

ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PROYECTO
DE SHALE GAS APLICADO A COLOMBIA.

DANIEL ANDRES ALARCÓN MARTINEZ
CAMILO BOCANEGRA CHAPARRO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2014

ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PROYECTO
DE SHALE GAS APLICADO A COLOMBIA.

DANIEL ANDRES ALARCÓN MARTINEZ
CAMILO BOCANEGRA CHAPARRO

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

M.Sc. NICOLAS SANTOS SANTOS

Codirector:

M.Sc. REINEL CORZO RUEDA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2014

DEDICATORIA

Gracias padre por permitirme volver realidad este sueño, por permitirme entender con el conocimiento y con la fe la grandeza de tu amor en nuestro paso por este mundo. A mi mamita del cielo, a los santos y ángeles que iluminaron mis pasos con su luz.

A mis madres Gloria Ines Chaparro y Maria Eloisa Chaparro por apoyarme incondicionalmente con su amor, tenacidad y gran ejemplo a lo largo de mi vida, desde lo profundo de mi interior y con gran emoción quiero dedicarles este logro, que más que ser mío es fruto de su trabajo y apoyo.

A mi hermana Lina, “Mi MAR”, gracias por soñar y orar conmigo, juntos de la mano, confiando y creyendo en mí siempre a pesar de la distancia, gracias por mantenerte fiel y firme, llenando con gran amor nuestro hogar, nunca olvides “que te amo tanto como el mar ama al cielo”.

A mis compañeros y a mi primo Pipe que acompañaron espiritualmente mi camino, sembrando con semillas de luz la parcela que un día nuestro señor nos dio, para cultivar virtudes que alimentaran desde nuestra pequeñez e imperfección, a los que lo necesitaban.

A mi nuevo hermano Daniel Cortes Alava gracias por tu incondicionalidad y gran amor por mi hermana y nuestra familia, como te dije en una ocasión este solo es el inicio de un camino lleno de éxitos que espero recorramos juntos como la gran familia que somos.

A mis grandes amigos William, Jorge, Diego, Carlos, Leo, Jesús, Joao, Alejandra que como dice el refrán no me han hecho reír con mentiras si no me han hecho llorar con verdades, muchas gracias muchachos por estar en pie y desafiantes con gran incondicionalidad, respeto y trabajo por la causa de lo que realmente importa en esta existencia que es la causa de Jesucristo.

Por último y con gran amor desde lo profundo de mi corazón quiero enviarle a mi futuro sobrino o sobrina, un mensaje con este libro y es, “Los sueños son las únicas mentiras que se vuelven verdad” ... nunca dejes de soñar y de creer, siempre estaremos contigo.

Camilo Bocanegra Chaparro

DEDICATORIA

Primero a Dios ya que él es el encargado de dirigir mi camino llevándome hasta donde estoy hoy en día, siempre guiando cada uno de mis pasos, dándome la fortaleza en los momentos difíciles y tomándome de la mano en los momentos de inseguridad, dudas o tentaciones.

A mi padre Daniel Alarcón Arenas que con su ejemplo de hombre trabajado, honesto, amigo y lo más importante un padre de familia, ha hecho de mí el hombre que hoy soy, dándome sus consejos y guiándome siempre por el mejor camino.

A mi madre María Eugenia Martínez, amiga incondicional que siempre ha estado pendiente de cada una de mis necesidades, preocupada y veladora de todos mis pasos, acompañándome y guiándome en todo momento, mostrándome esa imagen de mujer amorosa e incansable velando siempre por el bienestar de toda la familia.

A mi hermana Laura Bibiana Alarcón Martínez, quien ha sido el mejor ejemplo, la que me enseñó que con esfuerzo y trabajo se logra la superación, demostrando su incondicionalidad, dándome la tranquilidad y el respaldo ante cualquier situación y lo más importante ayudándome en cada momento difícil a tomar cada una de las decisiones hasta hoy presentadas.

A mis compañeros y amigos que han llenado de tantos momentos y recuerdos, tantas enseñanzas y aprendizajes, los cuales me han acompañado en tantas experiencias que hoy me han ayudado a formar mi carácter.

DANIEL ANDRES ALARCON MARTINEZ

AGRADECIMIENTOS

Al señor por permitirnos cultivar nuestro conocimiento para poder ser útiles y construir en pro de nuestra sociedad.

A nuestros docentes de la Escuela de ingeniería de Petróleos por su gran esmero en la labor de educarnos teniendo siempre como prioridad hacer de nosotros profesionales íntegros que con gran calidad, construyan una mejor nación y un mejor mundo para las generaciones venideras.

A nuestro director Nicolas Santos Santos y nuestro Co-director Reinel Corzo Rueda, gracias por su acompañamiento y apoyo en el desarrollo de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

1. SHALE GAS	19
1.1. GENERALIDADES	19
1.1.1 Rocas	19
1.1.2 Shale Gas.....	19
1.1.3 Yacimientos de Shale Gas	20
1.1.4 Usos del gas natural por sectores	22
1.2 GEOQUÍMICA ORGÁNICA	23
1.2.1 Carbono orgánico total (TOC).	23
1.2.2 Pirólisis Rock-Eval.....	24
1.2.2.1 Desarrollo y parámetros obtenidos de la Pirólisis Rock-Eval.....	26
1.2.2.1.1 Pico S1	26
1.2.2.1.2 Pico S2.....	26
1.2.2.1.3 Pico S3.....	26
1.2.2.1.4 Temperatura máxima.....	26
1.2.3. Índice de hidrógeno (IH= (S2/ TOC) x100, mgHC/g TOC).....	27
1.2.4 Índice de oxígeno IO (IO= (S3/TOC) x100, mgCO ₂ /g TOC).....	28
1.2.5 Índice de producción (IP=S1/S1 + S2)	28
1.2.6 Potencial de petróleo (S1 + S2).....	29
1.2.7 Reflectancia de la vitrinita (Ro).....	29
1.3.1 Técnicas de perforación para yacimientos no convencionales	30
1.3.1.1 Perforación Horizontal.....	30
1.3.1.2 Perforación Bajo Balance	32
1.3.2 Completamiento	33
1.3.3 Fracturamiento Hidráulico.....	36
1.3.3.1 Modelos para la fractura hidráulica.....	38
1.3.3.1.1 Modelos en Dos Dimensiones.....	39
1.3.3.1.2 Modelo PKN:	39

1.3.3.1.3 Modelo KGD	41
1.3.3.2 Presión Neta de Fracturamiento	41
1.3.3.3 Propiedades del Fluido Fracturante	43
1.3.4 Procesamiento	44
1.3.5 Transporte	45
2. PANORAMA INTERNACIONAL DEL SHALE GAS	47
2.1 SHALE GAS EN EL MUNDO	47
2.1.1 Cuencas de Shale Gas en el mundo	47
2.1.1.1 África	49
2.1.1.2 América del Norte	50
2.1.1.3 América del Sur	52
2.1.1.4 Asia	54
2.1.1.5 Europa	55
2.1.2 Reservas de Shale Gas en el mundo	55
2.1.2.1 Algeria	57
2.1.2.2 Argentina	60
2.1.2.3. Canada	62
2.1.2.4. China	63
2.1.2.5. Estados Unidos	65
2.1.2.5.1 Antrim Shale	68
2.1.5.2.2 Eagle-Ford Shale	68
2.1.2.5.3 Haynesville Shale	69
2.1.2.5.4 Marcellus Shale	70
2.1.2.5.5 Woodford Shale	74
2.1.3 Consumo de Gas Natural en EE.UU	75
2.2. SHALE GAS EN COLOMBIA	77
2.2.1 Reservas de Shale Gas	77
2.2.2 Cuencas de Shale Gas	79
2.2.2.1. Cuenca Valle del Magdalena Medio	80
2.2.2.2 Cuenca de los Llanos Orientales	83

2.2.2.3 Cuenca Catatumbo (Venezuela-Colombia)	85
2.2.2.4 Cuenca del Putumayo	88
2.2.3 Proyectos actuales de Shale Gas.....	89
2.2.4 Consumo de Gas Natural en Colombia	90
3. VIABILIDAD TÉCNICA DEL SHALE GAS EN EL PAÍS.....	92
3.1. ESTUDIOS DE POTENCIAL EN COLOMBIA	92
3.1.1 Estudio Arthur D’ Little (2008)	92
3.1.2 Potencial según ANH (2011)	96
3.1.3 Potencial según autores (2013)	97
3.1.3.1 Caracterización geoquímica de la formación La Luna.....	98
3.1.3.2 Volumen original de gas in situ de la formación La Luna.....	100
3.1.3.1 Calculo del volumen original de gas (GIP).....	106
3.1.4 Potencial de mercado	106
3.2. ESTRATEGIAS PARA AUMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DE LOS CAMPOS DE SHALE GAS	108
3.2.1 Análisis geológico.....	108
3.2.2 Caracterización de yacimientos	108
3.2.3 Modelos geo mecánicos	109
3.2.4 Pozos exploratorios.....	109
3.2.5 Perforación Direccional.....	110
3.2.6 Estimulación ácida	110
3.2.7 Fracturamiento con pozos adyacentes	111
3.2.8 Refracturamiento.....	111
3.3. MANEJO AMBIENTAL	112
3.3.1 Fluidos de perforación	112
3.3.2 Protección de aguas subterráneas.....	112
3.3.3 Requerimientos de Agua.....	114
3.3.4 Disposición del Agua Residual.....	115
3.3.5 Normatividad Ambiental.....	116
3.3.6 Impacto ambiental	119

3.4. ESTRATEGIAS PARA EL MERCADO DEL SHALE GAS EN EL PAÍS ..	119
3.4.1 Comercialización del Gas	119
3.4.2 Transporte de Gas Natural.....	120
3.4.3 Exportación de Gas Natural.	120
4. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL SHALE GAS EN EL PAÍS	122
4.1. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO	122
4.2. INDICADORES ECONÓMICOS	123
4.2.1. Valor presente neto (VPN)	123
4.2.2. Pay-Back	126
5. CONCLUSIONES.....	129
6. RECOMENDACIONES.....	132
BIBLIOGRAFÍA.....	133

Lista de Figuras

Figura 1. Volumen de gas vs temperatura.....	25
Figura 2. Perforación Horizontal.....	32
Figura 3. Perforación Horizontal.....	33
Figura 4. Completamiento a hueco abierto.....	34
Figura 5. Completamiento con liner ranurado	35
Figura 6. Completamiento con aislamiento parcial del liner.....	35
Figura 7. Completamiento a hueco abierto.....	36
Figura 8. Flujo de fluidos a través de fracturas.....	37
Figura 9. Fracturamiento Hidráulico.....	38
Figura 10. Modelo Geométrico PKN.....	40
Figura 11. Composición de un fluido de fracturamiento.....	43
Figura 12. Procesamiento del shale gas	45
Figura 13. Transporte del gas natural.....	46
Figura 14. Mapa de las cuencas de Shale Oil y Shale Gas en el mundo, (Mayo 2013).....	48
Figura 15. Cuencas de Shale en el Norte de África.....	49
Figura 16. Cuencas de shale gas en el Sur de África.....	49
Figura 17. Cuencas de Shale Gas en México.....	50
Figura 18. Cuencas de shale gas en EE.UU y Canadá.....	51
Figura 19. Cuencas de shale gas (Zona Norte de Sur América).....	52
Figura 20. Cuencas de shale gas (Zona Sur de Sur América).....	53
Figura 21. Cuencas de shale gas en Asia Central.....	54
Figura 22. Cuencas de shale gas en Asia Oriental.....	54
Figura 23. Cuencas de shale gas en Europa.....	55
Figura 24. Reservas mundiales de Shale Gas.....	57
Figura 25. Cuencas de shale gas en Algeria.....	58
Figura 26. Cuencas de shale gas en Argentina.....	60
Figura 27. Cuencas de shale gas en China.....	63
Figura 28. Formaciones de Shale Gas en EE.UU.....	67
Figura 29. Mapa de Marcellus Shale.....	72
Figura 30. Mapa de Profundidades Marcellus Shale.....	73
Figura 31. Mapa de Espesores Marcellus Shale.....	73
Figura 32. Producción de Shale Gas por Cuenca en EE.UU.....	75
Figura 33. Producción y consumo de gas natural en EE.UU.....	76
Figura 34. Consumo Energético por Sector EE.UU.....	76
Figura 35. Cuencas de Shale Gas en Colombia.....	78
Figura 36. Cuenca Valle del Magdalena Medio.....	81

Figura 37. Mapa geológico Cuenca Valle del Magdalena Medio.....	82
Figura 38. Mapa geológico Cuenca de los Llanos Orientales	84
Figura 39. Cuenca de los Maracaibo/Catatumbo	86
Figura 40. Mapa geológico Sub-cuenca del Catatumbo	87
Figura 41. Contenido orgánico total en la cuenca Catatumbo	88
Figura 42. Mapa geológico Cuenca del Putumayo	89
Figura 43. Demanda Nacional de Gas Natural.....	91
Figura 44. Relación Reservas/Producción de Gas Natural.....	91
Figura 45. Demanda Nacional de Gas Natural.....	93
Figura 46. Panorama de Riesgos.....	94
Figura 47. Áreas potenciales de hidrocarburos no convencionales en Colombia	97
Figura 48. Índice de hidrógeno (HI) Vs pico S2	99
Figura 49. Carbono orgánico total (TOC) Vs pico S2.....	99
Figura 50. Factor de compresibilidad del gas	104
Figura 51. Protección de los acuíferos subterráneos	113
Figura 52. Requerimientos de Agua para la explotación de shale gas	115
Figura 53. Flujo de caja para 10 años	124
Figura 54. Valor grafico de la TIR	127

Lista de Tablas

Tabla 1. Usos del gas natural	22
Tabla 2. Criterios de evaluación de las rocas generadoras.....	24
Tabla 3. Parámetros de evaluación de los picos generados de la pirolisis Rock Eval.....	27
Tabla 4. Parámetros de evaluación del índice de hidrogeno (IH) y del índice de Oxígeno (IO)	28
Tabla 5. Parámetro de evaluación de la reflectancia de la vitrinita (Ro).....	30
Tabla 6. Cuencas de Shale Gas en el mundo	47
Tabla 7. Reservas de shale gas en el mundo	56
Tabla 8. Propiedades de la cuenca Ghadamea/Berkine	59
Tabla 9. Propiedades de la cuenca Neuquen.....	61
Tabla 10. Reservas de Shale Oil and Gas en Canada	62
Tabla 11. Propiedades de la cuenca Sichuan.....	64
Tabla 12. Reservas de Shale Gas en EE.UU.....	66
Tabla 13. Distribución superficial Marcellus Shale	70
Tabla 14. Reservas de Marcellus Shale	71
Tabla 15. Propiedades de Marcellus Shale	72
Tabla 16. Propiedades de Woodford Shale	74
Tabla 17. Reservas de Shale Gas en Colombia	79
Tabla 18. Mapa estratigráfico de las cuencas potenciales de shale gas en el norte de Suramérica.....	80
Tabla 19. Proyectos de Shale Gas en Colombia (Nexen)	90
Tabla 20. Propiedades de la Formación la Luna	100
Tabla 21. Demanda Nacional de Gas Natural	102
Tabla 22. Propiedades de la formación	106
Tabla 23. Requerimientos de Agua para la explotación de shale gas	114
Tabla 24. Agua producida por la explotación de shale gas.....	116
Tabla 25. Valores límite máximos permisibles. Parámetros de pH y temperatura	117
Tabla 26. Valores límite máximos permisibles en los vertimientos puntuales	118
Tabla 27. Costos de operación.....	123
Tabla 28. Inversiones de capital	123
Tabla 29. VPN en 10 años	125
Tabla 30. Pay Back	126

RESUMEN

TITULO: “ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE SHALE GAS APLICADO A COLOMBIA.” ¹

AUTORES: CAMILO BOCANEGRA CHAPARRO ²
DANIEL ANDRES ALARCON MARTINEZ

PALABRAS CLAVES: Geoquímica, Fracturamiento hidráulico, Shale Gas, estimulación acida, caracterización de yacimientos, formación la luna, GIP, pozos horizontales.

El presente libro aborda el estudio de las cuencas de shale gas a nivel mundial y las reservas asociadas a estas para posteriormente contextualizar el desarrollo de formaciones patrón como Eagle Ford y Barnett con la formación la Luna, sobre la cual se desarrollara la viabilidad técnica y financiera para un proyecto de shale gas debido a que en el estudio realizado en las formaciones colombianas, esta es la de mayor interés por el potencial que evidencia con el rico contenido en materia orgánica que posee, además de la capacidad para generar hidrocarburos que presenta.

Posteriormente de probar, por medio del análisis geoquímico realizado por la ANH que existe generación de gas en el shale de la formación la Luna se procedió a determinar cuántas eran las reservas que poseía dicha formación a partir de las correlaciones determinadas por los autores referenciados en el capítulo en donde se realiza la estimación, luego de determinar la estimación mínima y máxima del GIP se procedió a analizar los requerimientos técnicos necesarios para desarrollar las operaciones de un proyecto de shale gas, sin dejar de lado las condiciones ambientales necesarias dentro del marco ambiental colombiano, para finalmente realizar el análisis económico del proyecto.

¹ Proyecto de grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc Nicolas Santos Santos. Co-director: M.Sc Reinel Corzo Rueda.

ABSTRACT

TITLE: "FEASIBILITY STUDY OF A TECHNICAL AND ECONOMIC SHALE GAS PROJECT USED IN COLOMBIA." ³

AUTHORS: CAMILO BOCANEGRA CHAPARRO ⁴
DANIEL ANDRES ALARCON MARTINEZ

KEYWORDS: Geochemistry, Fracking, Shale Gas, acid stimulation, reservoir characterization, formation la Luna, GIP, horizontal wells, environmental management.

This book deals with the study of shale gas basins worldwide reserves associated with these later contextualize the development of pattern formations such as Eagle Ford and Barnett formation with la Luna, on which the technical and financial viability develop for a shale gas project because the Colombian study formations this is the most interesting because of the potential evidence with rich organic matter content and the ability to generate hydrocarbons having own.

Then to prove, through geochemical analysis by the ANH exists generation shale gas in the formation of la Luna proceeded to determine how many reservations were possessed such training from the correlations determined by the authors referenced in the chapter in which the estimate is made after determining the minimum and maximum estimate of GIP proceeded to analyze the technical requirements needed to develop the project operations of shale gas, without neglecting the necessary environmental conditions within the Colombian environmental framework to finally make the project economic analysis.

³ Proyecto de grado

⁴ Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc Nicolas Santos Santos. Co-director: M.Sc Reinel Corzo Rueda.

1. SHALE GAS

1.1. GENERALIDADES

1.1.1 Rocas

Las formaciones de arcilla, limo y shale son las facies sedimentarias más abundantes al interior de la corteza terrestre. Hoy en día, la geología del petróleo está enfocada hacia el estudio de este tipo de estructuras, pues la alta demanda energética ha llevado a las potencias mundiales a dirigir sus investigaciones a la explotación de recursos no convencionales.

Los shales son rocas constituidas por sedimentos terrígenos finos con alto contenido de arcilla. Normalmente, depositados en ambientes muy tranquilos en el fondo de los mares y lagos. Debido a sus características y alto contenido de materia orgánica dan lugar a la generación de grandes volúmenes de hidrocarburos y simultáneamente actúan como sellos para el entrapamiento de petróleo y gas en los sedimentos infrayacentes.

1.1.2 Shale Gas

El gas de lutitas (shale gas) es el gas producido a partir de formaciones de shale que típicamente funcionan como rocas generadoras y almacén. En términos de composición química, el shale gas es típicamente un gas seco compuesto principalmente por metano (60% a 95% v/v), sin embargo, en algunas formaciones se puede encontrar gas húmedo.⁵

⁵ Speight, J. G. (2013). Shale Gas Production Processes. Gulf Professional Publishing.

1.1.3 Yacimientos de Shale Gas

Los yacimientos de shale gas son sistemas con alto contenido de materia orgánica, hidrocarburos gaseosos, granulometría fina y se caracterizan por poseer un amplio espectro de estructuras litológicas. Presentan extensas intercalaciones de arcillolitas fisiles, limolitas y areniscas de grano fino, las cuales pueden ser de origen silíceo o calcáreo.

En los yacimientos convencionales, el aceite y el gas son suficientemente móviles y se desplazan fácilmente a través de la formación permeable a causa de la flotabilidad, esto se debe a que los hidrocarburos son más ligeros que el agua en la misma formación y por lo tanto ascienden hasta que se confinan cerca de una roca impermeable. Sin embargo, en los yacimientos no convencionales, el gas permanece en el mismo punto donde se generó inicialmente y se puede encontrar en tres diferentes formas:

- ✓ Gas libre almacenado en los espacios porosos y fracturas
- ✓ Gas adsorbido, el cual se ha quedado adherido eléctricamente a la materia orgánica y a la matriz de arcilla.
- ✓ Gas disuelto en la materia orgánica.

La presencia de múltiples tipos de roca en formaciones de shale ricas en materia orgánica, implica que hay diferentes mecanismos de almacenamiento de gas. Por ejemplo, el gas puede ser adsorbido sobre la materia orgánica y se almacena como gas libre en microporos y macroporos.

Otra propiedad importante de los yacimientos de shale gas es la fisibilidad de la roca. Esta se define como la propiedad que poseen algunas rocas de dividirse fácilmente en capas finas, planas, y aproximadamente paralelas a las superficies. Las laminaciones tienen un doble propósito, ya que permiten el almacenamiento

de gas libre y facilitan la transmisión del gas desorbido por la materia orgánica desde el yacimiento hasta el pozo. La determinación de porosidad, permeabilidad y conexión de estas laminaciones a través de las fracturas hidráulicas hacia el pozo, son condiciones claves para el desarrollo y explotación del yacimiento.

Generalmente, durante la explotación de yacimientos de shale gas se recupera entre un 5% a 20% del volumen original con respecto a los depósitos de gas convencionales (aproximadamente 50% 90% v/v). Sin embargo, en algunos yacimientos naturalmente fracturados de shale gas se puede alcanzar un factor de recobro del orden del 50% al 60% v/v. Con el fin de incrementar las reservas, se realizan innovaciones en cuanto a la tecnología de perforación y completamiento de pozos (Fracturamiento hidráulico).⁶

Los depósitos de shale gas son similares en todo el mundo y son difíciles de descubrir. En todos los casos, el conocimiento profundo de las características geoquímicas y geológicas fundamentales de shale es esencial para la evaluación de los recursos, el desarrollo y cuidado del medio ambiente.

Las propiedades de mayor relevancia para el estudio de un yacimiento de gas shale son:

- ✓ Maduración de la materia orgánica.
- ✓ Contenido de carbono orgánico total (COT) de los estratos.
- ✓ Permeabilidad de la roca.
- ✓ Tipo de gas generado y almacenado en el depósito (gas-biogénico o gas termogénico).

⁶ Speight, J. G. (2013). Shale Gas Production Processes. Gulf Professional Publishing.

1.1.4 Usos del gas natural por sectores

El gas natural se utiliza como materia prima o como combustible en los sectores industrial, petroquímico, termoeléctrico, doméstico, comercial y de transporte terrestre. Sus principales usos por sector son los siguientes:

Tabla 1. Usos del gas natural

SECTOR	USOS	PRODUCTOS
INDUSTRIAL	Refinerías de petróleo Industria del vidrio Minas de ferróniquel Industria alimenticia Hierro y acero	Pulpa y papel Industria del cemento Cerámica Industria textil
PETROQUÍMICO	Urea Alcoholes MTBE Etileno ETC	Nitrato de amonio Aldehídos Acetileno Polietileno
TERMOELÉCTRICO	Turbogeneradoras Calderas Turbinas a vapor Plantas de ciclo combinado	Plantas de ciclo "STIG" Plantas de cogeneración Plantas de trigeneración
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	Cocinas Secadoras de ropa Refrigeración Acondicionamiento de aire	Calentadores de agua Calefacción Restaurantes Hoteles
TRANSPORTE	GNV Gas natural vehicular comprimido en reemplazo de gasolina de motor	

Fuente: www.ecopetrol.com

1.2 GEOQUÍMICA ORGÁNICA

La Geoquímica Orgánica de cuencas nos relaciona su historia térmica y su capacidad de generación de hidrocarburos, la cual consiste en proporcionar datos analíticos a partir de estudios tales como la pirólisis Rock-Eval, y el carbono orgánico total (TOC, por sus siglas en inglés), los cuales, permitirá determinar a partir de sus respectiva interpretación de resultados si dichas formaciones presentan un contenido rico en materia orgánica y si tiene la capacidad de generar hidrocarburos.

Se mostraran una descripción de los principales análisis geoquímicos, las pautas de evaluación y su respectiva interpretación de resultados.

1.2.1 Carbono orgánico total (TOC).

La medición del TOC evalúa tres componentes. El carbono de la materia orgánica extraíble (EOM) proviene mayormente del craqueo térmico del kerógeno. Este carbono se encuentra en el petróleo y el gas que la roca ha generado pero no ha expulsado. En el otro extremo se localiza el carbono residual, que compone la porción de kerógeno que no posee potencial para la generación de petróleo o gas porque su estructura química altamente condensada contiene muy poco hidrógeno.⁷

El carbono convertible, contenido en el kerógeno, representa el potencial de generación de petróleo remanente de una roca. La capacidad para generar petróleo depende en gran medida de la composición química de esta fracción de carbono convertible.

⁷ Schlumberger. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras.

Los valores del TOC pueden obtenerse utilizando una técnica de combustión directa que requiere sólo 1 g [0,0022 lbm] de muestras de roca.

Las muestras son pulverizadas y tratadas para eliminar cualquier carbono que se encuentre en las muestras de carbonatos, u otros contaminantes. Luego, se combustiona a una temperatura de 1200°C [2192 °F], utilizando un horno de inducción de alta frecuencia. El carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO y CO2. Las fracciones de carbono liberado se miden en una célula infrarroja, se convierten en TOC, y se registran como porcentaje en peso másico de la roca.⁸

Tabla 2. Criterios de evaluación de las rocas generadoras.

CALIDAD ROCA GENERADORA	TOC %	PICO S2 DE PIRÓLISIS, mg de HC/g de roca	PESO DE EOM, %	HIDROCARBUROS ppm
No generadora	< 0,5	< 2	< 0,05	< 200
Pobre	0,5 a 1	2 a 3	0,05 a 0,1	200 a 500
Regular	1 a 2	3 a 5	0,1 a 0,2	500 a 800
Buena	2 a 5	5 a 10	> 0,2	> 1200
Muy buena	> 5	> 10		

Fuente: Schlumberger. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras.

1.2.2 Pirólisis Rock-Eval.

⁸ Jarvie DM, A. (1991). Total Organic Carbon (TOC) Analysis,” en Merrill RK (ed): Source and Migration Processes and Evaluation Techniques.

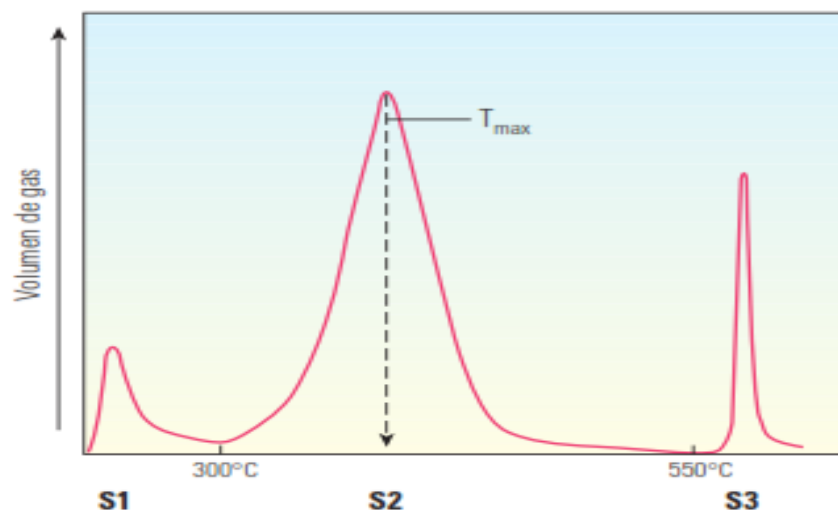
La pirólisis Rock-Eval (RE) se utiliza para identificar el tipo y la madurez de la materia orgánica y para detectar el potencial de petróleo en los sedimentos.

El método consiste en realizar un calentamiento a temperatura programada, el cual se lleva a cabo en un horno de pirólisis en una atmósfera inerte (helio) de una pequeña muestra de roca (100 mg) para determinar cuantitativa y selectivamente:

- ✓ Los hidrocarburos libres contenidos en la muestra
- ✓ El hidrocarburo y los compuestos que contiene oxígeno (CO_2) que se volatiliza durante el craqueo de la materia orgánica que no es extraíble en la muestra (Kerógeno).

Las mediciones, junto con la temperatura, se registran en una gráfica, donde se muestran tres picos bien definidos, que permiten determinar la abundancia relativa del hidrógeno, carbono y oxígeno presentes en el kerógeno (Figura 1).

Figura 1. Volumen de gas vs temperatura



Fuente: Boyer *et al.*, (2007).

1.2.2.1 Desarrollo y parámetros obtenidos de la Pirólisis Rock-Eval.

El horno de pirólisis se mantiene isotérmicamente a 300 °C durante 3 min, tiempo en el cual los hidrocarburos libres se volatilizan y serán medidos como el pico S1. A continuación se aumenta la temperatura de 300 ° a 550 °C (a 25 °C/min), en esta fase se volatilizan de los compuestos hidrocarburos muy pesados (>C-40), así como el craqueo de la materia orgánica no volátil la cual es medida como pico S2. La temperatura a la que S2 alcanza su máximo depende de la naturaleza y la madurez de la kerógeno y se llama T máx. y por último se cuantificara el CO₂ emitido a partir del kerógeno el cual nos representara el pico S3.

En resumen, los cuatro parámetros básicos obtenidos por pirólisis son los siguientes:

1.2.2.1.1 Pico S1: Corresponde a los hidrocarburos libres presentes en la muestra y que han sido generados, pero que no han sido expulsados de la roca madre. El pico S1 normalmente aumenta con la profundidad.

1.2.2.1.2 Pico S2: Corresponde a los hidrocarburos resultantes del proceso de cracking del kerógeno y otros hidrocarburos pesados presentes en la muestra, representa el potencial generador, de la muestra en cuestión, en el caso de haber continuado el proceso de maduración térmica.

1.2.2.1.3 Pico S3: Representa la cantidad de CO₂ generado por la pirolisis del kerógeno, se mide en mg CO₂/g. Roca. El pico S3 es una indicación de la cantidad de oxígeno en el Kerógeno y se usa para calcular el índice de oxígeno.

1.2.2.1.4 Temperatura máxima: La temperatura a la que se produce la liberación máxima de hidrocarburos de craqueo de kerógeno durante la pirólisis (parte

superior de S2 pico). Tmax es una indicación de la etapa de maduración de la materia orgánica.

Tabla 3. Parámetros de evaluación de los picos generados de la pirolisis Rock Eval.

PARAMETRO	GRADO DE EVALUACIÓN	
S1 mg HC/g Roca	0 – 0.5	Pobre
	0.5 – 1	Regular
	>1	Bueno
S2 mg HC/g Roca	0 – 2	Pobre
	2 – 5	Regular
	5 – 20	Bueno
	>20	Muy bueno
S3 mgr CO2/gr. Roca	0 – 1	Bueno
	1 – 2	Regular
	>2	Pobre
Tmax (°C)	< 430	Inmaduro
	430– 460	Generación de Petróleo
	>460	Generación de Gas

Fuente: Quiroga & Gainza (1990).

1.2.3. Índice de hidrógeno (IH= (S2/ TOC) x100, mgHC/g TOC)

Indicador de la cantidad de hidrogeno disponible en el kerógeno (Tabla 4). Altos valores de IH indican alto potencial generador para hidrocarburos líquidos.

1.2.4 Índice de oxígeno IO ($IO = (S3/TOC) \times 100$, mgCO₂/g TOC)

Indicador de la cantidad de oxígeno presente en el kerógeno (Tabla 4). En general rocas con altos valores de IO y bajos de IH tiene poco potencial para hidrocarburo líquido.

Tabla 4. Parámetros de evaluación del índice de hidrogeno (IH) y del índice de Oxígeno (IO)

ÍNDICE DE HIDRÓGENO	ÍNDICE DE OXÍGENO	GRADO DE EVALUACIÓN
	0 -50	Muy pequeño
0 – 100	50 – 100	Pequeño
100 – 300	100 – 200	Mediano
300 – 600	200 – 400	Alto
>600	>400	Muy alto

Fuente: Tomado y Modificado de Quiroga & Gainza (1990).

1.2.5 Índice de producción ($IP = S1/S1 + S2$)

Se obtiene a partir de la relación existente entre los hidrocarburos generados durante la primera y la segunda etapas del proceso de pirólisis.

Esta relación se utiliza para caracterizar la evolución de la materia orgánica porque el índice PI tiende a incrementarse gradualmente con la profundidad en una roca de grano fino. Además, tiende a incrementarse con la maduración de la roca generadora antes de la expulsión de los hidrocarburos, conforme los componentes térmicamente degradables del kerógeno se convierten en hidrocarburos libres. Los valores anormalmente altos de S1 y PI también pueden

ser utilizados para identificar acumulaciones de petróleo o capas productoras impregnadas.

1.2.6 Potencial de petróleo (S1 + S2)

Representa la cantidad máxima de hidrocarburos que podría originar una roca generadora suficientemente madura. Por consiguiente, da cuenta de la cantidad de hidrocarburos que ya ha generado la roca (S1) y de la cantidad que la roca podría seguir produciendo si el proceso de maduración continuara (S2). Se expresa como kilogramos de hidrocarburos por tonelada métrica de roca.

1.2.7 Reflectancia de la vitrinita (Ro)

La reflectancia de la vitrinita es una herramienta de diagnóstico clave para evaluar la maduración. Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatizaciones complejas e irreversibles, lo que se traduce en un incremento de la reflectancia.⁹

Dado que la reflectancia aumenta con la temperatura, esta puede correlacionarse con los rangos de temperatura para la generación de hidrocarburos. Estos rangos pueden dividirse finalmente en ventanas de petróleo o gas.

⁹ MR, P. K. (1994). Applied Source Rock Geochemistry.

Tabla 5. Parámetro de evaluación de la reflectancia de la vitrinita (Ro)

VALORES DE MADURACIÓN	HIDROCARBUROS ASOCIADOS
Ro > 1,5%	Gas seco
0,8% < Ro < 1,5%	Gas húmedo
0,6% < Ro < 0,8%	Petróleo
Ro < 0,6%	Kerógeno inmaduro

Fuente: Autores.1.3. DESARROLLO DEL SHALE GAS

1.3.1 Técnicas de perforación para yacimientos no convencionales

Antes de seleccionar una técnica para la perforación de pozo, se debe caracterizar detalladamente las propiedades del yacimiento que se desea explotar, de manera tal que se pueda llevar a cabo el proceso de perforación de manera exitosa.

Hay una gran variedad de factores que influyen la elección ya sea, de un pozo vertical o un pozo horizontal. Mientras el pozo vertical puede requerir menos capital invertido por pozo, la producción es obviamente menor. Un pozo vertical puede costar alrededor de 5 millones de dólares (excluyendo infraestructura y localización) comparado con 20 millones de dólares de un pozo horizontal (sin incluir infraestructura y localización).

1.3.1.1 Perforación Horizontal

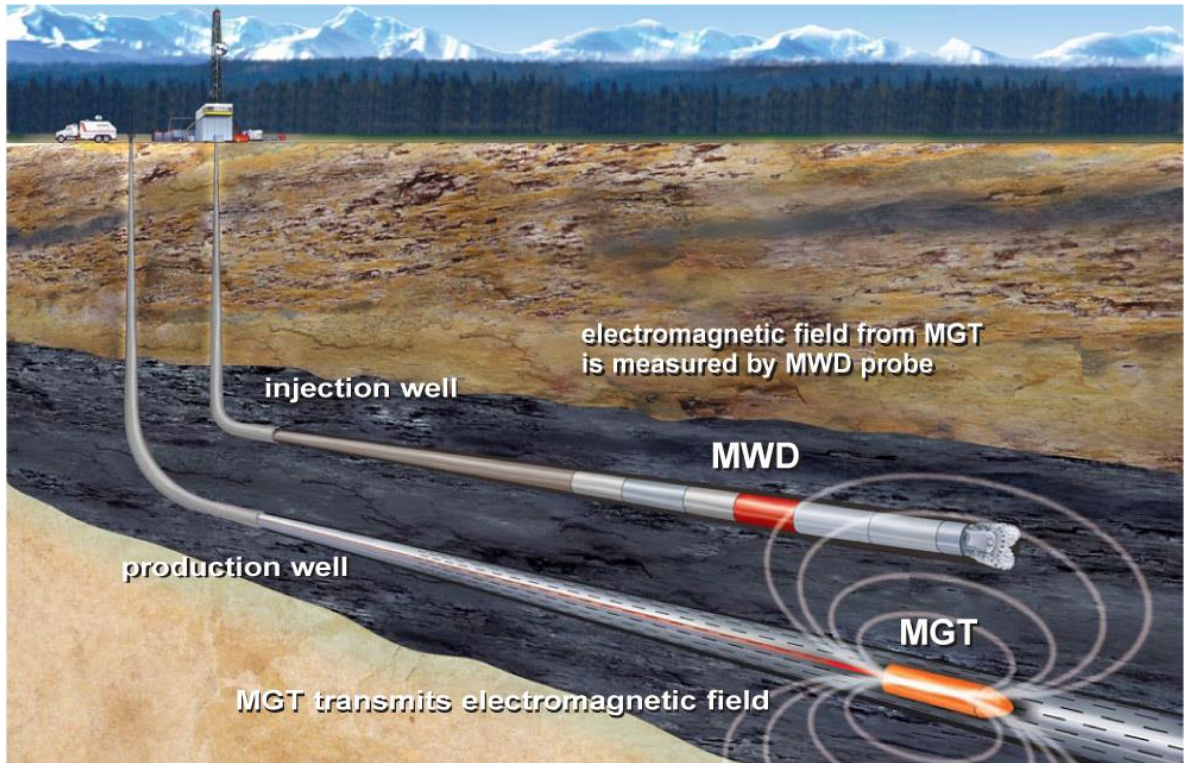
La rentabilidad del gas contenido en los yacimientos no convencionales, en este caso del Shale gas, está basada en la exploración profunda de la formación a través de la perforación horizontal. En estos yacimientos, se aplica este tipo de perforación porque los espesores son muy delgados y apretados, por lo tanto, se requiere una mayor cobertura de los espesores, perforando de manera horizontal.

Por ejemplo, en Marcellus un pozo vertical puede estimular solo 50 pies de formación mientras un pozo horizontal puede tener una extensión lateral de 2000 a 3000 pies dentro de una formación de 50 a 300 pies de espesor. Esto incrementa el área expuesta lo cual trae más ventajas que un pozo vertical.

Cuando se desean incrementar los volúmenes drenados o reducir las inversiones con la perforación de pozos adicionales, pueden utilizarse pozos horizontales como buena alternativa de explotación óptima de los yacimientos. Esto se sustenta en que la productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical, ya que comunican una mayor área de la formación productora, atraviesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-aceite o gas-aceite.

Las tecnologías convencionales de perforación horizontal se han utilizado para perforar yacimientos de shale, incluyendo una amplia variedad de brocas y motores de fondo de pozo. También se utilizan técnicas de medición mientras se realiza la perforación (MWD) y registros Gamma Ray.

Figura 2. Perforación Horizontal



Fuente: www.halliburton.com

1.3.1.2 Perforación Bajo Balance

En la perforación de yacimientos no convencionales, a menudo se presentan problemas de pérdida de circulación, que se pueden mitigar empleando algunas tecnologías especiales. Una de las tecnologías empleadas actualmente para disminuir la pérdida de circulación es la perforación underbalanced (UBD) o perforación bajo balance, especialmente, cuando se realiza la perforación y el efecto del daño es demasiado evidente.

Esta técnica disminuye considerablemente los costos, optimiza los tiempos de perforación y aumenta la tasa de penetración por la misma condición de desbalance de presión a favor de la presión de los fluidos de la formación. La condición bajo balance (Underbalanced) ocurre cuando la presión hidrostática es menor que la presión de formación. Esto permite que haya influjo, o flujo de fluidos de la formación hacia el pozo. Este flujo puede ser más rápido donde haya buena permeabilidad o alta presión de formación.

Figura 3. Perforación Horizontal



Fuente: EP Technology. A global quarterly magazine highlighting Shell E&P projects and technology 2009

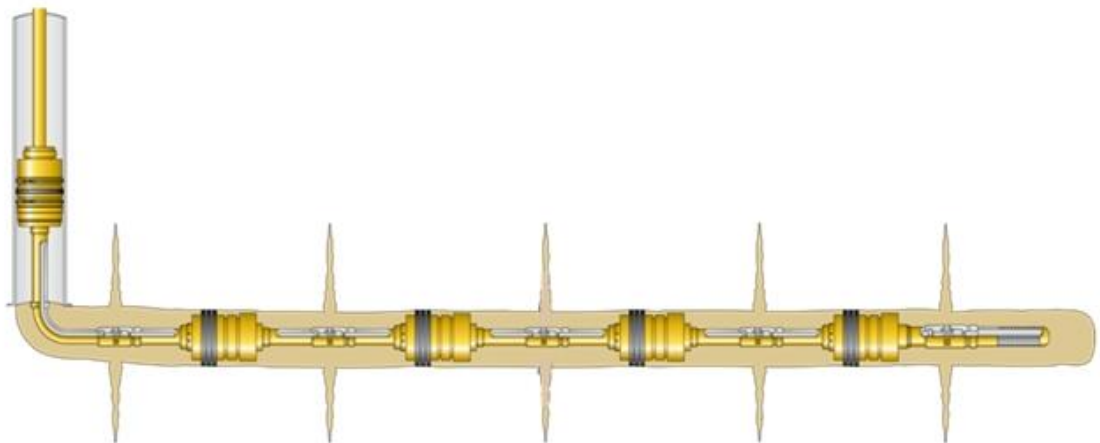
1.3.2 Completamiento

Los pozos horizontales se pueden completar como hueco abierto, con tubería ranurada (slotted liners), liners con empaques externos en el casing (ECPS) y liners cementados y perforados. La elección del método de completamiento puede tener una influencia significativa en el desempeño del pozo.

1.3.2.1 Completamiento a hueco abierto

Es el tipo de completamiento más utilizado para la explotación de hidrocarburos no convencionales, ya que ofrece gran área de drenaje y menos restricciones a la producción. Prácticamente la tubería de revestimiento se cementa sobre el tope de la zona productora y la sección horizontal se deja en hueco abierto. Se utiliza para completar formaciones de lutitas y zonas de calizas fracturadas.

Figura 4. Completamiento a hueco abierto

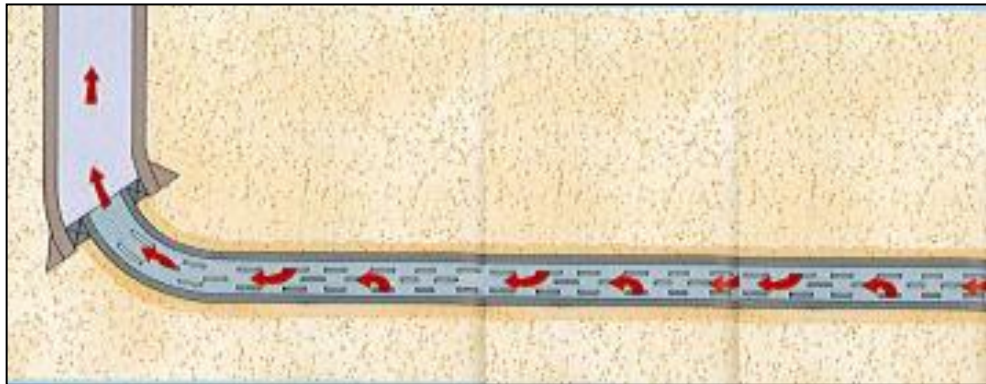


Fuente: www.bakerhughes.com

1.3.2.2 Completamiento con liner ranurado (Slotted liners)

El completamiento con liner ranurado es económico y muy común en la terminación de pozos horizontales. Una de las ventajas que ofrece, es la protección del hueco para evitar el colapso. También mantiene la integridad del pozo cuando la presión de formación decrece con el tiempo de producción.

Figura 5. Completamiento con liner ranurado



Fuente: www.slb.com

1.3.2.3 Completamiento con aislamiento parcial del liner (ECP)

La configuración de este tipo de completamiento es similar al liner ranurado (Slotted liners), con excepción de que se añaden empaques externos al casing para aislar zonas que requieran ser sometidas a procesos de acidificación o separar algunos intervalos dañados. Este método es una alternativa eficaz para tener un control en la producción a lo largo del pozo.

Figura 6. Completamiento con aislamiento parcial del liner



Fuente: www.slb.com

1.3.2.4 Completamiento con liner cementado

En este caso el liner de producción es cementado a través de la zona productora y posteriormente es perforado de manera selectiva mediante una operación de cañoneo. Este tipo de completamiento mantiene la integridad del hueco, sin embargo, el diámetro efectivo del pozo y la productividad pueden disminuir.

Figura 7. Completamiento a hueco abierto



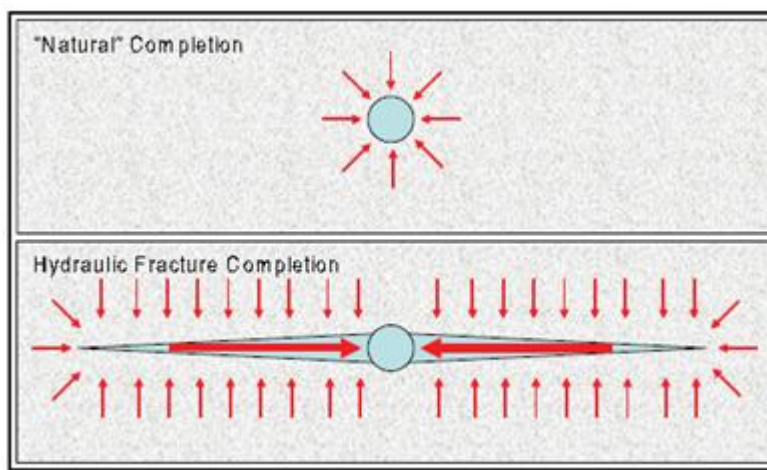
Fuente: www.chesapeake.com

1.3.3 Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos que se ha empleado en la industria del petróleo y gas desde 1947. Comúnmente se utiliza para aumentar la productividad de formaciones de baja permeabilidad como shales y calizas, pues estas tienden a tener granos finos y porosidad limitada.

Un pozo convencional se muestra esquemáticamente en la parte superior de la (Figura 8), donde las flechas rojas representan el flujo de fluido hacia el círculo el pozo. Sin embargo, mediante la creación de una fractura artificial, las moléculas individuales que están a gran distancia del pozo pueden encontrar su camino a la fractura, y una vez allí, pueden desplazarse rápidamente a través de la fractura hasta el pozo. (Figura 8).

Figura 8. Flujo de fluidos a través de fracturas



Fuente: SPE. Seminario de yacimientos no-convencionales

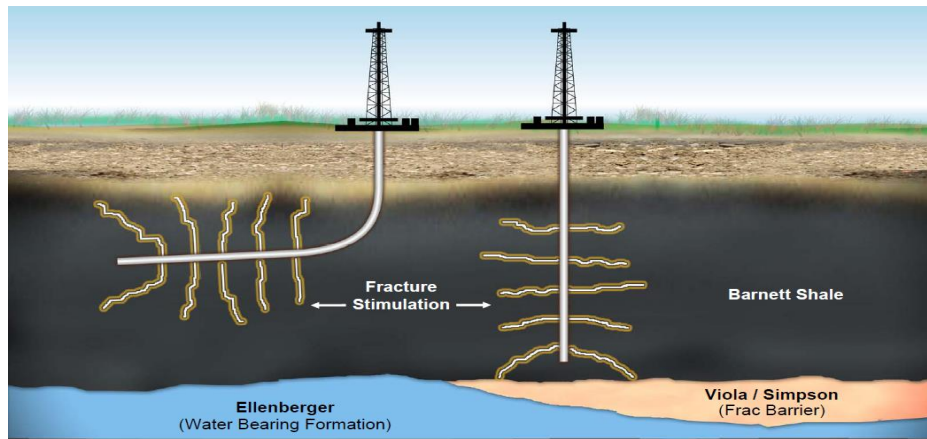
El proceso de fracturamiento hidráulico aumenta el área expuesta de la formación productora, la creación de una ruta de alta conductividad que se extiende desde el pozo a través de una formación con determinada trayectoria a cierta distancia significativa, esto permite que los hidrocarburos y otros fluidos puedan fluir más fácilmente a partir de la formación, en la fractura, y en última instancia, a la cara del pozo.

Durante el fracturamiento, se bombea fluido por el casing de producción, a través de las perforaciones (o agujero abierto), y se inyecta hacia la formación a presiones lo suficientemente altas que den como resultado fracturas en el yacimiento. Posteriormente se continúa la inyección de fluido de alta presión, para generar de esta manera que la fractura pueda continuar creciendo, o se propague. La velocidad a la que se bombea fluido debe ser lo suficientemente alta para alcanzar la presión de propagación de extensión de fractura.

Como la fractura continúa propagándose, se agregan agentes de sostén al fluido, tales como arena y propantes. Cuando se detiene el bombeo, y se elimina el

exceso de presión, la fractura se intenta cerrar pero el agente de sostén mantiene la fractura abierta, permitiendo que los fluidos se desplacen fácilmente a través de esta.

Figura 9. Fracturamiento Hidráulico



Fuente: SPE. Seminario de yacimientos no-conventionales

1.3.3.1 Modelos para la fractura hidráulica

El parámetro determinante que controla la geometría de la fractura es el esfuerzo principal mínimo ortogonal de un punto en la formación productora. Debido a que la fractura se desarrolla perpendicular a dicho esfuerzo y para el caso del fracturamiento hidráulico, si el esfuerzo principal mínimo está en el plano horizontal, entonces el desarrollo de la fractura será en el plano vertical, por tal razón se puede decir que para la mayoría de los pozos petroleros este esfuerzo principal mínimo se encuentra en el plano horizontal producto de la profundidad a la que se encuentran las formaciones que contienen petróleo o gas.

La geometría de la fractura creada puede ser aproximada por modelos que tomen en cuenta:

- ✓ Propiedades mecánicas de la roca.
- ✓ Esfuerzos de la formación.
- ✓ Distribución de esfuerzos en el medio poroso.
- ✓ Propiedades del fluido fracturante.
- ✓ Condiciones a las cuales el fluido fracturante es inyectado (tasa de inyección y presión).

Estos conceptos son necesarios no solamente para la construcción del modelo del proceso de la fractura en sí, sino también en la predicción del crecimiento de la fractura.

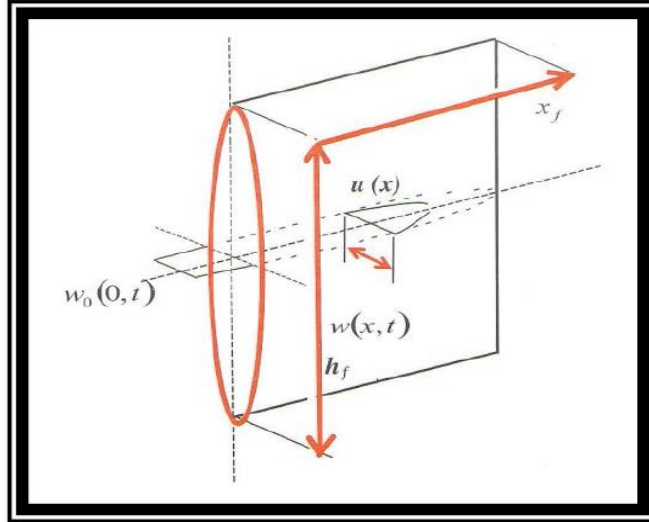
1.3.3.1.1 Modelos en Dos Dimensiones

Se denominan modelos en dos dimensiones porque ellos determinan el ancho w , y la longitud x_f , de la fractura suponiendo una altura constante y conocida. Para las aplicaciones de la ingeniería petrolera, se utilizan dos tipos frecuentemente:

1.3.3.1.2 Modelo PKN:

Se utiliza para longitudes de fractura mucho mayores que la altura de la fractura ($x_f \gg h_f$).

Figura 10. Modelo Geométrico PKN.



Fuente: Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico, 2004

La geometría elíptica, aunque no es enteramente verdadera, es una aproximación acertada, donde la altura de la fractura es constante.

La geometría elíptica del modelo PKN conduce a una expresión para el ancho promedio de fractura que se obtiene al multiplicar el ancho máximo de la fractura, por un factor geométrico "y", el cual es aproximadamente igual a 0.75. En unidades de campo el ancho promedio de la fractura es:

$$\bar{w} = 0,3 * \left[\frac{q * u(1-v)x_f}{G} \right]^{1/4} * \left(\frac{\pi y}{4} \right) \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde,

\bar{w} =Ancho promedio de la fractura, *in*.

q =Tasa de Flujo, *bpm*.

u = Viscosidad del fluido fracturante, *cp*.

ν = Razón de Poisson, 0,25.

x_f = Longitud de Fractura, *ft*.

G = Módulo de Corte o Cizalla, *psi*.

1.3.3.1.3 Modelo KGD

Se utiliza para longitudes de fractura mucho menores que la altura de la fractura ($h_f \gg x_f$).

El ancho promedio de la fractura del modelo KGD en unidades de campo es:

$$\bar{w} = 2,53 * \left[\frac{q * u * (1 - \nu) * x_f^2}{G * h_f} \right]^{1/4} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde,

h_f = Altura de la fractura

Un caso especial se tiene cuando la altura es igual a dos veces la longitud de fractura, conocida como modelo radial.

$$2x_f = h_f \quad \text{Ecuación (3)}$$

1.3.3.2 Presión Neta de Fracturamiento

La máxima amplitud de la fractura es proporcional a las dimensiones características y es también a la presión neta definida como:

$$P_{net} = P_f - \sigma_c = P_f - \sigma_h = P_f - \sigma_{min} \quad \text{Ecuación (4)}$$

Donde,

P_{net} = Presión neta.

P_f = Presión del fluido fracturante en cualquier punto de la fractura.

σ_c = Esfuerzo de cierre de la fractura.

σ_h = Esfuerzo horizontal menor.

σ_{min} = Esfuerzo mínimo de los tres esfuerzos ortogonales.

En términos generales el ancho máximo de la fractura puede ser expresado como:

$$W_{max} = \frac{2 * P_{net} * d}{\dot{E}} = \frac{2(P_f - \sigma_{min})d}{\dot{E}} \quad \text{Ecuación (5)}$$

Donde,

\dot{E} = Modulo de Young, 3×10^6 psi.

d = es la dimensión característica dependiendo del plano de formación utilizado.

- Para el modelo PKN la dimensión característica d, es la altura de fractura (h_f).
- Para el modelo KGD es igual a la longitud de fractura, de punta a punta, 2x.

Longitud de la fractura:

$$X_f = \frac{q \sqrt{t}}{2 \pi h_f C_L r_p} = \frac{q \sqrt{t}}{2 \pi h C_L} \quad \text{Ecuación (6)}$$

Donde,

t = Tiempo de inyección, min.

C_L = es el coeficiente de Leakoff, 3×10^6 ft/min.

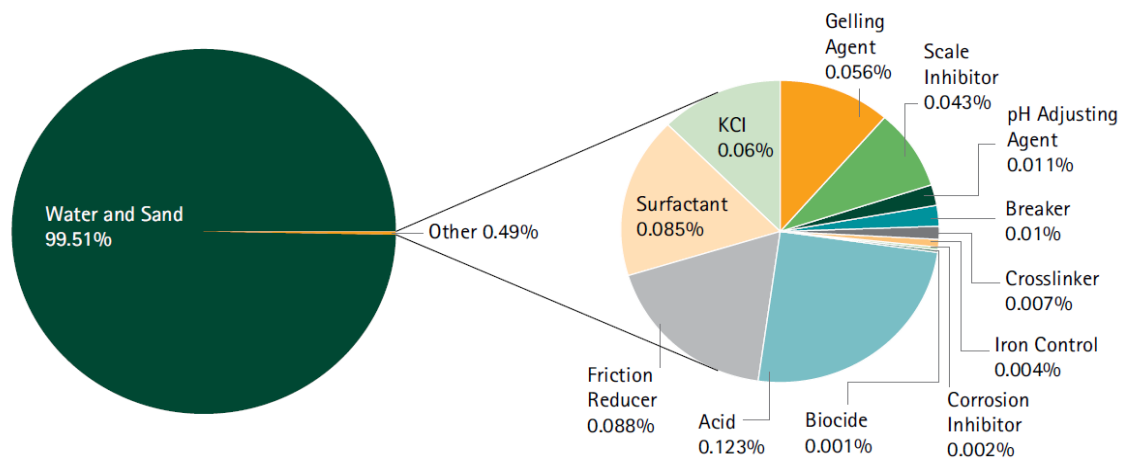
r_p = es la relación de la altura permeable para la altura de la fractura (h/h_f). En una formación de una sola capa la altura permeable es el espesor neto de reservorio, h .

1.3.3.3 Propiedades del Fluido Fracturante

Las principales propiedades que deben caracterizar a un fluido fracturante son las siguientes:

- ✓ Compatibilidad con el material de la formación.
- ✓ Compatibilidad con los fluidos de la formación.
- ✓ Capacidad de suspender y transportar el material soportante.
- ✓ Capaz de desarrollar el ancho de la fractura necesaria para poder aceptar el material soportante.
- ✓ Eficiente, es decir tener bajas pérdidas de fluido en la formación.
- ✓ Fácil remoción.
- ✓ Preparación del fluido en el campo, fácil y sencilla.
- ✓ Costos bajos.

Figura 11. Composición de un fluido de fracturamiento



Fuente: Accenture. Water and Shale Gas Development

1.3.4 Procesamiento

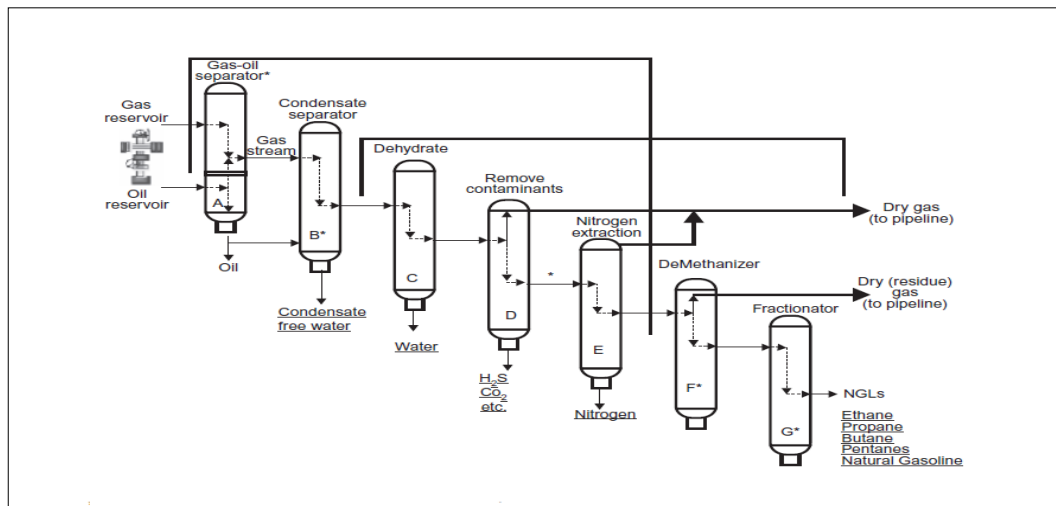
Antes de su distribución, el gas natural debe ser sometido a un tren de procesamiento que por lo general involucra la separación de hidrocarburos pesados, vapor de agua, contaminantes ácidos y gases nobles. Además, es necesario instalar depuradores (Scrubbers) e intercambiadores de calor (Coolers/Heaters) en cercanías a la cabeza del pozo o en las facilidades de producción, que sirvan para eliminar la arena y partículas de alto peso molecular.

El procesamiento del gas natural comienza en cabeza de pozo, donde se retiran el agua y los condensados por medio de separadores mecánicos. La corriente de agua y líquidos condensados extraídos del gas se dirige a los tanques de almacenamiento, mientras que el gas fluye hacia el sistema de recolección. Aunque ya ha sido eliminada el agua libre, el gas todavía se encuentra saturado con vapor de agua, y dependiendo de las condiciones de presión y temperatura de la corriente de gas, este debe ser redirigido a la unidad de deshidratación o inhibición para evitar la formación de hidratos cuando la temperatura alcance valores muy bajos. Los intercambiadores de calor aseguran que la temperatura del gas natural no disminuya demasiado, previniendo la formación de hidratos con el vapor de agua contenido en la corriente de gas.

Posteriormente, se deben remover los componentes ácidos de la corriente de gas, tales como dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), sulfuro de carbonilo (COS) y mercaptanos (R-SH). Estas impurezas se eliminan mediante el proceso de endulzamiento. Sin embargo, tiene sus limitaciones y en ocasiones es poco eficaz para eliminar grandes cantidades de compuestos ácidos. Por tal motivo, existen procesos complejos capaces de eliminar las impurezas de gases ácidos a niveles muy bajos cuando los requerimientos de venta son estrictos.

La última etapa de procesamiento del gas natural se denomina fraccionamiento. Esta se utiliza para separar los componentes hidrocarburos líquidos de la corriente de gas, por medio de unidades de destilación. Estos hidrocarburos intermedios son conocidos como líquidos del gas natural (NGL) y dependiendo de las condiciones de operación de la planta se pueden obtener diferentes productos (Etano, Propano, Butano, C_5^+).

Figura 12. Procesamiento del shale gas



Fuente: Energy Information Administration. General schematic flow for gas processing

1.3.5 Transporte

El gas natural sigue desempeñando un papel importante como fuente de energía en todo el mundo. De hecho, se están planificando proyectos importantes para desplazar grandes cantidades de gas de venta desde plantas de procesamiento a alta presión hasta los sistemas de distribución y los grandes usuarios industriales a través de tuberías enterradas de gran diámetro.

A lo largo de estas tuberías se utilizan una serie de estaciones de compresión para transportar el gas a través de largas distancias. Adicionalmente, se instalan sistemas de refrigeración de gas en la zona de descarga de las estaciones de compresión para mantener una temperatura específica en la tubería, reducir las caídas de presión en la línea y proteger el revestimiento interno y externo la tubería contra el deterioro debido a las altas temperaturas.

Figura 13. Transporte del gas natural



Fuente: www.deepresource.wordpress.com

2. PANORAMA INTERNACIONAL DEL SHALE GAS

2.1 SHALE GAS EN EL MUNDO

2.1.1 Cuencas de Shale Gas en el mundo

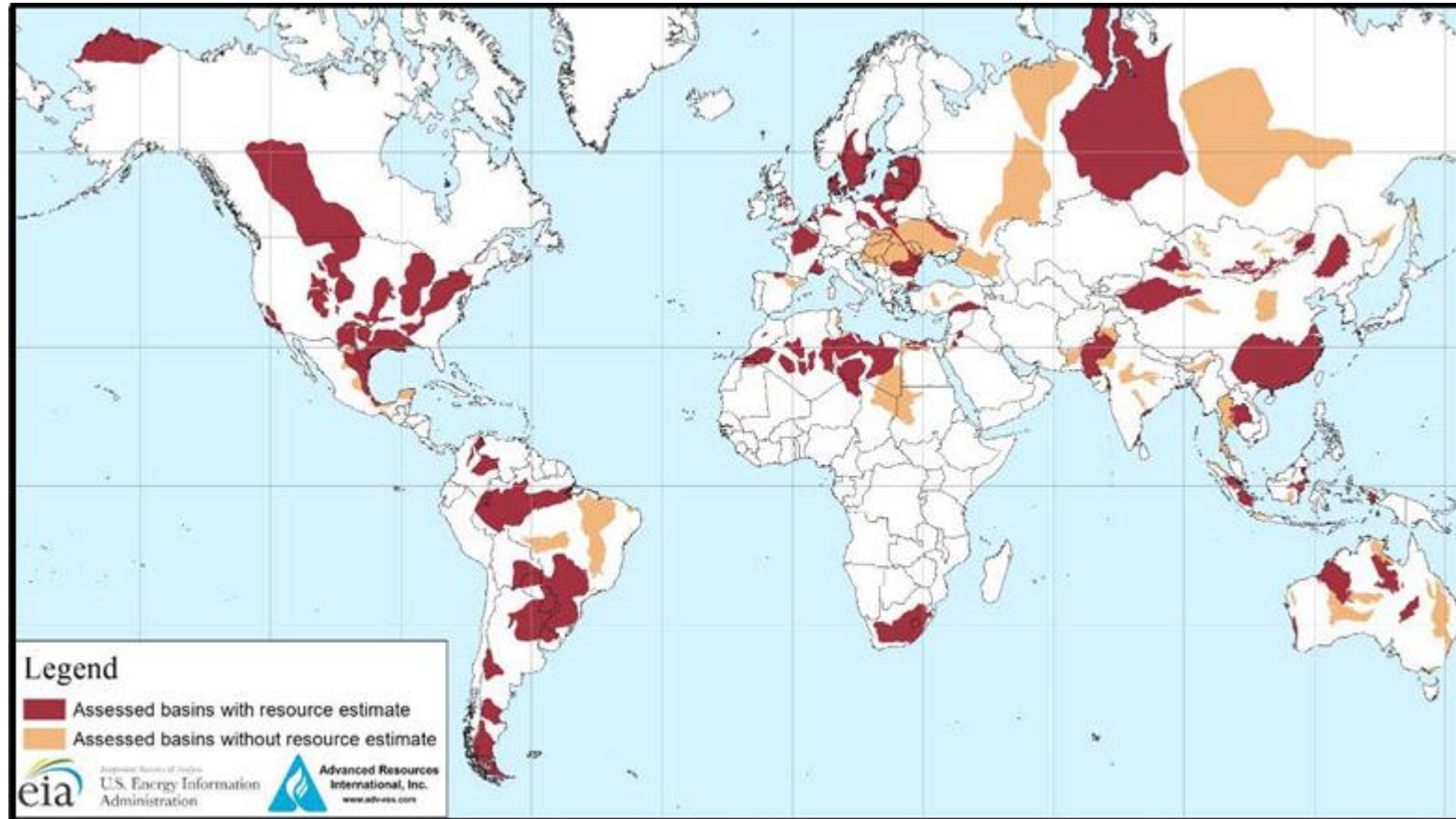
Alrededor del mundo se han identificado gran cantidad de cuencas potenciales para la explotación de shale gas, que posiblemente podrán desarrollarse mediante el uso de nuevas tecnologías ofreciendo un crecimiento económico en estas regiones durante la próxima década.

Tabla 6. Cuencas de Shale Gas en el mundo

Continente	Región / País	Número de Países	Numero de cuencas	Numero de formaciones de Shale Gas
América del norte	Canadá	1	7	9
	México	1	5	8
	Subtotal	2	12	17
América del sur	Sur América (Norte)	2	2	3
	Sur América (Sur)	6	4	7
	Subtotal	8	6	10
Europa	Polonia	1	3	3
	Europa (Este)	3	3	3
	Europa (Oeste)	7	6	9
	Subtotal	11	12	15
África	África (Norte/Central)	3	2	4
	Marruecos	3	2	2
	South África	1	1	3
	Subtotal	7	5	9
Asia	China	1	2	4
	India/Pakistán	2	5	6
	Turquía	1	2	3
	Subtotal	4	9	13
Oceanía	Australia	1	4	5
TOTAL		32	48	69

Fuente: EIA, 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States.

Figura 14. Mapa de las cuencas de Shale Oil y Shale Gas en el mundo, (Mayo 2013)



Fuente: EIA, 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States.

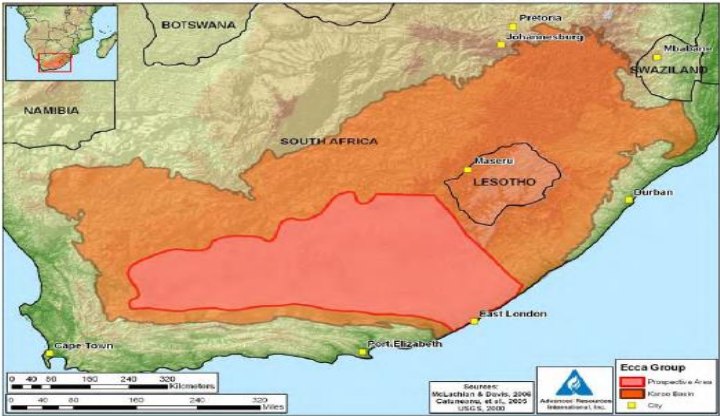
2.1.1.1 África

Figura 15. Cuencas de Shale en el Norte de África



Fuente: EIA, 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the U.S.

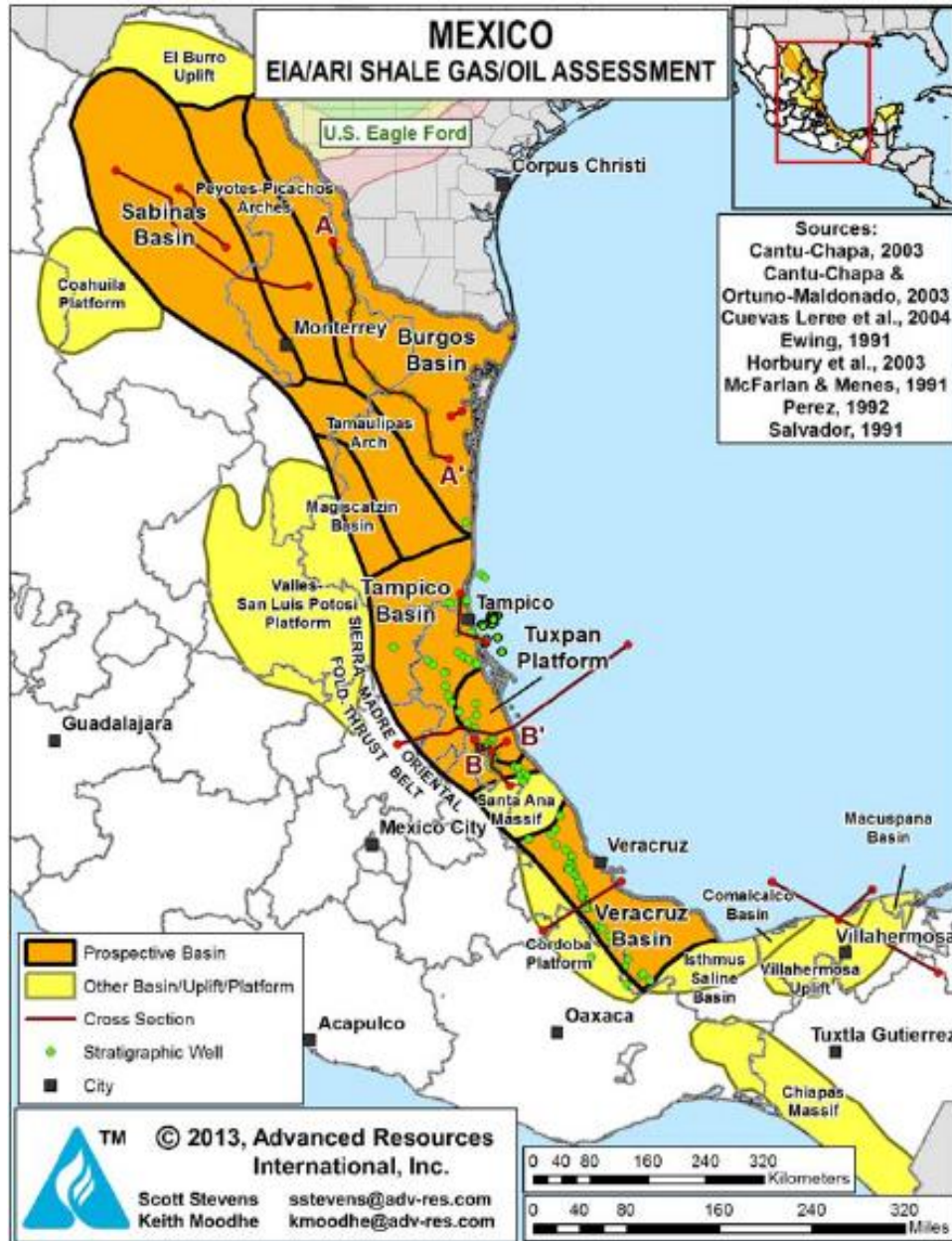
Figura 16. Cuencas de shale gas en el Sur de África



Fuente: EIA, 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the U.S.

2.1.1.2 América del Norte.

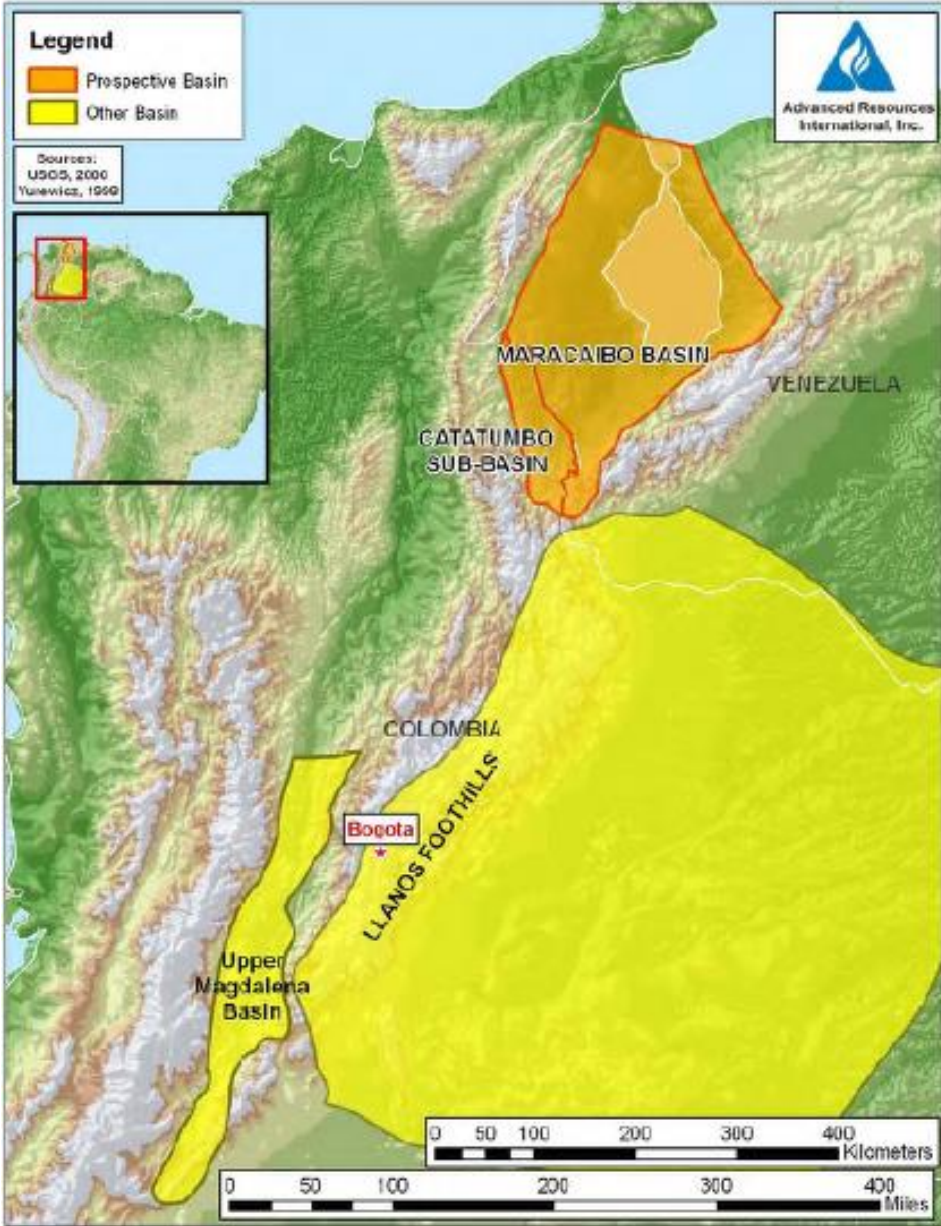
Figura 17. Cuencas de Shale Gas en México



Fuente: EIA, 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the U.S.

2.1.1.3 América del Sur.

Figura 19. Cuencas de shale gas (Zona Norte de Sur América)



Fuente: EIA, 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the U.S.

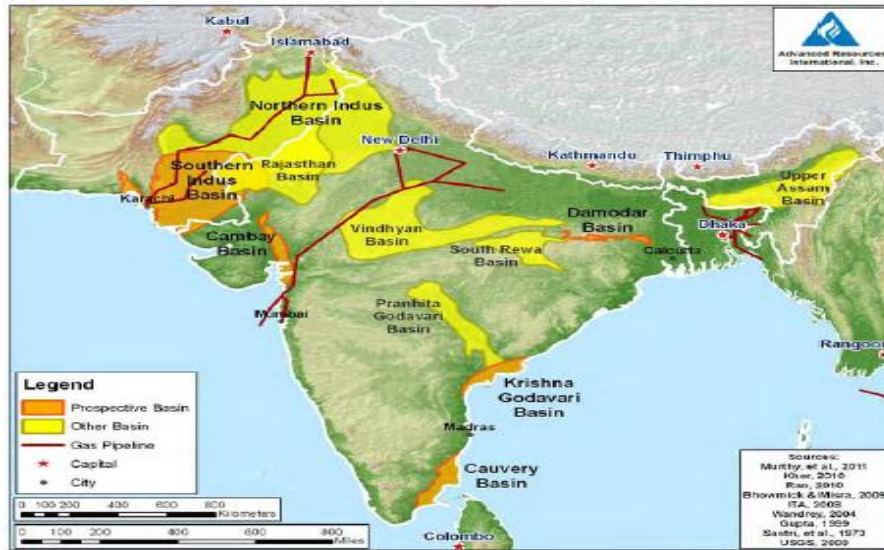
Figura 20. Cuencas de shale gas (Zona Sur de Sur América)



Fuente: EIA, 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States.

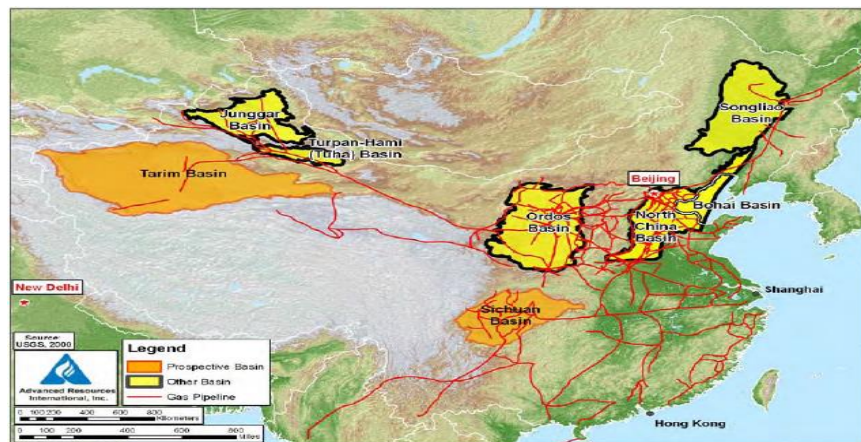
2.1.1.4 Asia

Figura 21. Cuencas de shale gas en Asia Central



Fuente: EIA, 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the U.S.

Figura 22. Cuencas de shale gas en Asia Oriental.



Fuente: EIA, 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the U.S.

2.1.1.5 Europa

Figura 23. Cuencas de shale gas en Europa



Fuente: Advanced Resources Completes “World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment”

2.1.2 Reservas de Shale Gas en el mundo

En la actualidad, Estados Unidos es el mayor productor de shale gas en el mundo. Sin embargo, este panorama ha venido cambiando rápidamente debido a la existencia de proyectos de exploración y desarrollo de nuevas reservas de gas no convencional en todos los continentes (América Latina, Rusia, Europa, Australia, el lejano Oriente y África).

La estimación inicial de reservas recuperables de shale gas en 32 países de diferentes continentes fue 5460 trillones de pies cúbicos ($5460 \times 10^{12} \text{ ft}^3$). Adicional a esto se suman las reservas de shale gas en EE.UU. donde las cifras alcanzan el orden de los 1161 trillones de pies cúbicos ($1161 \times 10^{12} \text{ ft}^3$), dando lugar a reservas

totales de shale gas de aproximadamente 6622 trillones de pies cúbicos ($6622 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) en los Estados Unidos y los otros 32 países evaluados.¹⁰

En el contexto global, las reservas recuperables de gas convencional son aproximadamente 16.000 trillones de pies cúbicos ($16,000 \times 10^{12} \text{ ft}^3$), esto sin incorporar las reservas de gas no convencional. Por lo tanto, al incluir los volúmenes recuperables de shale gas, las reservas mundiales de gas aumentarían en un 40%, alcanzando el orden de los 22.600 trillones de pies cúbicos ($22,600 \times 10^{12} \text{ ft}^3$).¹¹

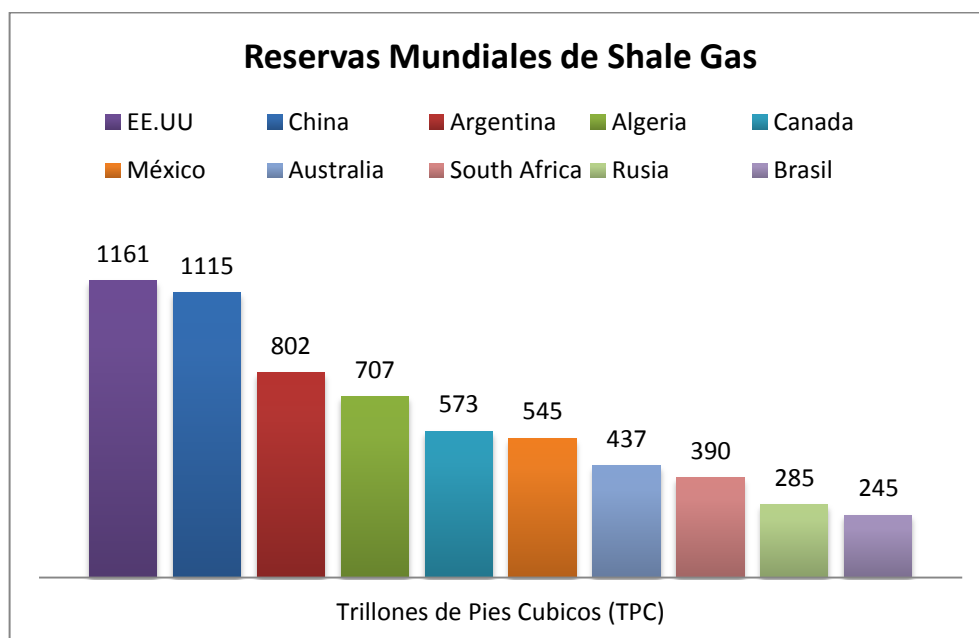
Tabla 7. Reservas de shale gas en el mundo

RANK	PAIS	SHALE GAS (TPC)
1	EE.UU	1161
2	China	1115
3	Argentina	802
4	Algeria	707
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	South África	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245

Fuente: Energy Information Administration (EIA)

^{10, 7} Energy Information Administration, U. S. (s.f.). EIA, 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States.

Figura 24. Reservas mundiales de Shale Gas



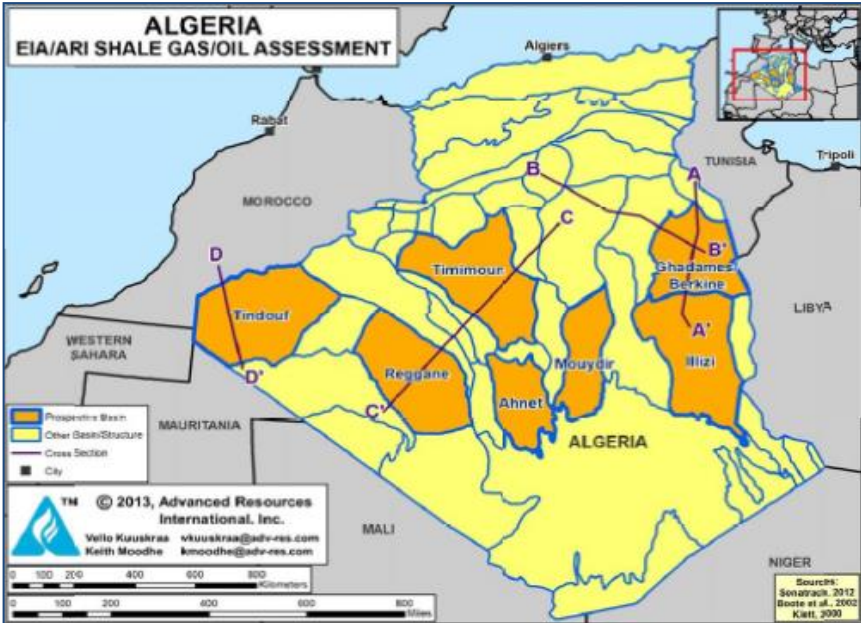
Fuente: Energy Information Administration (EIA)

2.1.2.1 Algeria.

Algeria cuenta con 707 trillones de pies cúbicos ($707 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de shale gas, ubicándolo como el cuarto país con mayores reservas en el mundo. El mayor porcentaje de sus reservas de hidrocarburos no convencionales se encuentra en la cuenca Ghadamea/Berkine.

Dentro de la cuenca Ghadamea/Berkine, las unidades de mayor importancia son las formaciones Tannezuft y Frasnian, las cuales se estima poseen aproximadamente 240 trillones de pies cúbicos ($240 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de gas, equivalentes al 47% de las reservas de shale gas del país.

Figura 25. Cuencas de shale gas en Algeria



Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. June 2013

Tabla 8. Propiedades de la cuenca Ghadamea/Berkine

Basic Data	Basin/Gross Area	Ghadames/Berkine (117,000 mi ²)				Illizi (44,900 mi ²)			
		Shale Formation	Frasnian	Tannezuft		Tannezuft			
	Geologic Age	U. Devonian		Silurian		Silurian			
	Depositional Environment	Marine		Marine		Marine			
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	2,720	3,840	3,490	6,050	22,080	9,840	16,760	
	Thickness (ft)	Organically Rich	275	275	275	115	115	180	180
		Net	248	248	248	104	104	162	162
	Depth (ft)	Interval	8,000 - 10,500	9,000 - 10,000	10,000 - 16,000	10,000 - 14,500	11,000 - 16,000	3,300 - 8,000	3,300 - 8,000
Average		8,500	9,500	13,000	10,500	13,000	5,000	5,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	
	Average TOC (wt. %)	6.0%	6.0%	6.0%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	1.70%	1.15%	1.90%	1.15%	1.70%	
Resource	Clay Content	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	
	Gas Phase	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)	35.4	111.4	133.9	42.9	54.5	50.9	60.7	
	Risked GIP (Tcf)	48.2	213.8	233.7	129.9	601.3	100.1	203.6	
	Risked Recoverable (Tcf)	4.8	42.8	58.4	26.0	150.3	15.0	40.7	

Fuente: Energy Information Administration (EIA)

2.1.2.2 Argentina.

Argentina cuenta con 802 trillones de pies cúbicos ($802 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de shale gas, convirtiéndolo en el tercer país con mayores reservas en el mundo después de Estados Unidos y China. El mayor porcentaje de sus reservas de hidrocarburos no convencionales se encuentran en la cuenca del Neuquén, situada en la frontera entre Argentina y Chile. Esta cuenca contiene el 35 % de las reservas de petróleo del país y el 47% de las reservas de gas.

Dentro de la cuenca Neuquén, la unidad de mayor importancia es la formación Vaca Muerta la cual se estima posee aproximadamente 240 trillones de pies cúbicos ($240 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de gas.

Figura 26. Cuencas de shale gas en Argentina



Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. June 2013

Tabla 9. Propiedades de la cuenca Neuquen

Basin/Gross Area		Neuquen (66,900 mi ²)						
Basic Data	Shale Formation	Los Molles			Vaca Muerta			
	Geologic Age	M. Jurassic			U. Jurassic - L. Cretaceous			
	Depositional Environment	Marine			Marine			
	Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	2,750	2,380	8,140	4,840	3,270	3,550
Thickness (ft)		Organically Rich	800	800	500	500	500	500
		Net	300	300	300	325	325	325
Depth (ft)		Interval	6,500 - 9,500	9,500 - 13,000	13,000 - 16,400	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000	5,500 - 10,000
	Average	8,000	11,500	14,500	5,000	6,500	8,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	
	Average TOC (wt. %)	2.0%	2.0%	2.0%	5.0%	5.0%	5.0%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	2.20%	0.85%	1.15%	1.50%	
	Clay Content	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	
Resource	Gas Phase	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)	49.3	118.0	190.1	66.1	185.9	302.9	
	Risked GIP (Tcf)	67.8	140.4	773.8	192.0	364.8	645.1	
	Risked Recoverable (Tcf)	8.1	35.1	232.1	23.0	91.2	193.5	

Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. June 2013

2.1.2.3. Canada

Se estima que Canadá cuenta con 2413 trillones de pies cúbicos ($2413 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de shale gas, de las cuales 573 trillones de pies cúbicos ($573 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) son técnicamente recuperables, convirtiéndolo en el quinto país con mayores reservas en el mundo,

La unidad de mayor importancia es la cuenca Horn River la cual se estima que posee aproximadamente 132 trillones de pies cúbicos ($132 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de shale gas.

Tabla 10. Reservas de Shale Oil and Gas en Canada

Region	Basin / Formation	Risky Resource In-Place		Risky Technically Recoverable Resource	
		Oil/Condensate (Million bbl)	Natural Gas (Tcf)	Oil/Condensate (Million bbl)	Natural Gas (Tcf)
British Columbia / Northwest Territories	Horn River (Muskwa / Otter Park)	-	375.7	-	93.9
	Horn River (Evie / Klua)	-	154.2	-	38.5
	Cordova (Muskwa / Otter Park)	-	81.0	-	20.3
	Liard (Lower Besa River)	-	526.3	-	157.9
	Deep (Doig Phosphate)	-	100.7	-	25.2
	Sub-Total	-	1,237.8	-	335.8
Alberta	Alberta (Banff / Exshaw)	10,500	5.1	320	0.3
	E/W Shale (Duvemay)	66,800	482.6	4,010	113.0
	Deep Basin (Nordegg)	19,800	72.0	790	13.3
	N.W. Alberta (Muskwa)	42,400	141.7	2,120	31.1
	S. Alberta (Colorado)	-	285.6	-	42.8
	Sub-Total	139,500	987.1	7,240	200.5
Saskatchewan / Manitoba	Williston (Bakken)	22,500	16.0	1,600	2.2
Quebec	App. Fold Belt (Utica)	-	155.3	-	31.1
Nova Scotia	Windsor (Horton Bluff)	-	17.0	-	3.4
	Total	162,000	2,413.2	8,840	572.9

Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. June 2013

2.1.2.4. China

China cuenta con 1115 trillones de pies cúbicos ($1115 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de shale gas, convirtiéndolo en el segundo país con mayores reservas en el mundo después de Estados Unidos. El mayor porcentaje de sus reservas de hidrocarburos no convencionales se encuentran en las cuencas Sichuan y Tarim las cuales aportan el 40% de los hidrocarburos no convencionales del país.

Dentro de la cuenca Sichuan, la unidad de mayor importancia es la formación Longmaxi la cual se estima que posee aproximadamente 287 trillones de pies cúbicos ($287 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de gas.

Figura 27. Cuencas de shale gas en China



Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. June 2013

Tabla 11. Propiedades de la cuenca Sichuan

Resource		Basin/Gross Area		Sichuan (74,500 mi ²)				Yangtze Platform (611,000 mi ²)	
		Shale Formation	Geologic Age	Qiongzhusi	Longmaxi	Permian	L. Cambrian	L. Silurian	
		Depositional Environment	Marine	Marine	Marine	Marine	Marine	Marine	
		Prospective Area (mi ²)	6,500	10,070	20,900	3,250	5,035		
		Thickness (ft)	Organically Rich	500	1,000	314	500	1,000	
			Net	275	400	251	275	400	
		Depth (ft)	Interval	10,000 - 16,400	9,000 - 15,500	3,280 - 16,400	10,000 - 16,400	9,000 - 15,500	
			Average	13,200	11,500	9,700	13,200	11,500	
		Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal		
		Average TOC (wt. %)	3.0%	3.2%	4.0%	3.0%	3.2%		
		Thermal Maturity (% Ro)	3.20%	2.90%	2.50%	3.20%	2.90%		
		Clay Content	Low	Low	Low	Low	Low		
		Gas Phase	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas		
		GIP Concentration (Bcf/mi ²)	109.8	162.6	114.1	99.4	147.1		
		Risked GIP (Tcf)	499.6	1,146.1	715.2	181.0	414.7		
		Risked Recoverable (Tcf)	124.9	286.5	214.5	45.2	103.7		

Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. June 2013

2.1.2.5. Estados Unidos

La producción de gas natural en los Estados Unidos ha crecido de manera significativa en los últimos años gracias a la implementación de perforaciones horizontales y tecnologías de fracturamiento hidráulico, las cuales han permitido recuperar hidrocarburos no convencionales de formaciones de baja permeabilidad convirtiéndolos en una opción comercialmente viable.

Hoy en día, Estados Unidos es el primer productor de gas natural en el mundo y junto con Canadá, representan más del 25 % de la producción mundial de gas.¹² Por ello, el shale gas tendrá un papel cada vez más importante en sus bases de recursos energéticos y de perspectivas económicas. Además, se espera que para el año 2035, la producción de shale gas aumente hasta alcanzar un 49 % de la producción total de gas natural del país.

En 2011, Estados Unidos reportó reservas de shale gas de aproximadamente 750 trillones de pies cúbicos ($750 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) (Tabla 13). Actualmente, dichas reservas han reportado un incremento del 64%, alcanzando los 1161 trillones de pies cúbicos ($1115 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de shale gas, convirtiéndolo en el primer país con mayores reservas en el mundo de este recurso energético. El mayor porcentaje de sus recursos de hidrocarburos no convencionales se encuentra en la cuenca Apalaches, equivalentes al 63% de las reservas totales del país.

Dentro de la cuenca Apalaches, la unidad de mayor importancia es la formación Marcellus la cual se estima posee aproximadamente 410 trillones de pies cúbicos ($410 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de gas.¹³

¹² BP. (Junio 2012). Statistical Review of World Energy.

¹³ Energy Information Administration, U. S. (n.d.). EIA 2011a. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays.

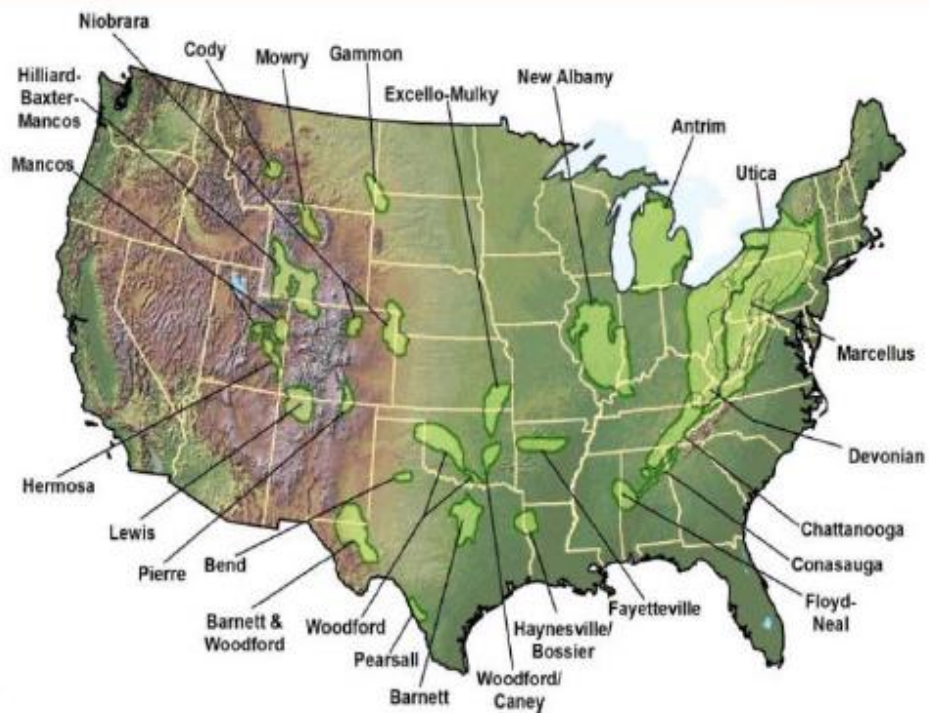
Tabla 12. Reservas de Shale Gas en EE.UU

Onshore Lower-48 Oil and Gas Supply Submodule region	Shale play	Shale gas resources (trillion cubic feet)	Shale oil resources (billion barrels)
Northeast	Marcellus	410	–
	Antrim	20	–
	Devonian Low Thermal Maturity	14	–
	New Albany	11	–
	Greater Siltstone	8	–
	Big Sandy	7	–
	Cincinnati Arch*	1	–
Subtotal		472	–
Percent of total		63%	–
Gulf Coast	Haynesville	75	–
	Eagle Ford	21	3
	Floyd-Neal & Conasauga	4	–
Subtotal		100	3
Percent of total		13%	14%
Mid-Continent	Fayetteville	32	–
	Woodford	22	–
	Cana Woodford	6	–
Subtotal		60	–
Percent of total		8%	–
Southwest	Barnett	43	–
	Barnett-Woodford	32	–
	Avalon & Bone Springs	–	2
Subtotal		76	2
Percent of total		10%	7%
Rocky Mountain	Mancos	21	–
	Lewis	12	–
	Williston-Shallow Niobraran*	7	–
	Hilliard-Baxter-Mancos	4	–
	Bakken	–	4
Subtotal		43	4
Percent of total		6%	15%
West Coast	Monterey/Santos	–	15
Subtotal		–	15
Percent of total		–	64%
Total onshore Lower-48 States		750	24

Fuente: EIA 2011a. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays.

Existen más de 50 formaciones de shale gas en Estados Unidos y Canadá. Sin embargo, algunas han sido exploradas e investigadas a fondo y otras son hallazgos recientes de las cuales no se posee suficiente información.

Figura 28. Formaciones de Shale Gas en EE.UU



Fuente: Lucian Pugliaresi, Energy Policy Research Foundation, Inc. "The Shale Gas Revolution" 2010.

2.1.2.5.1 Antrim Shale

La formación Antrim Shale está ubicada en la Cuenca de Michigan, esta hace parte de un extenso sistema rico en materia orgánica, que en el periodo Devónico Medio ocupó gran parte del continente norteamericano. Por efecto de la erosión, se han depositado más de 17.000 pies de sedimentos, de los cuales tan solo 900 pies pertenecen a la formación Antrim Shale. La profundidad de esta formación oscila en el rango de 500 a 2.300 pies y la extensión superficial es de aproximadamente 30000 millas cuadradas

El Antrim Shale se caracteriza por ser una roca de grano fino, fracturada, de coloración negra y con alto contenido de materia orgánica bituminosa. Esta se divide en cuatro unidades, (Desde la base hasta el tope): Norwood, Paxton, Lachine y los estratos superiores. Toda la zona está cubierta por sedimentos del Devónico y Mississippi cuya composición es principalmente de illita y cuarzo con pequeñas cantidades de material orgánico y pirita.

El Antrim Shale posee un contenido de materia orgánica de hasta el 20% (w/w), compuesto principalmente de material orgánico vegetal (algas). La reflectancia a la vitrinita está en el intervalo de 0,4 a 0,6, lo que indica que el shale es térmicamente inmaduro. Este es además es somero y contiene gas con una alta concentración de metano, lo que indica que este es de origen microbiano. Antrim shale es el 13^o mayor productor de gas natural en los Estados Unidos.¹⁴

2.1.5.2.2 Eagle-Ford Shale

Eagle-Ford Shale es una formación de rocas sedimentarias del Cretácico ubicada en gran parte del sur de Texas. Fue descubierta en el año 2008 y tiene una superficie de 3.000 millas cuadradas. Está constituida principalmente por shale

¹⁴ Speight, J. G. (2013). Shale Gas Production Processes. Gulf Professional Publishing.

marino rico en materia orgánica y comúnmente se encuentra presente en afloramientos. Esta formación tiene 50 millas de ancho y un espesor promedio de 250 pies a una profundidad entre 4.000 a 12.000 pies. Además, contiene una alta cantidad de carbonato, lo que hace que sea una roca frágil y apropiada para ser sometida a un procedimiento de fracturamiento hidráulico. Se estima que Eagle-Ford Shale contiene 20,81 trillones pies cúbicos ($20,81 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de gas natural y 3,351 billones de barriles ($3351 \times 10^9 \text{ Bb}$) de petróleo.¹⁵

2.1.2.5.3 Haynesville Shale

Haynesville Shale está ubicado en la cuenca Salt Basin al norte de Louisiana y al este de Texas, a profundidad que va desde 10.500 a 13.500 pies. Se encuentra delimitado por la formación de areniscas Cotton Valley Group y por la formación calcárea Smackover. Cuenta con una superficie de aproximadamente 9.000 millas cuadradas y con un espesor medio de 200 a 300 pies.

Se estima que la formación Haynesville cuenta con 717 trillones de pies cúbicos ($717 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de gas, de los cuales es posible recuperar 251 trillones de pies cúbicos ($251 \times 10^{12} \text{ ft}^3$), de llevarse esto a cabo Haynesville Shale se convertiría en una fuente importante de gas natural para los Estados Unidos.

En comparación con Barnett Shale, la formación Haynesville es supremamente estratificada y los yacimientos varían sus propiedades en intervalos tan pequeños que van desde 4 pulgadas a 1 pie. Además, los pozos alcanzan profundidades de hasta 13.500 pies, convirtiéndose en una de las formaciones más profundas de shale gas. La profundidad promedio de los pozos es de 11.800 pies y registran temperaturas de fondo promedio de hasta 155 °C (300 °F) con presiones en cabeza de pozo que exceden los 10.000 psi. Como resultado, los pozos en

¹⁵ Energy Information Administration, U. S. (n.d.). EIA 2011a. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays.

Haynesville requieren equipos robustos capaces de resistir altas presiones y fluidos corrosivos, lo que aumenta notablemente los costos de operación.¹⁶

2.1.2.5.4 Marcellus Shale

Marcellus Shale es una formación del Devónico Medio ubicada en la cuenca de los Apalaches, la cual comprende gran parte de Ohio, West Virginia, Pensilvania y Nueva York; además de algunos pequeños condados de Maryland, Kentucky, Tennessee y Virginia. Esta formación se caracteriza por su coloración oscura, baja densidad, composición carbonatada y alto contenido de materia orgánica.¹⁷

Tabla 13. Distribución superficial Marcellus Shale

ESTADO	% AREAL DE MARCELLUS
Maryland	1,09
New York	20,06
Ohio	18,19
Pennsylvania	35,35
Virginia	3,85
West Virginia	21,33

Fuente: EIA 2011a. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays.

Marcellus Shale se divide en dos unidades principales: el área activa y el área virgen. El área activa, se encuentra principalmente en West Virginia y Pennsylvania. Esta área posee 10.622 millas cuadradas. Las 84,271 millas

¹⁶ Speight, J. G. (2013). Shale Gas Production Processes. Gulf Professional Publishing.

¹⁷ Braithwaite, L. (2009). Shale-Deposited Natural Gas: A Review of Potential. California Energy Commission.

cuadradas restantes, corresponden a la zona que no ha sido explotada por las empresas.

El rango de profundidad de la formación Marcellus oscila entre los 4000 pies hasta 8500 pies con un espesor de entre 50 a 200 pies. Actualmente se produce gas natural mediante pozos horizontales sometidos a fracturamiento hidráulico. Las secciones horizontales alcanzan hasta los 2000 pies de longitud y por lo general conlleva a la instalación de múltiples etapas de completamiento.

La recuperación final estimada promedio en Marcellus Shale (Área activa y no desarrollada) es de 2,325 billones de pies cúbicos ($2,325 \times 10^9 \text{ ft}^3$) de gas natural por pozo. En cuanto a las reservas, se estima que el área activa cuenta con 177,9 trillones de pies cúbicos ($177,9 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de gas, mientras que el área no desarrollada, posee reservas recuperables de aproximadamente 232,4 trillones de pies cúbicos ($232,4 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de gas.¹⁸

Tabla 14. Reservas de Marcellus Shale

	UNIDAD	ÁREA ÁCTIVA	ÁREA NO DESARROLLADA
Área	(Millas ²)	10,622	84,271
Recuperación Final Estimada	(BPC/pozo)	3,5	1,15
Espaciamiento entre pozos	(Pozos/Milla ²)	8	8
Reservas	(TPC)	177,9	232,4

Fuente: EIA 2011a. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays.

¹⁸ Energy Information Administration, U. S. (n.d.). EIA 2011a. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays.

Tabla 15. Propiedades de Marcellus Shale

PROPIEDADES	UNIDAD	VALOR
Profundidad	(pies)	6750
Espesor	(pies)	125
Porosidad	(%)	8
Contenido Orgánico Total	(%)	12

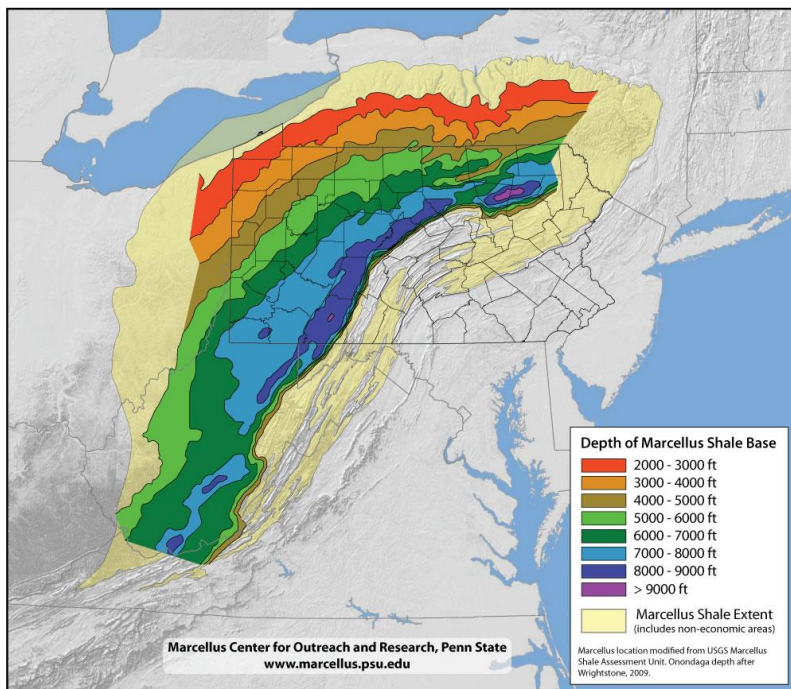
Fuente: EIA 2011a. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays

Figura 29. Mapa de Marcellus Shale



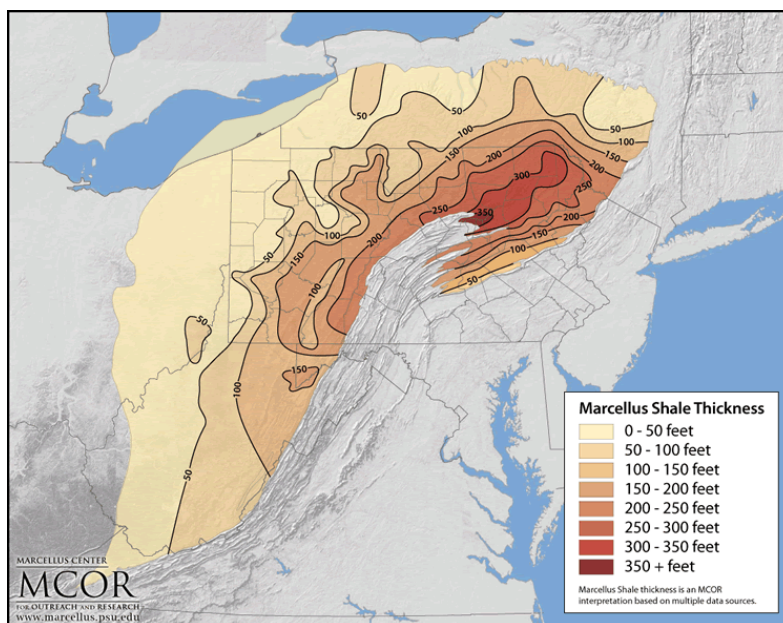
Fuente: Energy Information Administration (EIA)

Figura 30. Mapa de Profundidades Marcellus Shale



Fuente: www.marcellus.psu.edu

Figura 31. Mapa de Espesores Marcellus Shale



Fuente: www.marcellus.psu.edu

2.1.2.5.5 Woodford Shale

La formación Woodford Shale está situada en el centro de Oklahoma, abarcando una superficie de casi 11.000 millas cuadradas, Esta formación es una lutita del Devónico delimitada por la formación de caliza (Osage Lime) entre un rango de profundidad de 6.000 a 11.000 pies con espesores que varían desde 120 hasta 220 pies.

Woodford Shale cuenta con aproximadamente 23 trillones de pies cúbicos ($23 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de gas, de los cuales 11,4 trillones de pies cúbicos ($11,4 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) son técnicamente recuperables.¹⁹

La producción de gas natural en Woodford inició en el año 2003 a través de pozos verticales. Sin embargo, la perforación horizontal se ha venido aplicando allí debido a su efectividad.

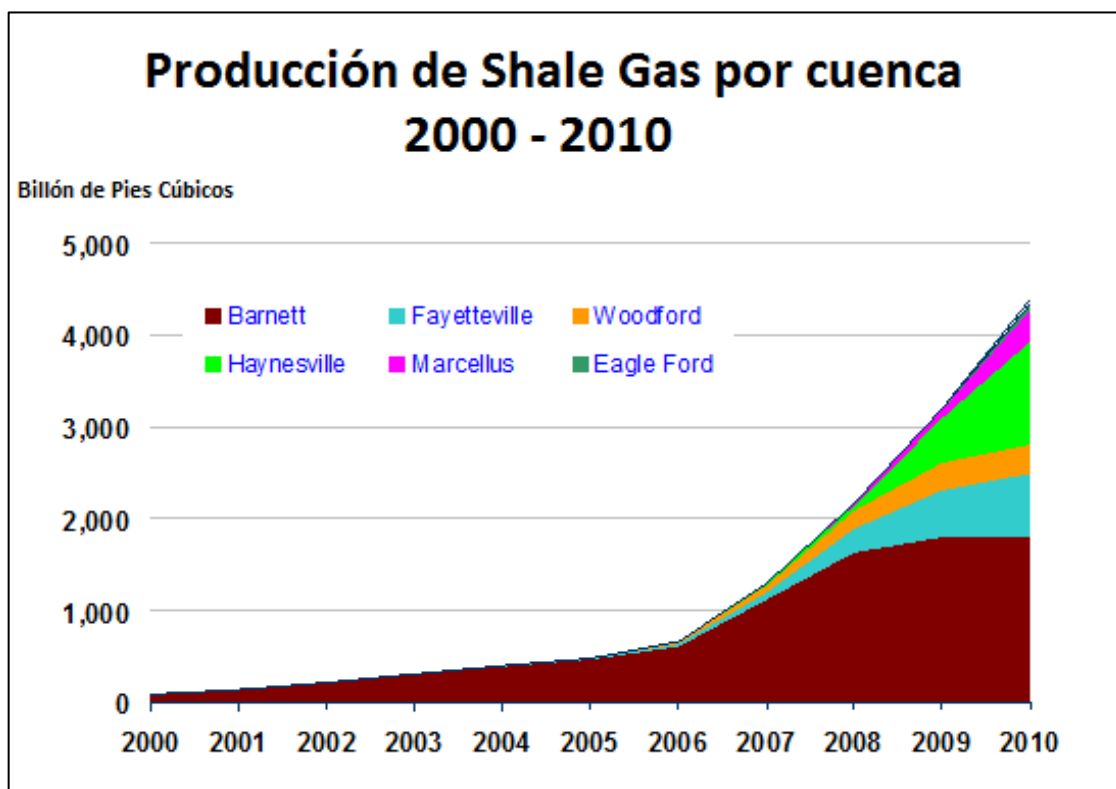
Tabla 16. Propiedades de Woodford Shale

PROPIEDADES	UNIDAD	ZONA CENTRAL	ZONA OCCIDENTAL
Profundidad	(pies)	9500	5000
Espesor	(pies)	150	250
Porosidad	(%)	7	6
Contenido Orgánico Total	(%)	6,5	4

Fuente: EIA 2011a. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays

¹⁹ Speight, J. G. (2013). Shale Gas Production Processes. Gulf Professional Publishing.

Figura 32. Producción de Shale Gas por Cuenca en EE.UU

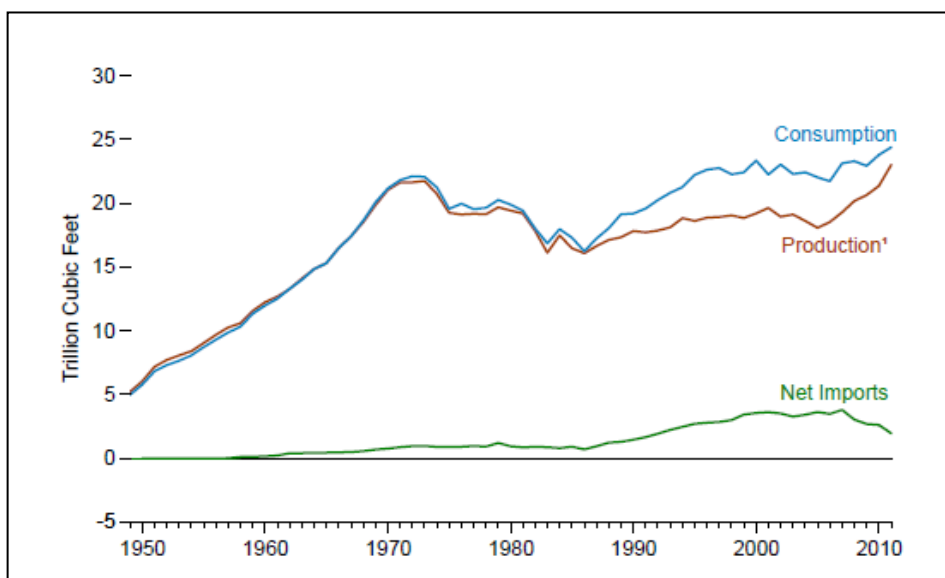


Fuente: American Gas Association (AGA). Market Conditions Slides - Examining Key Natural Gas Market Influences for 2011 and Beyond

2.1.3 Consumo de Gas Natural en EE.UU

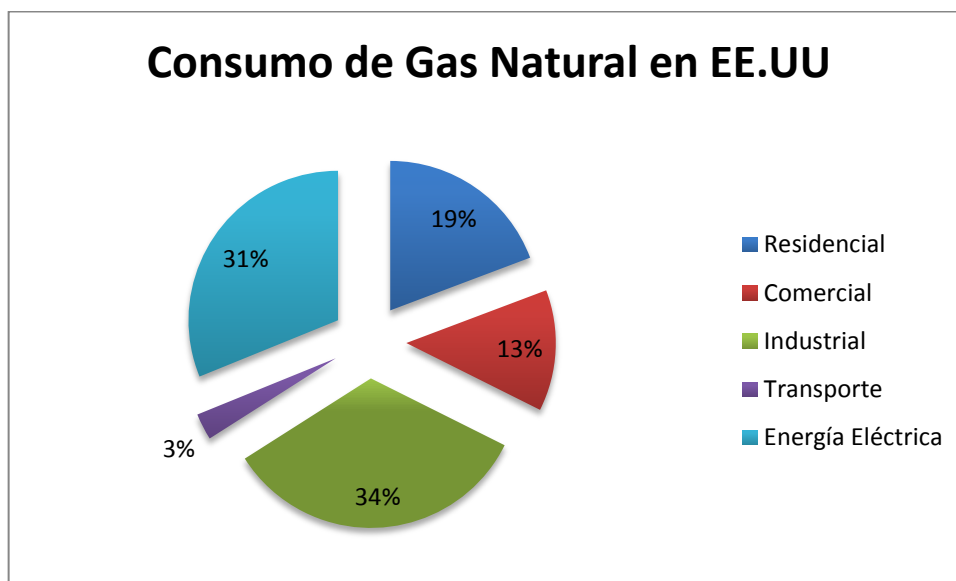
Los bajos precios del gas natural en los últimos años revelan nuevos escenarios, beneficiando a los consumidores estadounidenses y los intereses tanto competitivos como estratégicos de la nación, incluyendo la revitalización de varias industrias nacionales.

Figura 33. Producción y consumo de gas natural en EE.UU



Fuente: EIA. Annual Energy Review 2011

Figura 34. Consumo Energético por Sector EE.UU



Fuente: EIA. Annual Energy Review 2011

2.2. SHALE GAS EN COLOMBIA

2.2.1 Reservas de Shale Gas

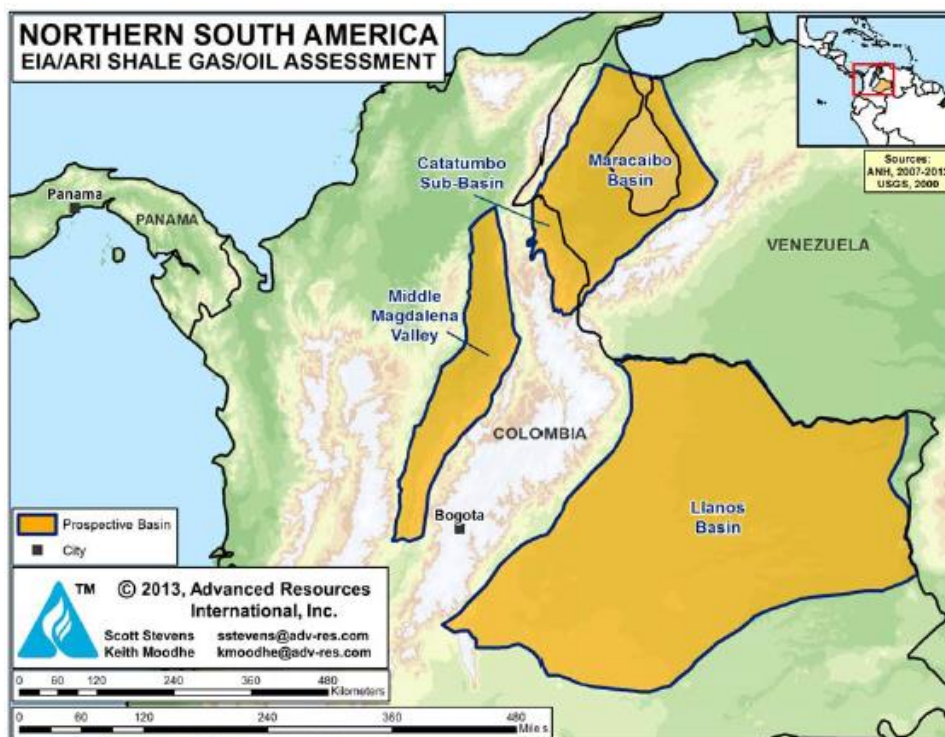
Si bien, el país sigue aumentando su producción de hidrocarburos líquidos, la industria aún espera que ocurra un descubrimiento sustancial de gas natural que pueda garantizar el suministro durante los próximos años, razón por la que se ha comenzado a estudiar el potencial de los recursos no convencionales en el país.

Hoy en día, Colombia es el séptimo país con mayores reservas de gas natural en Suramérica con 5,5 trillones de pies cúbicos ($5,5 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) y cuenta con reservas potenciales de shale gas al interior de numerosos estratos marinos del Cretácico ubicados a lo largo de tres cuencas principales: Valle Medio del Magdalena, Llanos Orientales y Catatumbo (Figura 34).

Las formaciones de mayor relevancia son: La Luna, Capacho y Gacheta, las cuales generan la mayor parte del gas y petróleo convencional que se produce en Colombia y en el oeste de Venezuela. Estas se componen de una serie de lutitas del Cretácico, ricas en materia orgánica y presentan gran similitud con las formaciones Eagle Ford y Niobrara (Estados Unidos).

Ecopetrol, ConocoPhillips, ExxonMobil, Shell, y otras grandes compañías han iniciado gestión de diversos bloques para la búsqueda de hidrocarburos no convencionales en Colombia. Por ello, se prevé que el shale gas tendrá un papel cada vez más importante en las bases de recursos energéticos y perspectivas económicas del país.

Figura 35. Cuencas de Shale Gas en Colombia



Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment

Estudios recientes indican que las lutitas del norte de Suramérica cuentan con reservas técnicamente recuperables de aproximadamente 222 trillones de pies cúbicos ($222 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de shale gas y 20.2 billones barriles ($20,2 \times 10^9 \text{ Bb}$) oil shale, de los cuales Colombia cuenta con 55 trillones de pies cúbicos ($55 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) y 6.8 billones de barriles ($6,8 \times 10^9 \text{ Bb}$), mientras que el oeste de Venezuela alberga 167 trillones de pies cúbicos ($167 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) y 13,4 billones de barriles ($13,4 \times 10^9 \text{ Bb}$). (Tablas 18 y 19).²⁰

²⁰ Administration, E. I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.

Tabla 17. Reservas de Shale Gas en Colombia

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

Fuente: Energy Information Administration (EIA)

2.2.2 Cuencas de Shale Gas

La Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, realizó numerosos estudios técnicos y evaluó el potencial petrolero en las 23 cuencas sedimentarias identificadas en Colombia, de las cuales tan solo 4 son prospectos para la explotación de hidrocarburos no convencionales.

Tabla 18. Mapa estratigráfico de las cuencas potenciales de shale gas en el norte de Suramérica

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

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

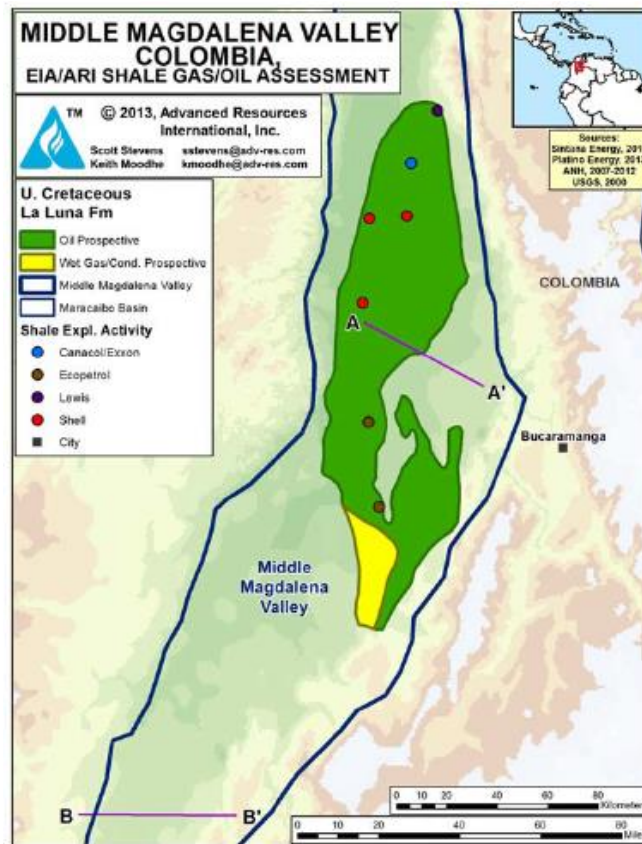
Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment 2013

2.2.2.1. Cuenca Valle del Magdalena Medio

Se encuentra situada entre las cordilleras Oriental y Central a 150 kilómetros al norte de Bogotá (Figura 35). Tiene una extensión superficial de 13.000 millas cuadradas y cuenta con más de 40 campos petroleros que producen principalmente de yacimientos de areniscas del Terciario. Aunque en la región de La Cordillera de los Andes hay una intensa actividad tectónica y presencia estructuras complejas que incluyen numerosos cabalgamientos y fallas de rumbo, al interior de la cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentran estructuras

simples con topografía relativamente plana. La región occidental de la cuenca es estructuralmente compleja y fallada, (Figura 36).

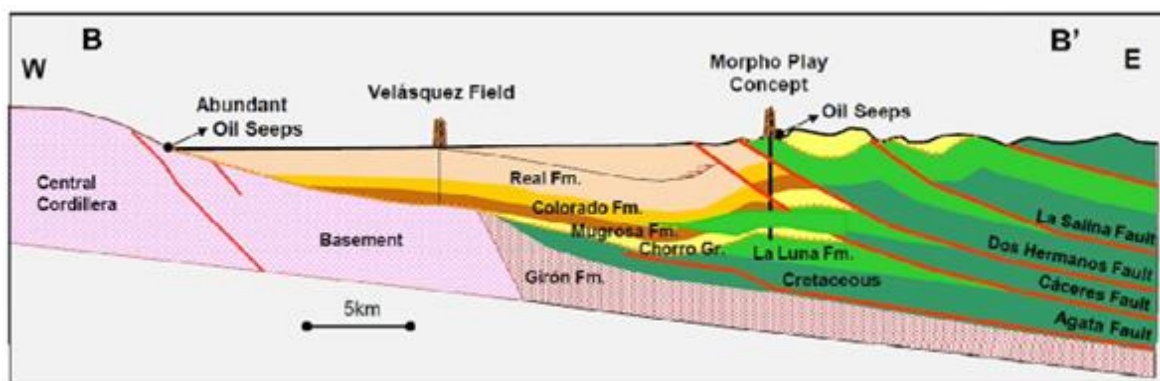
Figura 36. Cuenca Valle del Magdalena Medio



Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment 2013

Actualmente, la mayoría de actividades de exploración y perforación para la búsqueda de shale gas se enfocan sobre la cuenca del Valle del Magdalena Medio. Sin embargo, es considerada como una de las principales zonas de explotación de hidrocarburos convencionales del país. En esta región se pueden apreciar unidades extensas y de gran espesor pertenecientes a la formación La Luna, que así mismo se divide en tres unidades geológicas: Salada, Pujamana y Galembo.

Figura 37. Mapa geológico Cuenca Valle del Magdalena Medio



Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment 2013

Salada es la unidad geológica con mayor contenido de materia orgánica (3-12% TOC) y su espesor neto es 500 pies. Esta principalmente conformado por shale calcáreo laminado (40% CaCO₃) de grano fino, duro y coloración negra, junto con intercalaciones delgadas de micrita. La formación Pujamana posee el menor porcentaje de materia orgánica y esta mayormente conformada por shale calcáreo laminado de color gris (43% CaCO₃). La formación Galembó tiene un contenido orgánico moderado (1-4% TOC) y su espesor de 700 pies. Está compuesta por intercalaciones finas de shale, arcilla y caliza de color negro. Así mismo, presenta múltiples estratos de Chert delimitados por la formación Tablazo/Rosablanca, con aproximadamente 480 a 920 pies de espesor, contenido orgánico de (2-8% TOC) y reflectancia de (0,6% a 1,2% Ro).

Se estima que la formación La Luna cuenta con 135 trillones de pies cúbicos (135 x10¹² ft³) de shale gas, de los cuales es posible recuperar 18 trillones de pies cúbicos (18 x10¹² ft³), de llevarse esto a cabo La Luna se convertiría a una fuente importante de gas natural en Colombia.²¹

²¹ Administration, E. I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.

Un grupo de múltiples compañías donde se destaca la presencia de Ecopetrol, ConocoPhillips, ExxonMobil, Nexen, y Shell, han iniciado los programas de exploración de shale gas en Colombia durante los últimos dos años. La actividad se ha concentrado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena donde más de 12 exploratorios han sido perforados.

Nexen fue una de las primeras compañías que inicio con la exploración de reservas de shale gas en Colombia. La compañía ha adquirido varios bloques potenciales de shale en Colombia para un total de 1,5 millones de acres. A finales de 2011 Nexen dio inicio a la perforación del primer pozo de cuatro previstos para la búsqueda de shale gas en la zona. Estos pozos, ubicados en los bloques de Sueva y Chiquinquirá en la Sabana de Bogotá, tenían como objetivo final explotar hidrocarburos de la Formación La Luna.²²

2.2.2.2 Cuenca de los Llanos Orientales

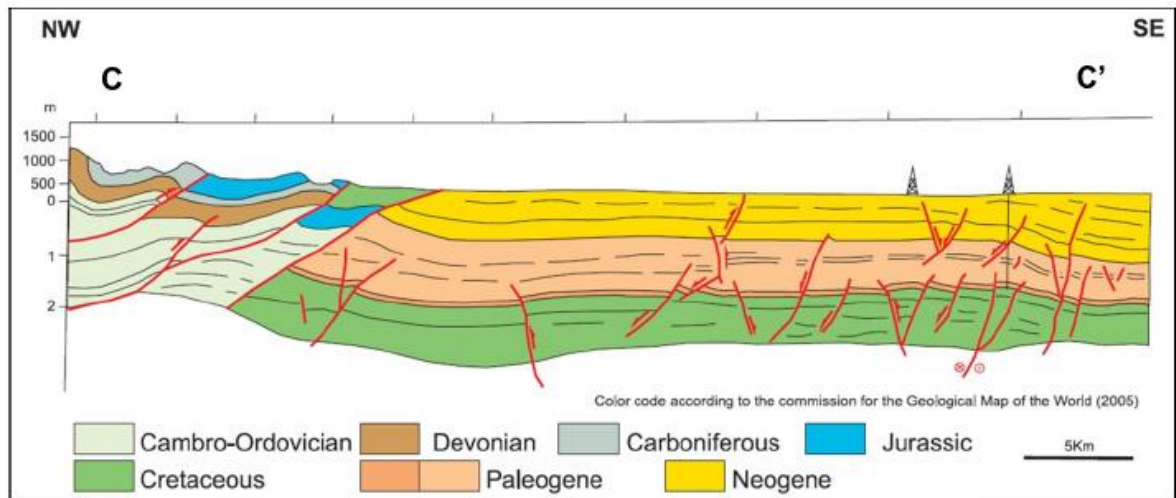
Es la cuenca que alberga el mayor porcentaje de las reservas de hidrocarburos en Colombia. Esta cuenca posee numerosas unidades de lutitas del Cretácico potencialmente generadoras, que tienen características muy similares a la formación La Luna. En la región central de la cuenca, las lutitas registran bajas cantidades de materia orgánica y la reflectancia a la vitrinita. Sin embargo, a medida que se aproximan a la región del Piedemonte Llanero tienden a ser rocas con mayor madurez térmicamente.

Se encuentra ubicada en el este de Colombia y se ha convertido recientemente en un foco de exploración de shale gas, sin embargo es menos conocida que la cuenca del Valle Medio del Magdalena. (Figura 37). La cuenca de los Llanos Orientales tiene una extensión superficial de 84.000 millas cuadradas y la unidad

²² Nexen Energy, C. (June 2012). Nexen Explores for Shale Gas in Colombia.

generadora de mayor relevancia es la formación Gacheta. En la región central de la cuenca se evidencian estructuras simples con topografía relativamente plana aunque existen pequeñas fallas normales y cabalgamientos.

Figura 38. Mapa geológico Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment 2013

La formación Gacheta tiene un espesor promedio de 600 pies y es la principal roca generadora en la cuenca de los Llanos Orientales. Esta se localiza a una profundidad de más de 15.000 pies a lo largo del margen occidental de la cuenca, ascendiendo a medida que se extiende hacia el este donde alcanza una profundidad de 2.000 pies.

La formación Gacheta almacena kerógeno tipo II y III, y su contenido orgánico total es de (1- 3% TOC) con una madurez térmica que oscila desde 0,3% en la región somera del este hasta 1,1% en la región montañosa occidental, donde el potencial de reservas no convencionales es gigantesco. Estudios recientes indican que la formación Gacheta cuenta con reservas de aproximadamente 18 trillones de pies cúbicos ($18 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de shale gas y 13 billones barriles ($13 \times 10^9 \text{ Bbl}$) de oil shale y

condensados, de los cuales tan solo 2 trillones de pies cúbicos ($2 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) y 0,6 billones de barriles ($0,6 \times 10^9 \text{ ft}^3$) son técnicamente recuperables.²³

La porosidad es un parámetro difícil de determinar, pero se asume que es relativamente alta (7%) en base a los datos iniciales de la formación La Luna en la cuenca del Valle del Magdalena Medio. La cuenca está ligeramente sobrepresionada, con un gradiente promedio de 0,5 psi / ft.²⁴

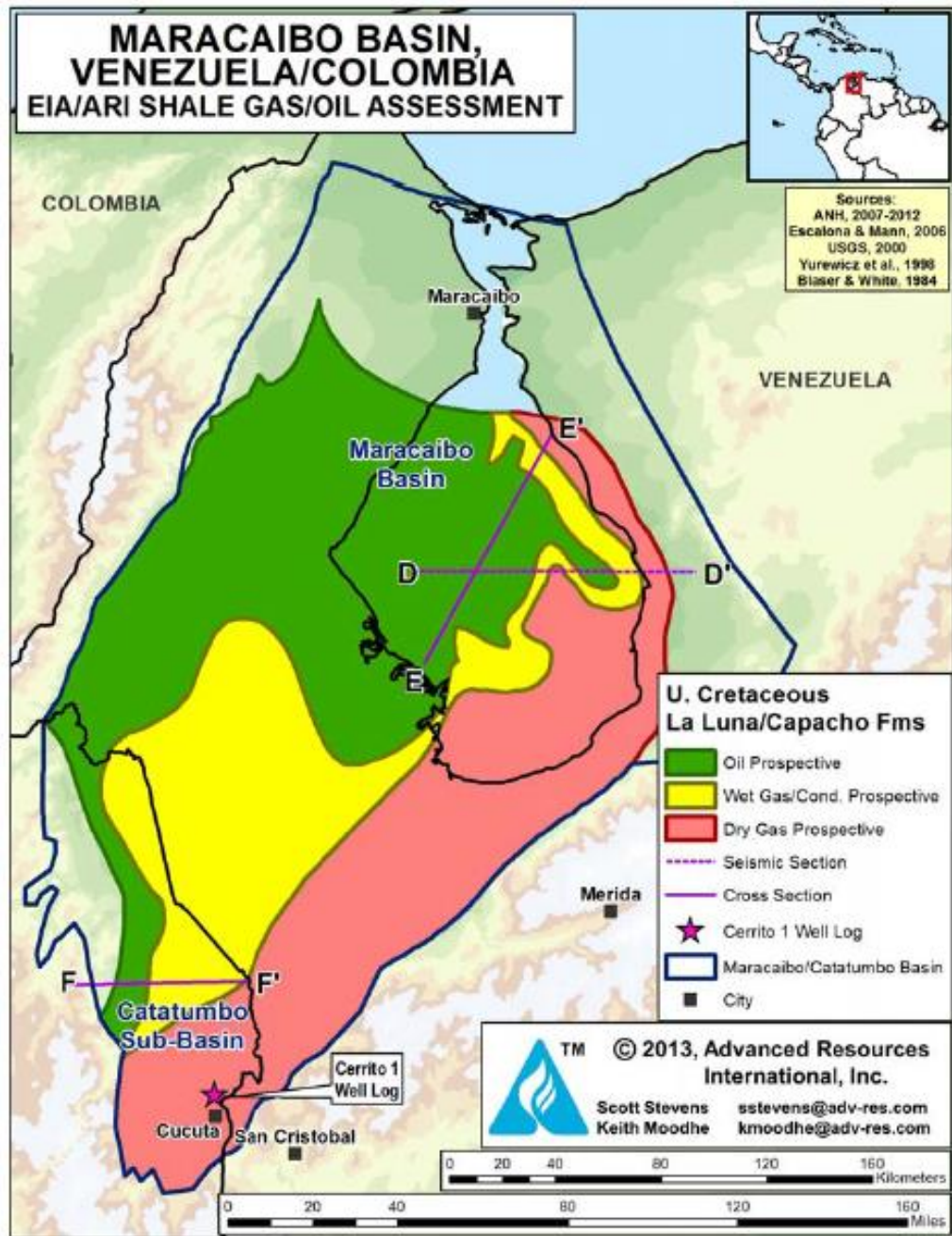
2.2.2.3 Cuenca Catatumbo (Venezuela-Colombia)

Es una de las cuencas petroleras más ricas de Suramérica, catalogada como una de las regiones con mayores reservas de petróleo y gas en el mundo. Además, se ha convertido en una opción atractiva para la explotación de hidrocarburos no convencionales debido a la gran extensión superficial y espesor que conserva la formación La Luna.

La sub-cuenca del Catatumbo está ubicada en el flanco oriental del sistema montañoso de los Andes al nororiente de Colombia, presenta características similares a la cuenca de Maracaibo pero es estructuralmente más compleja, pues presenta numerosos cabalgamientos y fallas normales (Figura 38).

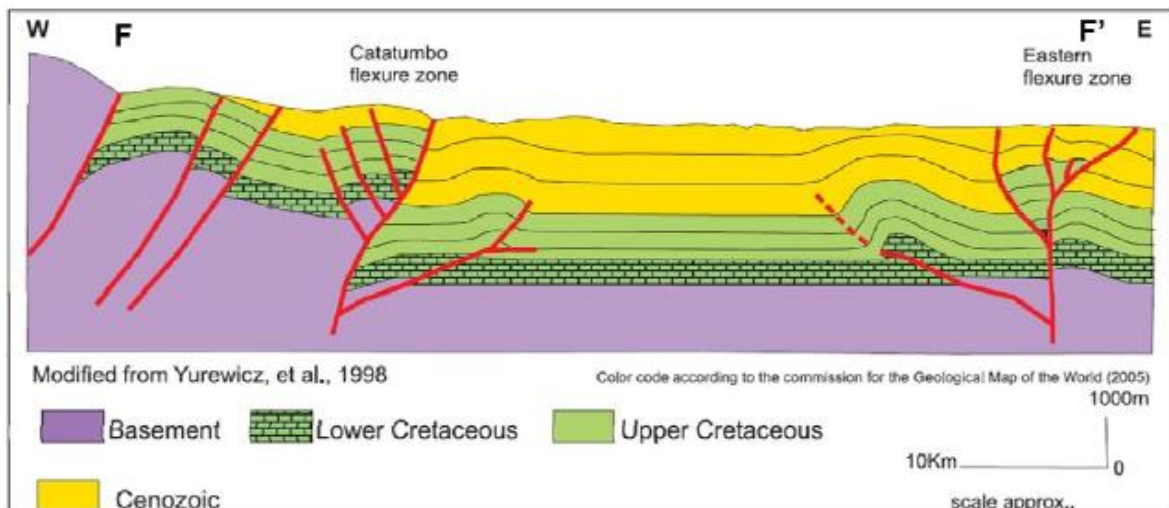
^{16,17} Administration, E. I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.

Figura 39. Cuenca de los Maracaibo/Catatumbo



Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment 2013

Figura 40. Mapa geológico Sub-cuenca del Catatumbo



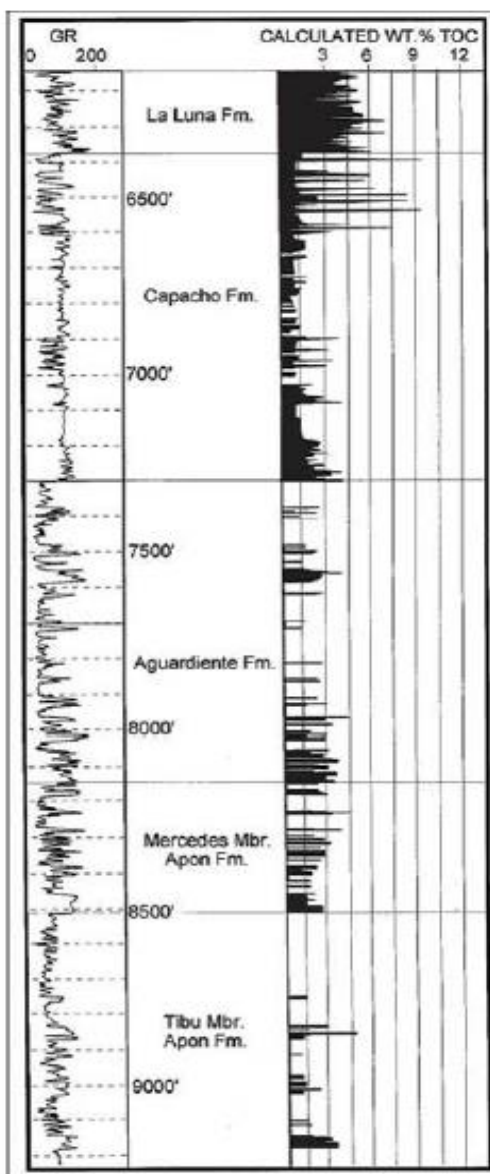
Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment 2013

La cuenca Maracaibo/Catatumbo alberga algunas de las rocas generadoras y yacimientos de petróleo convencional más exuberantes del mundo. Las lutitas del Cretácico Superior (Cenomaniano - Santoniano) de la formación La Luna, son el objetivo más atractivo para la explotación de shale gas, ya que posee espesores netos que varían desde 100 a más de 400 pies de espesor a lo largo de toda la cuenca.

La formación La Luna se encuentra en la sub-cuenca del Catatumbo a una profundidad que oscila entre 6000 a 7600 pies, y tiene en promedio 200 pies de espesor neto, constituidos por intercalaciones de lutitas y calizas grisáceas con alto contenido orgánico (4,5 - 11% TOC) de Kerogeno Tipo II y trazas de Kerógeno Tipo III. La madurez térmica del shale está en el rango de 0,85-1,21 % de Ro con mayores índices de reflectancia en la zona central y norte de la cuenca.²⁵

²⁵ Administration, E. I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.

Figura 41. Contenido orgánico total en la cuenca Catatumbo



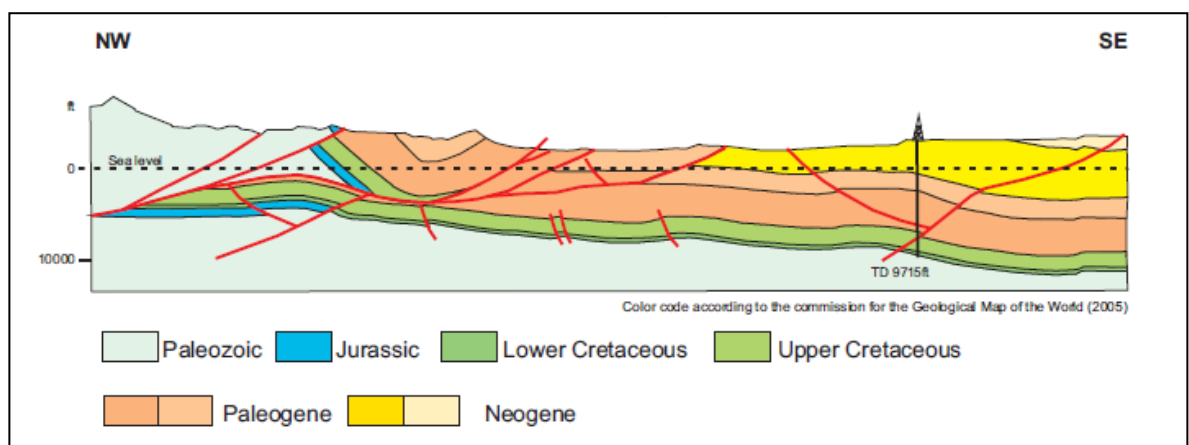
Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment 2013

2.2.2.4 Cuenca del Putumayo

Se estima que esta cuenca puede contener grandes reservas de hidrocarburos no convencionales, sin embargo no ha sido caracterizada por la poca información que

se tiene de esta. La cuenca del Putumayo contiene lutitas del Cretácico ricas en materia orgánica y se encuentran depositadas en la formación La Macarena. Aunque es una unidad relativamente somera (3.000 pies) está sujeta a esfuerzos externos debido a la constante actividad tectónica en la zona.

Figura 42. Mapa geológico Cuenca del Putumayo



Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment 2013

La formación Villeta esta se conforma de calizas y lutitas del Cretácico, las cuales albergan materia orgánica de origen marino y registran un TOC promedio de 0,5 a 1%. Villeta es la unidad generadora de hidrocarburos más importante en la cuenca del Putumayo.

2.2.3 Proyectos actuales de Shale Gas

La compañía petrolera Nexen ha estado evaluando oportunidades de desarrollo para la producción de shale gas en Colombia. En 2012 comenzó un programa de exploración (perforación vertical) en tres pozos de shale gas ubicados en dos de

sus cuatro bloques. Los dos primeros pozos exploratorios (Pozo Sueva-1 y Pozo Junin-1) fueron perforados en 2012 cerca de Sueva, aproximadamente a 30 km de Bogotá. El tercer pozo exploratorio terminó perforación en abril de 2013 cerca de Carupa, aproximadamente a 71 km al norte de Bogotá (Bloque Chiquinquirá). Estos yacimientos están ubicados relativamente cerca de Bogotá, la capital de Colombia, y que a su vez constituye un gran atractivo para la demanda de gas en Colombia.

Tabla 19. Proyectos de Shale Gas en Colombia (Nexen)

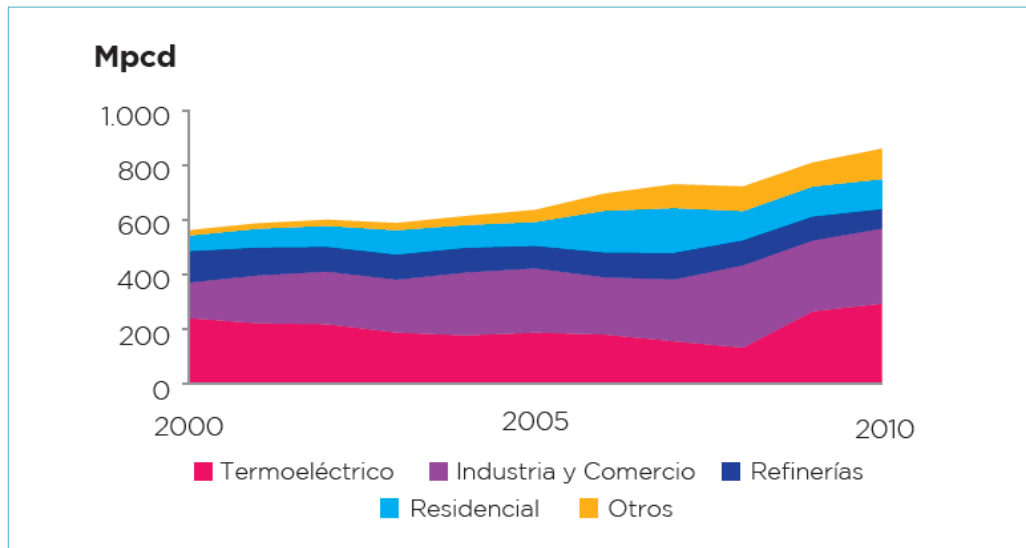
	CONTRATO E&P CHIQUINQUIRA	CONTRATO E&P SUEVA	CONTRATO TEA FOQUEME	CONTRATO TEA LOWER VILLET
EMPRESA	Nexen	Nexen	Nexen	Nexen
FECHA DE INICIO	03/11/2009	18/11/2009	13/06/2009	13/06/2009
ÁREA	294396 (Acres)	237386 (Acres)	401110 (Acres)	876768 (Acres)
UBICACIÓN GEOGRÁFICA	Boyacá/Cundinamarca	Cundinamarca	Boyacá/Cundinamarca	Boyacá/Santander
RECURSO	Shale Gas	Shale Gas	Shale Gas	Shale Gas
ESTADO DEL PROYECTO	Fase Exploratoria	Fase Exploratoria	Fase Exploratoria	Fase Exploratoria

Fuente: www.anh.com

La fase exploratoria puede tardar años en concluir. Por tal motivo las compañías petroleras todavía se encuentran en las etapas iniciales de la exploración, y aún no hay planes de desarrollo en firme para el futuro.

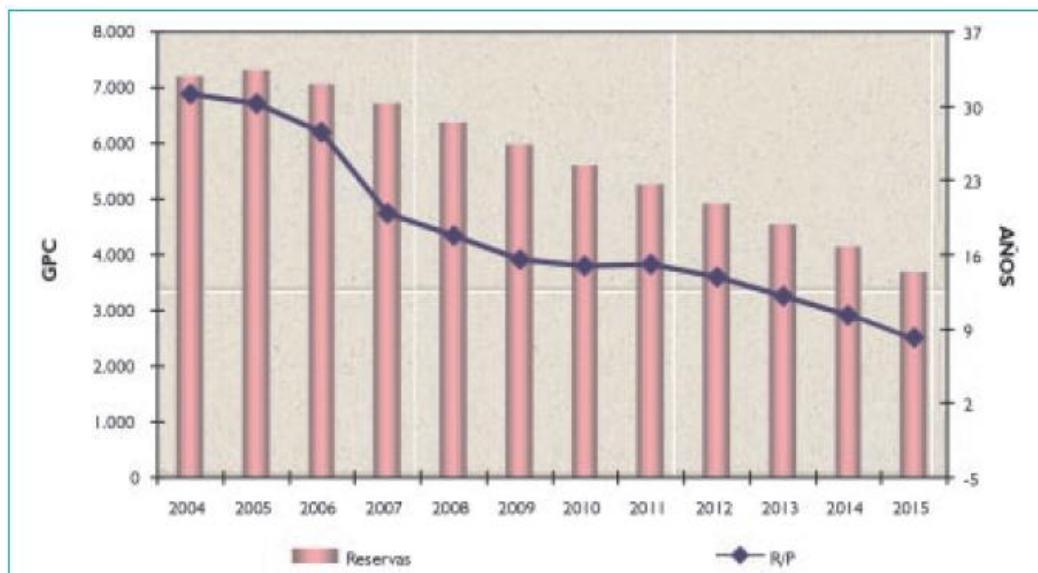
2.2.4 Consumo de Gas Natural en Colombia

Figura 43. Demanda Nacional de Gas Natural



Fuente: Promigas. Informe del sector gas natural. 2010

Figura 44. Relación Reservas/Producción de Gas Natural



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

3. VIABILIDAD TÉCNICA DEL SHALE GAS EN EL PAÍS

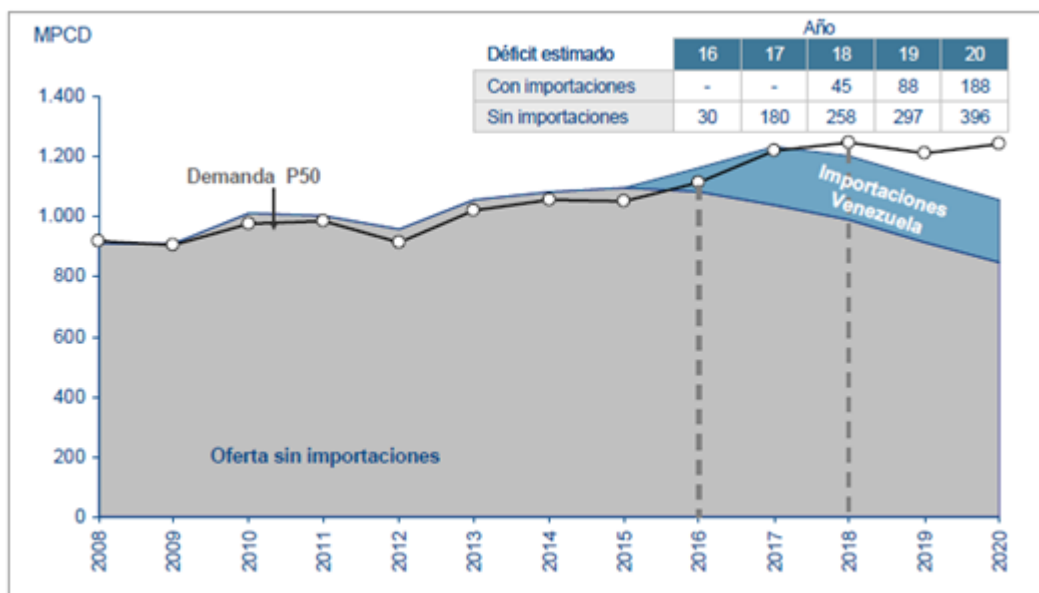
3.1. ESTUDIOS DE POTENCIAL EN COLOMBIA

La evaluación inicial de las propiedades del yacimiento, es necesaria para proveer un punto de partida en el cual la información de pozos subsecuentes puede ser un punto de referencia. Los datos geológicos representan el fundamento de la valoración del Shale, los cuales son utilizados para tomar decisiones en los pozos piloto exploratorios en etapas de desarrollo, y también para facilitar la planeación de la perforación a futuro.

3.1.1 Estudio Arthur D' Little (2008)

La disponibilidad de reservas en cuanto a recursos de gas en yacimientos convencionales, está decreciendo enormemente, el abastecimiento que tiene riesgos de suministro parte del análisis de balance oferta-demanda, a partir del cual se identificaron aquellos eventos que, dada su relativamente alta probabilidad de ocurrencia o significativo impacto potencial, son más relevantes para el análisis. Se tomaron a estos efectos, las proyecciones actualizadas elaboradas conjuntamente por la UPME y Naturgas, en las que se definieron tres escenarios de demanda P10, P50 y P90, considerándose el P50 como el de mayor probabilidad de ocurrencia, o caso base. Es importante destacar que, a excepción del sector de refinación, las proyecciones de este caso no incorporan nuevos proyectos demandantes de gas y en términos generales las proyecciones no explicitan la demanda en términos comerciales del tipo de servicio suministrado (firme o interrumpible).

Figura 45. Demanda Nacional de Gas Natural



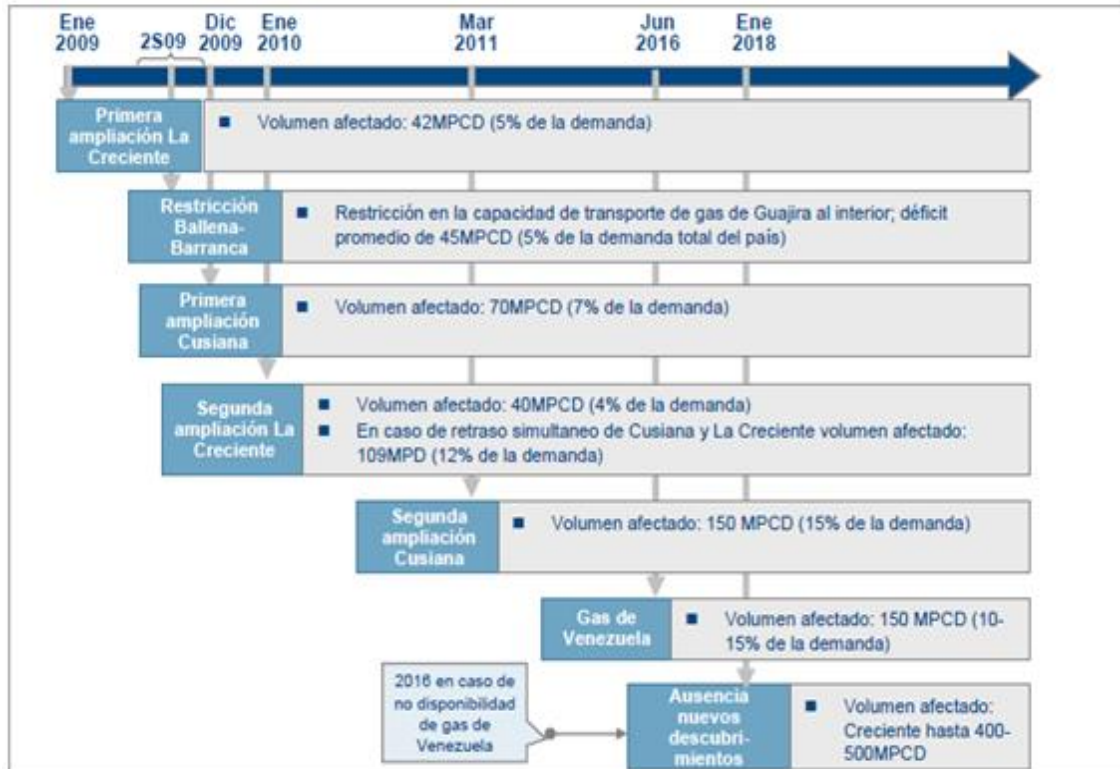
Fuente: UPME-Naturgas

De esta manera se presenta la declinación de las actuales formaciones productoras de gas en Colombia con respecto a la proyección de consumo que realizó la ANH frente a diferentes percentiles o escenarios de ocurrencia. Por el lado de la oferta, se asume un único escenario, con una curva de declinación proyectada para cada uno de los campos (en el caso particular del gas libre de la Guajira, la producción se ajusta según los requerimientos del país). Con base en estas proyecciones, y considerando el escenario P50 de demanda, y asumiendo la disponibilidad de gas según lo contratado con Venezuela, el escenario de equilibrio se extendería hasta 2018, mientras que de no estar disponible esta fuente externa el balance sería deficitario a partir de 2016.

Considerando el escenario más crítico (demanda P90, sin gas de Venezuela), el mercado de gas sería deficitario a partir de 2015. Sin embargo, al observarse el balance regional (costa-interior) se identifican algunas particularidades relevantes

en el corto plazo. La siguiente tabla resume los principales riesgos identificados de acuerdo a su posible ocurrencia en el tiempo.

Figura 46. Panorama de Riesgos



Fuente: UPME-Naturgas

El desarrollo de recursos hidrocarburos no convencionales puede ser considerada una medida preventiva en la medida que contribuya a incrementar la oferta y descomprima la estrechez proyectada entre oferta y demanda en ausencia de nuevos descubrimientos de recursos convencionales de gas.

Diversas estimaciones dan cuenta de un significativo potencial de recursos hidrocarburos no convencionales en Colombia. En particular, en lo que se refiere a gas, el potencial puede darse a través de alguna de las siguientes formas:

1. **Gas asociado a carbón (CBM):** Gas contenido en carbón, liberado a través de fracturas provocadas ante la reducción de presión mediante remoción de agua; localización potencial a lo largo de las vastas reservas de carbón de Colombia.

2. **Shale gas (gas en lutitas):** Gas distribuido en rocas finamente granuladas o almacenado como gas libre en las rocas similar al CBM; localización potencial en el Magdalena Medio.

3. **Tight gas:** Encontrado en formaciones de muy baja permeabilidad; localización potencial en el Magdalena Medio.

4. **Hidratos de gas:** estructuras cristalinas y naturales de agua sólida y gas; localización potencial en las Costas del Pacífico y del Atlántico.

Las principales barreras identificadas para el desarrollo de estos recursos son resumidas en las siguientes:

- Disponibilidad limitada de información geológica
- Altos requerimiento tecnológicos
- Requiere de compañías y personal especializados, no disponibles en Colombia
- Falta de incentivos económicos específicos (economías más estrechas que en recursos convencionales)
- Ciertas brechas regulatorias (no existe un marco específico para el desarrollo de estos recursos)
- Restricciones en infraestructura requerida aguas abajo

En un estudio conducido recientemente por Arthur D. Little para la Agencia Nacional de Hidrocarburos se identificaron algunos factores clave de éxito observados en aquellos países más exitosos en el desarrollo de estos recursos:

- La evidencia de significativas existencias de recursos es un pre-requisito para el desarrollo de recursos no convencionales; las agencias licenciantes suelen desempeñar un rol activo en la promoción de estudios.
- Los países más agresivos en la promoción de estos recursos aplican incentivos económicos y fiscales para ponerlos en pie de igualdad con recursos convencionales.
- El acceso ventajoso a los mercados domésticos puede facilitar el desarrollo de estos recursos; algunos países ejercen un rol activo en el desarrollo de infraestructura.
- Los aportes gubernamentales para la Investigación y Desarrollo y apoyo a la investigación privada juegan un rol determinante para estimular los desarrollos tecnológicos requeridos.
- El desarrollo de recursos no convencionales enfrenta importantes desafíos ambientales, lo cual exige la definición de estrategias y regulación apropiada para asegurar el desarrollo de los mismos en forma sustentable.

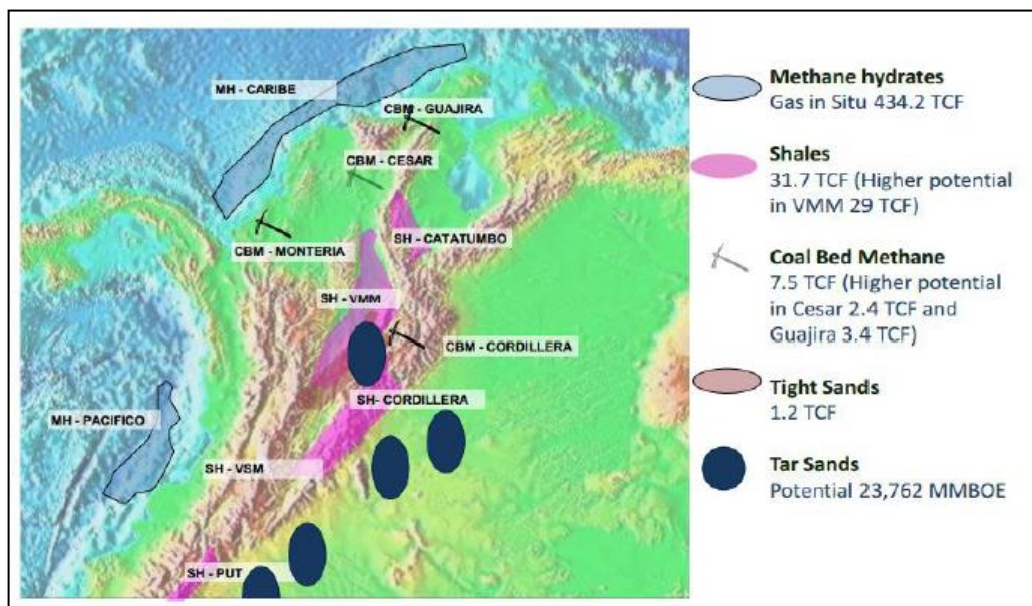
3.1.2 Potencial según ANH (2011)

La Agencia Nacional de Hidrocarburos realizó numerosos estudios de exploración sobre las 23 cuencas sedimentarias del país a partir del año 2010, con el fin de

adquirir información que posibilitara estimar las reservas de hidrocarburos no convencionales. (Figura 45). Según un estudio de pre factibilidad realizado por la ANH, en Colombia existen 4 cuencas con potencial de producción de shale gas, registrando reservas totales de 31,7 trillones de pies cúbicos ($31,7 \times 10^{12} \text{ ft}^3$) de Shale gas.

En el año 2011 la compañía Nexen perforó 2 pozos estratigráficos (Pozo Sueva-1 y Junin-1) en el Magdalena Medio para comprobar el potencial y empezar un piloto de explotación de esta importante fuente energética.

Figura 47. Áreas potenciales de hidrocarburos no convencionales en Colombia



Fuente: ANH. Shale gas en Colombia

3.1.3 Potencial según autores (2013)

A fin de calcular las reservas de shale gas en Colombia, se deben correlacionar datos publicados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) con datos de la

formación Barnett Shale de Estados Unidos, pues actualmente no hay suficiente información sobre las formaciones de Shale para realizar un estudio detallado.

El estudio de factibilidad técnico económico de este proyecto, se realiza en la formación La Luna, pues esta ha mostrado ser una de las unidades geológicas más atractivas para la explotación de hidrocarburos no convencionales.

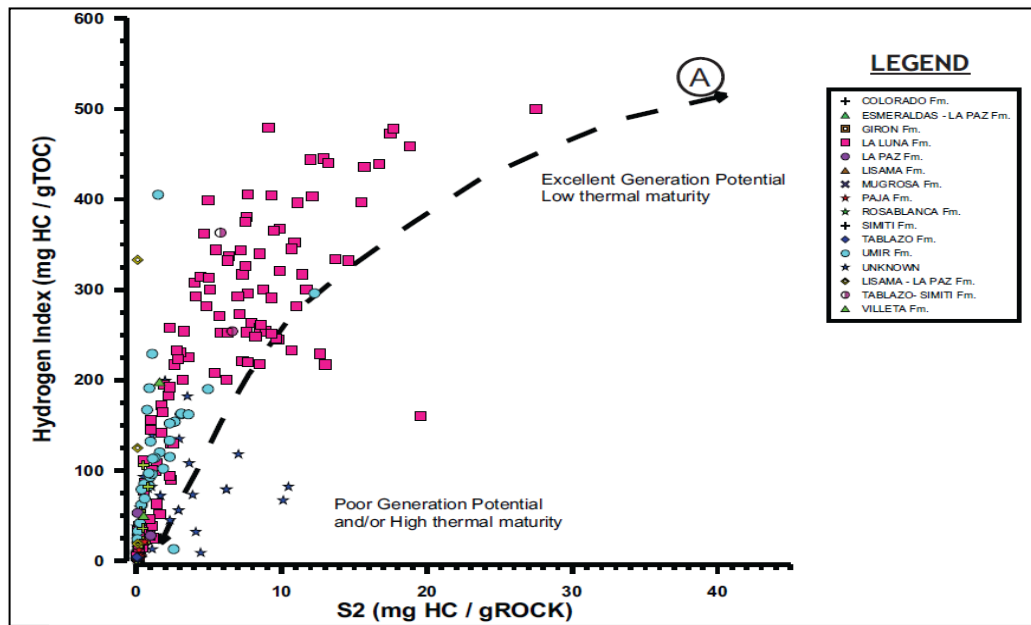
3.1.3.1 Caracterización geoquímica de la formación La Luna

Para iniciar la evaluación del proyecto se deberá comenzar con la evaluación geoquímica de la formación, ya que esta nos permitirá conocer si se cuenta con un contenido rico en materia orgánica y si se tiene la capacidad de generar hidrocarburos. Siendo este el primer parámetro al momento de evaluar un proyecto petrolero, y en el momento que esta etapa sea negativa, este se descarta por completo.

A continuación se mostrarán una descripción de los principales análisis geoquímicos encontrados, su evaluación y su respectiva interpretación de resultados valiéndonos de los criterios mencionados en el capítulo 1.2.

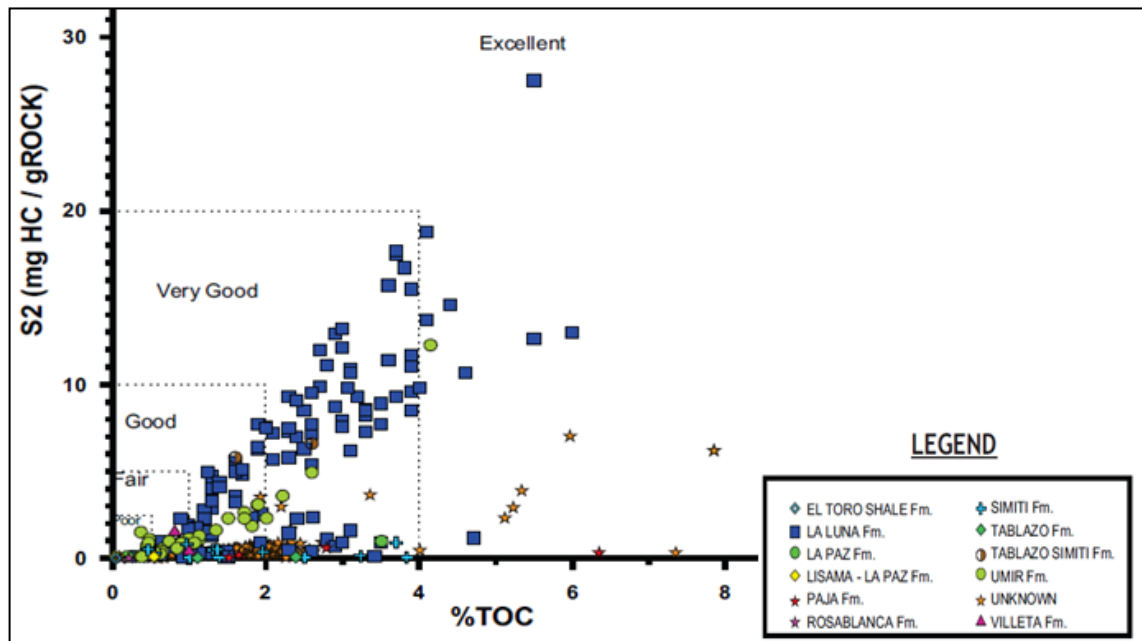
Los datos obtenidos a partir de la pirólisis Rock- Eval de muestras de roca para Índice de hidrógeno (HI) y el pico S2 (Figura 49), indica que las muestras de formación La Luna tiene potencial para generación de hidrocarburos ($HI > HC$ 200 mg / g de TOC y $S2 > 5$ mg HC / g de roca). De igual manera lo indican la reflectancia de vitrinita (R_o) y el TOC.

Figura 48. Índice de hidrógeno (HI) Vs pico S2



Fuente: ORGANIC GEOCHEMISTRY ATLAS OF COLOMBIA, Second Edition

Figura 49. Carbono orgánico total (TOC) Vs pico S2



Fuente: ORGANIC GEOCHEMISTRY ATLAS OF COLOMBIA, Second Edition

Tabla 20. Propiedades de la Formación la Luna

Propiedad	Formación la Luna	Unidades	Evaluación
<i>Profundidad</i>	10000	ft	
<i>TOC</i>	4	%	Buena
<i>Ro</i>	0,85	%	Gas Húmedo
<i>Kerógeno</i>	II y III	-	Buena
<i>Pico S2 de pirólisis</i>	> 5	Mg HC/g de roca	Buena
<i>Índice de hidrógeno</i>	> 300	Mg HC/g TOC	Media
<i>Índice de oxígeno</i>	< 50	Mg CO2/g TOC	Media

Fuente: EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment 2013

3.1.3.2 Volumen original de gas in situ de la formación La Luna

Para realizar el cálculo del volumen original de gas in situ en formaciones de shale gas, se deben tener en cuenta cuatro parámetros importantes:

- ✓ **G_f**: Es el componente volumétrico que representa los hidrocarburos almacenados en el espacio poroso como gas libre.
- ✓ **G_a**: Es el componente que representa el gas absorbido por la roca
- ✓ **G_{so}**: Es el componente que representa el volumen de gas en solución con la fase líquida de hidrocarburos.
- ✓ **G_{sw}**: Es el componente que representa el volumen de gas en solución con el agua del yacimiento.
- ✓ **G_{st}**: Es el volumen original de shale gas, que incluye el gas libre y el gas absorbido.

Generalmente, los parámetros G_{so} y G_{sw} , no se utilizan para calcular volúmenes originales en yacimientos de shale gas, pues en su mayoría el fluido confinado en este tipo de formaciones es 99% metano. Por ende, la ecuación general quedaría expresada de la siguiente forma:

$$G_{st} = G_f + G_a \quad \text{Ecuación (6)}$$

Cada componente de la ecuación general se expresa de la siguiente manera:

- **Gas libre**

$$G_f = \frac{32.0368}{B_g} \left[\frac{\phi(1 - S_w)}{\rho_b} - \frac{1.318 \times 10^{-6} \dot{M}}{\rho_s} \left(G_{sL} \frac{p}{p + p_L} \right) \right]$$

Ecuación (7)

- **Gas absorbido**

$$G_a = G_{sL} \frac{p}{p + p_L}$$

Ecuación (8)

Dónde:

- B_g**: Factor volumétrico el gas, (RCF/SCF)
- G_a**: Capacidad de almacenar gas absorbido (SCF/ton)
- G_f**: Capacidad de almacenar gas libre (SCF/ton)
- G_{sL}**: Volumen de Langmuir, (SCF/Ton)
- M**: Peso molecular aparente del gas, (Lb_m/lb_{mol})
- p**: Presión, (psia)
- p_L**: Presión de Langmuir, (psia)
- S_w**: Saturación de agua, (adim)
- ρ_b**: Densidad total de la roca (g/cm³)
- ρ_s**: Densidad de la fase sorbida. (g/cm³)

Porosidad

La porosidad de la formación La Luna Shale oscila entre 7% y 20%, según información obtenida de estudios petrofísicos realizados por la ANH. Los mayores

valores de porosidad se encuentran en las unidades Galembo y Salada y están en el orden del 20%, mientras que los valores más pequeños de porosidad se encuentran en la unidad Tablazo donde se registran valores del 7%.

Presión y temperatura de formación

A través de la formación La Luna se registran diferentes valores de presión. Los rangos de gradiente de presión 0,55-0,80 psi/pies en las unidades Salado y Galembo, mientras que el gradiente registrado en la unidad Tablazo es de a 0,65 psi/pies.

La formación La Luna se encuentra en un rango de profundidad entre 8000 y 10500 pies. Conociendo estos valores y se pueden calcular las presiones mínima y máxima de formación en La Luna.

Tabla 21. Demanda Nacional de Gas Natural

PROPIEDAD	FORMACIÓN LA LUNA	UNIDADES
Profundidad Promedio	8000	(pies)
Gradiente Mínimo	0,55	(Psi/pie)
Presión Mínima	4400	(Psia)
Gradiente Máximo	0,8	(Psi/pie)
Presión Máxima	6400	(Psia)

Fuente: UPME-Naturgas

La temperatura de fondo se calcula asumiendo un gradiente de 1°F /100 pies. Por ende la temperatura estimada de la formación La Luna es 180°F.

Factor volumétrico de formación del gas

Una vez obtenidos los datos de presión y temperatura del yacimiento, se puede calcular el factor volumétrico de formación del gas.

$$B_g = 0,02827 * \frac{zT}{P} \quad \text{Ecuación (9)}$$

Dónde:

B_g: Factor volumétrico el gas, (*RCF/SCF*)

z: Factor de compresibilidad del gas (*adim*)

T: Temperatura de formación (*°R*)

P: Presión de formación (*psia*)

El primer paso es determinar las propiedades pseudoreducidas del shale gas de la formación La Luna. Ya que se trata de un gas seco, se asume que la mezcla está compuesta en mayor porcentaje por metano (99%). En consecuencia, el peso molecular aparente es del gas es 16 (*Lb_m/lb_{mol}*).

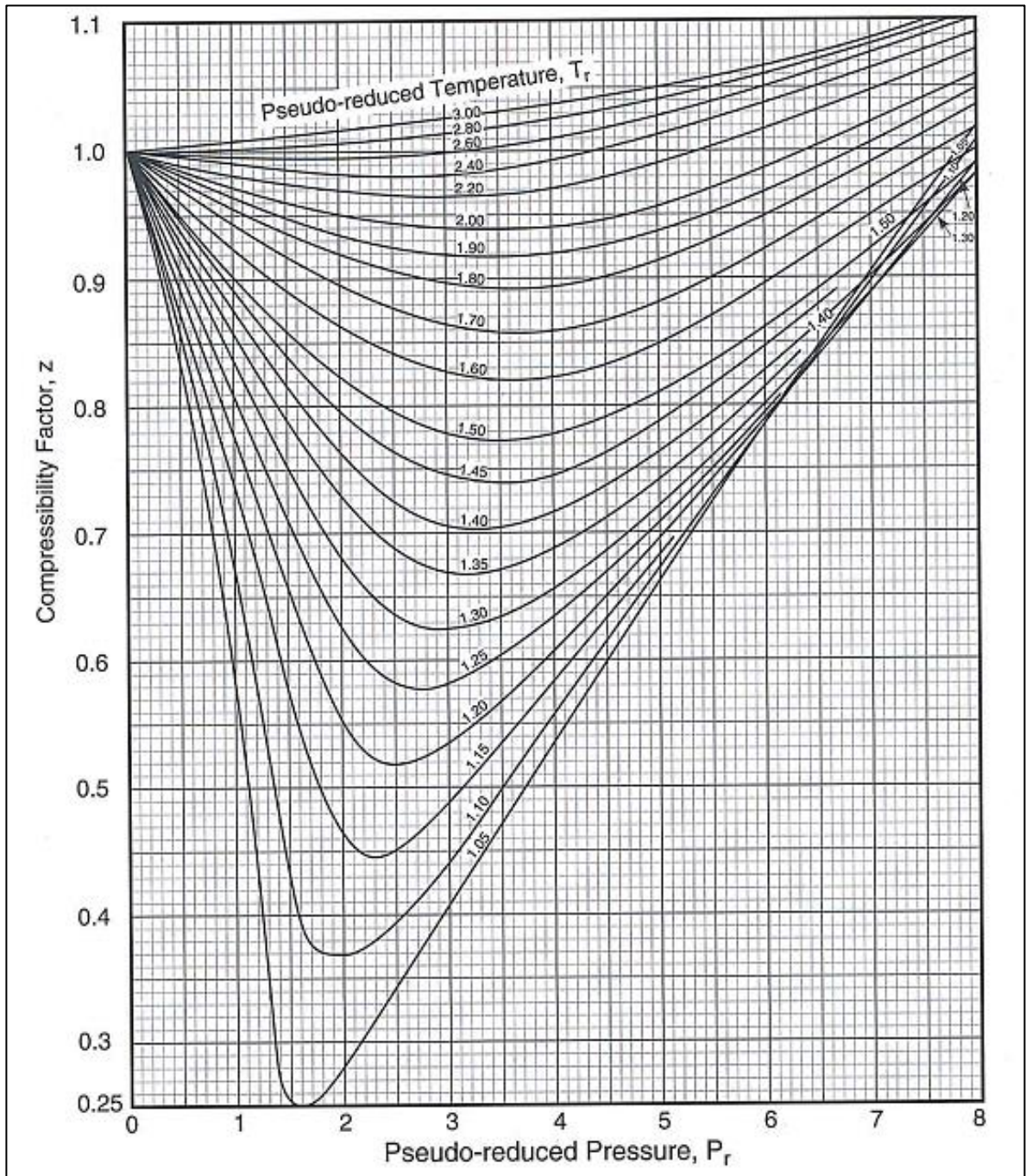
$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{180+460}{-116,6+460} = \frac{640}{343,34} = 1,86 \quad \text{Ecuación (10)}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} = \frac{4400}{667} = 6,59 \quad \text{Ecuación (11)}$$

Se utiliza correlación de Katz y se determina el factor de compresibilidad.

$$z = 0,98$$

Figura 50. Factor de compresibilidad del gas



Fuente: Standing, M. B. and Katz, D. L., "Density of Natural Gases," Trans. AIME 142 (1942).

Finalmente se obtiene que (Ecuación (9)):

$$B_g = 0,02827 * \frac{0,98 * (180 + 460)}{4400} = 0,0041 \text{ (RCF/SCF)}$$

Saturación de agua

La saturación de agua es un parámetro determinante en los yacimientos de Shale gas. Si bien es cierto que en este tipo de yacimientos es posible encontrar saturaciones de hasta 80%, la literatura nos remite a factores económicos de viabilidad de hasta un 45% de saturación de agua para que los yacimientos sean comerciales. En Barnett se encontró una saturación de agua del 35% y se utilizara este valor debido a su similitud con la formación La Luna.

Densidad de la roca

Es un término que está estrechamente ligado al contenido de orgánicos en la roca, es decir, a mayor porcentaje de contenido orgánico total (TOC), mayor será el porcentaje de gas absorbido en el yacimiento.

La densidad promedio para un Shale es 2.5 gr/cm³. Sin embargo, para el desarrollo del análisis técnico de la formación La Luna tomaremos una densidad de 2,6 gr/cm³, debido a que esta formación contiene numerosas intercalaciones de roca caliza.

Presión de Langmuir

Es un parámetro obtenido mediante pruebas de laboratorio. Los datos se obtuvieron de los ensayos realizados a la formación Barnett Shale.

3.1.3.1 Calculo del volumen original de gas (GIP)

Tabla 22. Propiedades de la formación

PROPIEDAD	SIMB.	GIP MAXIMO	GIP MINIMO	UNIDAD
Porosidad	φ	0,17	0,06	(adim)
Factor Volumétrico Gas	Bg	0,0041	0,0041	(RCF/SCF)
Peso Molecular Aparente	M	16	16	(Lb/Lbmol)
Capacidad de Langmuir	GsL	50	120	(SCF/ton)
Presión de formación	P	4400	6400	(psia)
Temperatura	T	180	180	(F)
Presión de Langmuir	PL	1150	1800	(psia)
Densidad del Shale	Pb	2,6	2,6	(g/cm3)
Densidad de la fase abs.	Ps	0,34	0,34	(g/cm3)
Área superficial	A	1600000	1600000	(Acres)
Espesor neto	h	200	100	(pies)
Constante K	K	1359,7	1359,7	
Factor de recobro	FR	10%	7%	%
Gas libre	Gf	35	8,1	TSCF
Gas absorbido	Ga	4,4	10,6	TSCF
GIP TOTAL	Gst	39,4	18,7	TSCF

3.1.4 Potencial de mercado

Actualmente se realiza un intenso programa de exploración de hidrocarburos tendiente a incorporar nuevas reservas de gas natural, así como a ampliar la capacidad de producción, a fin de proporcionar una mayor confiabilidad al sistema y asegurar el abastecimiento interno y las exportaciones de gas natural.

El término hidrocarburos no convencionales ha venido tomando fuerza entre las ofertas que ha hecho la ANH en las rondas anuales con las compañías del sector petrolero. En Colombia, estos recursos se encuentran principalmente en la formación La Luna, una roca que ha abastecido no solo a Colombia, sino a Venezuela, Ecuador y Perú. La explotación de hidrocarburos no convencionales presenta una de las mayores oportunidades para el sector en el país.

Con base en los escenarios de oferta y demanda proyectados, las potenciales reservas del gas almacenado en yacimientos no convencionales, emergen como una fuente primordial hacia el futuro para mejorar la situación energética del país. Ecopetrol desarrolla programas para estos recursos no convencionales con énfasis en los shales. Entre los motivadores que tiene, está la presencia en el Magdalena Medio y el Catatumbo de infraestructura asociada, centros de consumo y zonas geológicamente estudiadas.

Entre tanto, la puesta en marcha del gasoducto Ballenas-Maracaibo y los planes para conectar a Colombia con América Central a través de Panamá son otro incentivo para la explotación de hidrocarburos no convencionales, siendo una solución al problema de incertidumbre en el abastecimiento.

3.2. ESTRATEGIAS PARA AUMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DE LOS CAMPOS DE SHALE GAS

3.2.1 Análisis geológico

La evaluación inicial del yacimiento proporciona una línea base de referencia para los pozos subsecuentes. Los datos geológicos representan el fundamento de un activo de shale gas; esta información es utilizada para tomar decisiones en la perforación de los pozos exploratorios y para las fases de desarrollo, con lo que se facilita la planeación de futuros proyectos. Los datos geológicos se usan para definir el yacimiento, identificar los objetivos potencialmente productivos, diseñar las fases del programa de construcción de pozos, el programa de perforación, el diseño del completamiento, el método de estimulación y el tratamiento de fractura.

3.2.2 Caracterización de yacimientos

La exploración y caracterización de yacimientos de shale gas ha sido ampliamente desarrollada en Estados Unidos. En teoría, cualquier roca generadora puede servir como play. Sin embargo, ningún play de shale gas es exactamente igual por lo que se hace necesario el uso de combinaciones tecnológicas a la medida, lo cual hace imprescindible una buena caracterización.

Los yacimientos de shale gas deben ser caracterizados teniendo en cuenta el alto nivel de heterogeneidad, los mecanismos de almacenamiento y las condiciones que afectan la productividad. Los avances en la comprensión de las complejidades en las últimas décadas han traído mejoras sustanciales en el área de perforación, y completamiento; el resultado ha sido la obtención de tasas de producción considerables, así como mejores estimaciones de reservas, y por ende la optimización económica de estos plays.

3.2.3 Modelos geo mecánicos

La evaluación geo mecánica provee parámetros determinados para obtener las propiedades estáticas y dinámicas de la roca, a partir de la medición directa sobre núcleos. Las propiedades estáticas tales como Relación de Poisson y Módulo de Young, se determinan mediante pruebas de compresión triaxial, mientras que las propiedades de resistencia a la compresión (UCS) se determinan mediante pruebas de compresión uniaxial.

La orientación de los esfuerzos in situ a lo largo de la trayectoria del pozo, desde la superficie hasta la zona de interés, determina el potencial de derrumbamiento y pérdidas de circulación. Aplicando los fundamentos geo mecánicos al momento de diseñar el programa de fluidos de perforación, trayectoria de pozo y estimulación, se ayuda a evitar problemas de estabilidad de pozo, reduciendo así los tiempos no productivos y mejorando la producción de hidrocarburos.

Los modelos geo mecánicos son empleados para mejorar la ubicación del pozo, maximizar el posicionamiento de las fracturas, minimizar los problemas de inestabilidad de pozos, predecir las zonas de presiones anormales, mejorar la eficiencia de la perforación, reducción de tiempos no productivos y control de pérdida circulación de fluidos. Integrando los modelos geo mecánicos con los programas de perforación y completamiento, se mejora la integridad de la cementación y se optimiza la estimulación (geometría del pozo, selección del intervalo de perforación, índice de fragilidad, índice de complejidad de la fractura, presión de fractura y geometría de la fractura).

3.2.4 Pozos exploratorios

Esta es una fase de experimentación que está diseñada para adquirir información de las formaciones, comprobar los modelos iniciales y establecer el potencial de

los yacimientos. Inicialmente, se perforan pozos verticales para facilitar la adquisición de datos mediante núcleos y registros. Posteriormente, se perforan pozos horizontales para probar completamente los modelos y los diagramas de trabajo que fueron desarrollados utilizando la información de los primeros pozos. El reconocimiento anticipado de las condiciones operativas y económicas, facilitará el desarrollo del proyecto, obteniendo importantes ahorros a largo plazo.

3.2.5 Perforación Direccional

La ubicación precisa de los pozos horizontales permite maximizar la exposición del pozo con la zona de interés. La trayectoria óptima del pozo está basada en la orientación de los esfuerzos in situ y se determina mediante datos acústicos: sísmica 3D y registros acústicos.

Con la finalidad de aumentar el intervalo de exposición entre el pozo y la zona objetivo, se debe mantener la trayectoria establecida durante la operación de perforación. Para esto se emplean equipos de geo navegación y sensores direccionales MWD (Measurement while drilling), los cuales son instalados en la sarta de perforación. En formaciones delgadas e inclinadas con litologías complejas (fallamiento) y estratificadas, se utilizan registros de imagen en tiempo real LWD (Logging while drilling).

3.2.6 Estimulación ácida

Muchas formaciones arcillosas son altamente laminadas y contienen minerales solubles en ácido en la matriz y en las fracturas de la roca. Esto es un indicador del volumen de carbonatos presentes, lo cual es una propiedad favorable para incrementar la difusión del gas por medio de la creación de canales de flujo

adicionales a través de la remoción de minerales solubles en ácido (calcita y dolomita).

3.2.7 Fracturamiento con pozos adyacentes

El objetivo de este método es incrementar la complejidad de las fracturas, es decir, producir fracturas múltiples y poco espaciadas entre sí para maximizar las tasas de recuperación y los factores finales de recuperación. En lugar de fracturar pozos individualmente y en forma secuencial, esta alternativa permite que dos o más pozos adyacentes sean estimulados de forma simultánea. La presión de fractura puede ser controlada en un pozo mientras el otro se está fracturando. El patrón de esfuerzos establecido en la presión de inyección crea fracturas adicionales entre pozos adyacentes, maximizando la exposición del yacimiento.

Numerosas compañías operadoras activas en el desarrollo de yacimientos no convencionales han tenido buenos resultados con los métodos de fracturamiento con pozos adyacentes, optimizando la cantidad de personal, equipos y producción mientras reducen costos, tiempos no productivos (NTP) asociados con el desmantelamiento de equipos y traslado a otras localizaciones.

3.2.8 Refracturamiento

Los programas de refracturamiento están diseñados para incrementar la longitud de las fracturas y restaurar la conductividad de las zonas adyacentes al pozo que pudieron ser dañadas por migración de finos, residuos de gel e incrustaciones; o el taponamiento por precipitación de orgánicos. El refracturamiento puede incrementar la producción en un 50%, y es una alternativa que permite aumentar considerablemente las reservas de un campo.

3.3. MANEJO AMBIENTAL

3.3.1 Fluidos de perforación

El almacenamiento en las piscinas es una herramienta importante en la industria de Shale gas, debido a que la perforación de pozos horizontales y el fracturamiento hidráulico requieren significativos volúmenes de agua como fluido base para ambas operaciones. Sin embargo, a fin de solventar los problemas por altos requerimientos de agua, se ha optado por la perforación con aire comprimido. Esta es una creciente técnica alternativa que es más económica y acelera los tiempos de perforación. El aire al igual que el lodo convencional, lubrica, enfría la broca y remueve los cortes, pero está limitada para formaciones de baja presión como Marcellus.

3.3.2 Protección de aguas subterráneas

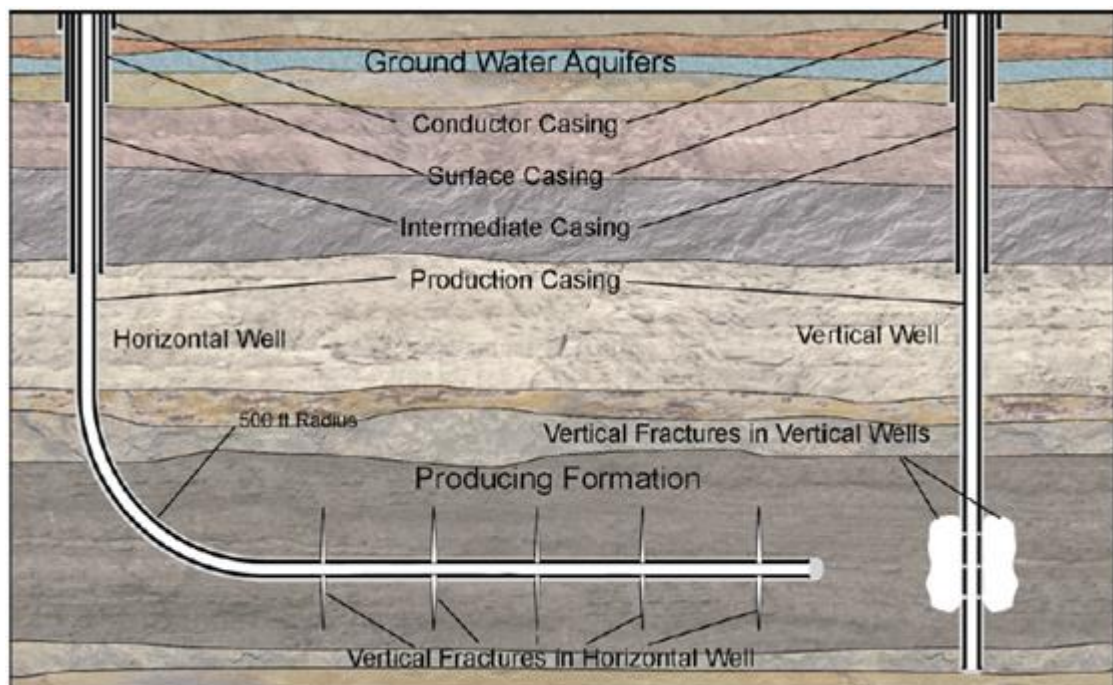
Toda la exploración, el desarrollo, y las operaciones de producción que se llevan a cabo en la industria del petróleo y el gas natural tienen determinadas normativas para asegurar el bienestar del medio ambiente, en particular si se tienen presentes fuentes subterráneas de agua potable, que están protegidas mediante estatutos y reglamentos que se han implementado en cada país, a fin de garantizar que las operaciones de explotación se lleven a cabo de una manera ambientalmente responsable. Si bien estas normas difieren de un país a otro en sus detalles, sus intenciones y objetivos ambientales generales son consistentes.

El agua subterránea está protegida de los fluidos contenidos en el pozo durante la perforación, el fracturamiento hidráulico, y las operaciones de producción en las que se ven presentes intervalos con cemento, revestimiento, y otros dispositivos de aislamiento mecánico instalados que son parte del proceso de construcción del pozo. Es importante entender que las formaciones rocosas impermeables que se

encuentran entre las formaciones productoras de hidrocarburos y el agua subterránea han sido aisladas a través de millones de años. Los controles en la construcción del pozo se realizan para evitar la comunicación entre estos (la migración y/o el transporte de fluidos entre estas capas del subsuelo).

El principal método utilizado para la protección de las aguas subterráneas durante las operaciones de perforación consiste en la instalación inmediata de una tubería de acero (casing), que posteriormente aísla la zona en ese determinado lugar. Una vez que los revestimientos (casing) son bajados y cementados, puede haber entre cinco a más capas o barreras entre el tubing de producción y el agua de formación (ya sea dulce o salada). Un completamiento moderno en donde el 100% del agua del subsuelo está protegida, la probabilidad de que los fluidos inyectados invadan estos acuíferos puede ser menor al 0,5%

Figura 51. Protección de los acuíferos subterráneos



Fuente: SPE. Seminario de yacimientos no-convencionales

3.3.3 Requerimientos de Agua

El proceso de fracturamiento hidráulico en shale requiere de 2 a 8 millones de galones de agua - equivalente de 4 a 12 piscinas olímpicas, para cada pozo. Ante esta gran demanda de agua, los reguladores deben conciliar las necesidades de fracturamiento hidráulico con otros usos del agua, como los de la industria, la recreación, la agricultura y las actividades municipales. Las proyecciones actuales indican que la demanda de agua en el shale gas no será lo suficientemente grande como para representar una gran amenaza para las fuentes de agua.

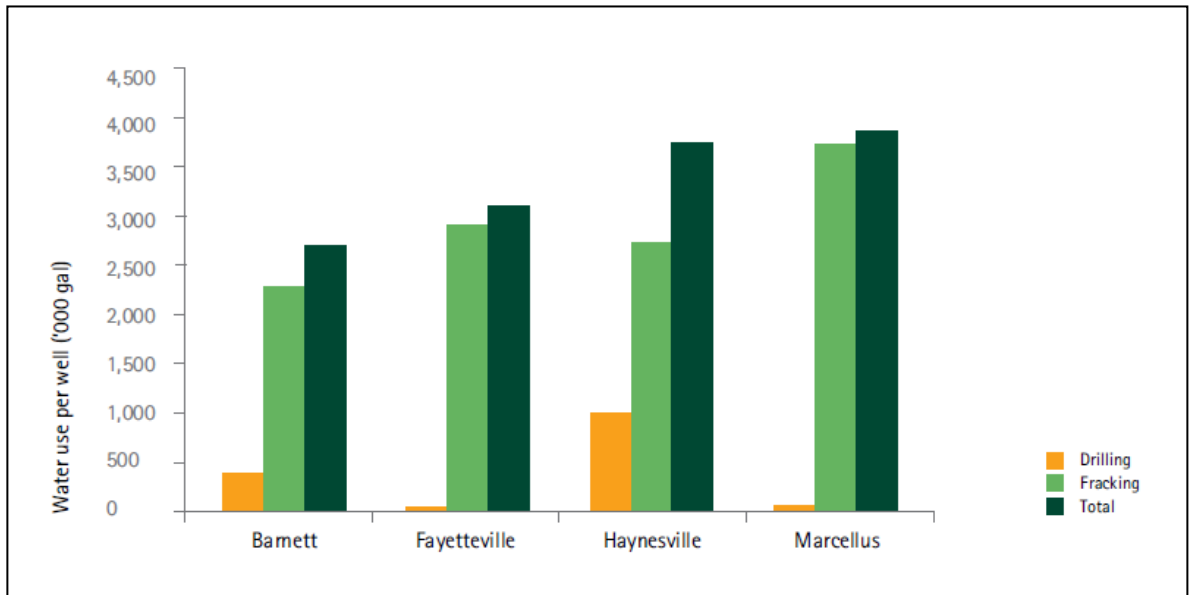
Tabla 23. Requerimientos de Agua para la explotación de shale gas

FORMACIÓN	Volumen de agua por pozo para Perforación (Gal)	Volumen de agua por pozo para Fracturamiento (Gal)	Volumen total de agua por pozo (Gal)
Barnett	400.000	2'300.000	2'700.000
Fayetteville	60.000	2'900.000	2'960.000
Haynesville	1'000.000	2'700.000	3'700.000
Marcellus	80.000	3'800.000	3'880.000

Fuente: Accenture. Water and Shale Gas Development

Hoy en día, algunos países promueven ampliamente información acerca de la extracción de bajos caudales de agua. Un programa para todos los sectores (por ejemplo, la agricultura, la industria, la minería, recreación) que proporcionaría reguladores con más datos sobre la extracción y facilitaría la formulación de políticas. Dichas restricciones selectivas, ayudan a proteger las fuentes de agua de la degradación durante los periodos de bajo suministro.

Figura 52. Requerimientos de Agua para la explotación de shale gas



Fuente: Accenture. Water and Shale Gas Development

3.3.4 Disposición del Agua Residual

Después del procedimiento de fracturamiento hidráulico, se disminuye la presión hidrostática en el pozo y el fluido fracturante en base agua, mezclado con los fluidos de formación empieza a fluir hacia superficie. Esta mezcla constituida por diferentes componentes puede tener concentraciones de 5000 ppm hasta 100.000 ppm de sólidos disueltos.

Un gran porcentaje del volumen inicial de fluido fracturante se recupera en un par de semanas, dándose en algunos casos de que siga fluyendo por algunos meses, asociado con la producción de gas. La pérdida de fluido se presenta debido este se queda almacenado en los sistemas de fracturas para soportarla y evitar que se cierre.

Tabla 24. Agua producida por la explotación de shale gas

FORMACIÓN	PRODUCCIÓN DE AGUA INICIAL (10 días iniciales) (Gal/pozo)	PRODUCCIÓN DE AGUA A LARGO PLAZO
Barnett	500,000 – 600,000	Alta
Fayetteville	500,000 – 600,000	Moderada
Marcellus	500,000 – 600,000	Baja
Haynesville	250,000	Moderada

Fuente: Accenture. Water and Shale Gas Development

El fluido que sube a superficie se inyecta en el subsuelo, se hace tratamiento y descarga o se recicla. La inyección en el subsuelo ha sido el método de disposición más utilizado en la producción de agua en Shale gas. Esta agua salada es puesta en su lugar en formaciones porosas aisladas por formaciones sello para que no hayan filtraciones a aguas subterráneas no contaminadas (cabe anotar que los pozos inyectoros deben ser pozos fuera de producción).²⁶

En pozos donde hay ambiente urbano como en Barnett, se han construido ductos para transportar el agua producida a los sitios de disposición, esto minimiza el tráfico de carro tanques, emisiones de gas de combustión y preservación de carreteras y caminos locales.

3.3.5 Normatividad Ambiental

El gobierno Colombiano ha incrementado su enfoque en los aspectos ambientales de los desarrollos petroleros y ha promulgado nuevas regulaciones limitando la obtención, descarga y disposición de agua, con el objetivo de proteger los mantos acuíferos, los suministros superficiales de agua y disturbios superficiales. Esto

²⁶ Accenture. (2012). Water and Shale Gas Development. Leveraging the US experience in new shale developments.

hace necesario una reingeniería en los equipos superficiales de perforación, unidades de fractura así como la forma en la que se perforan los pozos.

Recientemente, el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible estableció nuevos valores límite máximo permisibles referenciales de los parámetros de control mediante el Decreto 3930 del 2010; ello originado por la carencia de una norma nacional actualizada.

Tabla 25. Valores límite máximos permisibles. Parámetros de pH y temperatura

PARAMETRO	UNIDADES	LIMITES PERMISIBLE
pH	Unidades de pH	5,0 a 9,0
Temperatura	°C	< 40°C
Material Flotante	-	Ausente
Grasas y Aceites	%	Remoción > 80% en carga
Sólidos Suspendidos	%	Remoción > 80% en carga

Fuente: Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. Decreto 1594 de 1984. Artículo 72.

Tabla 26. Valores límite máximos permisibles en los vertimientos puntuales

PARAMETRO	UNIDADES	VALORES LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES	
		Cuerpo de Agua Superficial	Alcantarillado Publico
Generales			
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L O2	150,0	300,0
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO5)	mg/L O2	30,0	45,0
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	mg/L	35,0	70,0
Grasas y Aceites	mg/L	10,0	50,0
Fenoles	mg/L	0,02	0,02
Iones			
Cianuro (CN)	mg/L	0,1	0,2
Cloruros (Cl)	mg/L	1000,0	2000,0
Fluoruros (F)	mg/L	5,0	10,0
Sulfatos (SO4)2	mg/L	250,0	500,0
Sulfuros (S)2	mg/L	1,0	2,5
Metales y Metaloides			
Aluminio (Al)	mg/L	0,5	1,5
Arsénico (As)	mg/L	0,1	0,3
Bario (Ba)	mg/L	0,5	5,0
Boro (B)	mg/L	0,5	2,0
Cadmio (Cd)	mg/L	0,01	0,1
Cobre (Cu)	mg/L	0,5	1,5
Cromo (Cr)	mg/L	0,2	0,4
Estaño (Sn)	mg/L	1,0	1,5
Hierro (Fe)	mg/L	1,0	2,5
Litio (Li)	mg/L	0,1	2,5
Manganeso (Mn)	mg/L	0,1	3,0
Mercurio (Hg)	mg/L	0,01	0,2
Molibdeno (Mo)	mg/L	0,01	0,1
Níquel (Ni)	mg/L	0,5	2,0
Plata (Ag)	mg/L	0,5	1,0
Plomo (Pb)	mg/L	0,1	0,25
Selenio (Se)	mg/L	0,1	0,25
Vanadio (V)	mg/L	0,5	2,0
Zinc (Zn)	mg/L	0,5	2,5

Fuente: Ministerio del Medio Ambiente Proyecto de vertimiento de aguas 2010. Artículo 30.

3.3.6 Impacto ambiental

El gas natural es el combustible fósil más limpio disponible en la actualidad. Un estudio de Julio de 2012 de la Comisión Europea indica que la generación de electricidad a partir del shale gas emite entre 41% y 49% menos de gases de efecto invernadero que las centrales eléctricas de carbón.

Por otro lado, un informe publicado recientemente por la Agencia Internacional de la Energía demuestra que el auge del shale gas en los Estados Unidos ha coincidido con la reducción de hasta 450 millones de toneladas las emisiones de CO2 en los últimos cinco años.

Diferentes estudios muestran que las emisiones de metano producidas durante la producción del shale gas se pueden minimizar significativamente siempre y cuando se utilicen los equipos adecuados para capturar y condensar el gas para su comercialización (green completions).

3.4. ESTRATEGIAS PARA EL MERCADO DEL SHALE GAS EN EL PAÍS

3.4.1 Comercialización del Gas

Los productores y comercializadores de gas proveniente de yacimientos no convencionales, con independencia de la capacidad de producción, podrán comercializar su gas en las condiciones que ellos mismos definan. Por las características particulares de estos yacimientos, la modalidad contractual que ofrezcan en el mercado corresponderá a contratos tipo: pague lo producido, no sujetos a normalización. Dichos contratos se considerarán contratos en firme para todos los efectos.

3.4.2 Transporte de Gas Natural.

Las siguientes disposiciones son las que deberá desarrollar la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) según sus funciones en Colombia, para la adecuada coordinación de las distintas actividades que hacen parte de la cadena de prestación del servicio de gas, la asignación eficiente de este recurso y el logro de coherencia y consistencia con las disposiciones que han sido adoptadas por la legislación colombiana en la industria del gas.

La CREG establecerá dos Centros de Distribución (HUBs) Virtuales en el Sistema Nacional de Transporte. Un HUB Virtual referenciado a un Nodo del Sistema de Transporte del Interior y un HUB Virtual referenciado a un Nodo del Sistema de Transporte de la Costa Atlántica.

Los productores-comercializadores continuarán vendiendo físicamente su gas en el punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte. Para referenciar el costo de suministro y transporte de gas desde un Punto de Entrada hasta un HUB, el administrador del mercado suministrará información sobre el precio del gas proveniente de las distintas fuentes de suministro, colocado en cada uno de los Puntos de Salida embebidos entre los Puntos de Entrada y el HUB correspondiente. De igual manera se podrá redefinir la ubicación de estos HUBs cuando se conecten al Sistema Nacional de Transporte nuevos Yacimientos Convencionales o No Convencionales con capacidad de producción igual o superior a 50 MPCD, o instalaciones de importación de gas natural.

3.4.3 Exportación de Gas Natural.

Se estima que la tasa media anual de crecimiento de la demanda de gas natural en Colombia será del 3.5% hasta 2018. Para el sector residencial, el crecimiento proyectado de la demanda es del 3.9% anual mientras que para el sector

industrial, el crecimiento proyectado de la demanda es del 1.3% durante el mismo periodo de análisis. De acuerdo con el estudio de abastecimiento de gas de la UPME, los sectores de refinación y transporte serían los de mayor crecimiento, con tasas del 8,3% y 7.8%, respectivamente (UPME, 2009).

Aunque las reservas probables en Colombia se estiman en unos 4 trillones de pies cúbicos de gas convencional según la ANH, la capacidad para incrementar la producción en el corto y mediano plazo es baja. Sin embargo, con la inclusión de las reservas de gas no convencional el panorama cambiaría considerablemente pues las reservas del país incrementarían alcanzando los 31,7 trillones de pies cúbicos de gas (ANH 2011). En estas condiciones, garantizarían la seguridad del abastecimiento de gas en el futuro.

Además, la puesta en marcha del gasoducto Ballenas- Maracaibo y los planes para conectar a Colombia con América central a través de Panamá son una oportunidad para aumentar las exportaciones de gas a lo largo de Sur y Centroamérica. Estos proyectos abren mercados para los superávits de producción en Venezuela y los posibles superávits en Colombia, y de esta manera, aumentan la seguridad energética de la región.

4. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL SHALE GAS EN EL PAÍS

4.1. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

Cuando se va a tomar la decisión de invertir en un proyecto, es necesario evaluar desde un punto de vista económico todas las variables que interfieren en este, utilizando para esto diferentes herramientas económicas que permitan establecer que tan rentable será o si se generará al inversionista las ganancias suficientes para satisfacer el objetivo económico establecido previamente.

Para realizar un análisis del proyecto se requiere de la evaluación de los campos más desarrollados en el mundo como por ejemplo el de Barnett Shale, ya que mediante esto se ha determinado la base de la información para otros proyectos de shale gas que han sido exitosos, sin embargo las condiciones geográficas y geológicas de estos campos son diferentes a las encontradas en el territorio colombiano a pesar de las similitudes en otros aspectos, por lo cual se dificulta la aproximación del flujo de caja para un proyecto basado en el mismo.

A continuación se evaluarán diferentes factores que contribuyen a determinar la viabilidad del desarrollo de un proyecto de shale gas en el país. Valiéndonos de indicadores económicos como el valor presente neto (VPN) y el Pay-Back, los cuales serán evaluados en el tiempo, y serán analizados a partir de datos de referencia como lo son las inversiones de capital (CAPEX), costos de operación (OPEX, los cuales fueron obtenidos de campos) e informes suministrados de la *Energy Information Administration* (EIA) y Ecopetrol S.A.

4.2. INDICADORES ECONÓMICOS

4.2.1. Valor presente neto (VPN)

El análisis para la inversión en el proyecto va estar determinada por el CAPEX (inversiones) el cual consta de los costos de perforación (por pozo), los costos de completamiento, los costos de fracturamiento y el OPEX o lifting cost, ambos son suministrados por informes de la EIA para el caso de un proyecto de este tipo, los cuales para nuestro análisis serán los siguientes:

Tabla 27. Costos de operación

OPEX			
LIFTING COST AGUA [US\$/Bbl.]	LIFTING COST [US\$/BOE]	GAS	LIFTING COST GAS [US\$/MSCF]
\$ 0,60	\$ 5,69		\$ 0,98

Fuente: Energy Information Administration (EIA 2011) - Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays.

Tabla 28. Inversiones de capital

CAPEX - Capital de Inversión			
Costo de perforación por pozo horizontal		Costo del fracking	Costo de completamiento
\$ 12.000.000	\$ 18.000.000	\$ 4.800.000	\$ 150.000

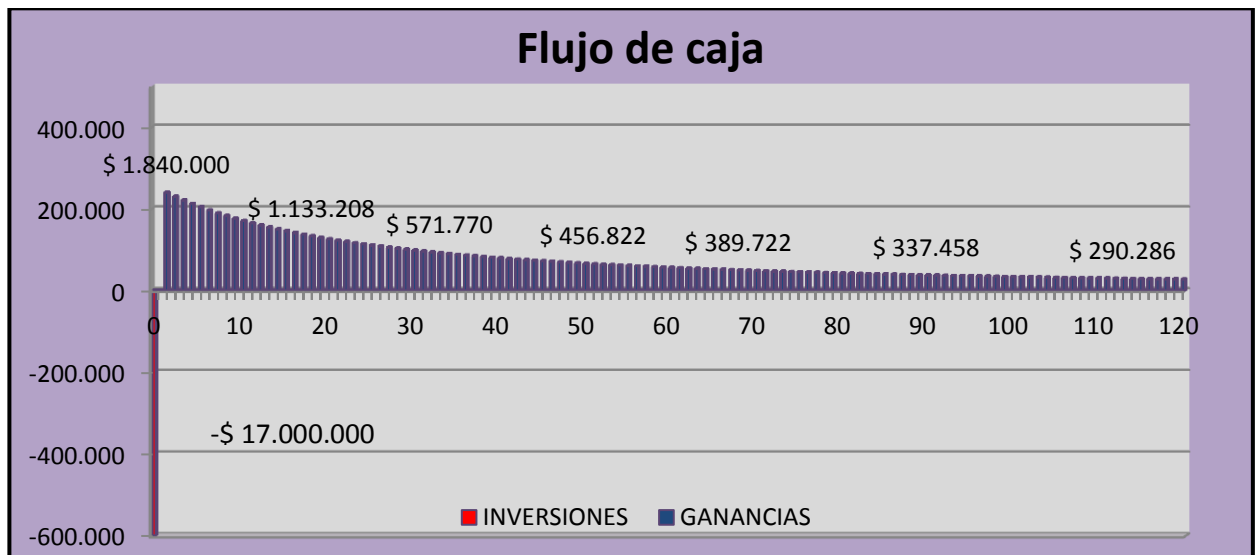
Fuente: Oil and gas technology, Study-Fracking-precioest-for-wells.

La ganancias previstas serán generadas exclusivamente de la venta del gas que se está produciendo, por tal motivo se tomara una producción de 2 MMSCF/D inicialmente, la cual tendrá una tasa de declinación del 40% (tomado a partir del análisis de producción de los campos de Barnett).²⁷

A continuación se procede a la estimación del precio promedio del gas en Colombia obtenido de los informes de Ecopetrol, discriminando el costo por extracción, tratamiento y transporte hasta la refinería o puerto de embarque, tomando un precio de 4 US\$ / MM BTU, y cumpliendo con la fiscalización del gas se usara la relación de 950 BTU/MSCF.

Para nuestro análisis se usara un tiempo de 10 años del cual podemos generar la siguiente gráfica:

Figura 53. Flujo de caja para 10 años



Fuente: Autores.

²⁷ (Administration, Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays, EIA 2011)

Al momento de hacer la evaluación del proyecto cada compañía deberá fijar su Tasa interna de oportunidad (TIO), la cual es la tasa de interés mínima a la que la compañía o el inversor, está dispuesto a ganar al invertir en un proyecto.

Después de definida la tasa que para nuestro caso era del 12% se procedió a evaluar el VPN, el cual después de los respectivos cálculos no genero ninguna rentabilidad. Por tal motivo se decidió bajar las tasas de oportunidad hasta llegar una para la cual el proyecto si fuera rentable, tomando de esta manera una TIO del 6% para la cual a partir del noveno año de producción muestra una ganancia para la compañía.

El tiempo que se usara será de 10 años. Los valores usados en la evaluación del VPN se encuentran en el Anexo 1.

Tabla 29. VPN en 10 años

AÑO	VALOR PRESENTE NETO
1	-\$ 15.756.334
2	-\$ 13.368.936
3	-\$ 9.413.688
4	-\$ 5.719.270
5	-\$ 3.195.007
6	-\$ 1.688.017
7	-\$ 965.231
8	-\$ 504.847
9	\$ 8.114
10	\$ 184.288

Fuente: Autores.

4.2.2. Pay-Back

Como segundo índice económico se calculara el Pay Back, el cual nos dará una idea aproximada del tiempo que se tardarán en recuperar la inversión inicial del proyecto. Esta herramienta es útil para la decisión de aceptar sólo los proyectos e inversiones que devuelvan dicho desembolso inicial en el plazo de tiempo que se estime adecuado.

Para el cálculo del Pay Back solo se necesita el flujo de caja en el tiempo de evaluación y la inversión inicial, la cual nos dará el tiempo aproximado en el cual el proyecto se pagara, para nuestro proyecto se realizara la evaluación en diez un años.

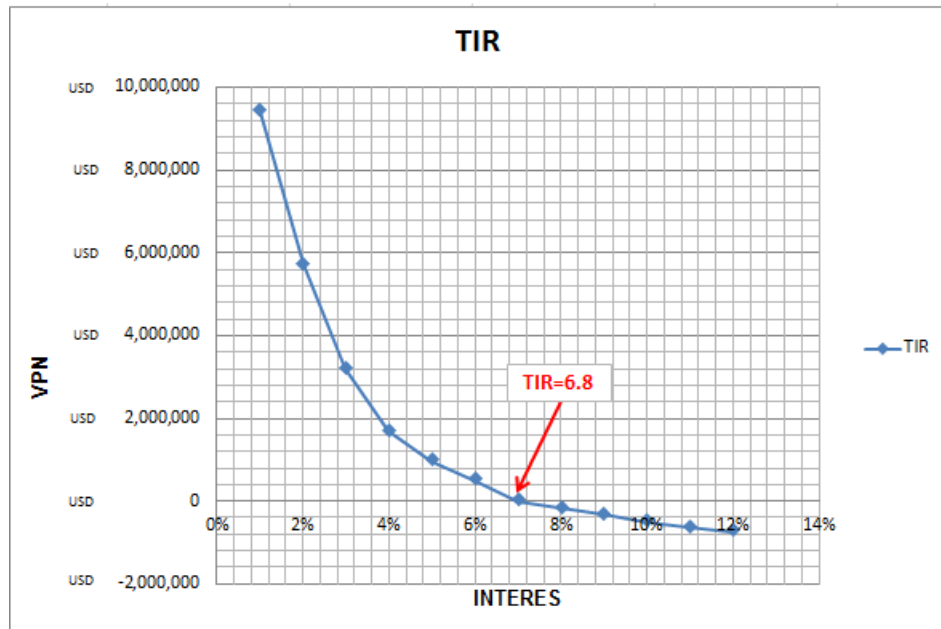
Tabla 30. Pay Back

AÑO	FLUJO DE CAJA	MESES
1	-\$1 5.602.778	12
2	-\$ 10.014.346	12
3	-\$ 6.844.126	12
4	-\$ 2.933.885	12
5	-\$ 998.579	12
6	\$ 412.202	3,9

Fuente: Autores.

Se pudo observar que el tiempo de pago del proyecto supera los seis años desde su inicio, confirmando que después de este tiempo el proyecto generara ganancias que serán libres de la inversión inicial.

Figura 54. Valor grafico de la TIR



Fuente: Autores.

En términos simples, la TIR según diversos autores es la tasa de descuento con la que el valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero. Bajo esta característica se evalúa el riesgo del proyecto puesto que la TIO (tasa interna de oportunidad) que espera la compañía debe ser menor a la TIR para que sea viable, lo cual puede ser apreciado en los datos que nos muestra el gráfico, bajo las condiciones anteriormente descritas y aclarando que a pesar de que la producción que se analizó en otros campos de Shale gas (3,5 MMSCF/D) excede la tasa de producción con la que se desarrolló el análisis de este proyecto (2 MMSCF/D), se puede observar que la TIR que se obtiene no es muy alta y la TIO para que sea rentable tampoco lo es, sin embargo existen parámetros (mencionados en las conclusiones y consideraciones), que vale la pena tener presentes ya que estos pueden hacer más interesante económicamente hablando el proyecto para las compañías.

Al momento de analizar los resultados de estos índices económicos, se puede concluir que la implementación de un proyecto de shale gas en la Formación la Luna, será viable económicamente, pero esto no significa que sea viable para cualquier compañía, ya que al generarse una ganancia, puede que esta no sea la deseada por la misma.

Cuando se quiera ver la viabilidad de un proyecto entraran en juego otros parámetros de evaluación, como la son la tasa interna de oportunidad, el cual es un parámetro que fija cada compañía para evaluar su inversión o no en un proyecto.

5. CONCLUSIONES

Es indudable que en el futuro de la industria uno de los grandes retos será desarrollar de manera más eficiente este tipo de yacimientos con alternativas tecnológicas que no solo proporcionen mayor productividad, si no también que reduzcan los elevados costos de desarrollo de esta alternativa energética.

A pesar de que se logró la asertividad deseada en el cálculo del OGIP con valores similares a los especulados por autores citados anteriormente es importante tener presente que los costos de operación, las inversiones y principalmente la tasa inicial de producción tomada como la mínima en el proyecto, entre otros, aun no se pueden evaluar con mayor confiabilidad porque aún no han sido implementados en el país y debido al impacto que generan en el análisis económico y demás, es determinante tenerlo presente para generar la adecuada percepción de la viabilidad técnica y financiera de este tipo de proyectos.

Mediante el estudio desarrollado a partir de la información que ha dispuesto la ANH y las empresas interesadas en este tipo de yacimientos no convencionales en Colombia, se ha encontrado que adicionalmente al estudio del contenido TOC, madurez térmica o los análisis de pirolisis, es determinante evaluar las características geológicas del shale ya que esto puede optimizar el rendimiento de la operación de fracturamiento hidráulico.

Se ha encontrado que la nación debe procurar desarrollar sus vías e infraestructura ya que no solo políticas que legislen adecuadamente esta actividad en yacimientos no convencionales importan, si no también es indispensable que las empresas operadoras se encuentren satisfechas con los requerimientos que fueron detallados anteriormente para desarrollar un proyecto de shale gas.

En Colombia el estudio de las cuencas para el desarrollo de este tipo de yacimientos es escasa, sin embargo en el desarrollo de este proyecto se observó, que actualmente en la formación la Luna y Rosa Blanca hay empresas operadoras que han hecho hallazgos de hidrocarburos significativos en shale que proyectan el futuro energético del país con buenas noticias.

Es imperativo que en los lugares en donde se implemente un proyecto de este tipo existan las medidas suficientes dentro de la normatividad legal para garantizar un responsable desarrollo de las operaciones y de la vida productiva del pozo, ya que en algunos lugares como Pensilvania en EE.UU se ha observado contaminación con metano en las fuentes hídricas.

Las inversiones que implemente el gobierno para mejorar las condiciones de desarrollo de este tipo de proyectos de shale gas deben ir de la mano de la modificación del mercado colombiano para que este tipo hidrocarburo (gas natural) pueda generar un abastecimiento energético frente a las diversas necesidades básicas e industriales.

Es determinante analizar las concesiones que han sido desarrolladas en otras naciones con el fin de generar una propuesta que más allá de interesar a los inversionistas pueda generar tranquilidad en cuanto a la rentabilidad del proyecto dentro de las condiciones del contrato, así como también genere a la comunidad colombiana los ingresos que debe recibir adecuadamente de las regalías por la explotación de mencionado recurso.

Al momento de analizar los resultados de estos índices económicos, se puede concluir que la implementación de un proyecto de shale gas en la Formación la Luna, será viable económicamente, pero esto no significa que sea viable para cualquier compañía, ya que al generarse una ganancia, puede que esta no sea la deseada por la misma.

Cuando se quiera ver la viabilidad de un proyecto entraran en juego otros parámetros de evaluación, como la son la tasa interna de oportunidad, el cual es un parámetro que fija cada compañía para evaluar su inversión o no en un proyecto.

Desde la parte técnica, la condiciones contractuales con las que cuentan las operadoras no solo estimulan la exploración sino también justifican las inversiones que realizan las mismas para traer o desarrollar la tecnología necesaria en este tipo de proyectos.

6. RECOMENDACIONES

Es necesario que el gobierno vincule no solo a la industria en este tipo de proyectos de yacimientos no convencionales, sino también a la academia de las diferentes facultades de la Ingeniería de petróleos en el país ya que este es uno de los campos con más incidencia en la industria de los hidrocarburos actualmente y es necesario que el triángulo industria, academia y gobierno trabajen en conjunto para poder generar no solo hallazgos significativos en este sentido, si no también innovaciones tecnológicas que puedan mejorar el desarrollo de este tipo de yacimientos modernos (no convencionales).

Es necesario que el gobierno reforme la actual normatividad para las concesiones de yacimientos no convencionales ya que es bastante lapso para el beneficio de diversos intereses de la nación.

Es indispensable que en las zonas en donde exista un mayor potencial se organicen y articulen proyectos conjuntos entre el gobierno y las gobernaciones locales para desarrollar las vías y locaciones en donde se va a desarrollar los proyectos además de los requerimientos en la captación de agua con la debida normatividad ambiental.

Debido a que se observó que los costos de desarrollo de un proyecto de este tipo son elevados se debe adoptar medidas para que el pay back se pueda generar de una mejor manera permitiendo ciertos plazos para los inversionistas sin dejar de lado el aprovechamiento de la producción de estos recursos para la nación.

Es importante que Ecopetrol, como operadora nacional genere planes de capacitación en yacimientos no convencionales para los ingenieros y tener de esta manera personal calificado que pueda en conjunto con otras operadoras explorar y desarrollar el potencial del país en este tipo de yacimientos.

BIBLIOGRAFÍA

- Accenture. (2012). Water and Shale Gas Development. Leveraging the US experience in new shale developments.
- Administration, E. I. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment.
- Administration, E. I. (EIA 2011). *Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays*.
- Amoco Production Company. (n.d.). *Drilling fluids manual*.
- Argonne National Laboratory & Chevron Texaco. (2008). *Drilling Waste Management Technology*.
- Baker Hughes INTEQ. (1998). *Fluidos, Manual de Ingeniería*. Houston, Texas.
- Baroid. (n.d.). *Manual de Fluidos de Perforación*. Houston, Texas.
- BP. (Junio 2012). Statistical Review of World Energy.
- Braithwaite, L. (2009). Shale-Deposited Natural Gas: A Review of Potential. . *California Energy Commission*.
- Conner, J. .. (1989). Chemical fixation and solidification of hazardous wastes. *New York ISBN 0-4422-0511-2*.
- Crittenden, J. C. (2012). *MWH's Water Treatment*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Energy Information Administration, U. S. (n.d.). EIA 2011a. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays.
- Energy Information Administration, U. S. (n.d.). EIA, 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States.
- Engineers, A. A. (1999). *Shale Shakers and Drilling Fluids Systems*. Houston, TX.
- George Tchobanoglous, F. L. (2003). *Wastewater Engineering Treatment and Reuse*. McGraw-Hill Companies, Inc.
- Ifeadi, D. C. (2004). The Treatment of Drill Cuttings using Dispersion By Chemical Reaction (DCR).
- Instituto Americano del Petroleo. (n.d.). *Manual de Fluidos de Perforación*. Dallas, Texas.

- Instituto Americano del Petroleo. (n.d.). *Norma API RP 13B-1*.
- International Organization of Standardization. (n.d.). *ISO 10414-1*.
- Jarvie DM, A. (1991). Total Organic Carbon (TOC) Analysis,” en Merrill RK (ed): Source and Migration Processes and Evaluation Techniques.
- John A. Veil, J. R. (2003). ‘Innovative Website for Drilling Waste Management. *Society of Petroleum Engineers - 80603-MS*.
- M. Paolone, R. B. (2003). *A Research on Plants for In-Situ Vitrification of Contaminated Soils*. Bologna, Italia.
- MI SWACO. (2004). *Curso de control de sólidos*.
- Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. (n.d.). *Decreto 1594 de 1984*.
- Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. (n.d.). *Proyecto de vertimiento de aguas*.
- MR, P. K. (1994). *Applied Source Rock Geochemistry*.
- Nexen Energy, C. (June 2012). Nexen Explores for Shale Gas in Colombia.
- Santander, U. I. (2012). *Plan de manejo ambiental Pozo ANH-PATIA ST-P 1*. Bucaramanga.
- Schlumberger. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras.
- Speight, J. G. (2013). *Shale Gas Production Processes*. Gulf Professional Publishing.
- Wilson, N. (2011). *Land treatment of landfill leachate*. Minnesota: Minnesota pollution control agency.