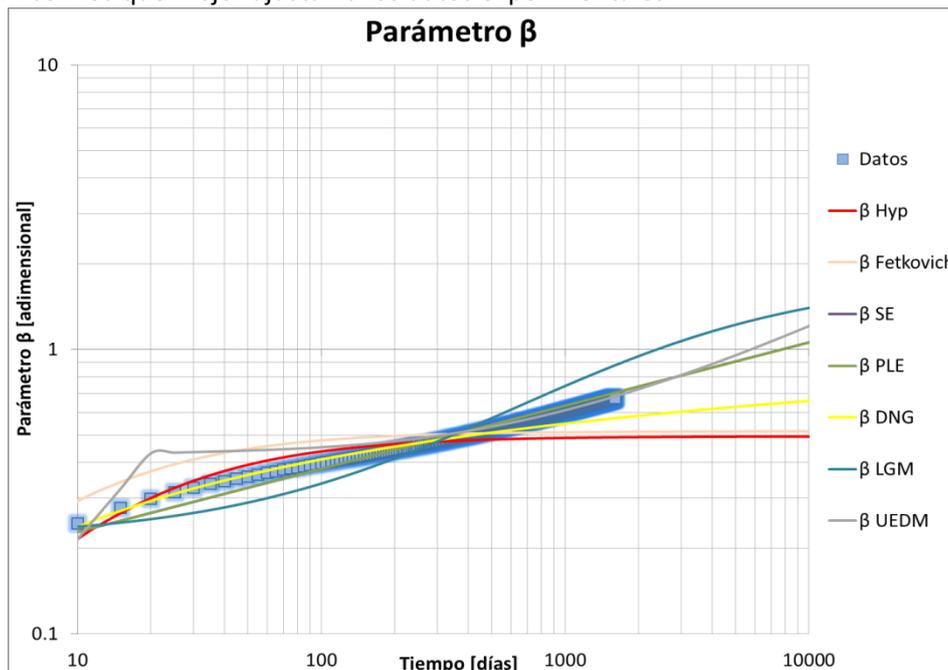


Figura 4.6 Parámetro  $\beta$  pozo tipo Formación Marcellus.



### Log q/Q vs Log t

Se evidencia en la Figura 4.7 el flujo transitorio debido a la funcionalidad lineal de los datos. En esta gráfica se observa que todos los modelos tienden a seguir el comportamiento de los datos experimentales.

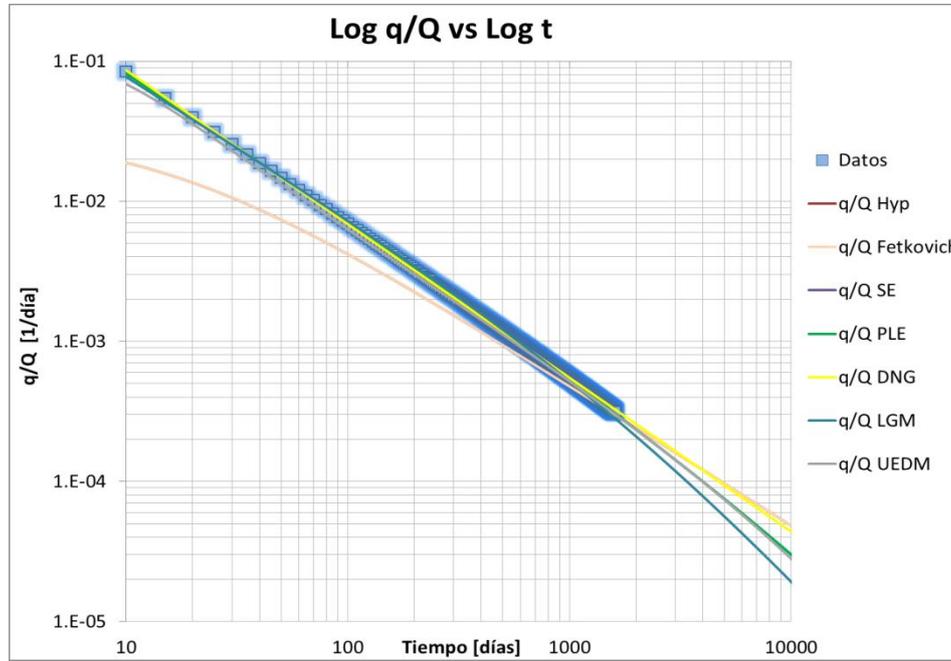


Figura 4.7 Relación q/Q con el tiempo en la Formación Marcellus.

### Estimación de Reservas por Pozo tipo

Mediante la observación de los gráficos de diagnóstico concluimos que el flujo en el pozo tipo de Marcellus es lineal y que los modelos que mejor ajustan al comportamiento experimental son el PLE, SE y UEDM. En la Tabla 4.1 se muestran las estimaciones de producción a 30 años calculadas con todos los modelos.

Modelo	EUR@30 AÑOS [MMSm <sup>3</sup> ]
Arps Hiperbólico (Hyp)	146
Fetkovich	147
Stretched Exponential (SE)	111
Power Law Exponential (PLE)	111
Duong (DNG)	131
Logistic Growth Model (LGM)	94
Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)	104

Tabla 4.1 Recuperaciones Estimadas a 30 años pozo tipo Marcellus shale.

### 4.3. Haynesville

La estimación de la curva de declinación se realizó para pozos tipo horizontales a partir de la información obtenida en Hughes, 2014 basado en datos de producción de Drillinginfo [IX]. La Figura 4.8 muestra la curva de declinación tipo y la producción acumulada.

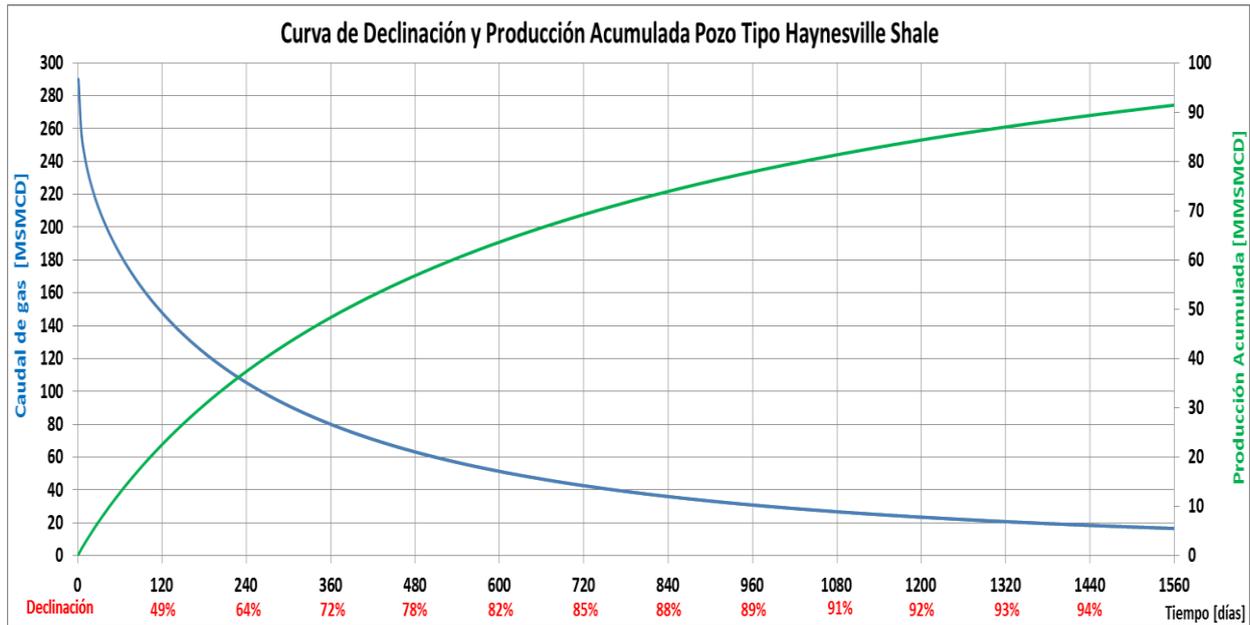


Figura 4.8 Curva de declinación y producción acumulada Haynesville shale.

La Figura 4.9 presenta los ajustes de los parámetros para los modelos declinatorios presentados en las secciones 2.7, 2.8 y 2.9.

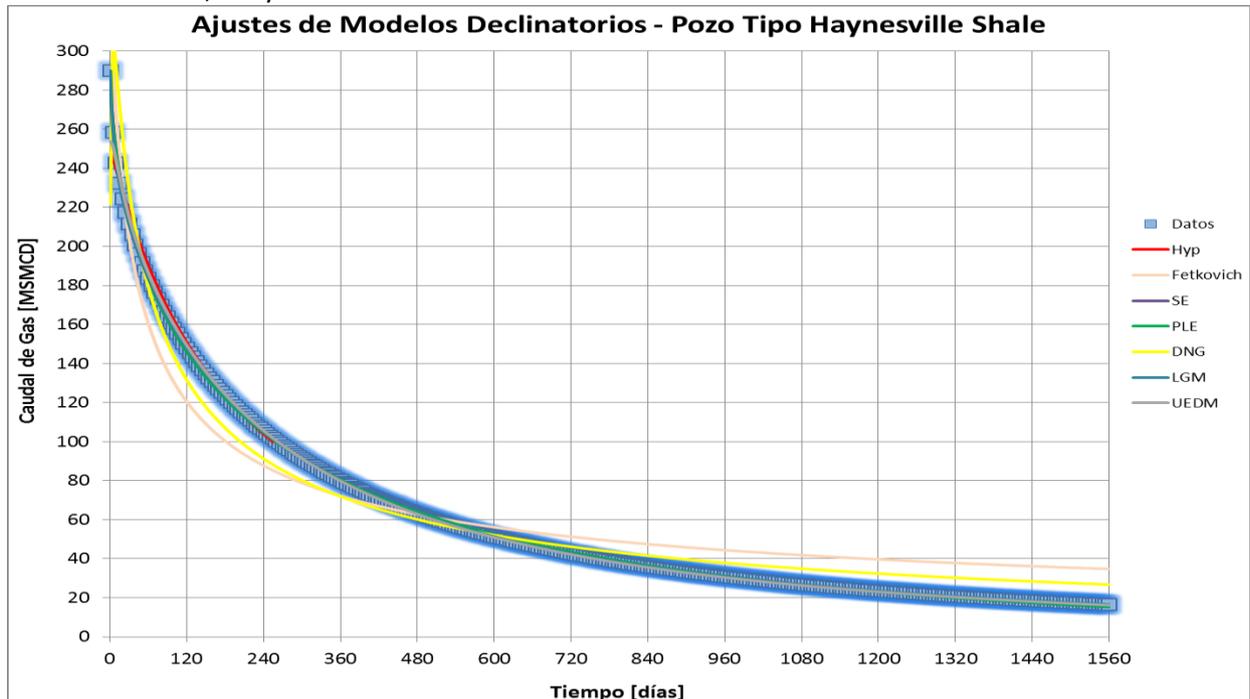


Figura 4.9 Ajuste de modelos declinatorios Haynesville shale.

## Parámetros de Diagnóstico

### Parámetro D

En la Figura 4.10 se observa el comportamiento aproximadamente lineal de la tasa de declinación en los pozos del play Haynesville. Los modelos LGM y UEDM tienden a seguir mejor los datos experimentales.

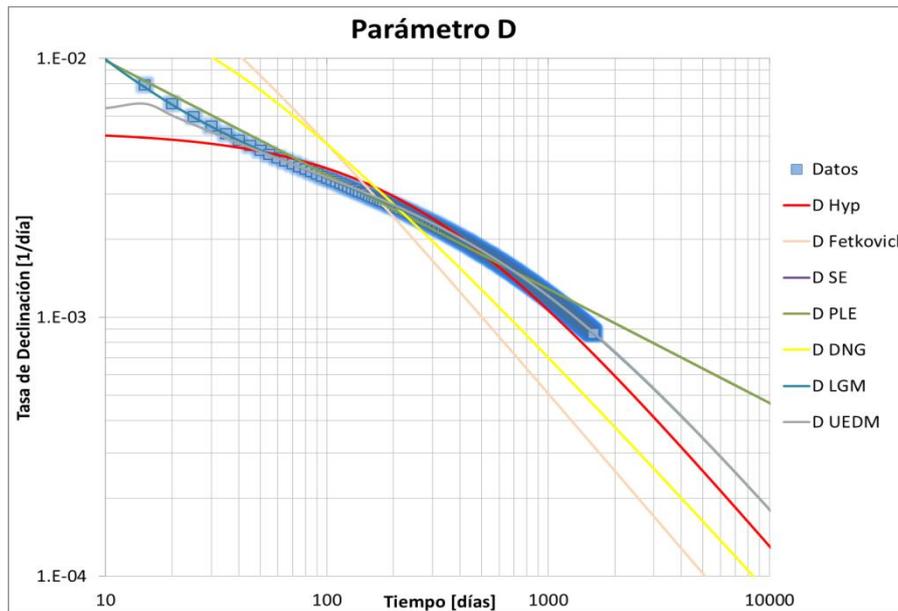


Ilustración 4.10 Parámetro D pozo tipo Haynesville shale.

### Parámetro b

En la Figura 4.11 se observa que el parámetro b tiende a decrecer hasta aproximadamente el día 600 de producción, tiempo a partir del cual toma un valor constante y menor a la unidad (régimen de flujo estabilizado o BDF). Dicho comportamiento evidencia el pasaje de flujo transicional a flujo dominado por las condiciones de borde. Asimismo, se observa que los modelos LGM y UEDM son los que mejor ajustan los valores experimentales.

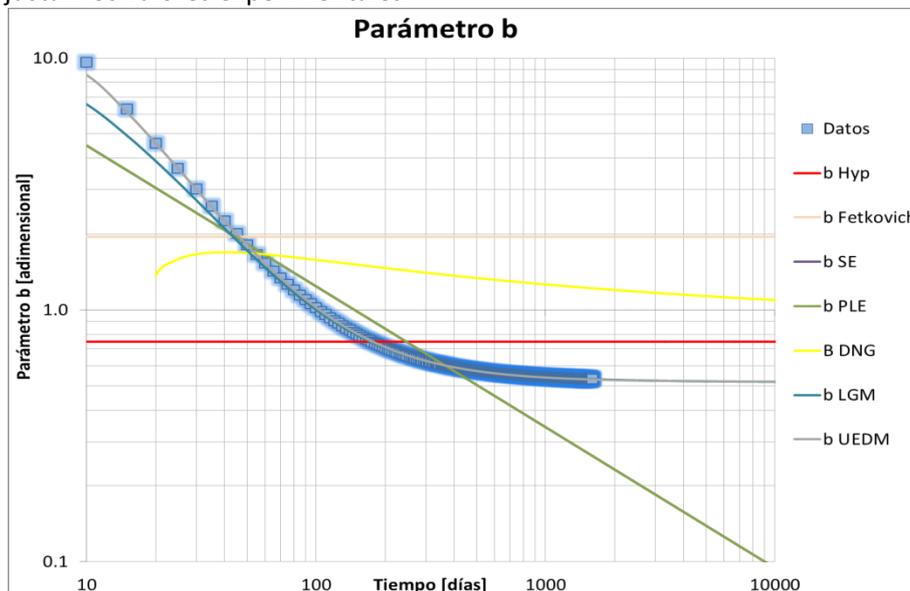


Figura 4.11 Parámetro b pozo tipo Haynesville shale.

### Log q vs Log t

Graficando en escala logarítmica el caudal en función del tiempo se observan los regímenes de flujo presentes. El primero evidenciado por la pendiente de  $-1/2$  en la gráfica se corresponde con el flujo lineal en la fractura que prevalece hasta aproximadamente los 400 días de producción (Figura 4.12). El segundo, el régimen de flujo dominado por las condiciones de borde, caracterizado por la pendiente unitaria, comienza a prevalecer después de los 600 días producción (Figura 4.13).

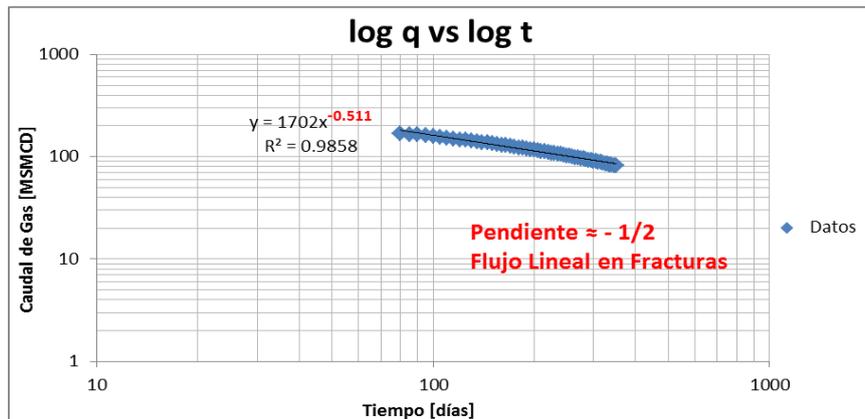


Figura 4.12 Flujo lineal en fracturas pozo tipo Haynesville shale.

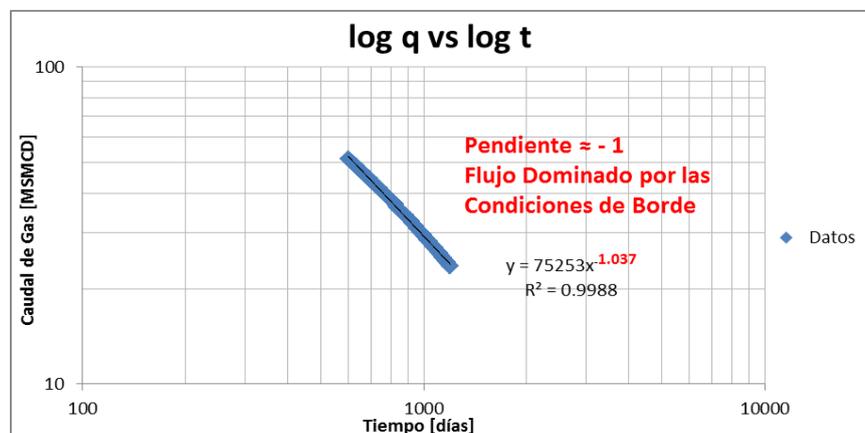


Figura 4.13 Flujo dominado por las condiciones de borde pozo tipo Haynesville shale.

### Parámetro $\beta$

Graficando el parámetro  $\beta$  se observa que el mismo pasa de un valor cercano a  $\frac{1}{2}$  en los tiempos de producción menores a los 400 días. A partir de los 600 días adopta un valor mayor o igual a la unidad, lo que implica el cambio de flujo lineal en la fractura a flujo dominado por las condiciones de borde (Figura 4.14). Por otra parte, se observa que los modelos LGM y UEDM son los que mejor reproducen los valores experimentales.

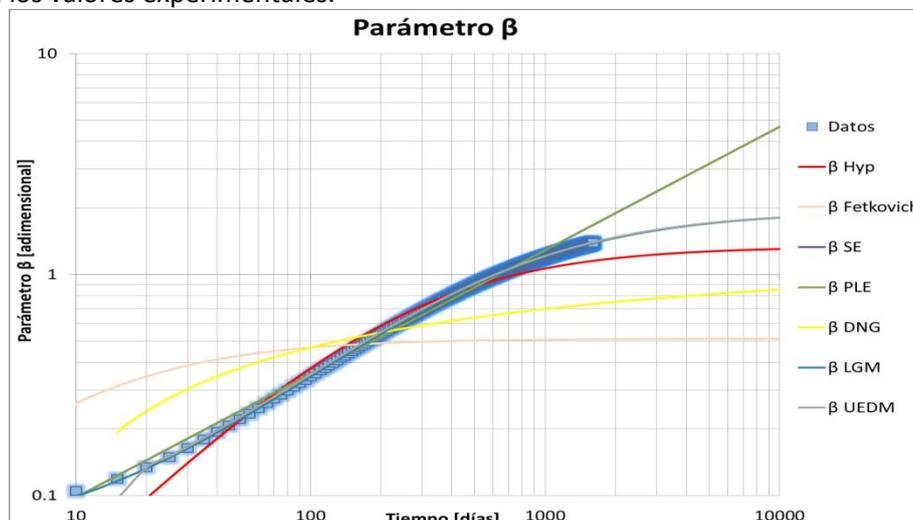


Figura 4.14 Parámetro  $\beta$  pozo tipo Haynesville shale.



### Log q/Q vs Log t

El cambio de régimen de flujo se evidencia en la gráfica q/Q con el cambio de pendiente de los datos experimentales (la pendiente se vuelve cada vez más negativa conforme transcurre el tiempo). En esta gráfica se observa que los modelos LGM y UEDM tienen a seguir mejor el comportamiento de los datos experimentales.

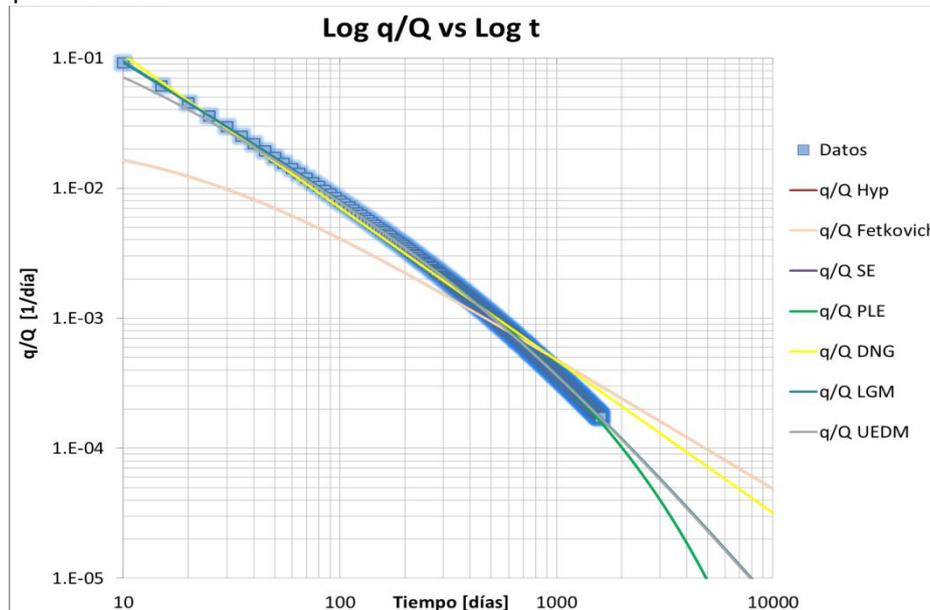


Figura 4.15 Gráfica q/Q con el tiempo para el pozo tipo del Haynesville shale.

### Estimación de Reservas por Pozo tipo

A partir de los ajustes de los modelos y los gráficos de diagnóstico observamos que existe una transición del régimen de flujo de lineal dominado por las fracturas a flujo dominado por las condiciones de borde dicha transición comienza aproximadamente a partir de los 400 días de producción. Asimismo, concluimos que los modelos que mejor se adaptan a los distintos parámetros son LGM y UEDM. Las estimaciones de producción a 30 años calculadas para cada modelo pueden observarse en la Tabla 4.2.

Modelo	EUR@30 AÑOS [MMSm <sup>3</sup> ]
Arps Hiperbólico (Hyp)	138
Fetkovich	290
Stretched Exponential (SE)	110
Power Law Exponential (PLE)	111
Duong (DNG)	197
Logistic Growth Model (LGM)	123
Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)	122

Tabla 4.2 Recuperaciones estimadas a 30 años pozo tipo Haynesville shale.

## 4.4. Eagle Ford

### 1. Pozos de Petróleo

La estimación de la curva de declinación de los pozos tipo horizontales se basa en los datos de producción de los condados de Gonzales y Karnes (Indras, 2014), dichos condados se encuentran en la ventana de generación de petróleo de la Formación de Eagle Ford. La Figura 4.16 muestra la curva de declinación tipo y la producción acumulada.

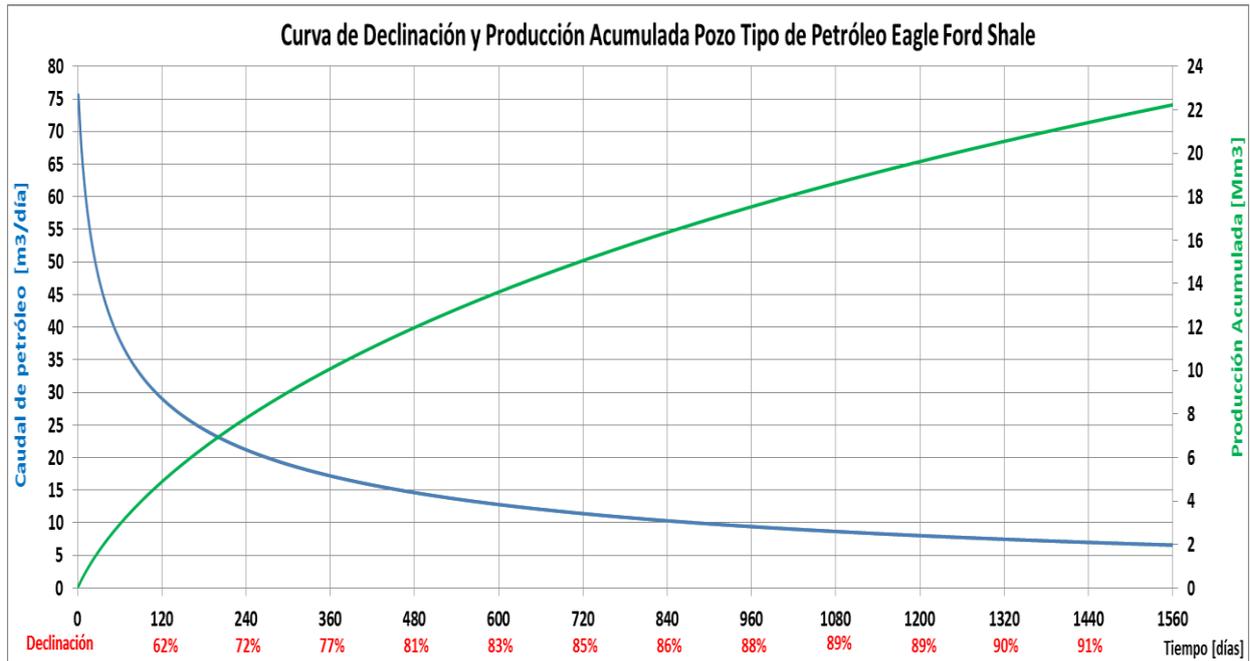


Figura 4.16 Curva de declinación tipo y producción acumulada de los pozos de petróleo de Eagle Ford.

La Figura 4.17 muestra los ajustes de los modelos declinatorios presentados en las secciones 2.7, 2.8 y 2.9.

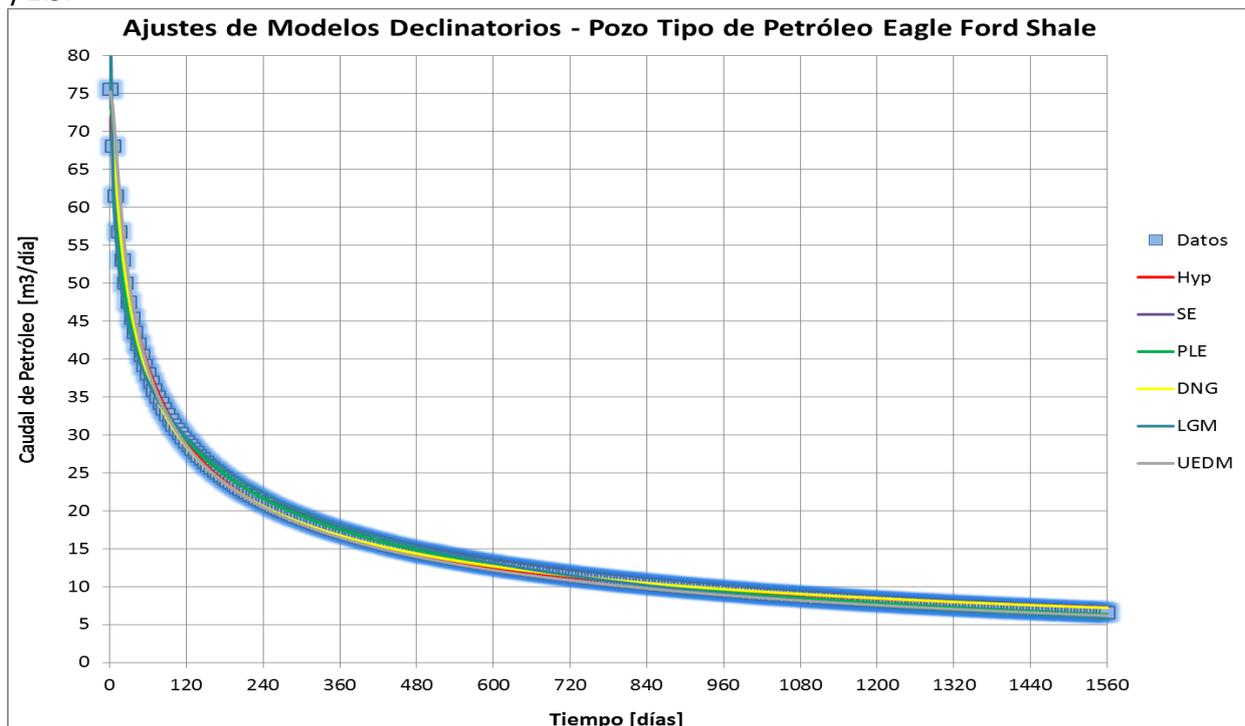


Figura 4.17 Ajuste de modelos declinatorios pozo tipo de petróleo de Eagle Ford.

## Parámetros de Diagnóstico

### Parámetro D

En la Figura 4.18 se observa el comportamiento lineal de la tasa de declinación en los pozos de petróleo de Eagle Ford. Los ajustes más exactos de los valores empíricos de dicho parámetro se obtienen mediante los modelos SE, PLE y UEDM.

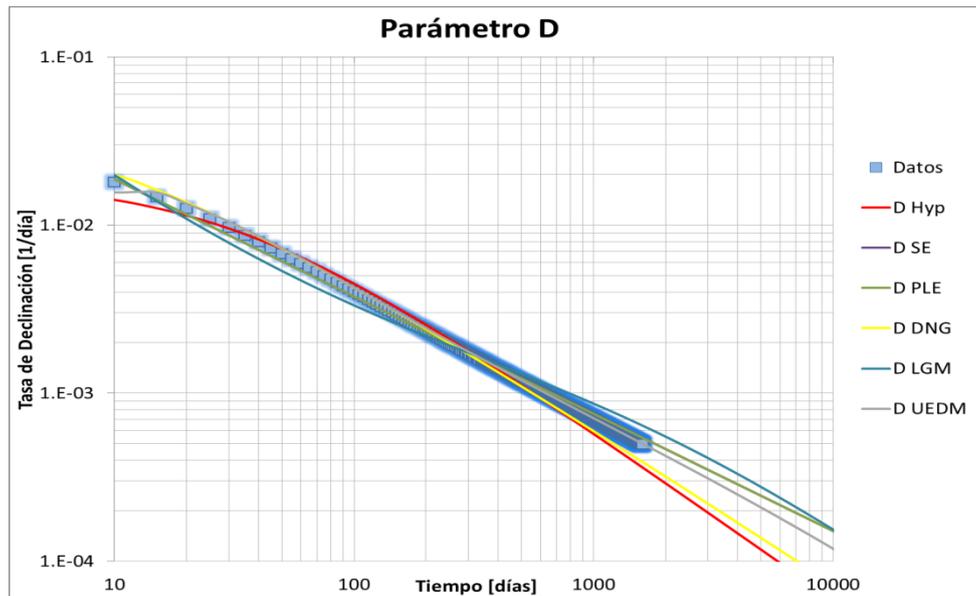


Figura 4.18 Tasa de declinación pozo tipo de petróleo de Eagle Ford.

### Parámetro b

En la Figura 4.19 se presenta los valores experimentales del parámetro b junto con los ajustes de los modelos declinatorios. Se observa que el valor de b es decreciente hasta aproximadamente el día 500 de producción a partir del cual tiende a estabilizarse en un valor menor a la unidad. Este comportamiento evidencia la transición entre el régimen de flujo transitorio hacia BDF. El modelo que mejor ajusta los datos es UEDM.

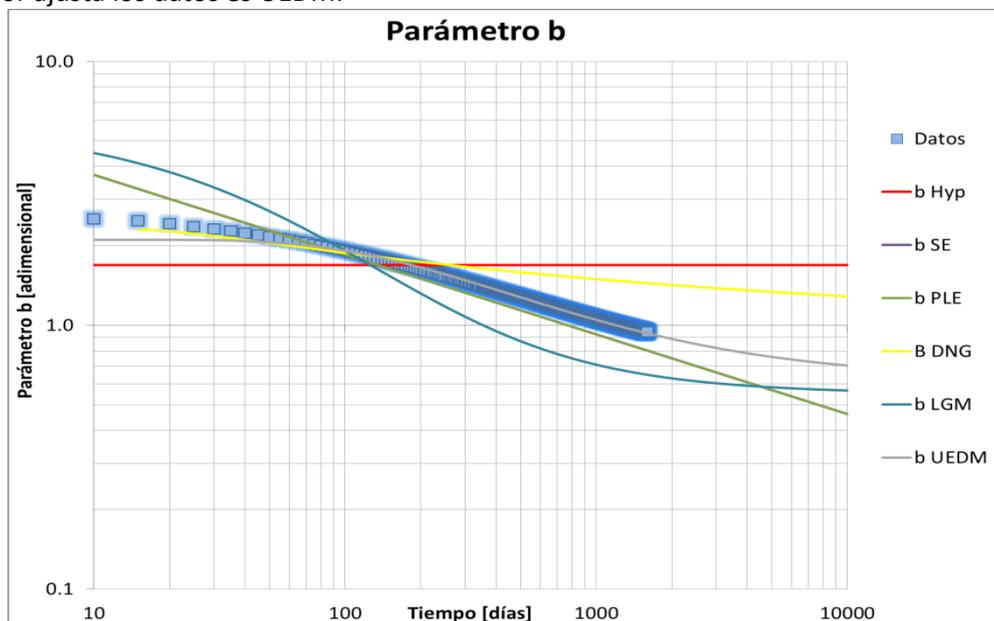


Figura 4.19 Parámetro b pozo tipo de petróleo de Eagle Ford.

### Log q vs Log t

En los comienzos de la producción del pozo tipo de petróleo de Eagle Ford se evidencia un flujo lineal en la fractura (fracturas de baja conductividad) hasta aproximadamente el día 600 de producción (Figura 4.20). A partir de allí, comienza una lenta transición hacia el flujo estabilizado o BDF, dicho régimen no se llega a alcanzar a los 1500 días de producción.

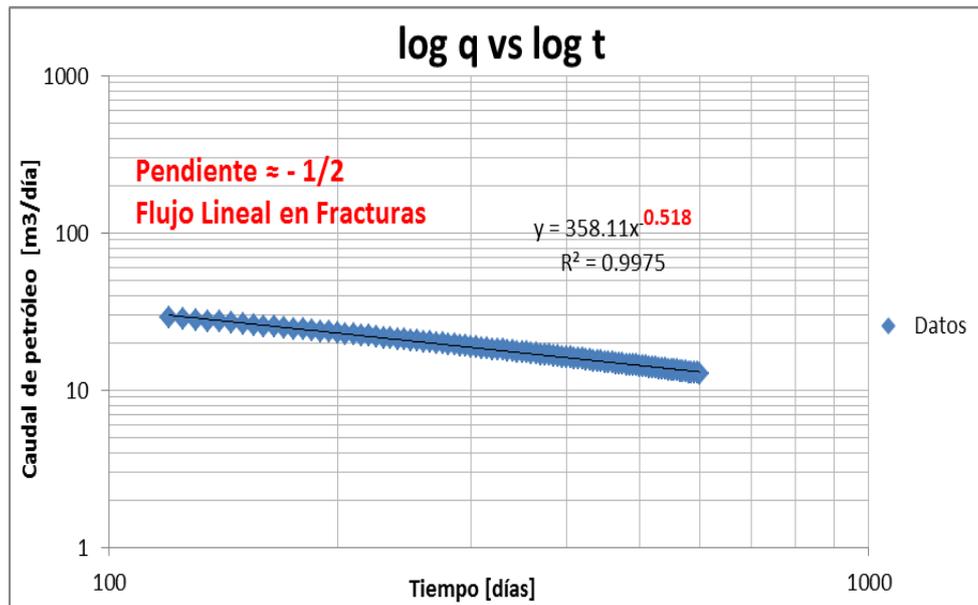


Figura 4.20 Flujo lineal en pozo tipo de petróleo de Eagle Ford.

### Parámetro $\beta$

En la Figura 4.21 se observa que el parámetro  $\beta$  aumenta linealmente con el tiempo hasta el valor de la unidad aproximadamente en el día 600 de producción evidenciando el régimen de flujo dominado por las condiciones de borde. Por otra parte, se observa que el modelo que mejor representa este comportamiento es UEDM.

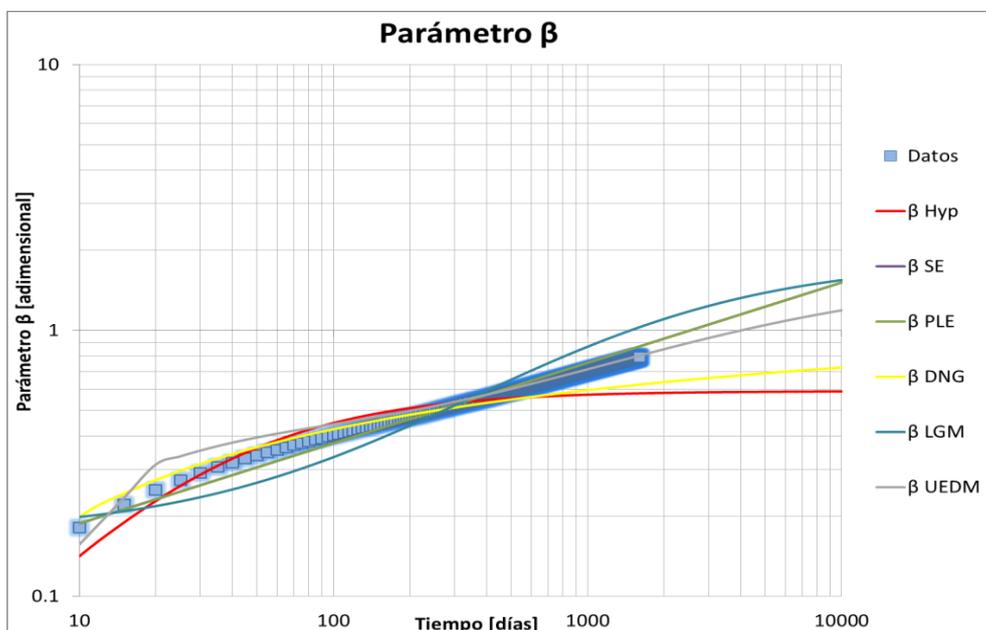


Figura 4.21 Parámetro  $\beta$  pozo tipo de petróleo de Eagle Ford.

### Log $q/Q$ vs Log $t$

El cambio de régimen de flujo no se evidencia en la gráfica  $q/Q$  en función del tiempo dado que no se aprecia un cambio abrupto en la pendiente en la Figura 4.22. En este gráfico los modelos SE, PLE, LGM y UEDM tienden a representar el comportamiento de los datos empíricos.

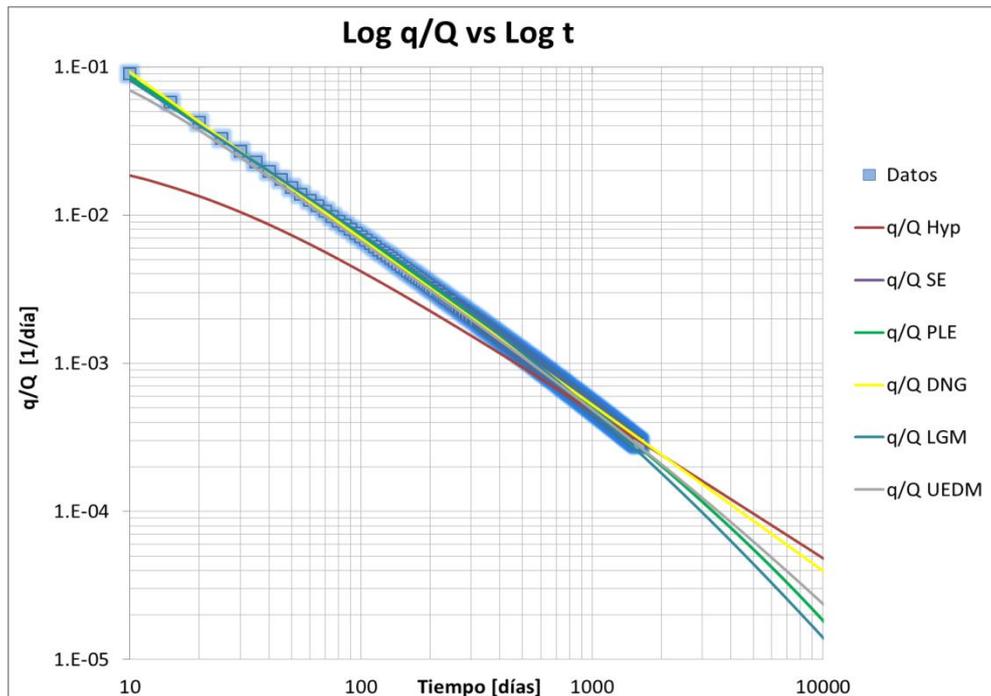


Figura 4.22 Relación lineal  $q/Q$  con el tiempo para el pozo tipo de petróleo de Eagle Ford.

### Estimación de Reservas por Pozo Tipo de Petróleo

A partir de los ajustes de los modelos y los gráficos de diagnóstico observamos que existe una transición del régimen de flujo bilineal dominado por las fracturas a flujo dominado por las condiciones de borde a partir de los 100 días de producción. El modelo más representativo del comportamiento de los valores experimentales es UEDM. La Tabla 4.3 presenta las estimaciones de producción a 30 años para los distintos modelos.

Modelo	EUR@30 AÑOS [Mm <sup>3</sup> ]
Arps Hiperbólico	56
Stretched Exponential (SE)	40
Power Law Exponential (PLE)	40
Duong (DNG)	53
Logistic Growth Model (LGM)	37
Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)	42

Tabla 4.3 Recuperaciones estimadas a 30 años para el pozo tipo de petróleo de Eagle Ford.

## 2. Pozos de Gas

La estimación de la curva de declinación se realizó para pozos tipo horizontales a partir de la información obtenida del EIA 2011. La Figura 4.23 muestra la curva de declinación tipo y la producción acumulada.

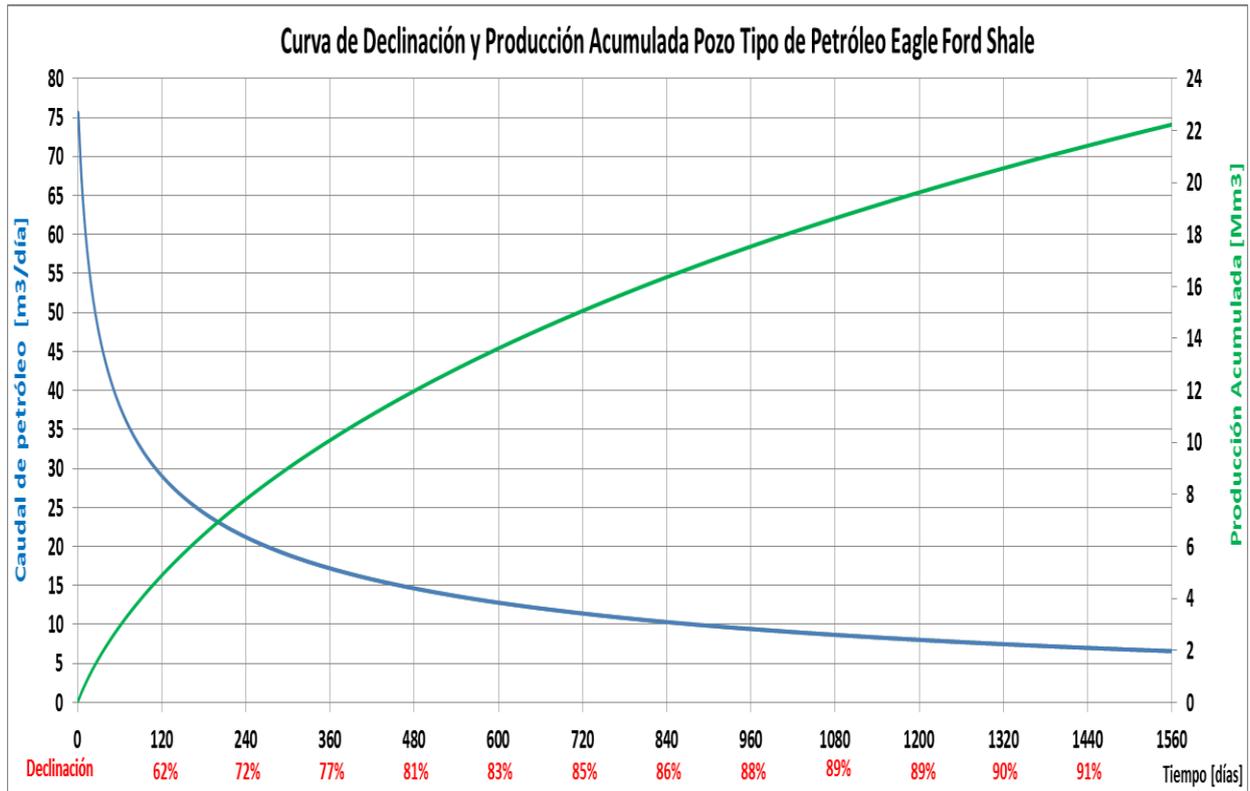


Figura 4.23 Curva de declinación tipo y producción acumulada pozos de gas de Eagle Ford.

La Figura 4.24 presenta los ajustes de los modelos declinatorios presentados en las secciones 2.7, 2.8 y 2.9.

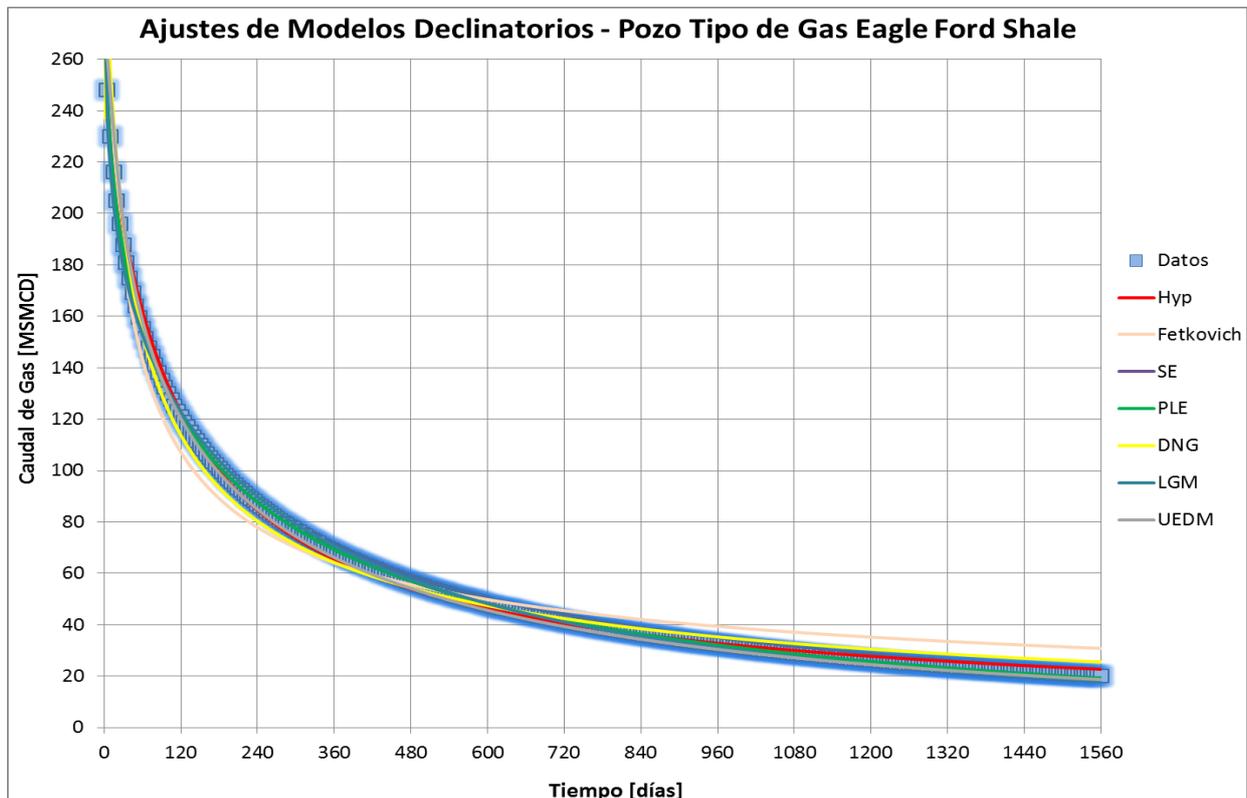


Figura 4.24 Ajuste de modelos declinatorios pozo tipo de gas de Eagle Ford.



## Parámetros de Diagnóstico

### Parámetro D

En la Figura 4.25 se presenta el comportamiento lineal de la tasa de declinación en los pozos de gas de Eagle Ford. Asimismo, se puede observar que los modelos que mejor ajustan el comportamiento de los datos experimentales son primeramente UEDM y luego SE y PLE.

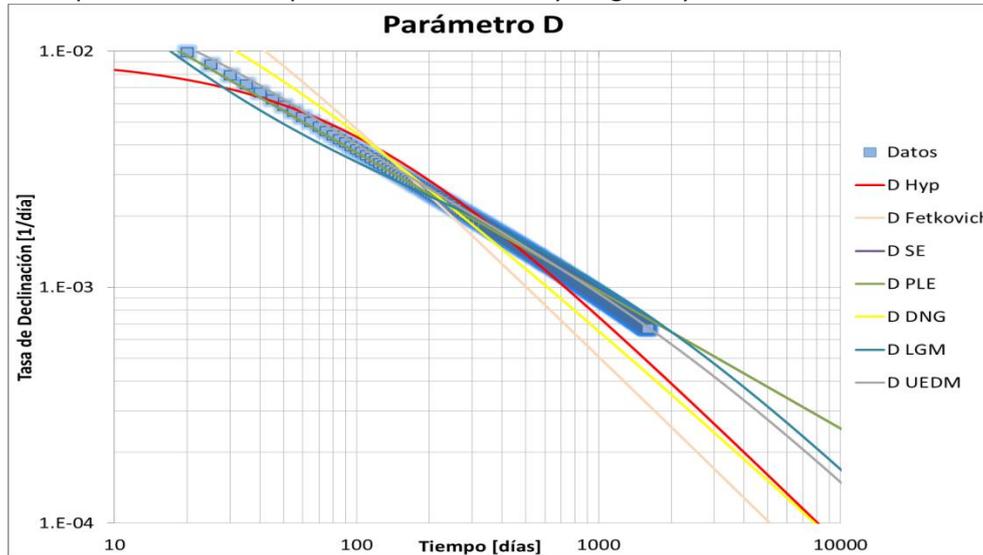


Figura 4.25 Tasa de declinación pozo tipo de gas de Eagle Ford.

### Parámetro b

En la Figura 4.26 se observa que el parámetro b decrece con el tiempo evidenciando el pasaje desde flujo transitorio hacia flujo estabilizado ( $b$  constante y  $b < 1$ ). De la observación de la gráfica, el régimen BDF parece alcanzarse a los 1200 días de producción. El modelo que mejor reproduce este comportamiento es el UEDM.

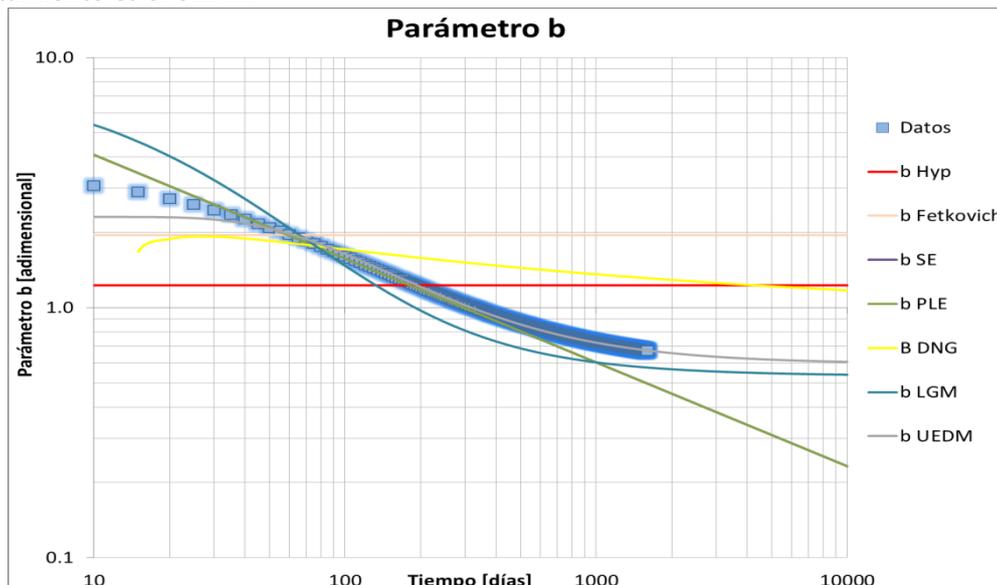


Figura 4.26 Parámetro b pozo tipo de gas de Eagle Ford.

### Log q vs Log t

Se evidencia un flujo lineal en fracturas hasta los 500 días de producción (Figura 4.27). A partir de los 700 días de producción el flujo queda dominado por las condiciones de borde (Figura 4.28).

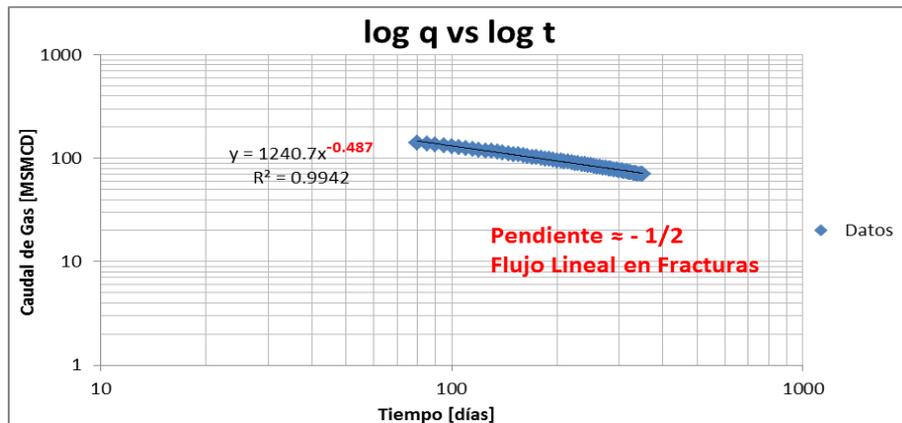


Figura 4.27 Flujo transitorio en pozo de gas tipo de Eagle Ford.

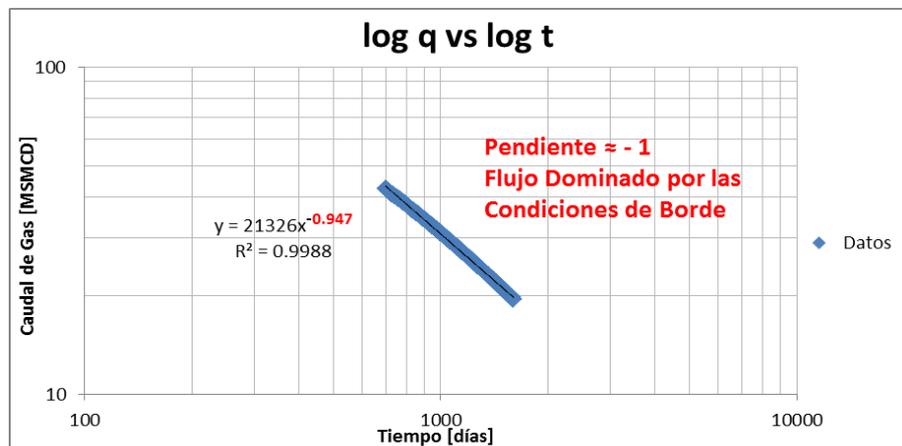


Figura 4.28 Flujo dominado por las condiciones de borde en pozo de gas tipo de Eagle Ford.

### Parámetro $\beta$

El parámetro  $\beta$  tiende a la unidad a partir de los 700 días de producción evidenciando el flujo dominado por las condiciones de borde, como se observa en la Figura 4.29. El modelo que mejor ajusta los datos es el UEDM, luego SE y PLE.

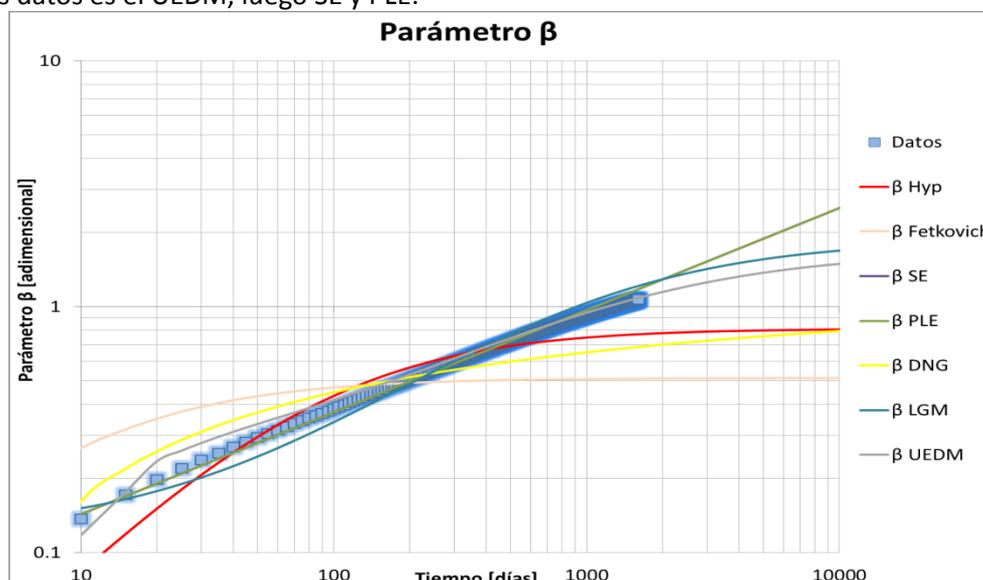


Figura 4.29 Parámetro  $\beta$  pozo tipo de gas de Eagle Ford.



## Log q/Q vs Log t

El cambio de régimen de flujo se evidencia en la gráfica q/Q en función del tiempo con la disminución paulatina de la pendiente de los valores experimentales. Sin embargo, no se aprecia un cambio abrupto en la pendiente de la Figura 4.30. Se observa que los modelos SE, PLE y UEDM ajustan bien el comportamiento empírico.

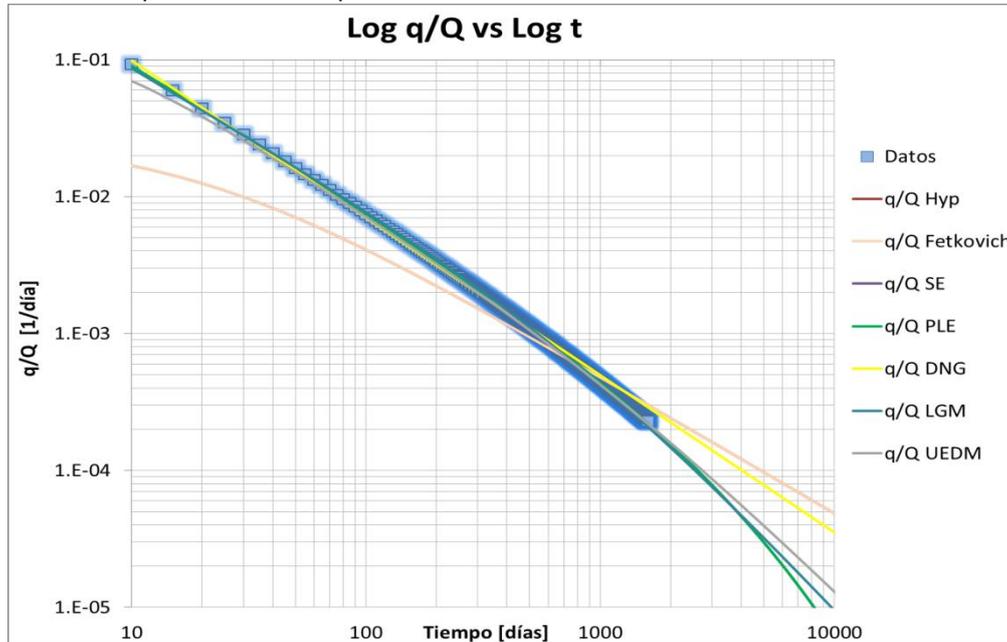


Figura 4.30 Relación lineal q/Q con el tiempo para el pozo tipo de gas de Eagle Ford.

## Estimación de Reservas por Pozo Tipo de Gas

A partir de los ajustes de los modelos y los gráficos de diagnóstico observamos que existe una transición del régimen transitorio a flujo dominado por las condiciones de borde a partir de los 700 días de producción. Asimismo, el modelo que mejor se adapta al comportamiento experimental UEDM seguido de SE y PLE. Como se observa en la Tabla 4.4 estos dos modelos obtienen estimaciones de producción similares a 30 años.

Modelo	EUR@30 AÑOS [MMSm <sup>3</sup> ]
Arps Hiperbólico (Hyp)	170
Fetkovich	257
Stretched Exponential (SE)	121
Power Law Exponential (PLE)	121
Duong (DNG)	188
Logistic Growth Model (LGM)	122
Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)	127

Tabla 4.4 Recuperaciones estimadas a 30 años para el pozo tipo de gas de Eagle Ford.

## 4.5. Woodford

### 1. Pozos de Petróleo

La estimación de la curva de declinación se realizó para pozos tipo horizontales a partir de la información suministrada por la Oklahoma Geological Survey (Cardott, 2014). La Figura 4.31 muestra la curva de declinación tipo y la producción acumulada.

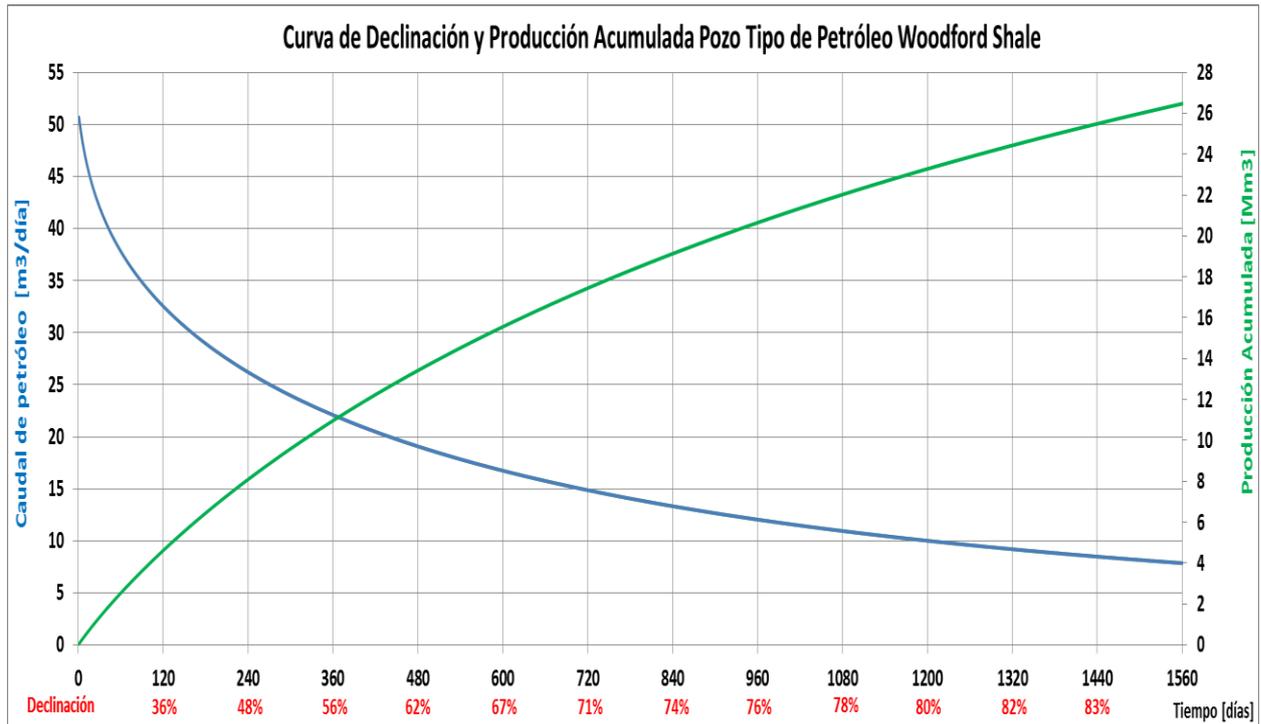


Figura 4.31 Curva de declinación tipo y producción acumulada de los pozos de petróleo de Woodford.

En la Figura 4.32 se presentan los ajustes de los modelos declinatorios presentados en las secciones 2.7, 2.8 y 2.9.

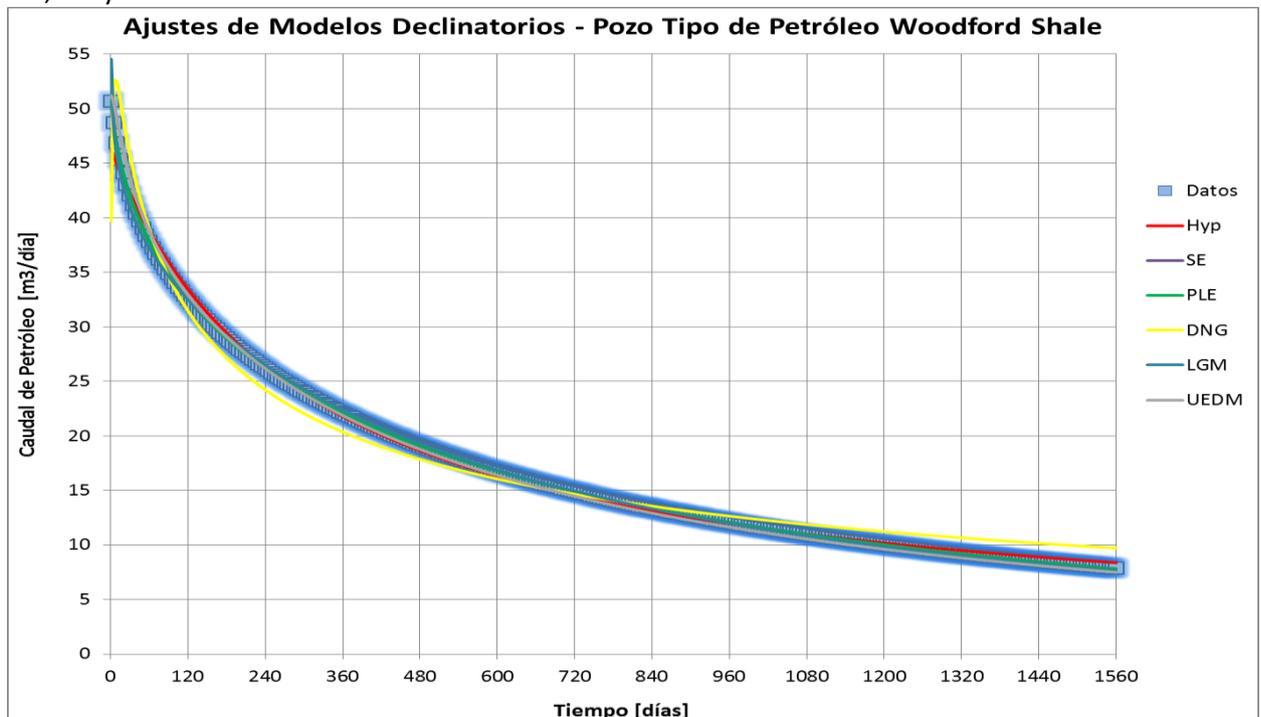


Figura 4.32 Ajuste de modelos declinatorios para el pozo tipo de petróleo de Woodford.

### Parámetro D

En la Figura 4.33 se observa el comportamiento lineal de la tasa de declinación en los pozos de petróleo de Woodford. Los modelos SE, PLE, LGM y UEDM son los que mejor ajustan al comportamiento de los datos de producción.

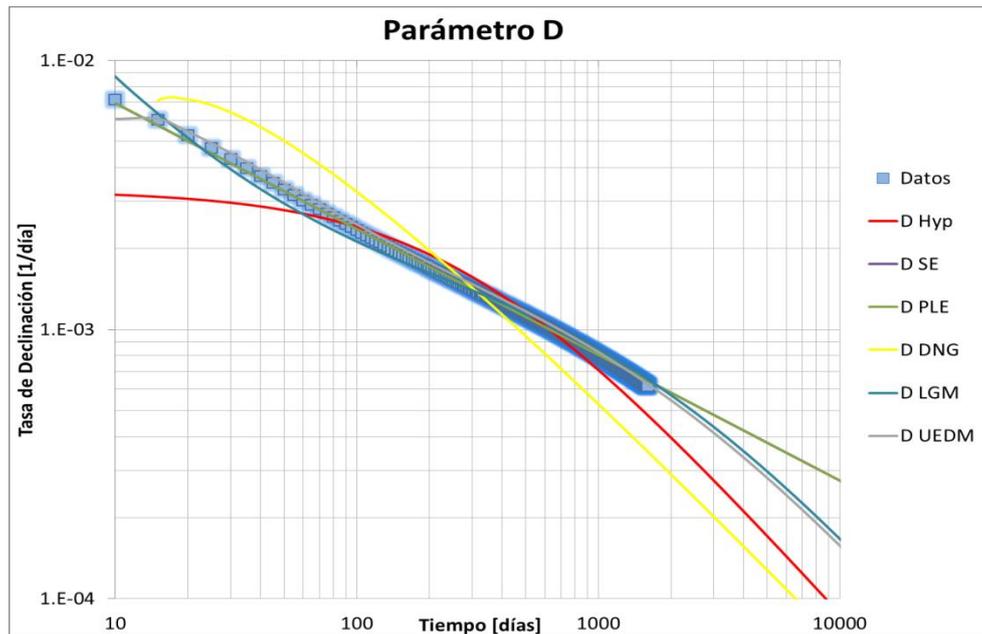


Figura 4.33 Parámetro D del pozo tipo de petróleo de Woodford.

### Parámetro b

En la Figura 4.34 se presenta el comportamiento del parámetro b junto con los ajustes de los distintos modelos declinatorios. Se observa que el valor de b es decreciente con el tiempo hasta aproximadamente el día 1000 de producción, a partir de allí tiende a estabilizarse en un valor aproximadamente constante (flujo dominado por las condiciones de borde). Los modelos que mejor reproducen dicho comportamiento son PLE, SE y UEDM.

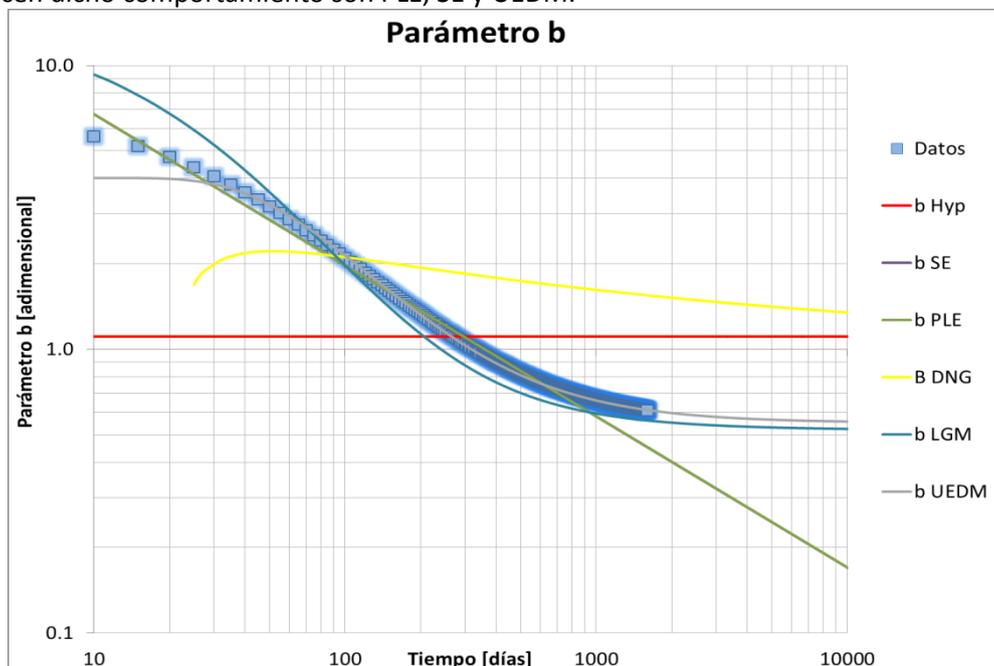


Figura 4.34 Parámetro b pozo tipo de petróleo de Woodford.

### Log q vs Log t

Se observa que la pendiente del gráfico log q vs t tiene una pendiente de  $-1/2$  lo que evidencia que el flujo lineal en fracturas hasta los 800 días de producción (Figura 3.35). A partir de los 1000 días de producción el flujo empieza a ser dominado por las condiciones de borde (Figura 3.36).

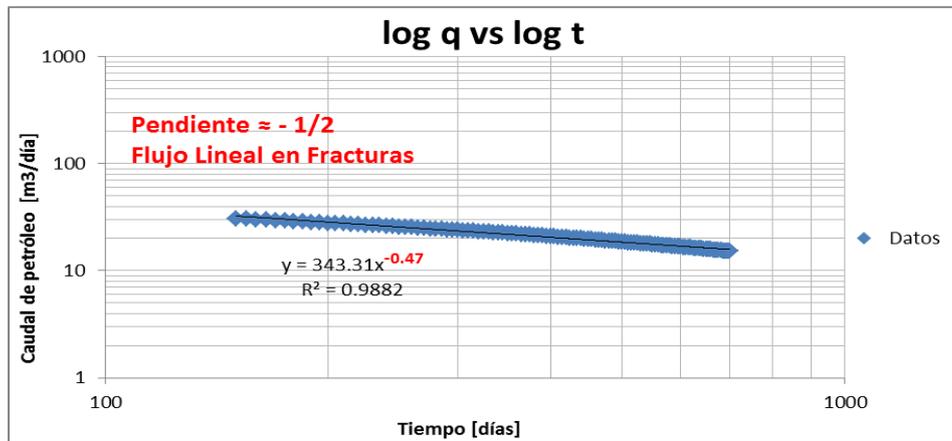


Figura 4.35 Flujo lineal en el pozo tipo de petróleo Woodford.

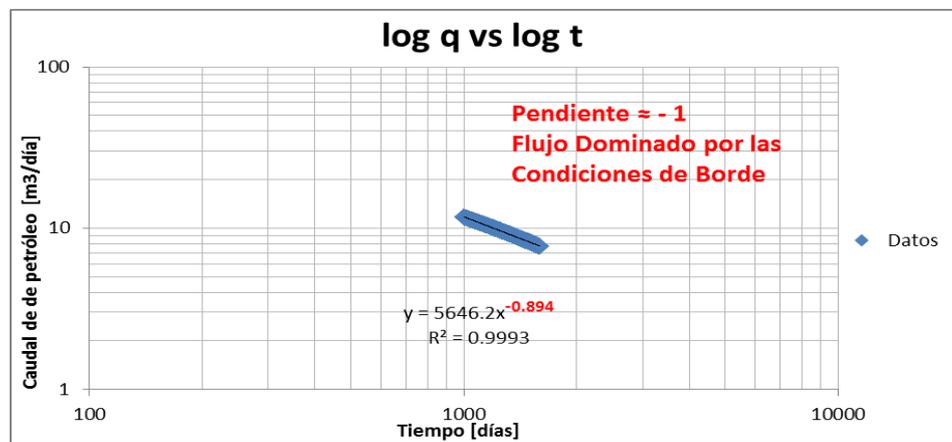


Figura 4.36 Flujo dominado por las condiciones de borde en el pozo tipo de petróleo de Woodford.

### Parámetro $\beta$

Se observa como el parámetro  $\beta$  pasando los 1000 días de producción tiende al valor unitario como se observa en la Figura 4.37. El modelo que mejor representa el comportamiento de los datos es UEDM.

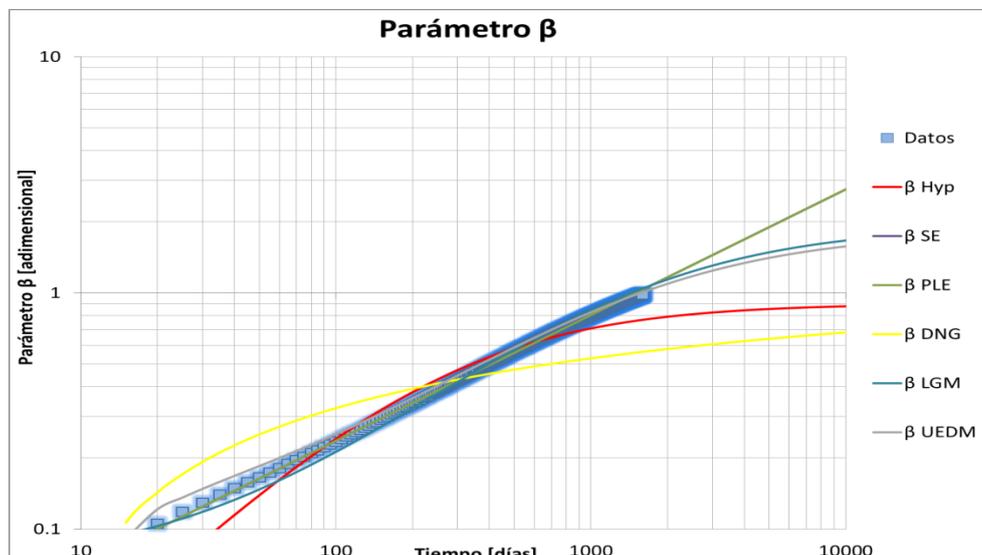


Figura 4.37 Parámetro  $\beta$  del pozo tipo de petróleo de Woodford.



### Log q/Q vs Log t

Se observa una relación lineal en la en la gráfica Log q/Q en función del tiempo en la Figura 4.38. La disminución de la pendiente de los datos experimentales es paulatina y sutil (evidenciando el cambio del régimen de flujo). Se observa que los modelos que mejor reproducen el comportamiento de los datos de producción son SE, PLE, LGM y UEDM.

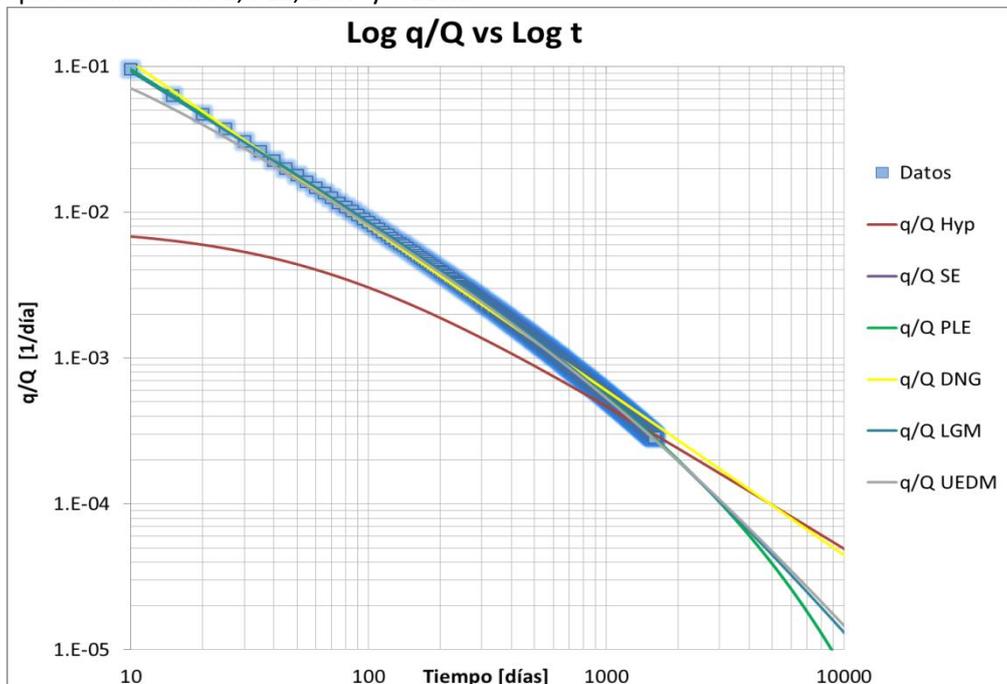


Figura 4.38 Relación lineal q/Q en función del tiempo en los pozos de petróleo de Woodford.

### Estimación de Reservas por Pozo Tipo de Petróleo

A partir de los ajustes de modelos y las gráficas de diagnóstico se observa que hasta el día 800 de producción el flujo es transitorio y lineal en las fracturas. A partir del día 1000 de producción el régimen de flujo comienza a ser dominado por las condiciones de borde. Los modelos que mejor representan este comportamiento son SE, PLE, LGM y UEDM, que predicen producciones acumuladas a 30 años muy similares, como se puede ver en la Tabla 4.5.

Modelo	EUR@30 AÑOS [Mm <sup>3</sup> ]
Arps Hiperbólico	57
Stretched Exponential (SE)	43
Power Law Exponential (PLE)	43
Duong (DNG)	71
Logistic Growth Model (LGM)	44
Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)	45

Tabla 4.5 Recuperaciones estimadas para el pozo tipo de petróleo de Woodford.

## 2. Pozos de Gas

La estimación de la curva de declinación se realizó para pozos tipo horizontales a partir de la información obtenida de Hughes (Hughes, 2014) basado en datos de producción de Drillinginfo [IX]. La Figura 4.39 muestra la curva de declinación tipo y la producción acumulada.

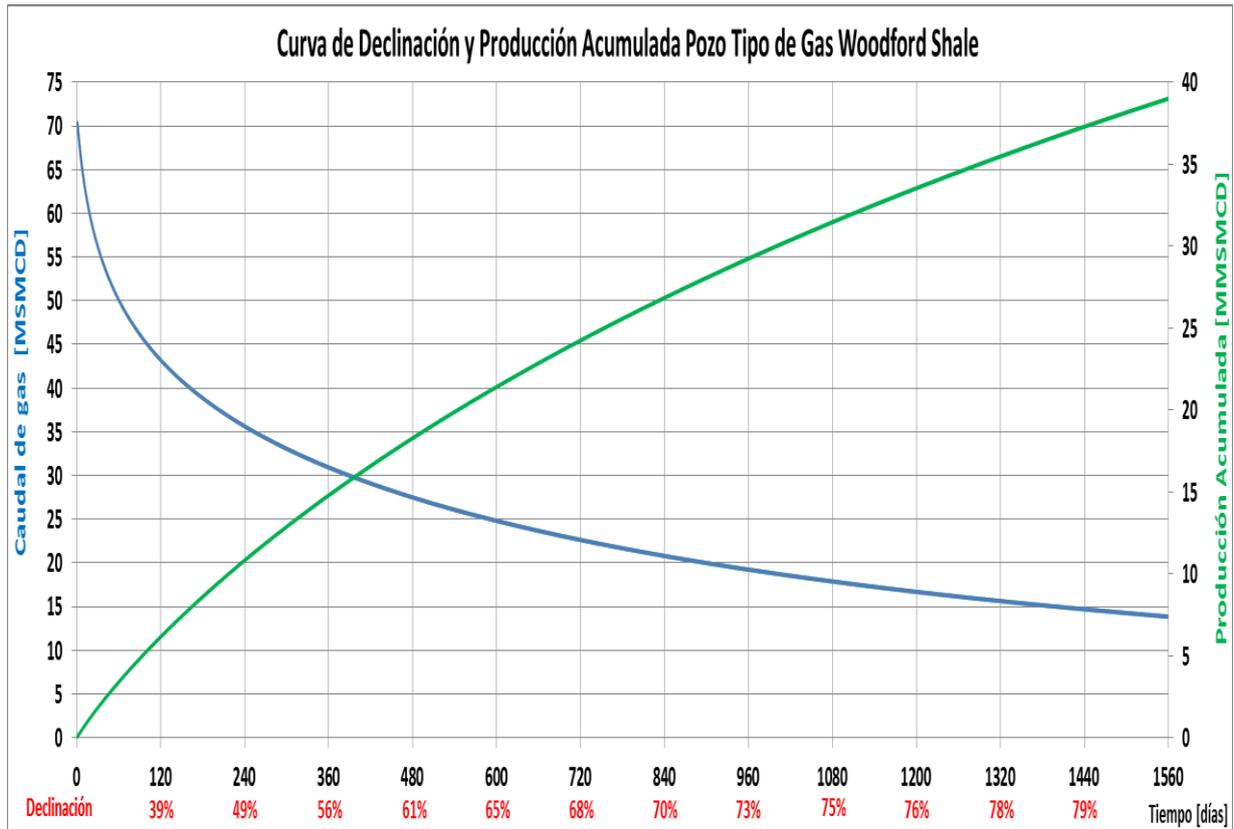


Figura 4.39 Curva de declinación tipo y producción acumulada de los pozos de gas de Woodford.

En la Figura 4.40 se presentan los ajustes de los modelos declinatorios presentados en las secciones 2.7, 2.8 y 2.9.

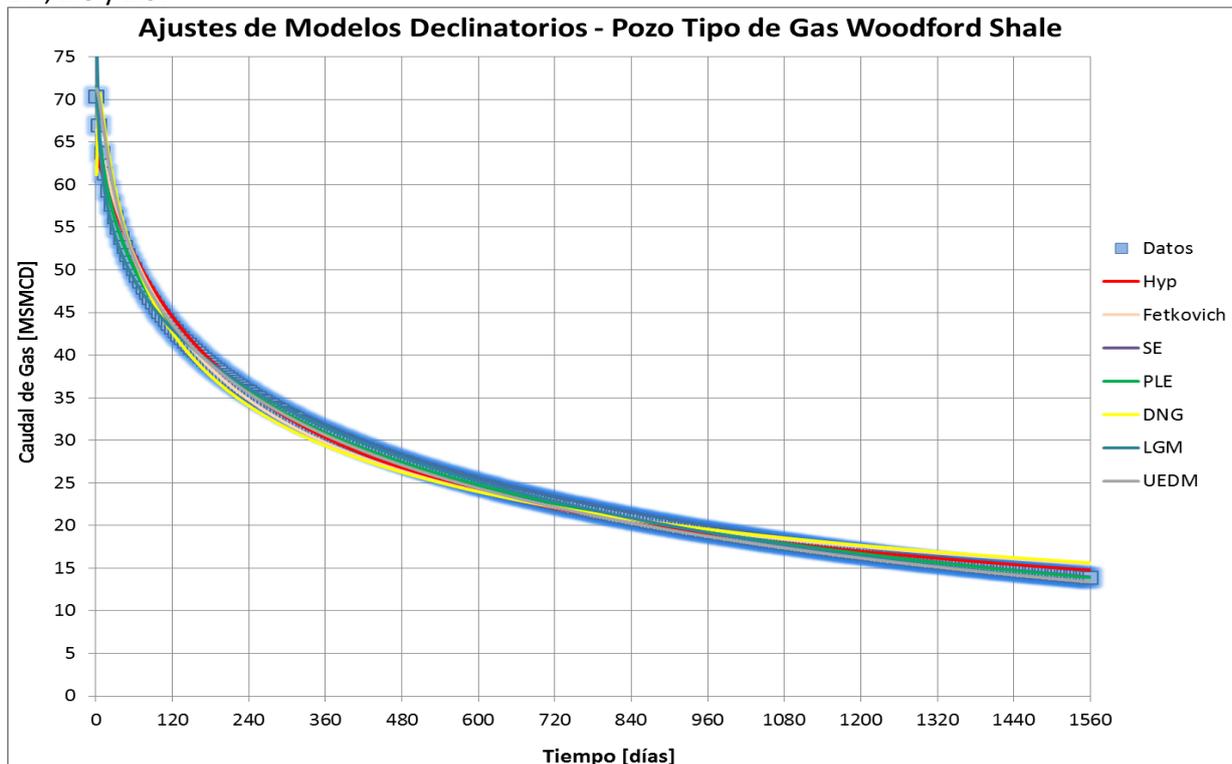


Figura 4.40 Ajuste de modelos declinatorios para el pozo tipo de gas de Woodford.



### Parámetro D

En la Figura 4.41 se observa el comportamiento lineal de la tasa de declinación en los pozos de gas de Woodford. Los modelos SE, PLE y UEDM son los que mejor ajustan el comportamiento de los datos.

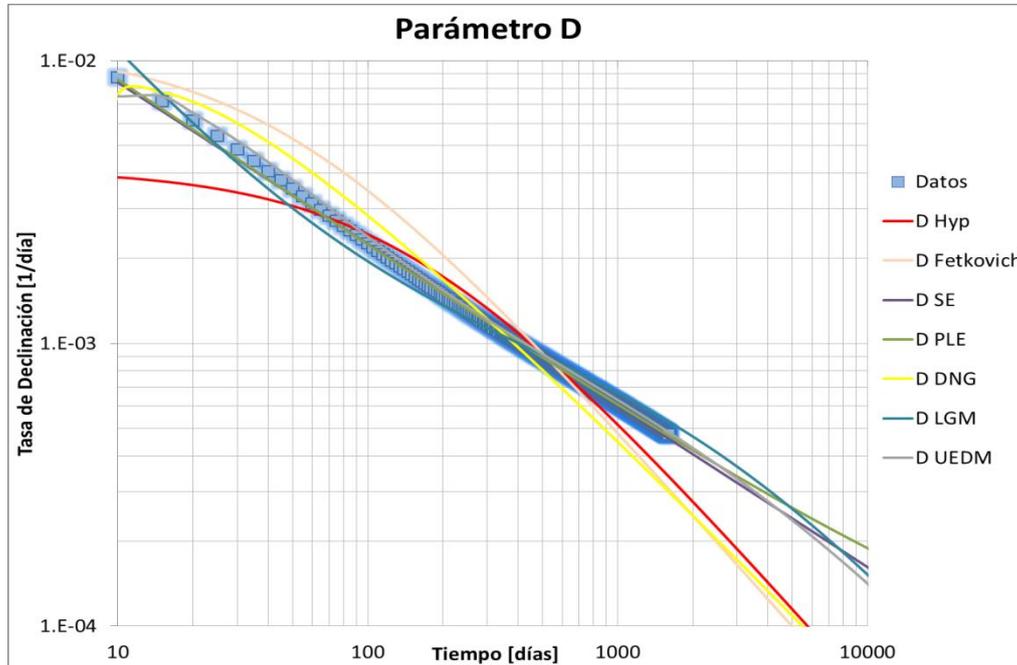


Figura 4.41 Parámetro D pozo tipo de gas de Woodford.

### Parámetro b

En la Figura 4.42 se observa que el parámetro b decrece con el tiempo evidenciando la transición de flujo transitorio hacia flujo estabilizado. Los modelos SE, PLE y UEDM ajustan mejor al comportamiento de los datos.

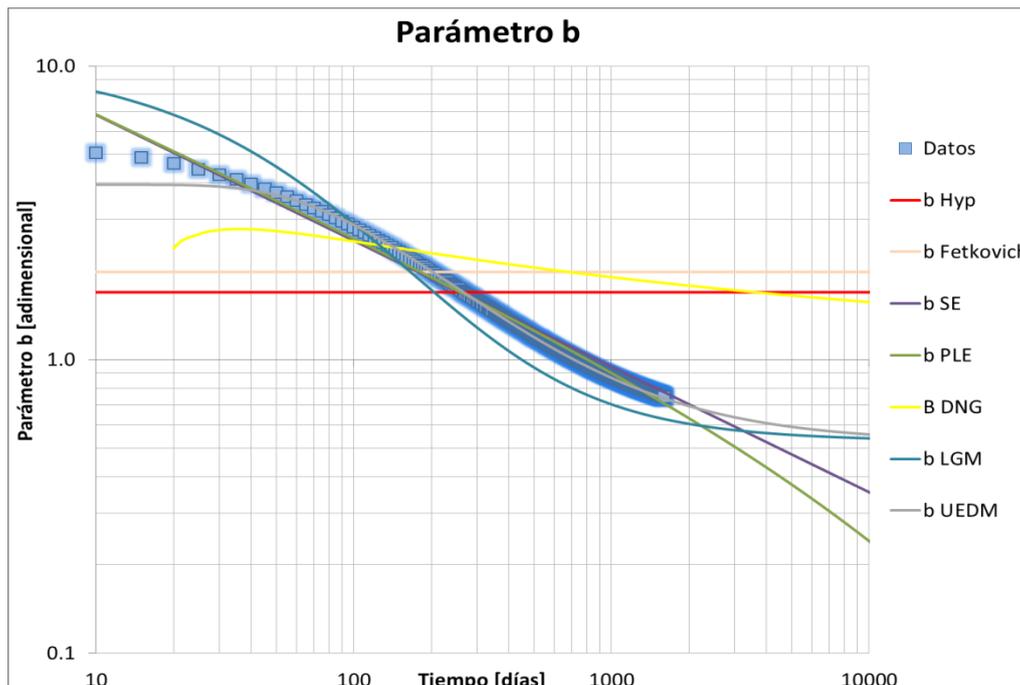


Figura 4.42 Parámetro b pozo tipo de gas de Woodford.



### Log q vs Log t

Se observa en la Figura 4.43 que la pendiente del gráfico log q vs t tiene una pendiente de  $-1/2$  lo que evidencia que el flujo lineal dominado por las fracturas.

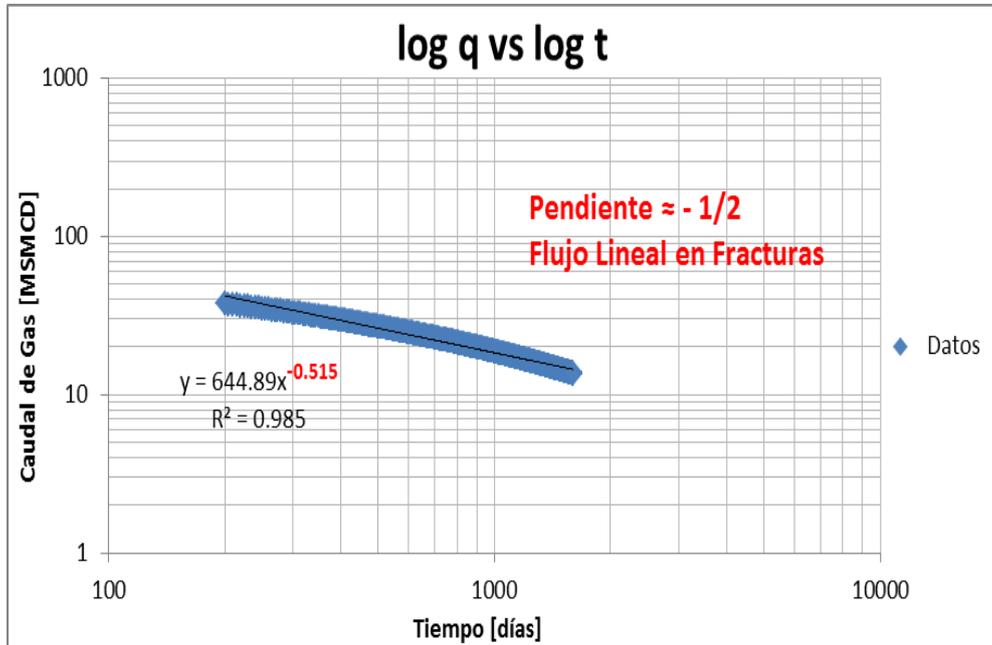


Figura 4.43 Flujo lineal en las fracturas en el pozo tipo de gas de Woodford.

### Parámetro $\beta$

De la Figura 4.44 se observa el régimen de flujo transitorio debido al aumento lineal del parámetro  $\beta$  con el tiempo. Los modelos SE, PLE y UEDM son los que mejor ajustan el comportamiento de los datos experimentales.

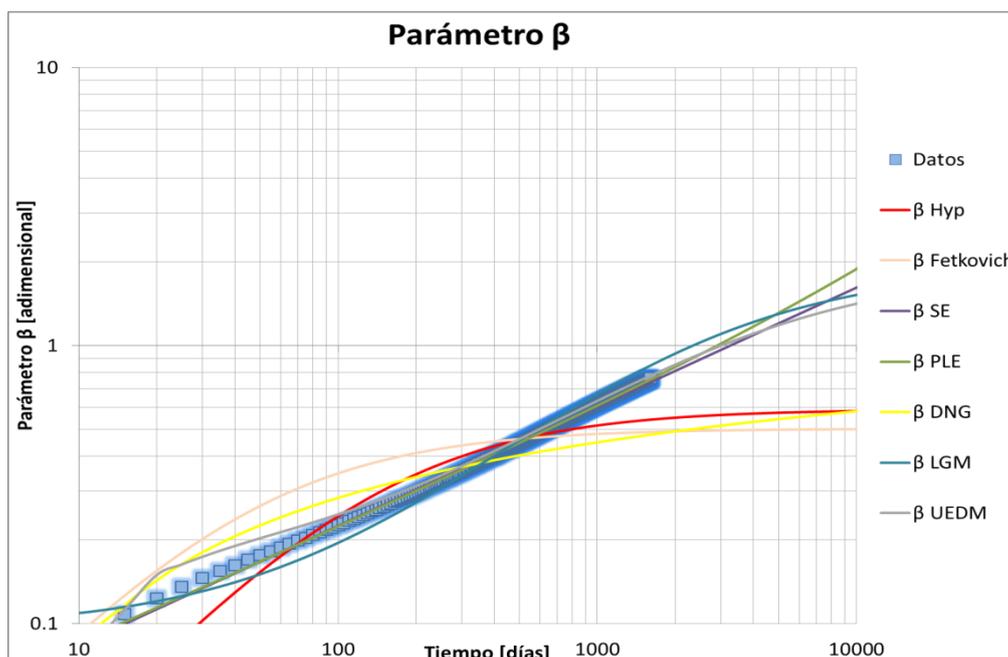


Figura 4.44 Parámetro  $\beta$  para el pozo tipo de gas de Woodford.



### Log q/Q vs Log t

En la Figura 4.45 se observa una relación lineal en la en la gráfica Log q/Q en función del tiempo y el ajuste de los distintos modelos declinatorios.

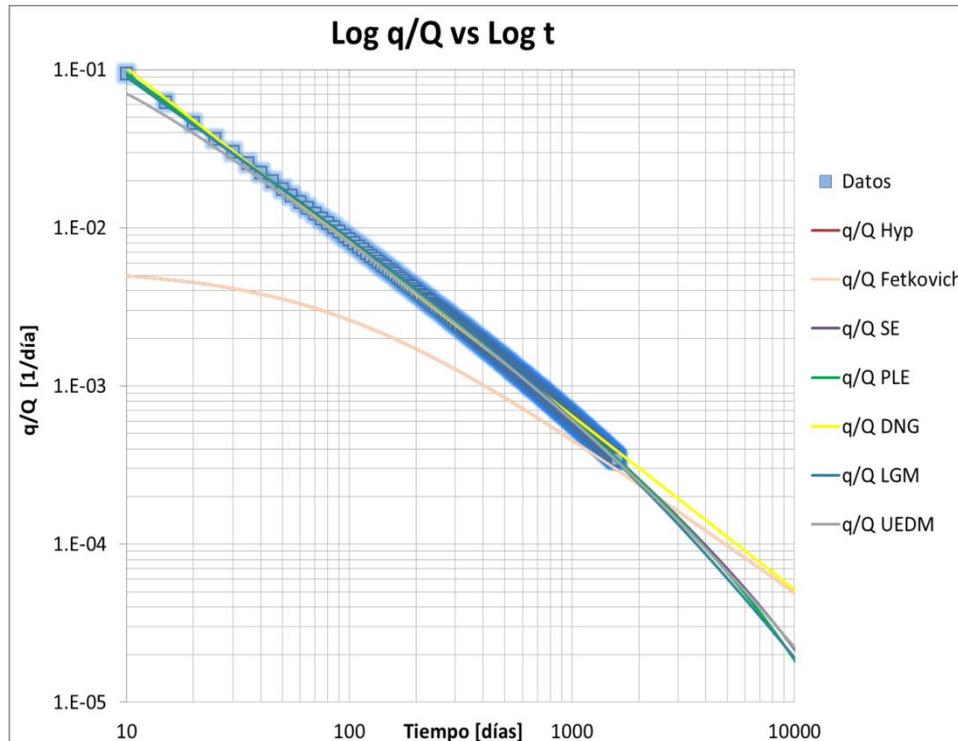


Figura 4.45 Relación línea q/Q en el tiempo para el pozo tipo de gas de Woodford.

### Estimación de Reservas por Pozo Tipo de Gas

A partir de los ajustes de modelos y los gráficos de diagnóstico analizados se observa que el flujo es transitorio y el régimen es lineal dominado por las fracturas. Los modelos que mejor representan este comportamiento son SE, PLE y UEDM. Sus predicciones de producción a 30 años son muy similares como se observa en la Tabla 4.6.

Modelo	EUR@30 AÑOS [MMSm <sup>3</sup> ]
Arps Hiperbólico (Hyp)	110
Fetkovich	132
Stretched Exponential (SE)	82
Power Law Exponential (PLE)	80
Duong (DNG)	118
Logistic Growth Model (LGM)	76
Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)	80

Tabla 4.6 Recuperaciones estimadas a 30 años para el pozo tipo de gas de Woodford.

### 4.6. Barnett

La estimación de la curva de declinación se realizó para pozos tipo horizontales a partir de la información obtenida en Hughes, 2014 basado en datos de producción de Drillinginfo [IX]. En la Figura 4.46 se muestra la curva de declinación tipo y la producción acumulada.

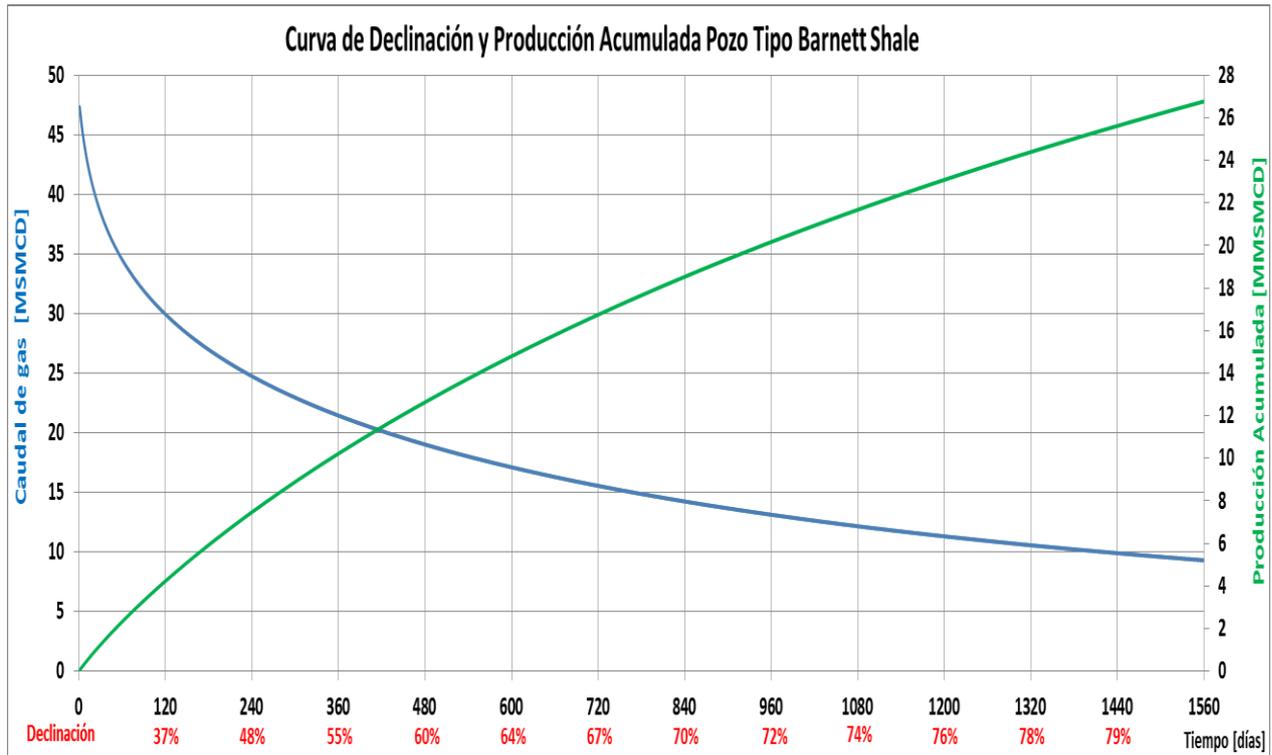


Figura 4.46 Curva de declinación y producción acumulada Barnett shale.

En la Figura 4.47 se presentan los ajustes de los modelos declinatorios presentados en las secciones 2.7, 2.8 y 2.9.

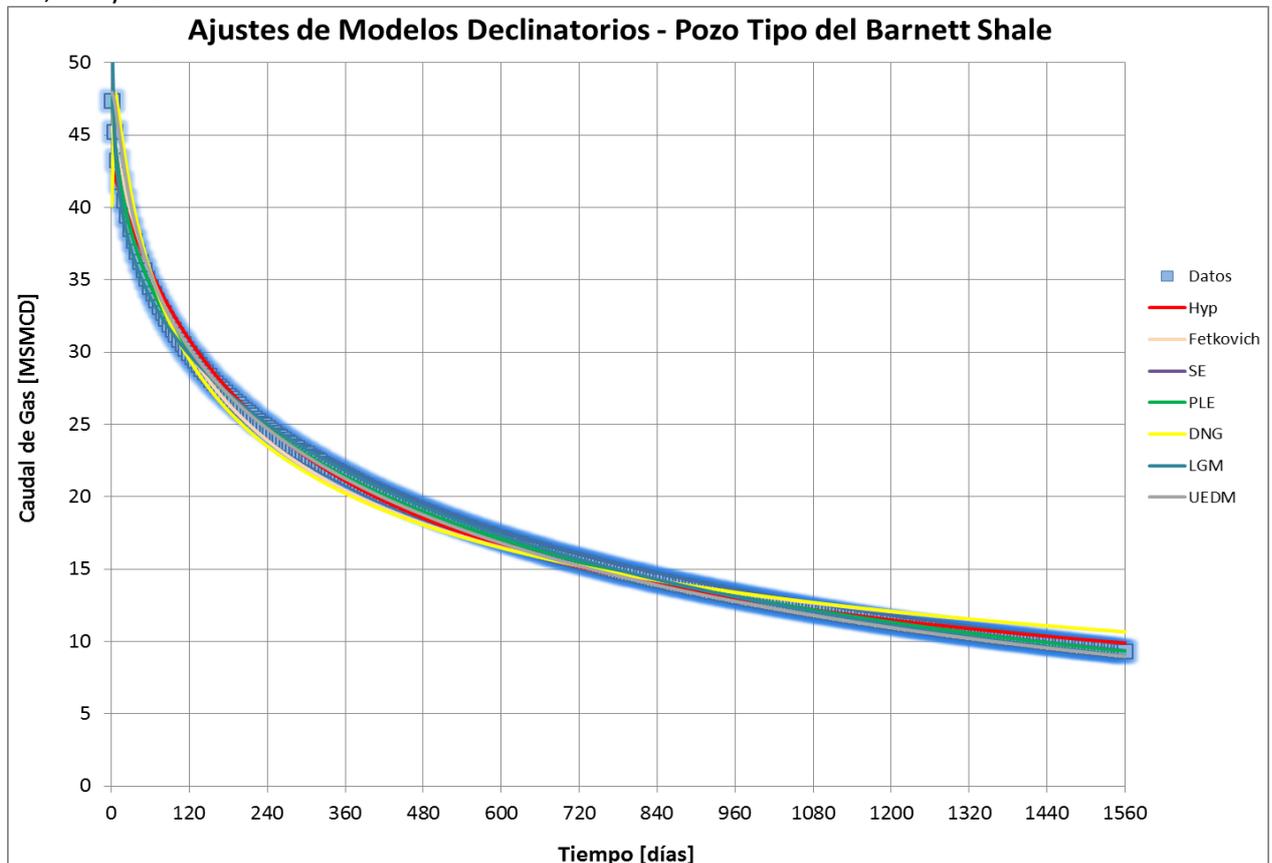


Figura 4.47 Ajuste de modelos declinatorios Barnett shale.



## Parámetros de Diagnóstico

### Parámetro D

En la Figura 4.48 se observa una relación lineal de la tasa de declinación en los pozos de la Formación Barnett. Los modelos PLE, SE y UEDM son los que reproducen con más exactitud el comportamiento de los datos experimentales.

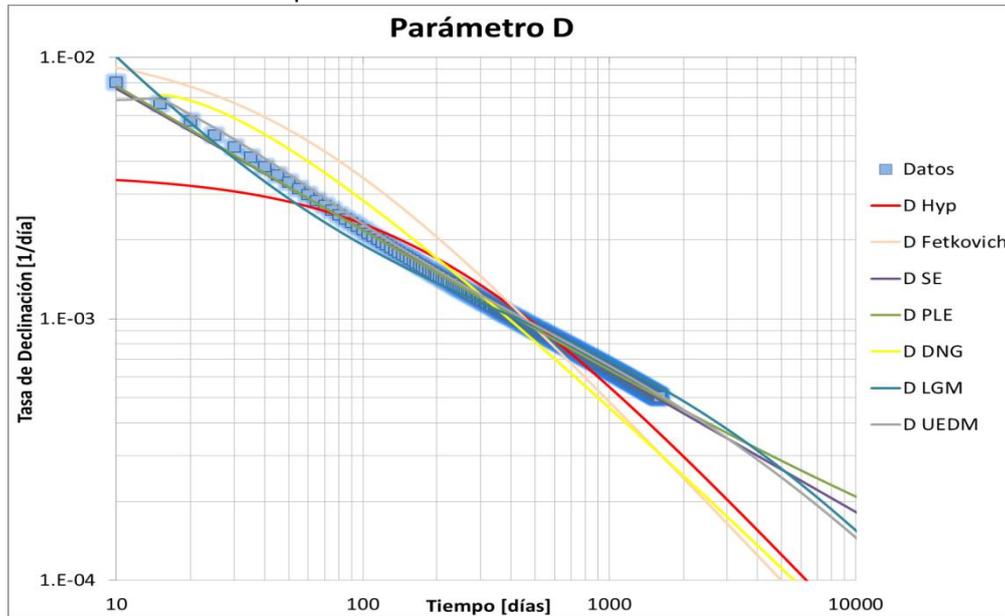


Figura 4.48 Parámetro D pozo tipo Barnett shale.

### Parámetro b

En la Figura 4.49 se presenta el comportamiento del parámetro b y el ajuste de los modelos declinatorios. Se observa que el parámetro b decrece con el tiempo evidenciando el pasaje de flujo transitorio a flujo estabilizado. Además, los modelos PLE, SE y UEDM son los que mejor se adaptan a dicho comportamiento.

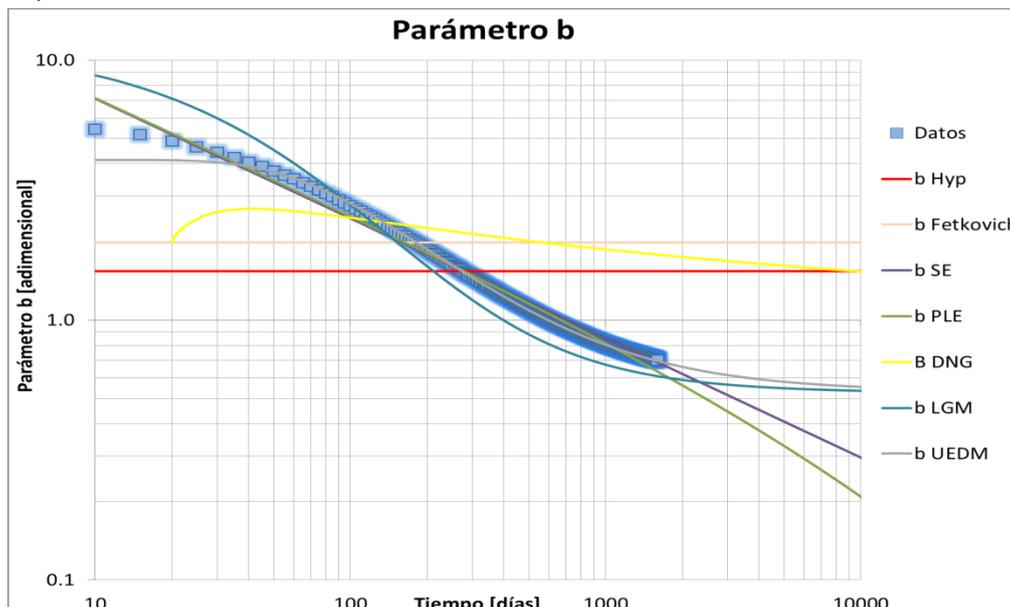


Figura 4.49 Parámetro b pozo tipo Barnett shale.



### Log q vs Log t

La Figura 4.50 presenta el comportamiento del caudal en función del tiempo. Se puede observar que la funcionalidad del caudal es linealmente decreciente con el tiempo en escala doble logarítmica. La pendiente de dicha gráfica adopta el valor de  $-1/2$  evidenciando el flujo lineal en las fracturas hidráulicas.

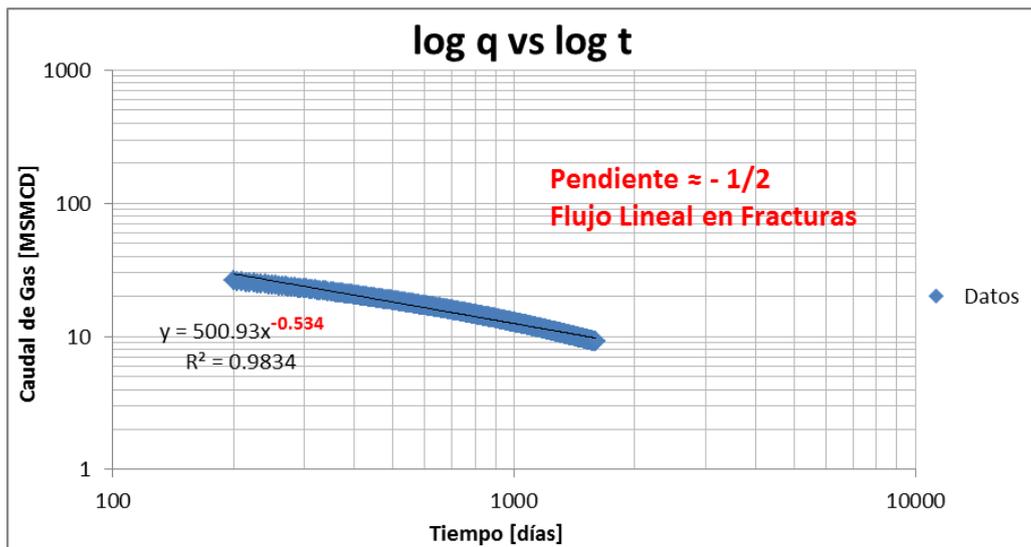


Figura 4.50 Flujo lineal en fracturas pozo tipo Barnett shale.

### Parámetro $\beta$

En la Figura 4.51 se observa que el parámetro  $\beta$  aumenta con el tiempo de producción evidenciando el régimen de flujo transitorio. Asimismo los modelos que mejor ajustan los datos experimentales son PLE, SE y UEDM.

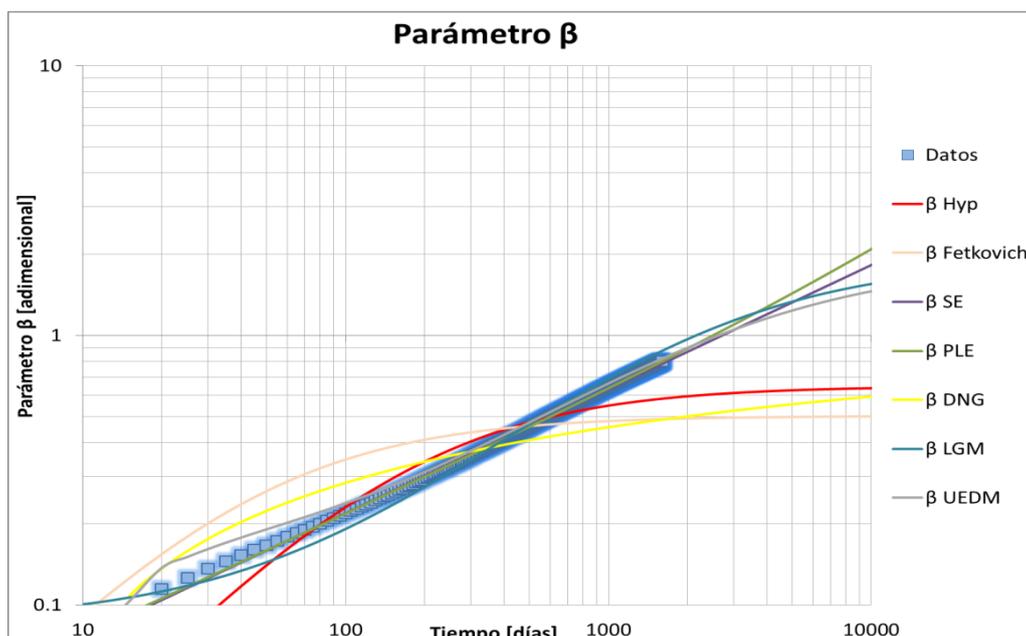


Figura 4.51 Parámetro  $\beta$  pozo tipo de la Formación Barnett.



### Log q/Q vs Log t

La Figura 4.52 presenta la relación entre la razón del caudal y la producción acumulada en función del tiempo y los ajustes de los distintos modelos declinatorios. La forma de la función es lineal evidenciando el régimen de flujo transitorio.

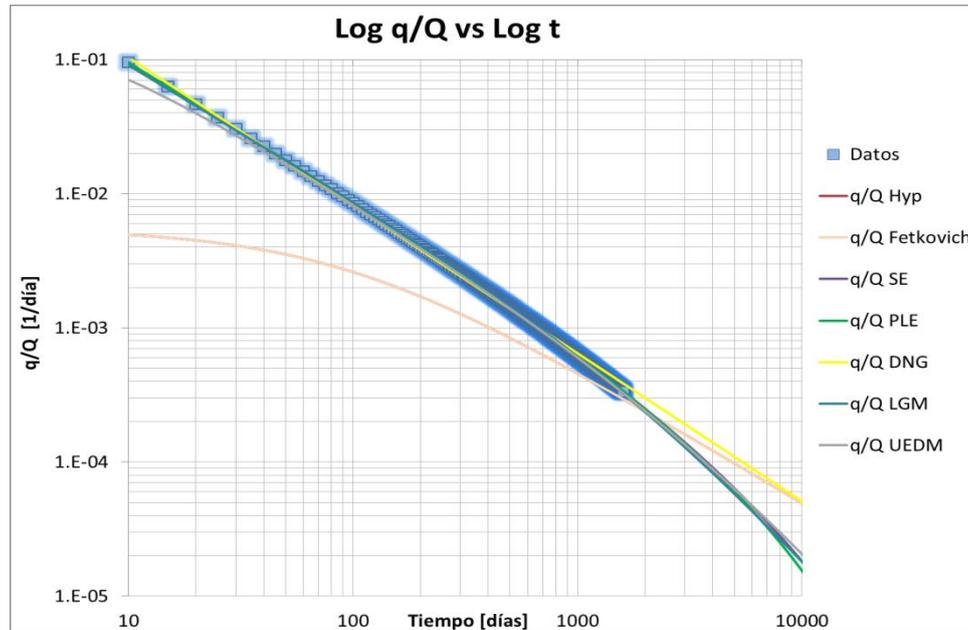


Figura 4.52 Relación lineal q/Q en función del tiempo para el pozo tipo de Barnett.

### Estimación de Reservas por Pozo Tipo

La evaluación de los ajustes de los modelos declinatorios junto con la evaluación de los parámetros de diagnóstico nos permite concluir que el régimen de flujo para el pozo tipo de Barnett sigue un comportamiento lineal dominado por la conductividad de las fracturas hidráulicas. Además, los modelos que presentan el mejor ajuste a los datos empíricos son PLE, SE y UEDM. Las estimaciones de producción acumulada a 30 años se presentan en la Tabla 4.7.

Modelo	EUR@30 AÑOS [MMSm <sup>3</sup> ]
Arps Hiperbólico	72
Fetkovich	91
Stretched Exponential (SE)	54
Power Law Exponential (PLE)	52
Duong (DNG)	80
Logistic Growth Model (LGM)	51
Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)	53

Tabla 4.7 Recuperaciones estimadas a 30 años para el pozo tipo de gas de Barnett.

### 4.7. Bakken

La estimación de la curva de declinación se realizó para pozos tipo horizontales a partir de la información obtenida por Hughes (Hughes, 2014) basado en datos de producción de Drillinginfo [IX]. La Figura 4.53 muestra la curva de declinación tipo y la producción acumulada.

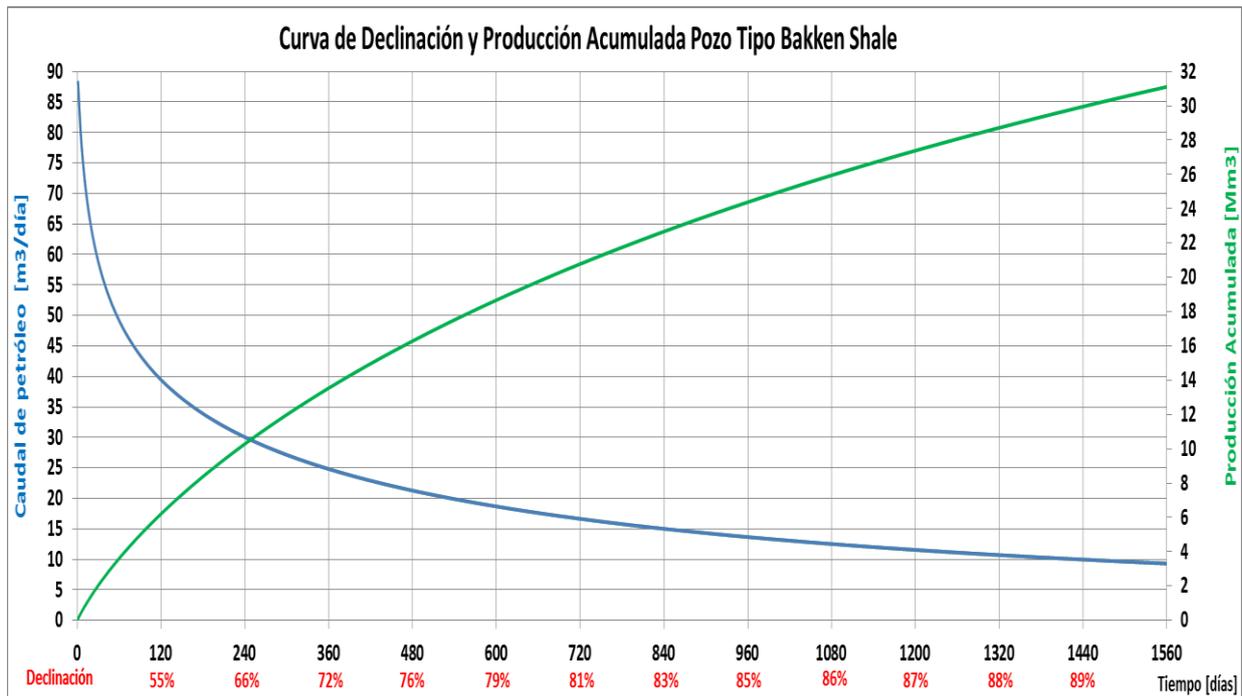


Figura 4.53 Curva de declinación y producción acumulada pozo tipo Bakken shale.

En la Figura 4.54 se presentan los ajustes de los modelos declinatorios presentados en las secciones 2.7, 2.8 y 2.9.

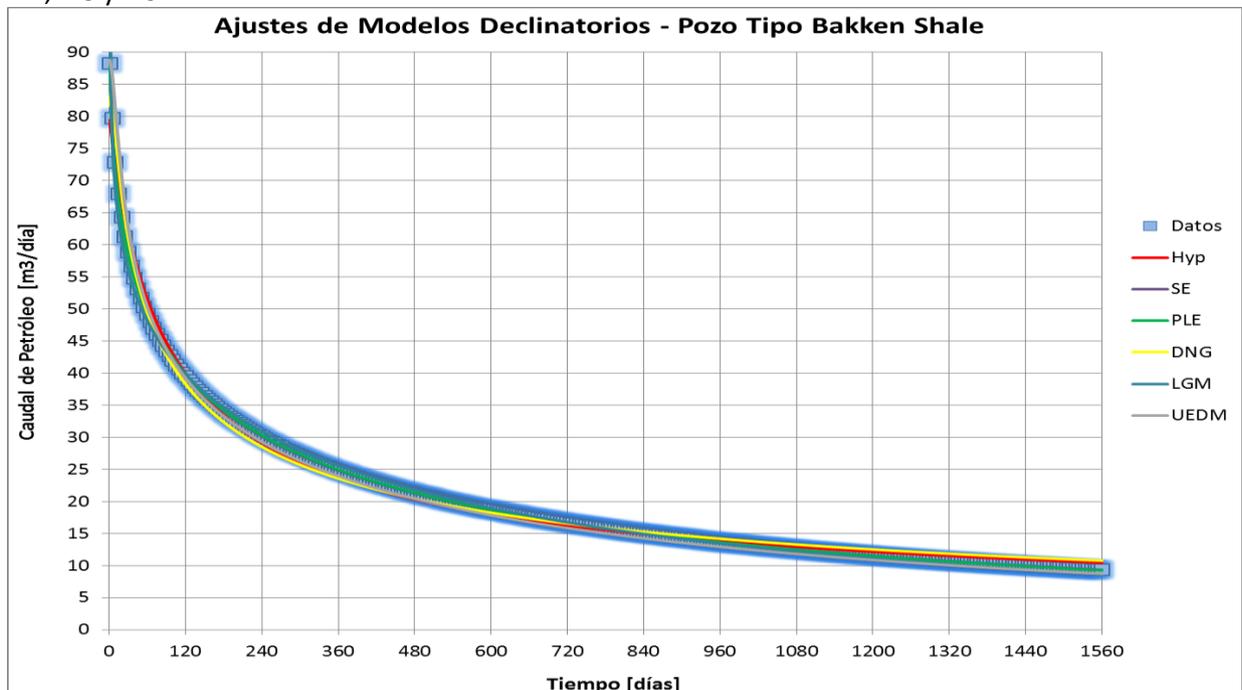


Figura 4.54 Ajuste de modelos declinatorios pozo tipo Bakken shale.

### Parámetros de Diagnóstico

#### Parámetro D

En la Figura 4.55 se observa una relación lineal de la tasa de declinación en los pozos de la Formación Bakken. Se observa que los modelos que mejor ajustan el comportamiento de los datos experimentales son SE, PLE y UEDM.

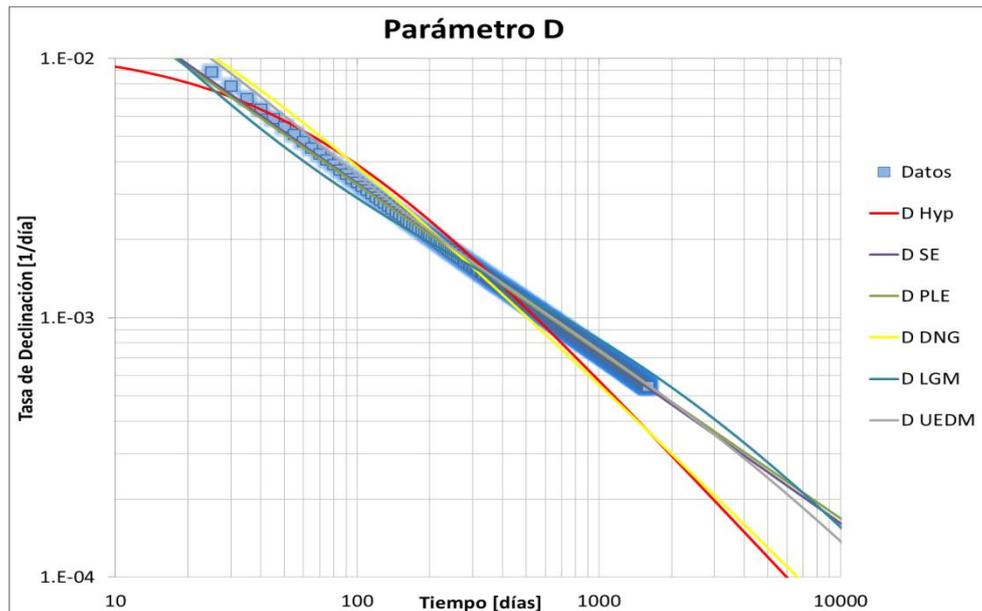


Figura 4.55 Parámetro D pozo tipo Bakken shale.

### Parámetro b

En la Figura 4.56 se presenta los datos del parámetro b. Se observa que los valores de este parámetro son decrecientes con el tiempo evidenciando la transición flujo transitorio hacia BDF. Los modelos SE, PLE y UEDM son los que mejor reproducen el comportamiento de los datos experimentales.

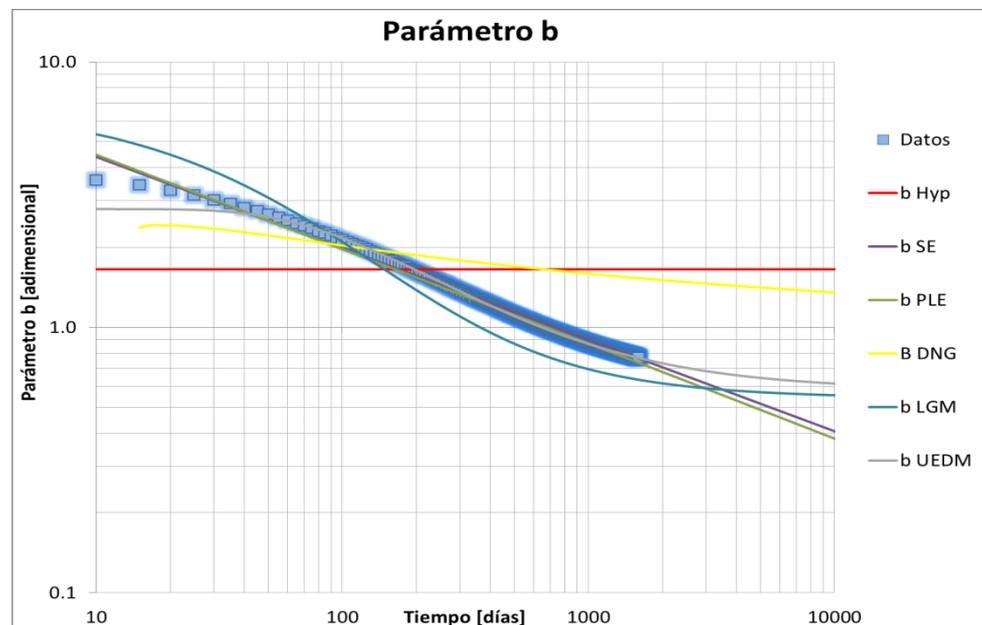


Figura 4.56 Parámetro b pozo tipo Bakken shale.

### Log q vs Log t

En la Figura 4.57 se observa que el flujo resulta lineal dominado por las fracturas hasta los 700 días de producción. A partir de los 1000 días de producción comienza la transición hacia el flujo dominado por las condiciones de borde, como se observa en la Figura 4.58.

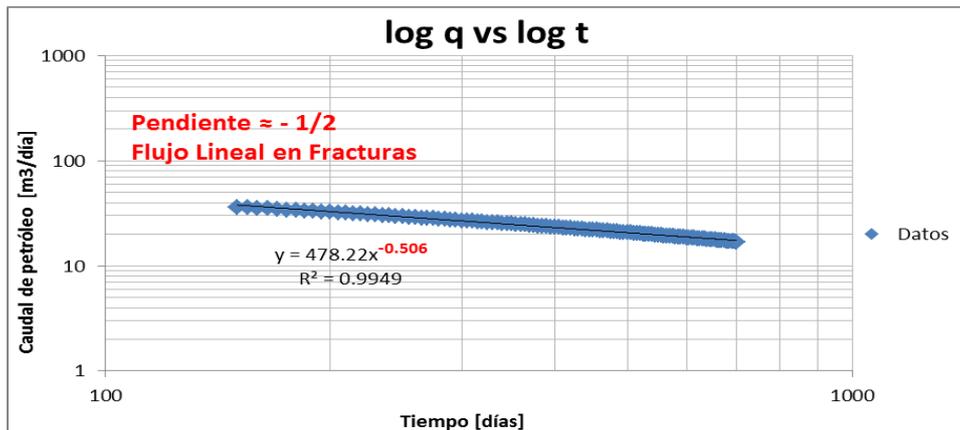


Figura 4.57 Flujo lineal pozo tipo Bakken shale.

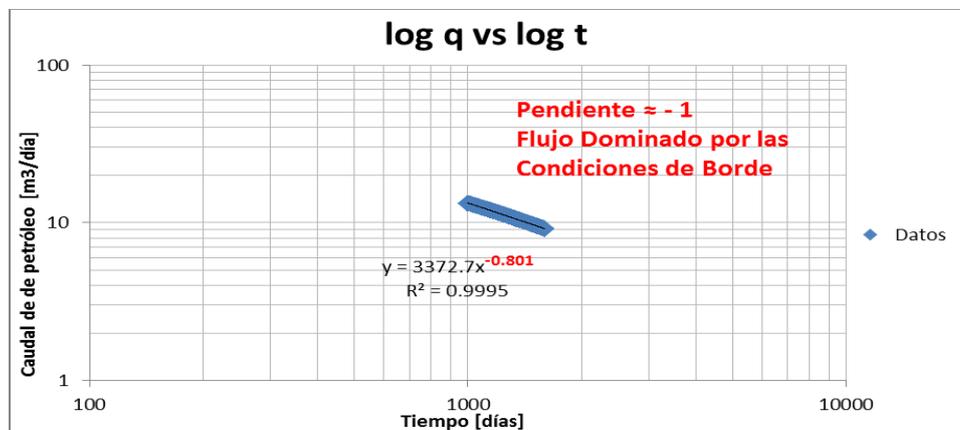


Figura 4.58 Flujo dominado por las condiciones de borde pozo tipo Bakken shale.

### Parámetro $\beta$

En la Figura 4.59 se observa que el parámetro  $\beta$  tiende a aumentar linealmente con el tiempo de producción el régimen de flujo transitorio en el pozo. Aproximadamente a partir de los 1000 días de producción alcanza el valor unitario lo que significa que el régimen de flujo pasa a estar dominado por las condiciones de borde. Por otra parte, el comportamiento de los datos experimentales posee un mejor ajuste con los modelos SE, PLE y UEDM.

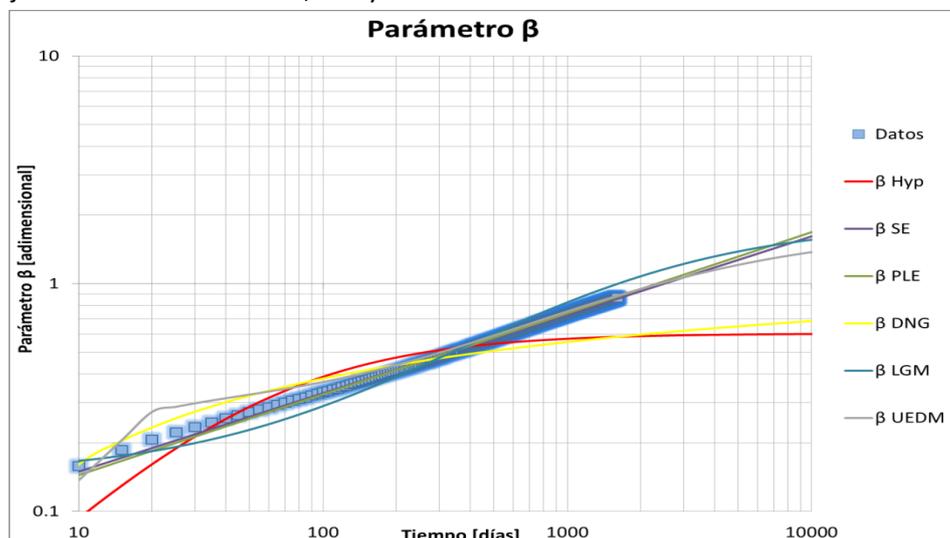


Figura 4.59 Parámetro  $\beta$  pozo tipo Bakken.



### Log q/Q vs Log t

Se observa en la Figura 4.60 una relación aproximadamente lineal en la gráfica doble logarítmica de q/Q en función del tiempo. Sin embargo, la pendiente de los datos tiene a decrecer con el tiempo (evidenciando el cambio de régimen de flujo). En este caso, los modelos SE, PLE, LGM y UEDM.

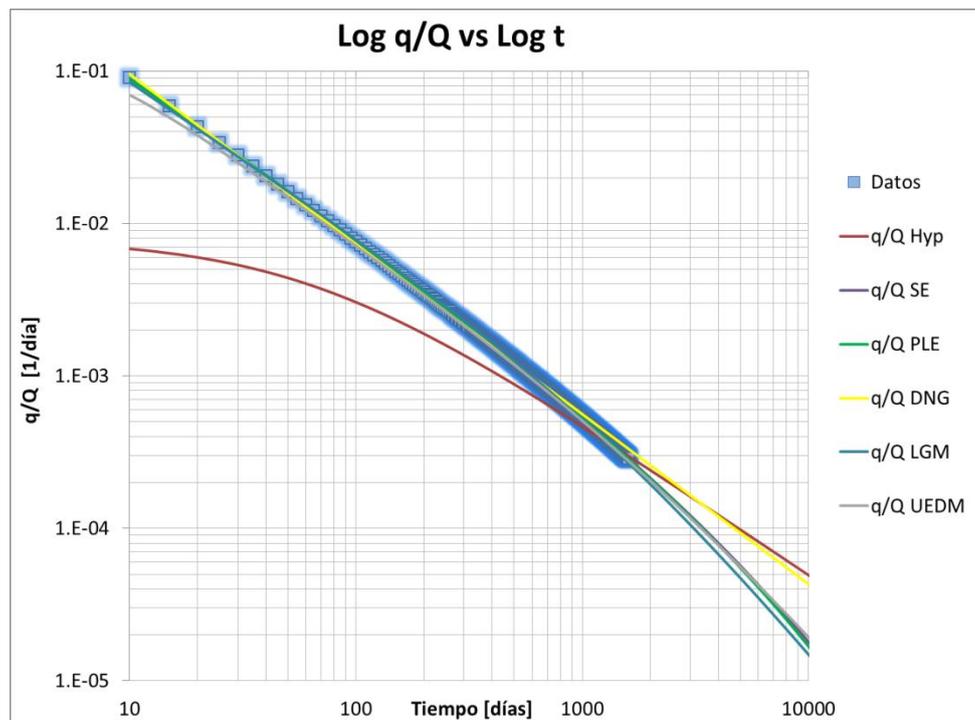


Figura 4.60 Relación lineal q/Q en función del tiempo para el pozo tipo de Bakken.

### Estimación de Reservas por Pozo Tipo

La evaluación de los ajustes de los modelos declinatorios junto con la evaluación de los parámetros de diagnóstico nos permite concluir que hasta aproximadamente los 700 días de producción el régimen flujo es transitorio y de tipo lineal dominado por la conductividad de las fracturas hidráulicas. Aproximadamente a partir del día 1000 de producción el flujo comienza a estar regido por las condiciones de borde. Asimismo, con los modelos PLE, SE y UEDM se obtienen los mejores ajustes de la curva de declinación y los parámetros de diagnóstico. Los valores de producción acumulada a 30 años se detallan en la Tabla 4.8.

Modelo	EUR@30 AÑOS [Mm <sup>3</sup> ]
Arps Hiperbólico	80
Stretched Exponential (SE)	58
Power Law Exponential (PLE)	57
Duong (DNG)	80
Logistic Growth Model (LGM)	53
Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)	55

Tabla 4.8. Recuperaciones estimadas a 30 años para el pozo tipo de petróleo de Bakken.



## ***5. La Formación Vaca Muerta***



## 5.1. Introducción

La Formación Vaca Muerta se encuentra ubicada en la Cuenca Neuquina. Posee una extensión aproximada de 30 000 km<sup>2</sup> abarcando las provincias argentinas de Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa (Figura 5.1). La formación posee potencial de producción de petróleo y gas.



Figura 5.1 Ubicación de la Formación Vaca Muerta.

## 5.2. Características Geológicas

### 5.2.1. Mineralogía

La Formación Vaca muerta presenta una gran variabilidad en su composición mineralógica dependiente de la profundidad y la posición en la cuenca. En términos generales, el contenido de minerales arcillosos varía entre el 5% y 30%, principalmente Illita y esmectita. El cuarzo y el carbonato varían de acuerdo a la profundidad de la formación. El contenido de carbonatos es del 50% en promedio siendo más abundante en el tope de la formación. El contenido medio de cuarzo ronda el 30% encontrándose en mayores cantidades en la base de la formación. Los detalles pueden verse en la Tabla 5.1.

Mineral	%
Cuarzo	25-50
Arcillas	5-30
Feldespatos	< 2
Pirita	< 4
Calcita	10-50
Dolomita	10-40

Tabla 5.1 Rango de composiciones de la Formación Vaca Muerta.

### 5.2.2. Litología

La litología de la Formación Vaca Muerta está compuesta por una sucesión de margas (pelitas mayoritariamente carbonáticas con contenidos variables de cuarzo y arcilla) y lutitas calcáreas ricas en materia orgánica.



### **5.2.3. Período Geológico**

La Formación Vaca Muerta se originó en la era Mesozoica, hace aproximadamente 150 millones de años, durante los períodos Jurásico Tardío y Cretácico Temprano.

### **5.2.4. Ambiente de Depositación**

Los sedimentos de la formación se depositaron en un ambiente marino en condiciones de ausencia de oxígeno.

### **5.2.5. Características Estructurales**

Se observan cuatro estructuras principales en la cuenca neuquina. La plataforma al este de la cuenca, la faja plegada y corrida al oeste de la cuenca, la Dorsal de Huinul al sur y el centro de cuenca.

En la Figura 5.2 se observa la profundidad del tope de la Formación Vaca Muerta, el valor medio de profundidad es de 2000 metros. En el centro de cuenca la profundidad varía entre los 2500 m a 3000 m, mientras que hacia los bordes (Dorsal de Huinul y Plataformas Externas) la profundidad varía entre 1000 m y 2000 m.

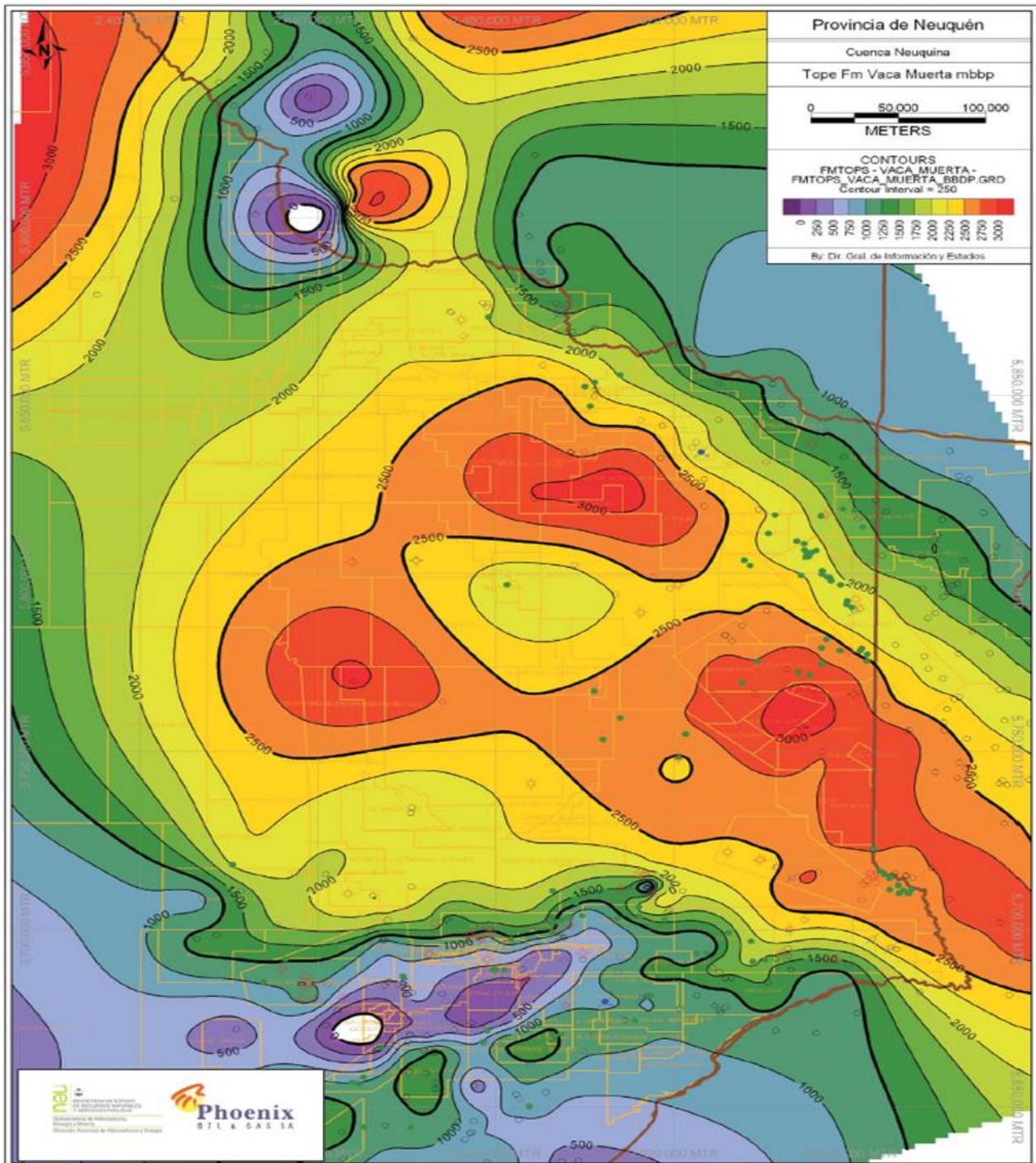


Figura 5.2 Profundidades del tope de la Formación Vaca Muerta en la Provincia de Neuquén, en metros [XVIII].

### 5.2.6. Espesores

Como se observa en la Figura 5.3 los espesores de la formación varían desde los 50-200 metros en la zona de la plataforma externa incrementándose hasta más de 700 metros en zona de la faja plegada y corrida de la cuenca. En el centro de la formación el espesor medio de la formación es de 400 metros.

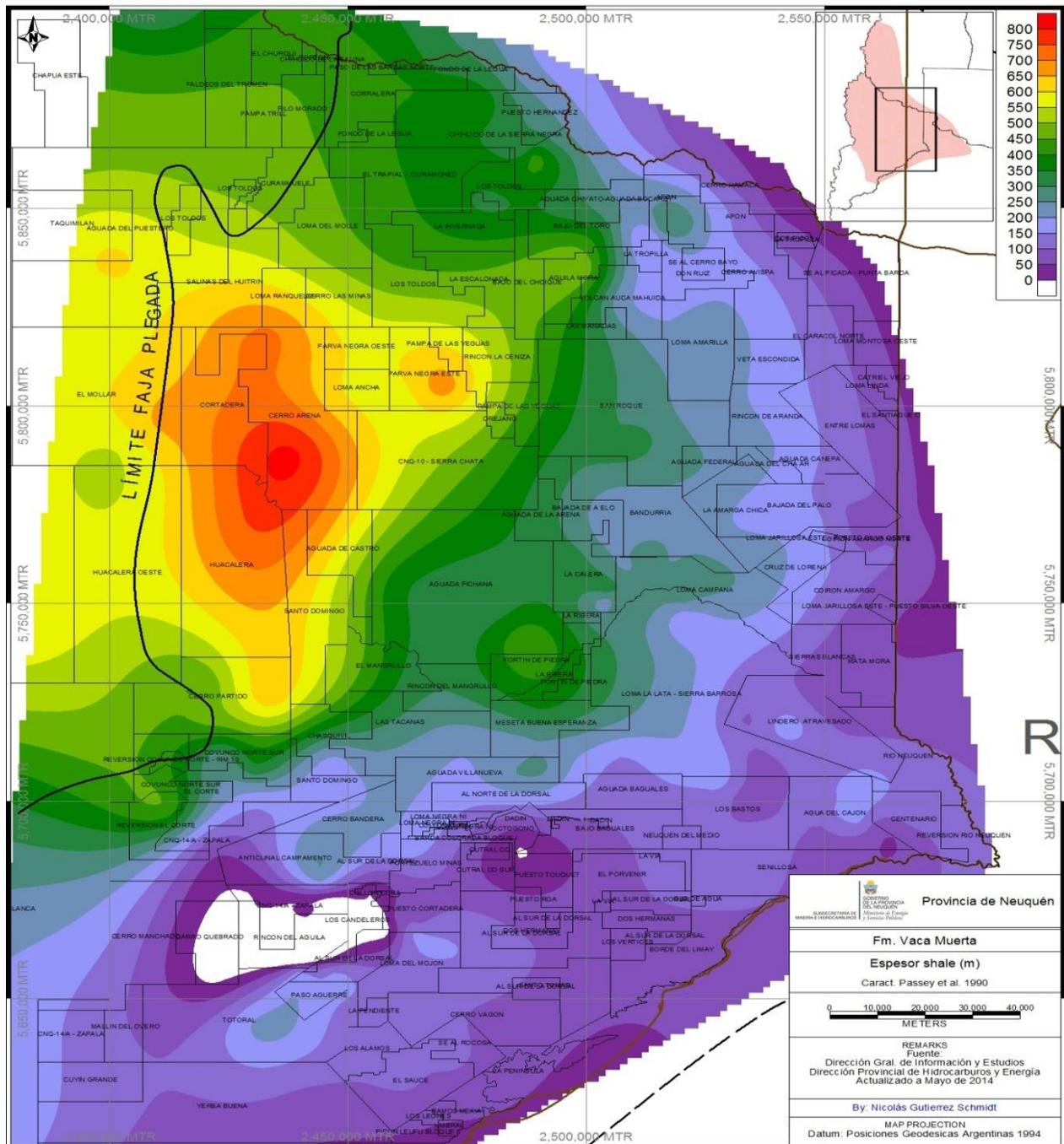


Figura 5.3 Espesores, en metros, de la Formación Vaca Muerta en la Provincia de Neuquén [XVIII].

### 5.3. Características Geoquímicas

#### 5.3.1. Carbono Orgánico Total

Los valores de carbono orgánico total son muy variables a lo largo de la formación, desde el 0.50% hasta el 12% como se observa en la Figura 5.4. Para una ubicación determinada el carbono orgánico total tiende a aumentar hacia la base de la formación.

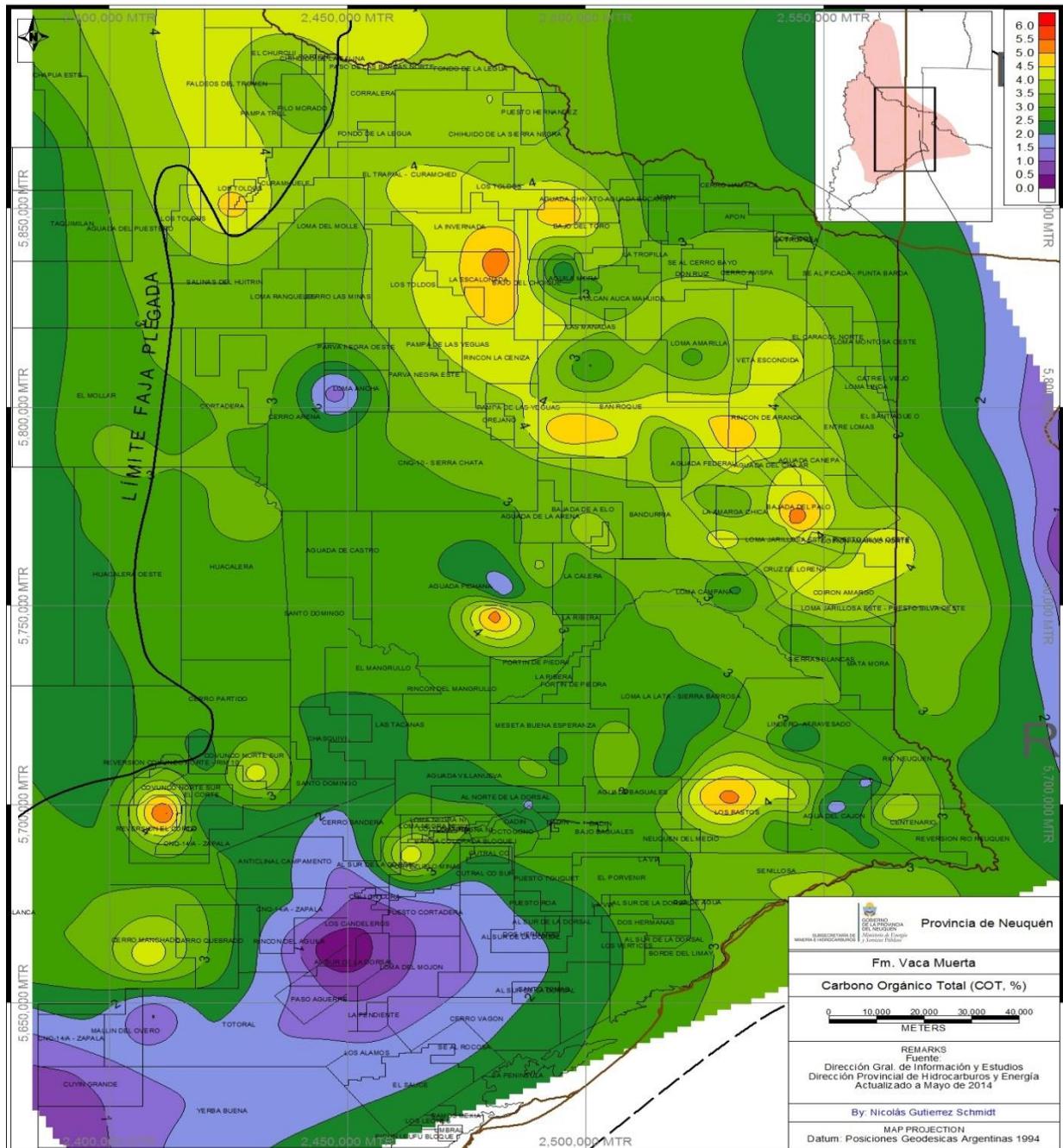


Figura 5.4 Carbono Orgánico Total de la Formación Vaca Muerta en la Provincia de Neuquén [XVIII].

### 5.3.2. Madurez Térmica

La madurez térmica de la formación se incrementa paulatinamente de este a oeste en la formación (Figura 5.5). La región de la formación localizada en la plataforma de la cuenca presenta valores de madurez de entre 0.80 a 1.20 de reflectancia de vitrinita, encontrándose en la ventana de generación de petróleo. La zona de la formación localizada al oeste de la cuenca, cercana a la zona de la faja plegada y corrida, se encuentra en ventana de gas y presenta valores superiores al 2% de Ro.

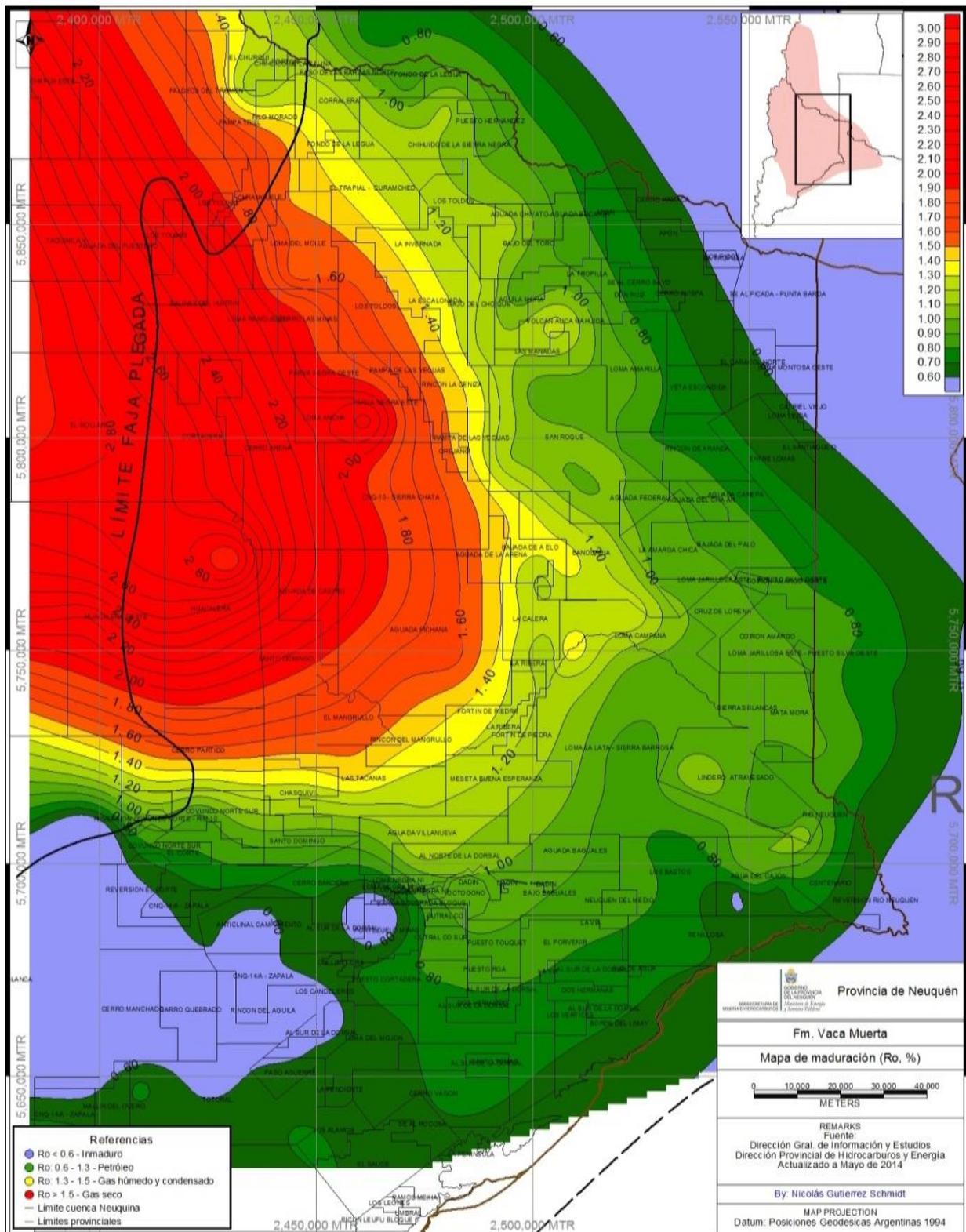


Figura 5.5 Madurez térmica de la Formación Vaca Muerta en la provincia de Neuquén, en %Ro [XVIII].

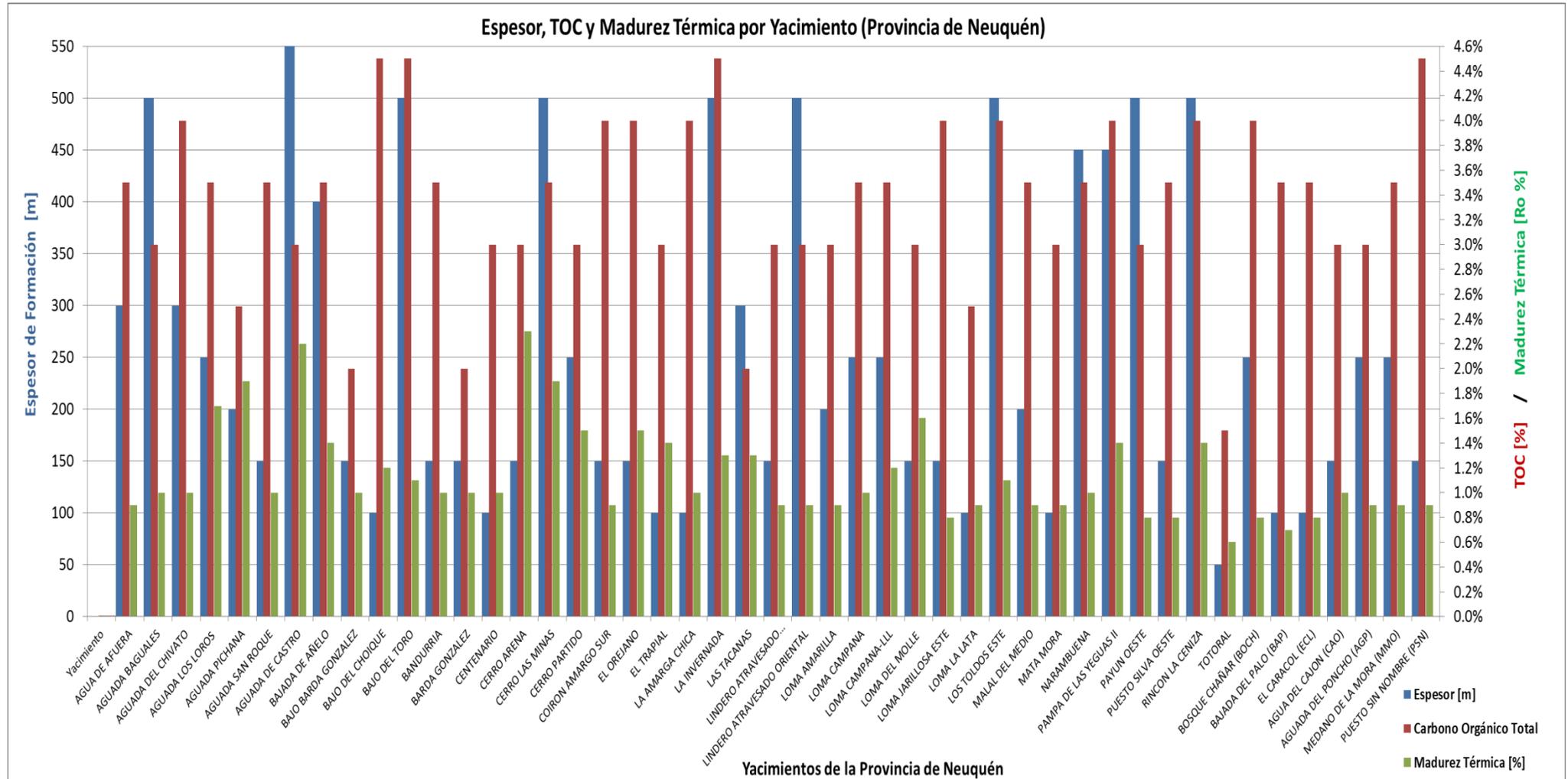


Figura 5.6 Espesor, TOC y Madurez Térmica de los principales yacimientos de la provincia de Neuquén.

### 5.3.3. Diagrama de Van Krevelen

La Formación Vaca Muerta presenta un querógeno Tipo I/II de ambiente marino, con potencial de generación de gas como de petróleo (Figura 5.7).

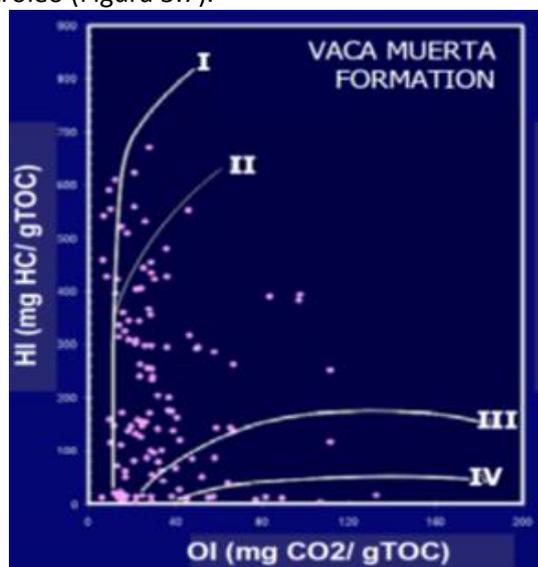


Figura 5.7 Diagrama de Van Krevelen modificado de la Formación Vaca Muerta (Villar, 2014).

### 5.3.4. Datos Integrados de Espesor, Carbono Orgánico Total y Madurez Térmica

A partir de las Figuras 5.3, 5.4 y 5.5 como aporte de este trabajo se elaboró una única gráfica (Figura 5.6) que permite visualizar el espesor, el TOC y la madurez térmica de los principales yacimientos de la Provincia de Neuquén. Este gráfico resulta de utilidad para una evaluación rápida y conjunta del espesor total, el TOC y la madurez térmica de los yacimientos. Permite de forma rápida determinar yacimientos de alto potencial de generación de hidrocarburos ( $\text{TOC} > 2\%$  y  $R_o > 0.6\%$ ). Además, facilita la detección de yacimientos en ventana de generación de petróleo ( $0.6\% < R_o < 1.2\%$ ) y de ventana de generación de gas ( $1.2\% < R_o < 3\%$ ).

## 5.4. Características Petrofísicas

### 5.4.1. Gradiente de Presión

La Formación Vaca Muerta se encuentra sobrepresurizada. Los gradientes de presión en la Formación Vaca Muerta oscilan entre 15 kPa/m (0.67 psi/ft) en las zonas de borde de cuenca hasta 22 kPa/m (0.97 psi/ft) en el centro de cuenca (Sales et al., 2014; YPF, 2012). El gradiente de presión medio de la formación es de 17 kPa/m (0.75 psi/ft) [Willis, 2013].

### 5.4.2. Densidad de Formación

La densidad de la formación varía inversamente con respecto al contenido de carbono orgánico total, como se observa en la Figura 5.8. La densidad de la formación se encuentra en el rango de  $2.35 \text{ g/cm}^3$  a  $2.65 \text{ g/cm}^3$  (Willis, 2013; Gaffney, Cline & Associates, 2014).

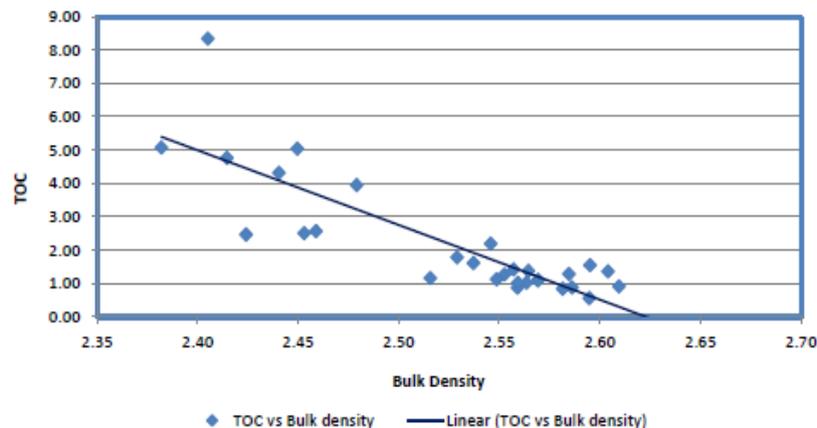


Figura 5.8 Relación entre la densidad de formación y el contenido de carbono orgánico total en la Formación Vaca Muerta (Gaffney, Cline & Associates, 2014).

### 5.4.3. Porosidad

La porosidad de la formación oscila entre el 3% al 10% (Gaffney, Cline & Associates, 2014). La porosidad promedio de la formación es del 6% (Sales et al., 2014). La porosidad disminuye progresivamente hacia el tope de la formación.

### 5.4.4. Permeabilidad

La permeabilidad de la formación oscila entre los 50nD hasta los 200 nD (Willis, 2013).

## 5.5. Características Geomecánicas

### 5.5.1. Mineralogía

En el diagrama ternario de cuarzo, carbonatos y arcillas de la Figura 5.9 se observa que en la mayoría de las muestras del play el contenido de arcilla es menor al 40%.

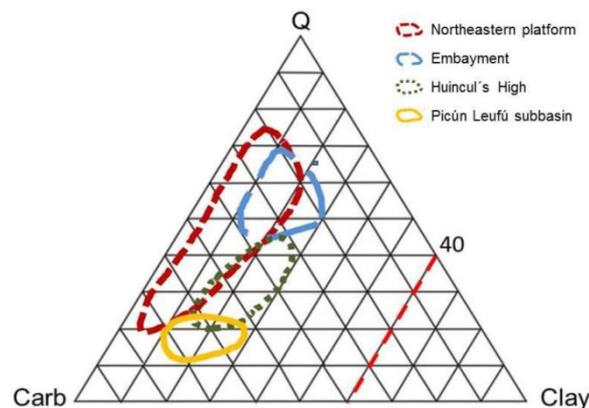


Figura 5.9 Diagrama Ternario de las distintas regiones de la Formación Vaca Muerta (Barredo y Stinco, 2014).

### 5.5.2. Módulo de Young y Relación de Poisson

El módulo de Young y la relación de Poisson presentan alta variabilidad debido a la variación en la proporción de minerales que presenta la formación. El módulo de Poisson en la formación varía entre 0.18 a 0.38 mientras que el módulo estático de Young oscila entre 2 Mpsi hasta 8 Mpsi (Barredo y Stinco, 2014), como se observa en la Figura 5.9.

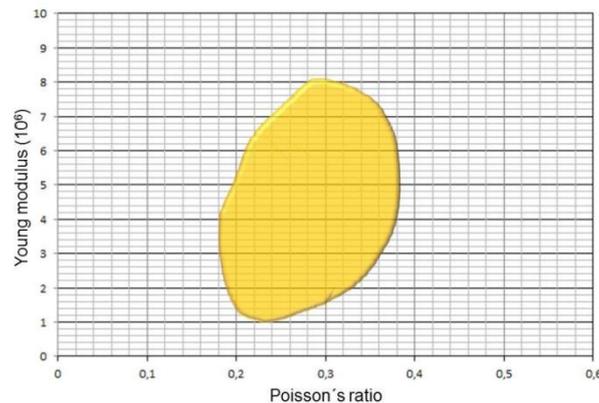


Figura 5.10 Rangos de la relación de Poisson y el módulo estático de Young en la Formación Vaca Muerta (Barredo y Stinco, 2014).

### 5.5.3. Laminación

En las zonas prospectivas, el análisis a simple vista de plugs y coronas no presenta laminación evidente.

### 5.6. Características de las Terminaciones

Se informarán los datos de las terminaciones en los yacimientos Loma Campana / Loma La Lata Norte dado que es la zona en la cual se registra la mayor actividad. Las terminaciones en Loma Campana se realizan a los 3100-3300 metros de profundidad. En los pozos verticales, la operación de estimulación tiene una duración media de 5 días, se realizan entre 3-5 etapas de fractura, estimulándose un espesor medio de 250 metros de roca. El volumen promedio de agua utilizado por etapa de fractura es de 1100 m<sup>3</sup>. El agente de sostén más utilizado es arena de tamaño 100 mesh, utilizándose 5 000 bolsas de arena por etapa de fractura (Gutierrez Schmidt, 2015). El costo total promedio de perforación y estimulación por pozo ronda los 8 MMUSD (Liddle, 2015). En cuanto a los pozos horizontales, se realizan entre 6 a 9 etapas de fractura, estimulándose un espesor medio de roca de 760 m. El volumen promedio de agua utilizado por etapa de fractura es de 1290 m<sup>3</sup>, se utilizan unas 4330 bolsas de arena por etapa de fractura (Gutierrez Schmidt, 2015).

### 5.7. Características de los Registros de Pozo

En la Figura 5.11. se presenta el registro de dos pozos perforados en la Formación Vaca Muerta (Azkenazi et al., 2013) distanciados por más de 80 km. El registro de la izquierda muestra un pozo en la región distal, mientras que el registro de la derecha muestra un pozo en la región central. La formación en el sector distal posee un espesor considerablemente mayor al de la región central en concordancia con la Figura 5.3. Asimismo, se observa que para ambos registros el valor de GR (primer registro) y TOC (tercer registro) presentan una correlación positiva. Se verifica que los valores máximos de TOC se encuentran en la parte basal de la formación según lo analizado en la sección 5.3.1.

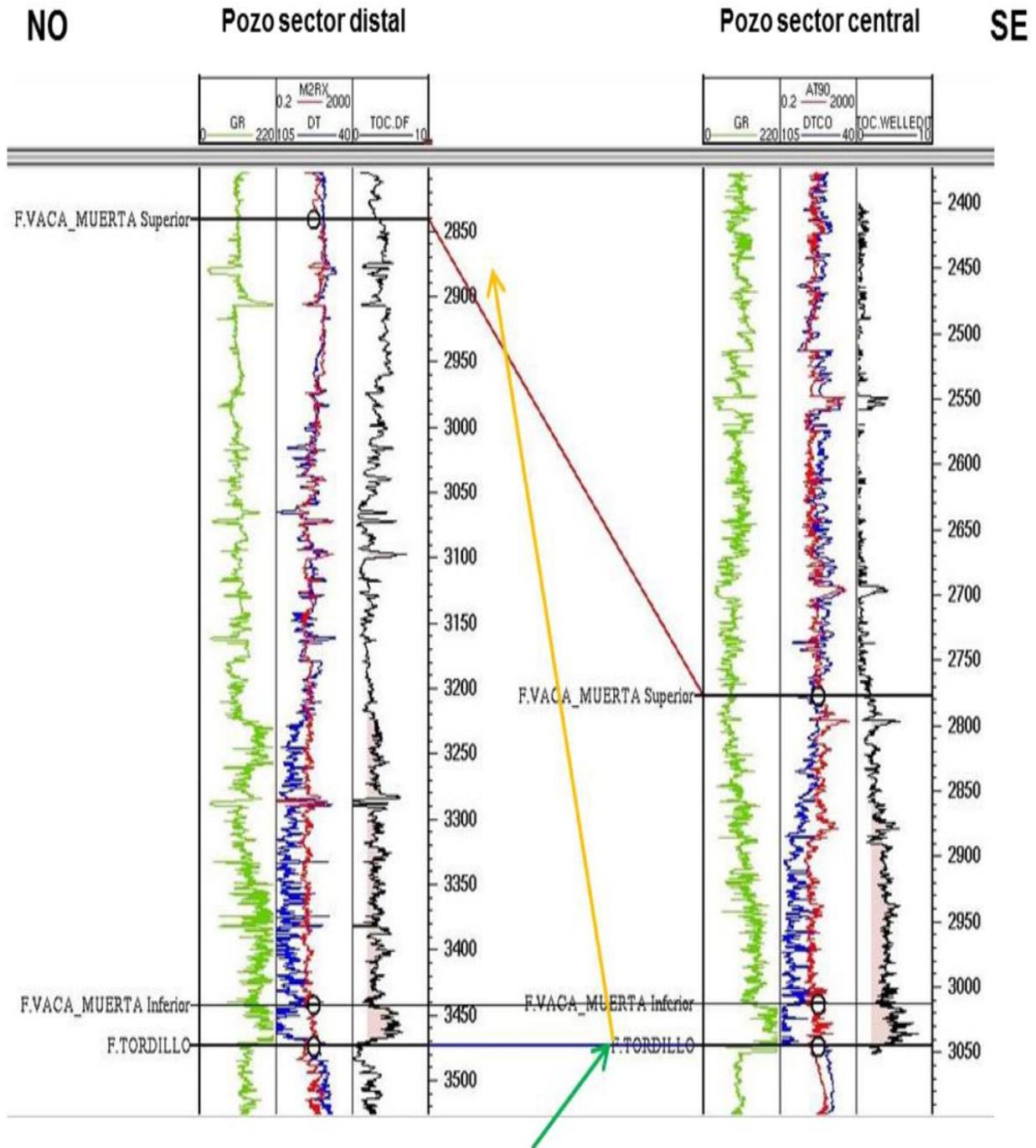


Figura 5.11 Registros de dos pozos en la Formación Vaca Muerta (Azkenazi et al., 2013)



## ***6. Análisis de la Producción en Vaca Muerta***

### 6.1. Introducción

En el presente capítulo se realiza un análisis de los datos de producción en la Formación Vaca Muerta. Los datos, gráficos y las ubicaciones de los pozos presentados en este apartado se han confeccionado a partir de los datos públicos suministrados por el Capítulo IV de la Secretaría de Energía.

### 6.2. Zonas de Producción

La actividad de producción en la Formación Vaca Muerta se centra principalmente en los yacimientos Loma Campana / Loma la Lata Norte, operados por YPF (Figura 6.1).

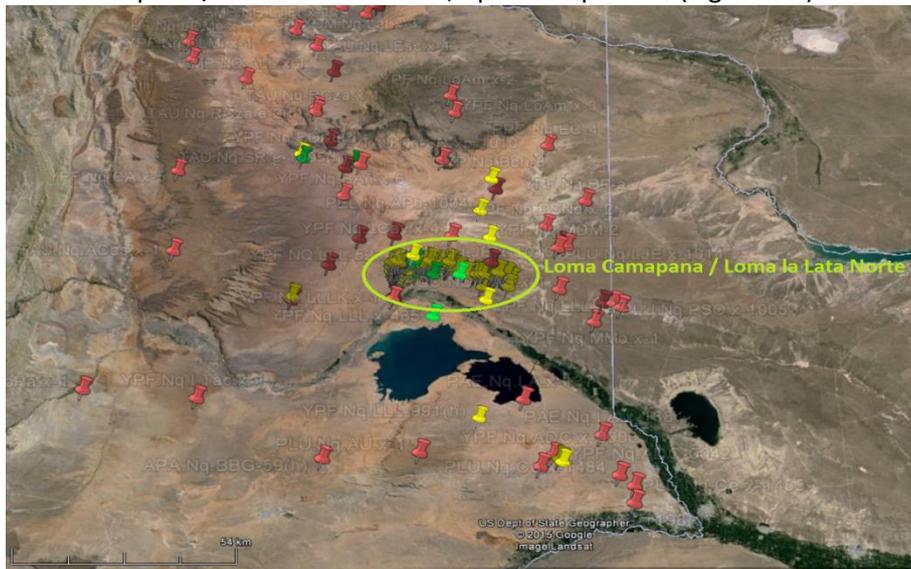


Figura 6.1. Distribución de los pozos en la Formación Vaca Muerta (pozos exploratorios: color rojo, pozos de desarrollo: color amarillo).

Los principales pozos perforados en Vaca Muerta los han realizado las siguientes empresas en las siguientes áreas de explotación:

Empresa	Área de Explotación	Ventana de HC
American Petrogas Argentina	Los Toldos	Petróleo
	Totoral	Petróleo
Capex	Aguada del Cajón	Petróleo
Chevron	El Trapial	Gas Condensado/Petróleo
Exxon Mobil	Bajo del Choique	Petróleo
	La Invernada	Petróleo
Gas y Petróleo de Neuquén	Aguada del Chañar	Petróleo
Medanito	Aguada del Chivato	Petróleo
Pan American Energy	Lindero Atravesado	Petróleo
	Bandurria Centro	Petróleo
Petrolera Entre Lomas	Bajada del Palo	Petróleo
	Entre Lomas	Petróleo
Pluspetrol	Aguada Baguales	Petróleo
	Centenario	Petróleo
	Loma Jarillosa Este	Petróleo

Tabla 6.1. Principales empresas que operan en Vaca Muerta.



Empresa	Área de Explotación	Ventana de HC
Roch	Coirón Amargo	Petróleo
Tecpetrol	Fortín de Piedra	Petróleo
Total Austral	Aguada San Roque	Petróleo
	Aguada Pichana	Gas
	Rincón de la Ceniza	Gas
	La Escalonada	Petróleo
	Pampa de las Yeguas	Gas
Yacimientos del Sur	Al Norte de la Dorsal	Petróleo
YPF	Bajada de Añelo	Petróleo
	Bajo del Toro	Petróleo
	El Orejano	Gas
	Loma Campana / Loma la Lata Norte	Petróleo
	Bandurria	Petróleo
	Cerro Arena	Petróleo
	Cerro las Minas	Petróleo
	Cerro Partido	Gas
	Chiuído de la Sierra Negra	Petróleo
	La Amarga Chica	Petróleo
	Las Tacanas	Gas Condensado
	Loma Amarilla	Petróleo
	Mata Mora	Petróleo
	Payun Oeste	Petróleo
Valle del Rio Grande	Petróleo	
Wintershall	Bandurria Norte	Petróleo
	Aguada Federal	Petróleo

Tabla 6.1. Principales empresas que operan en Vaca Muerta.

### 6.3. Evolución de la Producción en Vaca Muerta

Al mes de Diciembre de 2015, la producción en Vaca Muerta ronda los 3 250 metros cúbicos de petróleo por día y los 2.3 MMSMCD. Además ya se han producido 650 Mm<sup>3</sup> de petróleo y 450 MMSMC de gas. La producción de gas y de petróleo se debe casi en su totalidad a la actividad en la zona de Loma Campana.

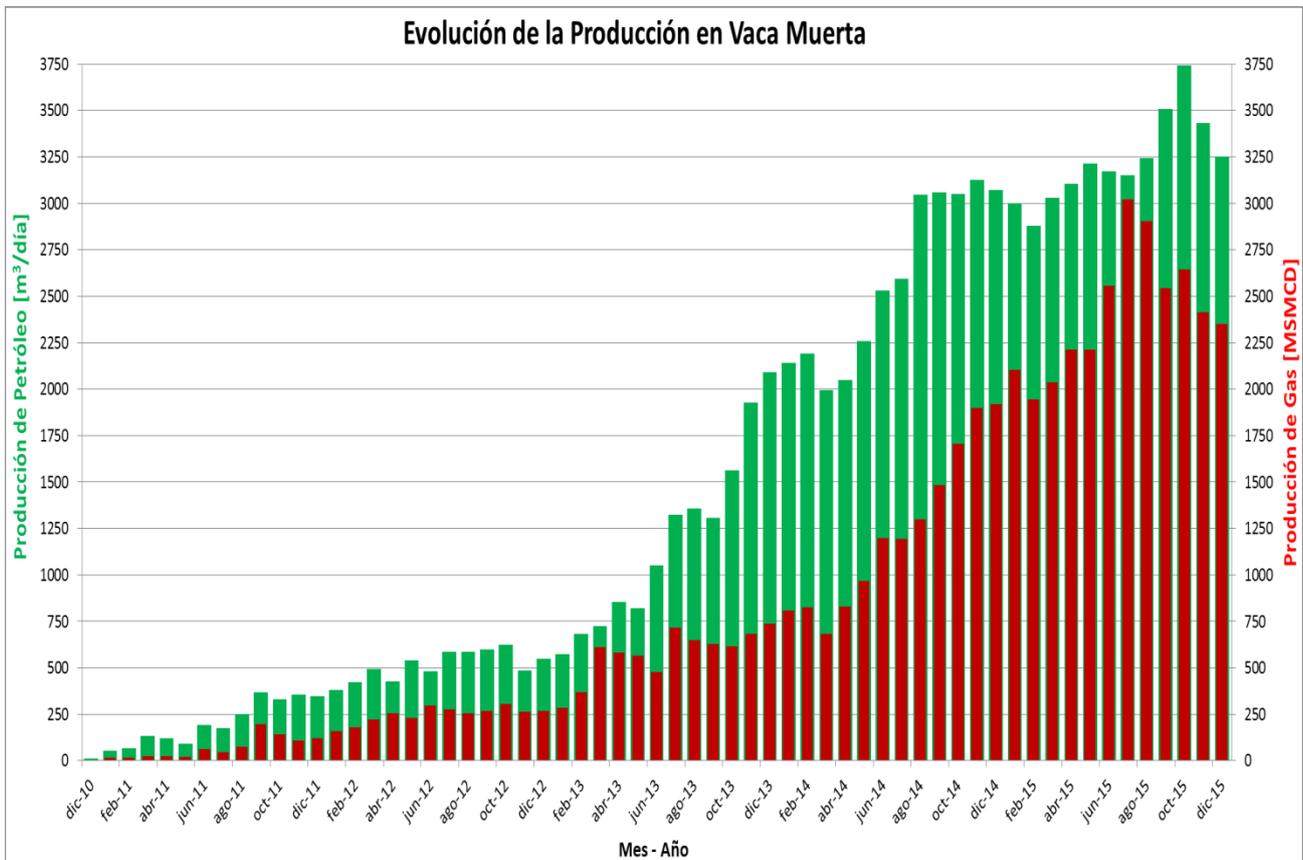


Figura 6.2. Evolución histórica de la producción en Vaca Muerta.

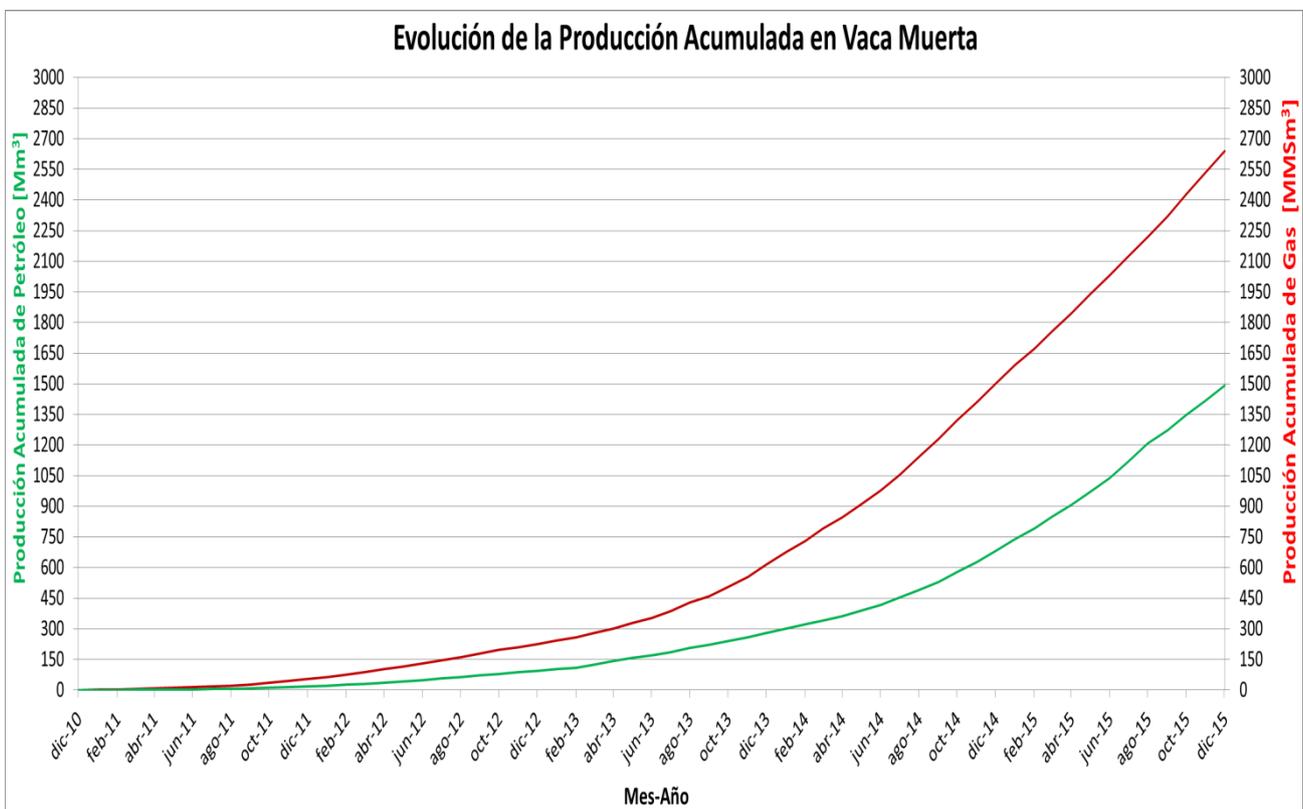


Figura 6.3. Evolución de la producción acumulada en Vaca Muerta.



#### 6.4. Evolución de los pozos perforados

Al mes de Diciembre de 2015, se encuentran más de 544 pozos perforados en la formación. La actividad se incrementó rápidamente a partir del año 2013, producto de la nacionalización de la empresa YPF. En 2013, se perforaron más de 120 pozos, en 2014 fueron más de 140 los pozos perforados y en 2015 más de 170 pozos (Figura 6.4). La cantidad de pozos perforados mensualmente en la formación es de 14 pozos, debiéndose casi exclusivamente a la actividad de YPF (Figura 6.5).

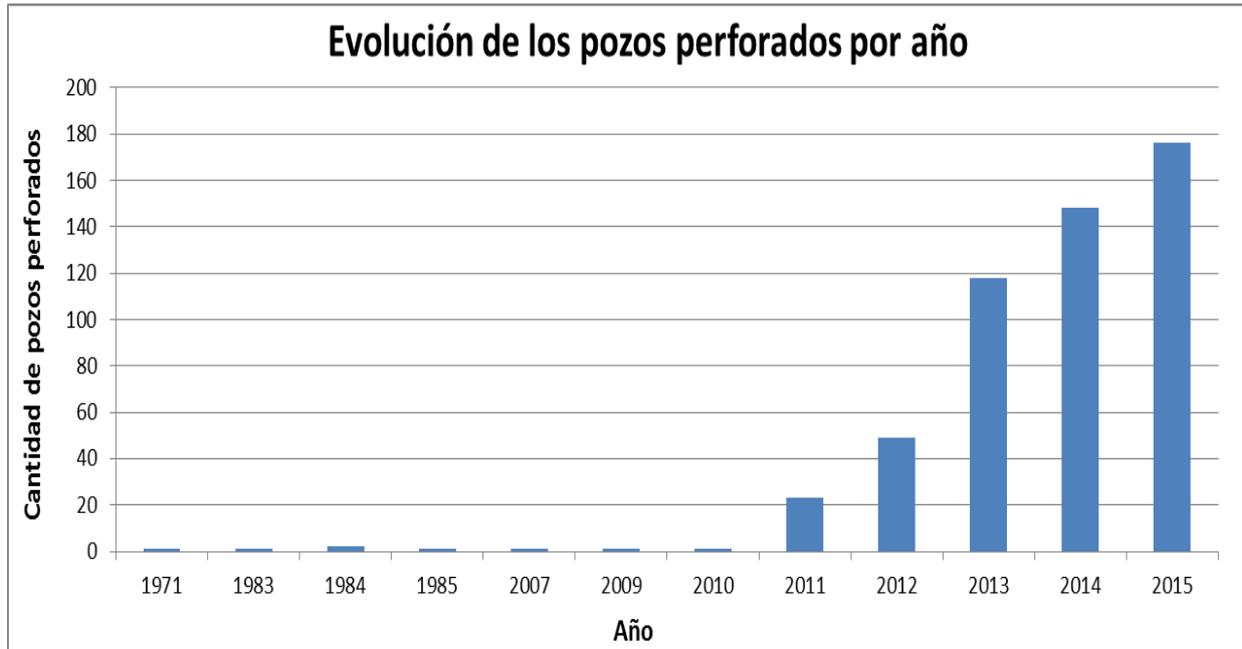


Figura 6.4. Pozos perforados por año en Vaca Muerta.

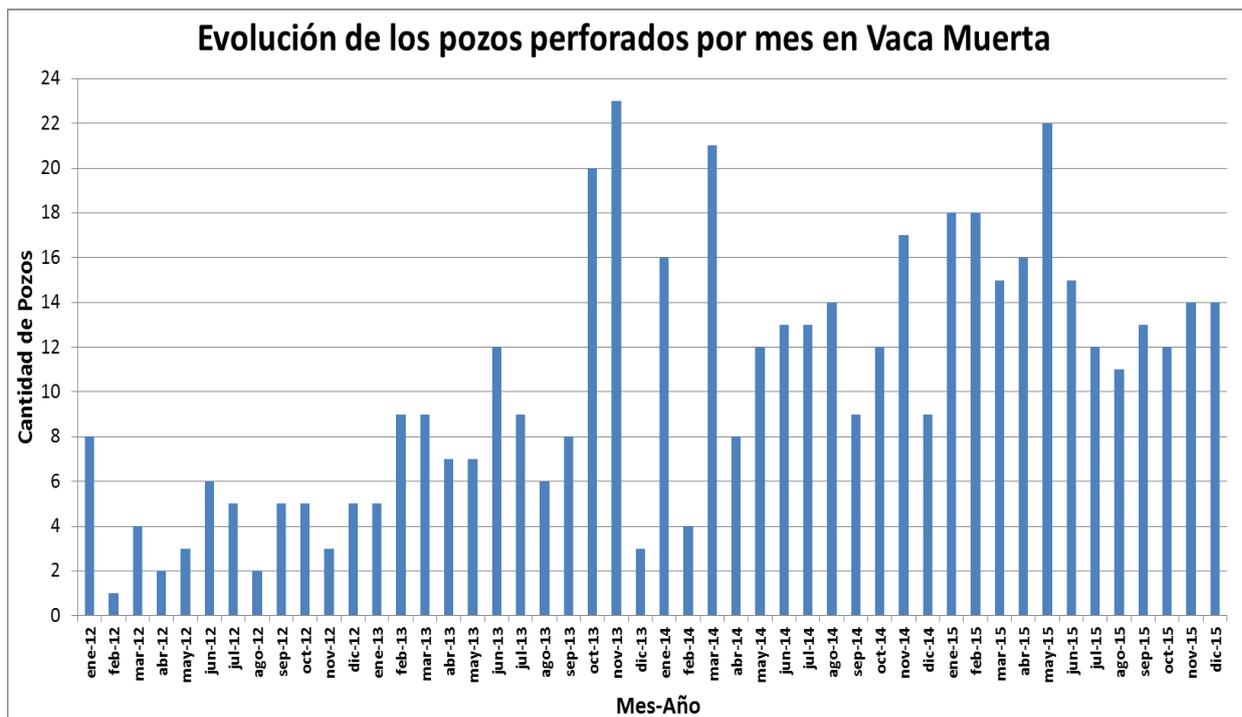


Figura 6.5. Historial de pozos perforados por mes en Vaca Muerta.



En la Tabla 6.2 se detalla la cantidad de pozos perforados por empresa. Se observa que el principal operador en la zona es principalmente YPF que contabiliza 475 pozos perforados. En segundo lugar se encuentra la empresa TOTAL con 23 pozos perforados.

Empresa	Pozos Perforados
Americas Petrogas	4
CAPEX	5
Chevron	4
Exxon	2
Gas y Petróleo de Neuquén	1
Pan American Energy	3
Petrolera Entre Lomas	7
Pluspetrol	10
Roch	1
Tecpetrol	2
Total Austral	23
Wintershall / GyPN	5
Yacimientos del Sur	2
YPF	475
<b>TOTAL</b>	<b>544</b>

Tabla 6.2. Cantidad de pozos perforados por empresa. Actualizado a Diciembre de 2015.

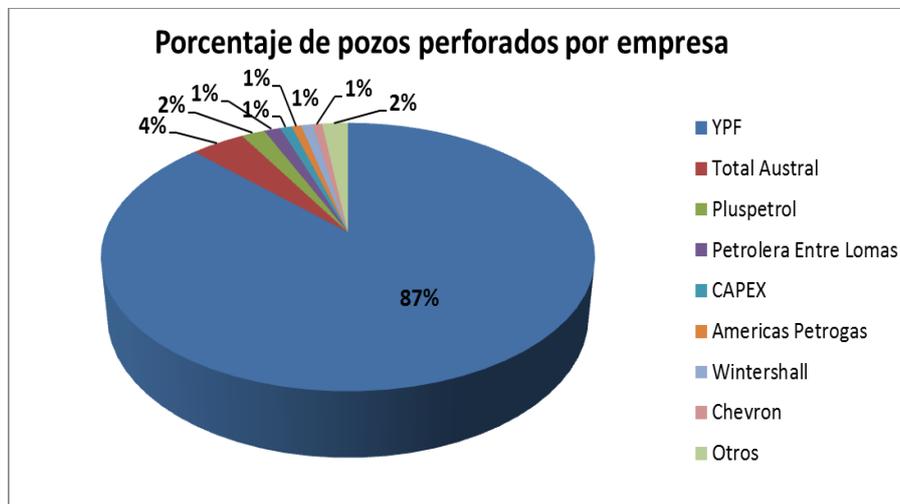


Figura 6.6. Porcentaje de pozos perforados por empresa. Actualizado a Diciembre de 2015.

### 6.5. Tipo de Pozos Perforados

Los pozos han sido mayoritariamente perforados en zonas de ventana de petróleo (reflectancia de vitrinita <1.3 %) como se observa en la Figura 6.7 y principalmente de orientación vertical (Figura 6.8).



Figura 6.7. Tipo de pozos perforados en Vaca Muerta.

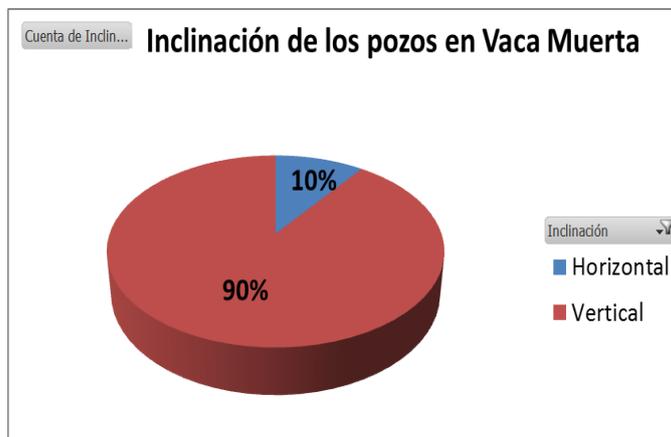


Figura 6.8. Orientación de los pozos perforados en Vaca Muerta.

### 6.6. La producción de los pozos de Petróleo

En la Figura 6.9 se detalla el caudal inicial, la relación gas-petróleo y la acumulada al primer año de producción por área de explotación de los pozos en ventana de petróleo.

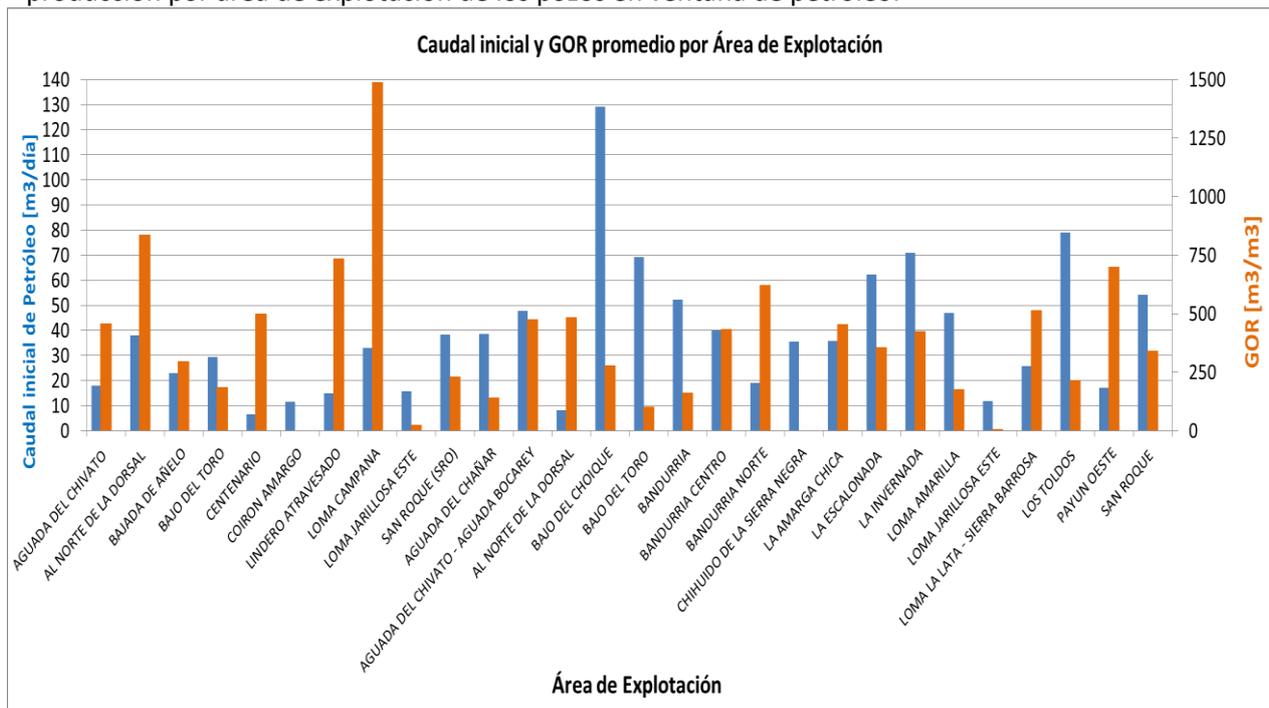


Figura 6.9. Datos de caudal inicial y GOR por área de explotación (pozos verticales de petróleo).

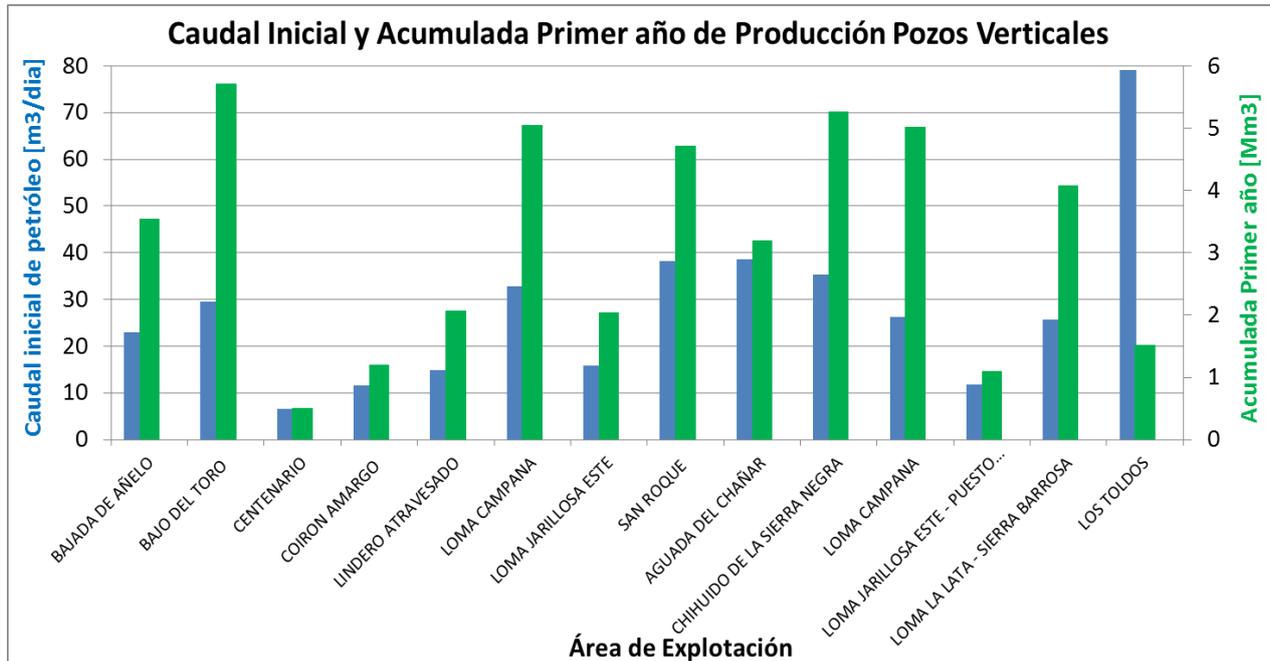


Figura 6.10. Caudal inicial y producción acumulada al primer año según área de explotación (pozos verticales de petróleo).

### 6.7. La producción de los Pozos de Gas

Para las principales áreas de explotación en ventana de gas, se determinaron el caudal inicial de los pozos y sus acumuladas en el primer año de producción (Figura 6.11).

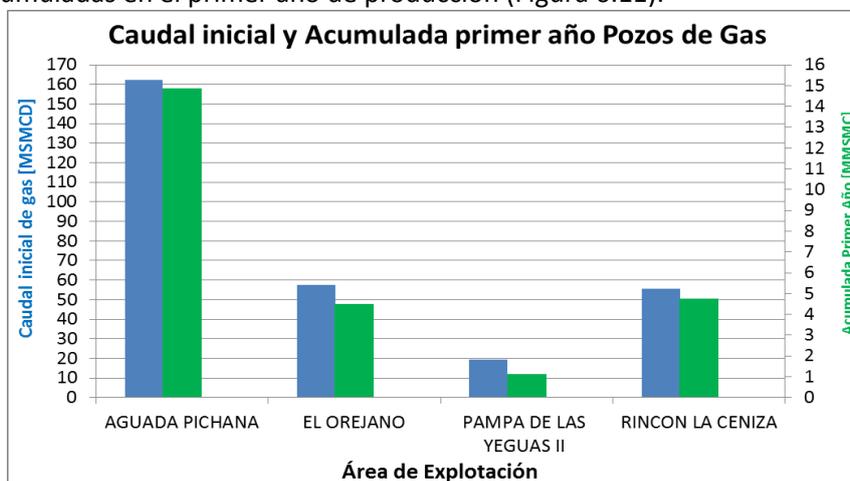


Figura 6.11. Caudal inicial y recuperación al primer año en las principales áreas gasíferas.

Cabe destacar que los pozos realizados por la empresa Total Austral en el área de Aguada Pichana, Pampa de las Yeguas II y Rincón de la Ceniza poseen orientaciones horizontales mientras que los pozos perforados por YPF en el Orejano son verticales.

### 6.8. La actividad en Loma Campana

Al mes de Diciembre de 2015, la empresa YPF posee en producción más de 440 pozos en producción contabilizando 3250 m<sup>3</sup>/día de petróleo y 2.3 MMSMCD de gas (véase Figura 6.2.). La empresa se encuentra perforando un promedio de 12 pozos por mes en la zona.

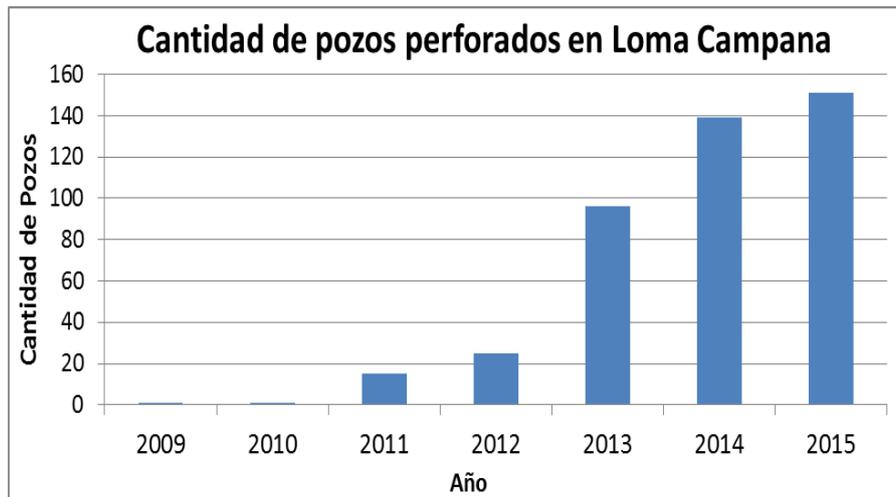


Figura 6.12. Historial de los pozos perforados en Loma Campana.

### 6.8.1. Diseño de las locaciones de los pozos

La empresa YPF ha realizado distintos diseños de las locaciones de pozos (Figura 6.13). Los pozos perforados son mayormente verticales desviados. Durante el año 2012, la empresa perforaba 2 pozos por locación mientras que para los años 2013-2014 se perforaban 4 pozos por locación. Actualmente en el año 2015, la tendencia de la empresa es la de diseñar locaciones que albergan hasta 8 pozos. Esta evolución puede verse en la Figura 6.13.



Figura 6.13. Diferentes diseños de locaciones de pozos.

Por otra parte, el distanciamiento entre locación y locación ronda los 200 m a 250 metros.

### 6.8.2. Zonas Productivas

En el área de explotación se pueden evidenciar tres zonas productivas (Figura 6.14). El este del yacimiento está caracterizado por una madurez térmica media de 1 %Ro. Los pozos perforados en dicha zona, denominados SOil. XYZ (d), poseen un GOR promedio de 240 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> caracterizando al petróleo de dicha zona como petróleo negro. El oeste del yacimiento, con pozos denominados LLL-700<sup>+</sup>(d), posee una madurez térmica promedio de 1.2 %Ro y un GOR medio de 1400 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, se puede definir al petróleo de esta zona como un petróleo volátil. La región central del yacimiento se encuentra caracterizada por pozos de un GOR medio de 800 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Asimismo, el corte de agua tiene un valor medio de 35% y tiende a aumentar del este hacia el oeste.

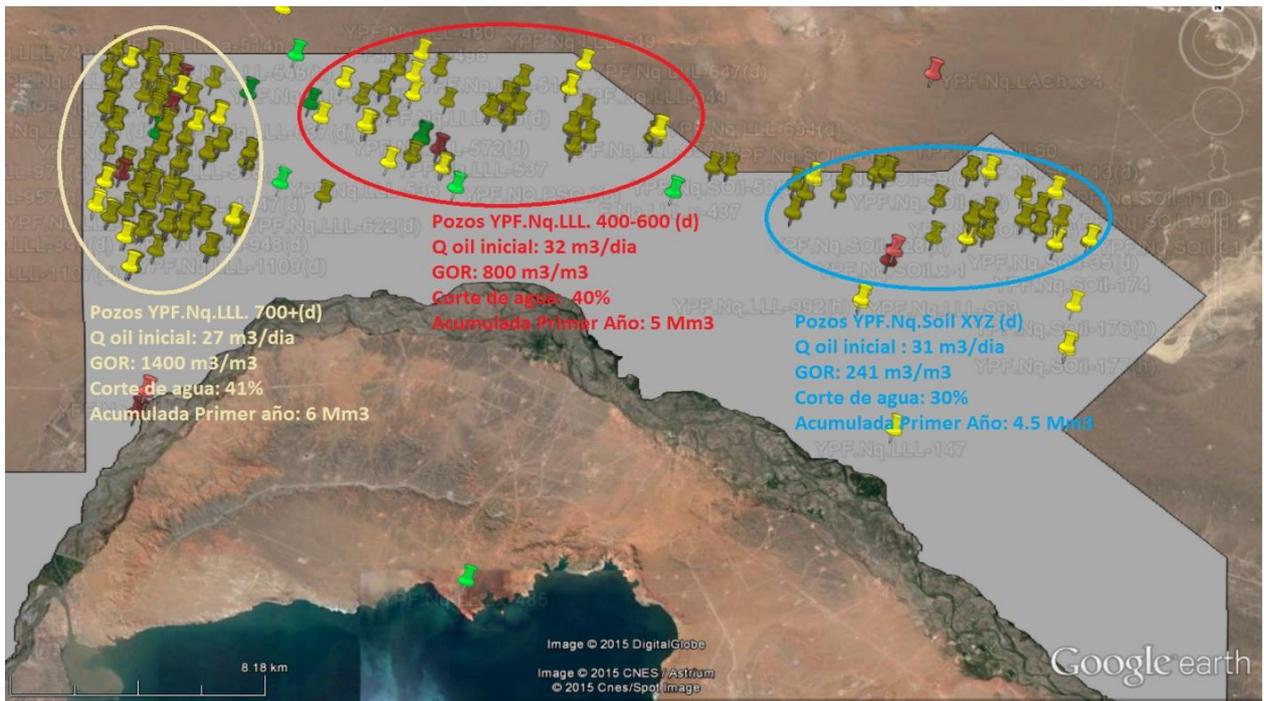


Figura 6.14. Diferentes zonas productivas en Loma Campana.



Figura 6.15. Correlación positiva entre la madurez térmica y el GOR en los pozos de Loma Campana.

### 6.8.3. Tendencias de producción de los pozos verticales

Se detallan a continuación los histogramas de caudal inicial y volumen acumulados al primer año de producción de los pozos verticales. Asimismo se presentan gráficos en los cuales se compara la evolución del caudal inicial y la recuperación del primer año para los pozos perforados en los años 2012, 2013 y 2014. Los pozos perforados en el año 2012, en promedio, superan los 9 Mm<sup>3</sup> durante los primeros tres años de producción.

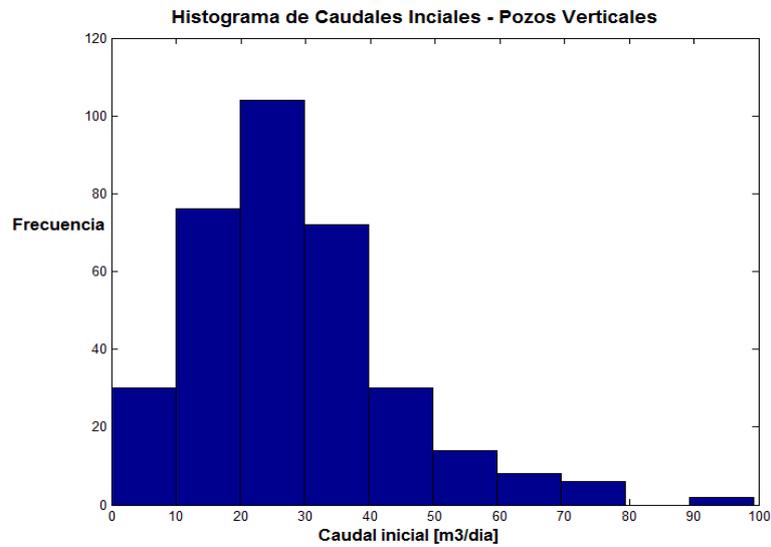


Figura 6.16. Histograma de caudales iniciales (pozos verticales).

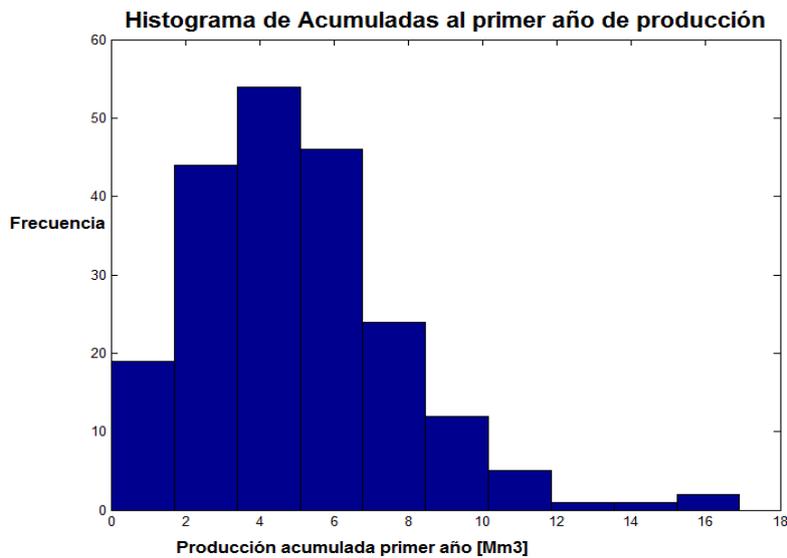


Figura 6.17. Histograma de producciones acumuladas en el primer año (pozos verticales).

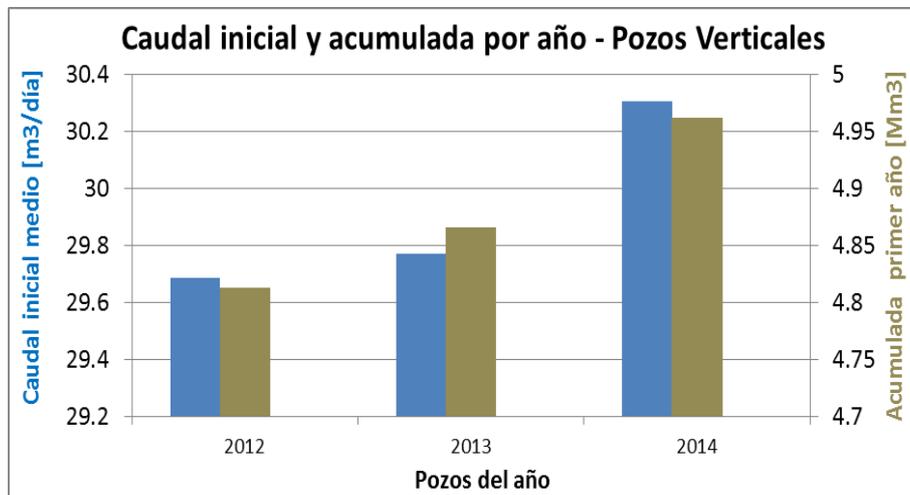


Figura 6.18. Evolución del caudal inicial y la acumulada para los pozos verticales de distintos años.

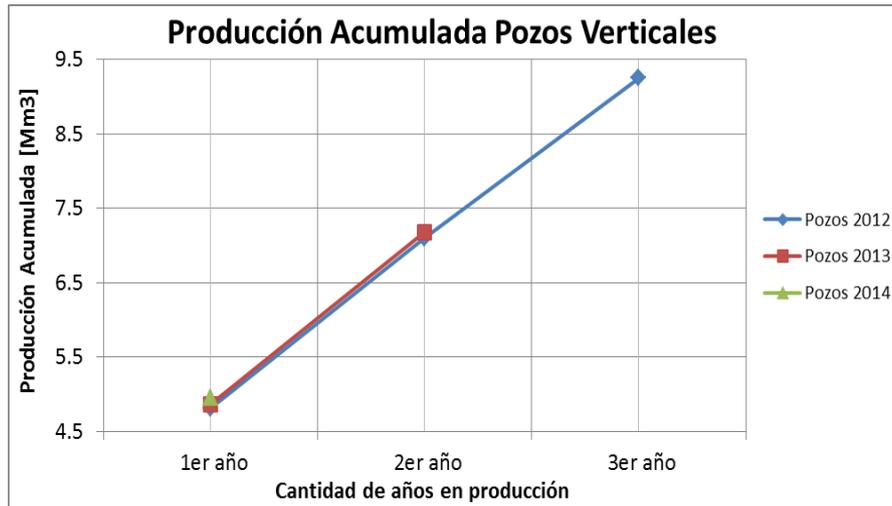


Figura 6.19. Producción acumulada para los pozos verticales.

#### 6.8.4. Tendencias de producción de los pozos horizontales

Se presenta la evolución del caudal inicial y la producción acumulada para los pozos horizontales en Loma Campana.

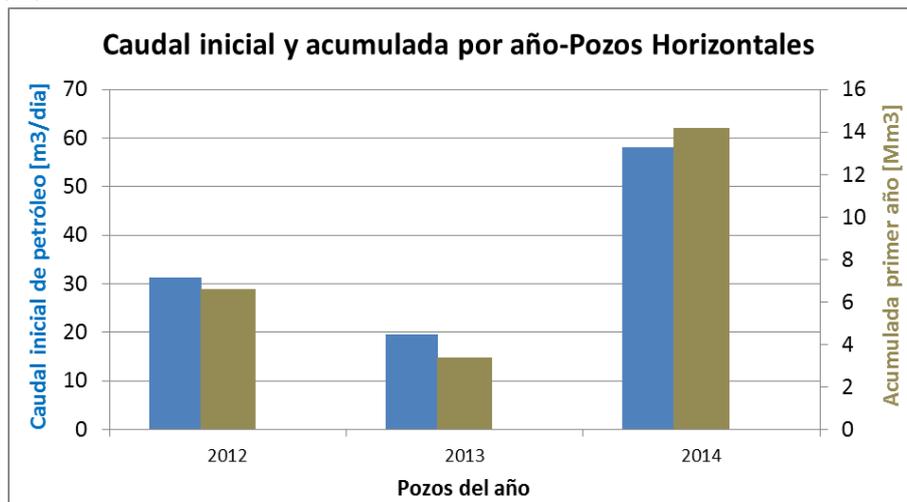


Figura 6.20. Evolución del caudal inicial y la acumulada para los pozos horizontales de distintos años.

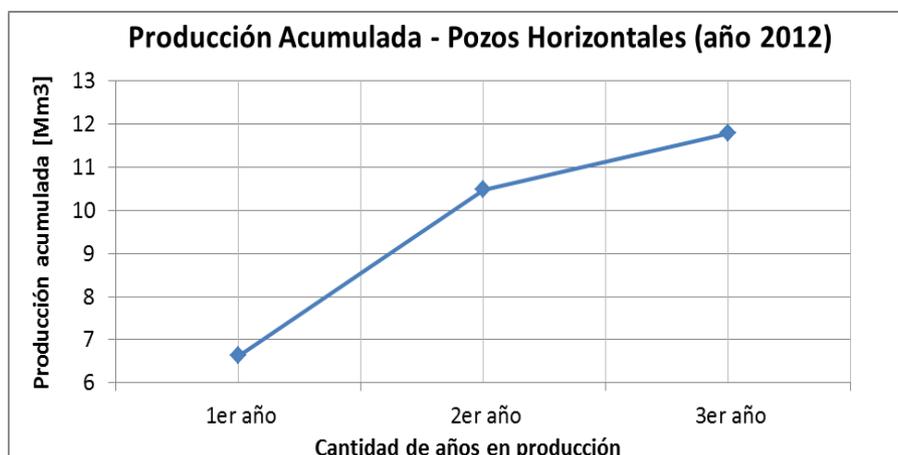


Figura 6.21. Producción acumulada para los pozos horizontales del año 2012.



# ***7. Análisis Declinatorio de la Formación Vaca Muerta***



## 7.1. Introducción

En el presente capítulo se derivan las curvas de producción tipo para los pozos perforados en Vaca Muerta y se realizan los análisis de las declinaciones con los modelos presentados en el apartado 2.7, 2.8 y 2.9 de la presente tesis. Con la finalidad de evaluar la precisión del ajuste y la estimación de reservas se utilizan los parámetros de diagnóstico presentados en la sección 2.10 junto con los criterios de evaluación del apartado 2.10. Se presentarán tres pozos tipo, un pozo tipo de petróleo vertical y un pozo tipo de petróleo horizontal en el yacimiento Loma Campana y un pozo tipo de gas vertical en el área de El Orejano. Dicha selección se basa en que en la actualidad (Diciembre 2015) estas áreas cuentan con la mayor cantidad de pozos de petróleo y de gas, respectivamente. Contar con un mayor grupo de pozos sirve para disminuir errores y arribar a resultados que sean más representativos de un pozo promedio.

## 7.2. Pozo Tipo Vertical Loma Campana

Con la finalidad de estimar la performance del pozo vertical promedio en el yacimiento Loma Campana, se tomó una muestra aleatoria de más de 65 pozos verticales de dicha área. Al mes de Diciembre de 2015, dicha área cuenta con más de 400 pozos verticales en producción.

En la Figura 7.1 se muestran las producciones acumuladas de la muestra de los pozos seleccionados (puntos en color gris). Se realiza un ajuste de la nube de puntos y se grafica la curva de producción acumulada (curva de color verde). La curva de declinación (curva de color azul) se obtiene por diferenciación numérica de esta última función.

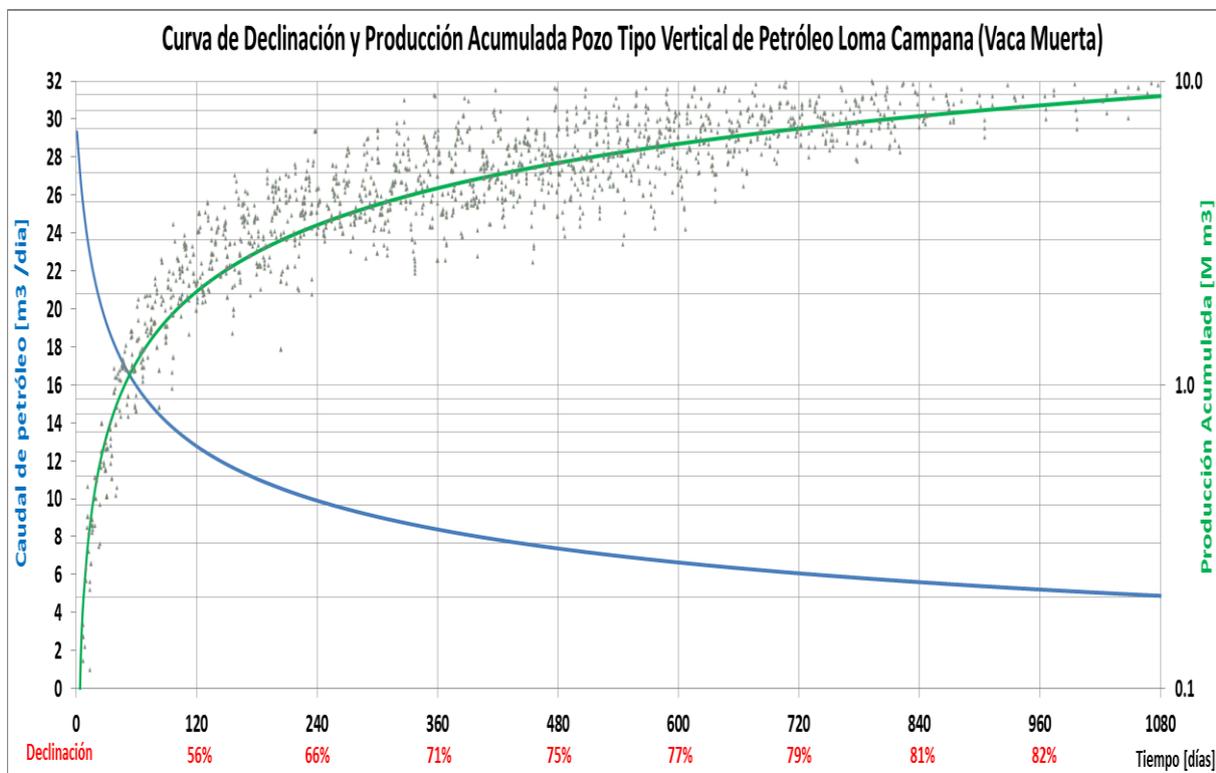


Figura 7.1 Curva de declinación y producción acumulada pozo tipo vertical de petróleo, Loma Campana.

La Figura 7.2 presenta los ajustes de los modelos declinatorios presentados en las secciones 2.7 y 2.8.

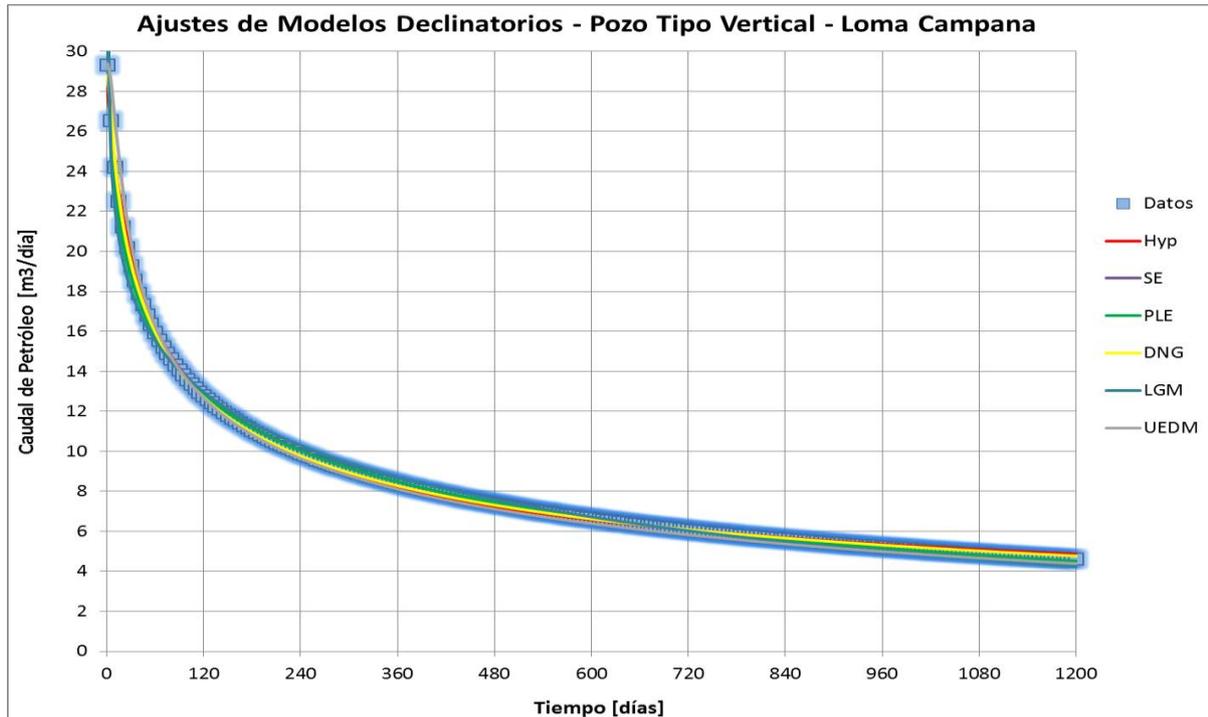


Figura 7.2 Ajuste de modelos declinatorios pozo tipo vertical de petróleo, Loma Campana.

### 7.2.1. Parámetros de Diagnóstico

#### Parámetro D

En la Figura 7.3 se observa el comportamiento lineal de la tasa de declinación en los pozos verticales de Loma Campana. En este caso, los modelos PLE, SE y UEDM tienden a ajustar mejor los datos experimentales.

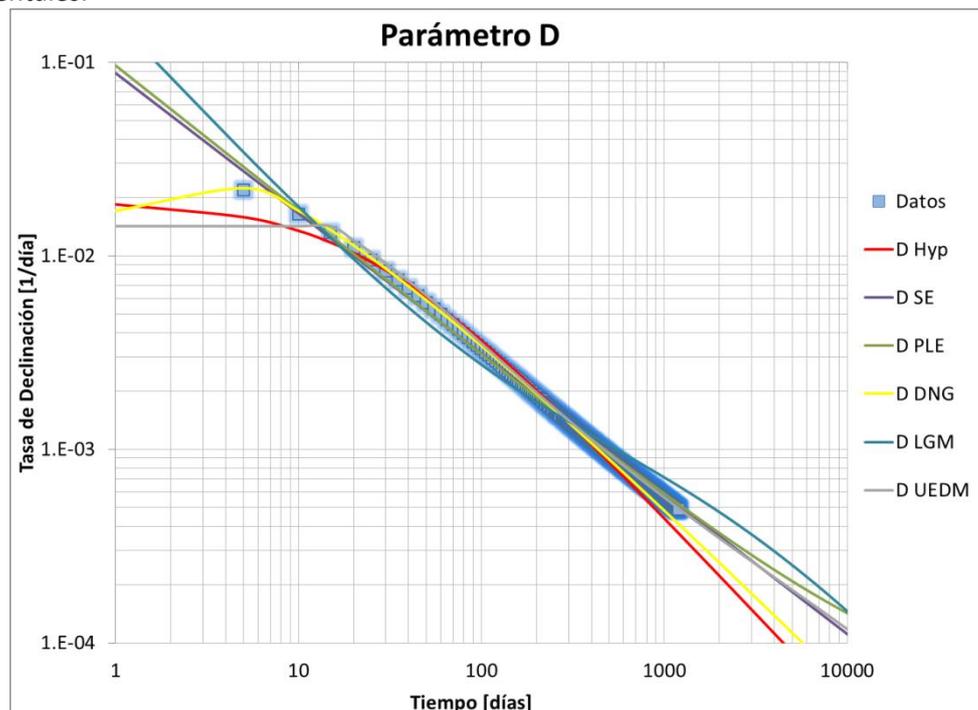


Figura 7.3 Parámetro D pozo tipo vertical de petróleo, Loma Campana.



### Parámetro b

En la Figura 7.4 se visualiza que el parámetro b no es constante y posee una tendencia decreciente a medida que aumenta el tiempo. Esto es una clara evidencia del flujo transicional experimentado en los pozos verticales. Asimismo, los modelos SE, PLE y UEDM son los que mejor ajustan los valores experimentales.

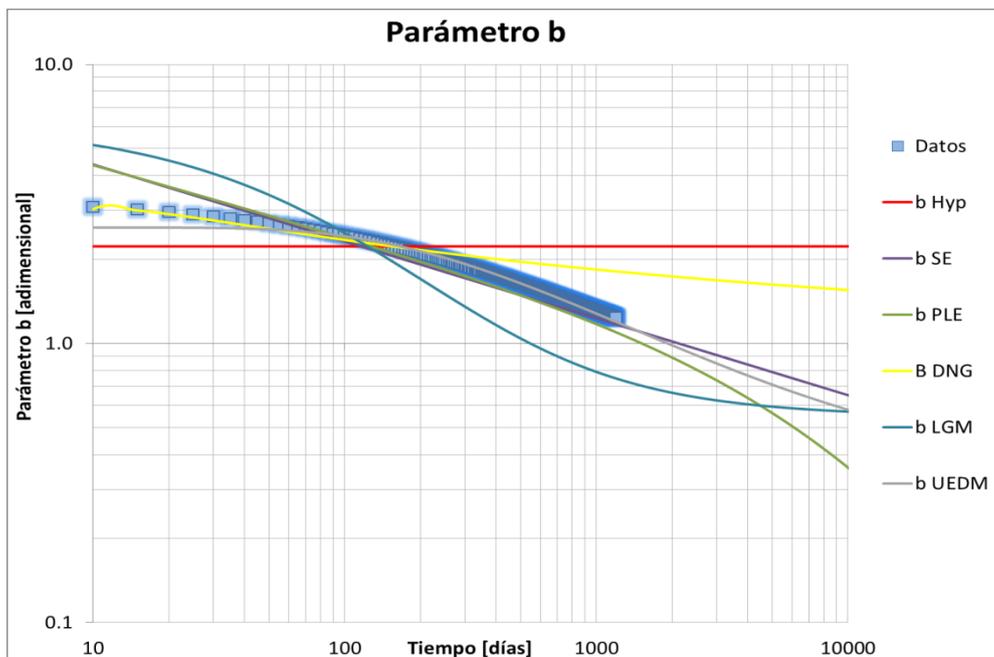


Figura 7.4 Parámetro b pozo tipo vertical de petróleo, Loma Campana.

### Log q vs Log t

Se observa en la Figura 7.5 que el flujo es dominado por las fracturas siendo estas altamente conductivas presentándose así el régimen lineal de flujo (pendiente  $-1/2$ ).

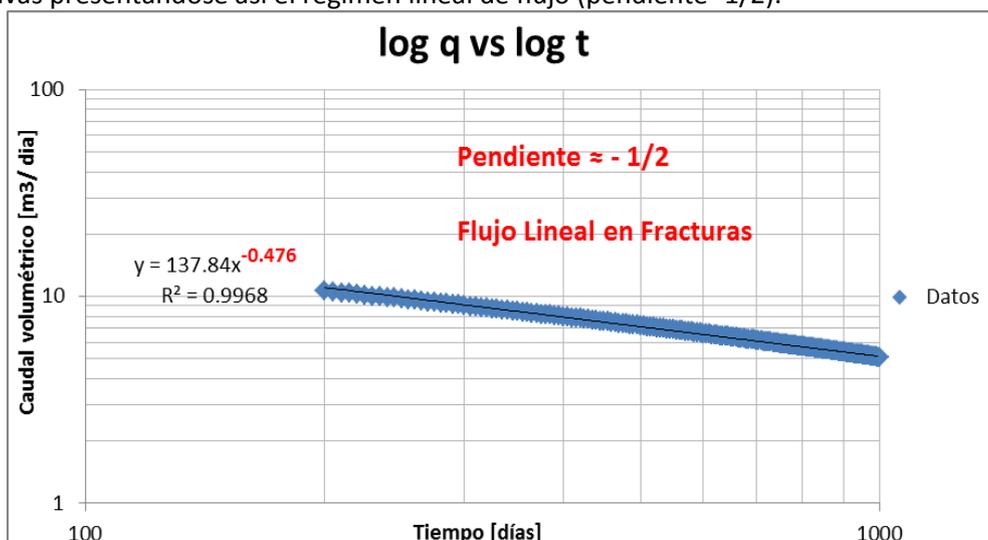


Figura 7.5 Flujo lineal en el pozo tipo vertical de petróleo, Loma Campana.



## Parámetro $\beta$

Se observa en la Figura 7.6 que el parámetro  $\beta$  aumenta linealmente con el tiempo. Los modelos SE, PLE y UEDM son los que mejor ajustan a los datos experimentales.

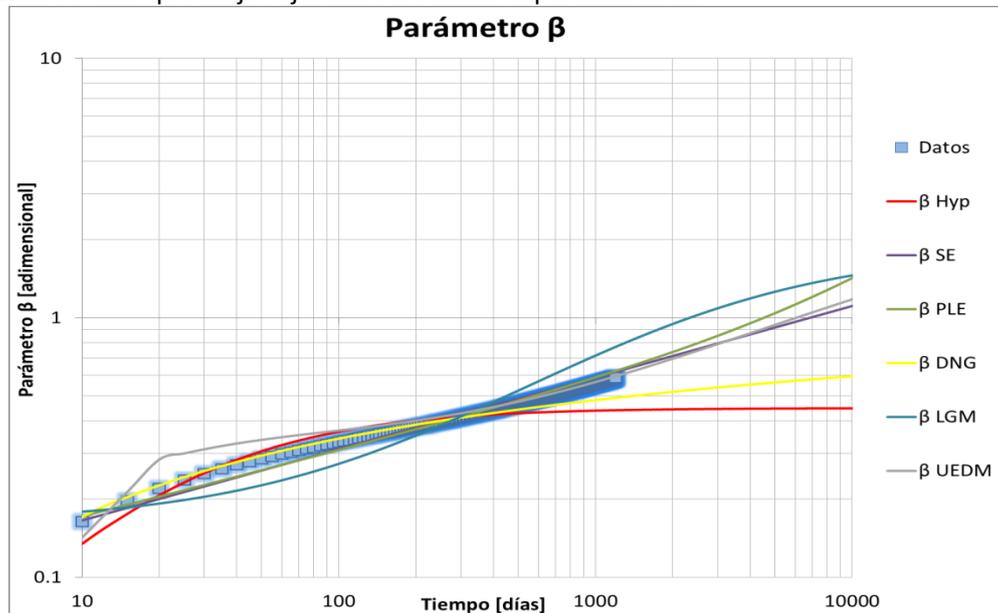


Figura 7.6 Parámetro  $\beta$  pozo tipo vertical de petróleo, Loma Campana.

## Log $q/Q$ vs Log $t$

En la Figura 7.7 se evidencia el flujo transitorio por la funcionalidad lineal de los datos. En esta gráfica se observa que todos los modelos menos el Hiperbólico tienden a seguir el comportamiento de los datos experimentales.

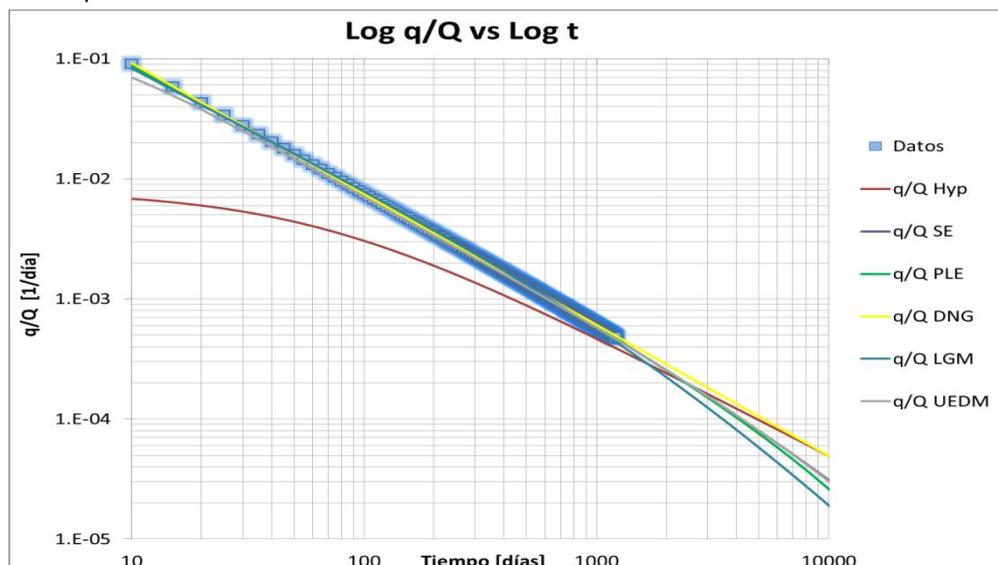


Figura 7.7 Relación lineal del flujo en el pozo tipo vertical de petróleo, Loma Campana.

## Estimación de Reservas por Pozo tipo

Mediante la observación de los gráficos de diagnóstico concluimos que el régimen flujo en el pozo tipo vertical de petróleo de Loma Campana es lineal dominado por la conductividad de las fracturas



hidráulicas y que los modelos que mejor ajustan a dicho comportamiento experimental son el SE, PLE y UEDM. Las estimaciones de producción a 30 años pueden observarse en la Tabla 7.1. Vemos que el modelo de Arps sobre-estima la producción (como se mencionó en el apartado 2.7.4), también Duong resulta optimista respecto a los modelos SE, PLE y UEDM.

Modelo	EUR@30 AÑOS [Mm <sup>3</sup> ]
Arps Hiperbólico (Hyp)	35
Stretched Exponential (SE)	25
Power Law Exponential (PLE)	24
Duong (DNG)	32
Logistic Growth Model (LGM)	21
Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)	25

Tabla 7.1 Recuperaciones Estimadas a 30 años pozo tipo vertical de petróleo, Loma Campana.

### 7.3. Pozo Tipo Horizontal Loma Campana

Con la finalidad de estimar la performance del pozo horizontal promedio en el yacimiento Loma Campana, se utilizaron todos los datos de los pozos productores en dicha área. Al mes de Diciembre de 2015, dicha área cuenta con más de 30 pozos horizontales en producción.

La Figura 7.8 muestra las producciones acumuladas de la muestra de los pozos actualmente en producción (puntos en color gris). A partir de dichos puntos se realiza un ajuste de la nube de puntos y grafica la curva de producción acumulada (curva verde). La curva de declinación (curva azul) se obtiene por diferenciación numérica de esta última función.

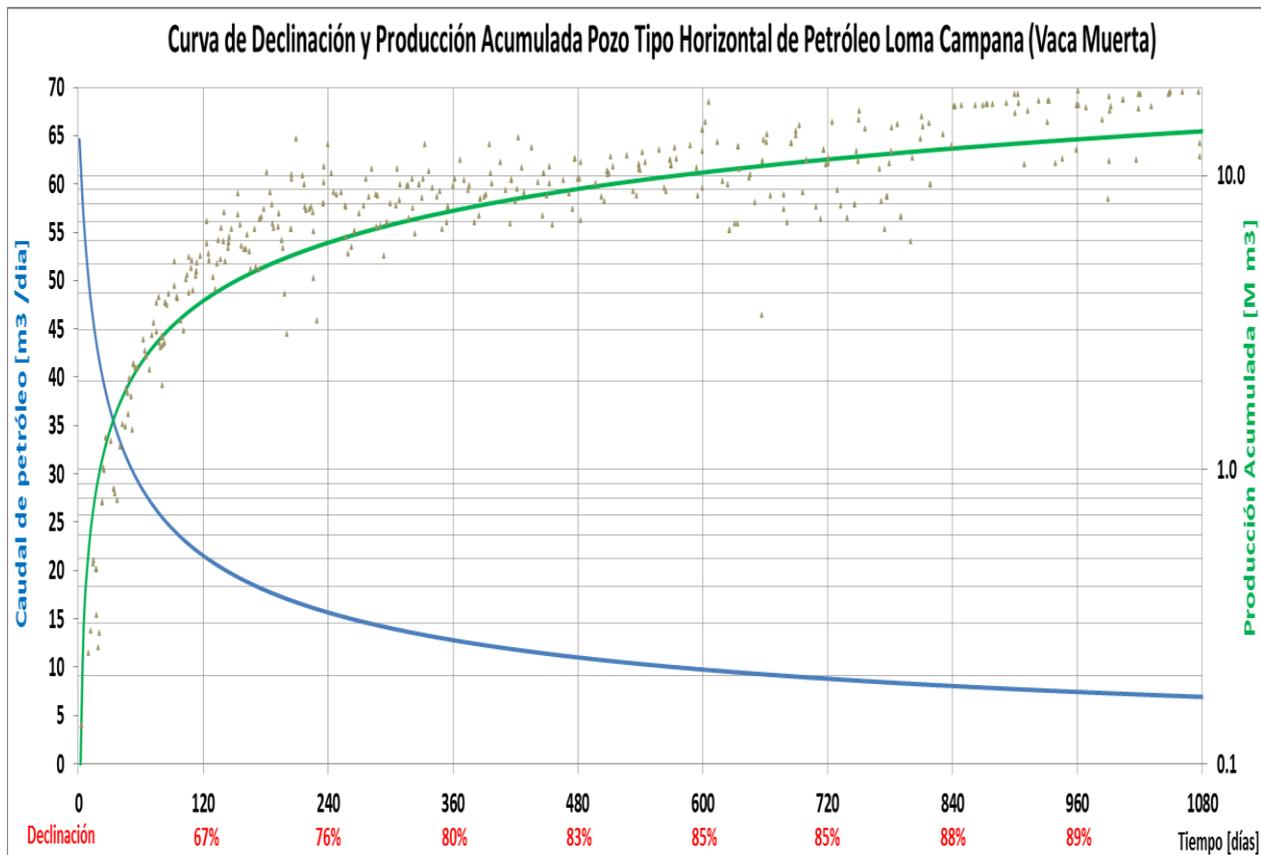


Figura 7.8 Curva de declinación y producción acumulada pozo tipo horizontal de petróleo, Loma Campana.



La Figura 7.9 presenta los ajustes de los parámetros para los modelos declinatorios presentados en las secciones 2.7. y 2.8.

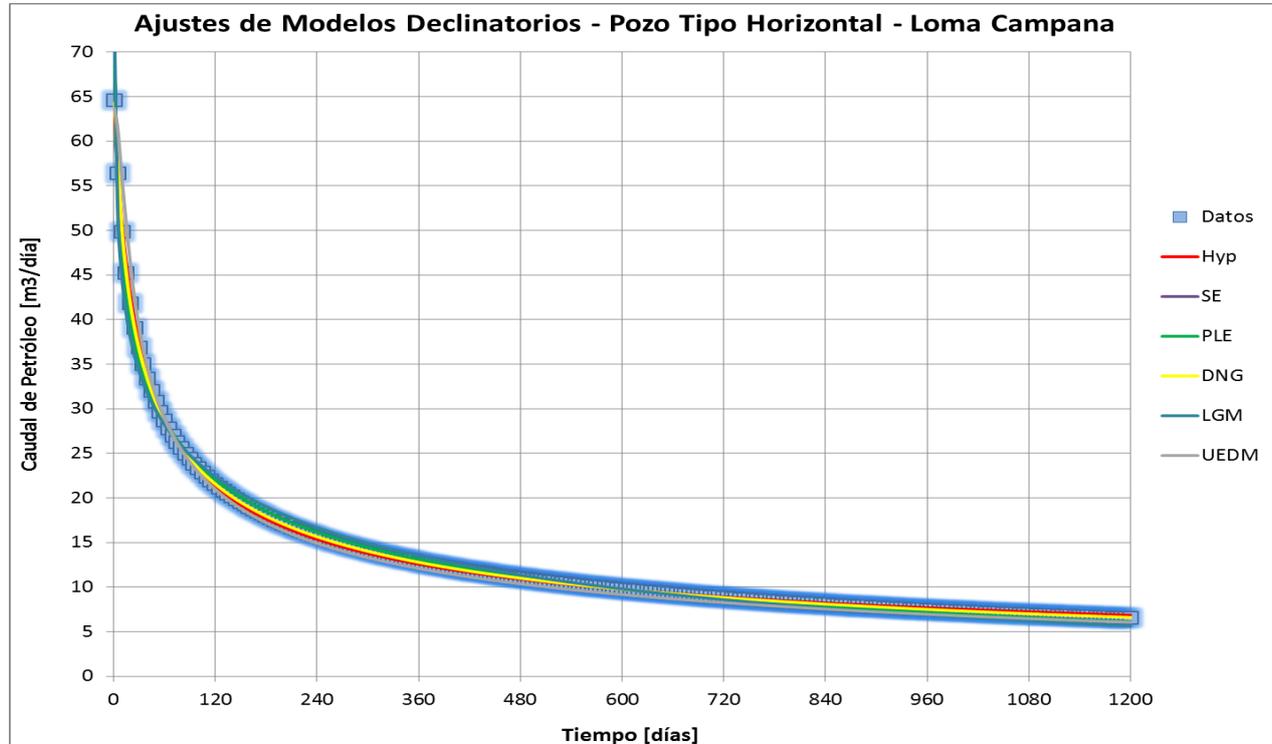


Figura 7.9 Ajuste de modelos declinatorios pozo tipo horizontal de petróleo, Loma Campana.

### 7.3.1. Parámetros de Diagnóstico

#### Parámetro D

En la Figura 7.10 se observa el comportamiento lineal de la tasa de declinación en los pozos horizontales de Loma Campana. En este caso, los modelos DNG y UEDM tienden a ajustar mejor los datos experimentales.

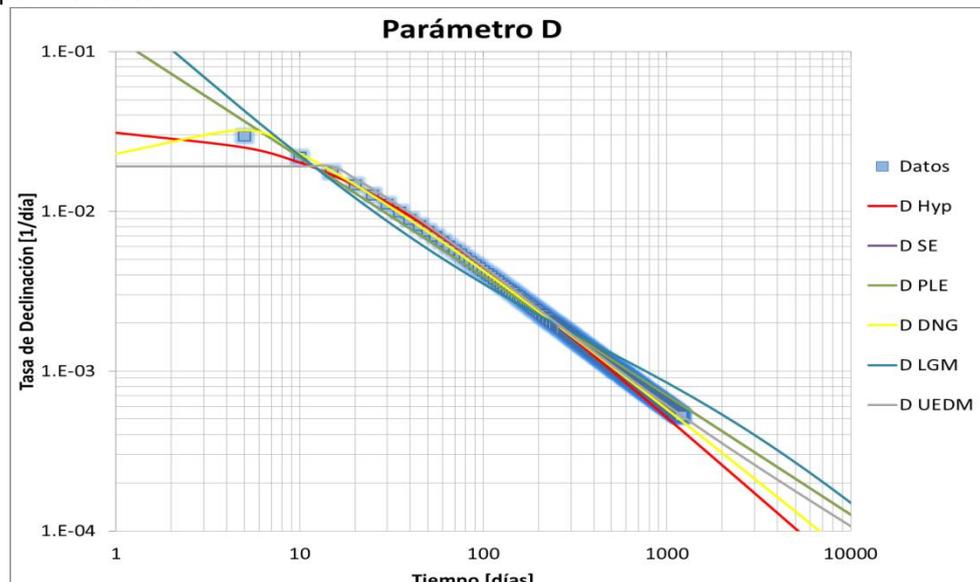


Figura 7.10 Parámetro D pozo tipo horizontal de petróleo, Loma Campana.



### Parámetro b

En la Figura 7.11 se visualiza que el parámetro b no es constante y posee una tendencia decreciente a medida que aumenta el tiempo. Esto es una clara evidencia del flujo transicional experimentado en los pozos horizontales. Asimismo, aquí también se observa que el mejor ajuste lo realiza el modelo UEDM.

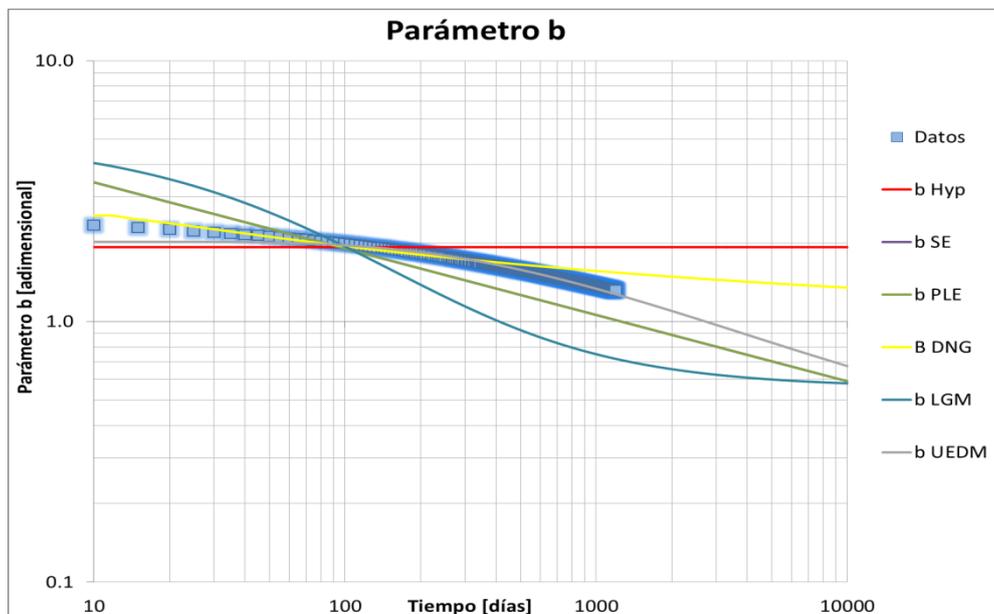


Figura 7.11 Parámetro b pozo tipo horizontal de petróleo, Loma Campana.

### Log q vs Log t

Se observa en la Figura 7.12 que el flujo es dominado por la conductividad de las fracturas hidráulicas evidenciando el régimen lineal de flujo (pendiente  $-1/2$ ).

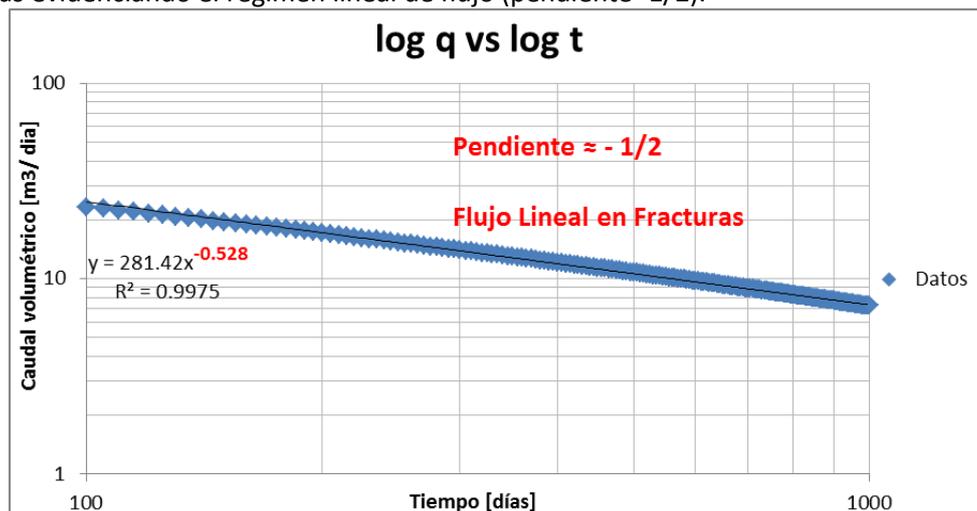


Figura 7.12 Flujo lineal en el pozo tipo horizontal de petróleo, Loma Campana.

### Parámetro $\beta$

Se observa en la Figura 7.13 que el parámetro  $\beta$  aumenta linealmente con el tiempo evidenciando el flujo transitorio. El modelo UEDM es el que mejor correlaciona los datos experimentales.

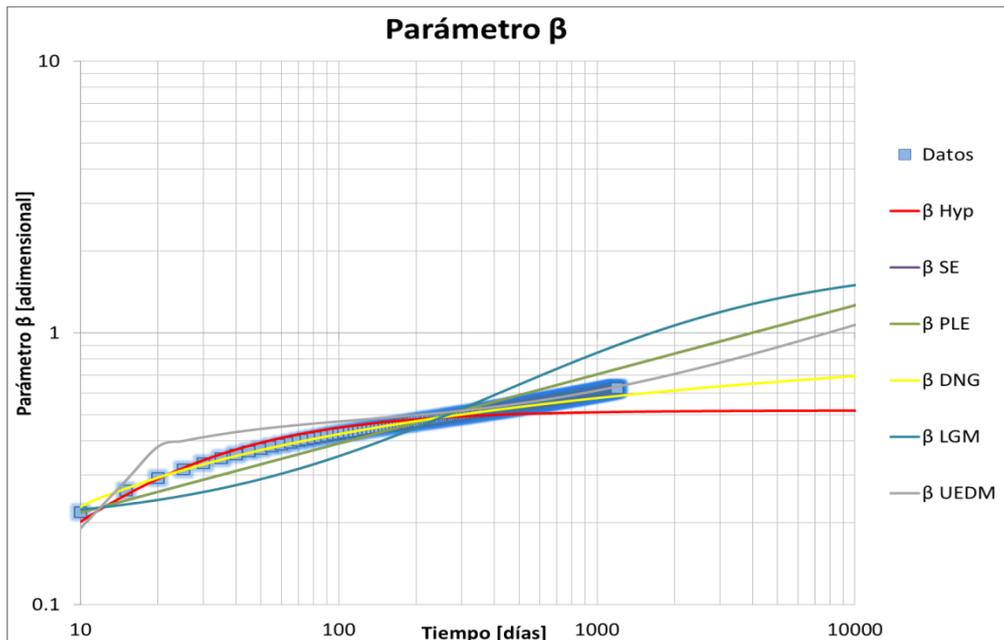


Figura 7.13 Parámetro  $\beta$  pozo tipo horizontal de petróleo, Loma Campana.

### Log $q/Q$ vs Log $t$

En la Figura 7.14 se evidencia el flujo transitorio por la funcionalidad lineal de los datos. En esta gráfica se observa que todos los modelos menos el Hiperbólico tienden a seguir el comportamiento de los datos experimentales.

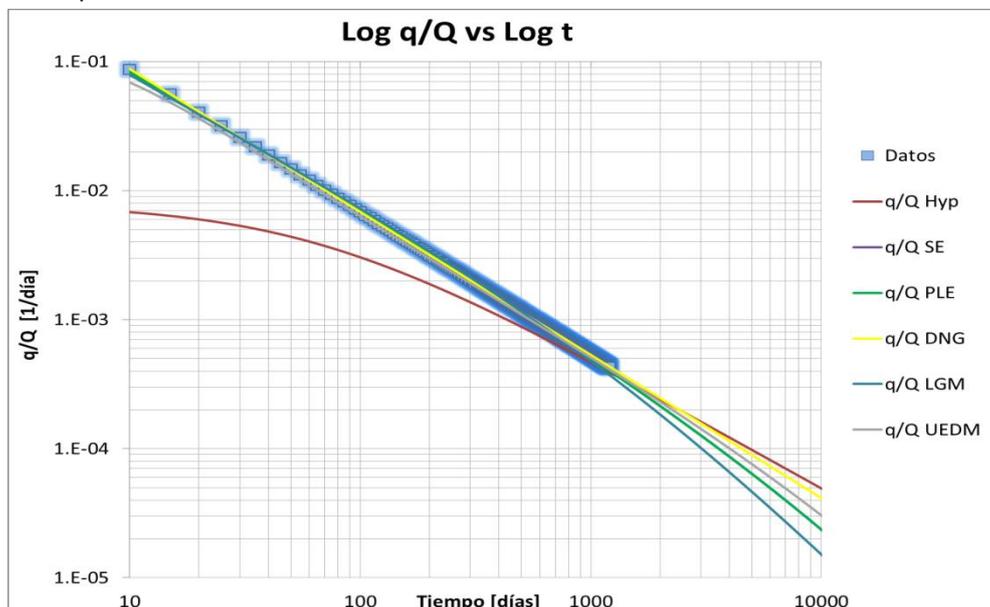


Figura 7.14 Relación lineal del flujo en el pozo tipo horizontal de petróleo, Loma Campana.

### Estimación de Reservas por Pozo tipo

Mediante la observación de los gráficos de diagnóstico concluimos que el régimen flujo en el pozo tipo horizontal de petróleo de Loma Campana es lineal dominado por la conductividad de las fracturas hidráulicas y que el modelo que mejor ajustan a dicho comportamiento experimental es el



UEDM. En la Tabla 7.2 se pueden ver las estimaciones de recuperación a 30 años para los distintos modelos. Nuevamente, la estimación del Hiperbólico resulta el más optimista.

Modelo	EUR@30 AÑOS [Mm <sup>3</sup> ]
Arps Hiperbólico (Hyp)	<b>48</b>
Power Law Exponential (PLE)	<b>33</b>
Stretched Exponential (SE)	<b>33</b>
Duong (DNG)	<b>42</b>
Logistic Growth Model (LGM)	<b>28</b>
Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)	<b>36</b>

Tabla 7.2 Recuperaciones Estimadas a 30 años pozo tipo horizontal de petróleo, Loma Campana.

#### 7.4. Pozo Tipo Vertical de Gas El Orejano

Con la finalidad de estimar la performance del pozo de gas vertical promedio en el yacimiento de El Orejano, se utilizaron todos los datos de los pozos productores en dicha área. Al mes de Diciembre de 2015, dicha área cuenta con 10 pozos verticales en producción. La baja cantidad de pozos en producción es una limitación para realizar un análisis confiable, razón por la cual los resultados que se obtendrán se considerarán preliminares.

La Figura 7.15 muestra las producciones acumuladas de la muestra de los pozos actualmente en producción (puntos en color gris). A partir de dichos puntos se realiza un ajuste de la nube de puntos y grafica la curva de producción acumulada. La curva de declinación se obtiene por diferenciación numérica de esta última función.

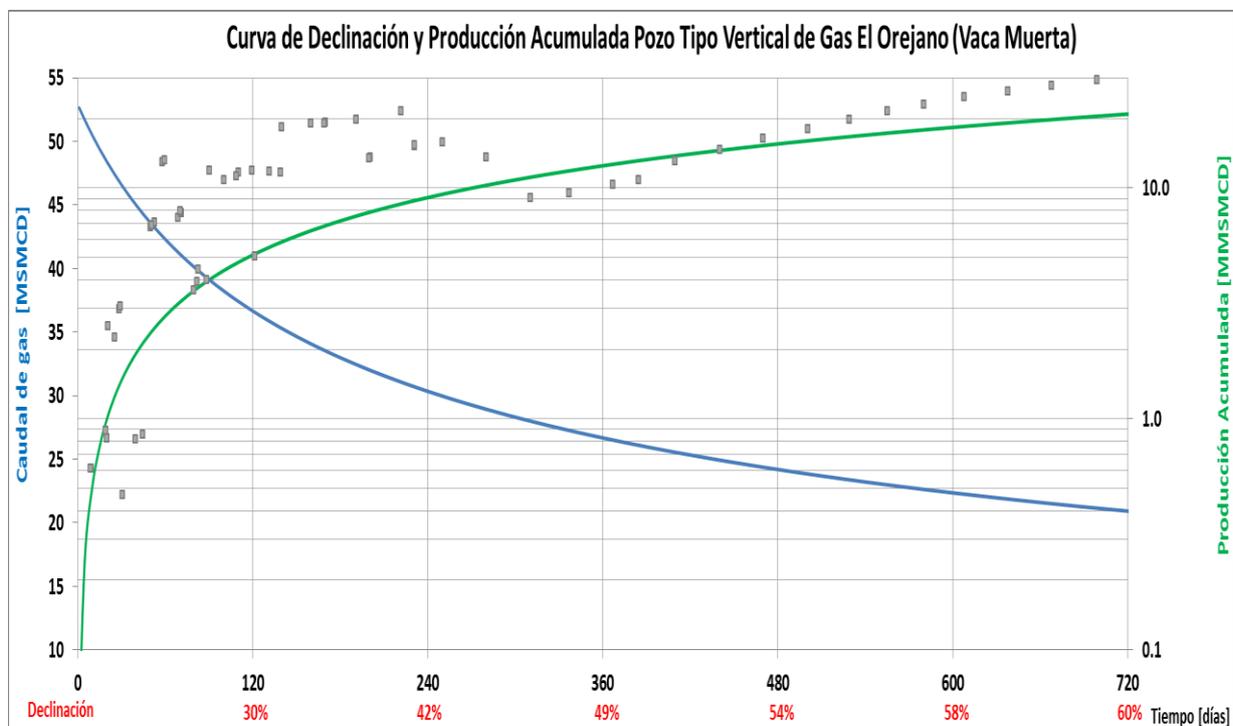


Figura 7.15 Curva de declinación y producción acumulada pozo tipo vertical de gas, El Orejano.

La Figura 7.16 presenta los ajustes de los parámetros para los modelos declinatorios presentados en las secciones 2.7. y 2.8.

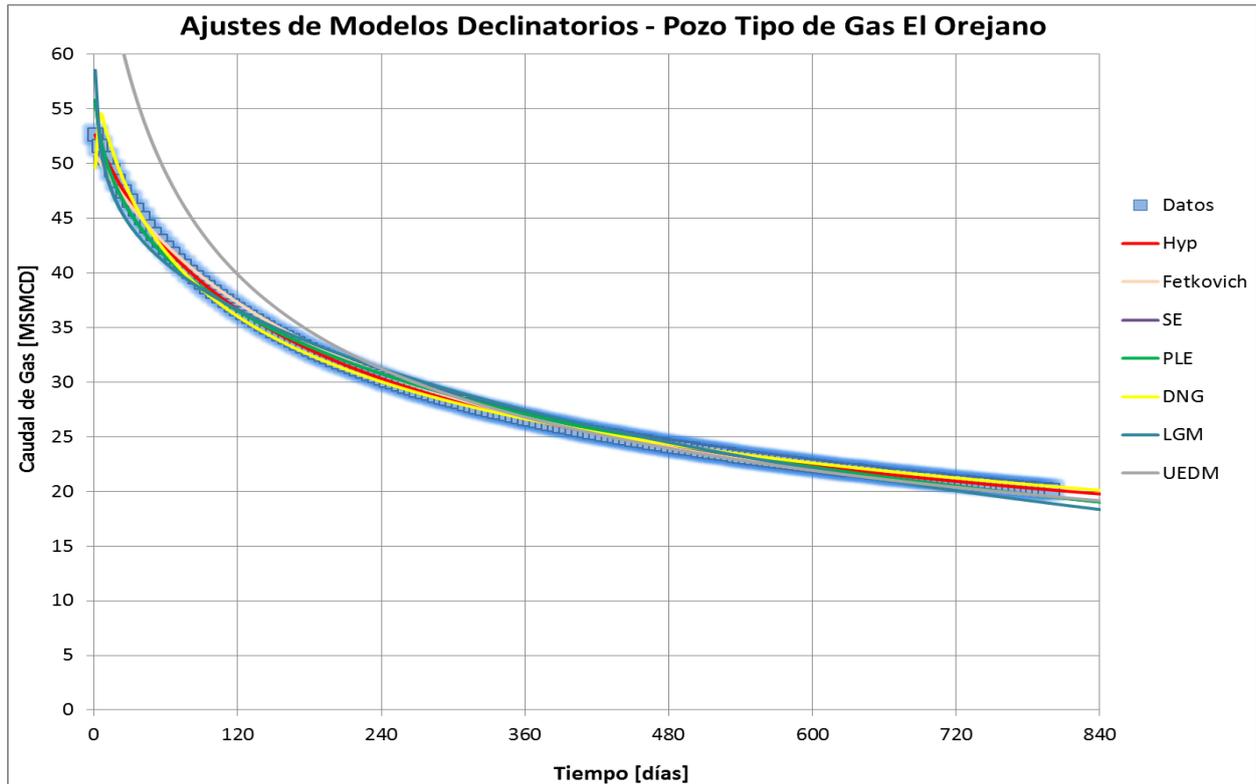


Figura 7.16 Ajuste de modelos declinatorios pozo tipo vertical de gas, El Orejano.

### 7.4.1. Parámetros de Diagnóstico

#### Parámetro D

En la Figura 7.17 se observa el comportamiento lineal de la tasa de declinación en los pozos verticales de El Orejano. Por otra parte, el modelo Hyp tiende a ajustar mejor los datos experimentales.

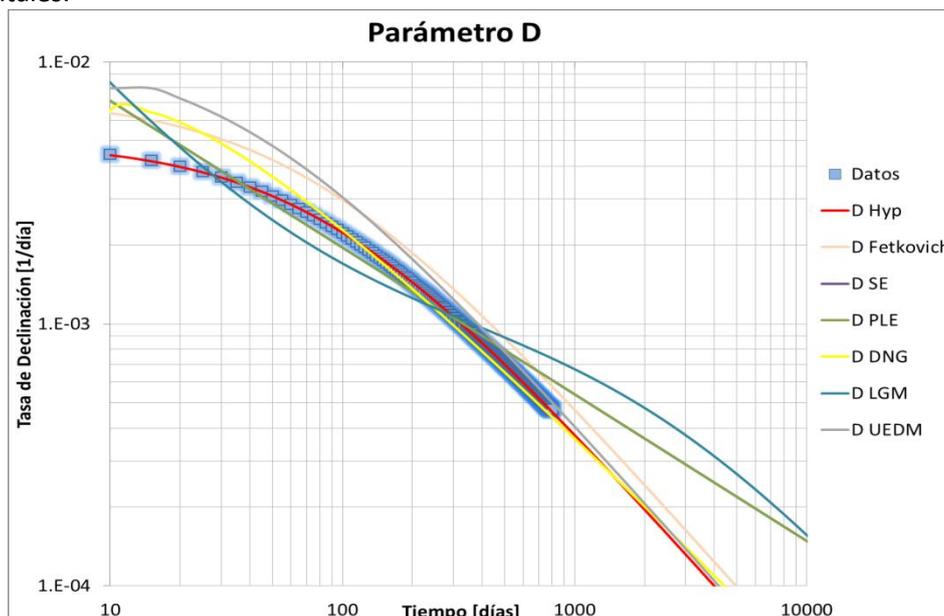


Figura 7.17 Parámetro D pozo tipo vertical de gas, El Orejano.



### Parámetro b

En la Figura 7.18 se visualiza que el parámetro b no es constante y posee una tendencia decreciente a medida que aumenta el tiempo. Sin embargo, esta declinación es muy leve en el tiempo y ningún modelo tiende a representar con exactitud el comportamiento de los datos experimentales. El modelo que más aproxima es el Hiperbólico de Arps.

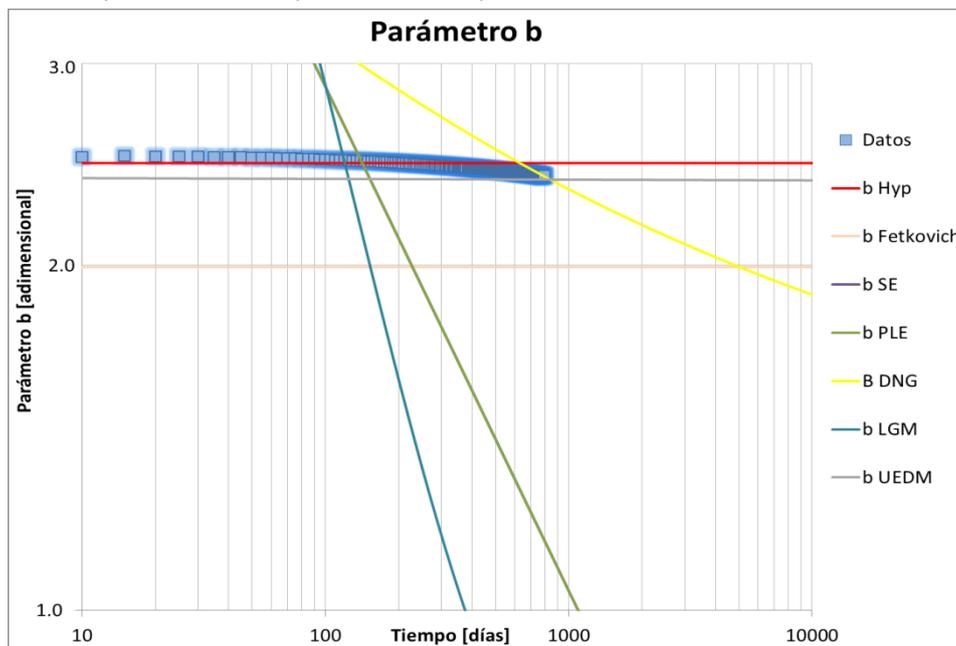


Figura 7.18 Parámetro b pozo tipo vertical de gas, El Orejano.

### Log q vs Log t

Se observa en la Figura 7.19 que el flujo es dominado por las fracturas siendo estas de baja conductividad presentándose así el régimen bilineal de flujo (pendiente -1/4).

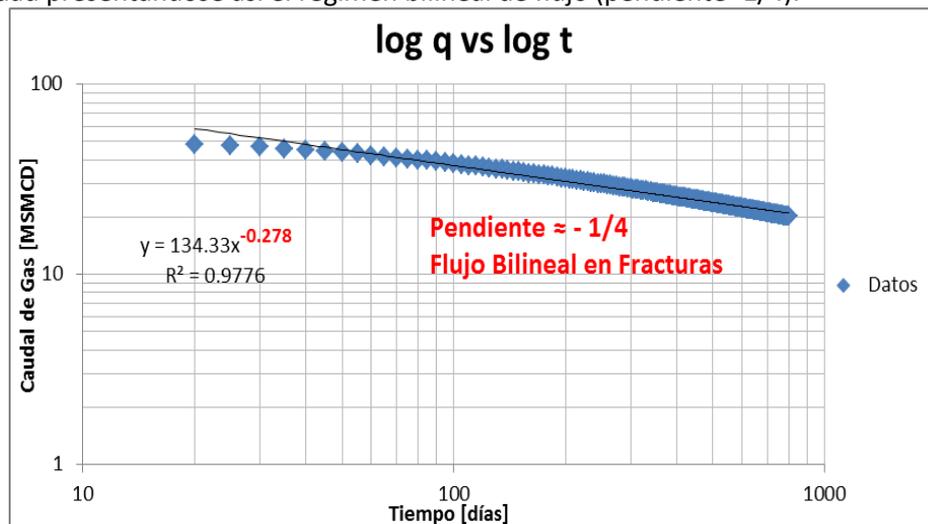


Figura 7.19 Flujo bilineal en el pozo tipo vertical de gas, El Orejano.

### Parámetro β

Se observa en la Figura 7.20 que el parámetro β aumenta linealmente con el tiempo hasta llegar aproximadamente al valor de ¼ lo que evidencia el flujo bilineal en fracturas. El modelo Hiperbólico son los que mejor ajustan a los datos experimentales.

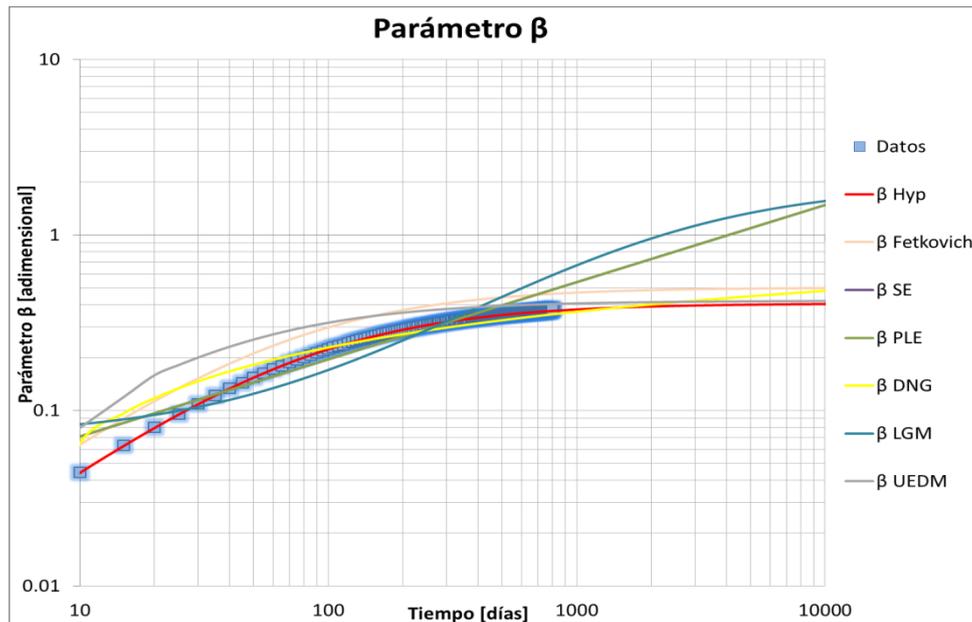


Figura 7.20 Parámetro  $\beta$  pozo tipo vertical de gas, El Orejano.

### Log $q/Q$ vs Log $t$

En la Figura 7.21 se evidencia el flujo transitorio por la funcionalidad lineal de los datos. En esta gráfica se observa que todos los modelos menos Fetkovich tienden a seguir el comportamiento de los datos experimentales.

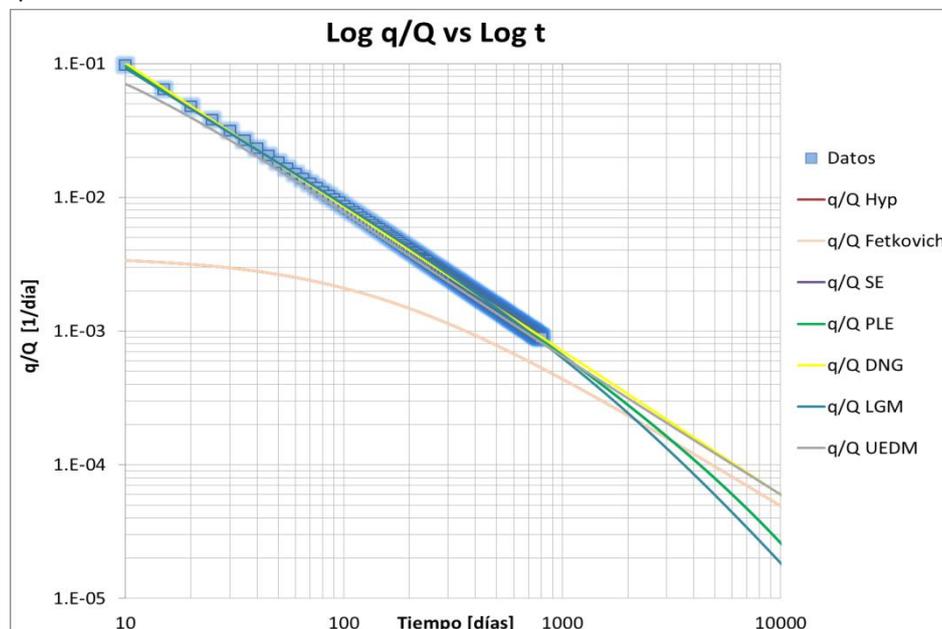


Figura 7.21 Relación lineal del flujo en el pozo tipo vertical de gas, El Orejano.

### Estimación de Reservas por Pozo tipo

Mediante la observación de los gráficos de diagnóstico concluimos que el régimen flujo en el pozo tipo vertical de gas de El Orejano transitorio bilineal (fracturas de baja conductividad) y que el modelo que mejor ajusta el comportamiento inicial del pozo tipo. Dado que se obtienen valores del parámetro  $b$  mayores a la unidad, el modelo de Hiperbólico de Arps tenderá a sobre-estimar la



recuperación de gas (véase sección 2.8.1). Es decir, la recuperación final no se puede predecir con certeza con los datos actuales de producción. Se deberá contar con una mayor cantidad valores de producción avanzados en el tiempo para poder dar un valor de producción acumulada con una precisión adecuada.

<b>Modelo</b>	<b>EUR@30 AÑOS [MMSm<sup>3</sup>]</b>
Arps Hiperbólico (Hyp)	<b>127</b>
Fetkovich	<b>126</b>
Power Law Exponential (PLE)	<b>80</b>
Stretched Exponential (SE)	<b>80</b>
Duong (DNG)	<b>126</b>
Logistic Growth Model (LGM)	<b>66</b>
Unconventional Empirical Decline Model (UEDM)	<b>121</b>

**Tabla 7.3 Recuperaciones Estimadas a 30 años pozo tipo vertical de gas, El Orejano.**



## ***8. Análisis Comparativo entre los Principales Plays de EEUU y Vaca Muerta***

### 8.1. Introducción

En el presente capítulo se realizará un análisis comparativo entre las formaciones de Estados Unidos y la Formación Vaca Muerta desde el punto de vista geológico, geoquímico, petrofísico, geomecánico. También se comparará las declinaciones de los pozos tipo de los plays norteamericanos con las presentadas para Vaca Muerta.

### 8.2. Definición Ampliada y Clasificación de Recursos Shale

En las Figuras 8.1 y 8.2 se clasifica a las distintas formaciones según la definición y clasificación presentada en el apartado 1.2.1 de recursos de shale oil y de shale gas, respectivamente.

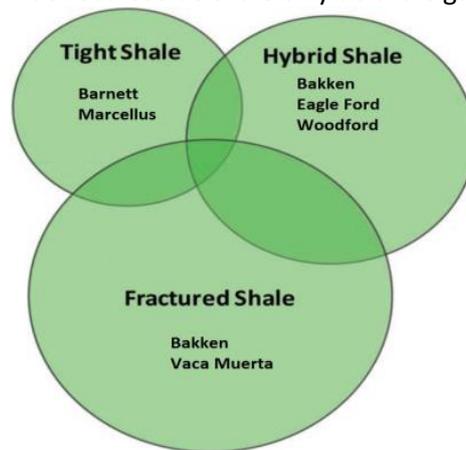


Figura 8.1 Formaciones de shale oil, según la clasificación de Jarvie. Adaptado de Jarvie, 2012b.

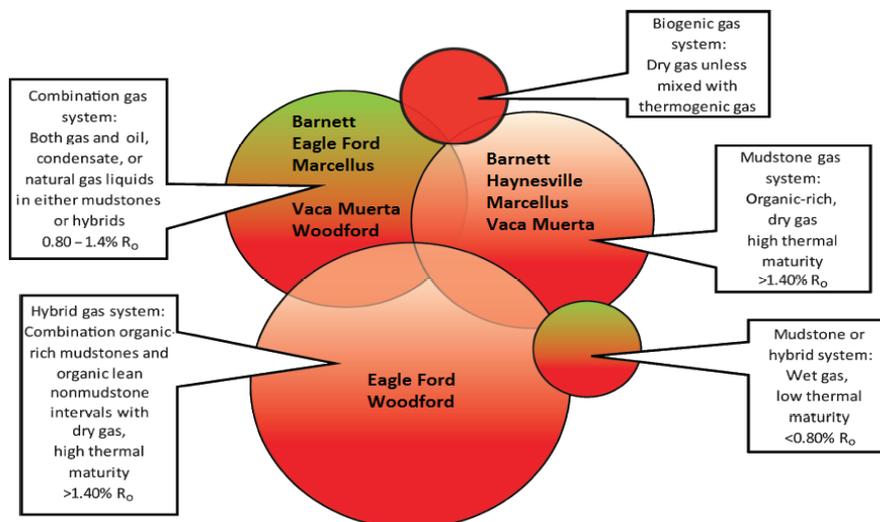


Figura 8.2 Formaciones de shale gas, según la clasificación de Jarvie. Adaptado de Jarvie, 2012a.

### 8.3. Estimación de Recursos

La Figura 8.3 presenta la estimación de recursos in situ (OGIP) y técnicamente recuperables (TRR) de gas (presentados en el capítulo 1 de la presente tesis) de los plays analizados. Después del play de Marcellus, Vaca Muerta posee los mayores recursos in situ y técnicamente recuperables de gas.

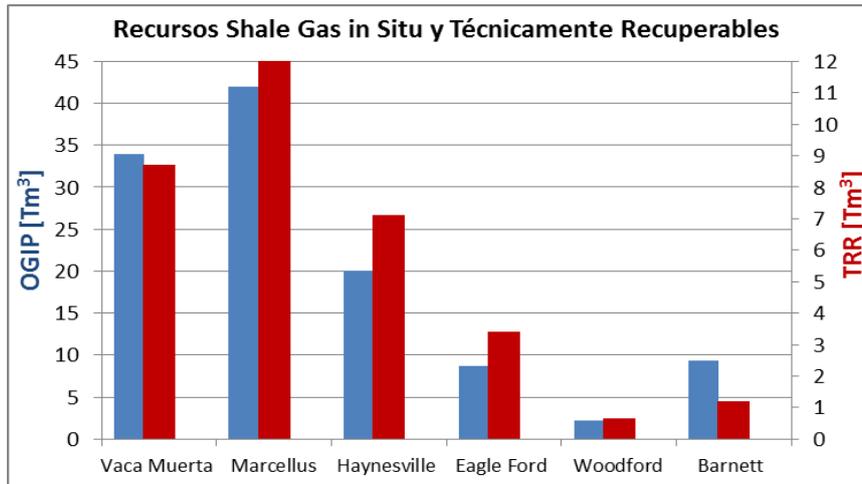


Figura 8.3 OGIP y TRR de los plays analizados.

La Figura 8.4 presenta la estimación de recursos in situ (OOIP) y técnicamente recuperables (TRR) de petróleo, presentados en el capítulo 1 de la presente tesis, de los plays analizados. Se observa que Vaca Muerta posee los mayores recursos in situ y técnicamente recuperables de todas las formaciones de shale oil estudiadas.

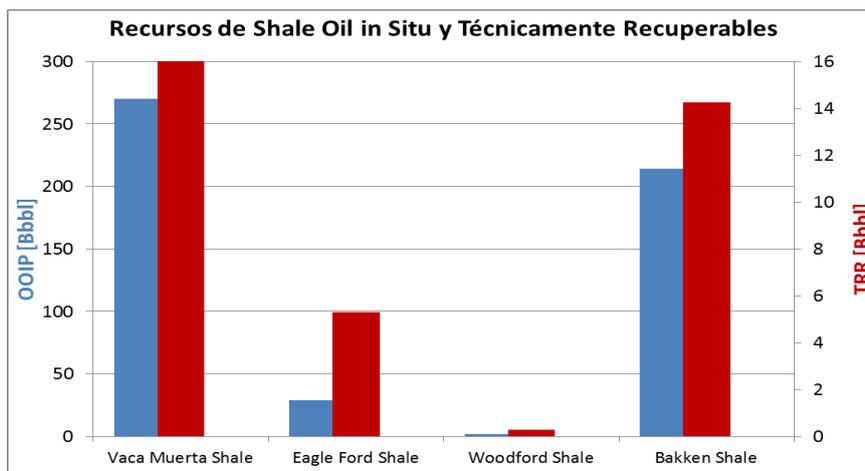


Figura 8.4 OOIP y TRR de los plays analizados.

## 8.4. Características Geológicas

### 8.4.1. Mineralogía

La Tabla 8.1. y la Figura 8.5 presentan la mineralogía promedio de la Formación Vaca Muerta y los plays de Estados Unidos analizados.

Mineral [%]	Vaca Muerta	Marcellus	Haynesville	Eagle Ford	Woodford	Barnett	Bakken
Arcillas	20	29	28	24	19	25	40
Cuarzo	25	10	44	11	44	34	42
Calcita	30	47	13	47	10	16	2
Dolomita	20		3	3	7	6	7
Feldespatos	2		5	10	7	7	4
Pirita	3	3	2	4	5	10	3

Tabla 8.1 Mineralogía promedio de las formaciones de esquisto estudiadas.

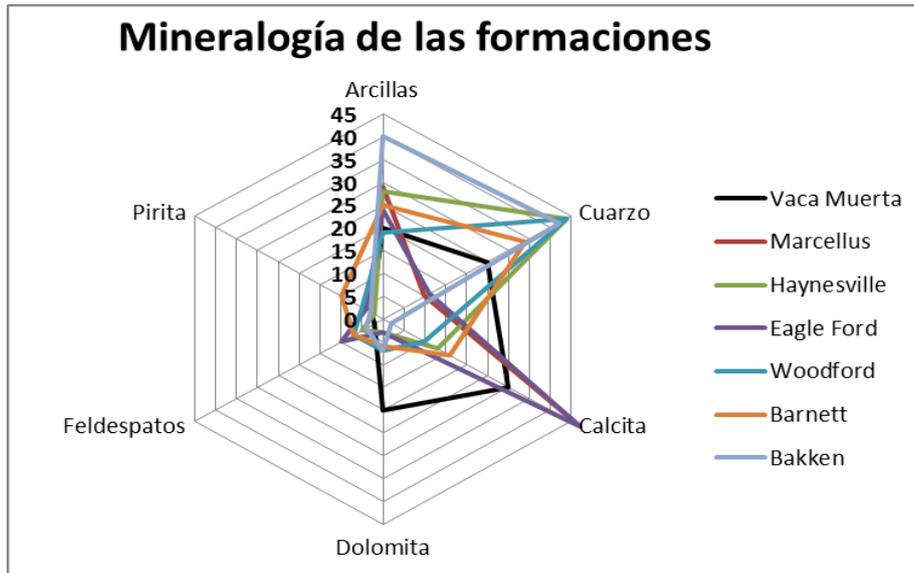


Figura 8.5 Mineralogía promedio de las formaciones estudiadas.

Del estudio del gráfico 8.5 observamos que la mineralogía promedio de la Formación Vaca Muerta es bastante diferente a la de los plays norteamericanos principalmente debido a su menor contenido de arcillas.

### 8.4.2. Litología

En la Tabla 8.2 se presenta las características litológicas de la Formación Vaca Muerta y los plays de Estados Unidos analizados.

Formación	Litología	
	Pelitas carbonáticas	Pelitas silíceas
Vaca Muerta	X	
Marcellus	X	X
Haynesville	X	X
Eagle Ford	X	
Woodford	X	
Barnett	X	X
Bakken	X	X

Tabla 8.2 Características litológicas de las formaciones analizadas.

### 8.4.3. Período Geológico

En la Tabla 8.3 se ubican las formaciones analizadas en sus respectivas eras y períodos geológicos.

Era	Paleozoico						Mesozoico			
	Período	Cámbrico	Ordovícico	Silúrico	Devónico	Carbonífero	Pérmico	Triásico	Jurásico	Cretácico
MM de años		500			400	300			200	100
Vaca Muerta										
Marcellus										
Haynesville										
Eagle Ford										
Woodford										
Barnett										
Bakken										

Tabla 8.3 Ubicación de las formaciones analizadas en sus respectivos períodos geológicos.



#### 8.4.4. Ambiente de depositación

Todas las formaciones analizadas se depositaron en cuencas formadas en ambientes marinos.

#### 8.4.5. Profundidades

En la Figura 8.6 se detallan el rango de profundidades (respecto del nivel del terreno) al tope de las formaciones analizadas.

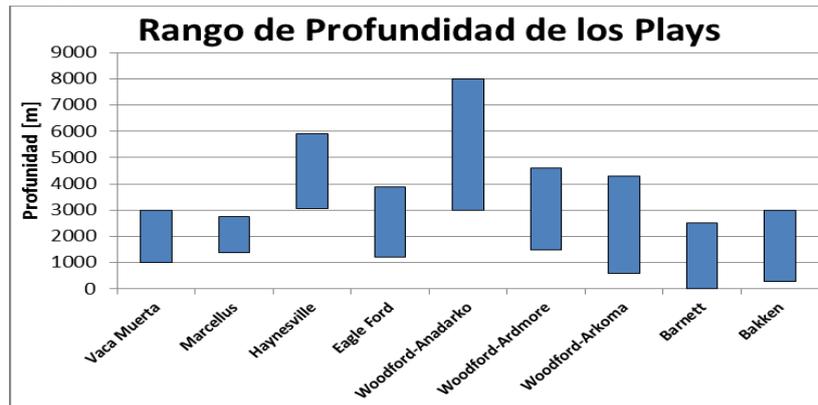


Figura 8.6 Rango de profundidad al tope de las formaciones estudiadas.

#### 8.4.6. Espesores

En la Figura 8.7 compara el rango de espesores de las formaciones analizadas. Se observa que la Formación Vaca Muerta posee el mayor rango de espesores de todas las formaciones analizadas.

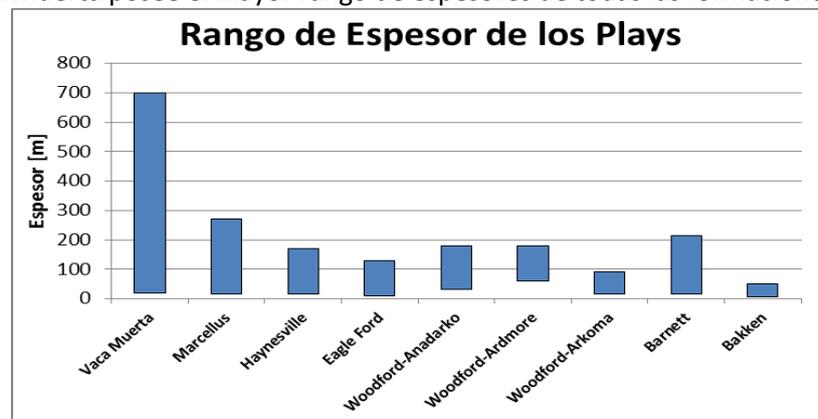


Figura 8.7 Rango de espesor de las formaciones estudiadas.

#### 8.4.7. Extensión

La Figura 8.8 muestra la comparación en la extensión areal prospectiva de los plays estudiados. El play de Marcellus es el de mayor extensión, seguido del Bakken shale, luego Woodford, después Vaca Muerta, Haynesville y finalmente Eagle Ford.

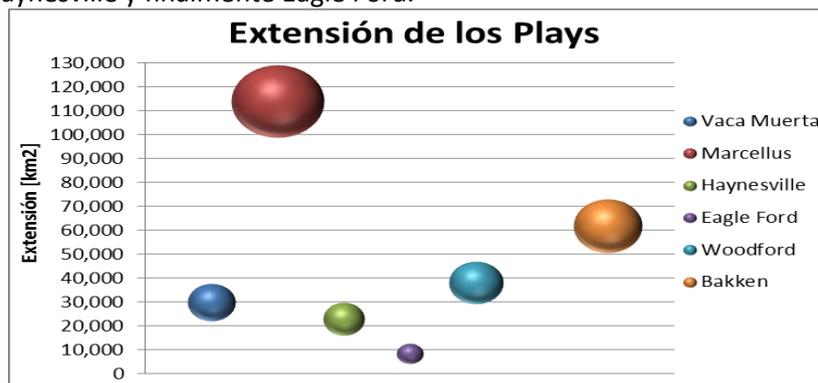


Figura 8.8 Extensión prospectiva de las formaciones estudiadas.



## 8.5. Características Geoquímicas

### 8.5.1. Carbono Orgánico Total (TOC)

La Figura 8.9 presenta la comparación de los rangos de TOC para las distintos plays estudiados.

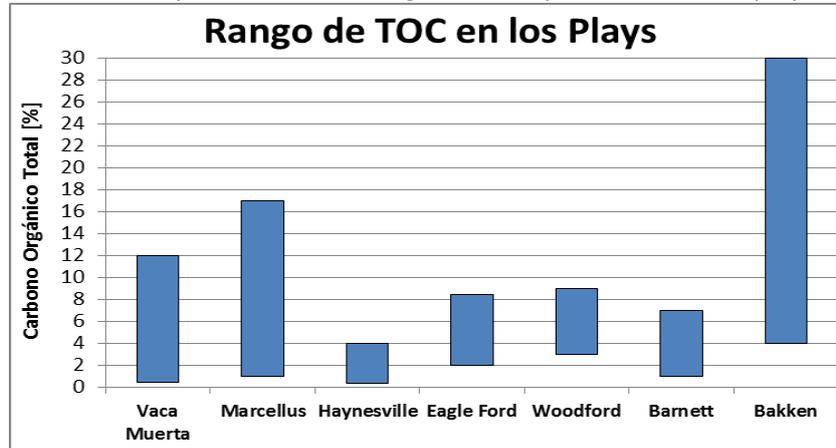


Figura 8.9 Comparación de los rangos de TOC para los distintas formaciones analizadas.

### 8.5.2. Tipo de Querógeno

La Tabla 8.4 compara el tipo de querógeno presente en las formaciones analizadas

Formación	Tipo de Querógeno		
	I	II	III
Vaca Muerta		X	X
Marcellus		X	X
Haynesville		X	X
Eagle Ford		X	X
Woodford		X	
Barnett		X	
Bakken		X	

Tabla 8.4 Comparación del tipo de querógeno presente en las formaciones estudiadas.

### 8.5.3. Madurez Térmica

En la Figura 8.10 se presenta la comparación de los rangos de madurez térmica (medidos en términos de la reflectancia de la vitrinita %Ro) de los distintos plays estudiados.

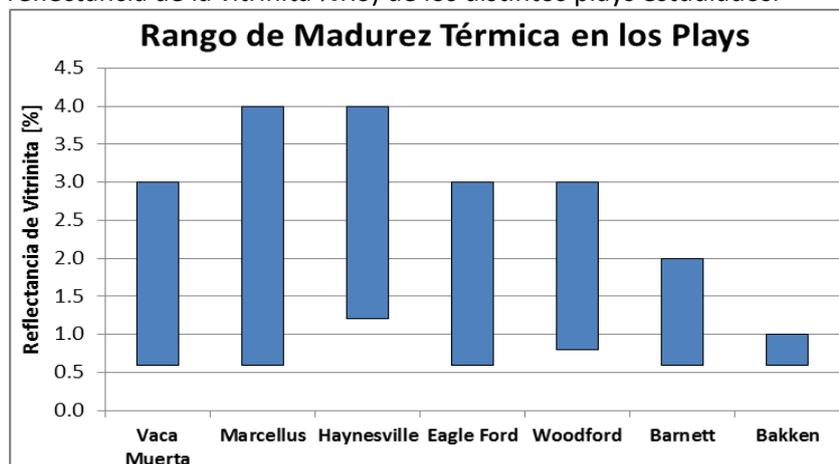


Figura 8.10 Comparación de los rangos de madurez térmica de las formaciones analizadas.



## 8.6. Características Petrofísicas

### 8.6.1. Gradiente de Presión

En la Figura 8.11 se muestran los rangos de presión en las distintas formaciones analizadas. Se observa que la Formación Vaca Muerta es la más sobrepresurizada. Estos altos gradientes de presión contribuirán particularmente en la explotación de gas de dicha formación no convencional.

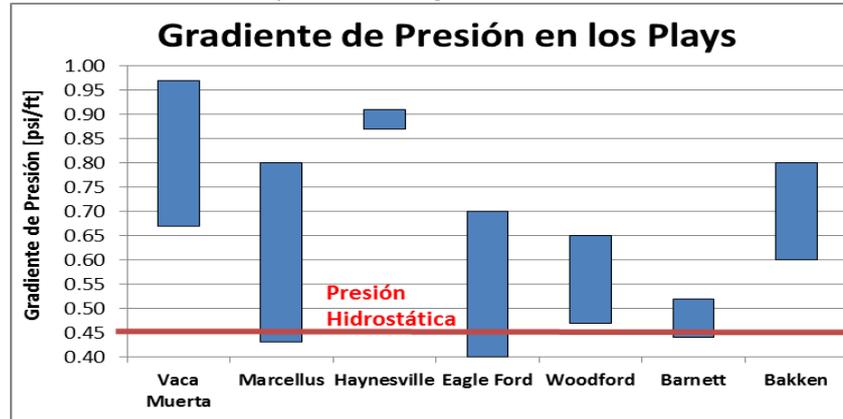


Figura 8.11 Comparación de los rangos de presión en las formaciones estudiadas.

### 8.6.2. Densidad de formación

La Figura 8.12 compara los rangos de densidad de formación para las formaciones analizadas. Los rangos de densidad de los plays son todos muy similares.

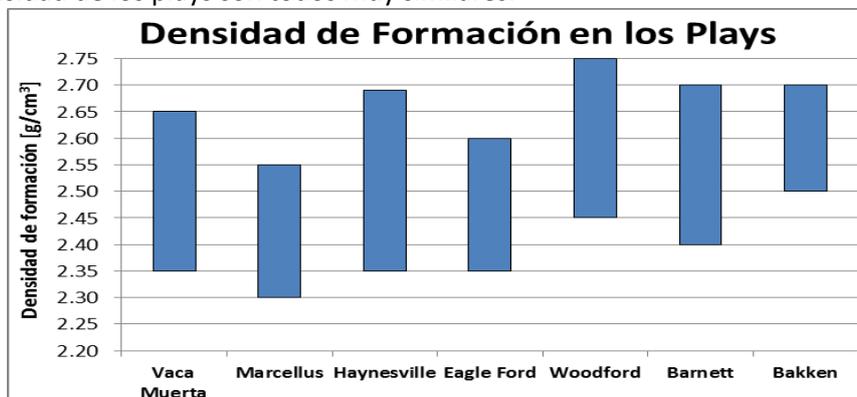


Figura 8.12 Comparación de rangos de densidad de formación en los distintos plays.

### 8.6.3. Porosidad

La Figura 8.13 presenta la comparación de los intervalos de porosidad encontrados en las formaciones analizadas. Los rangos de porosidad de los plays son todos muy similares.

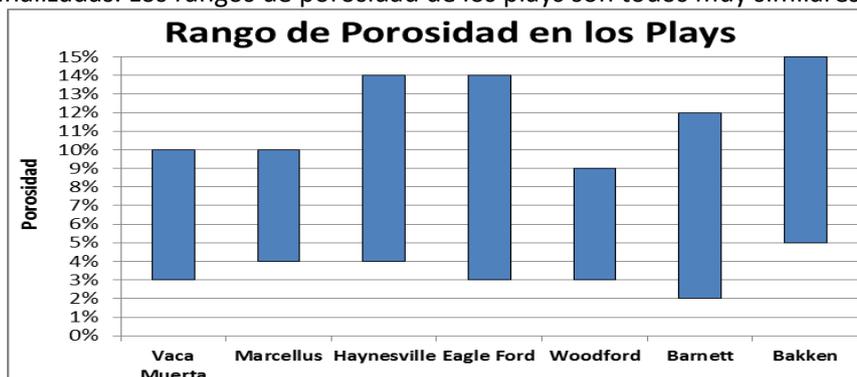


Figura 8.13 Comparación de rangos de porosidad entre las distintas formaciones.



### 8.6.4. Permeabilidad

La Figura 8.14 compara los rangos de permeabilidad para las distintas formaciones estudiadas.

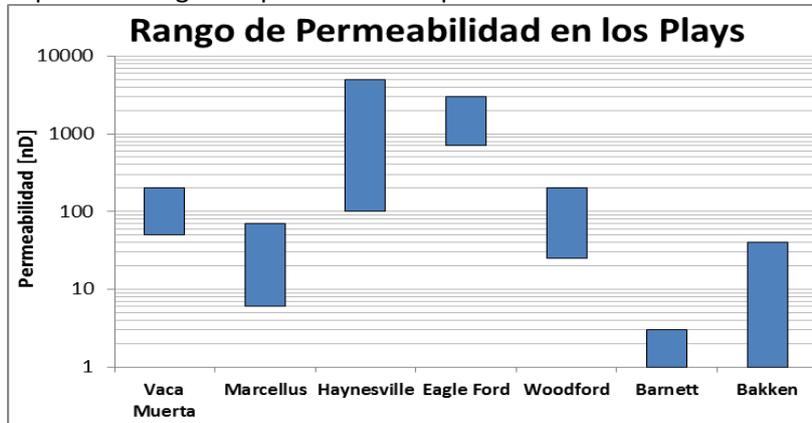


Figura 8.14 Comparación del rango de permeabilidad en los plays estudiados.

### 8.7. Características Geomecánicas

#### 8.7.1. Mineralogía

La Figura 8.15 presenta el diagrama ternario de cuarzo, carbonato y arcilla para las formaciones analizadas. Se observa que la Formación Vaca Muerta posee en promedio un menor contenido de arcilla que los plays norteamericanos.

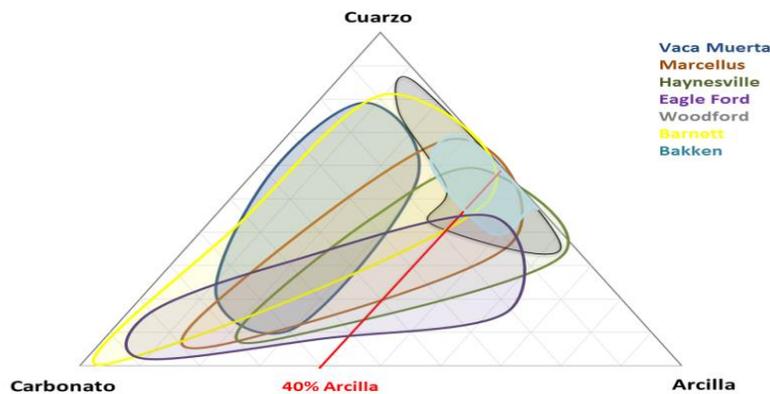


Figura 8.15 Diagrama ternario de las formaciones estudiadas.

#### 8.7.2. Módulo de Young

La Figura 8.16 muestra el rango del módulo de Young para las distintas formaciones analizadas.

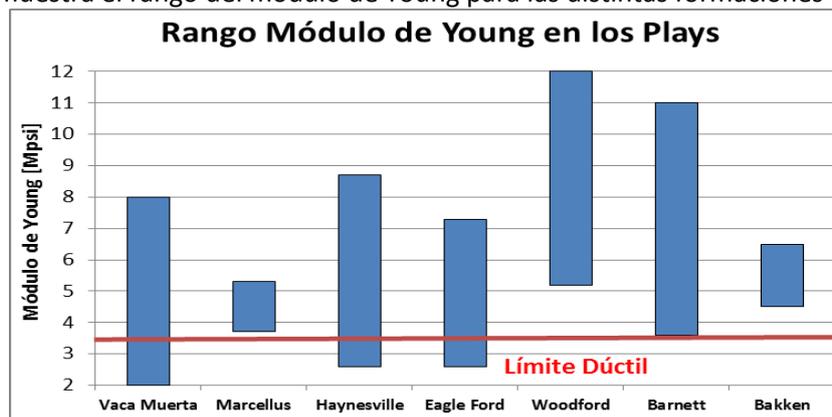


Figura 8.16 Comparación del rango del módulo de Young en las distintas formaciones.



### 8.7.3. Relación de Poisson

En la Figura 8.17 se presentan los rangos de la relación de Poisson para los distintos plays analizados.

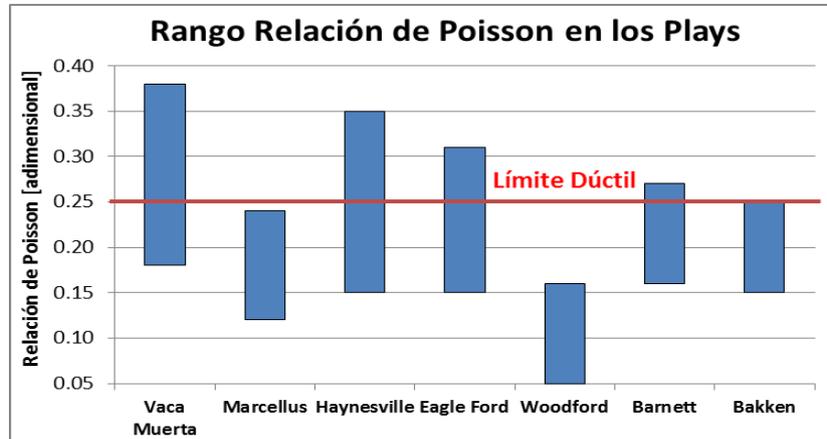


Figura 8.17 Comparación de la relación de Poisson en las distintas formaciones.

### 8.8. Características de las Terminaciones

La Tabla 8.5 compara las características de las terminaciones en las diferentes formaciones estudiadas. Se observa que las terminaciones en Loma Campana tiene la menor cantidad de etapas de fractura, el menor volumen de agua utilizado por etapa pero la mayor cantidad de propanante por fractura.

Características de las Terminaciones	Play							
	Vaca Muerta (Loma Campana Vertical)	Vaca Muerta (Loma Campana Horizontal)	Marcellus	Haynesville	Eagle Ford	Woodford	Barnett	Bakken
Orientación del Pozo	Vertical	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Nº de etapas de fractura	3-5	6-9	6-19	10-18	7-17	6-12	4-6	10-37
Volumen de agua x etapa [m <sup>3</sup> ]	1100	1290	1400	1685	2000	2700	2720	290
Cantidad de bolsas propanante x etapa [Sk]	5000	4330	4000	3500	2500	3500	3500	1500
Tipo de Propante	100 mesh	100 mesh	100 mesh	100 mesh	100 mesh	100 mesh	100 mesh	100 mesh

Tabla 8.5 Comparación de las características de las terminaciones en los diferentes plays.

La Figura 8.18 presenta la comparación de los costos de perforación y terminación de los pozos en los distintos plays.

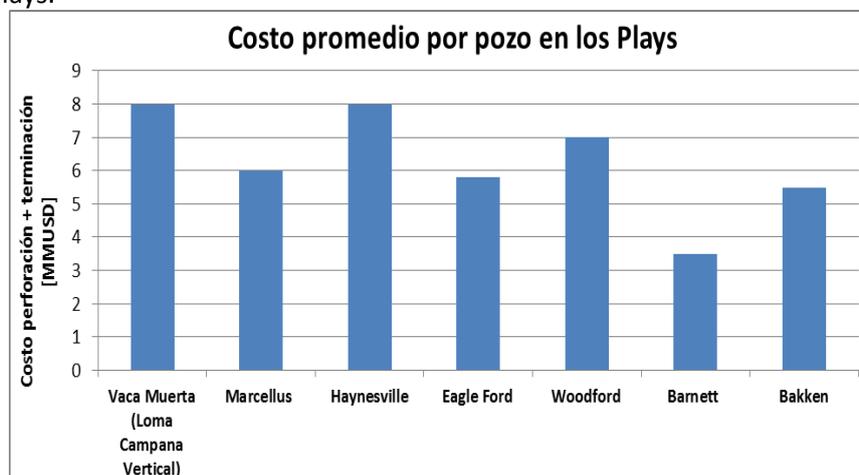


Figura 8.18 Comparación de los costos de perforación y terminación en los distintos plays.



### 8.9. Características de Producción

En la Figura 8.19 se muestra la producción de gas y petróleo en los distintos plays al mes de Diciembre de 2015. Todavía la producción en Vaca Muerta se encuentra en una fase inicial muy por debajo de los plays de Estados Unidos.

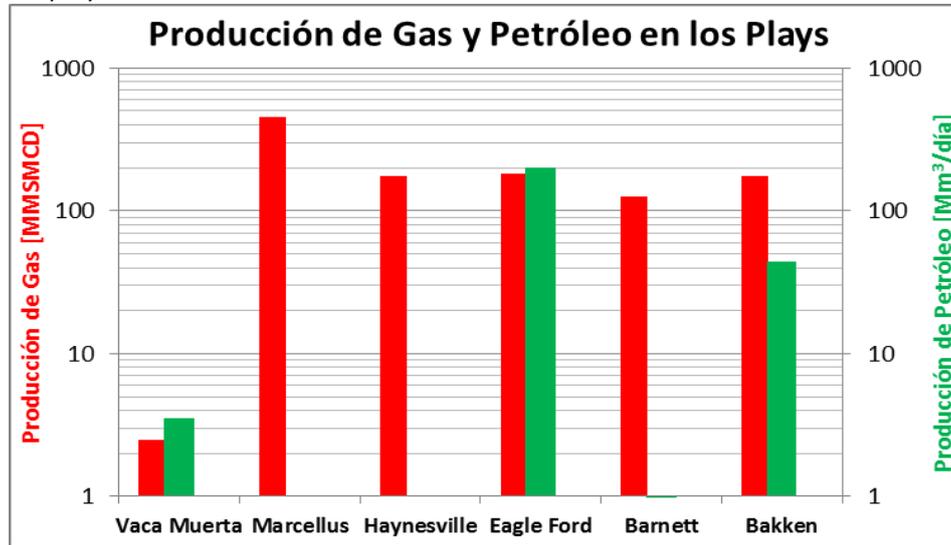


Figura 8.19 Producción de gas y petróleo en los distintos plays al mes de Diciembre de 2015.

La figura 8.20 muestra la cantidad de pozos perforados por play a fines de 2015.

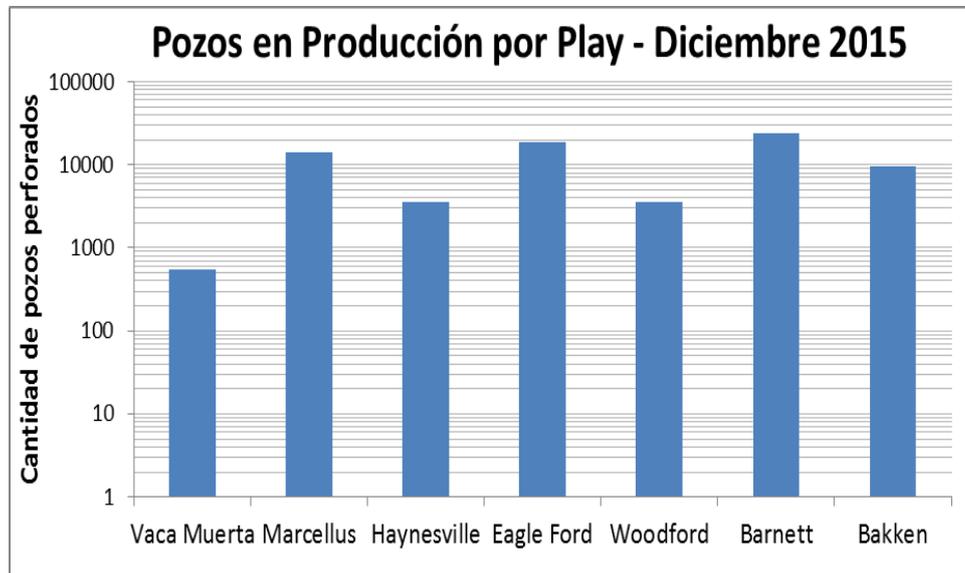


Figura 8.20 Cantidad de pozos perforados por play

### 8.10. Análisis Declinatorio

La Figura 8.21 presenta las curvas de declinación, la producción acumulada y los modelos de ajuste en los pozos de petróleo tipo de los diferentes plays. Se observa que los pozos de petróleo de Vaca Muerta poseen una declinación menos abrupta que la de los plays norteamericanos, esto se debe a que el régimen de flujo lineal perdura por más tiempo.

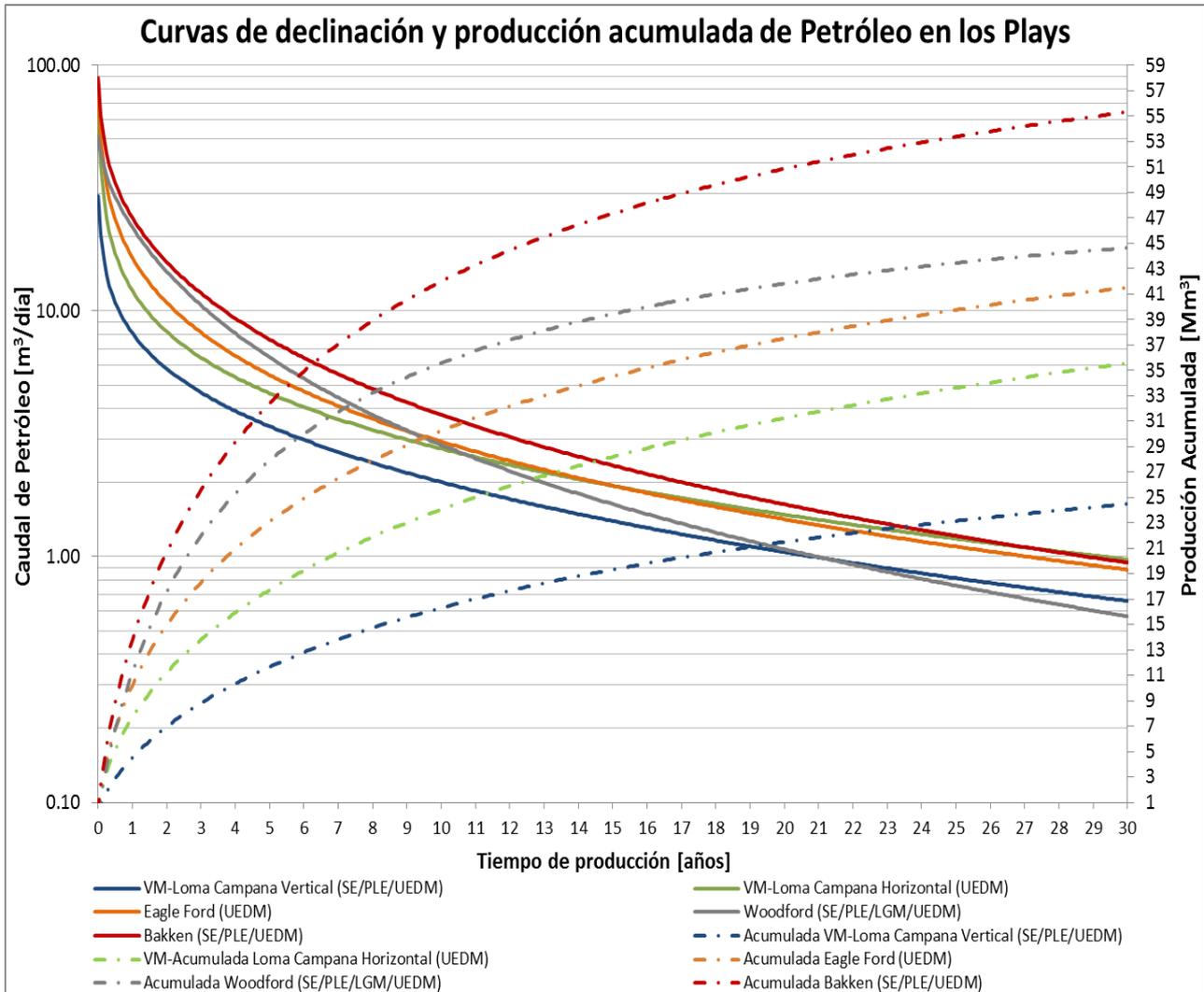


Figura 8.21 Curvas de declinación y producción acumulada pozos de petróleo de las formaciones analizadas.

La declinación más suave de los pozos de tipo de Loma Campana puede apreciarse de mejor manera en la Figura 8.22. En ella se observa que la tasa de declinación  $D$  de los pozos de Vaca Muerta es menor a la de los pozos tipo de los plays estadounidenses. Es decir, para un tiempo dado de producción las tasas de declinación de los pozos de Loma Campana son menores que las de Eagle Ford, Woodford y Bakken. Asimismo, en la Figura 8.22 se visualiza que los pozos horizontales de Loma Campana poseen la declinación menos abrupta, seguidos de los pozos verticales.

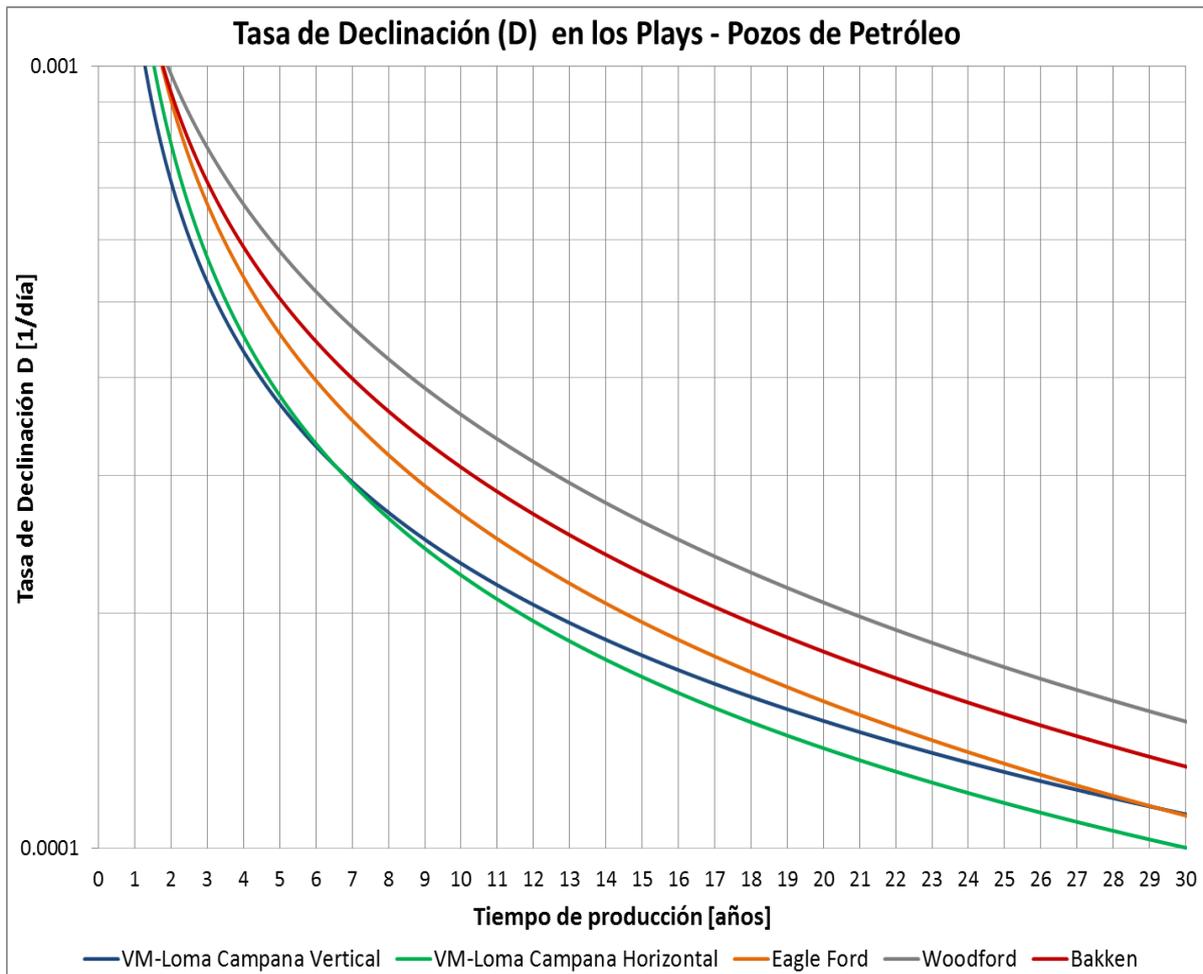


Figura 8.22 Comparación de la tasa de Declinación D para los pozos tipo de petróleo en las formaciones estudiadas.

En la Figura 8.23 se muestran las curvas de declinación, la producción acumulada y los modelos de ajuste para los pozos tipo de gas de las distintas formaciones estudiadas. Se observa que el pozo tipo del área de explotación de El Orejano de la Formación Vaca Muerta presenta un flujo transitorio extendido ( $b > 2$  y aproximadamente constante en el tiempo). La producción acumulada promedio de los pozos del área de El Orejano es incierta dado que no se puede predecir con certeza cuando comienza a producirse el flujo estabilizado en dichos pozos. La curva de producción acumulada (curva azul discontinua) presente en la Figura 8.23 fue graficada utilizando la correlación Hiperbólica con un valor del parámetro  $b > 1$ , razón por la cual la estimación a 30 años resulta excesivamente optimista.

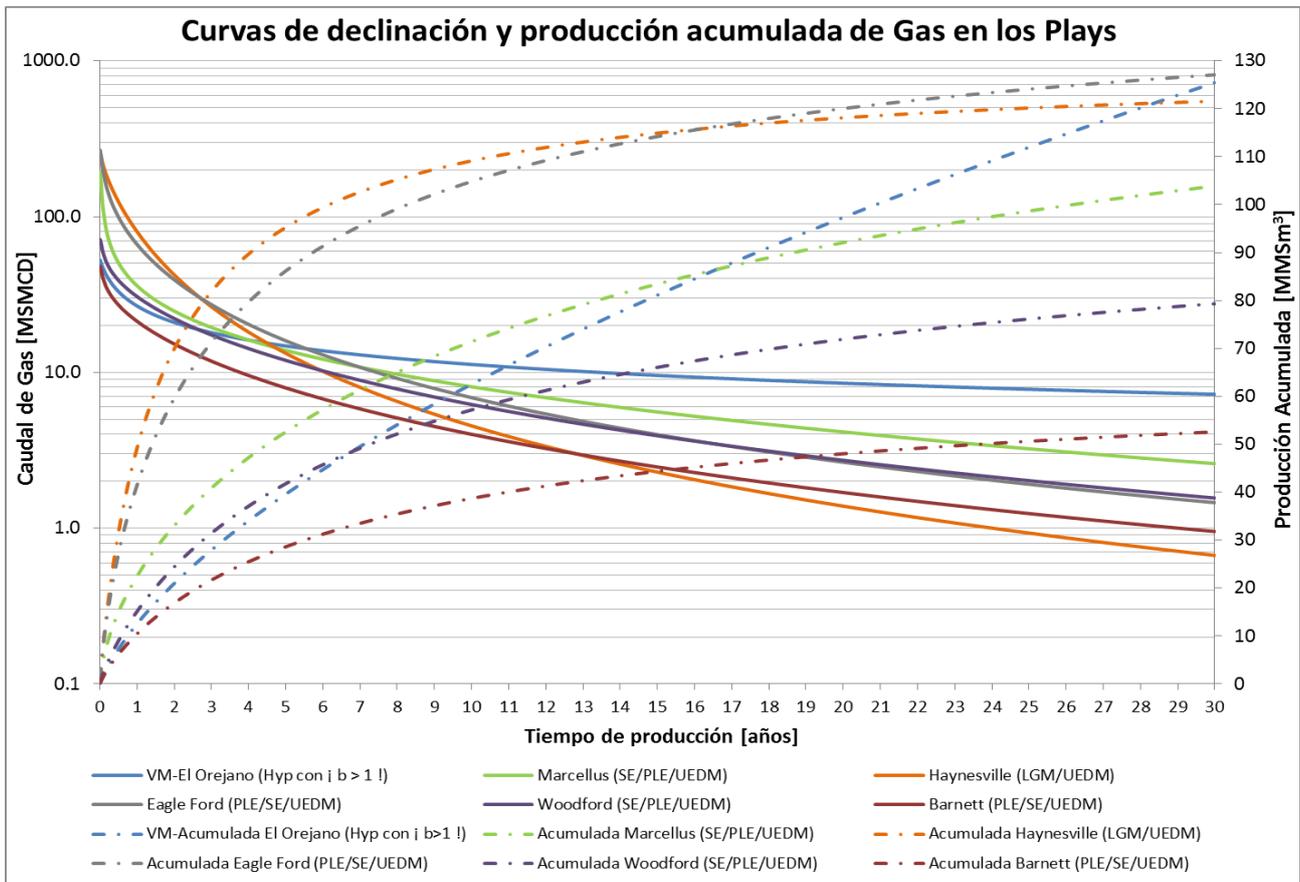


Figura 8.23 Curvas de declinación y producción acumulada pozos de gas de las formaciones analizadas.

### 8.11. Indicadores de Producción

La Figura 8.24 muestra la relación entre el caudal inicial (IP) respecto del número de fracturas para los pozos tipo de petróleo en las diferentes formaciones analizadas. Se observa que los pozos verticales y horizontales de Loma Campana tienen, en promedio, una mejor relación  $IP/N^{\circ}$  de fracturas que los de las formaciones Eagle Ford y Woodford.

La Figura 8.25 expone la relación producción acumulada a 30 años (EUR) respecto del número de fracturas para los pozos tipo de petróleo en las diferentes formaciones analizadas. También en este caso, se puede ver que los pozos verticales de Loma Campana tienen, en promedio, una mejor relación  $EUR/N^{\circ}$  de fracturas que los de las formaciones Eagle Ford y Woodford.

Finalmente, la Figura 8.26 presenta la relación caudal inicial (IP) y producción acumulada a 30 años (EUR). Tanto los pozos verticales y horizontales de Loma Campana poseen, en promedio, mayores que los plays norteamericanos. Esto se debe a los prolongados períodos de flujo lineal que presentan los pozos de Loma Campana comparados con los plays estadounidenses.

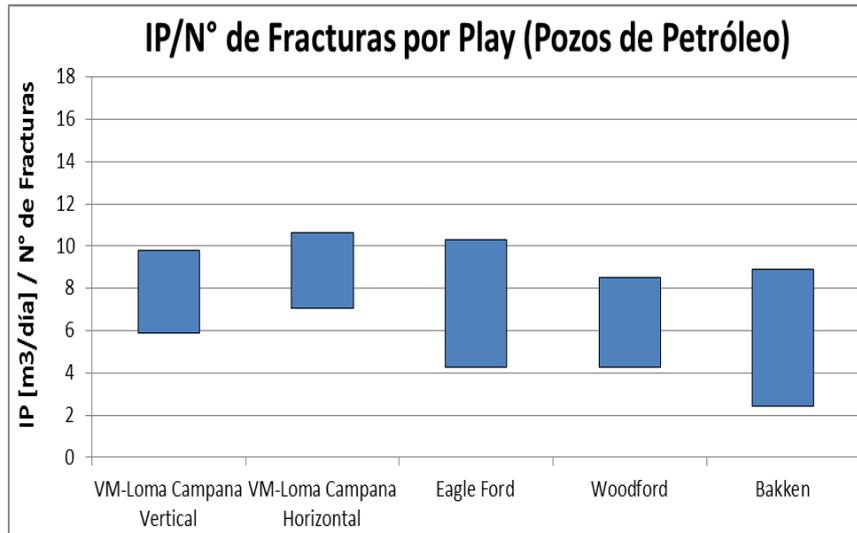


Figura 8.24 Relación Caudal Inicial – N° de fracturas de los pozos tipo de petróleo en los distintos plays.

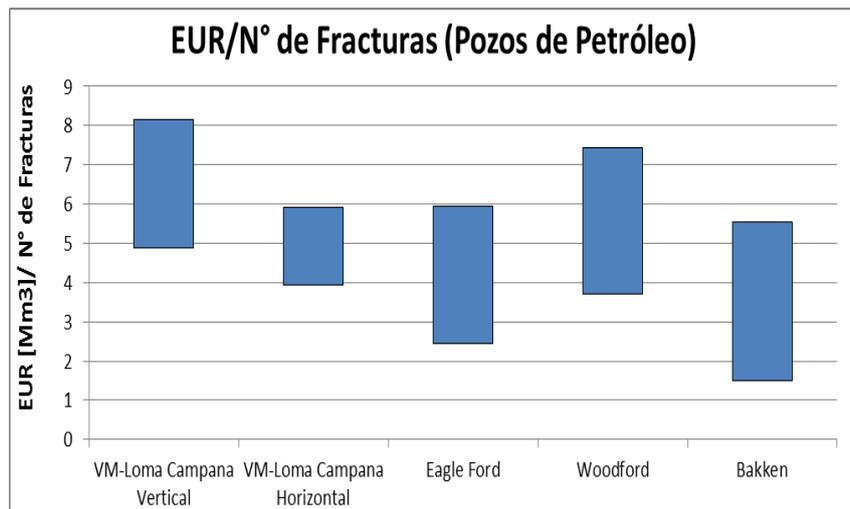


Figura 8.25 Relación EUR@30 años – N° de fracturas de los pozos tipo de petróleo en los distintos plays.

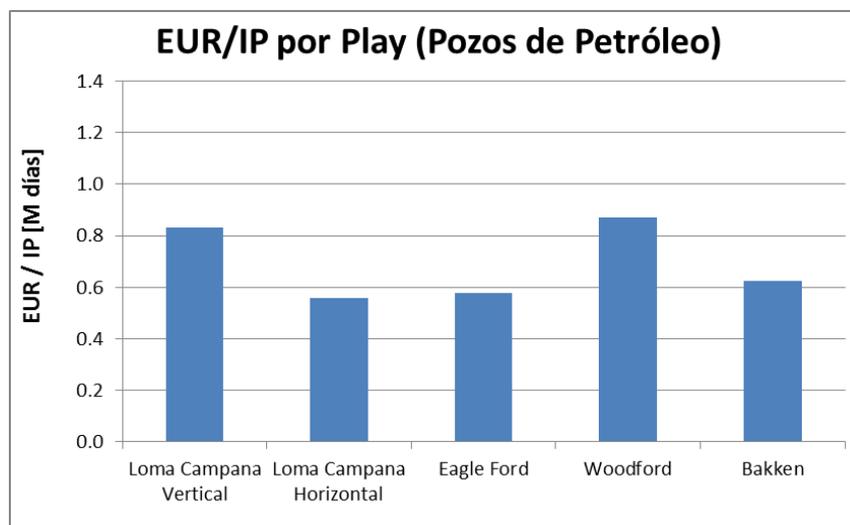


Figura 8.26 Relación Producción Acumulada – Caudal Inicial de los pozos tipo de petróleo en los distintos plays.



## ***9. Conclusiones***



### 9.1. Consideraciones Generales

Como se ha detallado en el prefacio del presente trabajo, se pueden mencionar las contribuciones realizadas en esta tesis:

1. *Exhaustiva recopilación de datos públicos de las principales formaciones de esquisto de Estados Unidos y de la Formación Vaca Muerta con el objetivo de poder comparar sus características geológicas, geoquímicas, petrofísicas, geomecánicas, de terminación y de producción ya que resultan de vital importancia para determinar la potencialidad de estos recursos y establecer analogías.*
2. *Presentar el análisis de la producción actual en Vaca Muerta, con énfasis en el área de explotación en Loma Campana, con la finalidad de informar caudales iniciales, recuperaciones, relaciones gas-petróleo para las distintas concesiones de explotación con la finalidad de tener una visión más completa de la actividad petrolera en la formación.*
3. *Incluir el análisis declinatorio de los modelos recientemente desarrollados para los distintos plays estudiados para determinar los regímenes de flujo involucrados, formas de declinación, obtener los mejores ajustes y recuperaciones estimadas a 30 años de producción.*
4. *Desarrollo de un nuevo modelo declinatorio, denominado Unconventional Empirical Decline Model (UEDM), basado en el análisis del comportamiento de los pozos no convencionales.*
5. *Análisis crítico de los modelos declinatorios utilizados para evaluar los reservorios no convencionales.*

A continuación se detallarán los aportes más relevantes de cada uno de los puntos mencionados.

### 9.2. Comparación de Características Geológicas, Geoquímicas, Petrofísicas, Geomecánicas, de Terminación y de Producción.

Con el objetivo de evaluar la potencialidad de la Formación de Vaca Muerta, la presente tesis ha comparado sus características principales con sus homólogas de Estados Unidos. En términos generales, se puede concluir que cada formación de esquisto presenta sus particularidades que la diferencian de las demás. Más aún, ninguna formación presenta iguales características. Sin embargo, en base a los resultados presentados en este estudio la Formación Vaca Muerta posee un gran potencial para el desarrollo de sus recursos en comparación con los plays estadounidenses. Dichas características se mencionarán a continuación.

#### 9.2.1. Consideraciones respecto de la Estimación de Recursos

Los recursos in place y técnicamente recuperables de gas de Vaca Muerta son solamente superados por los contenidos en el play de Marcellus (Figura 8.20). Mientras que en el caso de los recursos de shale oil, Vaca Muerta supera en recursos in situ y técnicamente recuperables al mayor play de Estados Unidos, el Bakken shale (Figura 8.21).

#### 9.2.2. Consideraciones Geológicas

- **Mineralogía**

La Formación Vaca Muerta se diferencia notablemente por su heterogeneidad de minerales como así también en que su contenido de arcilla es sensiblemente menor a de los plays estadounidenses. Vaca Muerta posee un 20%, en promedio, de arcillas mientras que en las formaciones



estadounidenses ronda el 28% en promedio (véase Figura 8.5). El bajo contenido de arcilla además incide favorablemente en la fracturabilidad de la roca.

- **Litología**

La litología de la Formación Vaca Muerta está compuesta principalmente por pelitas de origen carbonático. Esta característica solamente la comparte con las formaciones de Eagle Ford y Woodford mientras que las demás formaciones estadounidenses (Marcellus, Haynesville, Barnett y Bakken) poseen tanto pelitas carbonáticas como silíceas (ver Figura 8.2).

- **Período Geológico**

La Formación Vaca Muerta es los plays más jóvenes presentes dado que se originó durante la era Mesozoica, hace aproximadamente 150 MM de años, durante los períodos Jurásico Tardío y Cretácico Temprano solamente superada por los plays de Haynesville perteneciente al período Jurásico Superior (150 MM de años) y Eagle Ford perteneciente al período Cretácico Superior (100 MM de años). Las demás formaciones estadounidenses son más antiguas ya que se formaron durante la era Paleozoica. Las formaciones Marcellus, Woodford y Bakken se formaron durante el período Devónico (400 MM de años) y el play de Barnett durante el período Carbonífero (350 MM de años).

- **Ambiente de depositación**

Todas las formaciones se depositaron en ambientes de mares someros / plataformas continentales.

- **Profundidades**

El rango de profundidades de la Formación Vaca Muerta es otro factor clave a tener en consideración. Se encuentra aproximadamente en el mismo intervalo de profundidad que las formaciones de esquisto más someras de Estados Unidos como Marcellus, Eagle Ford, Barnett y Bakken (ver Figura 8.6). Esto permite que los costos de perforación no sean tan elevados como en formaciones más profundas como Haynesville.

- **Espesores**

En cuanto al espesor de la Formación Vaca Muerta, esta es otra característica distintiva de dicha formación. El rango de espesores oscila entre los 50 m hasta los 700 m mientras que los plays norteamericanos poseen espesores que van de los 20 m hasta los 270 m (véase Figura 8.7). Un mayor espesor permite realizar tanto pozos verticales como horizontales en la formación con una mayor cantidad de etapas de estimulación y por ende recuperación de mayores recursos por pozo.

- **Extensión**

En términos de extensión prospectiva la Formación Vaca Muerta (32 000 km<sup>2</sup>) solamente es superada por los plays de Bakken (62 000 km<sup>2</sup>) y Marcellus (114 000 Km<sup>2</sup>). Las restantes formaciones de Estados Unidos (Haynesville, Woodford e Eagle Ford) poseen una menor extensión siendo Eagle Ford la más pequeña con 8 600 km<sup>2</sup>.



### 9.2.3. Consideraciones Geoquímicas

- **Carbono Orgánico Total**

Con relación al Carbono Orgánico Total (TOC), en las zonas prospectivas la Formación Vaca Muerta posee un rango que oscila entre el 2% al 12%. Los valores de TOC son generalmente mayores en la base de la formación y disminuyen gradualmente hacia el tope. Estos altos valores de Carbono Orgánico Total son solamente superados por los presentes en los plays de Marcellus (2%-17%) y Bakken (4%-30%). La cantidad de carbono orgánico total es un factor clave dado que a mayor TOC, mayor es la potencialidad de una formación de generar más cantidad de hidrocarburos. Es decir, generalmente las formaciones maduras de mayor TOC poseen productividades más elevadas que las de menor TOC.

- **Tipo de Querógeno**

Los querógenos de todas las formaciones estudiadas son principalmente sapropélicos debido al ambiente de depositación marino (querógeno tipo II). Sin embargo, muchas formaciones también poseen aportes de materia orgánica terrígena (querógeno tipo III). Este es el caso de las formaciones Vaca Muerta, Marcellus, Haynesville e Eagle Ford. Los plays de Woodford, Barnett y Bakken presentan solamente un querógeno tipo II.

- **Madurez Térmica**

Todos los plays estudiados poseen rangos de ventanas de generación de petróleo (Ro: 0.6% - 1.2%) y de gas (Ro: 1.3% - 3%), a excepción de la Formación de Bakken que presenta únicamente ventana de petróleo. El rango de madurez térmica de la materia orgánica presente en la Formación Vaca Muerta permite encontrar ventanas de generación tanto de petróleo como de gas. En términos generales, la madurez de la formación aumenta de este a oeste.

### 9.2.4. Consideraciones Petrofísicas

- **Gradiente de Presión**

La Formación Vaca Muerta se encuentra altamente sobrepresurizada, presentando gradientes de presión entre 0.67 psi/ft hasta 0.97 psi/ft. Los valores de gradiente de presión superan incluso a la Formación de Haynesville que es la formación de shale más sobrepresurizada de Estados Unidos con valores de 0.92 psi/ft (ver Figura 8.11). Este dato es particularmente importante sobre todo para la producción de gas y condensado donde la sobrepresión de la formación podría jugar un papel importante para la producción de dichos fluidos. Una de las posibles razones de las bajas tasas de declinación encontradas en la Formación Vaca Muerta tanto para los pozos de petróleo como para los de gas comparados con sus homólogos norteamericanos podría deberse a los elevados gradientes de presión encontrados en dicha formación.

- **Densidad de formación**

La densidad en todos los plays adopta un rango similar de valores. Generalmente, se encuentra en el intervalo de 2.30 g/cm<sup>3</sup> -2.75 g/cm<sup>3</sup> (véase Figura 8.12) y varía inversamente con la cantidad de TOC presente.



- **Porosidad**

Los rangos de porosidad de las formaciones estudiadas va entre el 3% hasta el 15%. Vaca Muerta presente un intervalo de porosidad que va desde el 3% hasta el 10% (ver Figura 8.13).

- **Permeabilidad**

El intervalo de permeabilidades que presenta Vaca Muerta se encuentra dentro de los valores más elevados (60 nD - 200 nD) solamente siendo superado por las formaciones de Haynesville (100 nD – 4000 nD) e Eagle Ford (700 nD – 3000 nD), véase Figura 8.14.

### 9.2.5. Consideraciones Geomecánicas

- **Mineralogía**

El bajo rango de contenido de arcilla (véase Figura 8.13), menor al 40%, coloca a la Formación Vaca Muerta como un excelente play prospectivo dado que a menor cantidad de arcilla la roca tiende a tener un comportamiento frágil propenso a la fractura. En contraste, todos los plays norteamericanos estudiados poseen rangos superiores de contenido de arcilla, esto se observa dado que están corridos hacia la derecha en el diagrama ternario de carbonato-cuarzo-arcilla (Figura 8.13).

- **Módulo de Young**

Todos los plays estudiados poseen valores de los módulos de Young que se encuentran dentro del rango de los criterios de corte (mayor a 3.5 Mpsi) para considerar a la formación prospectiva desde el punto de vista geomecánico, véase Figura 8.16.

- **Relación de Poisson**

Todos los plays estudiados poseen valores de la Relación de Poisson que se encuentran dentro del rango de los criterios de corte (menor a 0.25) para considerar a la formación prospectiva desde el punto de vista geomecánico, ver Figura 8.17.

### 9.2.6. Características de las Terminaciones

Se hablará exclusivamente de las terminaciones realizadas en los pozos verticales de Loma Campana (ya que son los únicos datos de los que se dispone). Las características de las terminaciones en las formaciones norteamericanas difieren bastante de las realizadas en Vaca Muerta. Primeramente, los pozos realizados en Loma Campana son principalmente verticales, cuando en los plays de Estados Unidos se utiliza la técnica de perforación horizontal. En segundo lugar, la cantidad de etapas realizadas en Loma Campana es de 3-5 mientras que en las formaciones americanas, en promedio, ronda las 15 etapas, incrementándose año tras año el número de fracturas. Solamente en la Formación de Barnett la cantidad de fracturas es de entre 3-6. Por otra parte, el volumen de agua utilizado por etapa de fractura en Vaca Muerta que es de 1100 m<sup>3</sup> es menor al de los plays norteamericanos que va desde los 1400 m<sup>3</sup> hasta los 2700 m<sup>3</sup> por fractura, con excepción de la Formación de Bakken en la que se utilizan 290 m<sup>3</sup> por fractura. Asimismo, la cantidad de bolsas de agente de sostén es máxima en Loma Campana utilizándose 5000 Sk mientras que en los plays de Estados Unidos varía entre 1500 Sk hasta 4000 Sk. Finalmente, el propante mayormente utilizado en todos los plays es arena (muchas veces recubierta con resinas) de tamaño 100 mesh.



### 9.2.7. Características de Producción

La producción de Vaca Muerta a Diciembre de 2015 ronda los 3.25 Mm<sup>3</sup>/día de petróleo y 2.5 MMSMCD de gas, principalmente debido a la operación en la zona de Loma Campana. Se puede observar dos grandes diferencias con los plays de Estados Unidos (véase Figura 8.19). En primer lugar, los plays norteamericanos están siendo explotados mayoritariamente para producir gas, a diferencia de Vaca Muerta donde la producción actual es mayoritariamente petrolera. En segundo lugar, las formaciones estadounidenses poseen producciones diarias significativamente mayores a la de Vaca Muerta. A Diciembre de 2015, Marcellus posee una producción de gas de 450 MMSMCD, Haynesville una producción de gas de 176 MMSMCD, Eagle Ford una producción de gas de 182 MMSMCD y 202 Mm<sup>3</sup>/día de petróleo, Barnett una producción de 125 MMSMCD de gas y Bakken 176 MMSMCD de gas y 44 Mm<sup>3</sup>/día de petróleo.

Con relación a la cantidad de pozos perforados, también existe un salto de escala entre la cantidad de pozos perforados en Vaca Muerta y los plays de Estados Unidos. Vaca Muerta posee un total de 550 pozos en producción a Diciembre de 2015 mientras que Marcellus posee un total de 16 000 pozos perforados, Haynesville 3500 pozos, Eagle Ford 19 000 pozos, Woodford 3 500 pozos, Barnett 24 000 pozos y Bakken 9500 pozos.

### 9.3. Análisis de la Producción en Vaca Muerta

Como ya se ha mencionado, más del 86% de los pozos en producción de la Formación Vaca Muerta son de la empresa YPF. Su actividad se centra en el área de explotación Loma Campana, yacimiento que posee producción tanto de petróleo negro (GOR: 241 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) como de petróleo volátil (1400 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>), este y oeste del área de concesión respectivamente. La diferencia de GOR presente en el área se debe al incremento de la madurez térmica, índice que varía entre 0.80 al este hasta 1.2 al oeste del yacimiento. El corte de agua en el yacimiento adopta un valor medio del 40%. Inicialmente se comenzaron a perforar 2 pozos por pad, luego se pasó a 4 pozos por pad y actualmente la tendencia es la de perforar 8 pozos por pad. El distanciamiento entre pads oscila entre los 200 a los 250 metros. En Loma Campana se han perforado tanto pozos verticales como horizontales. Los pozos verticales poseen una producción inicial de 30 m<sup>3</sup>/día y recuperaciones de 5Mm<sup>3</sup> al año de producción, 7 Mm<sup>3</sup> en el segundo año de producción y 9.3Mm<sup>3</sup> en el tercer año de producción. Los pozos horizontales perforados durante el año 2014 han presentado una producción inicial promedio de 58 m<sup>3</sup>/día. Además, los pozos horizontales perforados durante el año 2012, con una producción inicial promedio de 32 m<sup>3</sup>/día, han alcanzado acumuladas de 6.5, 10.5 y 11.8 Mm<sup>3</sup> en el primer, segundo y tercer año de producción respectivamente.

Otras empresas que operan en dicha formación, en orden de actividad, son: Total Austral, Pluspetrol, Capex, Wintershall-GyPN y Chevron, entre otras.

Las principales áreas en ventana de gas de la formación que se encuentran en operación, por orden de actividad, son: El Orejano (YPF), Aguada Pichana (Total), Rincón de la Ceniza (Total), Pampa de las Yeguas (Total), Cerro Partido (YPF) y las Tacanas (YPF).

### 9.4. Consideraciones del Análisis Declinatorio e Indicadores de Producción

Con respecto a los pozos de petróleo tanto verticales como horizontales analizados para la zona de Loma Campana, se observan tres características que los diferencian de los plays de Estados Unidos. En primer lugar, los extendidos tiempos de flujo transitorio en relación con los plays norteamericanos. El flujo lineal, característico de la alta conductividad en las fracturas, presente en los pozos de Loma Campana se extiende más allá de los 3 años de producción cuando en las



formaciones de Estados Unidos hacia los 3 años de producción, en promedio, se alcanza la condición de flujo estabilizado (Boundary Dominated Flow). Esta característica repercute positivamente en la producción acumulada para los pozos de Vaca Muerta. En segundo lugar, los pozos verticales de Loma Campana poseen un EUR por unidad de fracturas mayor, en promedio, que los pozos de petróleo de Woodford, Eagle Ford y Bakken, véase Figura 8.24. Finalmente, la tasa de declinación en función del tiempo es menor en los pozos de Loma Campana que en los plays norteamericanos comparados (véase Figura 8.22). Esto significa que los pozos de Loma Campana declinan más lentamente que sus análogos estadounidenses.

Los pozos de gas del área del Orejano presentan conclusiones similares. Tiempos muy extendidos de flujo transitorio lo cual imposibilita la determinación de la producción acumulada a 30 años y bajas tasas de declinación (49% de declinación en el primer año de producción) en comparación a los plays americanos (55-80% de declinación en el primer año de producción).

### 9.5. Modelo Declinatorio UEDM

El modelo declinatorio UEDM fue desarrollado con el objetivo brindar una correlación alternativa para la estimación de la producción acumulada basándose en el comportamiento del parámetro  $b$  de la ecuación de Arps para pozos no convencionales. A partir del análisis de los pozos tipos de las formaciones analizadas se observa que dicho modelo reproduce el comportamiento de los datos empíricos en todas las formaciones analizadas a excepción del pozo tipo de El Orejano.

### 9.6. Análisis Crítico de los Modelos Declinatorios

Como aporte de este trabajo se detallarán las ventajas y limitaciones de cada modelo basado en el análisis de su comportamiento en las formaciones estudiadas.

Una aclaración importante de mencionar: de aquí en adelante cuando se habla de tiempo infinito es equivalente a decir que se alcanzó el régimen de flujo estabilizado o BDF.

1. **Arps Hiperbólico (Hyp):** su aplicación es válida únicamente para pozos con flujo estabilizado (BDF). Si se lo aplica en pozos con flujos transitorios extendidos ( $b > 1$ ) tenderá a sobrestimar la producción acumulada.
2. **Fetkovich:** su aplicación es válida únicamente para pozos en BDF. Si se lo aplica durante el régimen transitorio ( $n > 1$ ) tiende a sobrestimar la producción acumulada.
3. **Stretched Exponential (SE):** no modela correctamente el comportamiento del parámetro  $b$ . El modelo presenta un comportamiento lineal (con pendiente negativa) cuando en realidad los datos empíricos adoptan una curva con forma de “s” invertida. Para poder aplicarlo se debe contar con datos en los cuales se evidencie la transición de flujo transitorio hacia flujo estabilizado.

En los tiempos iniciales de la producción, el parámetro  $b$  del modelo SE tiende a infinito cuando en realidad los datos experimentales demuestran que el mismo se encuentra acotado.

$$\lim_{t \rightarrow 0} b_{SE}(t) = \lim_{t \rightarrow 0} \frac{1-n}{n} \tau^n t^{-n} = \infty. \quad [9.01]$$



Finalmente, el modelo SE tiende a predecir valores más conservadores que los modelos Hiperbólico y Fetkovich. Esto se debe a que cuando el tiempo tiende a infinito (BDF), el parámetro b del modelo tiende a cero y la declinación se convierte en una exponencial.

$$\lim_{t \rightarrow \infty} b_{SE}(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{1-n}{n} \tau^n t^{-n} = 0. \quad [9.02]$$

4. **Power Law Exponential (PLE):** las limitaciones de este modelo son idénticas a las del modelo SE. En tiempos iniciales el modelo PLE predice valores de b que tiende a infinito:

$$\lim_{t \rightarrow 0} b_{PLE}(t) = \lim_{t \rightarrow 0} \frac{\widehat{D}_i(1-n)nt^n}{(D_\infty t + \widehat{D}_i nt^n)^2} = \infty. \quad [9.03]$$

Los valores de producción acumulada tienden a ser conservadores, ya que cuando el tiempo tiende a infinito (BDF), el parámetro b se anula:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} b_{PLE}(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{\widehat{D}_i(1-n)nt^n}{(D_\infty t + \widehat{D}_i nt^n)^2} = 0. \quad [9.04]$$

5. **Duong (DNG):** este modelo fue desarrollado tomando como base el régimen de flujo transitorio dominante en los tiempos iniciales de los pozos de tight y shale gas. Debe tenerse especial precaución al extrapolarlo a tiempos finales de producción dado que no toma en cuenta el cambio de régimen de flujo transitorio a flujo estabilizado. Razón por la cual tiende a sobrestimar la producción acumulada. Esto se observa ya que la pendiente en la gráfica q/Q (igual al parámetro m del modelo) no tiende a mantenerse constante sino que disminuye conforme cambia el régimen de flujo de transitorio a BDF.

Por otra parte, el modelo de Duong no representa de forma correcta al parámetro b. A tiempos iniciales el modelo de Duong predice que el valor de b tiende a cero cuando en la realidad  $b > 1$  al inicio de la producción en los pozos no convencionales.

$$\lim_{t \rightarrow 0} b_{DNG}(t) = \lim_{t \rightarrow 0} \frac{mt^m(t^m - at)}{(at - mt^m)^2} = 0. \quad [9.05]$$

Otro punto a tener en cuenta es el criterio de convergencia para la producción acumulada del modelo de DNG. La ecuación de Duong supone que la pendiente de la gráfica q/Q sea mayor a la unidad, esto implica  $m > 1$ . Si  $m < 1$ , entonces el modelo diverge. Esto puede observarse tomando el límite de b cuando el tiempo tiende a infinito (BDF).

$$\lim_{t \rightarrow \infty} b_{DNG}(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{mt^m(t^m - at)}{(at - mt^m)^2} = \frac{1}{m}. \quad [9.06]$$

$$\text{si } m > 1 \Rightarrow \lim_{t \rightarrow \infty} b_{DNG}(t) = \frac{1}{m} < 1$$

$$\text{si } m < 1 \Rightarrow \lim_{t \rightarrow \infty} b_{DNG}(t) = \frac{1}{m} > 1$$

Finalmente, la estimación de la producción acumulada se encuentra justamente vinculada al valor del parámetro b en el régimen de flujo estabilizado. Si el valor experimental del



parámetro  $b$  cuando se alcanza el régimen de flujo estabilizado es considerablemente menor que el valor  $1/m$ , entonces el modelo de DNG tenderá a sobrestimar la producción acumulada. Es decir, cuanto más grande sea la diferencia  $1/m - b_{BDF}$  mayor será el error que se cometa con este modelo. En otras palabras, sabemos que el parámetro  $m$  es un valor superior pero cercano a la unidad lo que implica que  $1/m < \sim 1$ , entonces cuando sea  $b_{BDF} \ll 1$  el modelo tenderá a sobrestimar el caudal y la producción acumulada.

6. **Logistic Growth Model (LGM):** es un modelo que reproduce correctamente el comportamiento de los parámetros  $D$  y  $b$ . Sin embargo, en algunos casos no proporciona un buen ajuste de los datos experimentales. Para lograr un buen ajuste debería contarse con datos que evidencien la transición de flujo transitorio a flujo estabilizado.

Una limitación que posee el modelo LGM es el valor del parámetro  $b$  en los tiempos iniciales de producción. En general, se observa que el valor de  $b$  calculado con el modelo tiende a ser mayor que el valor obtenido a través de los datos experimentales. Esto se debe a que la expresión del parámetro  $b$  obtenida con el modelo LGM puede adoptar valores muy grandes dependiendo del valor de  $n$  (ecuación 9.08). Es decir, si  $t = 0$  en la expresión [2.89] entonces:

$$b_{LGM}(t = 0) = \frac{a^2(1 - n) - 2a(n^2 - 1)0^n + (n + 1)0^{2n}}{[a(1 - n) + (n + 1)0^n]^2} = \frac{1}{1 - n}. \quad [9.07]$$

$$1 < b_{LGM}(t = 0) = \frac{1}{1 - n} < \infty, \quad \text{cuando } 0 < n < 1 \quad [9.08]$$

Otra limitación propia de este modelo es el rango de valores que puede adoptar  $b$  cuando se alcanza el flujo estabilizado. Si el valor experimental de  $b$  resulta menor a  $\frac{1}{2}$  cuando se alcanza el flujo estabilizado (BDF), el modelo no reproducirá correctamente su comportamiento ya que el valor del parámetro  $b$  calculado mediante el modelo LGM queda acotado entre  $\frac{1}{2}$  y  $1$  debido a que  $0 < n < 1$ . En consecuencia, el modelo LGM no debería aplicarse cuando en flujo estabilizado se tenga un valor de  $b_{BDF} < \frac{1}{2}$ .

$$\lim_{t \rightarrow \infty} b_{LGM}(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{a^2(1 - n) - 2a(n^2 - 1)t^n + (n + 1)t^{2n}}{[a(1 - n) + (n + 1)t^n]^2} = \frac{1}{1 + n}. \quad [9.09]$$

$$\frac{1}{2} < \lim_{t \rightarrow \infty} b_{LGM}(t) = \frac{1}{1 + n} < 1, \quad \text{cuando } 0 < n < 1 \quad [9.10]$$

7. **Unconventional Empirical Decline Model (UEDM):** se encuentra basado en un ajuste empírico del comportamiento del parámetro  $b$  para pozos no convencionales. En base a los ajustes realizados, se observa que proporciona un ajuste muy preciso.

Es una ecuación consistente con el modelo de Arps dado que se reduce a la ecuación Hiperbólica cuando  $b_0$  es igual a  $b_{\infty}$ . Recordando la expresión del modelo UEDM para el parámetro  $b$ :



$$b(t) = b_0 - (b_0 - b_\infty)e^{-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n}, \quad [2.75]$$

cuando  $b_0 = b_\infty$  tenemos que:

$$b(t) = b_0 = b = \text{constante}, \quad [9.11]$$

siendo

$$b = \frac{d(1/D)}{dt}. \quad [2.47]$$

Integrando [2.47], obtenemos [2.48]:

$$D = \frac{D_i}{1 + bD_it}. \quad [2.48]$$

Recordando que la tasa de declinación D se vincula con el caudal q mediante [2.46]

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d(\ln q)}{dt}. \quad [2.46]$$

Integrando [2.46] se obtiene [2.52]

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_it)^{1/b}}, \quad [2.52]$$

Siendo [2.52] la expresión de la declinación Hiperbólica (Hyp).

Debe evitarse al aplicar el modelo UEDM en tiempos iniciales de producción cuando no se evidencie la transición del flujo transitorio a BDF. En dicho caso se tendería a sobrestimar el valor de  $b_\infty$ , pudiendo resultar las producciones acumuladas demasiado optimistas.

Finalmente, es importante remarcar que la condición de  $b_\infty < 1$  garantiza la convergencia del modelo UEDM. Es decir,

$$\text{si } b_\infty < 1 \Rightarrow \lim_{t \rightarrow \infty} q_{UEDM} = \lim_{t \rightarrow \infty} q_0 e^{-\int_0^t \frac{1}{\frac{1}{D_0} + \int_0^t (b_0 - (b_0 - b_\infty)e^{-\left(\frac{\tau}{\tau}\right)^n}) dt} dt} = 0. \quad [9.12]$$



# *10. Referencias*



### 10.1. Referencias Bibliográficas

- [1]. Adiguna, H. *Comparative Study for the Interpretation of Mineral Concentrations, Total Porosity, and TOC in Hydrocarbon-Bearing Shale from Conventional Logs. Master of Science Thesis in Engineering.* University of Texas at Austin. December 2012.
- [2]. Agrawal, A. *A Technical and Economic Study of Completion Techniques in Five Emerging U.S. Gas Shale Plays.* Master of Science Thesis. Texas A&M University, 2009.
- [3]. Arps, J. *Analysis of Decline Curves.* AIME 160, 1945.
- [4]. Arthur, J. Bohm, B. Coughlin B. Layne, M. *Evaluating the Environmental Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs.* 2009 SPE Americas E&P Environmental & Safety Conference, San Antonio, TX. SPE 121038.
- [5]. Arthur, M. *The Marcellus and Utica Shales Geologic Considerations.* Marcellus Center for Outreach and Research, Pennsylvania State University, 2011.
- [6]. Asana Wasaki, A. Yucel Akkutlu, I. *Permeability of Organic Rich Shale.* SPE 170830 MS, 2014.
- [7]. Askenazi, A. Biscayart, P. Cáneva, M. Montenegro, S. Moreno, M. *Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU.* SPE, Concurso de Jóvenes Profesionales, 2013.
- [8]. Backford, M. *Electrostratigraphy, Thickness, and Petrophysical Evaluation of the Woodford Shale, Arkoma Basin, Oklahoma.* Master of Science Thesis, Oklahoma State University, 2007.
- [9]. Barredo, S. Stinco, L. *A Geodynamic View of Oil and Gas Resources Associated to the Unconventional Shale Reservoirs of Argentina.* Unconventional Resources Technology Conference. URTeC ID Number: 1593090. Agosto 2013.
- [10]. Barredo, S. Stinco, L. *Vaca Muerta Formation: An Example of Shale Heterogeneities Controlling Hydrocarbon's accumulations.* URTeC ID Number: 1922563. Agosto 2014.
- [11]. Bowker, K. *Barnett shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion.* AAPG Bulletin, v. 91, no. 4, pages 523–533, April, 2007.
- [12]. Breyer, J. *Shale Reservoirs: Giant Resources for the 21<sup>st</sup> Century.* AAPG Memoir 97, 2012.
- [13]. Britt, L. Schoeffler, J. *The Geomechanics of a Shale Play: What Makes a Shale Prospective!* SPE 125525, 2009 .
- [14]. Brooks, J. Fleet, A. *Marine Petroleum Source Rocks.* Geological Society Special Publication N° 26, 1987.
- [15]. Browman, T. *Direct Method for Determining Organic Shale Potential from Porosity and Resistivity Logs to Identify Possible Resource Plays.* AAPG Annual Convention & Exhibition, April 2010.



- [16]. Bruner, K. Smosna, R. *A Comparative Study of The Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin*. National Energy Technology Laboratory, Department of Energy. 2011.
- [17]. Bust, V. Majid, A. Oletu, J. Worthington, P. *The Petrophysics of Shale Gas Reservoirs: Technical Challenges and Pragmatic Solutions*. International Petroleum Technology Conference, IPTC N° 14631, 2011.
- [18]. Caldwell, C. *Rock types and lithostratigraphy of the Devonian Woodford Shale, Anadarko Basin, west-central Oklahoma*. Adapted from poster presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, California, April 22-25, 2012.
- [19]. Cardott, B. *Woodford Shale: From Hydrocarbon Source Rock to Reservoir*. AAPG, 2013.
- [20]. Cardott, B. *Woodford Shale Play Update: Expanded Extent in the Oil Window*. AAPG, 2014.
- [21]. Chong, K. Grieser, W. Passman, A. Tamayo, C. Modeland, N. Burke, B. *A Completions Guide Book to Shale-Play Development: A Review of Successful Approaches Towards Shale-Play Stimulation in the Last Two Decades*. CSUG/SPE 133874.
- [22]. Clark, A. *Decline Curve Analysis in Unconventional Resource Plays Using Logistic Growth Models*. Master of Science in Engineering Thesis. University of Texas at Austin, 2011.
- [23]. Cluff, B. Miller, M. *Log Evaluation of Shale Gas: a 35-year Perspective*. DWLS luncheon, April 2010.
- [24]. Hughes, D. *Drilling California. A reality check on the Monterey Shale*. Post Carbon Institute, December 2013.
- [25]. Duong, A. *Rate Decline Analysis for Fracture-Dominated Shale Reservoirs*. SPE 117748, 2011.
- [26]. Economides, M. Martin, T. *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*. ET Publishing, 2007.
- [27]. Elston, H. *Mineralogical and Geochemical Assessment of Eagle Ford Shale*. Bachelor of Science Thesis, The Ohio State University, 2014.
- [28]. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy. *Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays*. July 2011a.
- [29]. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy. *Marcellus Shale Play, Appalachian Basin*. 6/1/2011b.
- [30]. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy. *Haynesville-Bossier Shale Play, Texas-Louisiana Salt Basin*. 6/1/2011c.



- [31]. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy. *Barnett Shale, Ft. Worth Basin, Texas*. 6/1/2011d.
- [32]. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy. *Fayetteville Shale, Arkoma Basin, Arkansas*. 6/1/2011e.
- [33]. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside de United States*. US, June 2013.
- [34]. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy. *Annual Energy Outlook 2014: with Projections to 2040*. April, 2014a.
- [35]. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy. *Eagle Ford Shale Play, Western Gulf Basin, South Texas*. 29/29/2014b.
- [36]. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy. *Updates to the EIA Eagle Ford Maps*. 2014c.
- [37]. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy. *Shale Gas and Oil Plays, Lower 48 States*. January 2015a.
- [38]. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy. *Drilling Productivity Report*. December 2015b.
- [39]. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy. *Shape Files for Marcellus shale play boundaries, elevations and isopachs*. 2015c.
- [40]. Eshkalak, M. , Mohaghegh, S. Esmaili, S. Synthetic, *Geomechanical Logs for Marcellus Shale*. SPE-163690-MS, 2013.
- [41]. Euzen, T. *Shale Gas. An Overview*. IFP Technologies Canada. October, 2011.
- [42]. Fetkovich, M. *Decline Curve Analysis Using Type Curves*. Phillips Petroleum Company, 1980.
- [43]. Fulford, D. Blasingame, T. *Evaluation of Time-Rate Performance of Shale Wells using the Transient Hyperbolic Relation*. SPE 167242, 2013.
- [44]. Gaffney, Cline & Associates. *In Place Volume Assessment For Designated Section of Covunco Norte-Sur and El Corte Blocks Vaca Muerta Formation*. September, 2014.
- [45]. Glorioso, J. Rattia, A. *Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas*. SPE 153004, 2012.
- [46]. Gong, X. Tian, Y. McVay, D. Ayers, W. Lee, J. *Assessment of Eagle Ford Shale Oil and Gas Reserves*. SPE 167241, 2013.



- [47]. Guo, Q. Ji, L. Rajabov, V. Friedheim, J. Wu, R. *Marcellus and Haynesville Drilling Data: Analysis and Lessons Learned*. SPE 158894, 2012.
- [48]. Gupta, N. Rai, C. Sondergeld, C. *Petrophysical Characterization of the Woodford Shale*. *Petrophysics*, Vol. 54, N°4, Pages 368–382, August 2013.
- [49]. Gutierrez Schmidt, N. *Reservorios shale-Fm. Vaca Muerta. Resumen estadístico de producción de petróleo y datos de pozo. Área Loma Campana-Provincia de Neuquén. Julio de 2010 a Junio de 2015*. Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, Provincia de Neuquén, Agosto 2015.
- [50]. Harbor, R. *Facies Characterization and Stratigraphic Architecture of Organic Rich Mudrocks, Upper Cretaceous Eagle Formation, South Texas*. Master of Science Thesis, University of Texas at Austin, 2011.
- [51]. Havens, J. Batlze, M. *Minimum Horizontal Stress in the Bakken Formation*. ARMA 11-322, 2011.
- [52]. Havens, J. *Mechanical Properties of the Bakken Formation*. Master of Science Thesis. Colorado School of Mines, 2010.
- [53]. Holditch, S. Ayers, W. *How Technology Will Expand the Development of Unconventional Gas, Worldwide*. Texas A&M University, 2009.
- [54]. Hughes, D. *Drilling Deeper: A Reality Check on the U.S. Government Forecasts For a Lasting Tight Oil & Shale Gas Boom*. Post Carbon Institute, 2014.
- [55]. Hui Jin, Sonnenberg, S. *Characterization for Source-Rock Potential of the Bakken Shales in the Williston Basin, North Dakota and Montana*. Adapted from oral presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania, May 19-22, 2013
- [56]. Hunt, J. *Petroleum Geochemistry and Geology*. Second Revised Edition, Freeman and Company, 1995.
- [57]. Ilk, D. Rushing, J. Perego, A. Blasingame, T. *Exponential vs. Hyperbolic Decline in Tight Gas Sands-Understanding the Origin and Implications for Reserve Estimates Using Arps' Decline Curves*. SPE 116731, 2008.
- [58]. Indras, P. *Applying Decline Curve Analysis In The Liquid-Rich Shales: Eagle Ford Shale Study*. Master of Science Thesis. Texas A&M University, 2014.
- [59]. Jarvie, D. *Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 1-Shale Gas Resource Systems*. AAPG, Memoir 97, 2012a.
- [60]. Jarvie, D. *Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2-Shale Oil Resource Systems*. AAPG, Memoir 97, 2012b.
- [61]. Javadpour, F. Fisher, M. Unsworth, M. *Nanoscale Gas Flow in Shale Gas Sediments*. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Volume 46, N°10. October 2007.



- [62]. Kane, J. *Petrophysical Characterization of the Barnett Shale: Progress Report*. Bureau of Economic Geology, 2006.
- [63]. Kale, S. Rai, C. Sondergeld, C. *Petrophysical Characterization of Barnett Shale*. SPE 131770, 2010.
- [64]. Klentzman, J. *Geochemical Controls on Production in the Barnett Shale, Fort Worth Basin*. Master of Science Thesis, Baylor University. 2009.
- [65]. Kulkarni, P. *Developing the Woodford. An nconventional Play with conventional E&P Constraints*. World Oil, 2011.
- [66]. Lafargue, E. *Rock Eval 6 Applications in Hydrocarbon Exploration, Production and Soils Contamination Studies*. Oil & Gas Science and Technology, 1998.
- [67]. LeCompte, B. Hursan, G. *Quantifying Source Rock Maturity from Logs: How to Get More Than TOC from Delta Log R*. SPE 133128, 2010.
- [68]. Lee, D. Herman, J. Elsworth, D. Kim, H. Lee, H. *A Critical Evaluation of Unconventional Gas Recovery from the Marcellus Shale, Northeastern United States*. KSCE Journal of Civil Engineering, 2011.
- [69]. Lee, J. Slide, R. *Gas Reserves Estimation in Resource Plays*. SPE Economics & Management, 2010.
- [70]. LeFever, J. *Structure on the Top of Bakken Formation*. North Dakota Geological Survey, 2008a.
- [71]. LeFever, J. *Isopach of the Bakken Formation*. North Dakota Geological Survey, 2008b.
- [72]. Legarreta, L. Villar, H. *Argentina Basins. Geological and Geochemical Keys of the Potential Shale Resources*. AAPG GTW, Buenos Aires, Argentina. Junio 2011.
- [73]. Liddle, J. *Accelerating the Unconventional Learning Curve*. Empresa: Cameron. Presentación en el 2do Congreso Latinoamericano y del Caribe de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos. Octubre, 2015.
- [74]. López Anadón, E. *El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2014.
- [75]. Magoon, B. Dow, G. *The Petroleum System-From Source to Trap*. AAPG, Memoir 60, 1994.
- [76]. Martin, J. Hill, D. Lombardi, T. Nyahay, R. *A Primer on New York's Gas Shales*. New York State Energy Research and Development Authority. Albany, New York. 2009.
- [77]. Mba, K. Prasad, M. Batzle, M. *The Maturity of Organic-Rich Shales Using Micro-Impedance Analysis*. Colorado School of Mines, Search and Discovery Article #40675, 2010.
- [78]. Miceli Romero, A. *Subsurface and Outcrop Organic Geochemistry of The Eagle Ford Shale (Cenomanian-Coniacian) in West, SouthWest, Central and East Texas*. Doctor of Philosophy Thesis. University of Oklahoma, 2014.



- [79]. Miceli Romero, A. Philp, R. *Organic Geochemistry of the Woodford Shale, southeastern Oklahoma: How variable can shales be?*. AAPG Bulletin V.96 No.3. March 2012.
- [80]. Morsi, S. *Experimental and Simulation Study of Improved Oil Recovery in Shale Formations*. Master of Science Thesis, Texas Tech University, 2014.
- [81]. Okouma, V. Symmons, D. Hosseinpour-Zonoozi, N. Ilk, D. Blasingame, T. Practical Considerations for Decline Curve Analysis in Unconventional Reservoirs – Application of Recently Developed Time-Rate Relations. SPE 162910, 2012.
- [82]. Peng Wu. Aguilera, R. *Uncertainty Analysis of Shale Gas Simulation: Consideration of Basic Petrophysical Properties*. SPE 167236, 2013.
- [83]. Perry, F. Kelley, R. Dobson, P. Houseworth, J. *Regional Geology: A GIS Database for Alternative Host Rocks and Potential Siting Guidelines*. U.S. Department of Energy, January 2014.
- [84]. Pollastro, R. Jarvie, D. Hill, R. Adams, C. *Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend arch-Fort Worth Basin, Texas*. AAPG Bulletin, April 2007.
- [85]. Rathone, P. Bass, R. *Unconventional Gas. The potential impact on UK Gas Prices*. Department of Energy and Climate Change, 2012.
- [86]. Sales, T. Giusiano, A. Gutierrez Schmidt, N. Alonso, J. Muñoz, O. *Controles Estratigráficos sobre Propiedades de la Roca en los Shales de la Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, Provincia de Neuquén. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el Horizonte Energético*, 2014.
- [87]. Saneifar, M. Aranibar, A. Heidari, Z. *Rock Classification in the Haynesville Shale-Gas Formation Based on Petrophysical and Elastic Rock Properties Estimated from Well Logs*. SPE 166328, 2013.
- [88]. Schlumberger. *HiWay Increases Condensate Production by 43% in the Eagle Ford Shale*. 2012.
- [89]. Simenson, A. *Depositional Facies and Petrophysical Analysis of the Bakken Formation, Parshall Field, Mountrail County, North Dakota*. Colorado School of Mines, 2010.
- [90]. Singh, H. Javadpour, F. *Nonempirical Apparent Permeability of Shale*. SPE 168724 / URTEC 1578037, 2013.
- [91]. Silver, B. *Brockton-Froid Lineament: Not a Factor in Bakken Resource Play*. 2010.
- [92]. Soeder, D. *Petrophysical Characterization of the Marcellus & Other Gas Shales*. National Energy Technology Laboratory, Department of Energy, 2011.
- [93]. Sondergeld, C. Newsham, K. Comisky, J. Rice, M. Rai, C. *Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources*. SPE 131768, 2010.



- [94]. Sone, H. Zoback, M. *Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks — Part 1: Static and dynamic elastic properties and anisotropy*. GEOPHYSICS, VOL. 78, NO. 5 September-October, 2013.
- [95]. Spellman, F. *Environmental Impact of Hydraulic Fracturing*. CRC Press, 2013.
- [96]. Stevens, P. *The Shale Gas Revolution': Developments and Changes*. Chatham House, 2012.
- [97]. Taylor, T. *Lithostratigraphic and Petrophysical Analysis of the Middle Devonian Marcellus Shale at the Mamont Prospect, Westmoreland County, Pennsylvania*. TigerPrints, Clemson University, 2014.
- [98]. Tissot, B. Welte, D. *Petroleum Formation and Occurrence*. Second and Revised Edition, Springer Verlag, 1984.
- [99]. United States Geological Survey (USGS). *Assessment of Undiscovered Oil Resources in the Bakken and Three Forks Formation, Willinston Basin Province, Montana, North Dakota and South Dakota, 2013*.
- [100]. United States Geological Survey (USGS). *Petroleum Systems and Geologic Assessment of Oil and Gas in the Southern of Wyoming Province, Wyoming, Colorado, and Utah. Chapter 9*, 2005.
- [101]. Villar, H. *Evaluación de Rocas Generadoras: Técnicas de "screening" y microscópicas. Curso de Geoquímica del Petróleo y el Gas Natural*. Curso Posgrado Anual de Geociencias Aplicadas a la Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Instituto del Gas y del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires, Argentina. 2014.
- [102]. Valkó, P. *Assigning Value to Stimulation in the Barnett Shale: A Simultaneous Analysis of 7000 Plus Production Histories and Well Completion Records*. SPE 119369, 2009.
- [103]. Vermynen, J. *Geomechanical Studies of the Barnett Shale, Texas, USA*. Doctor of Philosophy Thesis, Stanford University, May 2011.
- [104]. Vernik, L. Khadeeva, Y. Tuttle, C. *Rock Physics of Organic Shale and Its Implication*. Marathon Oil Corporation, 2013.
- [105]. Wang, F. Hammes, U. *Key Factors Affecting Fluid Flow in Geopressured Haynesville Shale*. AAPG Search and Discover, Article N°90104. 2010.
- [106]. Wang, G. Carr, T. *Organic-rich Marcellus Shale lithofacies modeling and distribution pattern analysis in the Appalachian Basin*. American Association of Petroleum Geologists, 2013.
- [107]. Willis, M. *Upscaling Anisotropic Geomechanical Properties Using Backus Averaging and Petrophysical Clusters in the Vaca Muerta Formation*. Master of Science Thesis. Colorado School of Mines, 2013.



- [108]. Workman, J. *Integrating Depositional Facies and Sequence Stratigraphy in Characterizing Unconventional Reservoirs: Eagle Ford Shale, South Texas*. Master of Science Thesis Western Michigan University, 2012.
- [109]. Yen, T. Chilingarian, G. *Oil Shales*. Developments in Petroleum Science, Elsevier, 1976.
- [110]. Younes, A. Moore, H. Suurmeyer, N. Smith, P. Sandstrom, M. *Development of Mechanically Layered Haynesville-Bossier Shale Gas Play*. AAPG Annual Convention and Exhibition, Texas, USA, April 2011.
- [111]. YPF. *Vaca Muerta Shale Oil*. 2012.
- [112]. Zhang, T. Sun W. Ruppel, S. *Hydrocarbon Geochemistry and Pore Characterization of Bakken Formation and Implication to Oil Migration and Oil Saturation*. Search and Discovery Article #80321, 2013.

## 10.2. Referencias de Internet

- [I]. <http://oilandgas-investments.com/2013/oil-and-gas-financial/illinois-new-albany-shale-oil/>
- [II]. <http://www.rosepetroleum.com/press/pressreleases/view/433>
- [III]. <http://geology.utah.gov/geologic-resources/energy/oil-gas/shale-gas/cretaceous-shale-gas-resources/>
- [IV]. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-05-21/eia-cuts-monterey-shale-estimates-on-extraction-challenges-1->
- [V]. <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>
- [VI]. <http://aapgbull.geoscienceworld.org/content/88/1/115/F4.expansion.html>
- [VII]. <http://shaleroyalty.org/graphs/>
- [VIII]. <http://lingo1.cast.uark.edu/HaynesvillePublic/about/index.htm>
- [IX]. <http://info.drillinginfo.com/>
- [X]. <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/major-oil-gas-formations/eagle-ford-shale/>
- [XI]. [http://www.rrc.state.tx.us/media/8675/eaglefordproduction\\_drillingpermits\\_issued.pdf](http://www.rrc.state.tx.us/media/8675/eaglefordproduction_drillingpermits_issued.pdf)
- [XII]. [http://www.eia.gov/oil\\_gas/rpd/shaleusa7.pdf](http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shaleusa7.pdf)
- [XIII]. [http://www.eia.gov/oil\\_gas/rpd/shaleusa8.pdf](http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shaleusa8.pdf)
- [XIV]. [http://www.eia.gov/oil\\_gas/rpd/shaleusa6.pdf](http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shaleusa6.pdf)
- [XV]. <http://www.ogs.ou.edu/homepage.php>
- [XVI]. <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/major-oil-gas-formations/barnett-shale-information/>
- [XVII]. [http://www.eia.gov/oil\\_gas/rpd/shaleoil1.pdf](http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shaleoil1.pdf)



- [XVIII]. <http://www.energianeuquen.gov.ar/detalle.php?page=hidrocarburos&pageGIS=si&idsc=53&idc=>
- [XIX]. <http://www.shaleexperts.com/plays/cana-woodford-shale/?menu>
- [XX]. <http://www.naturalgasintel.com/articles/103152-bakken-shale-leads-hess-production-higher-despite-commodity-prices>