

**HERRAMIENTA MULTIMEDIA PARA LA ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE DE
LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.**

MARÍA JUDITH DELGADO RANGEL

YENY PATRICIA RUIZ PUENTES

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

2013

**HERRAMIENTA MULTIMEDIA PARA LA ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE DE
LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.**

MARÍA JUDITH DELGADO RANGEL

YENY PATRICIA RUIZ PUENTES

**Trabajo de Grado para optar por el título de
Ingenieras de Petróleos.**

Directora

ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO

INGENIERA DE PETRÓLEOS

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

BUCARAMANGA

2013

DEDICATORIA

A Dios infinitas gracias por permitirme cumplir esta meta, por ser mi luz y mi fortaleza; a la Santísima Virgen por protegerme y acompañarme en cada paso que dí.

A mi padre Rigoberto Delgado a mi madre Leonor Rangel, a mis hermanos Gency Yair y Ana Milena, a ese pequeñín llamado Santiago que alegra mis días con cada una de sus travesuras, en fin, a toda mi familia que pase lo que pase siempre están brindándome su apoyo y compañía.

A mis mejores amig@s que a lo largo de este caminar estuvieron pendientes de mí, aconsejándome y enseñándome a vivir.

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

Con cariño e inmensa gratitud, de corazón grandes éxitos para todos.

María Judith Delgado Rangel.

Dedico este escalón de mi vida a Dios que nunca me abandono en mi lucha, pues me dio la fortaleza para afrontar los obstáculos y me bendijo con la oportunidad de poder estudiar.

Le doy gracias por la hermosa familia de la cual hago parte y a quienes hoy me siento feliz de responderles por sus sacrificios durante estos años pues fue gracias a mi mamá Oliva Puentes y a mi Papá Amílcar Ruiz, que este sueño se hizo posible. Fueron ellos quienes me ensaaron que cuando las cosas se complican es cuando debemos demostrar nuestro verdadero valor.

A mis hermanas y hermanos por sus palabras de aliento en este recorrido y también por aquellas dichas en momentos difíciles, porque me dieron fuerzas para seguir adelante y poder decir con certeza que cuando las cosas se hacen con amor siempre es posible terminar lo que uno comienza.

A mis amigos en especial a Ángela Zea, esas personas que Dios puso en mi camino y me brindaron su compañía, su apoyo, su amistad sincera, esos que aunque no veía todos los días, siempre estaban ahí cuando más los necesitaba.

Yeny Patricia Ruiz Puentes.

AGRADECIMIENTOS

Las autoras expresan sus agradecimientos a:

A nuestra directora, la ingeniera **Zuly Calderón**, por ser nuestra guía, por su constante apoyo, motivación y por la orientación que nos brindó para la culminación exitosa de este trabajo.

A los docentes de la Universidad Industrial de Santander, por la formación académica y ética, pues con sus enseñanzas forman de profesionales de calidad.

A nuestros amigos y demás personas que de alguna manera hicieron posible la culminación exitosa de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	20
1.1. OBJETIVO GENERAL.....	20
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	21
2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	22
2.1. GENERALIDADES.....	22
2.2. GEOLOGÍA.	27
2.3. FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA FÓSILES EN COLOMBIA.	29
2.3.1. Perspectivas de los hidrocarburos no convencionales.....	29
2.4. DESAFÍOS TECNOLÓGICOS.....	31
2.5. TRANSPORTE.....	33
3. SHALE GAS	36
3.1. GENERALIDADES.....	36
3.1.1. ¿Qué es el Shale Gas?	38
3.1.2. Generación del Shale.....	41
3.1.3. El Carbono Orgánico Total (TOC) en los Shale.	41
3.1.4. Producción en Shale.	42
3.1.5. Composición de los Shale.....	43
3.1.6. Características propias de los Shale.	44
3.1.7. Problemas asociados con las formaciones de Shale.	45
3.2. GEOLOGÍA.	46
3.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.	48
3.3.1. Permeabilidad del Shale Gas.....	48
3.3.2. Porosidad en Shale.....	49
3.3.3. Contenido de gas en la roca.	49
3.4. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN.	50
3.5. CÁLCULO DE RESERVAS.	55
3.6. ESTADÍSTICAS MUNDIALES Y NACIONALES.....	56
3.6.1. Panorama mundial.	56
3.6.2. Roca generadora en Colombia	58
3.6.3. Caso aplicado.	59

4.	TIGHT GAS SANDS	66
4.1.	GENERALIDADES.....	66
4.2.	GEOLOGÍA.....	67
4.2.1.	Continuidad del yacimiento	68
4.2.2.	Tectónica regional.....	69
4.2.3.	Capas de depósito.....	69
4.3.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	70
4.3.1.	Propiedades mecánicas.....	72
4.3.2.	Registro de pozos.....	73
4.3.3.	Perfiles verticales.....	74
4.4.	EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN.....	75
4.4.1.	Pozos direccionales.....	77
4.4.2.	Pozos multilaterales.....	78
4.4.3.	Estimulación para la producción de Tight Gas Sand.....	79
4.4.4.	Consideraciones de terminación de pozos y estimulación.....	80
4.5.	CÁLCULO DE RESERVAS.....	81
4.5.1.	Metodología para el cálculo de reservas.....	82
4.6.	ESTADÍSTICAS MUNDIALES Y NACIONALES.....	83
4.6.1.	Distribución de los recursos de gas en arenas compactas	85
4.6.2.	Producción de gas de arenas compactas en EE.UU.....	86
4.6.3.	Potencial de recursos de Tight Gas en Colombia.....	91
4.6.4.	Caso aplicado: desarrollo de recursos de Tight Gas en Argentina, el caso Punta Rosada.....	92
5.	OILSHALE	96
5.1.	GENERALIDADES.....	96
5.2.	GEOLOGÍA.....	97
5.2.1.	Mineralogía de la lutita	100
5.3.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	104
5.3.1.	Datos petrofísicos.....	104
5.3.2.	Análisis geoquímico	108
5.3.3.	Volumen y capacidad del gas.....	108
5.3.4.	Madurez térmica.....	109
5.3.5.	Permeabilidad	110
5.3.6.	Mineralogía	110
5.4.	EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN.....	111
5.4.1.	El Oil Shale en la Industria.....	111
5.4.2.	Fracturamiento hidráulico.....	112
5.4.3.	Oil Shale: minería y procesamiento.....	114

5.4.4.	Conversión de la lutita petrolífera en petróleo de lutita	115
5.4.5.	Métodos de retorta.	117
5.4.6.	Impacto ambiental.	119
5.5.	CÁLCULO DE RESERVAS.	120
5.5.1.	Evaluación del potencial de petróleo presente en los Oil Shale.	122
5.5.2.	Método de balance de materia.	122
5.5.3.	Índice de potencial generador.	123
5.5.4.	Método volumétrico.	123
5.5.5.	Modelo propuesto por El Bambi.	124
5.5.6.	Metodología para el cálculo de reservas.	125
5.6.	ESTADÍSTICAS MUNDIALES Y NACIONALES.	128
5.6.1.	Recursos de Oil Shale.	128
5.6.2.	Potencial de recursos de Oil Shale en Colombia.	131
5.6.3.	Caso aplicado: El Oil Shale, Vaca Muerta.	133
6.	HIDRATOS DE GAS	136
6.1.	GENERALIDADES.	136
6.1.1.	Estructura de los Hidratos de Gas.	136
6.2.	GEOLOGÍA.	140
6.3.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS.	141
6.3.1.	La densidad.	141
6.3.2.	Propiedades eléctricas.	142
6.3.3.	Propiedades termofísicas.	142
6.4.	EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN.	144
6.4.1.	Explotación.	144
6.4.2.	Métodos de explotación.	144
6.5.	METODOLOGÍAS DEL CÁLCULO DE RESERVAS.	146
6.6.	ESTADÍSTICAS MUNDIALES Y NACIONALES.	147
6.6.1.	Panorama mundial.	147
6.6.2.	Hidratos de Gas a nivel nacional.	149
6.6.3.	Caso aplicado.	150
7.	GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN	156
7.1.	GENERALIDADES.	156
7.2.	GEOLOGÍA.	159
7.3.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS.	161
7.3.1.	Porosidad.	161
7.3.2.	Permeabilidad en yacimientos GAC.	162
7.4.	EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN.	164

7.4.1.	Exploración en los Mantos de Carbón.....	165
7.4.2.	Tratamientos de estimulación por fracturamiento para los yacimientos GMC.	166
7.4.3.	Explotación del gas metano.	167
7.5.	CÁLCULO DE RESERVAS	169
7.5.1.	Método volumétrico:	170
7.5.2.	Balance de materia.	173
7.5.3.	Análisis de datos de producción.....	174
7.5.4.	Simulación de yacimientos.....	174
7.6.	ESTADÍSTICAS MUNDIALES Y NACIONALES.....	175
7.6.1.	Panorama mundial.	175
7.6.2.	Reservas de carbón y GAC en Colombia.....	176
7.6.3.	Caso aplicado.	178
8.	CONCLUSIONES.....	182
9.	RECOMENDACIONES	183
10.	BIBLIOGRAFÍA.....	184

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Yacimientos Convencionales vs. No Convencionales.	26
Tabla 2: Clasificación de los Shale de acuerdo a sus propiedades químicas y físicas.	44
Tabla 3: Potencial de Shale Gas a nivel mundial.	57
Tabla 4: Tabulación de datos formación Vaca Muerta.	63
Tabla 5: Resultados.	64
Tabla 6: tabulación de datos campo Barnett Shale.	65
Tabla 7: Resultados.	65
Tabla 8: Métodos usados comúnmente para el cálculo de reservas yacimientos de Tight Gas.	82
Tabla 9: Desarrollo y producción de Tight gas en el mundo.	84
Tabla 10: Potencial de los depósitos de Tight gas en Colombia.	92
Tabla 11: Generalidades.	94
Tabla 12: Datos del yacimiento.	94
Tabla 13: Propiedades del yacimiento.	95
Tabla 14: Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de recursos	109
Tabla 15: Estimación de las reservas de pizarra bituminosa (millones de toneladas)	121
Tabla 16: Cuencas de Oil Shale en Estados Unidos.	131
Tabla 17: Potencial de los depósitos de Oil Shale en Colombia.	133
Tabla 18: Analogía Shale EE.UU. vs Vaca Muerta.	134
Tabla 19: Estimaciones mundiales de gas en hidratos.	148
Tabla 20: Comparación entre un yacimiento convencional de gas y uno de Gas Asociado a Mantos de Carbón.	158
Tabla 21: Potencial de los depósitos de Gas Metano Asociado a Depósitos de Carbón en Colombia.	178
Tabla 22: Propiedades del yacimiento.	180

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Clasificación basada en el tipo de recurso.....	24
Figura 2: Yacimientos Convencionales vs. No Convencionales.	25
Figura 3. Yacimientos No Convencionales.....	27
Figura 4: Potencial de hidrocarburos no convencionales en Colombia.	30
Figura 5: Pirámide de las fuentes de Gas Natural.	32
Figura 6: Principales Característica del “Tight, Gas, CBM y Shale Gas”	34
Figura 7: Triángulo de correlación precio y tecnologías vs. Explotación de yacimientos.	35
Figura 8: Ubicación geológica de las fuentes de Shale Gas.....	36
Figura 9: Estructura geológica de un yacimiento tipo Shale.	38
Figura 10: Propiedades que representan características importantes en cada play de Shale Gas.	40
Figura 11: Extracción de esquisto.	43
Figura 12: Diagrama de Van Krevelen.	47
Figura 13: Comparación entre la porosidad en una arenita convencional y en un Shale.....	49
Figura 14: Horizontal drilling e hydraulic fracturing	51
Figura 15: Fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale.....	52
Figura 16:Combinación de tecnología de perforación horizontal y fracturamiento	54
Figura 17: Distribución del Shale Gas a nivel mundial.....	56
Figura 18: Perforaciones en la formación vaca muerta con potenciales recursos de Shale Gas y/o de Shale Oil.....	61
Figura 19: Permeabilidad en los yacimientos de Tight Gas.	70
Figura 20: Micrografía de Permeabilidad.	71
Figura 21: Porosidad en los yacimientos de Tight Gas.....	71
Figura 22: Registros necesarios para la evaluación de la formación y el diseño del tratamiento de las fracturas.	75
Figura 23: Pozos Direccionales.....	77
Figura 24: Pozos Multilaterales	78
Figura 25: Curvas típicas de declinación para un gas apretado hidráulicamente bien fracturado.	81
Figura 26:Reservas estimadas de gas de areniscas apretadas (Tight Gas Sands)	86
Figura 27:Principales prospectos (plays) y cuencas de areniscas apretadas en Estados Unidos.....	87
Figura 28:Estimaciones y potencial de los depósitos de Tight Gas Sand en los EE.UU.	88
Figura 29: Recursos de Estados Unidos en Tight Gas Sand.....	90
Figura 30:Potencial de recursos de Tight Gas en Colombia.....	91
Figura 31: Ubicación en el triángulo de recursos de yacimientos de Tight Gas.	92

Figura 32:Ubicación formación punta rosada en la cuenca Neuquina.....	93
Figura 33: Desarrollo de Tight Gas en Argentina Punta Rosada.....	94
Figura 34:Oil Shale.....	97
Figura 35: Capas sedimentarias secundarias y acumulaciones de Oil Shale.	99
Figura 36: Afloramiento de lutitas petrolíferas.....	99
Figura 37: Mineralogía de las Lutitas.	100
Figura 38: Maduración del Kerógeno.	102
Figura 39:Prospección registro de pozos de Oil Shale.	105
Figura 40 : Fracturamiento Hidraulico.	112
Figura 41: Fracturas en pozos horizontales y verticales.....	113
Figura 42: Pasos del proceso de minería y retorta de superficie.....	117
Figura 43: Principales procesos de combustión in-situ.....	118
Figura 44: Congelación de Pared.....	119
Figura 45: Escenarios de evaluación para cálculo de reservas.....	127
Figura 46: Recursos de Oil Shale en el mundo.....	128
Figura 47: Formación tipo Oil Shale.....	130
Figura 48: Recursos de Oil Shale en Colombia.....	131
Figura 49: Ubicación geográfica del Oil Shale en Colombia.....	132
Figura 50: Formación Vaca Muerta.....	133
Figura 51: Estructuras cristalinas de hidratos comunes.....	137
Figura 52: Estructuras Tipo I.....	138
Figura 53: Estructura tipo II.....	139
Figura 54: Estructura Tipo III.....	139
Figura 55: Capacidad calorífica específica (Ce) para hidratos de algunos gases hidrocarburos y el hielo.....	143
Figura 56: Despresurización del Hidrato de Metano.....	145
Figura 57: Inyección térmica.....	145
Figura 58: Inyección de un inhibidor.....	146
Figura 59: Ubicación de zonas de hidratos de gas inferidas y conocidas alrededor del mundo.....	147
Figura 60: Campo Mallik.....	151
Figura 61: Terminación de pozo para la prueba de producción por despresurización 2008 del Campo Mallik.....	153
Figura 62: Yacimiento de Gas Asociado a Mantos de Carbón.....	157
Figura 63: Sistema de doble porosidad.....	162
Figura 64: Fracturas naturales en el carbón.....	163
Figura 65: Reservas de gas asociado a mantos de carbon.....	175
Figura 66: Reservas de Carbón y GAC en Colombia.....	177
Figura 67: Localizacion y límites de la cuenca Catatumbo.....	179

RESUMEN

TITULO: HERRAMIENTA MULTIMEDIA PARA LA ENSEÑANZA Y EL APRENDIZAJE DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.*

AUTORES:

DELGADO RANGEL María Judith.

RUIZ PUENTES Yeny Patricia. **

PALABRAS CLAVE: Herramienta multimedia, educativa, yacimientos no convencionales.

DESCRIPCIÓN:

Actualmente la principal fuente de energía a nivel mundial proveniente de hidrocarburos convencionales ha ido declinando rápida y notablemente, mientras que la demanda aumenta cada vez más tanto en las grandes potencias como en países en proceso de desarrollo. Ante este panorama y con el fin de satisfacer la necesidad energética, la industria ha recurrido a la exploración y explotación de recursos de los cuales se sabía su existencia pero no habían sido objeto de estudio debido a la dificultad que implica su explotación.

Dentro del entorno académico el tema de yacimientos no convencionales no se encuentra incluido formalmente en el pensum de la carrera de ingeniería de petróleos de la Universidad Industrial de Santander, motivo por el cual el interés de este proyecto fue diseñar una herramienta multimedia, didáctica, práctica y pedagógica que permita fortalecer el proceso de enseñanza/aprendizaje de los diferentes tipos de hidrocarburos no convencionales como un aporte para la temática trabajada en la asignatura ingeniería de yacimientos.

Esta aplicación cuenta con tres módulos generales, el primero de éstos contiene el estado del arte de la temática de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, en el segundo se presenta un módulo de evaluación con el cual se pretende afianzar los conocimientos adquiridos previamente. El tercero es un complemento que permite fortalecer y ampliar el contenido teórico a través de videos y material anexo.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Directora del proyecto Ing. Zuly Himelda Calderón Carrillo.

ABSTRACT

TITLE: MULTIMEDIA TOOL FOR TEACHING AND LEARNING OF UNCONVENTIONAL OIL FIELDS.

AUTHORS:

DELGADO RANGEL María Judith.

RUIZ PUENTES Yeny Patricia.**

KEYWORDS: Multimedia tools, educational, unconventional reservoirs.

CONTENT:

Currently the main source of global energy from conventional oil has been declining rapidly and significantly, while demand grows increasingly both great powers and in countries under development, in this scenario and to meet energy needs, the industry has turned to the exploration and exploitation of resources of which its existence was known but had not been studied because of the difficulty of exploitation.

Within the academic environment the issue of unconventional reservoirs is not formally included in the curriculum of the petroleum engineering degree from the Universidad Industrial de Santander, why the interest in this project was to design a multimedia tool, teaching, practice and pedagogy that strengthens the teaching/learning the different types of unconventional hydrocarbons as a contribution to the subject worked in reservoir engineering subject.

This application has three general modules, the first of these contains the state of the arte on the theme of unconventional hydrocarbon deposits in the second presents an evaluation module which aims to strengthen previously acquired knowledge. The third is a supplement that can strengthen and expand the theoretical content through videos and supporting material.

* Graduate Thesis

** Faculty of physico-chemical Engineering, School of Petroleum Engineering, Project Director Mr. Zuly Himelda Calderon Carrillo.

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto de grado ofrece una herramienta multimedia que da acceso a información correspondiente a la temática de yacimientos no convencionales. Esta herramienta contiene seis capítulos teóricos que describen una conceptualización general del tema y sus principales características las cuales son el fundamento para establecer la metodología apropiada de explotación.

La herramienta cuenta con un menú principal dividido en tres módulos, el primero de ellos está estructurado en cinco yacimientos, cada uno de ellos trabajado como un capítulo y éste a su vez tendrá sub-capítulos que permitirán caracterizar cada yacimiento e incluir aspectos relacionados con las generalidades, geología, propiedades petrofísicas, exploración y explotación, metodología para el cálculo de reservas y finalmente estadísticas mundiales y nacionales.

En el segundo módulo se incluye un sistema de evaluación, planteado mediante un cuestionario de selección múltiple con única respuesta, el cual permite evaluar y afianzar los conocimientos adquiridos una vez revisada la temática propuesta en el primer módulo.

En la parte final del menú, se presenta el módulo tres, mediante el cual, el usuario tendrá acceso a videos ilustrativos con los cuales se mostrará de manera didáctica algunos ejemplos y procedimientos realizados a nivel mundial de los diferentes tipos de yacimientos no convencionales. Así mismo, la herramienta cuenta con un manual del usuario que permitirá el manejo adecuado y eficiente de la información que ésta contiene. En éste tercer módulo se incluye material adicional que permite complementar y aclarar algunos conceptos básicos propios de la industria. El usuario podrá acceder en este módulo al material bibliográfico usado en la elaboración de ésta tesis de grado proporcionando la posibilidad de ampliar conocimientos acerca del tema.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar una herramienta multimedia didáctica, ágil y pedagógica para la enseñanza y/o el aprendizaje de los diferentes tipos de hidrocarburos no convencionales, como un complemento a la asignatura ingeniería de yacimientos.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar y clasificar información disponible de diferentes fuentes con el fin de organizarla en forma lógica.
- Estructurar la herramienta multimedia, integrando la temática planteada previamente en forma didáctica, ágil y pedagógica, con el propósito que el usuario encuentre en la aplicación una metodología de aprendizaje innovadora.
- Diseñar un módulo de evaluación con el que se pretende afianzar y reforzar el conocimiento adquirido.
- Integrar dentro de la herramienta una serie de videos ilustrativos que permitan crear una imagen mental del trabajo en campo con yacimientos no convencionales.

1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Conseguir buenos prospectos en tierra firme se ha convertido en una tarea compleja; de igual manera, explorar y explotar yacimientos en aguas profundas y ultra profundas es costoso y arriesgado, por lo cual desde hace algunos años, en Estados Unidos principalmente, gran parte del hidrocarburo producido, se está obteniendo de otras fuentes llamadas “no convencionales”.

Partiendo de éste panorama, es necesaria la recopilación de material temático que permita analizar y comprender los diferentes tipos de yacimientos no convencionales. En la herramienta multimedia propuesta en ésta tesis se hará una descripción detallada de cada uno de estos yacimientos, incluyendo aspectos tales como generalidades, cálculo de reservas, procesos de extracción y en general aspectos operacionales. Actualmente estos temas, no se encuentran incluidos formalmente en el pensum académico de la carrera de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, por lo cual ésta herramienta contribuirá a que los estudiantes de la asignatura ingeniería de yacimientos se familiaricen con estas importantes fuentes de hidrocarburo.

2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

2.1. GENERALIDADES.

Tanto las reservas como la producción de hidrocarburos convencionales vienen declinando de manera sistemática durante los últimos años. En contraposición, su demanda registra una tendencia ascendente, la cual se debe, en gran parte, al sostenido crecimiento económico que se ha producido en el mundo, razón por la cual se ha comenzado a desarrollar la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, que en muchas ocasiones no son más que la roca madre o fuente de las trampas de yacimientos convencionales.

Los hidrocarburos no convencionales son aquellos (petróleo y gas) que se encuentran en unas condiciones que no permiten el movimiento del fluido, ya sea por estar atrapados en rocas poco permeables o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad por lo cual requieren el empleo de tecnología especial para su extracción, debido a las propiedades del hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene.

Los yacimientos no convencionales son más continuos que los yacimientos convencionales, consisten en una acumulación de capas sedimentarias de baja permeabilidad que atrapan el hidrocarburo entre ellas.

Los hidrocarburos, contenidos en los yacimientos no convencionales, están en realidad embebidos en todo el espesor de la roca que se considera yacimiento. Naturalmente existen unas áreas mejores que otras cuando ya se evalúa en detalle, considerando parámetros como madurez y contenido total de materia orgánica (TOC).¹

¹SOLÓRZANO GARCÍA Roberto. Exploración Yacimientos No Convencionales Eagle Ford. Texas, Marzo 2011.

Para desarrollar este tipo de yacimientos y poder tener mejor acceso a su potencial es necesario tener disponibilidad de grandes extensiones areales, debido a que la concentración de los yacimientos ya no está supeditada a que solamente exista una estructura que almacene el hidrocarburo en trampas simples como anticlinales o trampas de falla.

Las fuentes de gas natural no convencionales, pueden incrementar las reservas mundiales de gas natural por lo menos en un 20%. Las nuevas tecnologías como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal permiten una explotación eficiente y rentable de éstos depósitos de gas natural.

Debido a la bajísima permeabilidad o no permeabilidad de estas capas se necesitan fracturamientos hidráulicos masivos para generar un fracturamiento adecuado e interconexión de los poros que contienen el gas.

Los fracturamientos hidráulicos se hacen frecuentemente con agua, arena y con cantidades muy pequeñas de otras sustancias como: inhibidores de corrosión, agentes antibacteriales, estabilizadores de arcilla, surfactantes, ajustadores de pH, entre otros. Todos estos fracturamientos se hacen por debajo del nivel freático con el fin de evitar la contaminación de las zonas de aguas dulces.

Para su éxito económico es indispensable que la cuenca cuente con una buena infraestructura de distribución, mercado inmediato para el gas, líquidos y precios adecuados que justifiquen su explotación.²

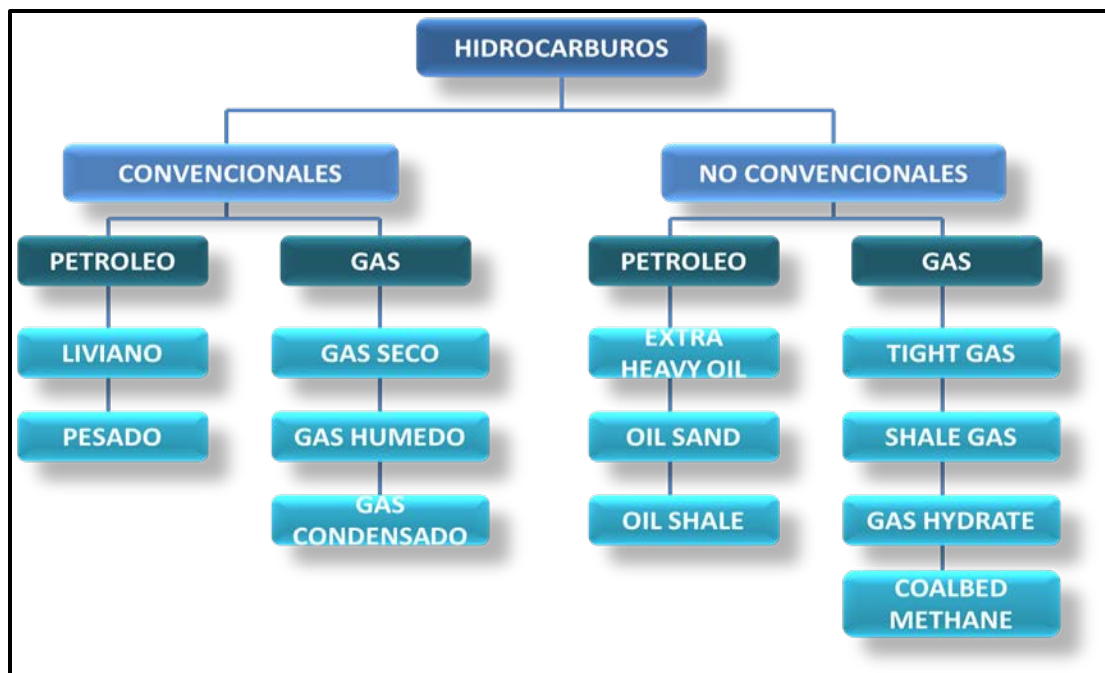
En este tipo de yacimientos es necesario perforar los pozos de forma rápida, minimizando su costo pues los fracturamientos hidráulicos requieren de grandes inversiones. De manera que es necesario perforar cientos de pozos pues con permeabilidades tan bajas o no permeabilidad, el área de drenaje por pozo es muy restringida.

²SOLÓRZANO GARCÍA Roberto. Exploración Yacimientos No Convencionales Eagle Ford. Texas, Marzo 2011.

Este petróleo y gas "no convencional" consiste en rocas bituminosas, pizarras de baja porosidad que contienen hidrocarburos de muy alto peso molecular (kerógeno) junto con bitumen y gas natural en sus intersticios.³

Es importante mencionar que los hidrocarburos no convencionales y los hidrocarburos convencionales son composicional y genéticamente idénticos, solo se diferencian en que los segundos han migrado a una roca permeable (yacimiento convencional) y los primeros permanecen en la roca madre donde se generaron (Shale Oil y Shale Gas) o han migrado a rocas muy compactas (Tight Gas). Las rocas generadoras y las rocas sello se denominan yacimientos no convencionales. En la figura 1, se hace referencia a la definición de dos tipos de recursos y cómo se encuentran distribuidos los yacimientos a nivel de hidrocarburo líquido y gaseoso dentro de esta clasificación.

Figura 1: Clasificación basada en el tipo de recurso.



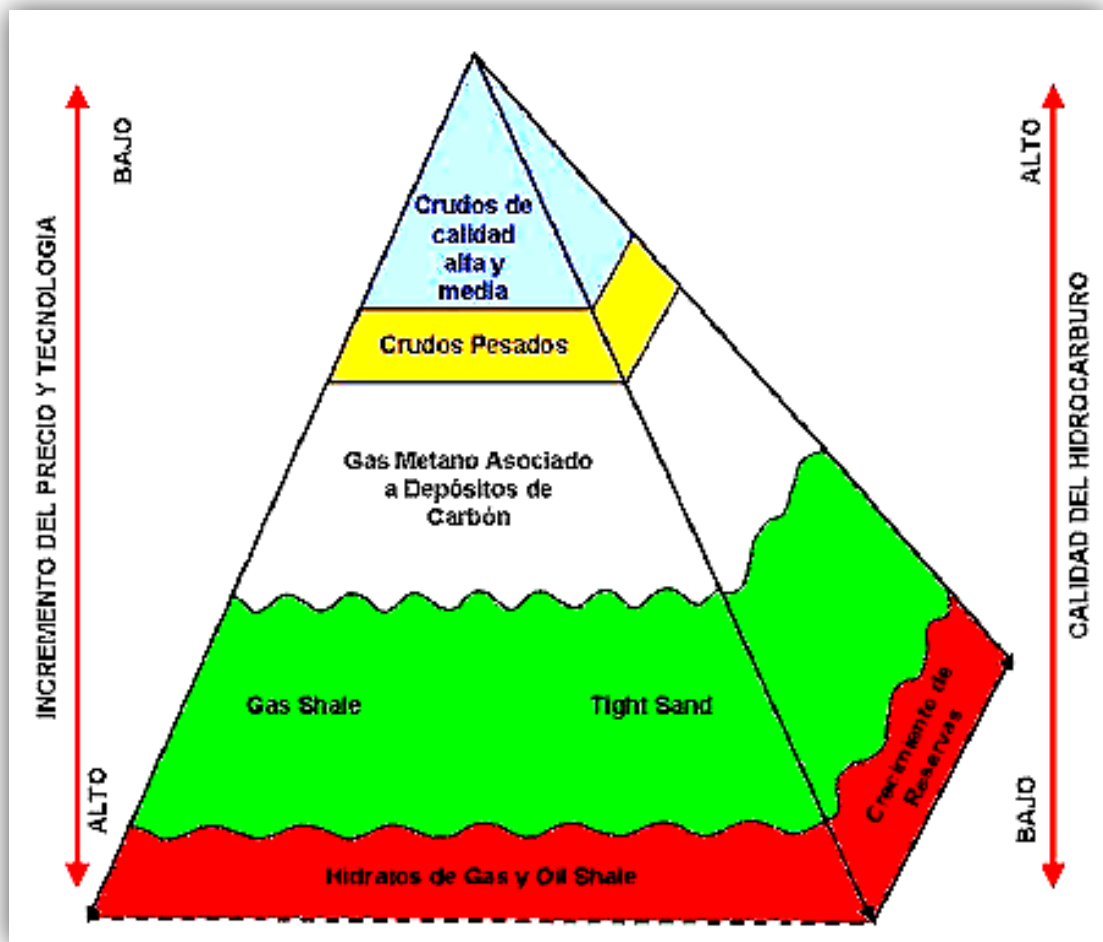
Fuente: www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/ESQUISTOS_BITUMINOSOS.pdf

³BUCH Tomás. Petróleo y Gas No Convencional. Argentina, Marzo 2012

El volumen estimado de hidrocarburos no convencionales es muy grande. Las arenas bituminosas y el petróleo extra-pesado suponen más de la mitad de los recursos remanentes identificados. Si estos cálculos se confirman, Canadá, muy rico en estos hidrocarburos, pasaría a ser el país del mundo con mayores reservas de petróleo, superando a Arabia Saudí.

En la figura 2 se plantea una representación esquemática que relaciona la calidad del hidrocarburo con su costo y la tecnología requerida para su producción.

Figura 2: Yacimientos Convencionales vs. No Convencionales.



Fuente. http://www.cocme.org/ac/images/stories/evento_hnc/memorias/4.vera.pdf

Tabla 1: Yacimientos Convencionales vs. No Convencionales.

CONVENCIONALES	NO CONVENCIONALES
Hidrocarburo entrampado. Trampas estructurales o estratigráficas.	El hidrocarburo no está condicionado en un entrampamiento.
Generalmente arenisca	Lutitas ricas en materia orgánica.
Permeabilidad: 0,01 0 20 mD	Baja permeabilidad (Nano Darcys)
Porosidad 10-25%	Baja porosidad efectiva
Diferente roca generadora, almacén y sello.	La misma roca generadora, almacén y sello.
Son fáciles de desarrollar y sus condiciones de flujo son favorables.	Sus condiciones de flujo no son favorables. Se requieren trabajos de estimulación, perforación, y terminación de pozos especiales.

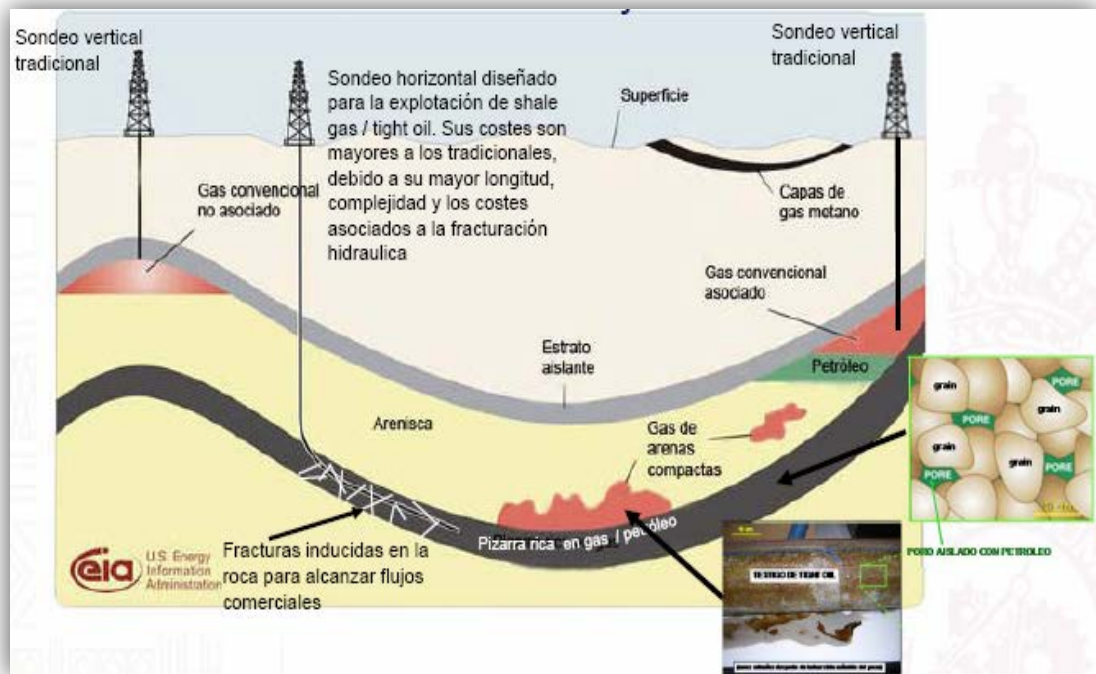
Cabe resaltar que contrario a los pozos convencionales que son fáciles de desarrollar y con una diversa gama de posibilidades en materia de reservas, los yacimientos no convencionales son grandes en reservas, pero difíciles de desarrollar. La clave para el desarrollo de éstos es el aumento de las condiciones financieras y económicas de explotación y una adecuada tecnología para su producción, lo cual requiere de procesos de mejoramiento continuo.

La mayoría de los yacimientos no convencionales están saturados con gas, en lugar de petróleo.

2.2. GEOLOGÍA.

El hidrocarburo, tanto convencional como el no convencional, procede del material biológico depositado en medios marinos o lacustres, junto a sedimentos minerales. Durante millones de años, estos sedimentos y restos orgánicos atrapados fueron sometidos a grandes presiones y altas temperaturas, sin oxígeno, como consecuencia de un progresivo enterramiento, dando origen a una roca sedimentaria, roca madre, saturada de bitumen. La materia orgánica deriva de organismos microscópicos, conocidos como fitoplancton (vegetal) y zooplancton (animal). La diagénesis es la transformación de estos biomateriales, desde el betún hasta los hidrocarburos más ligeros, líquidos y gaseosos. Las bacterias participan en la transformación: la conversión de estructuras biológicas, o biopolímeros (proteínas, celulosa y lípidos), en monómeros (aminoácidos, azúcares y ácidos grasos).

Figura 3. Yacimientos No Convencionales



Fuente: LUNA SIERRA Emilio, GARCÍA Alberto. Situación actual y perspectivas de los hidrocarburos no convencionales. Febrero de 2013.

El diagrama presentado en la figura 3, muestra en forma esquemática la naturaleza geológica de las principales fuentes de gas natural. El esquisto rico en gas es la roca fuente de muchos recursos de gas natural. La perforación horizontal y la fractura hidráulica han hecho del gas de esquisto una alternativa económicamente viable.

Los yacimientos de hidrocarburos convencionales se originan en áreas localizadas aprovechando los entrampamientos geológicos. Sin embargo los recursos no convencionales de Shale Oil/Gas y Tight Oil/Gas se desarrollan en grandes extensiones, coincidiendo con la distribución de las rocas madres que generaron los depósitos de gas y petróleo que se explotan en los yacimientos convencionales y más concretamente en las zonas de maduración térmica del kerógeno (materia orgánica) contenido en ellas.⁴

La estructura del kerógeno ha identificado a las algas como la fuente principal del petróleo. También ocurre el craqueo natural, debido al calor y a la presión: la ruptura de los hidrocarburos de las fracciones más pesadas, por medios térmicos o catalíticos, en monómeros de un peso molecular reducido. El bitumen asfáltico es la fracción más pesada del petróleo crudo, sin refinar. Luego, la industria ha creado la destilación fraccionada e introduce el petróleo crudo hirviendo, a unos 400°C en la base de la torre de destilación.⁵

⁴LUNA SIERRA Emilio, GARCÍA Alberto. Situación actual y perspectivas de los hidrocarburos no convencionales. Febrero de 2013.

⁵<http://es.scribd.com/doc/126221772/iq6dic2011>

2.3. FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA FÓSILES EN COLOMBIA.

2.3.1. Perspectivas de los hidrocarburos no convencionales.

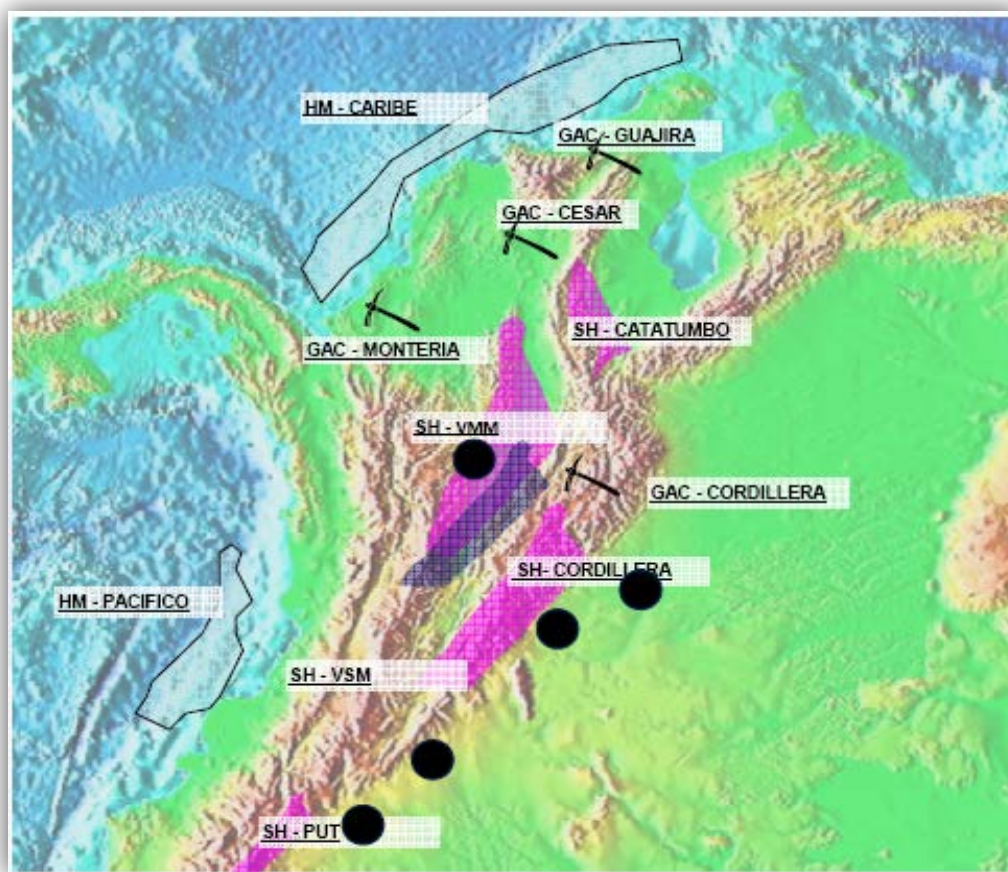
En el marco de los objetivos estratégicos el Ministerio de Minas y Energía (MME) destaca el hecho de garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y de energía eléctrica mediante incentivos a la exploración y producción de hidrocarburos, la expansión de la infraestructura para asegurar ese abastecimiento, la creación del marco regulatorio y de la institucionalidad requeridos. En el logro de éste objetivo, el rol estratégico de los hidrocarburos no convencionales toma particular importancia en el mediano plazo presentando un potencial enorme de acuerdo con las siguientes cifras dadas en tera pies cúbicos (TPC).⁶

- Shale Gas: 32 TPC
- Hidratos de Metano: 400 TPC
- Gas Asociado al Carbón (CBM): 7,5 TPC
- Tight Gas: 1,2 TPC
- Arenas Bituminosas: 23,76 MMBOE (Miles de millones de barriles equivalentes de petróleo).

Así mismo, en la figura 4 se esquematiza la distribución y ubicación de los yacimientos no convencionales en Colombia.

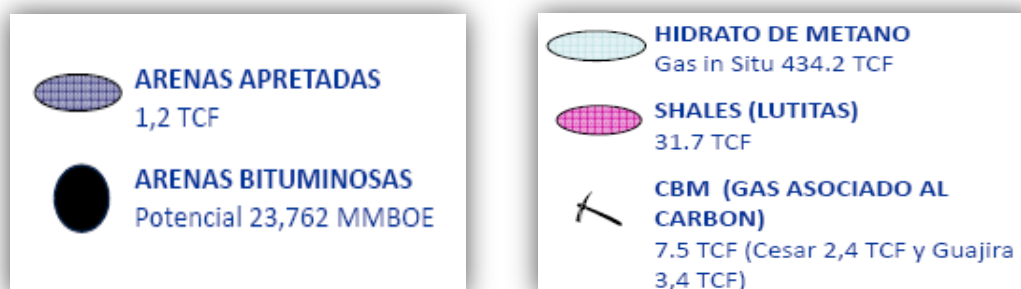
⁶Fuentes no Convencionales de Energías fósiles: oportunidades y Perspectivas, Septiembre 22 y 23 – 2011. Bogotá – Colombia

Figura 4: Potencial de hidrocarburos no convencionales en Colombia.



Fuente: http://www.cocme.org/ac/images/stories/evento_hnc/memorias/4.vera.pdf

Convenciones:



Entre las barreras detectadas por el Ministerio de Minas y Energía (MME) para el desarrollo de estos yacimientos no convencionales se tienen:

- Estructuración de la base de información geológica
- Retos de sostenibilidad (principalmente en relación con el uso y contaminación de aguas)
- Número limitado de empresas calificadas
- Tamaño de los bloques
- Economía en problemas
- Necesidad de desarrollos adicionales en el downstream
- Definición del periodo de desarrollo y evaluación
- Periodos de explotación más extensos
- Coexistencia y superposición de derechos
- Flexibilidad en los periodos de evaluación.

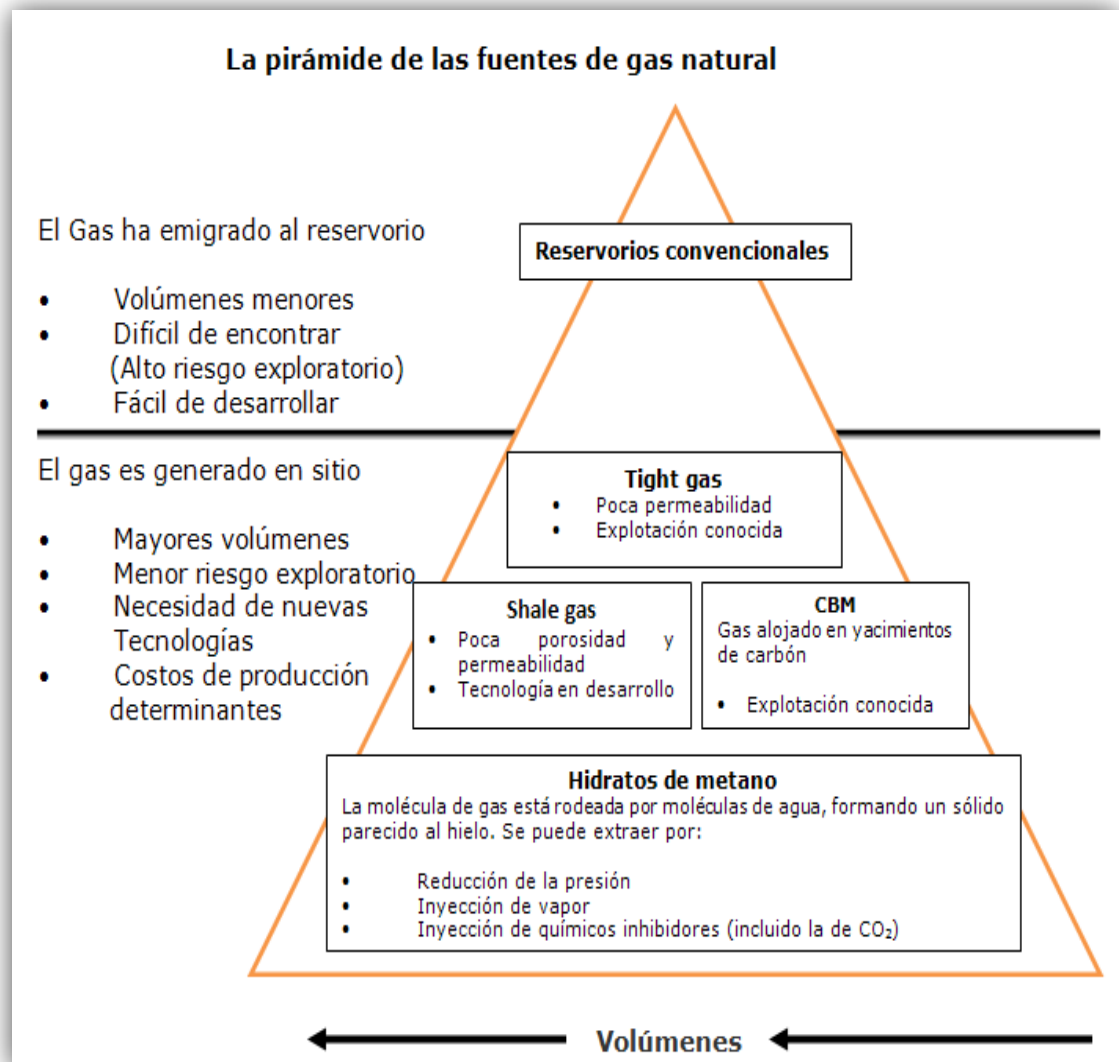
2.4. DESAFÍOS TECNOLÓGICOS.

El desarrollo de los hidrocarburos no convencionales requiere experiencia, soluciones a la medida, grandes esfuerzos de planeación, mejores diseños y ante todo tecnología. Involucrar tecnologías eficientes para la exploración, la producción, la gestión del agua, para reducir la huella de carbono evitando la contaminación de acuíferos y garantizar la aceptabilidad social y ambiental de los proyectos es clave para el desarrollo de estas fuentes no convencionales de energía.

La figura 5 representa los yacimientos convencionales de petróleo y gas en los cuales se presentan altas permeabilidades, se indica que su tamaño es pequeño y son fáciles de desarrollar una vez que han sido descubiertos. Para el caso de los depósitos de baja permeabilidad y alta viscosidad, los volúmenes de hidrocarburo

in-situ son enormes; siendo la principal dificultad el desarrollo de la tecnología para que su explotación sea económicamente posible.⁷

Figura 5: Pirámide de las fuentes de Gas Natural.



Fuente: http://www.cocme.org/ac/images/stories/evento_hnc/resena.pdf

⁷CARRILLO BARANDIARÁN Lucio. Esquistos bituminosos “oilshale”. Oficina de estudios económicos Osinermin. Lima, junio 2011

2.5. TRANSPORTE.⁸

Para este eslabón la demanda creciente de energía, acentuada en los países en desarrollo, crea la exigencia de atender el suministro de electricidad y gas, como es el caso de Colombia. En esta senda la tendencia de los precios de la energía es al alza.

El auge de los no convencionales incrementa la disponibilidad de gas en el mundo, induciendo a la disminución de los precios. En Latinoamérica se tienen 58 años de reservas de gas, sin contar con el gas no convencional. En Colombia se consolida la demanda de gas favorecida por los bajos precios. En estas condiciones, la ecuación producción – demanda se equilibraría, sin embargo, por la debilidad del eslabón del transporte, pueden presentarse cuellos de botella. Para el caso de Colombia, se aduce que no se está haciendo factible el eslabón de transporte de gas y quizás tampoco el de la distribución. Estas actividades no se remuneran, los estándares de inversiones eficientes aplicadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) no reconocen los costos reales (la regulación hunde el 25% de las inversiones). Adicionalmente, los proyectos de infraestructura para el transporte son complejos desde el punto de vista social y ambiental y las inversiones en estos campos pueden alcanzar entre el 15 y el 20% del costo total del proyecto.

En el sector del gas hay una clara concentración de las fuentes, factor que hace necesario transportar el gas a los centros de consumo. La masificación del gas exige desarrollar y hacer viable los eslabones de monopolio natural (la distribución siempre es necesaria para llegar a los hogares) como factor clave para que funcione el mercado. La regulación y la política deben interpretar la realidad del negocio.

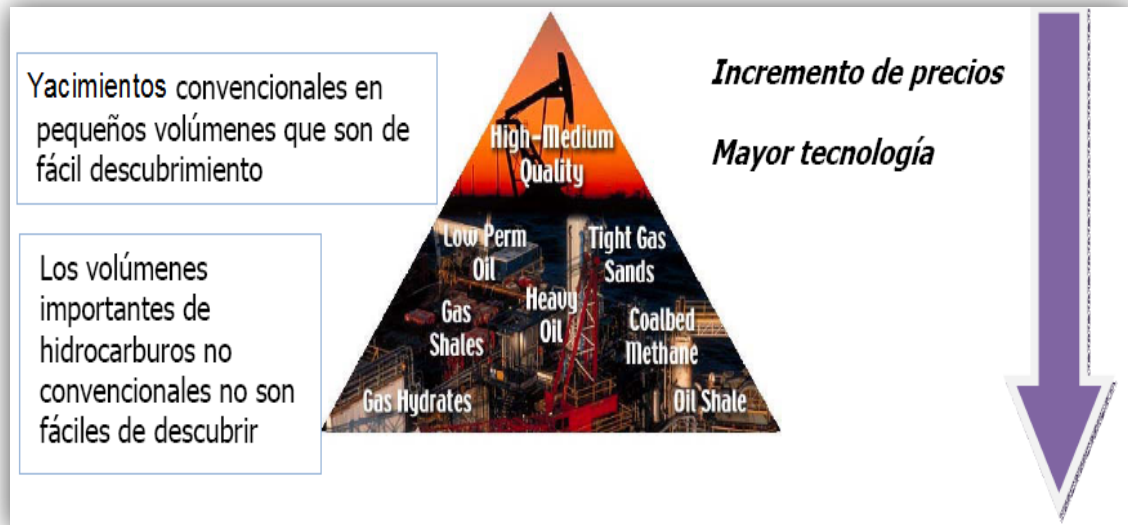
⁸Fuentes no Convencionales de Energías fósiles: oportunidades y Perspectivas, Septiembre 22 y 23 – 2011. Bogotá – Colombia

Figura 6: Principales Característica del “Tight Gas, CBM y Shale Gas”

Parámetro	Tight Gas	CBM	Shale Gas
Características	El gas esta contenido en areniscas de baja permeabilidad y carbonatos con permeabilidad menor a 0.1 md.	El gas es almacenado en el carbón primariamente por adsorción a la superficie interna del carbón. Algo de gas es atrapado como gas libre en las fracturas del carbón.	El gas esta contenido como gas libre en los microporos de las rocas lutáceas y como gas adsorbido en la superficie interna de la roca rica en materia orgánica.
Almacenamiento de Gas/Mecanismo de Flujo	Compresión del gas libre en los poros y fracturas, similar al gas convencional excepto que el flujo de gas libre es muy pequeño debido a su permeabilidad reducida.	Las capas de carbón contienen un sistema de fracturas orientado perpendicularmente al “bedding” el que proporciona el conducto para el flujo de gas.	El gas libre es producido a través de alguna arena permeable o capa de limo a lo largo de fracturas naturales. El gas adsorbido se comporta muy similar al CBM.
Producción de agua	Posible	A menudo asociada con la producción de agua. La producción de agua disminuye a medida que la producción de gas aumenta.	No contiene un contacto agua/gas y la producción de agua es rara.
Productividad	Controlada por la permeabilidad y espesor del reservorio. La porosidad es a menudo menor del 6%.	La permeabilidad es controlada por la matriz (< 1md) y rupturas (1 a 10 md) y la saturación de gas. El gas saturado será producido inmediatamente.	Similar al CBM pero tiene un mayor espesor neto (10 a 100 m) y bajo contenido de gas adsorbido (< 10 m ³ /ton). La permeabilidad esta en el rango de los microdarcy.
Producción promedio diaria	Baja comparada con la producción de gas convencional.	Baja comparada con la producción de gas convencional.	Muy Baja comparada con la producción de gas convencional.

Fuente: CARRILLO BARANDIARÁN Lucio. Esquistos bituminosos “Oil Shale”. Oficina de estudios económicos Osinergmin. Lima, junio 2011.

Figura 7: Triángulo de correlación precio y tecnologías vs. Explotación de yacimientos.



Fuente: Stephen A. Holditch. The Increasing Role of Unconventional Reservoirs in the Future of the Oil and Gas Business-Schlumberger.

El esquema 7, representa un triángulo hidrocarburífero el cual correlaciona precios, tecnología y volúmenes de explotación. Esta figura traduce las dificultades crecientes que se producen cuando se quiere extender la frontera en la explotación de nuevos hidrocarburos y el costo que ello implica.

Por lo tanto, el desafío de las empresas petroleras será lograr la mejor productividad posible de estos yacimientos a precios competitivos para obtener un abastecimiento interno sustentable.

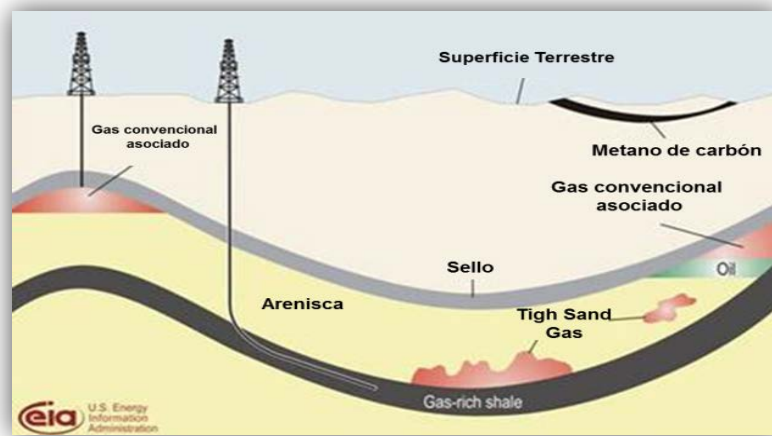
En relación con la variable precio, es necesario contar con más información respecto al costo final de producción de este tipo de recurso hidrocarburo, así como conocer las reservas que serán incorporadas en estos yacimientos y el desarrollo e implementación de nuevas tecnologías tales como: pozos horizontales y fracturamiento hidráulico, que permitirán desarrollar este tipo de formaciones.

3. SHALE GAS

3.1. GENERALIDADES.

El Shale Gas es el gas natural producido a partir de lutitas, el cual se ha convertido en una fuente cada vez más importante de energía a nivel mundial ante el notable incremento en el consumo de energías fósiles⁹. El Shale Gas es el mismo gas de los yacimientos convencionales pero está atrapado en rocas generadoras con bajísima permeabilidad. Es un gas que no migró después de su proceso de formación.

Figura 8: Ubicación geológica de las fuentes de Shale Gas.



Fuente: Shale Gas, hacia la conquista de la nueva frontera extractiva; <http://opsur.wordpress.com/2011/07/01/shale-gas-hacia-la-conquista-de-la-nueva-frontera-extractiva/>. Modificado por autoras.

En la figura 8, es importante resaltar que el Shale Gas se encuentra a mayores profundidades que otras fuentes de gas natural convencional, lo cual, sumado a la impermeabilidad de las rocas en las que se encuentra, hace su extracción inviable en cantidades masivas y comerciáveis sin el respaldo de la tecnología adecuada

⁹BUGAILISKIS, A. ROZENTAL, A. Canadá entre las naciones 2011/2012. Mc Gill Queens universitypress 2012. http://dev.ctpl.thejibe.com/sites/default/files/Canada_entre_las_Naciones_2011-2012.pdf.

para su extracción. En los últimos 10 años, los avances tecnológicos de extracción de Shale Gas realizados por Estados Unidos, pionero en la investigación de este tipo de gas, han incrementado la eficiencia y rentabilidad de esta actividad.¹⁰

El Shale Gas y Shale Oil se pueden definir como hidrocarburos asociados a formaciones de Shale. Las formaciones de Shale ricas en material orgánico, antes consideradas solo como rocas fuente, o sellos para acumulaciones de gas en arenas y carbonatos asociados estratigráficamente, son ahora definidas como formaciones de Shale. Estos yacimientos están compuestos por rocas sedimentarias con un contenido predominante de partículas de tamaño arcilla, pero además, presentan porcentajes considerables de materia orgánica, lo cual los hace susceptibles de generar, y al mismo tiempo, almacenar cantidades importantes de hidrocarburos. La cantidad de hidrocarburos que puede estar presentes en los Shale depende en general de la cantidad y grado de madurez de la materia orgánica contenida en la roca.¹¹

Por otro lado, las características complejas de entrapamiento del Gas Shale se ven representadas por las bajas tasas de producción (0.02 – 0.500 MPCD), lo que requiere tecnologías de perforación direccional, pozos multilaterales y fracturamiento hidráulico de los yacimientos, que hoy en día hacen que los costos de la explotación sean económicamente viables. Sin embargo, en etapas incipientes de explotación de los depósitos de Gas Shale, se hace necesario encontrar los mejores arreglos de pozos para mejorar y aumentar la producción de un área.

¹⁰ Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. Febrero de 2012.

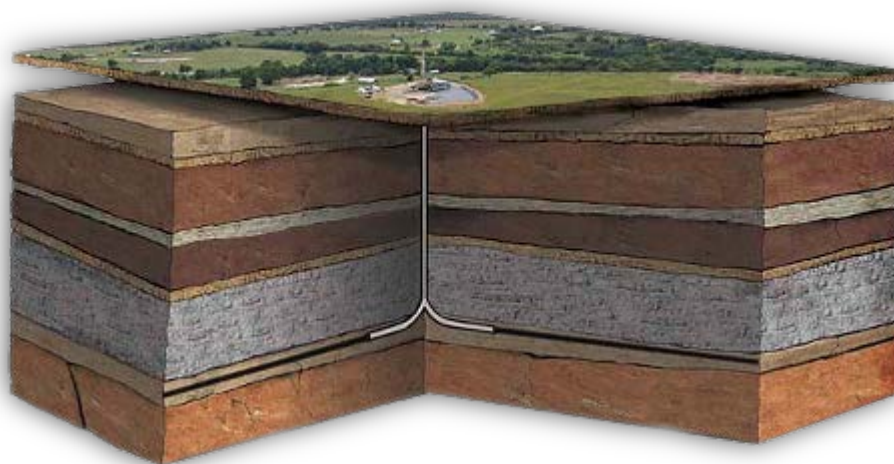
¹¹VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. *Earth Sci. Res. J.*, Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1246.

Ahora bien, los costos para la producción del Gas Shale están directamente relacionados con las tecnologías que se vayan a implementar para su desarrollo, así como del estudio de las tendencias direccionales de las fracturas presentes en la roca y los métodos de fracturamiento que se efectúen.

En general, los yacimientos no convencionales son complejos y sus características físicas como la permeabilidad en la matriz, su mayor heterogeneidad y su porcentaje de contenido de materia orgánica (**TOC**) dan como resultados unas altas tasas de producción inicial y pequeñas áreas de drenaje en el pozo, lo que hace que los yacimientos de Shale Gas sean difíciles de producir en forma rentable, ya que requieren un gran número de fracturas y su exploración y posterior fracturamiento hidráulico dependen de los avances tecnológicos y de una mayor eficiencia operativa en la interpretación sísmica, perforación, completamiento del pozo y manejo adecuado del fracturamiento hidráulico con respecto a los fluidos de trabajo.

3.1.1. ¿Qué es el Shale Gas?

Figura 9: Estructura geológica de un yacimiento tipo Shale.



Fuente: <http://www.electremosur.com/wp-content/uploads/2012/05/shale02.png>.

Las formaciones tipo Shale poseen una estructura geológica propia de estos yacimientos, en la figura 9, se puede apreciar dichas características.

El gas presente en las formaciones tipo Shale, se refiere principalmente a cantidades significativas de gas adsorbido y algo de gas libre vinculados estrechamente con rocas pelíticas, carbonáticas y/o areniscas finas que, en muchos casos, corresponden a las rocas generadoras de la columna estratigráfica de una cuenca sedimentaria. Esa roca alojante, además de su granulometría fina posee un alto tenor de Carbono Orgánico Total (TOC) y el grado de madurez térmica adecuado, medido en términos de la Reflectancia de la vitrinita (Ro).

El término Shale es usado libremente aunque no describe la estricta litología de los yacimientos. Las variaciones litológicas en los yacimientos estudiados en América del Norte indican que el gas natural no sólo se aloja en lutitas sino que comprende, también, un amplio espectro de litologías y texturas, desde fangos calcáreos (mudstone) a limolitas y areniscas de grano fino, es decir, rocas de naturaleza silíceas o carbonáticas. La presencia de múltiples tipos de roca ricas en materia orgánica implica que hay también múltiples mecanismos para el almacenamiento del gas. Así el mismo, puede estar adsorbido en la materia orgánica y almacenado como gas libre en microporos y macroporos.

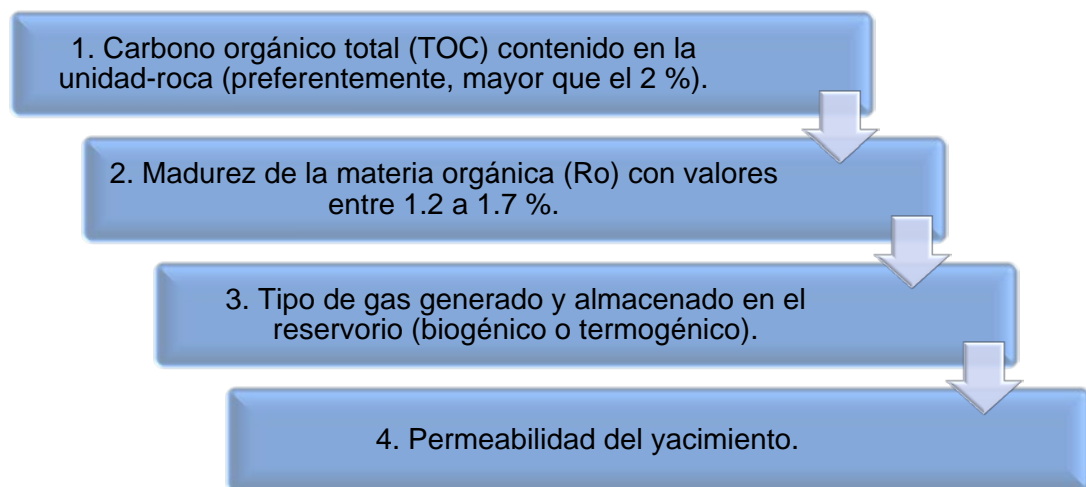
Además, el gas en solución puede esconderse en nanoporos de los componentes del bitumen y puede ser una fuente adicional de gas, si bien tradicionalmente se lo considera un componente menor. El gas libre puede ser la fuente de producción dominante sobre el gas adsorbido o el gas en solución en un yacimiento de Shale Gas. Determinar el porcentaje de gas libre versus gas en solución, versus gas adsorbido es importante para la evaluación de recursos y reservas y es un factor significativo en la producción de gas, ya que el gas adsorbido se difunde a menor presión que el gas libre.

La variedad de tipos de roca observados en Shale, ricas en materia orgánica implica la presencia de un rango de diferentes tipos de yacimientos de Shale Gas. Cada yacimiento puede tener características geoquímicas y geológicas distintivas y requerir diferentes métodos de perforación, terminación, producción y evaluación de recursos y reservas, como lo indica la experiencia de aproximadamente los últimos 20 años en USA y Canadá. Además, no hay que olvidar que los Shale siguen teniendo potencial como rocas sello y no todos los Shale tienen que ser necesariamente rocas reservorio.

En todos los casos es esencial tener un acabado conocimiento de los atributos geoquímicos, petrográficos y geológicos fundamentales del Shale, para la valorización del recurso, su explotación, desarrollo y manejo ambiental.

A continuación, en la figura 10, se describen algunas propiedades que pretenden representar las características más relevantes en un play de Gas Shale.

Figura 10: Propiedades que representan características importantes en cada play de Shale Gas.



3.1.2. Generación del Shale.

El gas de las lutitas se genera de dos diferentes maneras y es posible una mezcla de estos tipos de gas:

1. El gas termogénico se genera por cracking de materia orgánica o cracking secundario de petróleo.
2. El gas biogénico, como el del yacimiento de Shale Gas Antrim en Michigan, es generado por microbios en áreas con recarga de agua meteórica.

El gas termogénico está asociado con materia orgánica madura que ha sido sometida a temperaturas y presiones relativamente altas y adecuadas para generar hidrocarburos. El grado de madurez se expresa generalmente en términos de la Reflectancia de la vitrinita (% Ro), donde valores entre 0,6 y 1,6 – 1,7 son indicativos de generadoras de hidrocarburos, estimándose que entre 0,6 y 1,1 -1,2 son precursoras de líquidos y entre 1,2 y 1,7 de gases húmedos. Por encima de este último valor, sólo producirán gases secos.

3.1.3. El Carbono Orgánico Total (TOC) en los Shale.

Es un atributo fundamental para el Shale Gas y representa la medida de la riqueza orgánica actual de las rocas generadoras (porcentaje en peso de la materia orgánica con respecto al de la roca total). El TOC (ideal que supere el 2 %), junto al espesor de las facies generadoras y la madurez orgánica, son los atributos clave para definir el potencial de Shale Gas.

Sin embargo, la combinación favorable de estos elementos no es lo único necesario para determinar la economía de los diferentes proyectos de explotación de gas en lutitas, particularmente, atendiendo a los costos de producción, por la perforación y las técnicas de terminación. Estos factores pueden ser altamente

variables entre lutitas de diferente edad y también puede haber grandes diferencias en cortas distancias en un mismo depósito o estrato.

3.1.4. Producción en Shale.

No todas las lutitas son capaces de sostener una producción económica de gas. En particular, estas rocas se caracterizan por su baja permeabilidad que les da su capacidad de constituir sellos para los yacimientos convencionales. En tal sentido, el parámetro más importante que influye en una producción sustentable de gas en Shale es la permeabilidad de la matriz.

Para sostener la producción inicial, el gas debe fluir de la matriz hacia fracturas naturales o inducidas. Generalmente, cuanto mayor sea la permeabilidad de la matriz más va a facilitar la difusión del gas hacia las fracturas, posibilitando un elevado flujo hacia la tubería de producción. Las microfracturas suelen tener importancia en la producción, aunque no son fáciles de determinar.

La recuperación en un yacimiento de Shale Gas es, en general, menor que en los yacimientos convencionales, con valores comprendidos entre 5% y 20%, a diferencia de los segundos que alcanzan valores entre 50% y 90%. Sin embargo, en algunos casos, la recuperación es bastante mayor, tal como ocurre en las Antrim Shale, que presentan fracturas naturales y que tienen un factor de recuperación del orden de 50% a 60%. En el caso de la Haynesville Shale, en Louisiana, se alcanzan valores de hasta el 30%.

Para mejorar la producción es indispensable aplicar adecuadas técnicas de perforación y terminación.¹²

¹²ALONSO Julio, CHEBLI, Gualter, GIUSIANO, Adolfo, IBAÑEZ, Guillermo; El Shale Gas en la provincia del Neuquen; Mayo, 2011.

3.1.5. Composición de los Shale.

Figura 11: Extracción de esquisto.



Fuente: artículo; Pontificia Universidad Católica de Chile. La revolución del Shale Gas, Mayo 2011;
<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno11/shale/La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.htm>.

La figura 11 representa la extracción de núcleos o corazones provenientes de una formación rocosa tipo Shale, en ésta se evidencia a través de imágenes, la contextura, color y características propias del Shale.

Los Shale son rocas de grano fino con alto contenido de arcilla, poros pequeños y baja permeabilidad que normalmente se encuentran saturadas con agua de formación. La combinación de estas características hace que los Shale Gas sean altamente susceptibles a fenómenos de inestabilidad. Su composición está basada en minerales de arcilla (15-100%): principalmente (grupo de la caolinita, grupo de la montmorillonita, illita), que se forman en el campo sedimentario (de neoformación) y de restos de cuarzo, feldespato y mica. Componentes adicionales son: hematita, limonita, calcita, dolomita, yeso y los sulfuros. Son de colores muy variables: gris, verde, rojo, café, negro. Las variedades negras son particularmente ricas en sustancias orgánicas¹³.

¹³ GRIEM, W. & GRIEM, S. KLEE. Apuntes Geología General, 2007.
<http://www.geovirtual.cl/geologiageneral/geogenap.html>

El Shale es una roca masiva, terrosa, normalmente bien compactada, a menudo porta-fósiles, por ejemplo: foraminíferos, ostracodos, graptolites y trilobites. Muchos Shale Gas muestran bioturbación, es decir una estructura sedimentaria irregular producida por la acción de organismos excavadores al fondo del mar.

3.1.6. Características propias de los Shale.

- ✓ Poseen baja permeabilidad y una alta sensibilidad al agua. Los pequeños diámetros de poro explican por qué los Shale se consideran frecuentemente impermeables. La permeabilidad puede oscilar entre 10^{-6} y 10^{-12} D, pero se encuentra por lo general en el orden de los nanodarcies (10^{-9} D).
- ✓ Tamaño de poro [1-10] nanómetros de los Shale también es muy pequeño, oscila entre 1 y 10 nm. En consecuencia, los mecanismos de transporte, tanto hacia dentro como hacia fuera de la formación, son muy lentos. Adicionalmente, no puede formarse un revoque sobre las paredes del pozo.
- ✓ La porosidad total de los Shale disminuye con la compactación (profundidad), al igual que sucede con otras rocas.¹⁴

Tabla 2: Clasificación de los Shale de acuerdo a sus propiedades químicas y físicas.

Clase	Textura	CEC meq/100g	Contenido de agua Wt %	Minerales de Arcilla	Peso de la Arcilla	Densidad gm/ cc
A	Blando	20-40	25-70	Smectita+illita.	20-30	1,2-1,5
B	Firme	10-20	15-25	illita+nivel mixto	20-30	1,5-2,2
C	Firme-duro	10-20	2-10	illita+nivel mixto.	20-30	2,3-2,7
D	Duro	3-10	5-15	illita+posiblesme ctita.	20-30	2,2-2,5
E	Quebradizo	0-3	2-5	illita+kaolinita, clorita	5-30	2,5-2,7

Fuente: <http://www.geovirtual2.cl/geologiageneral/museo1.htm>; modificada por autoras.

¹⁴SÁNCHEZ, E.GRATEROL, L. SUÁREZ, J. Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad de hoyo. parte I. PDVSA.

3.1.7. Problemas asociados con las formaciones de Shale.

- Los Shale son rocas sedimentarias que constituyen cerca del 75% de las secciones perforadas y causan aproximadamente el 90% de los problemas relacionados con inestabilidades durante la perforación de pozos. Estos problemas durante la perforación de los Shale Gas incrementan significativamente los costos de construcción de pozos de gas.
- Existen otros síntomas indirectos de problemas de inestabilidad del hueco tales como altos torques, apoyos y arrastres, atascamiento de la tubería, revestidores o herramientas de registros. Estos síntomas pueden ser causados por colapsos en el pozo, especialmente en pozos altamente inclinados u horizontales.
- La ausencia o disminución de la circulación, así como, el aumento de densidad del fluido por incremento de sólidos de perforación puede indicar la presencia de un atascamiento de tubería debido al derrumbe del pozo. El exceso de ripios o derrumbes puede deteriorar las propiedades del fluido por exceso de sólidos. Las vibraciones de la sarta de perforación, así como los impactos laterales a las paredes pueden provocar la falla del pozo.
- Entre los principales factores geomecánicos decisivos en los problemas de estabilidad del pozo, se encuentran: la orientación y la magnitud de los esfuerzos "*in situ*", las propiedades mecánicas y poro elásticas de los Shale, presión de poro, los planos de estratificación y las fracturas pre-existentes en la formación. ¹⁵

¹⁵SÁNCHEZ, E.GRATEROL, L. SUÁREZ, J. Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad de hoyo. parte I. PDVSA.

3.2. GEOLOGÍA.

Los Shale se encuentran incluidos dentro de un grupo diverso de yacimientos denominados acumulaciones continuas de hidrocarburos. Estas consisten en grandes volúmenes de roca cargados con aceite o gas, en los que la presencia del hidrocarburo no depende de la columna de agua. Por lo anterior la evaluación de estos cinturones no se da en función de los contactos de fondo (WOC o GOC), como es común en yacimientos convencionales.

Estos yacimientos generalmente ocupan una gran extensión areal y pueden ocurrir por debajo de rocas totalmente saturadas por agua bajo los contactos WOC o GOC. Su carga de hidrocarburos cubre todo el cinturón, carecen de trampa y sello, y poseen una permeabilidad de matriz extremadamente baja. Adicionalmente, los yacimientos de Shale desarrollan presiones anormales ya sea alta o baja y normalmente están asociados con rocas fuente.¹⁶

Las arcillas en los Shale fueron inicialmente depositadas en forma de lodo, en ambientes de baja energía, como ambientes lacustres u oceánicos con circulación de agua baja o nula. En estos ambientes, las partículas finas en suspensión pueden caer lentamente junto con pequeños microorganismos, restos de algas, plantas y animales. Pero además, si se presenta un sepultamiento rápido, se puede desarrollar una descompensación en el suministro de oxígeno, transformando el ambiente en anóxico e inhibidor de secuestradores químicos o biológicos; los responsables de la degradación del material orgánico. De este modo, se generan condiciones de preservación favorables para el desarrollo de hidrocarburos.

El proceso de compactación se encarga de transformar las arcillas, normalmente tabulares, en capas delgadas, las cuales más adelante, durante el proceso de litificación, se convierten en estratificaciones laminadas de Shale. En el proceso

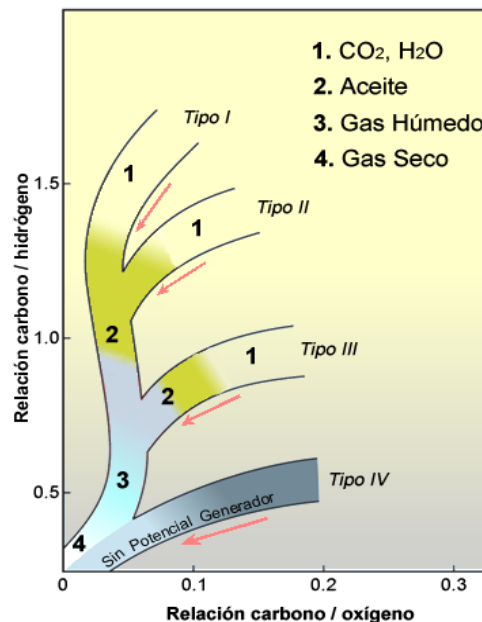
¹⁶Earth Sciences Research Journal, Volume 16, Special Issue, April, 2012.

inicial de calentamiento a presión (diagénesis), se descompone la materia orgánica preservada para generar un material insoluble denominado kerógeno.

Si el sepultamiento aumenta, la roca y sus constituyentes entran en un proceso denominado catagénesis, en el que el kerógeno se puede transformar lentamente en bitumen y luego en hidrocarburos líquidos o gaseosos (gas húmedo). Finalmente, la incorporación de calor adicional puede ocasionar la reacción del kerógeno remanente para producir carbono y el cambio de las fases líquidas a fases de hidrocarburos, entrando así en una etapa llamada metagénesis.

Usualmente a todo el proceso de transformación del kerógeno en hidrocarburos se le conoce como “maduración”. Dependiendo de cómo se de este proceso y del tipo de kerógeno involucrado es de esperarse la generación de aceite, gas húmedo o gas seco. En general, a los kerógenos tipo I y II se les asocia la generación de líquidos y al tipo III la de gases, como se ilustra en la figura 12. (Las líneas rojas indican la dirección del incremento en maduración):

Figura 12: Diagrama de Van Krevelen.



Fuente: Modificado de Boyer et al. (2006).

3.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

Estas formaciones de Shale, son depósitos de gas natural que se produce a partir del alto contenido de materia orgánica presente en las pizarras y que a su vez hace de reservorio, se caracterizan por ser de grano fino a muy fino, presentar alta madurez, baja permeabilidad y generalmente fueron depositados en ambientes marinos con poca influencia de corrientes.¹⁷

3.3.1. Permeabilidad del Shale Gas.

Considerando la forma de las arcillas y su proceso de depositación y litificación, es de esperarse que los Shale desarrollen una permeabilidad vertical casi nula y una permeabilidad horizontal extremadamente baja (del orden de nanodarcys). Por lo anterior, la permeabilidad es una de las variables más sensibles y uno de los parámetros de producción más importantes por determinar.

Es de considerar que el hidrocarburo en los Shale puede estar almacenado en la roca en tres formas:

1. En el sistema poroso local.
2. En solución en el agua intraporal.
3. Absorbido en minerales o materia orgánica dentro de poros, microporos y microfracturas en la matriz de la roca.

En general, es la última de las formas de retención la responsable de la acumulación de la mayor cantidad de gas.

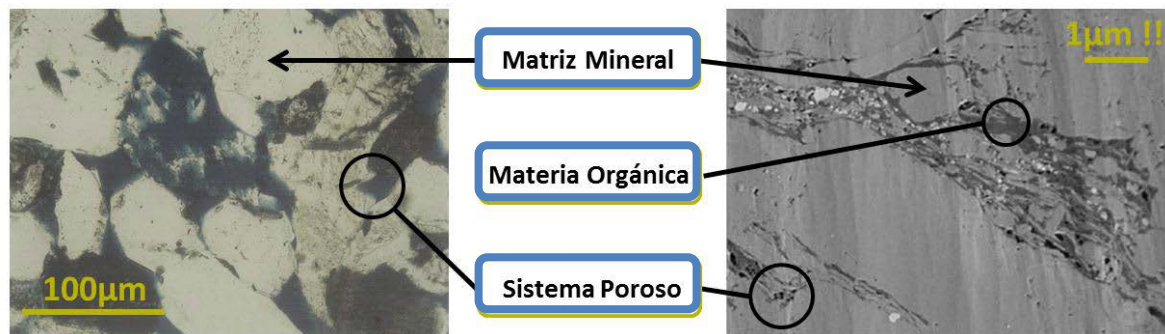
¹⁷MOSQUERA, Vicente. RODRÍGUEZ, Alejandra. Proyecto de grado. Diseño de un modelo contractual para la explotación y producción de hidrocarburos no convencionales. 2011.

3.3.2. Porosidad en Shale.

La caracterización de la porosidad y la identificación de la clase que más puede aportar a la producción son esenciales a la hora de evaluar escenarios futuros de recobro y de definir el mecanismo de estimulación con el que se pretende conectarla con el pozo.

En la figura 13, se esquematiza una comparación entre la porosidad en una arenita convencional y un Shale. En el panel izquierdo se observa la estructura porosa de una arenita, mientras que en la imagen del panel derecho, se muestra la porosidad en los Shale.

Figura 13: Comparación entre la porosidad en una arenita convencional y en un Shale.



Fuente: tomado de Loucks et al. (2009). Modificado por autoras.

3.3.3. Contenido de gas en la roca.

Al mencionar las formas tradicionales para la medición del contenido de gas de la roca, están presentes las pruebas de desorción por cartuchos filtrantes, efectuadas en fragmentos de núcleo, pero en estas no se ve reflejado el gas intersticial ni su dependencia con la presión. La medición de las isoterms de desorción (como las de Langmuir) genera resultados más realistas en cuanto al máximo contenido de gas en función de la presión del yacimiento.

3.4. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN.

El Shale Gas o gas de esquisto se obtiene a partir de la explotación del esquisto, una roca sedimentaria formada a partir de depósitos de lodo, cieno, arcilla y materia orgánica. La descripción mineralógica y la identificación del tipo de arcilla predominante en la roca, juegan un papel básico en la explotación del Shale. El diseño de los tratamientos de estimulación y la selección de las zonas de la roca en las que se pueden desarrollar estos trabajos, se ven afectados por dicha caracterización, lo que finalmente redunda en la calificación de la prospectividad técnica del play.¹⁸

Los esquistos anteriormente considerados como meras rocas de formación para el gas que se deposita en reservas de areniscas y carbonatos (que son los principales objetivos de las explotaciones de gas convencional), han cobrado relevancia en términos productivos a raíz de un contexto económico favorable que ha disparado el precio de los hidrocarburos, la irreversible declinación de las reservas tradicionales y avances tecnológicos que han permitido la combinación de dos técnicas: la perforación horizontal y la fractura hidráulica.

Los yacimientos de Shale Gas son difíciles de producir en forma rentable, ya que requieren un gran número de fracturas y su exploración y posterior fracturamiento hidráulico dependen de los avances tecnológicos y de una mayor eficiencia operativa en la interpretación sísmica, perforación, completamiento del pozo y manejo adecuado del fracturamiento hidráulico con respecto a los fluidos de trabajo. La fractura hidráulica (conocida en inglés como fracking) es una técnica de estimulación de yacimientos que consiste en el bombeo de fluido y un agente de apuntalamiento (por lo general arena) a elevada presión, con el propósito de

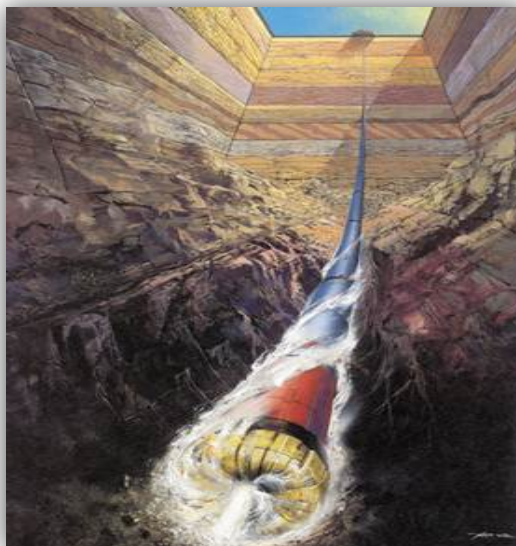
¹⁸VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1246
http://www.anh.gov.co/media/libros_geologia/Evaluating%20total_Yet_to_Find_hydrocarbon_volume_in_Colombia.pdf.

producir microfracturas en la roca almacenadora de hidrocarburos. Las fracturas se producen desde el pozo de inyección y se extienden por cientos de metros hasta la roca de reserva, manteniéndose abiertas por acción del agente de apuntalamiento, permitiendo así la fluencia y recuperación del hidrocarburo. A su vez, la técnica de perforación horizontal permite maximizar el área rocosa que, una vez fracturada, entra en contacto con el pozo y por consiguiente, incrementa la extracción en términos de la fluencia y el volumen de gas que puede ser obtenido del mismo.

Por otro lado, el reto de la perforación horizontal es la navegación en formaciones laminares de bajo espesor, fracturadas y heterogéneas, de tal manera que se pueda “exponer” la mayor área de la formación con los mejores potenciales para producción. Esto permite además disminuir el número de locaciones en superficie.

La figura 14, da una idea de lo que representa el proceso de fracturamiento hidráulico y perforación direccional.

Figura 14: Horizontal drilling e hydraulic fracturing

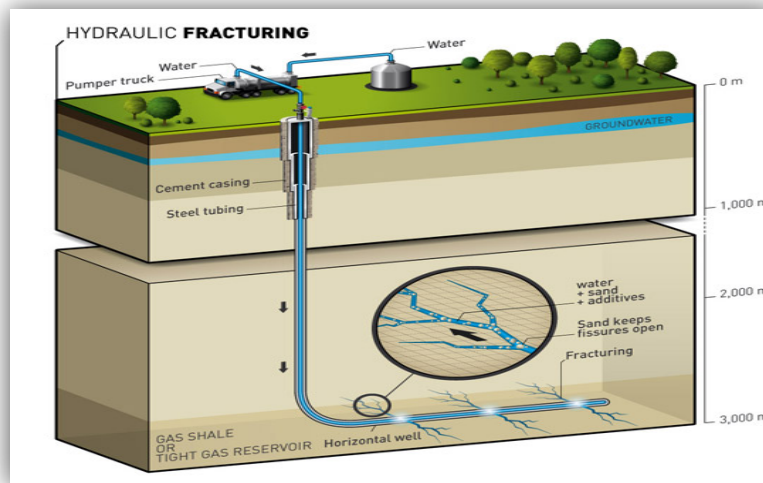


Fuente: artículo; Pontificia Universidad Católica de Chile. La revolución del Shale Gas, Mayo2011; <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno11/shale/La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.htm>.

Si bien los recursos tecnológicos al servicio de la exploración y la explotación de no convencionales encarecen los proyectos de Shale Gas, esos mayores costos se ven compensados por los grandes volúmenes de recursos in situ potencialmente extraíbles, una vez evaluada la roca generadora.

Así mismo, el fracturamiento hidráulico, aplicado a las rocas de baja permeabilidad de Shale Gas para lograr que el recurso fluya, requiere grandes cantidades de agua y logística para transportarla y disponerla en la locación, tomando relevancia la regulación gubernamental de cada país para su captación, almacenamiento, reutilización y disposición final.¹⁹

Figura 15: Fracturamiento hidráulico en formaciones de Shale.



Fuente:<http://www.total.com/en/our-energies/natural-gas/-exploration-and-production/our-skills-and-expertise/unconventional-gas-201899.html>

El fracturamiento hidráulico (“fracking”), representado en la figura 15, es una de las técnicas de estimulación de pozos empleada para el desarrollo de los proyectos de Shale, porque permite conectar con el pozo zonas del yacimiento aisladas hidráulicamente. La cantidad de hidrocarburo recuperado está directamente

¹⁹ MARTÍNEZ Barreto Jaime. Hacia el big-bang... del Shale Gas, artículo carta petrolera, dic de 2011.

relacionada con el buen manejo de esta técnica. De la complejidad de la fractura inducida depende el volumen de roca estimulado, y de ahí, el recobro esperado, además, el recobro último es función del número de fracturamientos que se hagan a un mismo intervalo.

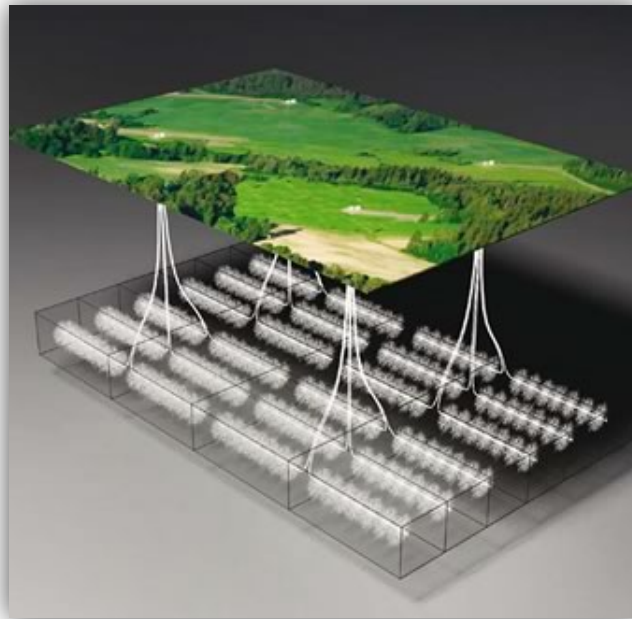
Es de anotar que la composición del fluido utilizado para realizar las fracturas varía de acuerdo a la formación que se pretende explotar, por lo general se encuentra compuesto en un 98% de agua y arena y un 2% de aditivos químicos, entre los que se encuentran:

- *Ácido*: limpia la perforación previamente a la inyección del fluido para la realización de las fracturas.
- *Bactericida/biocida*: inhibe el crecimiento de organismos que podrían producir gases que contaminen el gas metano y reducir la capacidad del fluido de transportar el agente de apuntalamiento.
- *Estabilizador de arcilla*: previene el bloqueo y la reducción de la permeabilidad de poros por formaciones arcillosas.
- *Inhibidor de corrosión*: reduce la formación de óxido en las tuberías de acero, los encamisados de los pozos, etc.
- *Reticulante*: la combinación de esters de fosfato con metales produce un agente reticulante que permite aumentar la viscosidad del fluido y por lo tanto, transportar más agente de apuntalamiento en las fracturas.
- *Reductor de fricción*: reduce la fricción y permite que los fluidos fracturantes sean inyectados en dosis y presiones óptimas.
- *Agente gelificante*: incrementa la viscosidad del fluido, permitiendo un mayor transporte de agente de apuntalamiento.
- *Controlador de metal*: previene la precipitación de óxidos de metal que podrían degradar los materiales utilizados.
- *Inhibidor de sedimentos*: previene la precipitación de carbonatos y sulfatos (carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario), que podrían degradar los materiales utilizados.

- *Surfactante*: reduce la tensión superficial del líquido de fractura y por lo tanto ayuda a la recuperación del mismo.²⁰

Al realizar la combinación de este método de estimulación con las tecnologías de perforación direccional horizontal y geo-navegación en las formaciones de Shale le dan viabilidad técnica a estos proyectos de explotación.²¹

Figura 16: Combinación de tecnologías de perforación horizontal y fracturamiento.



Fuente: Devon Energy Corporation. All rights reserved..

Con la imagen de la figura 16, se pretende aclarar cómo se da el proceso combinado de tecnologías, refiriéndose tanto a la perforación direccional como al fracturamiento.

²⁰Shale gas: hacia la conquista de la nueva frontera extractiva; <http://opsur.wordpress.com/2011/07/01/shale-gas-hacia-la-conquista-de-la-nueva-frontera-extractiva/>

²¹VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1246.

3.5. CÁLCULO DE RESERVAS.

Los términos recursos y reservas corresponden a un concepto técnico-económico:

- ✓ Los recursos gasíferos no convencionales pueden definirse como el gas de hidrocarburos presente en ciertas formaciones rocosas desde las cuales es difícil producirlos sin el empleo de técnicas especiales de terminación y estimulación.
- ✓ En el mediano y largo plazo los recursos no convencionales podrían “modificar tendencias” en el mercado internacional del gas (por ejemplo, desplazando el comercio del Gas Natural Licuado).
- ✓ Los recursos gasíferos no convencionales, en los últimos 12 a 15 años han adquirido cada vez mayor interés.²²

Para la evaluación del potencial de Shale Gas en cada una de las cuencas de Colombia se utilizó la siguiente ecuación:

$$OSGIP = 1 * 10^{-6} * V_{gross} * NTG * \rho_{bulk} * (Ga + Gf)$$

Ecuación: Estimación del recurso de Shale Gas in situ.

Los términos de la ecuación son definidos como:

OSGIP : Shale Gas Original in situ (TPC).

V_{gross} : Volumen del Cinturón de Roca Generadora (10^9 m³).

NTG: Cociente del espesor con contenido potencial de materia orgánica; espesor neto, y el espesor total del cinturón de roca generadora (ft/ft).

ρ_{bulk} : Densidad total de la Roca (Kg/m³).

²²ALONSO Julio, CHEBLI Gualter, GIUSIANO Adolfo, IBAÑEZ Guillermo; El shale gas en la provincia del Neuquen; Mayo, 2011.

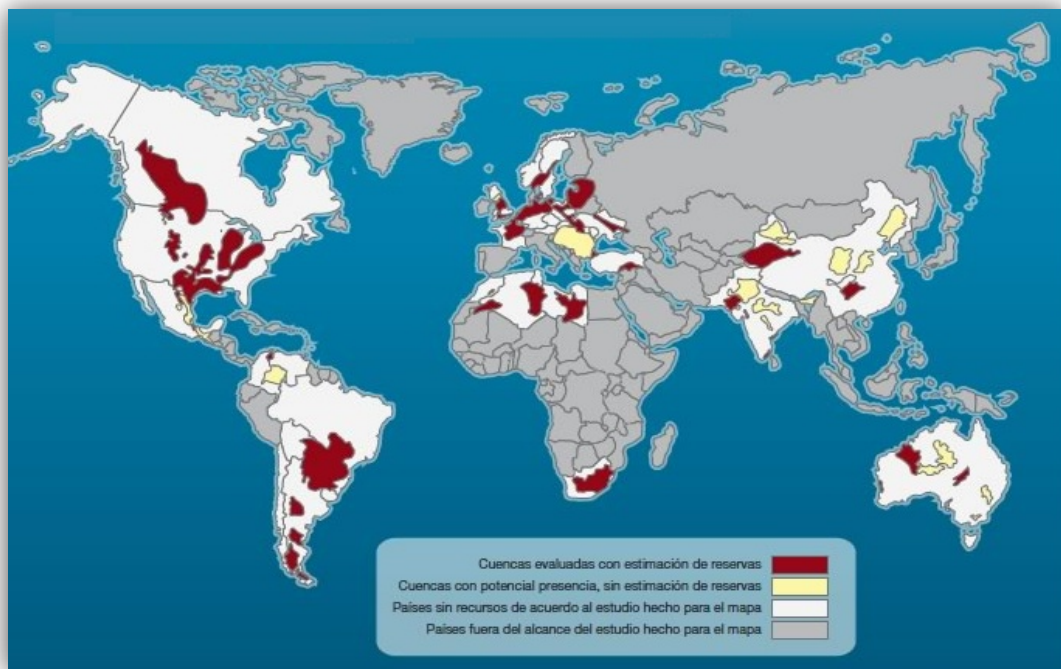
Ga: Concentración de gas absorbido (ft³/ton).

Gf: Concentración de gas libre (ft³/ton).

3.6. ESTADÍSTICAS MUNDIALES Y NACIONALES.

3.6.1. Panorama mundial.

Figura 17: Distribución del Shale Gas a nivel mundial.



Fuente: Energy Information Administration of USA, (2011)

Este tipo de yacimientos no convencionales y sus tecnologías de explotación aparecieron por primera vez en Estados Unidos con su introducción al campo Barnett Shale en Texas durante la década de 1.990. Las mayores reservas de Shale se encuentran en los Estados Unidos, país líder en el desarrollo de este recurso. Algunos países de Europa Oriental y Norte se encuentran en una etapa de valoración de prospectos, al igual que países como China e India. En Australia

y la parte sur de Suramérica, la presencia de este recurso ya fue evaluada y los planes de desarrollo para los plays identificados ya están en marcha.²³

Tabla 3: Potencial de Shale Gas a nivel mundial.

País	Potencial Shale gas[TPC]	País	Potencial Shale gas[TPC]
EEUU	3284	Alemania	33
Canadá	1490	Holanda	66
México	2366	Suecia	164
Colombia	78	Noruega	333
Venezuela	42	Dinamarca	92
Argentina	2732	Reino Unido	97
Bolivia	192	Argelia	812
Brasil	906	Libia	1147
Chile	287	Tunes	61
Paraguay	249	Moroco	108
Uruguay	83	Sudáfrica	1834
Polonia	792	China	5101
Lituania	17	India	290
Kaliningrado	76	Pakistán	206
Ucrania	197	Turquía	64
Francia	720	Australia	1381
			Total= 2530

Fuente: U.S. Department of Energy (2011)

Algunos analistas esperan que el Shale Gas amplíe en gran medida el suministro de energía en todo el mundo dando su contribución a las reservas mundiales.²⁴

²³VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1246.

3.6.2. Roca generadora en Colombia

Los cinturones de roca generadora más conocidos en Colombia son de edad Cretácica y Paleógeno, aunque también existen evidencias sobre la posible existencia de rocas paleozoicas. Dichas rocas se depositaron en ambientes marinos, bajo condiciones de poca circulación (anóxicos) y alta precipitación de materia orgánica.

Algunas de las formaciones presentes en las cuencas Valle Medio del Magdalena (Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y Umir), Cesar – Ranchería (Lagunitas, Aguas Blancas, Laja – La Luna y Molino) y Catatumbo (Tibú, Mercedes, Aguardiente, Capacho, La Luna, Colón, Mito - Juan), depositadas durante el Cretácico y asociadas a eventos que afectaron su enriquecimiento en material orgánico, son consideradas como las fuentes de hidrocarburos más prolíficas del país e incluso del mundo.

Entre las rocas generadoras más fértiles del Valle Medio del Magdalena están las de la Formaciones la Luna, Simití y Tablazo. En promedio éstas presentan un TOC 3,5% y un Ro de 0,9%.

Para la cuenca Cesar - Ranchería, las formaciones que entraron a fase de generación son Molino, Laja - La Luna, Lagunitas y Aguas Blancas. Éstas presentan un TOC promedio entre 1% y 1,4%.

En la cuenca del Catatumbo la principal fuente es la Formación la Luna, la cual presenta un TOC que varía entre 1,5% y 9,6%, y espesores promedio de 200 ft (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007).²⁵

²⁴ Introduccion a las energias renovables no convencionales ERNC;
<http://www.endesa.cl/rse/publica/Libro%20ERNC%20versi%C3%B3n%20de%20imprensa.pdf>

²⁵VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1246.

3.6.3. Caso aplicado.

En general, los proyectos de Shale Gas involucran la perforación de muchos pozos con bajos valores de producción (del orden de 560-8400 m³/d), que declinan lentamente y producen durante 2 a 4 décadas o más. Con poca frecuencia la tasa de fluencia inicial puede ser muy alta (28.000-280.000 m³/d) pero, sin embargo, estas tasas declinan en pocos años a valores menores.

Con el fin de ejemplarizar los yacimientos tipo Shale, se presenta el caso particular de la Cuenca Neuquina, perteneciente a la república de Argentina. Existen elementos muy positivos para la explotación de los recursos no convencionales, entre ellos, las facilidades para reentradas en pozos convencionales entubados y fuera de producción. Otra ventaja fundamental de esta cuenca es la superposición de objetivos: convencionales, Shale Oil, Shale Gas, Tight Gas. Finalmente, cabe destacar la excelente red de evacuación de gas que existe en la cuenca, particularmente en la Provincia de Neuquén. Debe tenerse en cuenta que existen en la columna estratigráfica de esta cuenca cinco unidades generadoras de hidrocarburos y que muestran potencial para contener gas en Shale. Se trata de las rocas del Precuyano, las formaciones Los Molles y Vaca Muerta y los Miembros Inferior y Superior de la formación Agrio.²⁶

Para este caso en particular, se tendrán en cuenta los datos y la estructura de la formación Vaca Muerta que se convertirá en nuestro caso base.

²⁶ALONSO Julio, CHEBLI Gualter, GIUSIANO Adolfo, IBAÑEZ Guillermo; El shale gas en la provincia del Neuquen; Mayo, 2011.

FORMACIÓN VACA MUERTA

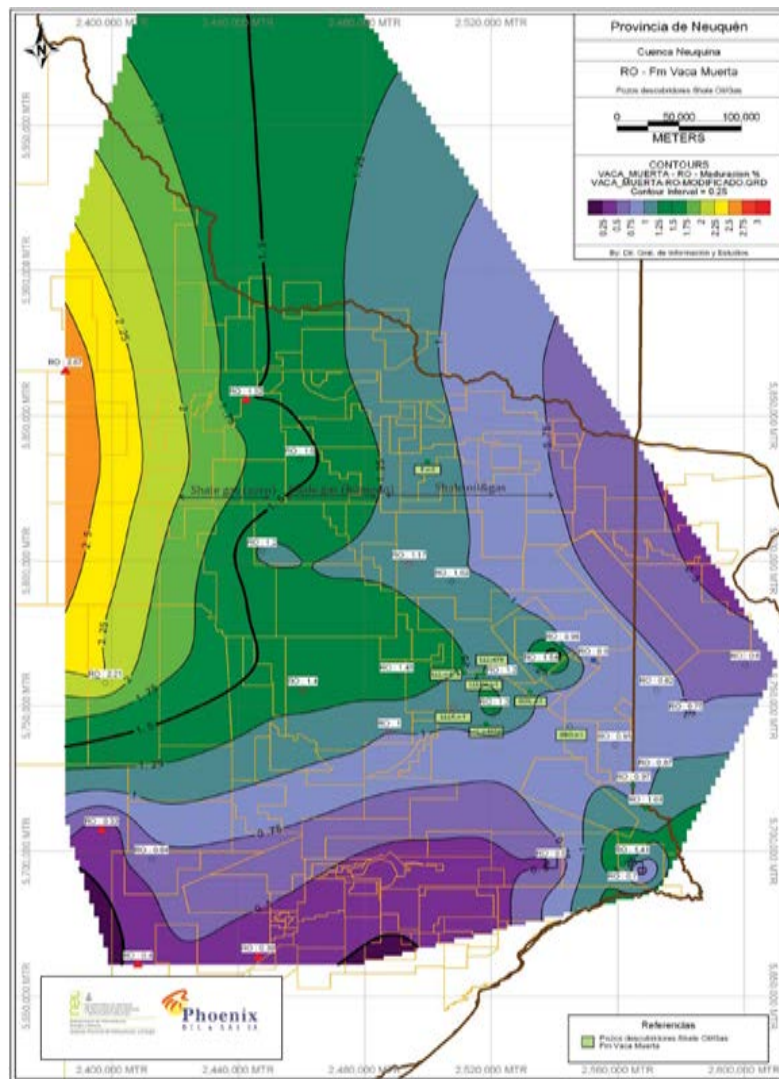
Está compuesta por margas bituminosas depositadas en ambiente marino bajo condiciones anóxicas y localmente, euxínicas. En la zona bajo estudio su esquema estructural no ofrece mayores complejidades; desarrolla sus mayores espesores hacia el centro de la cuenca donde se le puede ubicar entre 2500-3000 m de profundidad, en tanto que hacia los bordes (Dorsal de Huincul y Plataformas Externas) a una profundidad de 1000-2000 m. Se desarrolla cubriendo gran parte de la Cuenca con espesores bastante regulares. La Formación Vaca Muerta es una de las principales rocas generadoras de gas (termogénico), condensado y petróleo de la cuenca Neuquina. Ingresa en ventana de generación de hidrocarburos en el Cretácico tardío (Coniaciano) y alcanza el pico de generación a fines del Oligoceno y principios del Mioceno. En la actualidad se encuentra en ventana de generación de gas húmedo en el centro de la cuenca y norte de Neuquén - sur de Mendoza.

Esta unidad cumple con la condición primaria de estar constituida litológicamente por arcillitas y/o margas ricas orgánicamente. Los componentes principales de esta roca son arcilla, cuarzo y carbonatos. Análisis mineralógicos realizados sobre el material de un pozo CAN X-3 (Coirón Amargo Norte) indican que el porcentaje mayor de carbonatos se encuentra en el tope de la Formación (35%) disminuyendo hacia la base (20%), donde los valores de radiactividad oscilan entre 200-250 unidades API. El porcentaje de arcillas se encuentra en el orden del 25%. Contiene kerógenos de tipo I/II y localmente, de tipo IIS, al sur de la Dorsal de Huincul. El contenido de materia orgánica (TOC) varía entre 1 y 8% y presenta una distribución errática dentro de la Provincia, con máximos en el centro-norte y zona de la Dorsal de Huincul. La madurez de la materia orgánica, medida en porcentaje de Reflectancia de la Vitrinita (Ro) varía de 0.6 % a 2.2 % con una zonificación bien marcada en sentido este-oeste y con estadio de sobre-

maduración hacia el sector occidental, a partir de $R_o = 2\%$. La tendencia a la inmadurez ($R_o = 0.6\%$) puede observarse hacia el borde oriental de la Cuenca.

En la Figura 18 a la distribución de la madurez de la materia orgánica de la formación Vaca Muerta se le ha agregado la ubicación de perforaciones que, recientemente han descubierto recursos de Shale Gas y/o de Shale Oil:

Figura 18: Perforaciones en la formación vaca muerta con potenciales recursos de Shale Gas y/o de Shale Oil



Fuente: ALONSO Julio, CHEBLI Gualter, GIUSIANO Adolfo, IBAÑEZ Guillermo; El shale gas en la provincia del Neuquen; Mayo, 2011.

Los índices de Hidrógeno presente (Hip), ofrecen magnitudes de entre 300 a 500 mgHC/gTOC (por ejemplo, en el pozo CAN X-3), indicativas de una ventana de petróleo. El índice de hidrógeno original (Hlo) se ubica en el orden de los 600 mgHC/gTOC.

Para analizar el cálculo de recursos en la Formación Vaca Muerta es necesario tener en consideración los siguientes presupuestos:

- ✓ Para el cálculo del gas original in-situ fue considerando un factor de posibilidad de éxito del 50 %.
- ✓ Para la estimación de los recursos “técnicamente” recuperables se utilizó un factor de recuperación del 30 %, bastante optimista.
- ✓ Al volumen de gas libre (120 TPC) se le adiciona el gas adsorbido (50 TPC) por analogía con valores tenidos en cuenta en otras cuencas de Shale Gas. El volumen total obtenido es de 170 TPC.
- ✓ Además del cálculo anterior, en la ecuación se tienen en cuenta los parámetros clásicos (extensión areal, saturación de agua y el factor volumétrico de gas) se utilizó la fórmula de Schmoker, cuyos pasos de cálculo son los siguientes:
 - M (g TOC)
 - R (mg HC/g TOC)
 - HCG (kg HC) = $R \times M \times 10^{-6}$ kg/mg
 - Pérdida por conversión TPC
 - Volumen recuperable (TPC).

Se asume que el índice de Hidrógeno Original (Hio) es de alrededor de 600 mgHC/gTOC, indicativo de un kerógeno de tipo I/II, generador de gas, acompañado de petróleo.

La tabla de datos y los cálculos efectuados para la formación Vaca Muerta, se muestran a continuación:²⁷

Tabla 4: Tabulación de datos formación Vaca Muerta

FORMACIÓN VACA MUERTA		
Propiedad	Unidad	Valor
TOC/100	Wt %	4
Densidad	Kg/m ³	2,4
Espesor neto	M	175
Espesor bruto	M	200
Área	km ²	18000
	cm ²	1,8*10 ¹⁴
Vol	cm ³	3,15*10 ¹⁸
M	g TOC	3,024*10¹⁷

Fuente: ALONSO Julio, CHEBLI Gualter, GIUSIANO Adolfo, IBAÑEZ Guillermo; El shale gas en la provincia del Neuquen; Mayo, 2011.

$$OSGIP = 1 * 10^{-6} * V_{gross} * NTG * \rho_{bulk} * (Ga + Gf)$$

$$V_{gross} = 833,88 * Ab - 1933,1$$

Siendo $Ab=18000 \text{ km}^2$

$$V_{gross} = 15007906.9 \text{ km}^3$$

$$NTG = \frac{h_{neto}}{h_{bruto}} = \frac{175}{200} = 0,875$$

$$Ga = 5,6271 * TOC + 6,2945$$

$$Ga = 5,6271 * 0,04 + 6,2945$$

$$Ga = 1,42$$

²⁷ ALONSO Julio, CHEBLI Gualter, GIUSIANO Adolfo, IBAÑEZ Guillermo; El Shale Gas en la provincia del Neuquen; Mayo, 2011.

La concentración de gas libre o *Gf* se tomó análoga al valor planteado para la cordillera oriental colombiana en estudio realizado por la ANH, dicho valor es equivalente a cero.

Una vez estimados todos los datos requeridos, se reemplazan en la ecuación general para el cálculo de reservas y se obtiene:

$$OSGIP = 1 * 10^{-6} * 15007906.9 * 0,875 * 2,4 * (1,42 + 0)$$

$$OSGIP = 44,75 \text{ TPC}$$

Tabla 5: Resultados

GAS		
Resultado	Unidad	Valor
Recursos estimados	TPC	44,75

Teniendo en cuenta los cálculos estimados, se hizo una analogía con el Shale Gas de Estados Unidos, en contraposición a la formación Vaca Muerta, se evidenciaron notables cambios en cuanto a las características del uno y del otro. Los datos predeterminados para la evaluación de generación y almacenamiento de hidrocarburos en el Barnett Shale.Ft. Worth Basin, Texas (Jarvier, 2004) son presentados a continuación:

Tabla 6: Tabulación de datos campo Barnett Shale

EJEMPLO BARNETT SHALE		
Propiedad	Unidad	Valor
TOC/100	Wt %	4,5
Densidad	Kg/m ³	2,4
Espesor	cm	13716
Área	cm ²	2,3*10 ¹³
Vol	cm ³	3,1547*10 ¹⁷
M	g TOC	3,4071*10¹⁶
HI o	mg HC/g TOC	380
HI p	mg HC/g TOC	44
R	mg HC/g TOC	336
HCG	kg HC	1,1448*10¹³
Equivalente	ft3	1,00*10 ¹⁵
	TPC	1000,00

Fuente: ALONSO Julio, CHEBLI Gualter, GIUSIANO Adolfo, IBÁÑEZ Guillermo; El shale gas en la provincia del Neuquen; Mayo, 2011.

Tabla 7: Resultados

GAS		
Resultado	Unidad	Valor
50% de pérdida por conversión	TPC	500
1% recuperable	TCF	5
8% recuperable	TPC	40
15% recuperable	TPC	75

Fuente: ALONSO Julio, CHEBLI Gualter, GIUSIANO Adolfo, IBÁÑEZ Guillermo; El shale gas en la provincia del Neuquen; Mayo, 2011.

4. TIGHT GAS SANDS

4.1. GENERALIDADES.

Se conoce como gas en arenas compactas (Tight Gas) al gas natural presente en yacimientos de baja porosidad y baja permeabilidad. La baja permeabilidad se debe a la fina naturaleza de los sedimentos y a la compactación de los mismos.

Este es un gas que está atrapado en una formación subterránea muy apretada, usualmente impermeable, rocas compactas duras o en una formación de arenisca o piedra caliza que es usualmente impermeable y no poroso (arena apretada).

El Tight Gas es el más profundo, en la roca madre, el que exige mayores costos para su extracción. Su minería es rentable sólo si el precio es de 7 dólares MM/BTU. Su explotación tiene futuro, porque con el correr de los años marca una tendencia de que el gas superará el consumo de petróleo a partir de 2020.²⁸

Muchas de estas areniscas apretadas se encuentran entre 11 mil y 13 mil pies de profundidad y en ciertos lugares en Estados Unidos se han hallado a 17 mil pies, lo cual ha representado un reto tecnológico. En cuanto al espesor se han reportado que varían entre 1500 a 3500 pies.²⁹

La mayoría de los yacimientos de gas apretado se formaron en la era Paleozoica, lo que significa que tienen por lo menos 251 millones de años de edad.

Los yacimientos de Tight Gas se encuentran en formaciones cuya permeabilidad está por debajo de 0.1 mD, generalmente alcanzan valores de nanoDarcy. Ocurre todo lo contrario que con el gas natural de roca porosa, que fluye espontáneamente desde el pozo hasta la superficie. Una característica de estos pozos es la disminución de flujo en los primeros meses de producción. Se suele

²⁸ BOLUFER P. Extracción de Petróleo y Gas de Rocas Sedimentarias. Instituto Químico de Sarriá.

²⁹GÓMEZ Noris. Gas Natural No Convencional “camino a la independencia energética”- Primera parte

recomendar esperar 90 días, para conocer el flujo de gas/minuto y de ahí deducir el diámetro de las tuberías para su distribución.

El Tight Gas se encuentra en arenas compactas, profundas, sin permeabilidad, en donde no tiene utilidad crear un diferencial de presión para que el gas salga de la roca circundante. Se extrae mediante fracturamiento hidráulico y pozos horizontales, como el Shale Gas.

El Tight Gas constituye una parte importante de los recursos del gas natural, La Administración de Información de Energía (EIA) estima que al 1 de enero de 2000, se contaba con 253,83 billones de pies cúbicos (bcm) de gas natural profundo localizado en los EE.UU. que técnicamente son recuperables; lo que representa más del 21% del total de gas natural recuperable en los Estados Unidos y representa una porción muy importante de recursos de gas natural.³⁰

La primera producción de Tight Gas fue realizada en el oeste de Estados Unidos, en la formación sedimentaria San Juan a principios de la década del setenta, impulsada principalmente por la tecnología de fracturamiento hidráulico. En la actualidad se encuentran en producción en Estados Unidos más de 40.000 pozos en aproximadamente 1.600 yacimientos en 900 campos gasíferos, de los cuales algunos se encuentran todavía en proceso de prueba, con un razonable éxito en su producción.³¹

4.2. GEOLOGÍA.

Mientras que las formaciones de gas convencionales tienden a ser encontradas en las cuencas terciarias más jóvenes, las formaciones de gas no convencional se depositaron hace unos 248 millones de años, se encuentran típicamente en las formaciones del Paleozoico. Con el tiempo, las formaciones de roca se han

³⁰ BOYER Chuck, CLARK Bill, JOCHEN Valerie, LEWIS Rick, MILLER Camron. Gas de lutitas un recurso global. Artículo publicado en Oilfield Review 2011. Schlumberger.

³¹ Gas Natural No Convencional “camino a la independencia energética”- Primera parte - Noris Gómez

compactado y han sido sometidas a procesos de cementación y re-cristalización, los cuales reducen el nivel de permeabilidad de la roca.

Los parámetros geológicos más importantes para la cuenca son el régimen estructural y tectónico, los gradientes térmicos regionales y los gradientes de presión regionales. Conocer la estratigrafía de la cuenca es muy importante para realizar los procesos de perforación, evaluación, terminación y actividades de estimulación. Dentro de los parámetros geológicos que deben ser estudiados para cada unidad estratigráfica se encuentran el sistema deposicional, las facies genéticas, la madurez textural, mineralogía, los procesos diagenéticos, cementos, las dimensiones del yacimiento y la presencia de las fracturas naturales.³²

4.2.1. Continuidad del yacimiento.³³

Uno de los parámetros más difíciles de evaluar en este tipo de yacimientos es el tamaño y la forma del área de drenaje. En los yacimientos apretados, meses o años de producción se requieren normalmente antes de que la presión se vea afectada por los límites del yacimiento o fenómenos de interferencia. Para hacer una posible estimación de reservas es importante conocer el área de drenaje del yacimiento. El conocimiento acerca del sistema deposicional y los efectos de la diagénesis en la roca permiten estimar el tamaño y la forma del área de drenaje. Los volúmenes de drenaje pueden ser causados probablemente por las tendencias deposicionales y la orientación de las fracturas hidráulicas.

En yacimientos apretados de gas, el área de drenaje promedio depende en gran medida del número de pozos perforados, la cantidad de fluido bombeado al pozo durante el fracturamiento hidráulico y el tiempo.

En yacimientos de Tight Gas compartamentalizados o lenticulares, el área de drenaje promedio es probablemente una función del tamaño promedio del

³²R. AGUILERA, T. HARDING. State-of-the-Art of Tight Gas Sands Characterization and Production Technology. University of Calgary.

³³ HOLDITCH, Stephen A.SPE, "Tight Gas Sands". Journal of Petroleum Technology (junio de 2006)

compartimiento o los lentes de arena y puede no ser una fuerte función del tamaño del tratamiento de fracturamiento.

4.2.2. Tectónica regional.³⁴

La actividad tectónica durante la deposición puede afectar la continuidad y la morfología del yacimiento. Además, la tectónica regional afecta los esfuerzos horizontales en todas las capas de la roca. Los esfuerzos horizontales, a su vez, afectan las fallas, la resistencia de la roca, los parámetros de perforación, la propagación de la fractura hidráulica, la fractura natural y la estabilidad del pozo. Los principales factores en los yacimientos de gas apretados que deben ser considerados son los efectos de la tectónica regional sobre la propagación de la fractura hidráulica y las fracturas naturales en la formación.

4.2.3. Capas de depósito.

Normalmente, un depósito apretado de gas puede ser descrito como un sistema de capas. En un sistema deposicional clástico, las capas están compuestas de arenisca, limolita, lutita y pizarra.

Para optimizar el desarrollo de un yacimiento de gas apretado, un equipo de geólogos, petrofísicos e ingenieros deben caracterizar completamente todas las capas de roca más arriba, en el interior y debajo de las zonas productivas en el yacimiento. Los datos relacionados con espesor bruto, espesor neto, permeabilidad, porosidad, saturación de agua, la presión, el estrés in-situ y el módulo de Young para todas las capas están obligados a utilizar modelos de yacimientos en 3D y modelos de propagación de las fracturas con el fin de evaluar la formación, diseñar el tratamiento de la fractura y pronosticar las tasas de producción y recuperación final.

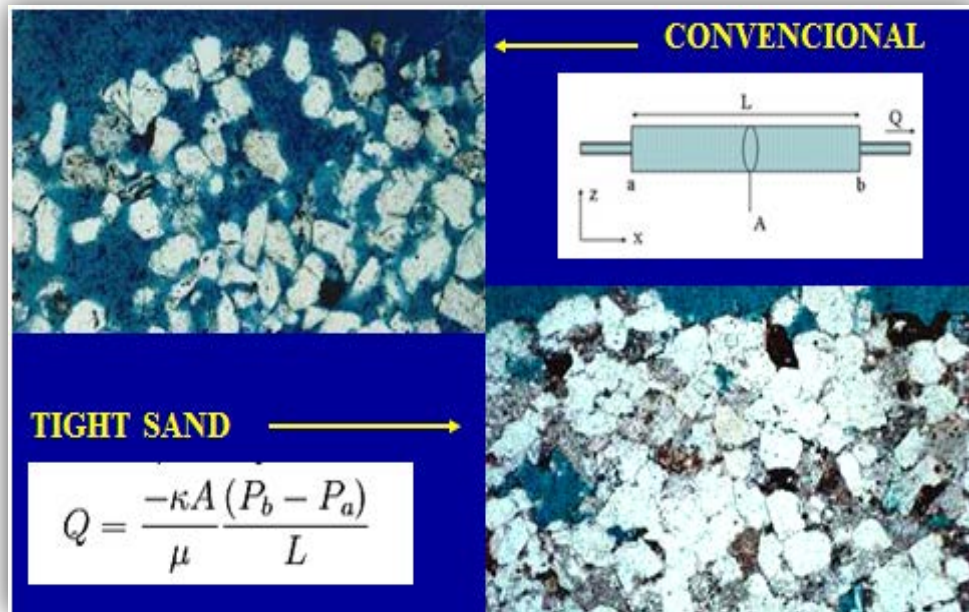
³⁴ HOLDITCH, Stephen A.SPE, "Tight Gas Sands". Journal of Petroleum Technology (junio de 2006)

Los datos brutos utilizados para estimar los valores de estos importantes parámetros provienen de registros, núcleos, pruebas de pozos, registros de perforación y producción de pozos vecinos.³⁵

4.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.³⁶

Los factores físicos de los yacimientos de Tight Gas, están relacionados con la Ley de Darcy para flujo radial, donde la tasa de flujo es función de la presión de fondo fluyente, la presión de yacimiento, el radio del pozo, propiedades del fluido, temperatura del yacimiento, permeabilidad, espesor, radio de drenaje y del daño.

Figura 19: Permeabilidad en los yacimientos de Tight Gas.



Fuente: <http://www.camarco.org.ar>

³⁵BOLUFER P. Extracción de Petróleo y Gas de Rocas Sedimentarias. Instituto Químico de Sarriá.

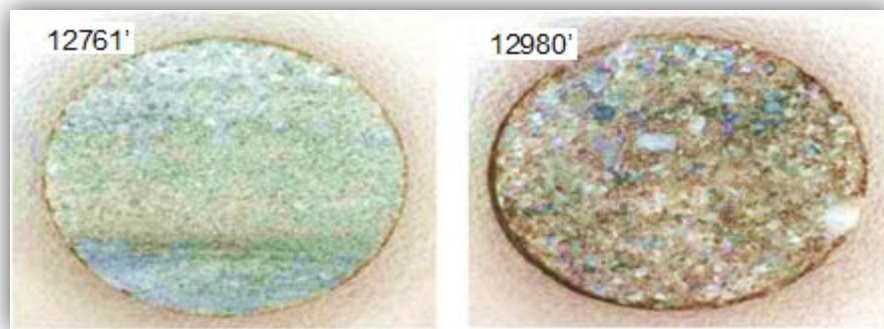
³⁶HOLDITCH, Stephen A.SPE, "Tight Gas Sands". Journal of Petroleum Technology (junio de 2006)

Los esquemas de las figuras 19 y 20 muestran la microfografía de una arena convencional y otra tipo "Tight Gas". Las áreas azules son los microporos. La permeabilidad es baja, menor a 0,1 mD (mili Darcy) en lugar de 100 o más de un yacimiento convencional. Por lo que el flujo por unidad de área es muy bajo y la producción por pozo menos de la décima parte de la de un pozo convencional.

Un yacimiento de arenas compactas (Tight Gas) se encuentra en formaciones de areniscas (o calizas) de baja permeabilidad y baja porosidad cuya roca matriz se caracteriza por tener:

- PERMEABILIDAD < 0,1 MILI-DARCY.

Figura 20: Micrografía de Permeabilidad.



Fuente <http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/presentacionesjornadas/014.pdf>

- POROSIDAD < 10%

Figura 21: Porosidad en los yacimientos de Tight Gas.



Fuente <http://www.revistamene.com/nuevo/docs/GAS-NATURAL-NO-CONVENCIONAL.pdf>.

La figura 21 muestra la porosidad de una roca en un yacimiento no convencional proveniente de areniscas muy “apretadas” de baja porosidad; se observa que la distancia poral es reducida, apenas de 1mm en comparación a la de un yacimiento convencional que es 4 veces mayor.

Las mediciones de porosidad y permeabilidad son una función de la tensión neta aplicada a la roca cuando se hacen las mediciones. La baja porosidad de la roca, es muy importante para efectuar mediciones en diferentes valores de tensión neta para comprender cómo se comportará el yacimiento cuando el gas sea producido y la presión comience a disminuir.

Las rocas de menor permeabilidad son más sensibles a los esfuerzos porque las muestras de núcleos de menor permeabilidad tienen menores diámetros de garganta de poro que las rocas de mayor permeabilidad.³⁷

Con el fin de evaluar las propiedades de las formaciones de gas apretado, se hacen análisis especiales básicos para medir los valores de saturación de gas, mojabilidad, índice de resistividad, factor de formación, presión capilar, velocidad acústica y las propiedades mecánicas de las rocas.

4.3.1. Propiedades mecánicas.³⁸

Algunas propiedades básicas de la roca, tales como el campo de esfuerzos in situ, el módulo de Young y el coeficiente de Poisson, son necesarios para diseñar un tratamiento de fractura.

La propiedad mecánica más importante es el esfuerzo in-situ, a menudo llamado esfuerzo de compresión mínima o presión de cierre de fractura. Cuando la presión

³⁷Gas Natural No Convencional “camino a la independencia energética”- Primera parte - Noris Gómez

³⁸HOLDITCH, Stephen A.SPE, “Tight Gas Sands”. Journal of Petroleum Technology (junio de 2006)

dentro de la fractura es mayor que el esfuerzo in-situ, la fractura es abierta. Cuando la presión dentro de la fractura es menor que la tensión in-situ, la fractura se cierra. Los valores de esfuerzo in-situ se pueden determinar mediante el uso de registros, núcleos, o pruebas de inyección. Para optimizar el procedimiento, es importante conocer los valores de esfuerzo in-situ y la tensión en cada capa de la roca.

4.3.2. Registro de pozos.³⁹

Los registros de pozo en hueco abierto proporcionan la fuente más económica y completa de datos para la evaluación de capas, de baja porosidad, depósitos impermeables a los gases. La suite de registro mínimo para un yacimiento de gas apretado comprende potencial espontáneo, rayos gamma, densidad de la formación, el neutrón, sónicos y dos registros de inducción (o matriz). Otros registros, tales como registros de imágenes del pozo o registros nucleares de resonancia magnética, también pueden proporcionar información útil en algunos yacimientos.

Todos los datos de registro de pozo en hueco abierto deben ser pre-procesados antes de que los datos sean utilizados para realizar cualquier cálculo. Los pasos necesarios para pre-procesar los registros son los siguientes:

1. Digitalizar todos los datos de registro.
2. Profundidad, desplazar los datos según sea necesario.
3. Realizar todas las correcciones ambientales.
4. Normalizar los datos para que todos los registros de pozos diferentes que proporcionan la misma lectura en las mismas zonas, sean consistentes de un pozo a otro.

³⁹HOLDITCH, Stephen A.SPE, "Tight Gas Sands". Journal of Petroleum Technology (junio de 2006)

Datos básicos.

La obtención y análisis de los núcleos son cruciales para la comprensión de cualquier sistema complejo de depósito de capas. Para obtener los datos necesarios para comprender las propiedades de flujo de líquido, las propiedades mecánicas y el ambiente deposicional de un yacimiento específico requiere que los núcleos se manejen correctamente y sean probados en el laboratorio con métodos modernos y sofisticados.

Es de vital importancia la medición de propiedades de las rocas bajo condiciones de yacimiento restaurados. El efecto neto de sobrecarga (NOB) de presión debe ser reproducida en el laboratorio para obtener la máxima cantidad de información cuantitativa precisa de los núcleos.

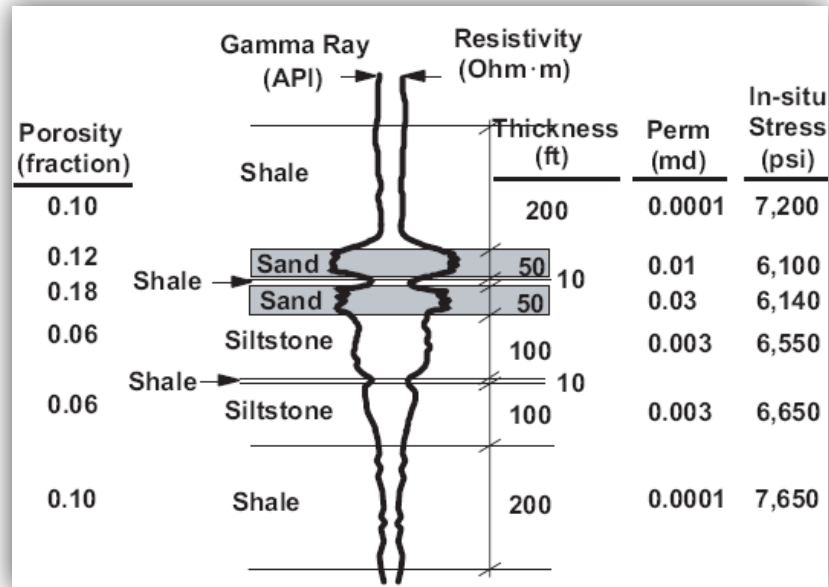
4.3.3. Perfiles verticales.

Para utilizar un modelo de yacimiento multicapa o un pseudo3D (P3D) o un modelo de propagación de fractura hidráulica, los datos deben ser introducidos por capa de depósito. La figura 22 ilustra los perfiles de datos de entrada que se requieren, ya sea por el yacimiento o por el modelo P3D.

- Para la situación en la figura 22, el pozo se completa y el tratamiento de la fractura se inicia en el yacimiento de arenisca. Por lo general, la fractura crece hacia arriba y abajo hasta que se alcanza una barrera para prevenir el crecimiento adicional vertical de la fractura. Normalmente, las limolitas areniscas arcillosas tienen esfuerzos in-situ similares a las arenas y no impiden el crecimiento de la fractura vertical. Caso contrario a las lutitas marinas, que tienden a tener esfuerzos in-situ que son más altos que los de las areniscas y ocasionan la formación de barreras que impiden el crecimiento de la fractura verticalmente.⁴⁰

⁴⁰State-of-the-Art of Tight Gas Sands Characterization and Production Technology R. AGUILERA, T. HARDING University of Calgary

Figura 22: Registros necesarios para la evaluación de la formación y el diseño del tratamiento de las fracturas.



Fuente: http://www.spe.org/jpt/print/archives/2006/06/JPT2006_06_DA_series.pdf

4.4. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN.

Muchas veces estas formaciones geológicas son similares a los yacimientos convencionales y no hay una distinción clara entre ambos.

Una de las claves para producir estos recursos es localizar áreas y pozos de producción donde abunden las fracturas naturales (conocidos como puntos “dulces” – sweet spots). Salvo en los casos de encontrar fracturas naturales, prácticamente todos los yacimientos de arenas compactas requieren técnicas de estimulación hidráulica para obtener una producción de gas rentable.⁴¹

⁴¹ MINGO Marta, SUÁREZ Alejandro. La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa. Cuaderno número 28. Instituto Español de la Energía.

Para evaluar y desarrollar un yacimiento de gas de baja permeabilidad y determinar las zonas prospectivas en él, usualmente se necesita de mucha más información que para evaluar un pozo convencional, por esto, se debe integrar toda la información tomada de: registros, perfiles, historiales de perforación y pruebas de presión.

Usualmente, se utiliza la técnica de pruebas de inyección cortas y el sub-siguiente análisis Fall Off para caracterizar este tipo de yacimientos; esto debido al poco flujo de gas hacia el pozo como producto de las bajas permeabilidades.⁴²

Para mejorar el desarrollo de este tipo de yacimientos, se puede optimizar el número de pozos a ser perforados así como los procedimientos de perforación y completamiento para cada uno de ellos. La óptima perforación, completamiento y simulación para cada uno de los pozos es función de la situación económica en la que se esté trabajando y de las características del yacimiento.

El desarrollo de este tipo de yacimientos está afectado por los costos de perforación, completamiento, estimulación, precio y mercado del gas.

Uno de los aspectos más importantes de la perforación para cualquier tipo de hidrocarburo es predeterminar la tasa de éxito de la operación. Los operadores no perforan en cualquier lugar. Extensos datos sísmicos son recopilados y analizados para determinar lo que se encuentra debajo de la superficie de la tierra y de esta manera saber dónde perforar.

Estos estudios sísmicos pueden ayudar a identificar los mejores prospectos para explotar las reservas de Tight Gas. Debido a que un estudio detallado permite establecer la localización de áreas con mejores propiedades de permeabilidad y

⁴² MINGO Marta, SUÁREZ Alejandro. La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa. Cuaderno número 28. Instituto Español de la Energía.

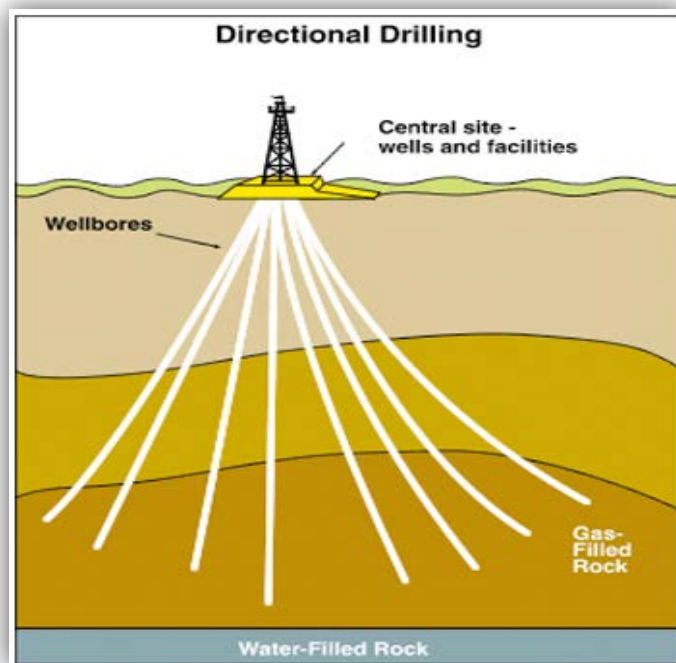
porosidad de roca en la que se encuentra el gas. Con el fin de desarrollar el yacimiento minimizando los costos de extracción.

La sísmica no sólo proporciona a los operadores la mejor localización para realizar la perforación de pozos de gas en formaciones compactas, sino que además pueden ayudar a determinar dónde y en qué medida se debe desviar la dirección de perforación.

Las tecnologías implementadas para perforar y estimular la producción de Shale Gas y Tight Gas, son procesos que permiten que haya migración de gas natural de una formación con tan baja permeabilidad donde naturalmente no es posible el flujo.⁴³

4.4.1. Pozos direccionales.

Figura 23: Pozos Direccionales



Fuente: MacKenzie Gas Project, www.mackenziegasproject.com

⁴³State-of-the-Art of Tight Gas Sands Characterization and Production Technology R. AGUILERA, T. HARDING University of Calgary.

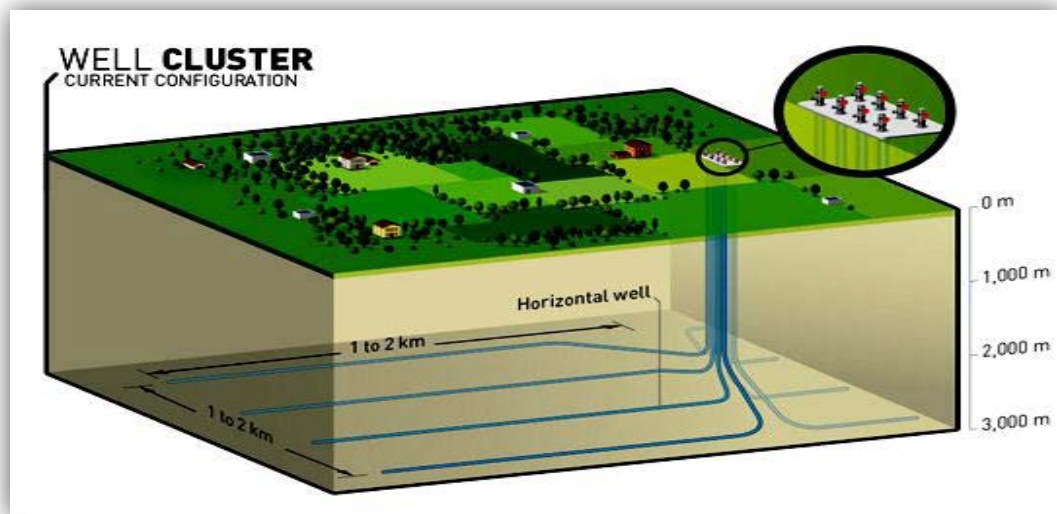
Mientras los pozos verticales pueden ser más baratos y menos difíciles de perforar, no son los más apropiados para el desarrollo de los yacimientos de Tight Gas. En estas formaciones, es importante exponer el yacimiento tanto como sea posible, haciendo de la perforación direccional (figura 23) y horizontal (figura 24) una necesidad. En estas condiciones, el pozo puede ir a través de la formación, “abriendo” más oportunidades para que el gas natural fluya hacia el pozo.

Una técnica común para el desarrollo de reservas de Tight Gas incluye la perforación de mayor número de pozos. A mayor número de pozos se reduce la distancia que el gas debe recorrer para entrar en el pozo y esto hace posible que el gas sea capaz de escapar de la formación compacta.

4.4.2. Pozos multilaterales.

Los pozos en una formación “no convencional” drenan un volumen más pequeño de roca que los pozos en un yacimiento de gas convencional. Para limitar el impacto físico de las operaciones, las cabezas de pozo se agrupan en clusters, desde 10 a 30 pozos horizontales que se perforan desde un solo punto.

Figura 24: Pozos Multilaterales



Fuente: <http://www.total.com/en/our-energies/natural-gas-/exploration-and-production/our-skills-and-expertise/unconventional-gas-201899.html>.

4.4.3. Estimulación para la producción de Tight Gas Sand.

Se hace uso de la estimulación en este tipo de pozos con el fin de promover una mayor tasa de flujo. La estimulación se puede lograr mediante dos mecanismos: acidificación y fracturamiento hidráulico.

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Se realiza después de que el pozo ha sido perforado y completado, éste procedimiento se ejecuta bombeando al pozo fluido a alta presión con el fin de ocasionar fracturas a la roca para mejorar su permeabilidad y hacer que el gas fluya a través de la formación con más facilidad.

LA ACIDIFICACIÓN DEL POZO.

Se emplea para mejorar las tasas de permeabilidad y producción de formaciones de gas compactas. La acidificación consiste en bombear al pozo soluciones ácidas que disuelven la piedra caliza, dolomita y cemento de calcita entre los granos de los sedimentos de las rocas del yacimiento. Esta forma de estimulación de producción ayuda a revitalizar la permeabilidad mediante el restablecimiento de las fisuras naturales que estaban presentes en la formación antes de la compactación y la cementación.

4.4.4. Consideraciones de terminación de pozos y estimulación.

Un motivo de preocupación en el diseño es el número de zonas de producción que están separadas en el yacimiento por capas de barrera de flujo vertical. Si el tratamiento de fractura se puede utilizar para estimular capas múltiples y no se produce daño del yacimiento por presencia de diferentes zonas, el pozo debe ser completado y se debe estimular con un tratamiento de una sola etapa.

Normalmente, no se produce daño alguno en yacimientos de gas seco por la presencia de diferentes capas. De hecho, es probable que se recuperara más gas mediante la producción de todas las capas, porque la presión de abandono es inferior a cualquier límite dado.

Si dos o más intervalos productivos están separados por una capa gruesa de esquisto, (por ejemplo, 50 pies o más) y esta pizarra tiene suficiente esfuerzo in-situ como para ser considerada una barrera para el crecimiento de la fractura vertical, se debe considerar necesario el uso de múltiples fracturas hidráulicas. En estos casos, el tratamiento de fracturamiento debe utilizarse para estimular la producción de todos los intervalos correctamente.

Una vez determinada la longitud óptima de la fractura, el fluido de fracturamiento y el agente apuntalante (propante), se debe utilizar un modelo P3D para determinar los detalles del diseño, tales como la velocidad de inyección óptima, volumen óptimo, la necesidad de aditivos de pérdida de fluido, la ubicación adecuada para las perforaciones y otros detalles.

Después de diseñar el tratamiento óptimo, se deben calcular los precios del tratamiento propuesto para asegurar que los costos no sean muy diferentes de los asumidos durante el proceso de tratamiento de optimización.

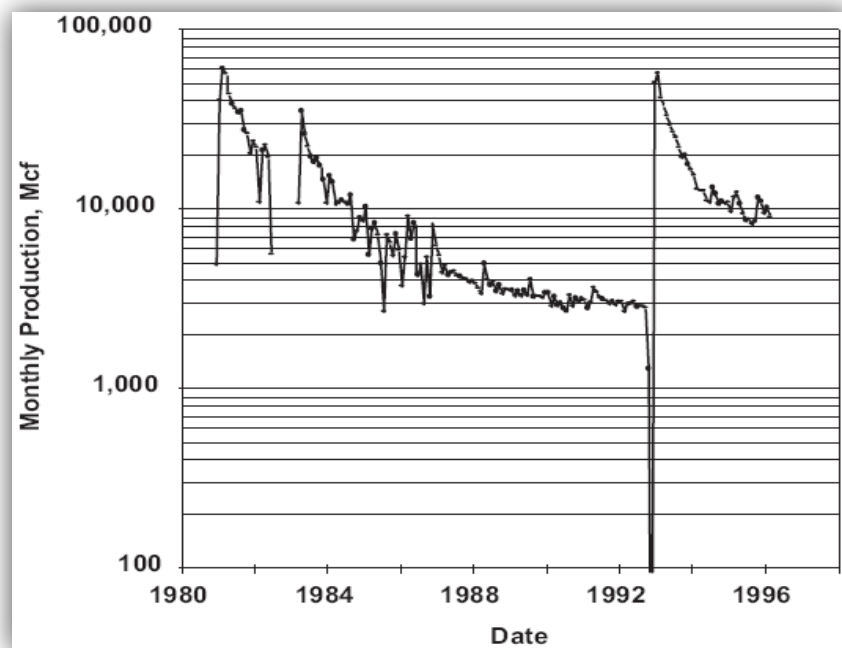
Por último, se debe tener en cuenta que el tratamiento óptimo sea bombeado correctamente según el diseño, este control es importante pues de él depende el éxito del fracturamiento.

4.5. CÁLCULO DE RESERVAS.

Los métodos más usados comúnmente para el cálculo de reservas son: el volumétrico, balance de materia, curvas de declinación de presión y modelaje de yacimiento; normalmente, los métodos volumétricos no se ajustan a yacimientos de Tight Gas, debido a que el área de drenaje es rara vez conocida; el balance de materia tampoco se adapta a este tipo de arenas porque es casi imposible cerrar pozos por un tiempo tan largo para poder estimar la presión de yacimiento, cuando el yacimiento presenta tan poca permeabilidad.⁴⁴

Con esto, el mejor método para determinar reservas en este tipo de yacimientos es el análisis de los datos de producción usando tanto curvas de declinación como simulación de yacimientos.

Figura 25: Curvas típicas de declinación para un gas apretado hidráulicamente bien fracturado.



Fuente: http://www.spe.org/jpt/print/archives/2006/06/JPT2006_06_DA_series.pdf

⁴⁴HOLDITCH, Stephen A.SPE, "Tight Gas Sands". Journal of Petroleum Technology (junio de 2006).

Tabla 8: Métodos usados comúnmente para el cálculo de reservas yacimientos de Tight Gas

MÉTODO	YACIMIENTO NO CONVENCIONAL
Volumétrico	Se usa solamente cuando se ha perforado
Balance de materia	NO se debe usar
Curvas de declinación	Declinaciones hiperbólicas
Modelo de yacimientos	Simulación individual de pozos

4.5.1. Metodología para el cálculo de reservas.

La ecuación para calcular el volumen de gas en arenas apretadas en las cuencas continentales de Colombia, es planteada a continuación:⁴⁵

$$G = 0,035315 * A * h * \Phi * (1 - S_w) * E_g$$

Ecuación: Estimación del recurso de gas en arenas apretadas in-situ.

G: Gas In Situ (TPC).

A: Área de drenaje del gas en arenas apretadas (km^2).

h: Espesor de las zonas que contienen gas en arenas apretadas (km).

Φ : Porosidad (fracción)

S_w : Saturación de agua (v/v).

⁴⁵VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012).

E_g : Factor de expansión del gas. Igual a $\frac{1}{B_g}$ donde B_g es el factor volumétrico del gas (ft^3 normales / ft^3 yacimiento).

La metodología empleada para la estimación del recurso incluyó las siguientes actividades:

- Se realizó la carga de los pozos y registros disponibles en un proyecto en Kingdom Suite.
- Se realizó una revisión y edición de los registros de pozos cargados, para determinar cuáles pozos contaban con los datos necesarios para realizar los cálculos petrofísicos y discriminar las zonas apretadas con presencia de gas.
- Se realizó el cálculo de la porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad en los pozos seleccionados. Para este cálculo se utilizó el módulo Petrophysics de Kingdom Suite: se utilizó un modelo de porosidad de Density/Neutron Gas para estimar la porosidad efectiva.⁴⁶

4.6. ESTADÍSTICAS MUNDIALES Y NACIONALES

Se estima que las reservas globales de gas almacenadas en las lutitas compactadas rondan los 450 billones de metros cúbicos, de los cuales un 35% se ubicaría en el continente Americano, otro 35% en la región Asia/Pacífico y un 15% en Oriente Medio.

Actualmente los principales productores de Tight Gas, son Estados Unidos y Canadá. En el caso particular de los Estados Unidos el volumen de producción se encuentra en el 30 % del total de la producción de gas natural, con una perspectiva que asciende al 50 % para el año 2030. Así mismo, existen otros productores de menor escala con áreas gasíferas maduras como Australia, Egipto,

⁴⁶Earth Sciences Research Journal, Volume 16, Special Issue, April, 2012

entre otros países. De la misma forma hay países con importantes perspectivas en el desarrollo de este tipo de gas como son India, Alemania y Rusia.⁴⁷

Estados Unidos no sólo ha impulsado las técnicas de desarrollo de los yacimientos de Tight Gas, sino también ha iniciado en la búsqueda y el desarrollo de otros tipos de yacimientos de hidrocarburo gaseoso no convencional.

De acuerdo al artículo publicado por Scott Evans el desarrollo de Tight Gas sólo puede ser económicamente explotable a un precio de U\$S 7 dólares por MM/BTU. Los principales motivos por los cuales debe darse dicha rentabilidad a esos precios, son por su alta heterogeneidad geológica, una gran densidad de pozos en yacimientos de estas características y metodologías de fracturamiento hidráulico, pozos horizontales y de mayor profundidad.

De acuerdo con las estimaciones de Rogner, y como se puede evidenciar en los datos presentados a continuación (Tabla 8), existen importantes volúmenes de gas no convencional en todo el mundo. Los mayores volúmenes se encuentran en América del Norte, que es también la región de mayor exploración, desarrollo y producción de gas no convencional.

Tabla 9: Desarrollo y producción de Tight Gas en el mundo

REGIÓN	TIGHT GAS SANDS (TPC)
Norte América	1371
América Latina	1293
Europa	431
Unión Soviética	901
África	353
Asia y China	705
Hacia pacífico	549
Sur de Asia	196

Fuente: Gas Natural No Convencional "camino a la independencia energética"- Primera parte - Noris Gómez

⁴⁷LUCAS Schneider Tight Gas Sand y sus desafíos Buenos Aires, Noviembre de 2008.

Sin lugar a dudas, el interés en yacimientos de Tight Gas Sand en todo el mundo ha aumentado sustancialmente durante la década de 1.990. Las actividades de desarrollo y producción de gas de los yacimientos apretados en Canadá, Australia, México, Venezuela, Argentina, Indonesia, China, Rusia, Egipto y Arabia Saudita han producido a partir de esta fecha. Tratamientos de fracturamiento hidráulico se usan comúnmente en todo el mundo para estimular el flujo de gas de yacimientos de baja permeabilidad. Tal actividad no hará sino aumentar en los próximos decenios.

4.6.1. Distribución de los recursos de gas en arenas compactas.

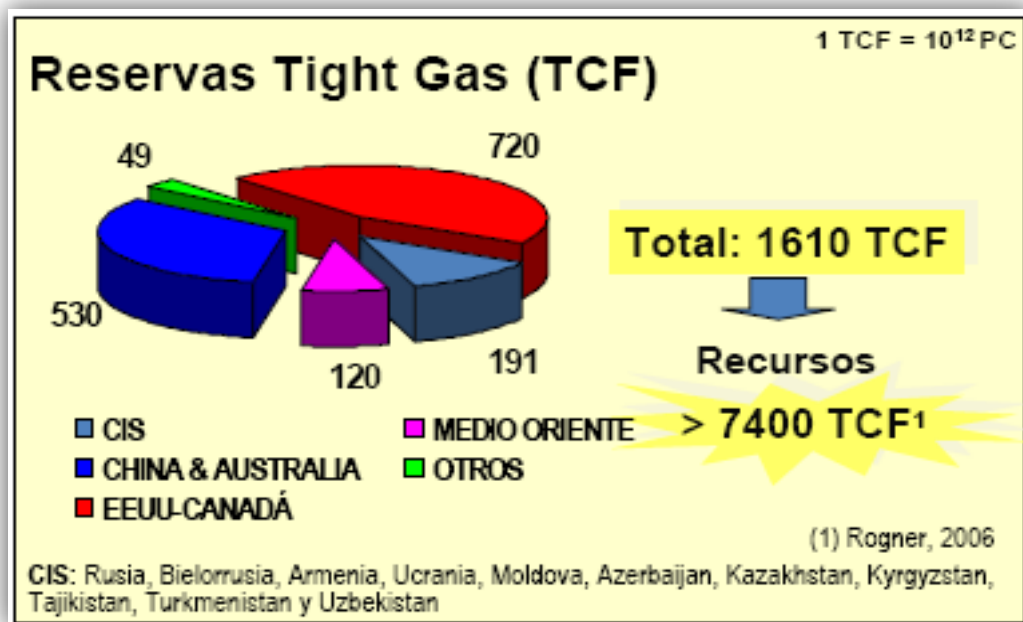
Aunque los recursos de gas en arenas compactas están distribuidos por todo el planeta, las mayores concentraciones se encuentran en Norteamérica, Rusia y China.

Las estimaciones sitúan el volumen de estos recursos en 310.000 billones de metros cúbicos (bcm). Hasta la pasada década, se consideraba que la producción de gas de arenas compactas no era rentable, pero los avances tecnológicos han permitido de manera notable el aumento en la cantidad de gas no convencional que se considera recuperable.

Sólo con una tasa de recuperación del 10% del gas de este tipo de yacimientos, se garantizaría un aumento en las reservas de 30.000 bcm, una suma muy significativa sobre las 180.000 reservas actuales de gas en el mundo. Sin embargo, la producción de este gas aún se enfrenta a numerosos retos, técnicos y financieros. Actualmente, la mayor parte del desarrollo de gas en arenas compactas se ha producido en Estados Unidos y Canadá, mientras que este tipo de yacimientos permanecen sin ser explotados fuera de Norteamérica, al igual que otros recursos no convencionales.⁴⁸

⁴⁸Gas Natural No Convencional “camino a la independencia energética”- Primera parte - Noris Gómez

Figura 26: Reservas estimadas de gas de areniscas apretadas (Tight Gas Sands).



Fuente: <http://www.revistamene.com/nuevo/docs/GAS-NATURAL-NO-CONVENCIONAL.pdf>.

4.6.2. Producción de gas de arenas compactas en EE.UU.

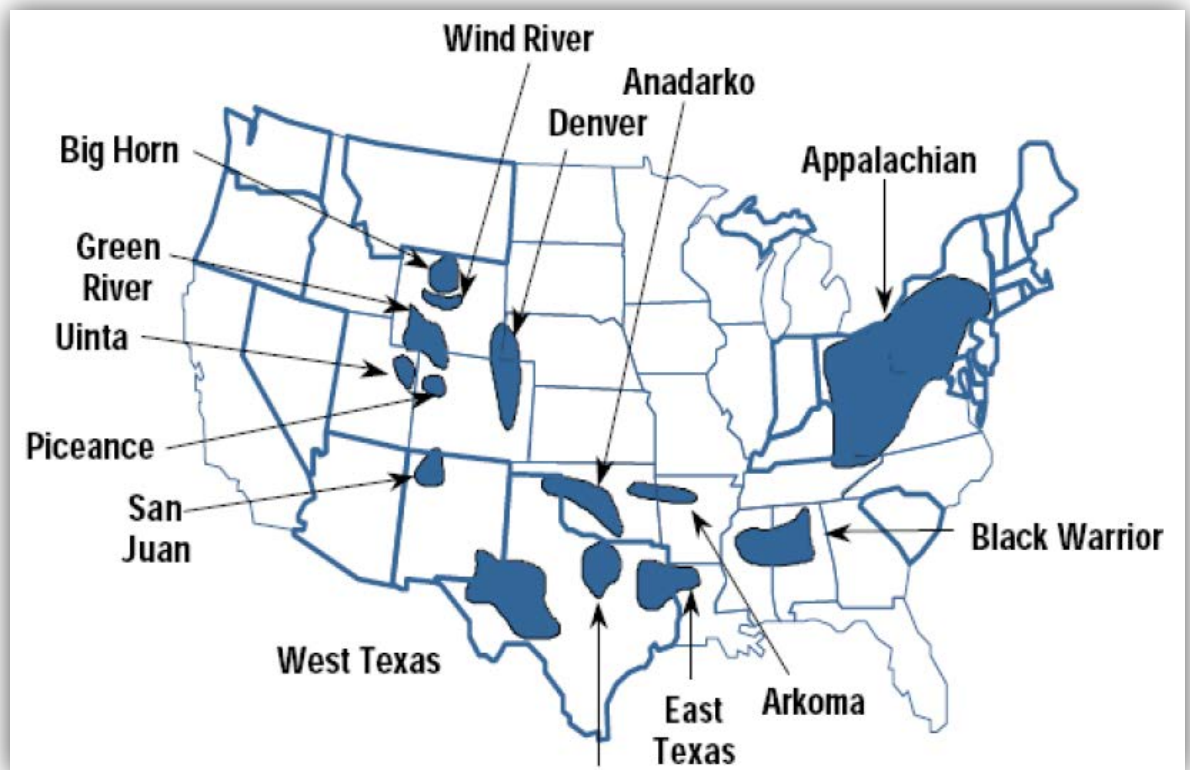
En Estados Unidos, la primera producción a gran escala de arenas compactas se desarrolló en los años setenta en la cuenca de San Juan. La cuenca San Juan está localizada entre el noroeste de Nuevo México y el suroeste de Colorado y tiene actualmente 13.000 pozos en producción. Para 1.970 se producía en todo el territorio 1 TPC anualmente (aprox. 2.740 MMPC/D), no obstante, años más tarde gracias a incentivos en los precios que se dieron tras la promulgación de la Ley de Política del Gas Natural (1.978) y a créditos fiscales otorgados por el gobierno en 1.984 para el desarrollo del gas de yacimientos de baja permeabilidad, la producción de estas areniscas alcanzaron los 2,5 TPC anuales en esa década. (aprox. 6.849 MMPC/D).⁴⁹

⁴⁹MINGO Marta, SUÁREZ Alejandro. La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa. Cuaderno número 28. Instituto Español de la Energía.

Hoy en día, además de la cuenca de San Juan, el gas proviene de muchas otras, entre ellas, la Greater Green River, Piceance y Uinta, en los Rockies Mountains; donde se encuentran casi la mitad de las reservas probadas de arenas apretadas.

En el mapa (figura 27) se indican los principales prospectos (plays) y cuencas de areniscas apretadas de Estados Unidos.

Figura 27: Principales prospectos (plays) y cuencas de areniscas apretadas en Estados Unidos



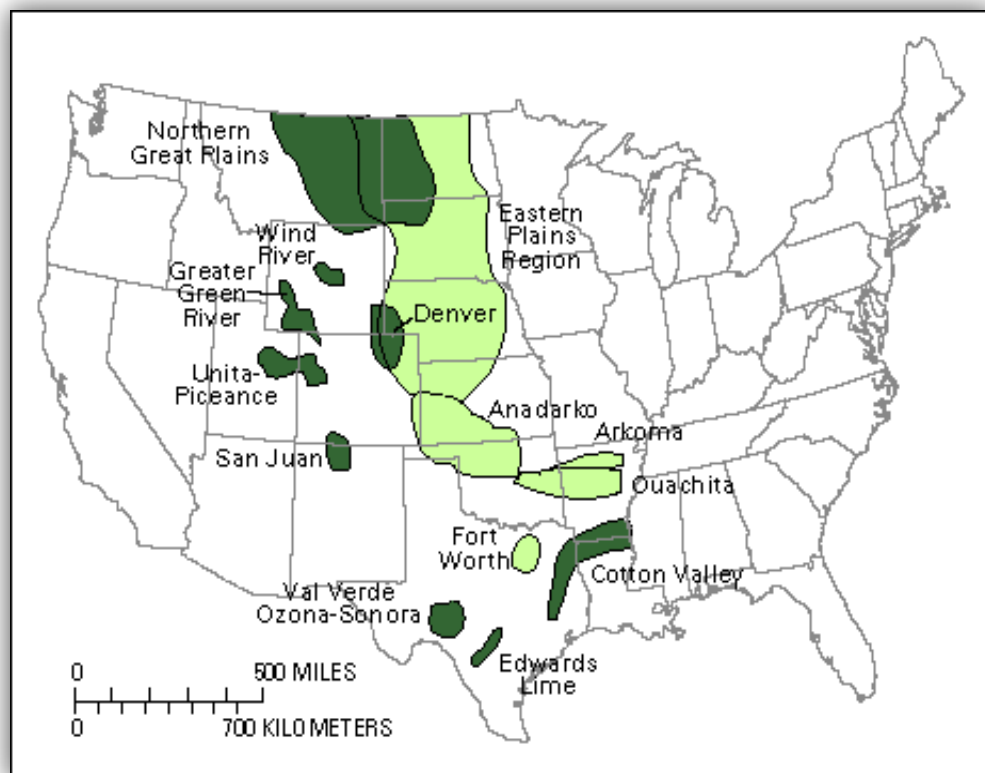
Fuente: SCHNEIDER Lucas Tight Gas Sands y sus desafíos.

En el mapa de la figura 28, se pueden apreciar las áreas de explotación de yacimientos no convencionales. Muestra los diferentes yacimientos gasíferos no convencionales actualmente en explotación en los Estados Unidos. De acuerdo a estudios realizados por la United States Geological Survey (USGS) indican que las

mayores reservas de Tight Gas en el país se encuentran en los yacimientos del oeste.⁵⁰

Las arenas compactas producen cerca de 6 billones de metros cúbicos de gas al año en los Estados Unidos, que es el 25% del total de gas producido. La Administración de Información de Energía (EIA) estima que existen 310 TPC de gas apretado técnicamente recuperable dentro de los EE.UU. lo que representa más del 17% del gas recuperable total. A nivel mundial, más de 7.400 TPC de gas natural se estima que deben figurar en arenas compactas (Rogner, 2006) con algunas estimaciones tan grandes como 30.000 TPC.⁵¹

Figura 28: Estimaciones y potencial de los depósitos de Tight Gas Sand en los EE.UU.



Fuente: http://emd.aapg.org/technical_areas/TightGasReservoirsFull.gif.

⁵⁰SCHNEIDER Lucas Tight Gas Sands y sus desafíos.

⁵¹http://emd.aapg.org/technical_areas/tightGas.cfm

El gas producido hasta el año 2.000 a partir de yacimientos de gas en arenas compactas se estima en 58 billones de metros cúbicos (bcm).

Las arenas compactas constituyen actualmente la mayor fuente de gas no convencional en los Estados Unidos, con una producción anual entre 160 y 180 bcm, lo que representa aproximadamente el 30% de la producción de gas seco, con más de 100.000 pozos perforados que se encuentran en producción. En Canadá, el gas en arenas compactas supone el 15% de la producción de gas.⁵²

Las empresas pioneras en la producción de gas no convencional no fueron las grandes compañías petrolíferas internacionales, sino que en su mayoría se desarrollaron por operadores pequeños e independientes, especializados en mantener la producción de antiguos campos.

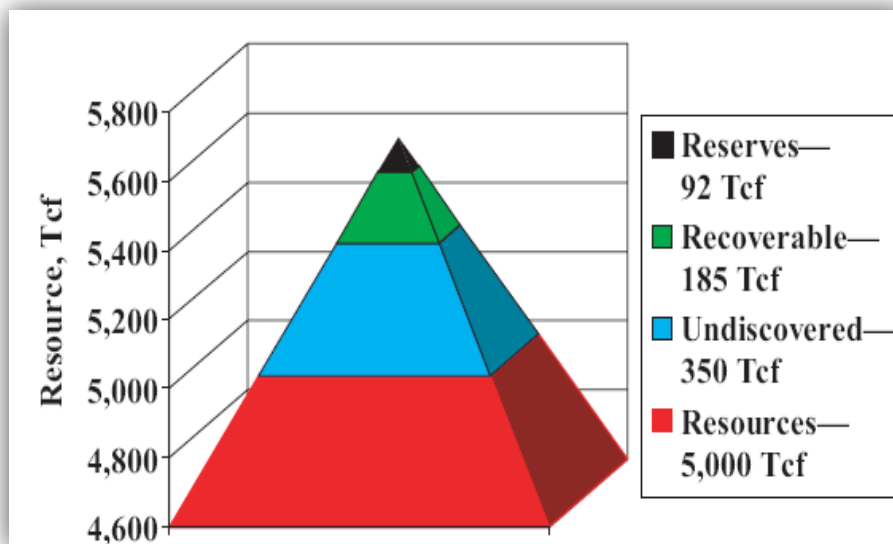
Los avances en las técnicas de fracturamiento provocaron el despegue de la producción de este tipo de gas en Estados Unidos, desde 35 bcm en 1.995 hasta superar los 150 bcm en 2.007.

La mayoría de los recursos de gas en arenas compactas se encuentran en la región montañosa de las Rocosas.

Las reservas probadas en los yacimientos de gas compacto son 34 billones de metros cúbicos (bcm). Por lo tanto, la suma de gas producido más las reservas probadas es de 92 billones de pies cúbicos. En la actualidad, los EE.UU. utiliza aproximadamente 22 billones de pies cúbicos / año de gas natural. Se estima que el 20% de la producción de gas en los EE.UU. en la actualidad proviene de depósitos de Tight Gas Sand.

⁵²MINGO Marta, SUÁREZ Alejandro. La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa. Cuaderno número 28. Instituto Español de la Energía.

Figura 29: Recursos de Estados Unidos en Tigt Gas Sand.



Fuente: http://www.spe.org/jpt/print/archives/2006/06/JPT2006_06_DA_series.pdf.

GTI (Gas Technology Institute) estima el volumen de gas técnicamente recuperable de acumulaciones conocidas de Estados Unidos en 185 TPC de gas. El término "técnicamente recuperables" significa que el gas se sabe que existe (la tecnología está disponible para perforar, completar y estimular los pozos y producir este gas), pero el gas no puede ser calificado como reservas hasta que los pozos sean perforados y los depósitos se desarrollen.⁵³

La siguiente categoría en la figura 29, se denominan reservas posibles, que representa la estimación GTI de gas que es probable que se descubran en cuencas conocidas.

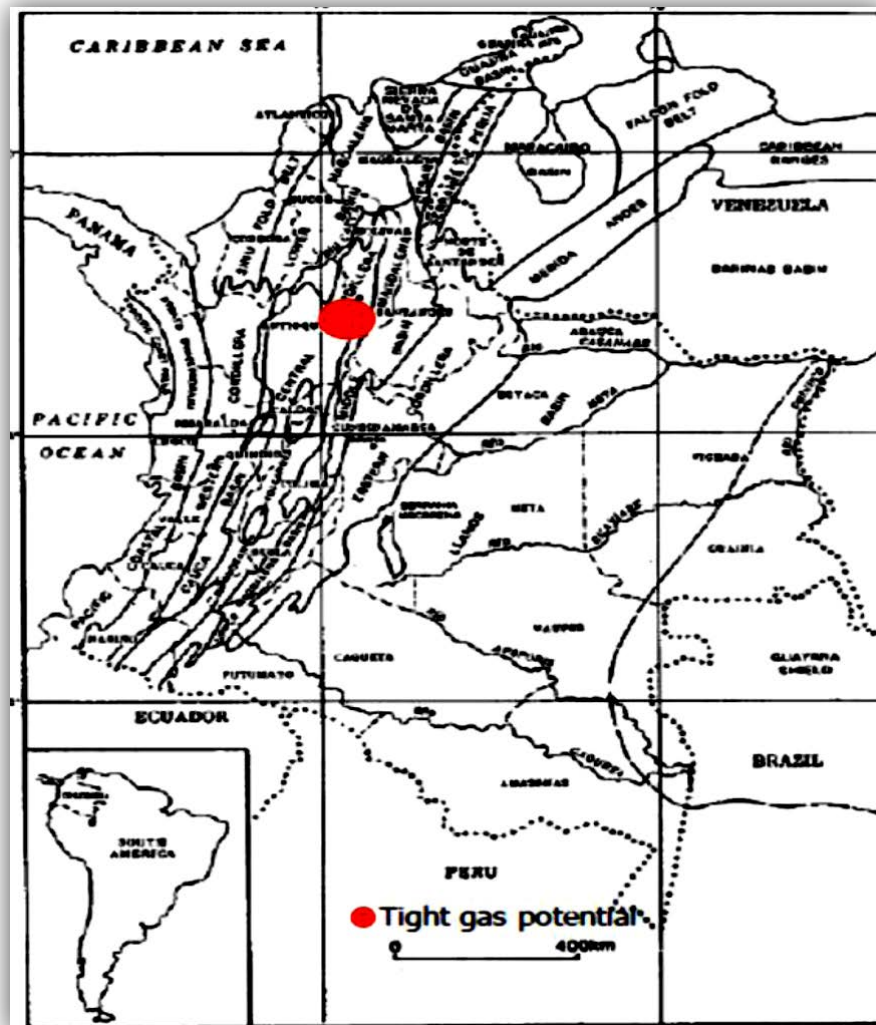
Por último, la categoría más importante se llama recursos. Este valor representa el gas existente en yacimientos compactos de gas en Estados Unidos, los cuales requieren un avance tecnológico o cambios en el mercado del gas que impulsen su valor comercial al alza para que el gas en esta categoría pueda ser producido en forma rentable.

⁵³HOLDITCH, Stephen A.SPE, "Tight Gas Sands". Journal of Petroleum Technology (junio de 2006).

4.6.3. Potencial de recursos de TIGHT Gas en Colombia.⁵⁴

El potencial se estima al menos en 1,2 TPC in situ y puede existir en las cuencas de la Cordillera Oriental y el Valle Medio del Magdalena (VMM), figura 30, pero no hay estudios geoquímicos disponibles que confirmen esta hipótesis.

Figura 30: Potencial de recursos de TIGHT Gas en Colombia



Fuente: <http://www.bnamericas.com>

⁵⁴ ZAMORA REYES Armando. La ANH y el desarrollo de la industria de gas. Conferencia Naturgas, Marzo 2010.

Tabla 10: Potencial de los depósitos de Tight Gas en Colombia.

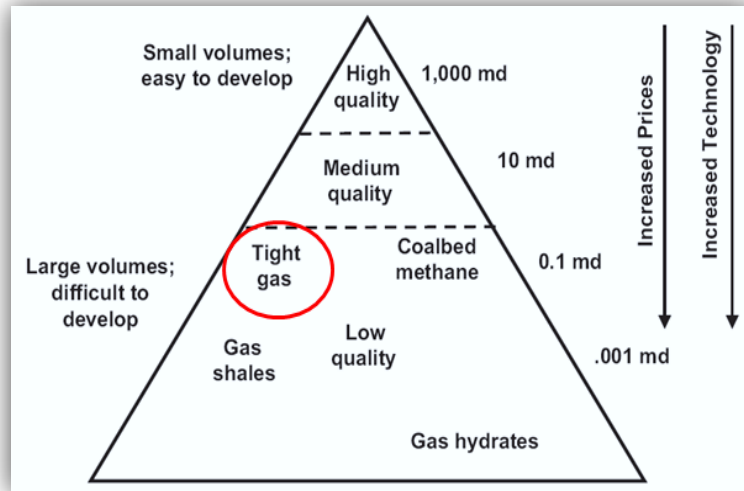
REGIÓN	ÁREA (km ²)	ESPESOR (metros)	VOLUMEN NETO (acre*pie)	GAS IN SITU (TPC)	VOLUMEN POTENCIAL (TPC)
Cordillera oriental/ Magdalena medio	4.000	200	648'570.555	28,3	1,2
Potencial total	4.000		648'570.555	28,3	1,2

Fuente: Little. Arthur D. ANH. Modificado por autoras.

4.6.4. Caso aplicado: desarrollo de recursos de Tight Gas en Argentina, el caso Punta Rosada.⁵⁵

- Acumulaciones continuas de gas.
- Muy baja permeabilidad.
- Contactos de agua no evidentes.
- Presiones anómalas.

Figura 31: Ubicación en el triángulo de recursos de yacimientos de Tight Gas.

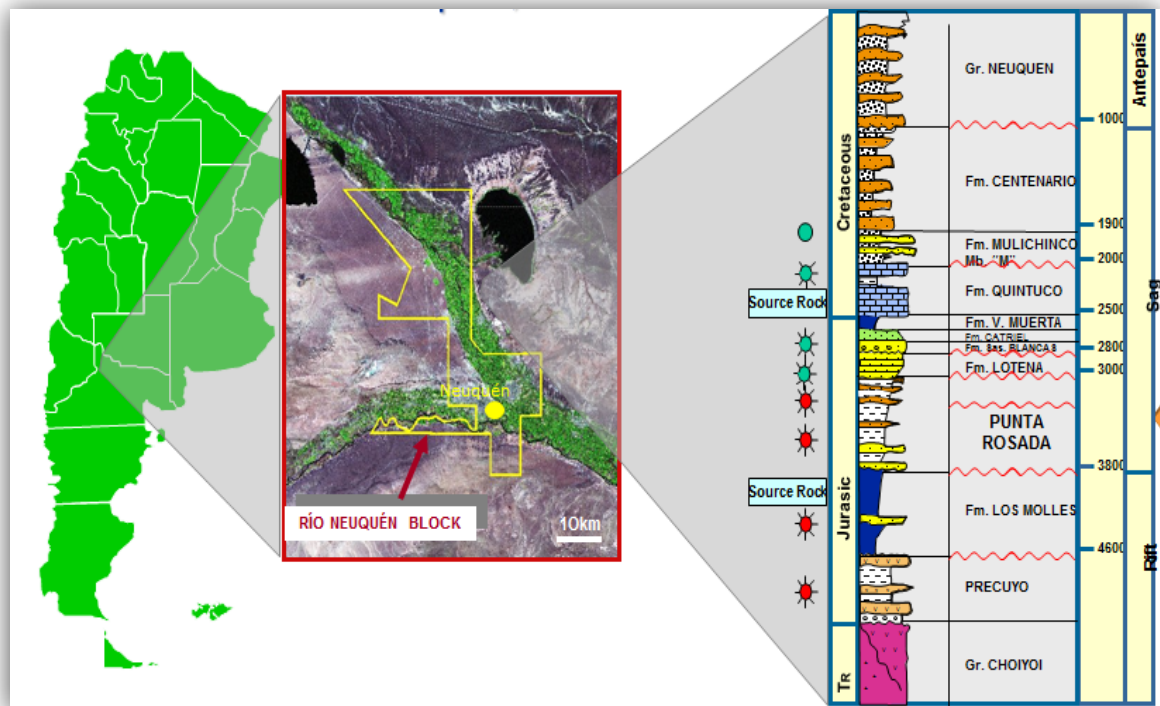


Fuente: HolditchSPE 103356

⁵⁵SARMIENTO Eduardo. Desarrollo de Tight Gas en Argentina Punta Rosada. Petrobras energía SA. 2008 DE DIEGO Pablo A. GAS NO CONVENCIONAL Presente y Desafíos 01 de septiembre de 2011. Petrobras.

En Julio 2.006 Petroleum Equipment Suppliers Association (PESA) inició un piloto en Punta Rosada con el objetivo de evaluar la factibilidad técnico económica de producir eficientemente yacimientos de Tight Gas mediante la aplicación de nuevas tecnologías. La Formación Punta Rosada se ubica en el área del Río Neuquén, en la cuenca Neuquina (figura 32).

Figura 32: Ubicación formación Punta Rosada en la cuenca Neuquina.



Fuente: SARMIENTO Eduardo. Desarrollo de Tight Gas en Argentina Punta Rosada. Petrobras energía SA. 2008

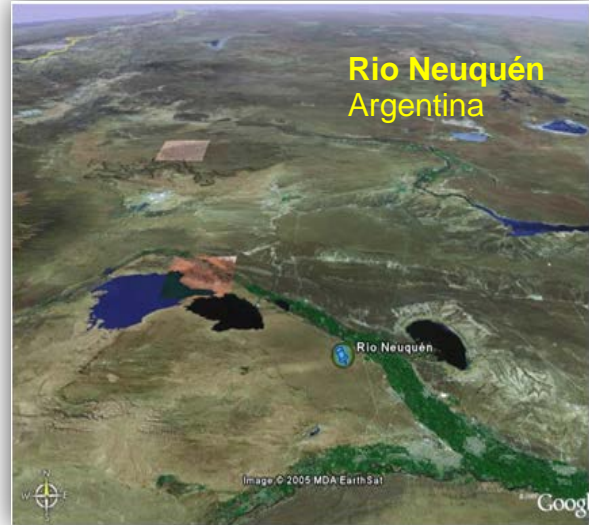
STATUS DE PRODUCCIÓN

- Pozos perforados: 7
- Pozos productores: 5
- Pozos en producción: 5
- Gas Diario: 67,5 Mm³gpd
- Gas Acumulado: 356 MMm³g

Tabla 11: Generalidades

GENERALIDADES	
Cuenca	Neuquina
Yacimiento	Punta Rosada
Tipo	Tight Gas.
Edad	Jurásico Medio.
Ambiente:	Fluvial yacimientos discontinuos
Alternancia	Arena-arcilla
Profundidad	2800–3900m.

Figura 33: Desarrollo de Tight Gas en Argentina Punta Rosada.



Fuente: SARMIENTO Eduardo. Desarrollo de Tight Gas en Argentina Punta Rosada. Petrobras energía SA. 2008

Tabla 12: Datos del yacimiento

YACIMIENTO	
Espesor Bruto	1000 m
Espesor Neto (N/G)	300-500 m (40%)
Espesor Capa promedio	8 m
Área de drenaje	20-40 acres
Mineralogía (corona)	Qz 65%
Porosidad	2-12%
Permeabilidad	0.001–1 mD
Presiones	Sobre-presionado(10.000 psi)
GOR	10 bbl/mmcft gas
BHT	225°F a 3950m

A partir de la expresión matemática determinada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y con los datos presentados anteriormente se hace el cálculo del gas in situ de la formación Punta Rosada en Argentina.⁵⁶

Tomando los siguientes valores:

Tabla 13: Propiedades del yacimiento

PROPIEDADES		
Área	40 acres	0,16188 km ²
h_N	500 m	0,5 km
Φ	7%	0,07
S_w	20%	0,2
E_g	1	1

$$G = 0,035315 * A * h * \Phi * (1 - S_w) * E_g$$

$$G = 0,035315 * (0,16188km^2) * (0,5 km) * 0,07 * (1 - 0,2) * 1$$

$$G = 1,6 * 10^{-3} TCF = 1,6 * 10^9 ft^3 = 453MMm^3$$

⁵⁶SARMIENTO Eduardo. Desarrollo de Tight Gas en Argentina Punta Rosada. Petrobras energía SA. 2008 DE DIEGO Pablo A. GAS NO CONVENCIONAL Presente y Desafíos 01 de septiembre de 2011. Petrobras.

5. OILSHALE

5.1. GENERALIDADES

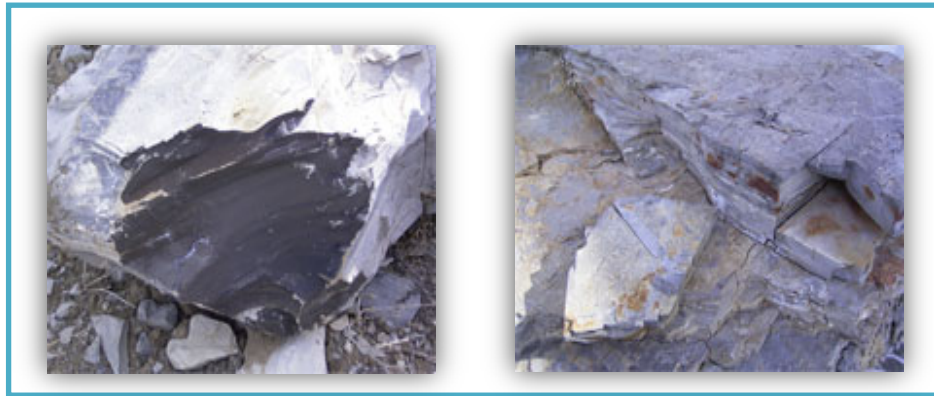
El término pizarra bituminosa (también conocida como esquisto bituminoso o, más correctamente, como lutita bituminosa) es un término general aplicado a un grupo de rocas sedimentarias con suficiente abundancia en material orgánico que contiene sólidos y material bituminoso (llamado **kerógeno**) que se liberan como petróleo, cuando la roca se calienta en un proceso químico denominado pirólisis.

La pizarra bituminosa se formó hace millones de años en zonas rocosas a profundidades mayores a 1500 metros, por el depósito de sedimentos y restos orgánicos en lechos de lagos y fondos marinos. Durante largos períodos de tiempo, el calor y la presión transformaron los materiales en aceite de esquisto bituminoso en un proceso similar al proceso que forma el aceite, sin embargo, el calor y la presión no son tan elevados. La pizarra bituminosa generalmente contiene suficiente petróleo el cual se quema sin ningún tratamiento adicional, y es conocida como "la piedra que arde".

La pizarra bituminosa puede ser extraída y procesada para generar aceite similar al aceite bombeado de pozos de petróleo convencionales, sin embargo, la extracción de petróleo de esquistos bituminosos es más compleja que la recuperación de petróleo convencional y actualmente es más costoso. Las sustancias de aceite de pizarra son sólidas y no pueden ser bombeadas directamente de la tierra, el kerógeno en la pizarra bituminosa puede ser convertido a aceite a través del proceso químico conocido como pirólisis. Durante la pirólisis, la pizarra es calentada a temperaturas de 445 - 500 °C en ausencia de aire, de esta manera el kerógeno es convertido a aceite y separado de sus fracciones pesadas, en un proceso denominado **tratamiento en retorta** (retorting). El petróleo que se recupera por lo general corresponde a un intervalo comprendido entre 75% y 80% del kerógeno generador.

Un proceso alternativo pero experimental se denomina actualmente **in situ autoclave** implica calentar el aceite de esquisto bituminoso mientras que todavía está bajo tierra, y bombear el líquido resultante a la superficie.

Figura 34: Oil Shale



FUENTE: <http://ostseis.anl.gov/images/photos/OS-LargeField-TH.jp>

Cuando se calienta a 350 - 400°C, se logra cerca de 6 galones de petróleo por tonelada de lutita (Shale). Las lutitas ricas pueden contener más del 40% de kerógeno y pueden producir cerca de 50 galones de petróleo por tonelada de lutita.⁵⁷

5.2. GEOLOGÍA⁵⁸

La pizarra bituminosa (también conocida como **esquisto bituminoso** o, más correctamente, como **lutita bituminosa**). (Oil Shale) son rocas de grano fino con abundante materia orgánica (hasta un 25%) que se forman por la compactación de partículas del tamaño de limos y arcillas, los cuales han sufrido procesos metamórficos de diversas temperaturas y presiones. La materia orgánica está constituida esencialmente por kerógeno (80%) acompañado por bitumen (20%).

⁵⁷Gas Natural No Convencional “camino a la independencia energética”- Primera parte - Noris Gómez

⁵⁸CARRILLO BARANDIARÁN Lucio. Esquistos bituminosos “Oil Shale”.

Los esquistos son un conjunto de rocas metamórficas de bajo a medio grado de metamorfismo, pertenecientes al grupo de silicatos. Se caracterizan por poseer estructura foliada y composición química variable, con una estructura molecular de 1 átomo de silicio y 4 de oxígeno. Dentro de los esquistos más comunes se pueden encontrar: esquisto de mica, hornablenda, clorita y talco. Su estructura foliada permite que sean fácilmente separados en delgadas láminas, manteniendo su composición que usualmente está distribuida como se indica:

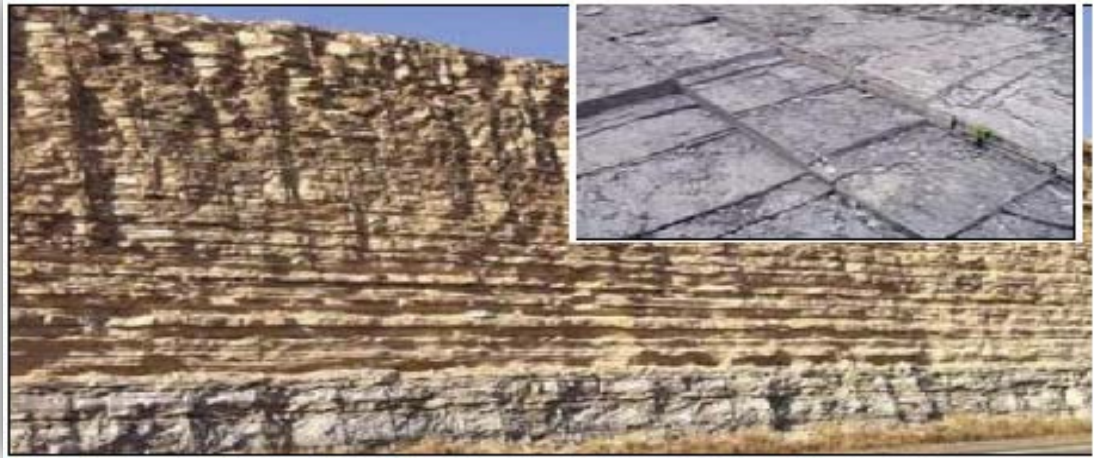
- C= 80%
- H=10%
- O=6%
- N=3%
- S=1%

Los esquistos bituminosos se forman por la depositación de materia orgánica en lagos, lagunas, pantanos de agua dulce y agua salada, cuencas marinas litorales y plataformas submareales, adicionalmente se le atribuye su formación a la acumulación de desechos de algas. Cuando las plantas mueren en estos ambientes pantanosos, sus biomásas son depositadas en ambientes acuáticos anaeróbicos donde los bajos niveles de oxígeno evitan su completo deterioro por bacterias. Para estas masas de materia orgánica no descompuesta y que será preservada en forma de pizarra bituminosa, el ambiente debe mantenerse sin alteraciones o inmóvil por largos períodos de tiempo, para lograr secuencias de materia de algas lo suficientemente gruesas.

Las lutitas son sedimentos fisibles de granos finos que se encuentran en capas. Pueden estar fracturadas y quebrarse en láminas en el sentido de la propia estructura laminar. Las lutitas ricas en contenido orgánico (TOC) se caracterizan por mayores niveles de carbono orgánico total en comparación con las otras

lutitas: varían de 2% a 10%. Las lutitas ricas en contenido orgánico y térmicamente maduro son los principales objetivos de exploración.⁵⁹

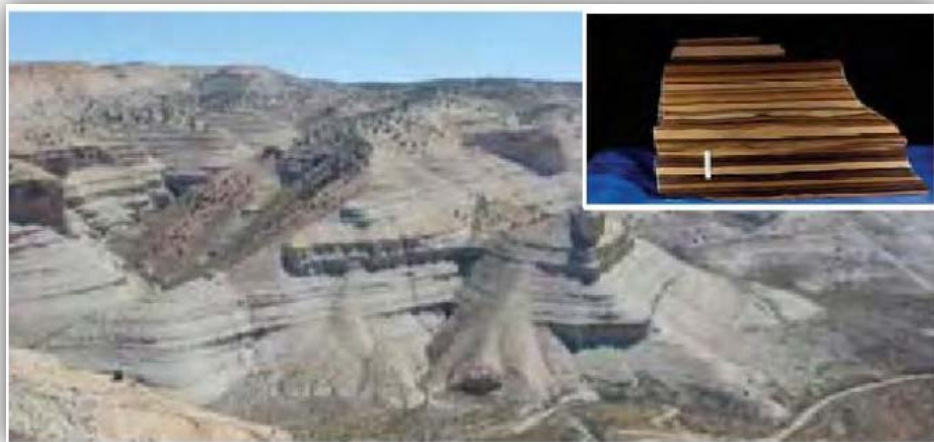
Figura 35: Capas sedimentarias secundarias y acumulaciones de Oil Shale.



Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/aut11/04_revolucion.pdf

Las lutitas petrolíferas pueden existir como capas sedimentarias secundarias o como acumulaciones gigantes, de cientos de metros de espesor, que cubren miles de kilómetros cuadrados, ver figura 35.

Figura 36: Afloramiento de lutitas petrolíferas.



Fuente: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/01_extraccion.pdf

⁵⁹Extracción de petróleo y Gas de Rocas Sedimentarias. P. Bolufer Instituto Químico de Sarriá

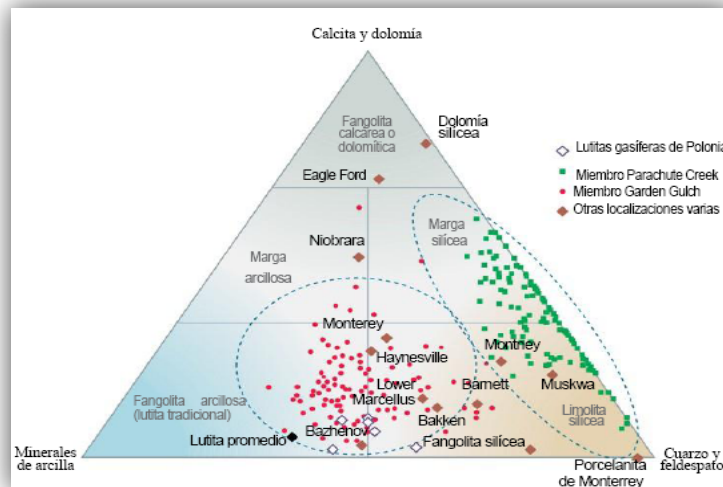
En la imagen mostrada en la figura 36 se presenta la lutita petrolífera de la formación Green River, en la cuenca Piceance Creek de Colorado, cubre aproximadamente 3.100 km² [1.200 m²]. El inserto (extremo superior) exhibe una muestra de mano de esa región, con capas oscuras de lutita petrolífera rica interestratificadas con capas claras de lutita pobre. La barra de escala blanca posee una longitud de 7,2 cm (2,8 pulgadas).⁶⁰

Como sucede con otras rocas sedimentarias, las composiciones de las lutitas que contienen material orgánico oscilan entre un predominio de silicatos y un predominio de carbonatos, con cantidades variables de minerales de la arcilla.

5.2.1. Mineralogía de la lutita

La composición de la lutita promedio a nivel mundial, posee un alto contenido de minerales de arcilla y contiene algo de cuarzo y feldespato con un volumen escaso o nulo de calcita o dolomita. Las lutitas ricas en materia orgánica tienden a tener una mayor variedad de composiciones.

Figura 37: Mineralogía de las lutitas.



Fuente: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/01_extraccion.pdf

⁶⁰ALLIX Pierre, BURNHAM Alan, FOWLER Tom, HERRON Michael, KLEINBERG Robert, SYMINGTON. Extracción del petróleo contenido en las lutitas. Artículo publicado en Oilfield Review, Copyright 2011 Schlumberger.

En el diagrama de la figura 37, las lutitas petrolíferas de la formación Green River aparecen resaltadas en los óvalos azules punteados. Las del Miembro Parachute Creek (cuadrados verdes) poseen bajo contenido de minerales de la arcilla, en tanto que las lutitas petrolíferas del Miembro Garden Gulch (puntos rojos) son más ricas en minerales de la arcilla. Las líneas grises subdividen el triángulo en regiones composicionales.⁶¹

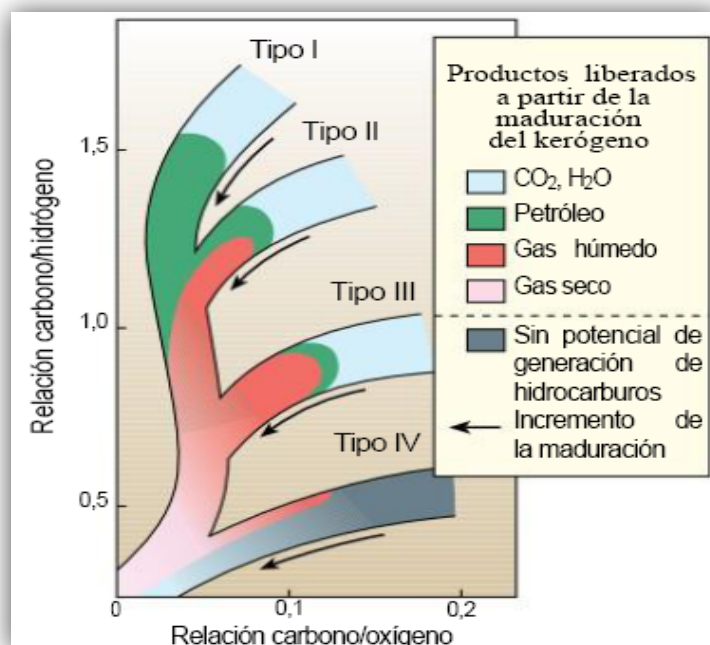
La composición del material posee poco efecto sobre el rendimiento petrolífero, pero puede incidir en el proceso de calentamiento. Los minerales de la arcilla contienen agua, lo que puede afectar la cantidad de calor requerido para convertir el material orgánico en petróleo. Con la aplicación de calor, las lutitas carbonatadas generan CO₂ adicional que debe ser considerado en cualquier programa de desarrollo de lutitas.

Intercalado entre los granos de estas rocas se encuentra el kerógeno; material orgánico insoluble, parcialmente degradado, que aún no ha madurado lo suficiente para generar hidrocarburos. El kerógeno contenido en las lutitas petrolíferas se origina fundamentalmente en los restos de algas lacustres y marinas, contiene cantidades secundarias de esporas, polen, fragmentos de plantas herbáceas y leñosas y restos de otras clases de flora y fauna marina, terrestre y lacustre.

Los diferentes materiales orgánicos generan diferentes tipos de kerógenos. Cuando están expuestos a calor y presión, cada tipo de kerógeno es más propenso a generar productos específicos: petróleo, gas húmedo, gas seco y elementos no hidrocarbúricos. Durante el proceso de soterramiento y maduración, el kerógeno pasa a través de una gama de temperaturas y presiones. El tipo de kerógeno incide en la clase de hidrocarburo que producirá cuando madure térmicamente los kerógenos contenidos en las lutitas petrolíferas corresponde a las clasificaciones en Tipo I y Tipo II.

⁶¹ https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/01_extraccion.pdf

Figura 38: Maduración del Kerógeno.



Fuente: Boyer C, Kieschnick J, Suárez Rivera R, Lewis RL, Waters G: "Producción de gas desde su origen," Oileld Review.

Los kerógenos Tipo I y Tipo II (figura 38), en la mayoría de las lutitas petrolíferas, aún no exhiben una maduración suficiente como para generar hidrocarburos. A medida que estos kerógenos maduran normalmente a través del proceso de sepultamiento geológico y del incremento del calor asociado con éste se transforman en petróleo, y luego con más calor, se convierten en gas. Los métodos que aceleran el proceso de maduración están diseñados para controlar la entrada de calor y en consecuencia, producen el tipo de hidrocarburo deseado solamente.⁶²

Los kerógenos térmicamente inmaduros contenidos en las lutitas petrolíferas experimentaron procesos de diagénesis en condiciones de baja temperatura, pero ninguna modificación posterior. Algunas otras lutitas ricas en

⁶² ALLIX Pierre, BURNHAM Alan, FOWLER Tom, HERRON Michael, KLEINBERG Robert, SYMINGTON. Extracción del petróleo contenido en las lutitas. Artículo publicado en Oileld Review, Copyright 2011 Schlumberger.

materia orgánica pueden haber alcanzado la madurez térmica pero aún no han expulsado todos sus productos de petróleo líquidos.

Bajo los esquistos bituminosos se reúnen las rocas arcillosas, las arcillas esquistosas, las rocas de silt y también las calizas con un contenido elevado (mayor de 10%) en material orgánico de origen vegetal y animal.

Para situaciones donde ocurre inicio de orogenia o eventos tectónicos, el ambiente de algas pantanoso se interrumpe y cesa la acumulación de pizarra bituminosa.

El proceso de transformación del material orgánico a petróleo se da en dos fases:

1. **DIAGÉNESIS:** es la primera fase donde hay una conversión de la materia orgánica a kerógeno. Durante esta transformación a baja temperatura el oxígeno, nitrógeno y azufre son eliminados.

La acumulación sobre el pantano algal convierte la materia orgánica a kerógeno a través de los siguientes procesos:

- Compactación, debido al peso de los sedimentos en el carbón que aplana la materia orgánica.
- Remoción de agua contenida en la turba entre los fragmentos de planta.
- Con compactación al vuelo, remoción de agua de la estructura inter-celular de las plantas fosilizadas.
- Con calor y compacción, remoción de agua molecular.
- Metanogénesis: es la formación de metano por microbios, a partir del metabolismo de estos organismos, el metano producido, remueve hidrógeno y algo de carbón, así como oxígeno.
- Deshidratación, que remueve grupos hidroxilos de la celulosa y otras moléculas de plantas, resultando en la producción de carbón con niveles de hidrógeno reducidos.

2. CATAGÉNESIS: ocurre la transformación completa a petróleo, con una exposición prolongada a temperaturas en el rango de 122°F a 392°F y profundidades entre 4.000 a 9.800 pies. Las propiedades catalíticas de la lutita (Shale) que contiene al kerógeno contribuyen a la transformación.

Los Oil Shale no han madurado térmicamente más allá de la diagénesis debido a su relativa profundidad somera. Ha tomado algún grado de maduración, pero no suficiente para convertir el kerógeno a petróleo. Los Oil Shale de Green River - Colorado, han madurado hasta la etapa en que se han formado hidrocarburos heterocíclicos y predominan las parafinas hasta en un 10% (el rango de hidrocarburos que incluye gasolina natural). A modo de comparación, el petróleo convencional puede contener hasta un 40% de gasolina natural. Una tasa de kerógeno/carbón (1:6) es un factor significativo en términos de rendimiento de combustibles de alta calidad. Un contenido de nitrógeno entre 1% a 3%, puede ser un problema en términos de producir combustibles estables (el petróleo típicamente contiene menos del 0.5% de nitrógeno).

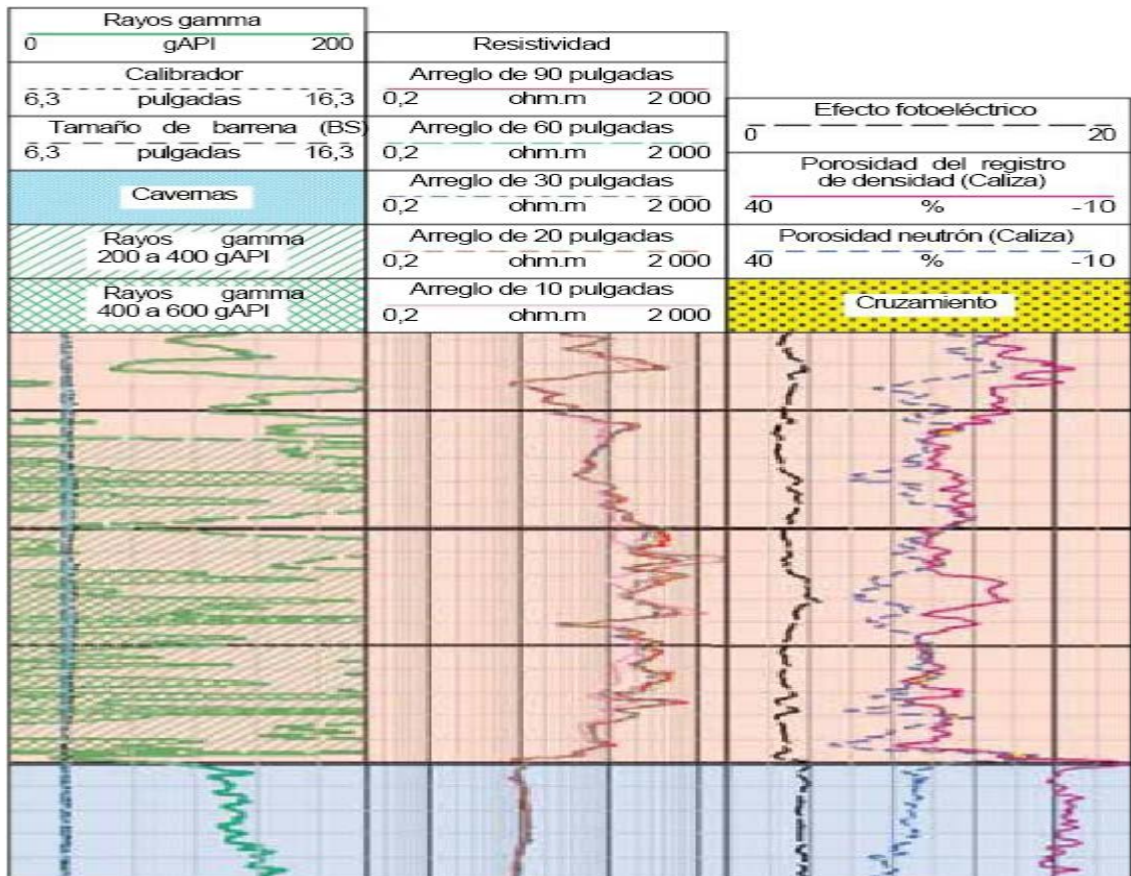
5.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

5.3.1. Datos petrofísicos.

Los principales datos utilizados para los análisis petrofísicos de las formaciones de lutitas son los mismos que los utilizados para los análisis de yacimientos convencionales: rayos gamma, resistividad y datos acústicos; con el agregado de datos de espectroscopia de captura de neutrones. De la misma manera que los pozos convencionales de petróleo y gas tienen indicadores de producción, las lutitas con potencial de producir hidrocarburos muestran

características específicas que las diferencian de las lutitas con poco o ningún potencial.⁶³

Figura 39: Prospección registro de pozos de Oil Shale.



Fuente: Boyer C, Kieschnick J, Suárez-Rivera R, Lewis RE y Waters G: "Producción de gas desde su origen," OileldReview.

En la figura 39 se presenta la Prospección con datos de registros existentes. Los últimos 50 pies de este registro abarcan una lutita convencional (sombreado azul). El rayo gamma (carril 1) lee menos de 150 °API. La resistividad (Carril 2) es baja y tiene un valor estable. Las porosidades de los registros de densidad y neutrón (Carril 3) están separadas y muestran poca variabilidad. En comparación con la lutita convencional, la sección de lutita orgánica (sombreado rojo) tiene mayores

⁶³http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/ESQUISTOS_BITUMINOSOS
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/01_extraccion.pdf

lecturas de rayos gamma, valores de resistividad más elevados y variables, y mayores valores de porosidad del registro de densidad; la porosidad neutrón tiene un mayor grado de variabilidad. La porosidad neutrón a menudo es menor en las lutitas orgánicas debido a que éstas tienen un menor volumen de agua ligada.

Los análisis petrofísicos de las lutitas comienzan con una de las mediciones más básicas: el registro de rayos gamma, el cual puede proporcionar uno de los primeros indicadores de la presencia de lutitas ricas en contenido orgánico. La materia orgánica generalmente contiene mayores niveles de elementos con radiación natural: torio, potasio y uranio; en comparación con los minerales de los yacimientos convencionales. Debido a que éstas tienen una mayor concentración de materia orgánica que otros sedimentos, las lutitas ricas en contenido orgánico a menudo muestran valores de rayos gamma mayores a 150 °API. Los petrofísicos utilizan los valores elevados de rayos gamma para identificar las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico; sin embargo, algunas formaciones del cretácico, mesozoico y era terciaria pueden no mostrar esta particularidad.

Las lutitas convencionales muestran una separación uniforme entre las mediciones de porosidad de la densidad y la porosidad neutrón.

Las lutitas ricas en contenido orgánico con potencial para la producción de hidrocarburos, muestran mayor variabilidad, mayor porosidad derivada del registro de densidad y menor porosidad neutrón. Esta respuesta se debe en parte a la presencia de gas en la roca, la cual disminuye el índice de hidrógeno y la porosidad neutrón resultante. En una lutita orgánica también puede darse una menor porosidad neutrón debido al menor contenido de minerales arcillosos en las lutitas orgánicas en comparación con las lutitas típicas.

En cuanto a la medición de porosidad del registro de densidad, el material constituyente que conforma las lutitas generalmente tiene mayores densidades aparentes que las rocas de yacimientos convencionales tales como areniscas o calizas. En contraste, el kerógeno tiene una densidad aparente mucho menor (1,2

g/cm³) que la de las areniscas o calizas y su presencia puede llevar al cálculo de una mayor porosidad.

Para calcular correctamente la porosidad a partir del registro de densidad en una lutita, se debe conocer la densidad de grano de la roca en cuestión. La densidad de grano se deriva principalmente de la herramienta de espectroscopia de captura elemental (ECS). La herramienta ECS también proporciona una estimación del kerógeno para la corrección de la densidad de grano.

Las principales respuestas de la herramienta de espectroscopia incluyen silicio [Si], calcio [Ca], hierro [Fe], sulfuro [S], titanio [Ti], gadolinio [Gd] y potasio [K].

Junto con los datos de mineralogía, las mediciones de espectroscopia proporcionan información acerca del tipo de arcilla. El cual se usa para predecir la sensibilidad a los fluidos de fracturamiento y para comprender las características de fracturación de la formación. El contacto con el agua producirá que algunas arcillas se hinchen, lo cual inhibe la producción de gas y genera una gran cantidad de problemas operativos. La esmectita es la arcilla hinchable más común. La sensibilidad a los fluidos puede ser inferida a partir del tipo de arcilla, pero las pruebas en los núcleos extraídos del yacimiento proporcionan información más precisa.

Además de indicar la sensibilidad a los fluidos, el tipo de arcilla es un indicador de rocas dúctiles, y que por lo tanto no se fracturan con facilidad. Las lutitas dúctiles son más propensas a incorporar propano. Otros tipos de lutitas son más quebradizas y se fracturan con mayor facilidad. La presencia de illita es favorable para el fracturamiento hidráulico debido a que a menudo es un indicativo de rocas quebradizas que no reaccionan con el agua. La presencia de esmectita generalmente indica arcillas dúctiles.

5.3.2. Análisis geoquímico⁶⁴

Para identificar las lutitas que tienen potencial de producción, los geólogos buscan propiedades geoquímicas específicas, que generalmente se obtienen de datos de núcleos. Algunas de las propiedades se pueden medir con sensores de fondo de pozo; sin embargo, los petrofísicos perfeccionan y caracterizan las mediciones de fondo de pozo calibrando los datos de registros con los datos de núcleos.

Las propiedades geoquímicas necesarias para caracterizar adecuadamente los recursos en lutitas incluyen carbono orgánico total (TOC), volumen y capacidad de gas, madurez térmica, permeabilidad y mineralogía, una lutita orgánica, por definición, tiene que tener carbono orgánico y el TOC determina el potencial de recursos de una lutita. Las rocas con mayores valores del TOC son más ricas en materia orgánica. Los objetivos de la exploración tienen valores de TOC en el rango general de 2% a 10%. Las rocas con valores del TOC superiores de 10% generalmente son demasiado inmaduras para su desarrollo.

El carbono total en una muestra de lutita incluye carbono orgánico e inorgánico. Para cuantificar el carbono orgánico se usa la técnica de la combustión.

5.3.3. Volumen y capacidad del gas.

El gas se encuentra adsorbido en la superficie del kerógeno en la lutita y también distribuido libremente en las porosidades primaria y secundaria. El volumen total de gas en sitio (GIP) es la combinación del gas adsorbido y el gas libre.

Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, a medida que se produce el gas libre y se reduce la presión en los poros, el gas absorbido será liberado, o desorbido, desde la superficie del kerógeno. Sin embargo, las investigaciones recientes indican que la desorción también es una función del tamaño de poro de

⁶⁴ALEXANDER Tom, BAIHLY Jason, BOYER Chuck, WATERS George, JOCHEN Valerie, CALVEZ Joel, LEWIS Rick, MILLER Camron, THAELE John, TOELLE Brian. Revolución del gas de lutitas. Artículo publicado en Oileld Review, Copyright 2011 Schlumberger

la lutita, el cual ha de ser tenido en cuenta por los científicos cuando ellos estiman el potencial de los recursos.

Tabla 14: Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos.

Carbono orgánico Total (TOC), % en peso	Potencial de los recursos
<0,5	Muy pobre
0,5 a 1	Pobre
1 a 2	Medio
2 a 4	Bueno
4 a 10	Muy bueno
>10	Desconocido

5.3.4. Madurez térmica

La madurez térmica es una función de la historia depositacional. A medida que el kerógeno se expone a temperaturas cada vez más elevadas a lo largo del tiempo, la vitrinita, material de la pared celular y tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca, experimenta alteraciones irreversibles y desarrolla mayor reflectancia. La medición de la reflectancia de la vitrinita (R_o) se desarrolló originalmente para clasificar la madurez del carbón.

La reflectancia (R_o) se determina mediante mediciones con microscopio de la reflectividad de por lo menos 30 granos de vitrinita de una muestra de roca: los valores generalmente varían de 0% a 3%.

Las mediciones mayores que 1,5% son un signo de rocas madres generadoras de gas seco, un indicador positivo de lutitas gasíferas. Los valores de R_o entre 0,6% y 0,8% indican petróleo y entre 0,8% y 1,1% indican gas húmedo. Inicialmente, el petróleo y el condensado se consideraban indicadores negativos para el desarrollo de lutitas; sin embargo, algunos operadores han tenido éxito produciendo petróleo y condensado de lutitas y en estos casos los valores de (R_o) más bajos pueden ser considerados como indicadores positivos. Un valor de reflectancia menor que 0,6% es un indicador de kerógeno inmaduro, que no ha sido expuesto a las

condiciones térmicas suficientes durante un período de tiempo adecuado para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos.

5.3.5. Permeabilidad

Una de las propiedades más difíciles de cuantificar cuando se caracteriza a las lutitas es la permeabilidad al gas, la cual puede variar de 0,001 a 0,0000001 mD.

La permeabilidad es una función de la porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburo y de la mineralogía. Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades de cientos de milidarcies, varios órdenes de magnitud más que las observadas en las lutitas. La permeabilidad de las rocas convencionales se mide forzando un fluido a pasar a través de los núcleos y midiendo el volumen y la velocidad de los fluidos a medida que pasan a través de la muestra.

La permeabilidad del yacimiento también puede ser estimada mediante pruebas de inyección de nitrógeno de corta duración y el subsiguiente análisis de caída de presión. Estas pruebas proporcionan la permeabilidad del sistema y toman en cuenta no sólo la permeabilidad de la matriz sino también la influencia de las fracturas naturales.

5.3.6. Mineralogía

Las lutitas pueden tener mezclas complejas de minerales y el éxito o el fracaso de un recurso potencial dependen de la concentración relativa de los constituyentes. Las muestras de núcleos pueden proporcionar una gran cantidad de información sobre la geoquímica y la mineralogía, pero están limitadas a la ubicación específica de donde se extrajeron las muestras.

La mineralogía se determina más frecuentemente a partir de los datos petrofísicos adquiridos con herramientas de registros de fondo de pozo, los cuales se calibran con los datos de núcleos.

5.4. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN

5.4.1. El Oil Shale en la Industria

El aceite de esquisto se ha utilizado como combustible y como una fuente de aceite en pequeñas cantidades durante muchos años, algunos países que poseen importantes recursos de Oil Shale, actualmente producen petróleo de esquistos bituminosos en un nivel comercial significativo. Debido a que históricamente, el costo del aceite asociado a esquisto ha sido significativamente mayor que el petróleo convencional esto ha inhibido el desarrollo de mejores tecnologías que podrían reducir su costo de extracción.⁶⁵

Los precios relativamente altos para el petróleo convencional en los años 1970 y 1980 estimularon el interés y permitieron el surgimiento de cierto tipo de tecnología que permitía el desarrollo de petróleo de esquisto, pero los precios del petróleo cayeron con el tiempo y las principales actividades de investigación y desarrollo cesaron en su mayoría. Actualmente, los precios del crudo han subido de nuevo hasta niveles que pueden hacer que la producción de la pizarra bituminosa sea comercialmente viable y tanto los gobiernos como la industria están interesados en seguir el desarrollo de petróleo de esquisto bituminoso como **una alternativa al petróleo convencional.**

Las dos principales tecnologías habilitantes que han convertido en rentables a las extensiones productivas de lutitas son la perforación de pozos horizontales de alcance extendido y la estimulación por fracturamiento hidráulico de múltiples etapas.

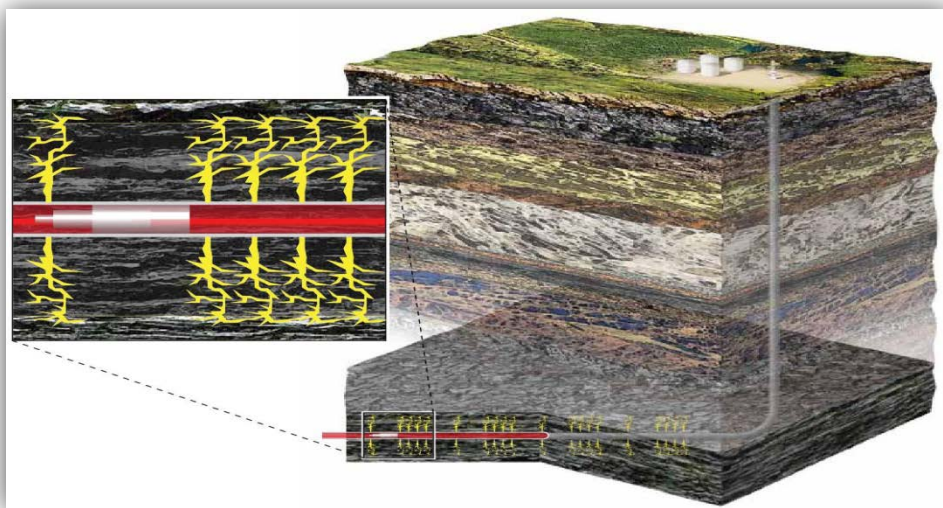
⁶⁵CARRILLO BARANDIARÁN Lucio. Esquistos bituminosos “Oil Shale”. Oficina de estudios económicos Osinergmin. Lima, junio 2011.

5.4.2. Fracturamiento hidráulico.

En Estados Unidos se ha desarrollado la técnica del fracturamiento hidráulico figura 40, el cual consiste en hacer perforaciones para penetrar en la formación que contiene la roca madre, de baja permeabilidad, y luego producir múltiples fracturas en su interior mediante la introducción de agua gelificada a alta presión junto con arenas diseñadas especialmente para mantener las fracturas abiertas y así facilitar el paso del aceite para que fluya a la superficie. Para este procedimiento se requieren grandes equipos de bombeo y enormes volúmenes de agua, del orden de millones de litros por pozo.

Las fracturas se producen desde el pozo de inyección y se extienden horizontalmente centenares de metros, hasta la roca madre de abajo, que soporta el sedimento. Así se logra la fluencia y el ascenso del hidrocarburo hacia el pozo de inyección. Los costos de la extracción son tan elevados como la presión del agua que rompe la formación (la presión es de unos 41.000 kilopascales). La perforación horizontal extiende las fracturas hasta más de 1.000 m del pozo. En hileras paralelas se van abriendo más pozos, cada uno hasta 2.000 m de profundidad.

Figura 40 : fracturamiento Hidraulico.

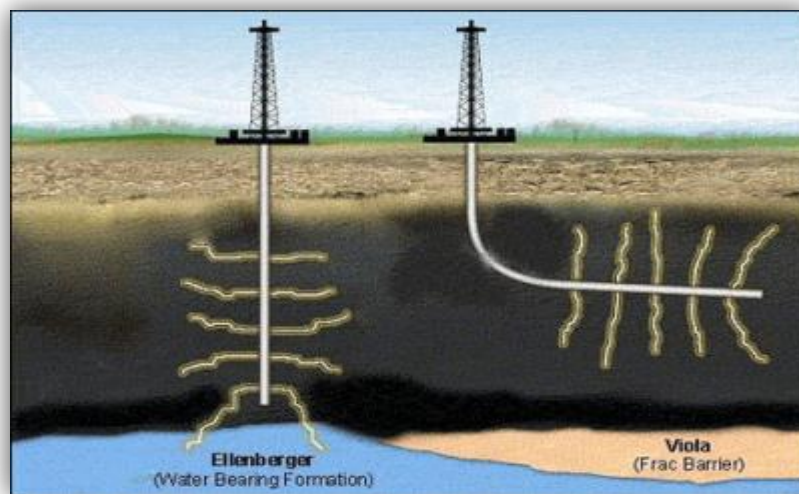


Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/aut11/04_revolucion.pdf

Mediante múltiples perforaciones de pozos verticales u horizontales "que navegan" dentro de la formación" se consigue transformar una capa del subsuelo de hasta 100 metros de espesor que dota de conductividad al gas y al petróleo, para fracturar cada pozo es necesario introducir una cantidad abundante de agua.

El agua abre fracturas (figura 41) y la presión de accionamiento se extiende profundamente en las fracturas de la unidad de roca. Cuando se deja de bombear fluido las fracturas se cierran rápidamente y de forma automática y el agua es empujada de nuevo en el pozo y posteriormente retorna a superficie.

Figura 41: Fracturas en pozos horizontales y verticales.



Fuente: <http://www.petroguia.com/pub/?q=sites/default/files/imagecache/400xY/Shale-gas.jpg>

Los productos químicos que se añaden a menudo al agua usada en el fracturamiento hidráulico sirven para una variedad de propósitos:

- Dar viscosidad al agua convirtiéndola en un gel que será más eficaz en la apertura de las fracturas y llevará agentes de sostén de profundidad en la unidad de roca.
- Reducir la fricción.
- Mantener los fragmentos de roca en suspensión en el líquido.

- Evitar la corrosión de los equipos.
- Controlar las bacterias.
- Controlar el pH.

El fluido que retorna a la superficie es una mezcla del agua de inyección y el agua que ocupa los espacios porosos y que ha estado atrapada en la unidad de roca durante millones de años, además contiene sustancias químicas que incluyen algunas especies radiactivas que se usan para verificar la trazabilidad más los metales pesados y otras sustancias. El agua de los poros es generalmente una salmuera con cantidades significativas de sólidos disueltos, como es obvio, esto obliga a realizar un tratamiento especial de esas aguas que retornan contaminadas, ya sea con fines de reinyección, vertimiento a cuerpos de agua o cualquier otra forma de disposición, lo que incide también en los costos de extracción.

Las perforaciones son cementadas, encamisadas y la fractura se hace a miles de metros (entre 2.000 y 5.000 m), es decir por debajo de los acuíferos que estarían a una profundidad máxima de 400 m. No obstante, como las formaciones bituminosas se encuentran en distintas profundidades, es importante realizar estudios y definir aquellas que no entrañan riesgos.

5.4.3. Oil Shale: minería y procesamiento

Para la recuperación de los hidrocarburos no convencionales se debe hacer uso de tecnologías diferentes a las usadas para la extracción de petróleo o gas natural convencionales, que se encuentran en cavernas o arenas permeables de donde es relativamente fácil sacarlos y a veces, surgen de modo espontáneo.

La pizarra bituminosa puede ser extraída mediante un proceso minero, que puede ser: **la minería subterránea** utilizando el método de la habitación y pilares o **minería a cielo abierto**.

La lutita, que contiene alrededor de 50 capas de sedimentos marinos someros ricos en materia orgánica alternados con caliza biomicrítica, es explotada con minas a cielo abierto a profundidades de hasta 20 m. En los lugares en que la lutita se encuentra sepultada a más profundidad, a 70 m [230 pies], se accede mediante minas subterráneas. Aproximadamente unas tres cuartas partes de la roca explotada suministran combustible.

Hasta la fecha, casi todo el petróleo extraído de las lutitas petrolíferas de todo el mundo provino de rocas explotadas y luego procesadas en instalaciones de superficie.

Tras la extracción, el aceite de esquisto se transporta a una instalación para la esterilización, un proceso de calentamiento que convierte el kerógeno en petróleo y gas, y separa las fracciones de hidrocarburos de la fracción de mineral.

Extraído el gas, los esquistos son sometidos a pirólisis y destilación para obtener hidrocarburos de tamaño molecular "normal", dejando un residuo de coque. Frecuentemente, hay que fracturar esas rocas con agua a alta presión, en un proceso que se conoce como fracturamiento (fracking) o fracturamiento hidráulico (hydrofracking) (HF). Esta ruptura libera los hidrocarburos, pero a un costo económico y ambiental muy alto. Se inyectan enormes cantidades de agua como solución de variedad de sustancias químicas a muy alta presión, a zonas rocosas que muchas veces deben atravesar napas de agua subterránea.⁶⁶

5.4.4. Conversión de la lutita petrolífera en petróleo de lutita

La transformación de un volumen de roca en un volumen de petróleo recuperable requiere que se cuente con información sobre las propiedades de la lutita petrolífera, tales como contenido y concentración de materia orgánica, que pueden

⁶⁶CARRILLO BARANDIARÁN Lucio. Esquistos bituminosos "Oil Shale". Oficina de estudios económicos Osinergmin. Lima, junio 2011.; https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/01_extraccion.pdf

variar considerablemente dentro de un depósito. Tradicionalmente, a los fines del proceso de pirogenación en la superficie, el contenido de la lutita petrolífera es determinado mediante el método del ensayo de Fischer modificado (Goodfellow et al., 1968), procedimiento que sirve para determinar el rendimiento de petróleo de una muestra de lutita en una retorta de laboratorio siendo el producto final obtenido el aceite contenido en la misma.

Una muestra de 100 g [0,22 lbm] es triturada y tamizada a través de una malla de cedazo de 2,38 mm, calentada en una retorta de aluminio hasta una temperatura de 500°C [930°F] a razón de 12°C/min [22°F/min] y mantenida luego a esa temperatura durante 40 minutos. Los vapores destilados resultantes de petróleo, gas y agua se condensan y luego se separan por centrifugado. Las cantidades obtenidas son los porcentajes en peso de petróleo, agua y residuo de lutita, y el peso específico del petróleo. La diferencia entre el peso de los productos y el peso del material inicial se registra como “gas más pérdida.” El rendimiento petrolífero se indica en litros por tonelada métrica (L/Mg) o galones por tonelada de lutita cruda. Los depósitos de lutitas petrolíferas de interés comercial producen al menos 100 L/Mg (24 galones/tonelada), y algunos alcanzan 300 L/Mg (72 galones/tonelada).

El método de ensayo de Fischer no mide el contenido total de energía de una lutita petrolífera porque los gases, que comprenden el metano, el etano, el propano, el butano, el hidrógeno, el H₂S y el CO₂, pueden tener un contenido significativo de energía, pero no se especifican individualmente. Además, algunos métodos de retorta, especialmente los que proveen calor con diferentes regímenes o para diferentes tiempos, o los que Trituran la roca en forma más fina, pueden producir más petróleo que el producido con el método de ensayo de Fischer. Por lo tanto, el método sólo provee una aproximación del potencial energético de un depósito de lutitas petrolíferas.

5.4.5. Métodos de retorta.

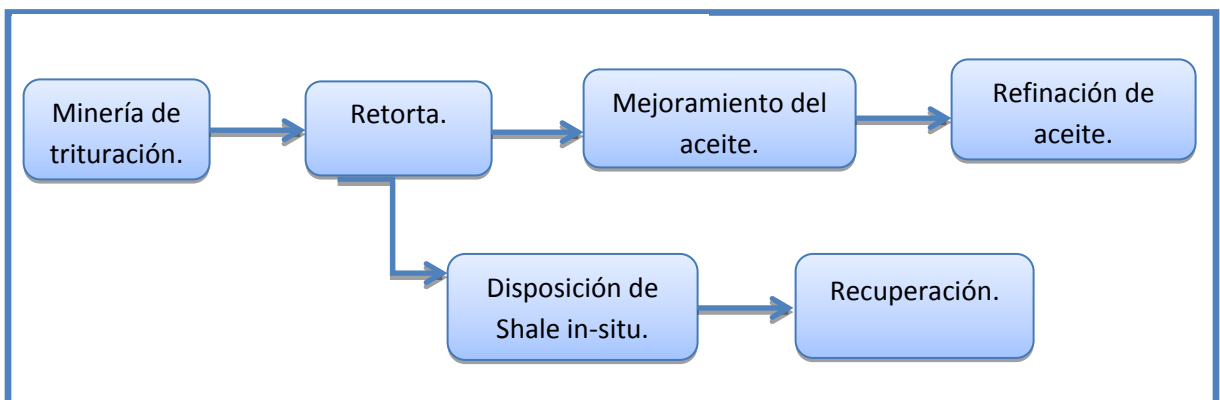
El recipiente en el que tiene lugar la retorta, generalmente es de vidrio, consiste en una vasija esférica con un "cuello" largo inclinado hacia abajo, se usa en la destilación de sustancias del crudo. Después de la esterilización, el aceite debe pasar por un procesamiento adicional antes de que pueda ser enviado a una refinería y el esquisto gastado debe ser desechado.⁶⁷

Retorta de superficie.

Aunque actualmente la minería de trituración es una técnica adecuada para la explotación de aceite de esquisto, no sucede lo mismo con la superficie de retorta pues no ha podido ser aplicada en forma viable comercialmente probablemente para que esto suceda debe haber un mayor desarrollo y ensayo en esta técnica para que llegue a tener éxito a escala comercial.

En general, las retortas de superficie calientan la lutita rápidamente. La escala de tiempo para el proceso de pirogenación está directamente relacionada con el tamaño de las partículas de la lutita, razón por la cual la roca es triturada antes de ser calentada en las retortas de superficie.⁶⁸

Figura 42: Pasos del proceso de minería y retorta de superficie



Fuente. http://ostseis.anl.gov/images/photos/OSTS_Fig2OSProcess-500.gif. Modificado Autor.

⁶⁷ <http://ostseis.anl.gov/guide/oilshale/index.cfm>.

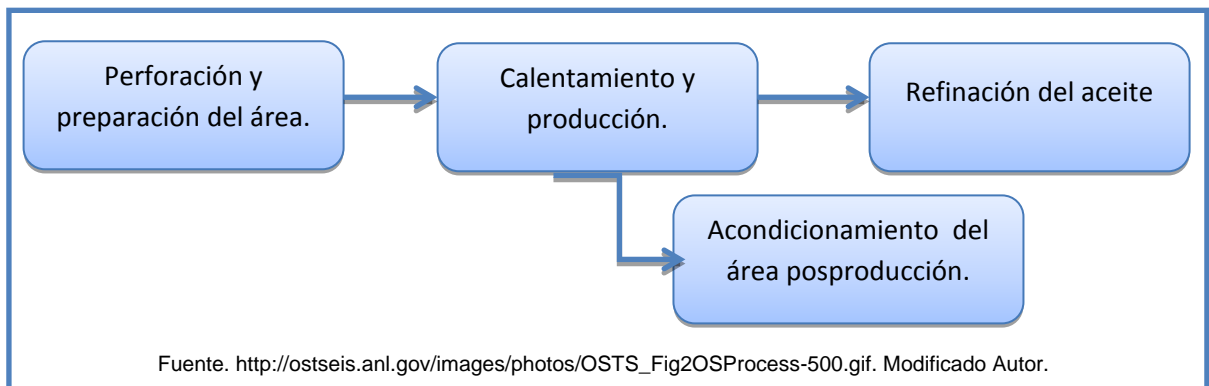
⁶⁸ <http://ostseis.anl.gov/guide/oilshale/index.cfm>

Retorta in situ.

Se está desarrollando un **proceso de conversión in situ (ICP)** para la extracción de Shale Oil. El proceso consiste en calentar el aceite de esquisto subterráneo, con el uso de calentadores eléctricos colocados en profundos agujeros verticales perforados a través de una sección de esquisto bituminoso. El volumen de petróleo de esquisto bituminoso se calienta durante un período de dos a tres años, hasta que llega a 650-700 ° F, temperatura a la cual el aceite se libera de la pizarra. El producto liberado se recoge en los pozos de captación situados dentro de la zona calentada.

Los procesos en sitio calientan la lutita más lentamente. El calentamiento de un bloque de varias decenas de metros de ancho requiere algunos años. No obstante, el calentamiento lento posee ciertas ventajas. La pirogenación se produce a una temperatura más baja, de modo que se necesita menos calor. Además, la calidad del petróleo se incrementa sustancialmente. Las reacciones de coqueo y craqueo que tienen lugar en el subsuelo tienden a dejar los componentes pesados no deseados en el suelo. Por consiguiente, en comparación con el procesamiento de superficie, el método de calentamiento in situ puede producir hidrocarburos líquidos más livianos con menos contaminantes.⁶⁹

Figura 43: Principales procesos de combustión in-situ.



⁶⁹ <http://ostseis.anl.gov/guide/oilshale/index.cfm>.

Durante la conversión en sitio, el subsuelo actúa como un reactor grande en el que la presión y la velocidad de calentamiento pueden diseñarse para maximizar la calidad y la cantidad del producto a la vez que se minimiza el costo de producción. Además de generar un producto superior respecto del procesamiento en superficie, los métodos en sitio producen un impacto ambiental reducido en términos de perturbación de la superficie, requerimientos de agua y manejo de residuos.

5.4.6. Impacto ambiental.

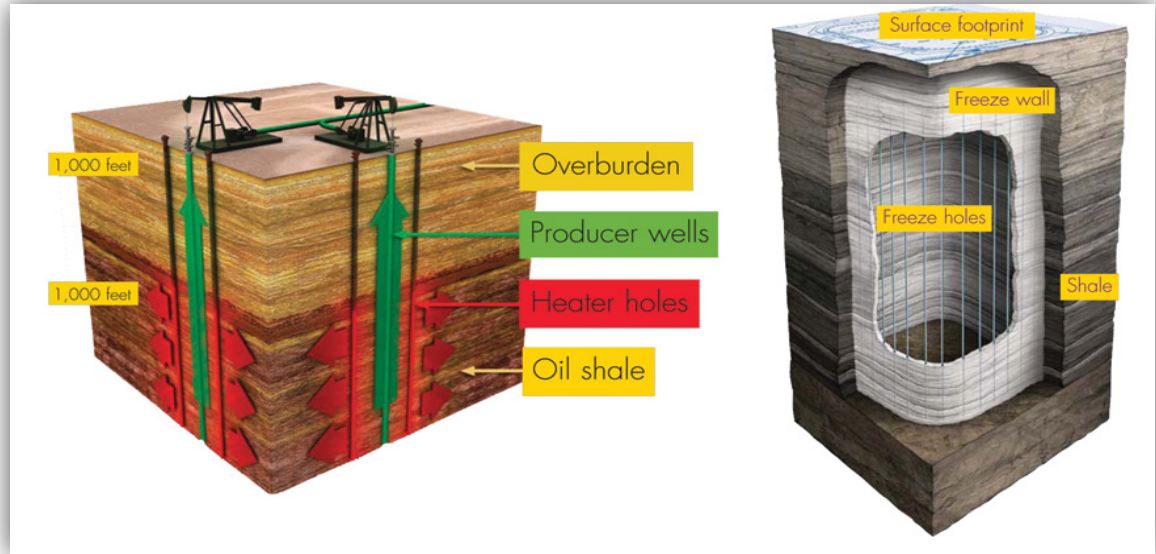
Actualmente la compañía Shell implementa una tecnología denominada “**congelación de pared**” (figura44), la cual genera una barrera subterránea alrededor del perímetro de la zona de extracción. La pared de congelación se crea mediante el bombeo de fluido refrigerado a través de una serie de pozos perforados alrededor de la zona de extracción. La pared de congelación evita que el agua subterránea entre en la zona de extracción, y mantiene los hidrocarburos y otros productos generados por la retorta in-situ aislados impidiendo que salgan del perímetro del proyecto.⁷⁰

Tanto la extracción y el procesamiento de petróleo de esquisto bituminoso implican una variedad de **impactos ambientales**, como el calentamiento global, las emisiones de gases de efecto invernadero, la perturbación de las zonas minadas, los impactos sobre la fauna y la calidad del aire y del agua.

El proceso de combustión in-situ para la extracción de hidrocarburo de los esquistos bituminosos (imagen 44 izquierda), congelamiento de la pared subterránea diseñado con el fin de proteger las aguas subterráneas contra la contaminación (imagen 44 derecha).

Figura 44: Congelación de Pared.

⁷⁰ <http://www.centerwest.org/publications/oilshale/4getitright/1leases.php>



Fuente .http://www.centerwest.org/publications/oilshale/4getitright/images/rddandd_sm.jpg

El desarrollo de una industria comercial de petróleo de esquisto en los EE.UU. también tendría importantes **repercusiones sociales y económicas** en las comunidades locales. De manera especial en el ambiente árido oeste de los Estados Unidos pues en la actualidad, la extracción de petróleo de esquisto y su procesamiento requieren **varios barriles de agua** por cada barril de petróleo producido, aunque una parte del agua se puede reciclar.

5.5. CÁLCULO DE RESERVAS.

Estimar las reservas de pizarra bituminosa es complicado por diversos factores:

1. La cantidad de kerógeno contenido en depósitos de pizarra bituminosa varía considerablemente.
2. Algunas naciones reportan como reservas la cantidad total de kerógeno in situ, y no tienen en cuenta la fracción que realmente puede ser extraída.

3. Por definición, "reservas" se refiere solo a la cantidad de recursos que son económicamente extraíbles por tecnología contemporánea.

4. Las tecnologías para extraer pizarra bituminosa están todavía en etapas de desarrollo, así que la cantidad de kerógeno extraíble puede solo ser estimada.

Para evitar esta confusión, esta sección reporta las reservas de pizarra bituminosa en tres partes, las cuales son presentadas en toneladas métricas (Tn).

Las Reservas de pizarra, son una estimación de la pizarra bituminosa en roca identificada y estudiada que es técnicamente extraíble y económicamente viable bajo las condiciones económicas actuales.

Las Reservas de kerógeno, son una estimación del kerógeno que podría ser extraído de rocas de pizarra bituminosa identificada y estudiada usando la tecnología disponible y bajo las condiciones económicas actuales.

El kerógeno in situ, es una estimación del kerógeno que está presente en recursos de pizarra bituminosa conocida y anticipada, sin importar los factores técnicos o económicos. Esta clasificación es entonces especulativa.

En la tabla 15 se reportan las reservas de Oil Shale basada en la clasificación anterior.

Tabla 15: Estimación de las reservas de pizarra bituminosa (millones de toneladas)

REGIÓN	RESERVAS DE PIZARRA (Tn)	RESERVAS DE KERÓGENO (Tn)	KERÓGENO IN-SITU (Tn)
África	12.373	500	5.900
Asia	20.570	1.100	?
Australia	32.400	1.725	36.985
Europa	54,180	600	12.500
Oriente medio	35,360	4.600	24.600
Norteamérica	3'340.000	80.000	140.000
Suramérica	50.000	400	9.600

Fuente: Consejo Mundial de la Energía, Encuesta WEC de Recursos Energéticos

5.5.1. Evaluación del potencial de petróleo presente en los Oil Shale.

Los métodos existentes para determinar el potencial de hidrocarburo en los Oil Shale mostrados a continuación se basan en estudios de laboratorio básicamente.

5.5.2. Método de balance de materia.

Es el método más acertado y más aceptado para evaluar el potencial de este tipo de yacimientos, relaciona la cantidad de carbono total (TOC), con el índice de hidrogeno (HI).

$$TOC + HI = HIDROCARBURO \text{ TOTAL GENERADO}$$

$$HC \text{ GENERADO} = \frac{TOC}{100} * \rho_F * A * h * R * 10^{-6}$$

TOC: Contenido de materia orgánica (M, g)= TOC/100(wt%)*densidad de la formación (g/cm³)*unidad de volumen (V,cm³)

R: Hidrocarburos generados por grano de carbono orgánico (mg HC/g TOC)

HI: (índice de hidrogeno antes de la generación de hidrocarburo (Hlo. Mg HC/g TOC))-(índice de hidrogeno presente (Hlp, mg HC/g TOC))

HCG: Hidrocarburos generados (kg HC)

ρ_F : Densidad de la formación (g/cm³)

Este método expresa los hidrocarburos generados en kilogramos y también en toneladas.⁷¹

⁷¹Descripción de las diferencias operacionales y petrofísicas que determinan el óptimo drenaje de un yacimiento de Oil Shale comparado con un yacimiento convencional. Tesis de grado. Juan camilo franco mora, Jorge Emilio Estupiñan Sepúlveda Universidad industrial de Santander 2012.

5.5.3. Índice de potencial generador.

SPI, es la máxima cantidad de hidrocarburo que puede ser generada por una columna de la roca madre por cada metro cuadrado.

$$SPI = \frac{h * (S1 + S2) * \rho}{1000}$$

h: espesor

S1+S2: potencial de generación promedio de hidrocarburo (Kg HC/tonelada)

ρ : Densidad de la roca madre (toneladas/m³)

Al conocer el área en metros cuadrados, los hidrocarburos generados se obtienen en toneladas.

5.5.4. Método volumétrico.

Está limitado por la complejidad asociada al cálculo de la saturación de aceite inicial (S_o), el cual involucra estudios en laboratorio para determinar el índice de generación de petróleo (PGI) y la eficiencia de expulsión del petróleo (PEE), esto se debe al que al calentar la materia orgánica parte del hidrocarburo migra de la roca.⁷²

$$PGI = \frac{\text{petroleo generado} + \text{petroleo inicial}}{\text{potencial total de petroleo}} = \frac{[C_K(L + R) - C_K(L + R)_e + C_o]}{C_K(L + R) + C_o}$$

$$PEE = \frac{\text{petroleo expulsado}}{\text{petroleo generado} + \text{petroleo inicial}} = \frac{[C_K(L + R) + C_o] - C_K(L + R)_e + C_{oe}}{[C_K(L + R) - C_K(L + R)_e + C_o]}$$

C_o : Petróleo inicial

C_{oe} : Petróleo residual

⁷² Descripción de las diferencias operacionales y petrofísicas que determinan el óptimo drenaje de un yacimiento de Oil Shale comparado con un yacimiento convencional. Tesis de grado. Juan camilo franco mora, Jorge Emilio Estupiñan Sepúlveda Universidad industrial de Santander 2012.

$C_K(L + R)$: Kerógeno reactivo, porciones inestables (L) y refractarias(R)

$C_K(L + R)_e$: Kerógeno reactivo residual, porciones inestables (L) y refractarias(R)

La expulsión del petróleo generado depende de su generación a partir del kerógeno y de su movimiento dentro de la roca madre.

Los volúmenes de aceite generados durante los procesos para hallar PGI y PEE, son usados para calcular la saturación máxima de aceite en el volumen poroso.

$$S_o = \frac{V_o * 100}{V_p}$$

S_o : Saturación de aceite

V_o : Volumen específico del aceite generado.

V_p : Volumen específico de poro.

Con la saturación de aceite es posible calcular las reservas aplicando la ecuación:

$$OOIP = \frac{7758 * A * h * S_o}{B_{oi}}$$

5.5.5. Modelo propuesto por El Bambi.

El Bambi en 1998 propuso un método para evaluar el OOIP y el área de drenaje en la matriz con doble porosidad para yacimientos de Tight Gas que posteriormente fue usado para Oil Shale.

Las ecuaciones permiten evaluar el OOIP y el área de drenaje de la longitud de la fractura requerida.⁷³

$$OOIP = \frac{19,91 * \sqrt{(t_{ehs})} * (1 - S_w)}{c_t m_4}$$

⁷³ El-bambi, A:H: analysis of Tight Gas Wells. PhD. Dissertation, college Station Texas A&M University. 1998.

$$\sqrt{(k_m)A_{cm}} = \frac{125,1 * \beta * \mu}{\sqrt{(\phi\mu c_t) * m_4}}$$

$$y_e = 0,1591 \sqrt{\frac{t_{ehs}k_m}{(\phi\mu c_t)}}$$

k_m : Permeabilidad de la matriz, mD

A_{cm} : Área de drenaje de la matriz en el sistema de fractura, ft²

OOIP, petróleo original in situ, Bbls

B_{oi} : Factor volumétrico inicial de aceite, rbl/stb

(t_{ehs}): Tiempo final de la línea recta en el grafico especializado de la raíz cuadrada del tiempo, días.

c_t . Compresibilidad total

m_4 . Pendiente de la recta que pasa por el origen del gráfico de la raíz cuadrada.

y_e : Longitud media de la fractura hidráulica, ft

L : Espaciamiento de la fractura hidráulica.

S_w : Saturación de agua, fracción

ϕ : Porosidad, fracción

5.5.6. Metodología para el cálculo de reservas.

La ANH generó una ecuación a partir de hipótesis para evaluar la cantidad de recursos de Oil Shale en las cuencas de Colombia, la cual permite evaluar el potencial in situ de este recurso no convencional.

Ecuación:⁷⁴

$$OSOIP = 6,2905 * 10^{-9} * h * A * f_A * \rho * S_2P * \frac{1}{\rho_{HC}}$$

OSOIP: Oil Shale Original in situ (MMbbl).

h : Espesor de las Unidades de Oil Shale (m).

A: Área de Shale (m^2).

f_A : Factor de Ponderación del Área del Depósito (m^2/m^2)

ρ: Densidad total de la Roca (g/cm^3).

S_{2P} : Hidrocarburos Generados por Destilación del kerógeno contenido de Hidrocarburos (ρ_{HC}/g_{Roca})

ρ_{HC} : Densidad de la roca Oil Shale (g/cm^3).

HIPÓTESIS

La información litológica disponible fue depurada para identificar las áreas representativas de Shale con materia orgánica en las cuencas del país. Posteriormente estas áreas fueron afectadas por un factor de ponderación que reduce la incertidumbre respecto a presencia efectiva de Oil Shale bajo las siguientes hipótesis.

Hipótesis 1

La relación entre el área total de control, definida mediante los muestreos y el área aflorante de Shale por cuenca, es un factor representativo del área potencial

⁷⁴ Earth Sciences Research Journal, Volume 16, Special Issue, April, 2012

efectiva de Oil Shale tanto en superficie como en profundidad. La siguiente expresión ilustra esta hipótesis:

Ecuación:

$$f_A = \frac{\text{Área Total de Control}}{\text{Área Total de Shale}}$$

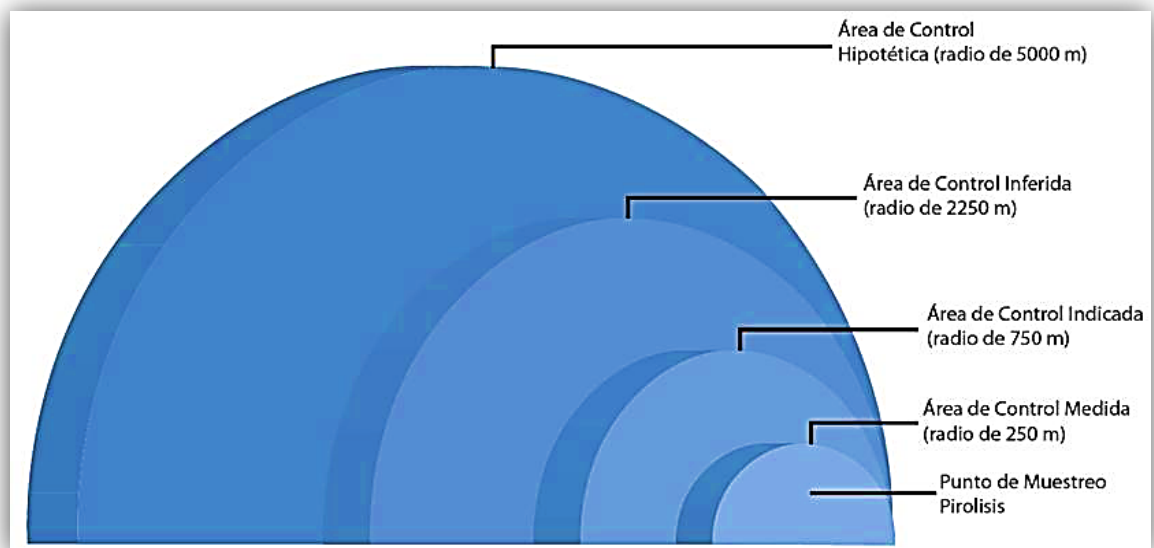
Hipótesis 2

El área total de control será significativa si el contenido de TOC favorece escenarios comerciales. Se considera que esto ocurre si los valores de TOC del kerógeno presentan un valor ($\geq 4\%$).

Hipótesis 3

Es necesario evaluar diferentes condiciones representativas respecto a las áreas de control figura 45, se puede generar áreas de evaluación del recurso partiendo de radio de evaluación de 250 m hasta áreas Hipotéticas (radio de evaluación de 5000 m). La Figura 45 ilustra los escenarios que deben ser evaluados.

Figura 45: Escenarios de evaluación para cálculo de reservas.



Fuente: <http://www.anh.gov.co>

5.6. ESTADÍSTICAS MUNDIALES Y NACIONALES.

5.6.1. Recursos de Oil Shale

Los depósitos de lutitas petrolíferas están ampliamente distribuidos por todo el mundo; existen cientos de depósitos en más de 30 países. Muchas formaciones se encuentran a profundidades que trascienden las capacidades de la minería o en entornos ambientalmente frágiles.

Depósitos significativos de lutitas petrolíferas. La mayoría de los recursos conocidos de petróleo de lutita de alta calidad se encuentran en los países presentados en la figura 46.

Figura 46: Recursos de Oil Shale en el mundo.



Fuente: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/01_extraccion.pdf

La explotación minera de las lutitas petrolíferas también existe desde hace muchos años en China, ya que la producción de petróleo de lutita comenzó en la década de 1920. En el área de Fushun, junto con el carbón se explotan extensas

capas de lutita cuyo espesor oscila entre 15 y 58 m (49 y 190 pies); ambos provienen de los depósitos lacustres de edad Eoceno. El total del recurso constituido por las lutitas petrolíferas de Fushun se estima en $3,3 \times 10^9$ Mg (3.600 millones de toneladas). En el año 1.995, la capacidad de producción de petróleo de lutita en Fushun ascendía a $66.000 \text{ m}^3/\text{año}$ (415.000 bbl/año).

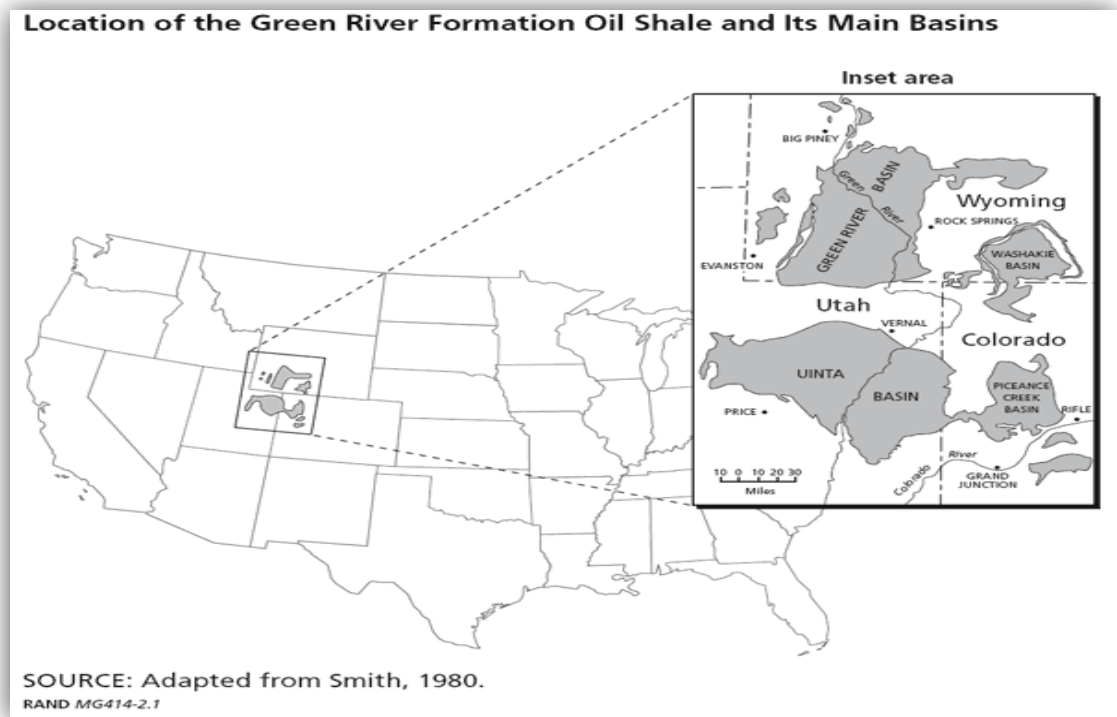
Brasil comenzó a desarrollar una industria de explotación minera y procesamiento de lutitas petrolíferas en la década de 1960. La compañía petrolera nacional, Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras), estableció la Unidad de Negocios de Industrialización de Lutitas (SIX) para explotar los numerosos y extensos depósitos de lutitas petrolíferas del país. La formación Irati, que aflora extensivamente en el sur de Brasil, contiene un volumen de reservas superior a $1,1 \times 10^8 \text{ m}^3$ (700 millones de bbl) de petróleo y $2,5 \times 10^{10} \text{ m}^3$ (880.000 MMpc) de gas. Las instalaciones de superficie de São Mateus do Sul, en el estado de Paraná, cuentan con una capacidad de procesamiento de 7.100 Mg (7.800 toneladas de lutita por día para la producción de fuel oil, nafta, gas licuado de petróleo (LPG), gas de lutita, azufre y aditivos para asfalto.

Según una estimación conservadora y teniendo en cuenta que las lutitas petrolíferas no han sido el objetivo de los esfuerzos de exploración modernos los recursos mundiales de petróleo de lutita totalizan aproximadamente $5,1 \times 10^{11} \text{ m}^3$ (3,2 trillones de bbl). Se estima que más del 60% de este volumen aproximadamente $3 \times 10^{11} \text{ m}^3$ (2 trillones de bbl) se localiza en EUA.

Mientras que el aceite proveniente de lutita se encuentra en muchos lugares del mundo, los mayores yacimientos se encuentran en los Estados Unidos (figura 47) en la **Formación del Río Verde**, que abarca las zonas de Colorado, Utah y Wyoming. Las estimaciones de los recursos petrolíferos dentro de la Formación del Río Verde se encuentran en un intervalo de 1,2 a 1,8 billones de barriles. No todos los recursos existentes son recuperables; sin embargo, una estimación moderada calcula una cifra de **800 mil millones de barriles** de petróleo

recuperable de esquisto de petróleo en la Formación del Río Verde lo cual corresponde a tres veces las reservas probadas de petróleo de Arabia Saudita. Actualmente la demanda de EE.UU. para los productos derivados del petróleo es de unos 20 millones de barriles por día. Si el aceite de esquisto pudiera ser utilizado éste podría satisfacer una cuarta parte de esa demanda, y la cifra estimada alrededor de 800 millones de barriles de petróleo recuperable duraría más de 400 años.

Figura 47: Formación tipo Oil Shale



Fuente: http://ostseis.anl.gov/images/photos/OSTS_Map1-600.gif

Más del 70% de la superficie total de la pizarra bituminosa en la formación del Río Verde, incluyendo los depósitos de esquisto de petróleo más ricos, se encuentran en **tierras de propiedad federal**. Así, el gobierno federal controla directamente el acceso a las zonas más atractivas del mercado con recursos de aceite de esquisto.

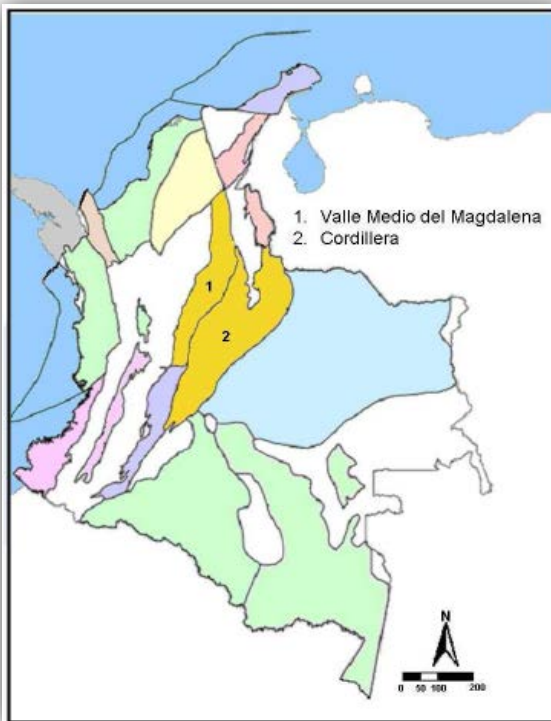
Tabla 16: Cuencas de Oil Shale en Estados Unidos.

Cuentas de esquistos en EEUU	Producción estimada en 2009 (bcm)	% producción en EEUU	Recursos recuperables
Barnett (Texas)	45	7,8%	1080
Fayetteville (Arkansas)	14	2,4%	1350
Haynesville (Louisiana)	9	1,5%	810
Woodford (Oklahoma)	5	0,8%	3510
Marcellus (WV, PA, NY)	2	0,3%	5400
Otros	8	1,4%	0
Total EEUU	84	14,4%	12150
Montnet (Canadá)	6		3510
Horn River (Canadá)	1		2700

Fuente: <http://www.deloitte.com>

5.6.2. Potencial de recursos de Oil Shale en Colombia.

Figura 48: recursos de Oil Shale en Colombia

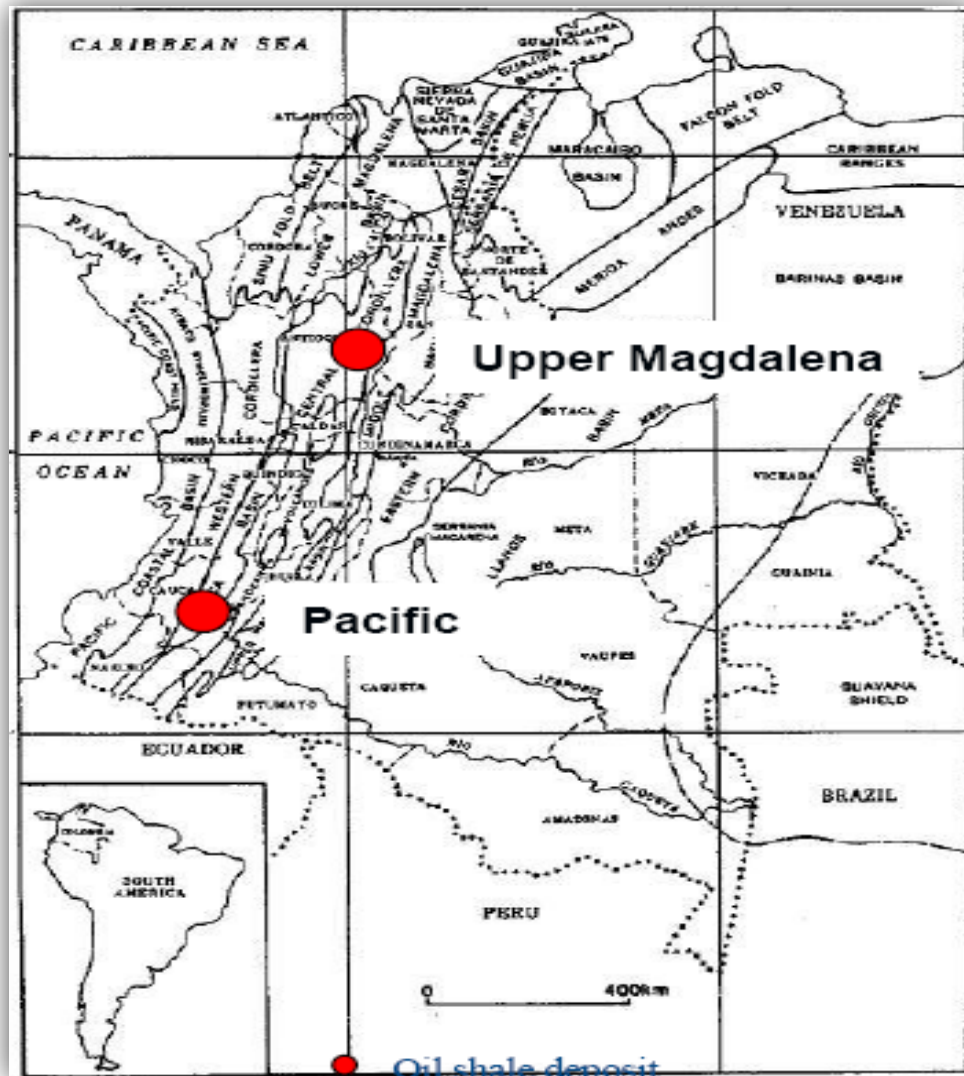


Fuente: http://www.cocme.org/ac/images/stories/evento_hnc/memorias/4.vera.pdf.

Cuencas como el Valle Medio del Magdalena, Cordillera y Valle Superior del Magdalena presentan la mayor prospectividad.

El potencial se ha estimado en aproximadamente 14,011 Mbbl de volumen recuperable.⁷⁵

Figura 49: Ubicación geográfica del Oil Shale en Colombia.



Fuente: <http://www.bnamericas.com>

⁷⁵VERA DÍAZ Julio César. Perspectivas de los Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en Colombia. Bogotá, Septiembre de 2011. MME.

Tabla 17: Potencial de los depósitos de Oil Shale en Colombia

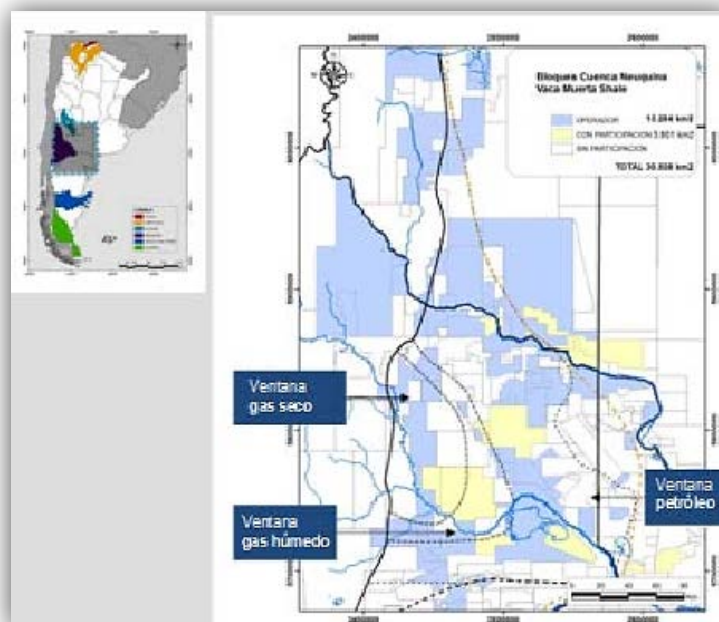
REGIÓN	ÁREA (km ²)	ESPESOR NETO (metros)	DENSIDAD (kg/m)	ACEITE PROD (Gal/Ton)	RESERVAS RECUPERABLES (Mbbbl)
Alto Magdalena	128	30	1,720	25	4,334
Pacífico	123	50	1,720	35	9,677
Total Oil Shale	251				14,011

Fuente: Little, Arthur D. ANH. Modificado por las autoras.

5.6.3. Caso aplicado: El Oil Shale, Vaca Muerta.

La formación Vaca Muerta se extiende en un área de unos 30.000 km² (7,4 millones de acres) dentro de los cuales Repsol YPF posee una participación sobre 12.000 km² (3,0 millones de acres- 40% del total). Los primeros resultados indicarían que un 77% de su área estaría en el área de petróleo y el resto se repartiría entre gas húmedo y gas seco.

Figura 50: Formación Vaca Muerta



Fuente: http://www.radioiyambae.com/sitio/recursos/anexos_Vaca_Muerta.pdf.

Al hacer una analogía entre las formaciones de Shale de Estados Unidos y la formación Vaca Muerta en Argentina, se evidencia que esta última presenta mejores propiedades de yacimiento como puede verse en la tabla 18:

Tabla 18: Analogía Shale EE.UU. vs Vaca Muerta

PROPIEDADES	VACA MUERTA	EAGLE FORD	BAKKEN
TOC (%)	6	4	12
Espesor(m)	200	61	30
Profundidad(m)	3.000	2.287	1.829
Área (km²)	30.000	5.180	51.800
P(psi)	9.000	4.502	4.200
G(psi/ft)	0,65-1,0	0,6	0,7
OSOIP(Mbbl/km²)	33-58	22	3,9

Fuente. http://www.radioiyambae.com/sitio/recursos/anexos_Vaca_Muerta.pdf

En caso de resultar exitosa la exploración en toda la formación Vaca Muerta e iniciar inmediatamente el desarrollo intensivo del área, en 10 años se podría duplicarla capacidad de producción de petróleo y gas actual en Argentina. Para ello sería necesario realizar un enorme esfuerzo económico que alcanzaría los 25.000 millones de dólares por año para poder desarrollar todos los recursos prospectivos existentes.

Evidentemente la realidad que surja de los resultados de la actual exploración que el sector está realizando mostrará el verdadero potencial de producción.

En todo caso, es importante destacar que esta oportunidad es la primera de una serie de oportunidades de recursos no convencionales existentes en Argentina que están siendo exploradas por YPF y otras compañías que pueden en los próximos años incrementar el panorama de crecimiento en producción de reservas y recursos de hidrocarburos del país.⁷⁶

⁷⁶Recursos no convencionales. Dirección general de comunicaciones. REPSOL

Calculo del OOISP: $OSOIP = 6,2905 * 10^{-9} * h * A * f_A * \rho * S_2P * \frac{1}{\rho_{HC}}$

PROPIEDADES	
Área	30.000km ² 3 * 10 ¹⁰ m ²
<i>h</i>	200 m
<i>fA</i>	1,416 * 10 ⁻⁴
<i>P</i>	2,2 g/cm ³ ⁷⁷
ρ_{HC}	0,91 g/cm ³
<i>S₂P</i>	2,28 mgHC/groca

Debido a que algunos de los datos requeridos para calcular el aceite in place no estaban disponibles para la formación Vaca Muerta se usaron con fines académicos, algunos datos correspondientes a factor de ponderación del área de depósito (*fA*), densidad del Oil Shale (ρ_{HC}) y los hidrocarburos generados por destilación del kerógeno contenido en el Hidrocarburos (*S₂P*)⁷⁸, de los estudios realizados por la ANH en las cuencas Colombianas; estos valores específicamente se tomaron de la cuenca de la Cordillera Oriental teniendo en cuenta que el tamaño del yacimiento de Oil Shale para esta región es similar al de la formación Vaca Muerta y partiendo del hecho que estos recursos no convencionales están en proceso de estudio y no existe hasta el momento información disponible de alguna analogía para realizar el cálculo.

Finalmente en este ejemplo académico, el valor aproximado para los recursos de la formación Vaca Muerta es:

$$OSOIP = 6,2905 * 10^{-9} * 200 * 3 * 10^{10} * 1,416 * 10^{-4} * 2,2 * 2,28 * \frac{1}{0,91}$$

$$OSOIP = 29,46 \text{ MMBbl}$$

⁷⁷http://www2.etcg.upc.edu/asg/engeol/pdf_files/4.1_4.2roca_txt.pdf

⁷⁸Earth Sciences Research Journal, Volume 16, Special Issue, April, 2012

6. HIDRATOS DE GAS

6.1. GENERALIDADES.

Los hidratos de gas son sólidos cristalinos compuestos de una molécula de gas rodeada por moléculas de agua, estos se forman a condiciones de altas presiones y bajas temperaturas. Normalmente se encuentran en el espacio poroso de los sedimentos y consiguen formar cemento, nódulos, venas o capas. Los Hidratos de Gas pueden contener en su estructura diferentes tipos de gases (dióxido de carbono, nitrógeno, y sulfuro de hidrogeno, entre otros), pero la mayoría de los Hidratos de Gas natural consisten principalmente de metano.

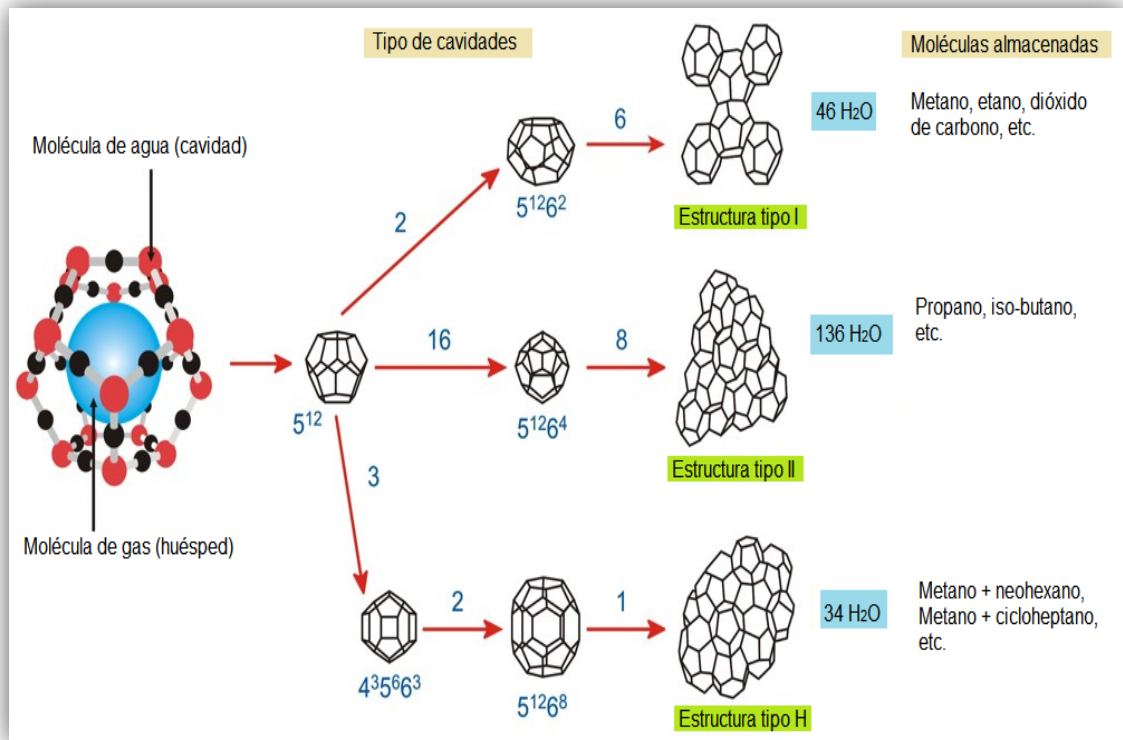
Con condiciones favorables de presión y temperatura y la disponibilidad de metano libre y agua, los hidratos de gas se pueden formar y permanecer estables.⁷⁹

6.1.1. Estructura de los Hidratos de Gas.

Estructuralmente un hidrato se forma cuando los intersticios entre moléculas de agua líquida son ocupados por moléculas de gas; del tamaño del intersticio depende el tamaño de la molécula de gas que entra a ocuparlo. Experimentalmente se había encontrado que moléculas de hidrocarburo con cinco o más átomos de carbono no formaban hidratos por causa de su tamaño. No obstante estudios recientes señalan que estas moléculas posiblemente sí participan en la formación de hidratos con estructuras tipo H.

⁷⁹VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1246.

Figura 51: Estructuras cristalinas de Hidratos comunes.



Fuente: SLOAN E. Dendy Jr. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates 2003. Modificada. Imagen tomada de <http://www.pet.hw.ac.uk/research/hydrate> (Heriot Watt Institute of Petroleum Engineering).

Como se ilustra en la figura 51, existen tres tipos de hidratos de gas de acuerdo a su estructura: hidratos SI (Estructura tipo I), hidratos SII (Estructura tipo II) y los hidratos SH (Estructura tipo H). Estas estructuras se diferencian en el tamaño y número, tanto de sus cavidades como de sus celdas.

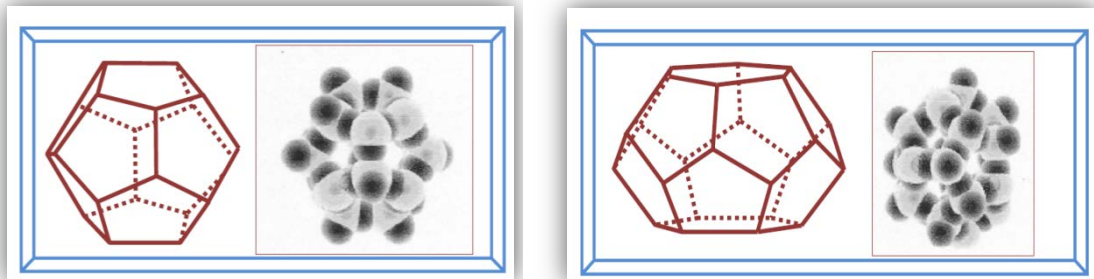
Todas las estructuras de los Hidratos de gas natural se componen por dos o más tipos de cavidades dentro de la red cristalina. Estas cavidades se denotan generalmente por X_n, donde **X** es el número de lados de una cara de la cavidad y **n** es el número de cavidades que se enfrentan o comparten estos lados, tal como

se ilustra en la figura 51. No es necesario que todas las cavidades de la estructura del hidrato estén ocupadas por el gas.⁸⁰

Razón por la cual, se han logrado identificar tres estructuras diferentes para los hidratos:

- 1) Estructura Tipo I:** formada por moléculas huésped pequeñas, tales como metano, etano y CO₂. Está conformada por 46 moléculas de agua por unidad de celda, que contienen máximo 8 moléculas de gas. Tienen una composición teórica $8X-46H_2O$, donde "X" representa el número de moléculas de gas. (ver figura 52)

Figura 52: Estructuras tipo I.

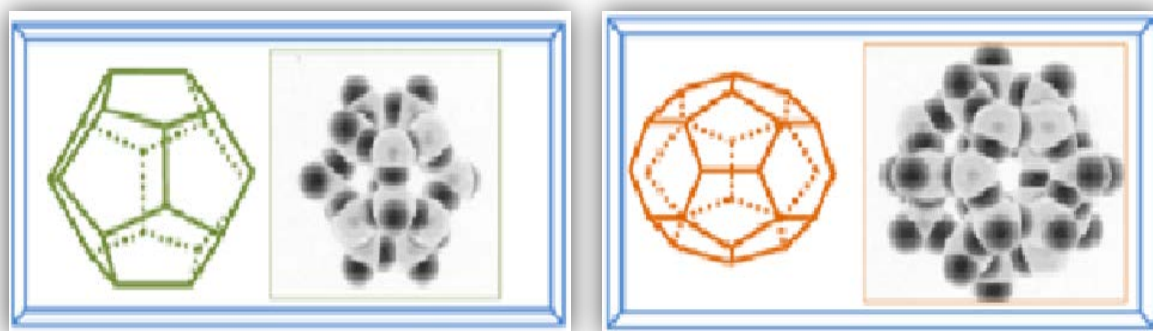


Fuente: Gil J, Rojas F. "Métodos Utilizados en la recuperación de gas natural formación de hidratos en lechos marinos" UIS 2008. Modificado por autoras.

- 2) Estructura Tipo II:** Formada por moléculas huésped más grandes como: propano, isobutano, nitrógeno y otras moléculas relativamente pequeñas. Consta de 136 moléculas de agua por unidad de celda, pueden contener máximo 24 moléculas huésped, tienen una composición teórica estándar de $24X-136H_2O$. Si sólo son ocupadas las cavidades grandes lo cual es frecuente, la composición será $8X-136H_2O$. (ver figura 53)

⁸⁰ KOH, Carolyn. Towards a fundamental understanding of natural gas hydrates.

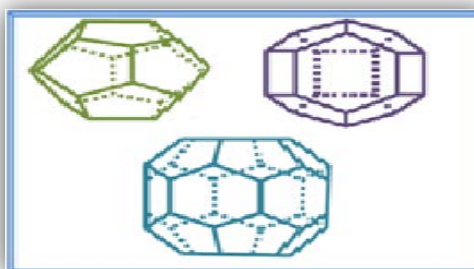
Figura 53: Estructura tipo II



Fuente: Gil J, Rojas F. "Métodos Utilizados en la recuperación de gas natural formación de hidratos en lechos marinos" UIS 2008. Modificado por autoras.

3) Estructura Tipo H: Formada por moléculas huésped más grandes, tales como 2-metilbutano o metil-ciclopentano. Estas se forman solo en presencia de moléculas pequeñas como el metano, es importante resaltar que este tipo de estructura solo se forma si se encuentran presente moléculas de dos tamaños diferentes para formarse establemente. Su composición teórica es $X-5V-34 H_2O$ donde "X" representa la molécula grande y "V" las moléculas pequeñas. Se puede apreciar en la composición que máximo puede tener 6 moléculas de gas y 34 de agua. (ver figura 54)

Figura 54: Estructura tipo III



Fuente.: Gil J, Rojas F. "Métodos Utilizados en la recuperación de gas natural formación de hidratos en lechos marinos" UIS 2008. Modificado por autoras.

6.2. GEOLOGÍA.

La formación de Hidratos requiere de un ambiente anóxico saturado de gas metano y moléculas de agua (puede ser el espacio poroso o las fracturas de un yacimiento convencional) y de unas condiciones de temperatura y presión que permitan la integración estable de estas dos fases.

Normalmente dichas condiciones se presentan en sedimentos de plataforma continental a lo largo de sus márgenes oceánicas, o en altas latitudes. En estas zonas, el gas biogénico, formado en una etapa temprana de diagénesis de la materia orgánica, o el termogénico, asociado a procesos de migración desde acumulaciones profundas, es forzado hasta solubilizarse en el agua presente. Si la deposición de sedimentos y materia orgánica continúa, la presión aumentaría, y la zona con posibilidad para la acumulación de hidratos podría alcanzar una profundidad y un espesor adecuado, conforme avanza el ciclo de degeneración y disolución de metano.

El cambio de fase del líquido compuesto por agua y gas al hidrato sólido solo se da a bajas temperaturas y/o altas presiones, en una zona denominada “estabilidad de Hidratos de metano”. Por lo anterior, el espesor de esta zona va a depender del gradiente geotérmico y la columna de agua y roca que la cubre. Otros parámetros que controlan la estabilidad de la zona son la temperatura del fondo del mar, la composición del gas, la salinidad del agua y la geología local.⁸¹

Los sedimentos que contienen depósitos de hidratos de metano están localizados principalmente en los márgenes continentales producidos por procesos microbianos y termogénicos.

⁸¹VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. *Earth Sci. Res. J.*, Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1246.

El proceso microbiano: Se lleva a cabo en ambientes anóxicos producto de la descomposición de los organismos y desechos orgánicos de los sedimentos, expulsando el metano que se encuentra en su estructura molecular.

Proceso termogénico: La descomposición térmica ocurre durante el proceso termogénico que se produce en cuencas sedimentarias donde las temperaturas exceden los 100°C y las profundidades son superiores a los 2 Km de materiales derivados orgánicamente para formar hidrocarburos (incluyendo metano).⁸²

6.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

Por lo general a los **HGN** se les conoce como hidratos de metano. Los HGN se forman cuando el gas natural es puesto en contacto con agua a bajas temperaturas y altas presiones. Los Hidratos se forman en la interface gas-líquido, las moléculas de hidrocarburos comúnmente formadoras de hidratos se encuentran en el rango: metano hasta i-pentano, siendo el metano el más común.

6.3.1. La densidad.

Una de las principales características es la densidad de los Hidratos, la cual depende del tipo de estructura, composición, presión y temperatura. Makogon⁸³ obtuvo dos correlaciones para calcular la densidad de los hidratos, las cuales producen buenos resultados para rangos de operación específicos; para utilizar las correlaciones es necesario conocer el tipo de estructura, la relación de llenado de las cavidades, el peso molecular de los componentes formadores, el volumen específico del agua en estado de Hidratos, entre otros.

⁸²MOSQUERA, Vicente. RODRÍGUEZ, Alejandra. Proyecto de grado. Diseño de un modelo contractual para la explotación y producción de hidrocarburos no convencionales. 2011.

⁸³MAKOGON, Y, F. Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: Penn Well Books, 1997. p. 93

6.3.2. Propiedades eléctricas.

Son importantes para conocer los resultados de las interpretaciones de registros eléctricos corridos durante la perforación de rocas saturadas por Hidratos de Gas y para el control de procesos de formación y descomposición de Hidratos mediante la aplicación directa de campos eléctricos.

Makogon y colaboradores (1974), durante experimentos realizados a rocas saturadas de Hidrato, notaron que a medida que avanza el proceso de formación de Hidratos y acumulación en corazones, había un incremento notable en la resistividad eléctrica de éstos.

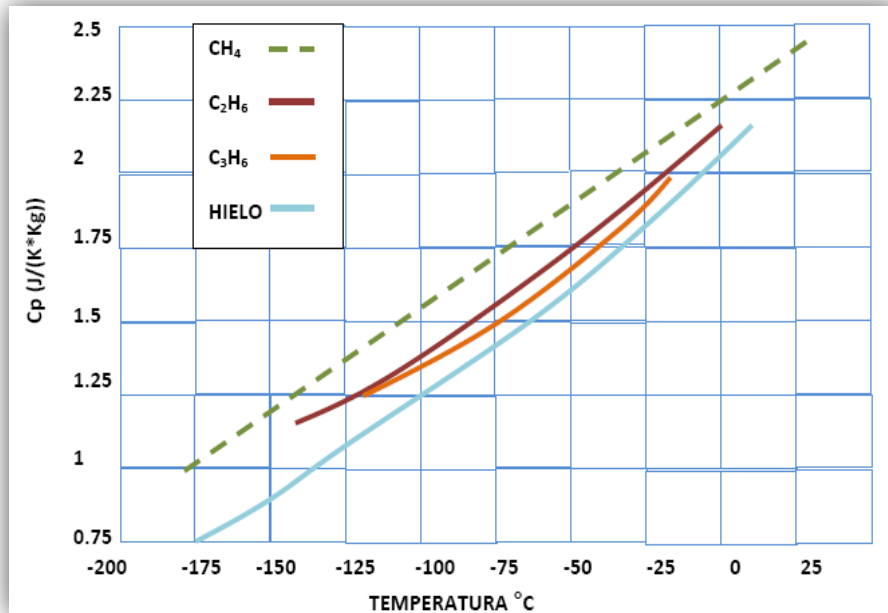
6.3.3. Propiedades termofísicas.

Las propiedades termofísicas de los procesos de formación y descomposición de Hidratos son importantes para la solución de los problemas originados por la formación de Hidratos, así como también, para el estudio de la recuperación e influencia sobre el ambiente de éstos los cuales son encontrados en ambientes naturales.

Capacidad calorífica (Cp): Es uno de los principales parámetros termodinámicos que determinan las aplicaciones tecnológicas de su acumulación, descomposición y características estructurales. La capacidad calorífica de los Hidratos depende de la composición, la estructura, la presión y la temperatura.

La figura 55 muestra cómo varía la capacidad calorífica de los hidratos de algunos gases hidrocarburos, comparada con la del hielo. Así mismo, se puede apreciar que el Cp del metano tiene una relación lineal con la temperatura; el hielo a las mismas condiciones de temperatura va a tener un Cp menor que los hidrocarburos.

Figura 55: Capacidad calorífica específica (Cp) para Hidratos de algunos gases hidrocarburos y el hielo.



Fuente: CARROLL John- Natural as hydrates, Second Edition.

Conductividad Térmica: Esta propiedad es importante durante el desarrollo de métodos de tratamiento térmico de los Hidratos para la producción de gas de este tipo de yacimientos; para la remoción de hidratos en los sistemas tecnológicos de producción, transporte y procesamiento de gas y para las predicciones climáticas.

Partiendo de la teoría de la conductividad térmica en sólidos, Anderson y Ross en 1982 y Sloan en 1990, encontraron que la magnitud de la conductividad térmica de los Hidratos no es muy lejana a la del hielo, sin embargo, su valor es más parecido a la conductividad térmica del agua líquida y está por el orden de $0.5 \text{ W/ (m}^{\circ}\text{K)}$; para sedimentos saturados de Hidratos es mayor y es del orden de $2.7 \text{ W/ (m}^{\circ}\text{K)}$.

6.4. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN.

6.4.1. Explotación.

Los Hidratos de Gas se encuentran agrupados con otros recursos de hidrocarburos no convencionales, tales como capas carboníferas con metano, arenas compactas y lutitas negras. Con la excepción de los Hidratos, en la actualidad se está produciendo comercialmente alguna porción del volumen total mundial de estas fuentes no convencionales. En la mayoría de los casos, la evolución de un recurso de gas no convencional y no producible a uno producible ha sido una consecuencia directa de una importante inversión de capital y del desarrollo de la tecnología.⁸⁴

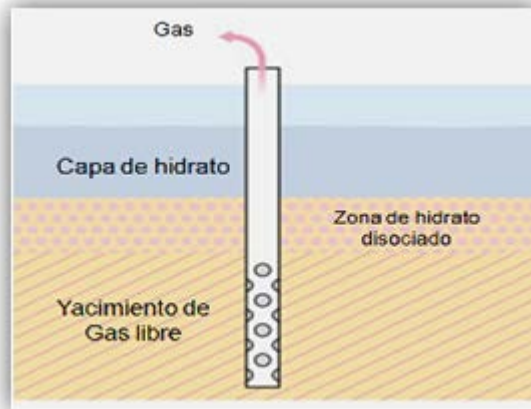
6.4.2. Métodos de explotación.

La industria del gas ha trabajado lentamente en el desarrollo de metodologías para extraer el metano de los Hidratos. Se encuentran bajo consideración tres métodos principales: la despresurización, la inyección térmica y la inyección de un inhibidor.

1. **DESPRESURIZACIÓN:** la presión del Hidrato de Gas se disminuye lo suficiente para provocar disociación. Este método es viable únicamente cuando puede producirse el gas libre asociado para disminuir la presión del depósito de hidrato. En caso de ausencia de una zona de gas libre por debajo de los Hidratos, la inyección térmica o la estimulación, pueden ser una solución viable. Este proceso se esquematiza en la figura 56.

⁸⁴ COLLET Timothy, LEWIS Rick, UCHIDA Takashi; El creciente interés en los hidratos de gas.

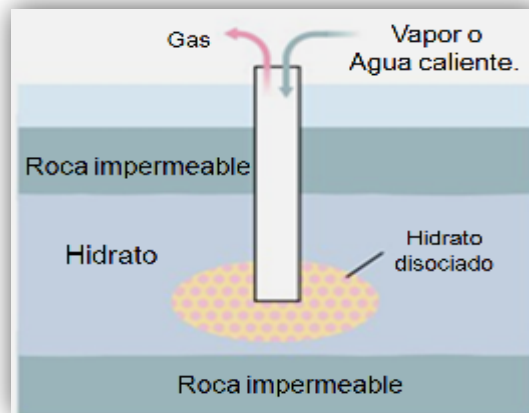
Figura 56: Despresurización del Hidrato de Metano



Fuente: COLLET Timothy, LEWIS Rick, UCHIDA Takashi; El creciente interés en los hidratos de gas.
Modificado por autoras.

- 2. INYECCIÓN TÉRMICA:** Se les agrega calor a los estratos que contienen Hidratos de Gas a fin de incrementar la temperatura lo suficiente para provocar que el hidrato se disocie (ver figura 57). Un ejemplo de esto es la inyección de agua de mar relativamente caliente a una capa de Hidratos de Gas que yace en una zona marina.⁸⁵

Figura 57: Inyección térmica.

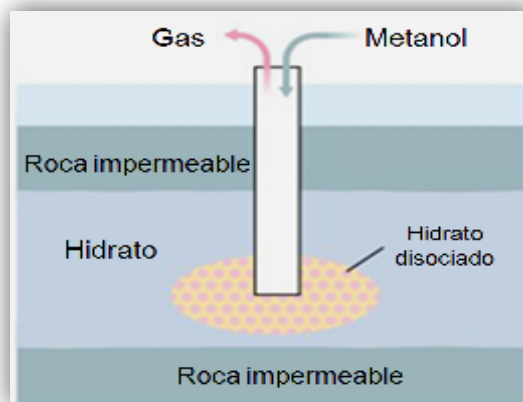


Fuente: COLLET Timothy, LEWIS Rick, UCHIDA Takashi; El creciente interés en los hidratos de gas.
Modificado por autoras

⁸⁵ OKUDA, Y: "Introduction to Exploration Research on Gas Hydrates in Japan," Bulletin of the Geological Survey of Japan 49, no. 10 (1998): 494-500.

3. **INYECCIÓN DE UN INHIBIDOR:** La inyección de inhibidores, tales como el metanol, modifica el equilibrio presión-temperatura de modo que los Hidratos ya no serán estables en sus condiciones normales y el metano será liberado. (Figura 58).

Figura 58: Inyección de un inhibidor



Fuente: COLLET Timothy, LEWIS Rick, UCHIDA Takashi; El creciente interés en los hidratos de gas. Modificado por autoras.

De los tres métodos de explotación de Hidratos, la disociación por inyección de agua caliente puede ser la más práctica. No obstante, los Hidratos de Gas se convertirán en un recurso potencial, únicamente cuando pueda demostrarse que la energía recuperada es mucho mayor que la energía necesaria para liberar el gas metano.

6.5. METODOLOGÍAS DEL CÁLCULO DE RESERVAS.

Para estimar el volumen de gas que puede estar contenido en una acumulación de Hidratos de Gas en las cuencas marinas de Colombia se utilizó la siguiente ecuación:

$$HG = 0,035 * A * h * \varphi * S_{hg} * G_{hg}$$

Ecuación: Estimación del potencial de Hidratos de gas.

Los términos propios de ésta ecuación, se definen como:

HG: Volumen de Gas (TPC).

A: Área de Ocurrencia de Hidratos de Gas (km²).

h: Espesor del Yacimiento (m).

φ : Porosidad del Yacimiento (v/v).

S_{hg} : Grado de Saturación de Hidratos de Gas (v/v).

G_{hg} : Rendimiento Volumétrico de Gas en Hidratos (v/v).

6.6. ESTADÍSTICAS MUNDIALES Y NACIONALES.

6.6.1. Panorama mundial

Figura 59: Ubicación de zonas de Hidratos de Gas inferidas y conocidas alrededor del mundo



Fuente: Modificado de Collet (2002); En círculos rojos las presentes en márgenes continentales y en verdes las de zonas continentales.

Alrededor del mundo se ha inferido la presencia de Hidratos de Gas en unas 50 zonas (figura 59), sin embargo, solo un número limitado de acumulaciones de

Hidratos de Gas ha sido examinado en detalle. Existen cinco acumulaciones de Hidratos de Gas que han sido muy bien estudiadas. Dichas acumulaciones se encuentran distribuidas en zonas marinas y en zonas de hielo (permafrost), así:

- 1) Blake Ridge, a lo largo del margen continental sureste de EE.UU.
- 2) Cascadia, a lo largo del margen continental de la costa del Pacífico de Canadá.
- 3) En la costa este del Japón, Nankai.
- 4) Al norte de Alaska.
- 5) En el delta del Río Mackenzie del norte de Canadá (Collet, 2002).

Tabla 19: Estimaciones mundiales de gas en Hidratos. Todos los valores en m³.

GAS CONTENIDO EN HIDRATOS DE GAS EN ZONAS TERRESTRES		GAS CONTENIDO EN HIDRATOS DE GAS EN OCÉANOS	
Cantidad de Gas	Referencia	Cantidad de Gas	Referencia
1,4*10 ¹³	Meyer (1981)	3,1*10 ¹⁵	Meyer (1981)
3,1*10 ¹³	Mclver (1981)	5 - 25*10 ¹⁵	Trofimuck et al. (1977)
5,7*10 ¹³	Trofimuck et al. (1977)	2*10 ¹⁶	Kvenvolden (1988)
7,4*10 ¹³	MacDonald (1900)	2,1*10 ¹⁶	MacDonald (1900)
3,4*10 ¹⁶	Dobrynin et al. (1981)	4*10 ¹⁶	Kvenvolden&Claypool (1988)
		7,6*10 ¹⁸	Dobrynin et al. (1981)

Fuente: VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. EarthSci. Res. J., Vol.16, SpecialIssue (April, 2012): 1246.Modificado de Collet (2002).

Tal como se enuncia en la tabla 19, las estimaciones mundiales de la cantidad de gas en yacimientos de Hidratos varían de 14 a 34.000 trillones de m³ en zonas de hielo y de 3.100 a 7'600.000 trillones de m³ en sedimentos oceánicos. Se puede observar que la cantidad estimada es mucho mayor que las reservas de gas natural remanentes, 187,1 trillones de m³, compiladas para el año 2.010 por BP (BP Global, 2011).

6.6.2. Hidratos de Gas a nivel nacional.

Los cálculos de reservas de gas de la cuenca Colombia fueron realizados por Gómez y León (Recuperación de gas metano en yacimientos de Hidratos de Gas en la cuenca Colombia como futura fuente de energía), de forma general y aproximada debido a la falta de perforaciones exploratorias que permitan tener un claro conocimiento de la geología y propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, saturaciones) en la región. El cálculo de reservas se realizó con el objetivo de estimar el potencial de la zona (de posible presencia de Hidratos) como fuente de gas, la porosidad utilizada fue obtenida de pozos perforados por el ODP en inmediaciones de la zona de estudio, la saturación de hidratos utilizada fue del 30% debido a que se ha determinado que es la saturación mínima necesaria para que el BSR (Reflector Simulador de Fondo – Bottom Simulating Reflector – BSR) sea evidente. Gómez y León realizaron tres estimativos de reservas considerando que los Hidratos se pueden extender desde la base detectada con el BSR hasta el fondo marino (panorama optimista); según algunos investigadores, el espesor de la zona de Hidratos es afectado por la geología del área y en la mayoría de los casos el espesor no se extiende hasta el fondo marino, por lo tanto, se tomó un espesor igual a la mitad del espesor entre el BSR y el fondo marino (panorama medio); y un espesor constante 50 m (panorama pesimista).

Teniendo en cuenta la dificultad para delimitar un área específica, las reservas de gas fueron estimadas por unidad de área (Km^2) las estimaciones reportadas oscilan entre 300 y 500 GPCS/ km^2 para el panorama optimista, de 150 a 250 GPCS/ km^2 para el panorama intermedio y para el panorama bajo se estimaron reservas de 28.91 GPCS/ km^2 .

Además de las reservas de gas en forma de Hidratos, es importante tener en cuenta que en la mayoría de los casos se encuentra atrapado gas libre o petróleo bajo la capa de Hidratos.⁸⁶

6.6.3. Caso aplicado.

PRODUCCIÓN DE HIDRATOS DE GAS EN EL CAMPO MALLIK.

El Campo Mallik, situado en el Delta del Río Mackenzie en el Mar de Beaufort, posee notables antecedentes en materia de investigación de los hidratos de gas. En ese campo se descubrieron Hidratos en 1972, durante una operación de perforación exploratoria llevada a cabo por Imperial Oil Ltd. A comienzos de la década de 1990, el Servicio Geológico de Canadá (GSC) emprendió una evaluación regional de los hidratos de gas en el área del Delta del Mackenzie. Posteriormente, en 1998, Japan National Oil Corporation (JNOC) y GSC, trabajando con muchas otras instituciones, ejecutaron el Programa de Pozos de Investigación de Hidratos de Gas 2L-38.

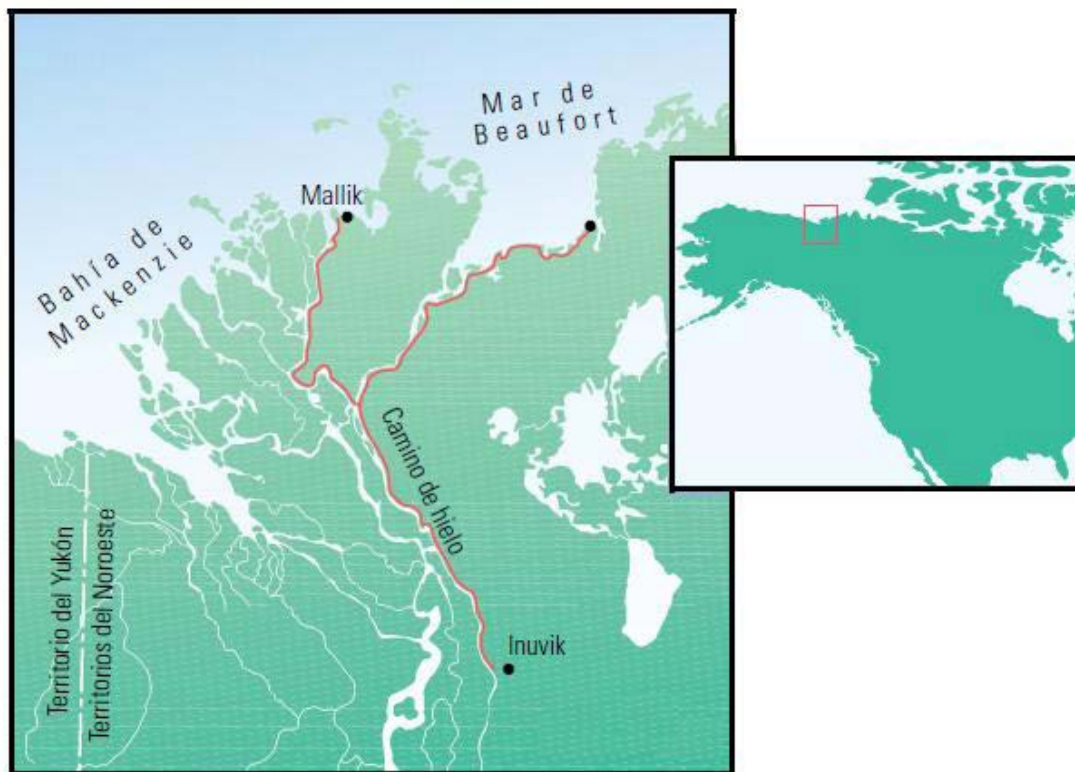
Los resultados de estos estudios establecen al Campo Mallik como una de las acumulaciones más concentradas de Hidratos de Gas de todo el mundo. Se observan secuencias inter estratificadas de arenas ricas en hidratos, a profundidades que oscilan entre 890 y 1,106 m [2,920 y 3,629 pies], con ciertas capas que exceden 30 m [100 pies] de espesor. En algunas zonas, las saturaciones de hidratos exceden el 80%.

En la figura 60 se observa el Campo Mallik, situado en los territorios del noroeste de Canadá, éste ha sido el área de descubrimientos e investigación de Hidratos desde el año 1972. El sitio es accesible sólo en invierno por medio de un camino

⁸⁶VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1246.

de hielo. La abundancia de datos del subsuelo disponibles, la ventaja de acceso por tierra, y las semejanzas con muchos depósitos de hidratos marinos convirtieron al Campo Mallik en un sitio atractivo para la investigación.

Figura 60: Campo Mallik



Fuente: Desarrollos en hidratos de gas, Schlumberger; oilfield 2010

En el año 2002, se puso en marcha un nuevo programa para efectuar pruebas de producción de los hidratos del Campo Mallik.⁸⁷ Para entonces, se perforó, registró y entubó un pozo de producción de 1,166 m [3,825 pies], del que además se extrajeron núcleos, y se perforaron y entubaron dos pozos de observación de 1,188 m [3,898 pies]. La respuesta de la formación al proceso de estimulación

⁸⁷DALLIMORE, S, R. COLLETT T, S (eds): Resultados Científicos del Programa de Pozos de Investigación de la Producción de Hidratos de Gas Mallik 2002.

térmica y despresurización fue monitoreada utilizando sensores de fibra óptica para registrar la distribución de la temperatura (DTS), instalados en cada pozo, técnicas de adquisición de registros de repetición (técnica de lapsos de tiempo) en pozo entubado, en el pozo de producción y levantamientos sísmicos entre pozos, también fueron usados en los pozos de monitoreo.

El intervalo de 13 m [43 pies], seleccionado para la prueba térmica, correspondía a una arenisca relativamente limpia limitada por lutitas y situada por debajo del permafrost, con un grado de saturación de hidratos oscilante entre 70% y 85%.⁸⁸

La salmuera calentada se hizo circular más allá de los disparos abiertos. El fluido y el gas producido retornaron a la superficie en el espacio anular situado entre la sarta de circulación y la tubería de revestimiento. Durante la prueba de cinco días de duración, la producción acumulada de gas alcanzó 516 m³ [18.2 Mpc].⁸⁹

El análisis de los respectivos registros de resistividad indicó que el radio de disociación no era uniforme y que alcanzaba su mayor dimensión cerca de la salida de la sarta de circulación, donde los sensores DTS de fibra óptica habían registrado las temperaturas más elevadas. Además de las variaciones de temperatura producidas en la zona, las variaciones de porosidad, permeabilidad y la invasión de agua pueden haber afectado el intercambio de calor con la formación.

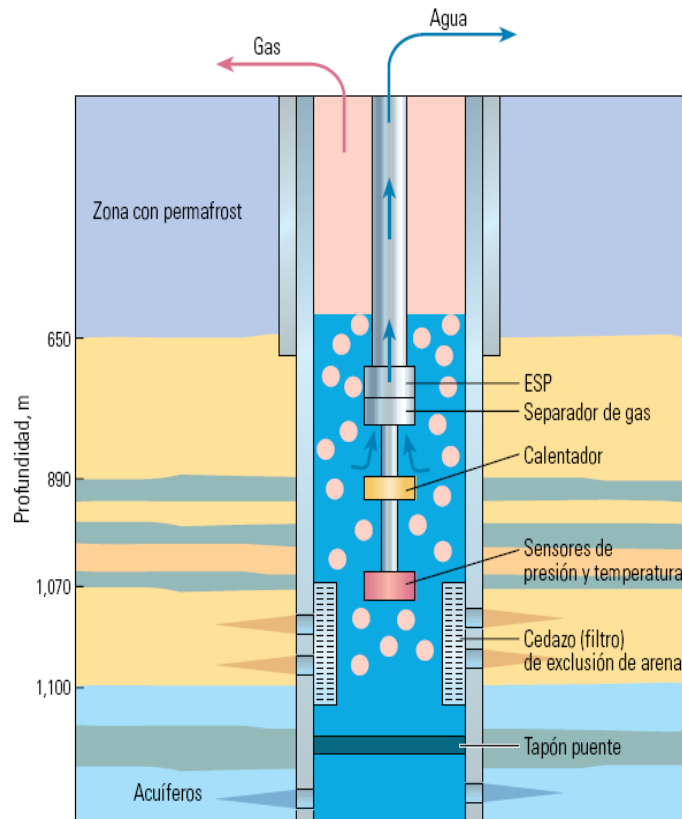
Después del análisis de éstos y otros datos, junto con los esfuerzos intensivos en materia de modelado numérico, se llegó a la conclusión de que la despresurización sería un método más efectivo que la estimulación termal para inducir la disociación de los Hidratos.

⁸⁸ ANDERSON, B, I. COLLETT, T, S. LEWIS R, E. DUBOURG, I: "Using Open Hole and Cased-Hole Resistivity Logs to Monitor Gas Hydrate Dissociation During a Thermal Test in the Mallik 5L-38 Research Well, Mackenzie Delta, Canada," *Petrophysics* 49, no. 3 (Junio de 2008): 285–294.

⁸⁹ DALLIMORE, S, R. COLLETT T, S (eds): *Resultados Científicos del Programa de Pozos de Investigación de la Producción de Hidratos de Gas Mallik 2002*.

Al tener en cuenta la experiencia adquirida durante los múltiples intentos de producción de Hidratos de Gas en el campo Mallik, desde la primera operación invernal, se retomaron las actividades en Mallik en el invierno de 2008 con un programa de investigación simplificado. Esta vez, el agua producida se envió a la superficie y se reinyectó en un pozo de eliminación de agua. Además se instaló un arreglo de cedazos con exclusión de arena diseñado a la medida, antes de la prueba, para limitar el influjo de arena en el pozo, cuyo proceso se puede apreciar en la figura 61.

Figura 61: Terminación de pozo para la prueba de producción por despresurización 2008 del Campo Mallik.



Fuente: YAMAMOTO K y DALLIMORE S: "Aurora-JOGMEC-NRCanMallik 2006-2008 Gas Hydrate Research Project Progress," Fire in the Ice (Verano de 2008).

En la figura 61, un sistema de bombeo eléctrico sumergible (ESP) instalado por encima de los disparos despresurizó la formación mediante la reducción del nivel de agua en el pozo. Los cedazos de exclusión de arena impidieron el influjo de arena en el pozo desde la formación no consolidada.

La disociación de los Hidratos produjo gas y agua. Después de separar el gas del agua, el gas fluyó hacia la superficie y el agua producida se muestreó y reinyectó en un pozo independiente de eliminación de agua.

La prueba de seis días de duración fue altamente exitosa, con flujos de gas sostenidos oscilantes entre 2.000 y 4.000 m³/d [70 y 140 Mpc/d]⁹⁰. Las operaciones continuaron sin problemas con tres caídas de presión proyectadas.

Las pruebas del Campo Mallik demostraron con éxito una prueba de concepto, a escala de campo, para la producción de gas a partir de Hidratos mediante despresurización utilizando tecnologías convencionales de campos petroleros adaptadas para las condiciones árticas.⁹¹

Cálculos:

Se hizo una estimación del potencial de recursos en el campo Mallik, según el planteamiento matemático expresado en la ecuación:

$$HG = 0,035 * A * h * \varphi * S_{hg} * G_{hg}$$

Las propiedades del yacimiento referenciadas anteriormente se resumen:

$$h = 10\text{ft} = 30\text{m}.$$

$$\varphi = 20\% = 0,2.$$

$$S_{hg} = 80\% \text{ v/v}$$

⁹⁰“Energy from Gas Hydrates: Assessing the Opportunities & Challenges for Canada,” Report in Focus (Julio de 2008). [http://www.scienceadvice.ca/documents/\(2008_07_07\)_GH_Report_in_Focus.pdf](http://www.scienceadvice.ca/documents/(2008_07_07)_GH_Report_in_Focus.pdf).

⁹¹BIRCHWOOD, Richard.DAI, Jianchun. SHELANDER, Dianna. BOSWELL, Ray.COLLETT, Timothy; Desarrollos en hidratos de gas. OilfieldReview Primavera de 2010.

El valor del rendimiento volumétrico o G_{hg} generalmente corresponde a un 70% de presencia de metano en los hidratos de gas; para el caso del campo Mallik en el que la saturación de hidratos es del 80%, el G_{hg} tendrá un estimado de: 160 v/v.

Siendo así, reemplazando valores se tiene:

$$HG = 0,035 * A * 30 * 0,2 * 80 * 160$$

En este caso, no es posible ni adecuado asumir un valor areal pues éste es propio de cada yacimiento y no existe una analogía que permita establecer un valor aproximado. Por lo tanto la ecuación quedará planteada en función del área.

$$\mathbf{HG = 13440A}$$

7. GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN

7.1. GENERALIDADES.

El carbón es una de las fuentes de energía más conocidas del mundo. Durante el proceso de formación del carbón, llamado carbonificación, se genera metano y otros productos como agua y dióxido de carbón. Una vez se forma, el metano es almacenado en el carbón como una capa mono-molecular, absorbidos por las superficies internas de la matriz del carbón.

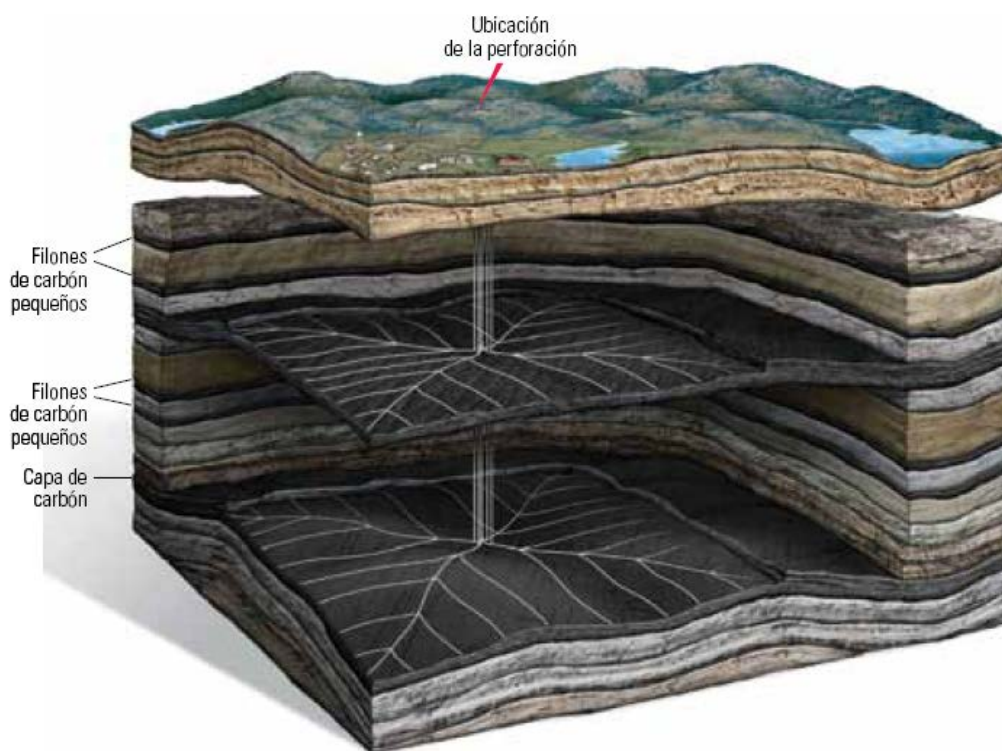
La extracción del gas presente en el carbón requiere de la desacuatzación del mismo para reducir la presión, y permitir la liberación de las especies moleculares más móviles que incluyen mezclas de metano y etano (algunas trazas de N₂, CO₂, entre otros).

La evaluación de los yacimientos y pozos GMC (Gas en Mantos de Carbón) difiere de la de los pozos productores de petróleo y gas convencionales. La búsqueda de reservas convencionales conlleva a la identificación de las rocas generadoras infrayacentes a las rocas de yacimientos permeables, que poseen un volumen de almacenamiento suficiente (porosidad) para contener cantidades comerciales de hidrocarburos.

Un sello retiene los hidrocarburos en la roca yacimiento permeable. Por el contrario, los carbones constituyen la roca generadora, la trampa y el medio de almacenamiento, por lo que debe adoptarse un enfoque diferente para evaluarlos como yacimientos de gas.

La figura 62, representa el tipo de formación donde comúnmente se encuentra ubicado el Gas Asociado en Mantos de Carbón y la estructura de estos yacimientos.

Figura 62: Yacimiento de Gas Asociado a Mantos de Carbón



Fuente: Oilfieldreview - Schlumberger, 2004

El Gas Asociado al Carbón “GMC” son términos utilizados para denominar el gas metano y otros gases generados y acumulados por el carbón durante el proceso de carbonificación o maduración de la materia orgánica.

El GMC es gas natural que contiene prácticamente 100% de metano (CH_4) y es producido desde los mantos en yacimientos de carbón. El GMC es producido a menudo desde mantos de poca profundidad junto con grandes volúmenes de agua de calidad variable. El GMC es gas natural generado y almacenado en vetas de carbón. Se produce mediante pozos que permiten que el gas y el agua fluyan a la superficie.

Los mantos de carbón poseen una capacidad de almacenamiento de metano superior a la de los yacimientos convencionales de gas y además es más fácil determinar la cantidad de gas acumulado en el carbón que en la mayoría de los yacimientos convencionales.

Para que la producción de gas en los mantos de carbón sea económicamente rentable estos deben tener cantidades suficientes de gas adsorbido, suficiente presión para un adecuado almacenaje, permeabilidad para producir el gas y tiempo de desorción.

La tabla 20 ilustra un paralelo comparativo entre las características propias de un yacimiento convencional de gas y un yacimiento de Gas Asociado a Mantos de Carbón.

Tabla 20: Comparación entre un yacimiento convencional de gas y uno de Gas Asociado a Mantos de Carbón.

YACIMIENTO DE GAS CONVENCIONAL	YACIMIENTO GMC
Yacimiento de roca inorgánica.	Yacimiento de roca orgánica.
El contenido de gas se obtiene a partir de registros eléctricos.	La relación gas-agua crece con el tiempo en las etapas finales de la vida del yacimiento.
Almacén de gas en el espacio poroso, obedece la ley de los gases reales.	Almacenamiento de gas por adsorción en la superficie de micro fracturas.
La interferencia entre pozos va en decremento de la producción.	La interferencia entre pozos ayuda a mejorar la producción, se deben perforar varios pozos para elevar la producción a un nivel industrial.
La roca generadora es diferente a la roca almacén.	La roca es a su vez generadora y roca almacén.

7.2. GEOLOGÍA

El Gas Asociado al Carbón, son depósitos de carbón en los que se encuentra el gas metano fijado por adsorción en la matriz sólida, por sus altos contenidos en peso y volumen de materia orgánica el carbón funciona como roca generadora y como yacimiento de hidrocarburos. Depósitos de grandes extensiones de materia orgánica vegetal dan origen a la sedimentación del carbón, los ambientes de pantano y zonas de llanuras de inundación permiten la acumulación, el enterramiento y la preservación de la turba. Estos depósitos se caracterizan por tener baja permeabilidad y baja porosidad, sin embargo el carbón por su proceso de carbonización presenta fracturas verticales o diaclasas que permiten una mayor producción de los pozos.⁹²

Los carbones se caracterizan por su baja densidad, habitualmente de $1,25 \text{ g/cm}^3$, comparada con la densidad de la matriz de la arenisca que es de $2,65 \text{ g/cm}^3$. Además poseen un alto índice de hidrógeno debido a su matriz de hidrocarburos sólidos y al agua presente en las estructuras de las diaclasas y en los espacios porosos. Los carbones bituminosos pueden exhibir lecturas de registros de porosidad neutrón de hasta 80% y en general superan el 65%.

Para identificar los mantos de carbón con alto potencial de generación y acumulación de metano, se requieren conocer cuatro parámetros:

- La fuente de generación del metano: Son los mantos de carbón, los cuales tienen diferente potencial para su generación dependiendo de la composición del carbón y del grado de maduración.
- Reservorio: Los mantos de carbón constituyen la roca almacén del metano, es decir que el metano generado es retenido en el manto de carbón. El

⁹²MOSQUERA, Vicente, RODRÍGUEZ, Alejandra. Proyecto de grado. Diseño de un modelo contractual para la explotación y producción de hidrocarburos no convencionales. 2011.

manto de carbón debe también presentar permeabilidad de tal manera que el metano pueda fluir a través del manto y por tanto sea explotable.

- Capa sello del reservorio: durante la formación del metano, una parte de este es retenido por el carbón en forma de gas adsorbido (retener las moléculas de una sustancia fluida en la superficie de un sólido o líquido), el resto es liberado como gas libre hacia las capas supra yacentes o infra yacentes, dependiendo de la diferencia de presiones entre el manto de carbón y los estratos continuos. De esta manera el gas metano migra dentro y fuera de los mantos de carbón hasta encontrar una barrera que lo atrape; de lo contrario continua migrando hasta alcanzar la superficie terrestre y se incorpora a la atmósfera. Por esto es necesario en cualquier yacimiento de gas asociado a mantos de carbón la identificación de la capa sello.

- Trampa: Las características de la trampa del gas determinan el volumen del metano retenido. Estas trampas pueden ser de tipo estructural, estratigráfico o también mixto, que son combinaciones de las anteriores.⁹³

⁹³GARCÍA, G, Mario. Coalbed methane resources of Colombia. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. Colombia. Conventional & unconventional hydrocarbon resources. International Congress. February 2008.

7.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

7.3.1. Porosidad.

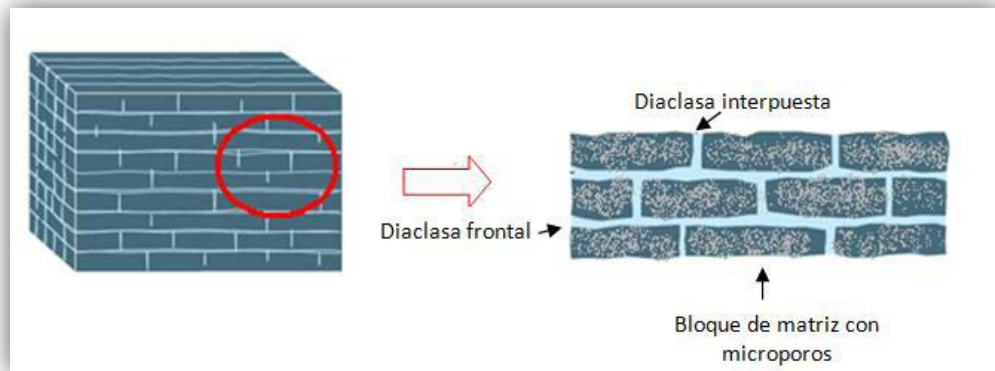
El carbón se caracteriza por poseer doble porosidad, que consiste en un sistema de macroporos (porosidad secundaria) y uno de microporos (porosidad primaria). El gas en los yacimientos de Gas Asociado a Carbón (GAC) se almacena en los microporos y en planos de discontinuidad interna del carbón.

- **Porosidad primaria:** es aquella que se desarrolla u origina en el momento de la formación de los mantos y comprende solo el espacio poroso de la matriz. Tiene capacidad de absorber gran cantidad de gas pero contribuye poco a la permeabilidad. Se estima que posee un diámetro de máximo 20 Angstrom y se encuentra en la matriz del carbón.
- **Porosidad secundaria:** o por fracturas naturales, grietas y fisuras denominadas “cleats”; esta es la que más contribuye a la permeabilidad. El sistema macroporos, está compuesto por un sistema de fracturas ortogonales o diaclasas. Las diaclasas primarias (diaclasas frontales o facecleats) en general son perpendiculares a las diaclasas secundarias (diaclasas interpuestas o buttcleats). Las diaclasas frontales son continuas y proveen conectividad, mientras que las diaclasas interpuestas no son continuas y terminan en las diaclasas frontales. El alcance de las diaclasas, puede ser estimado mediante el análisis de núcleos o mediante la interpretación de imágenes de la pared del pozo.⁹⁴

El sistema de doble porosidad para yacimientos de Gas Asociado al Carbón, se ilustra en la figura 63.

⁹⁴RUEDA Luz Adriana, MENDIVELSO Monica; Tesis de grado: Estudio comparativo de las ecuaciones de balance de materia para yacimientos de gas asociado a mantos de carbón empleando un modelo de simulación numérica, 2011.

Figura 63: Sistema de doble porosidad



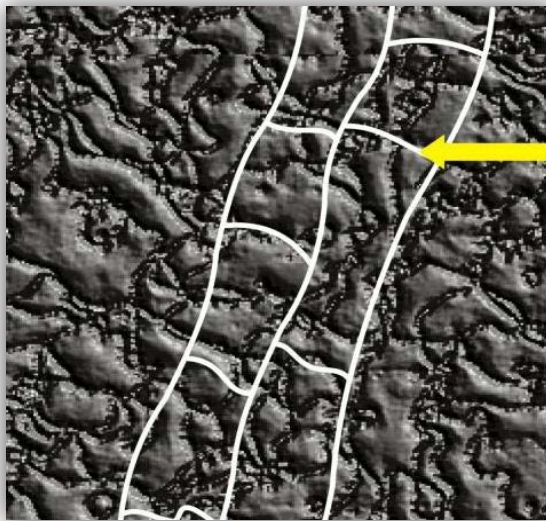
Fuente: Metano en capas de carbón: energía limpia para el mundo; oilfieldreview. 2009.

7.3.2. Permeabilidad en yacimientos GAC.

La permeabilidad es uno de los parámetros más relevantes en los yacimientos GAC y tiene un efecto significativo en el flujo de fluidos y por tanto en la recuperación de gas.

Para obtener caudales de gas económicamente viables, es necesario tener una suficiente permeabilidad del carbón. La mayor parte del gas y el agua fluye a través del sistema de fracturas (cleats) en el carbón y otras fracturas. Las fracturas a escalas más grandes, pueden afectar en qué dirección se tiene la mayor permeabilidad. El sistema de fracturas, usualmente está en la dirección de las fracturas frontales (facecleats) donde el flujo a través de estas, es mucho más rápido que en las fracturas interpuestas (buttcleats) y esto es lo que da lugar a la anisotropía de permeabilidad en este tipo de yacimientos. Por lo tanto, la permeabilidad es muchas veces direccional. La permeabilidad horizontal, es mayor que la permeabilidad vertical (ver figura 64):

Figura 64: Fracturas naturales en el carbón



Fuente: RUEDA Luz Adriana, MENDIVELSO Monica.

El espaciamiento entre fracturas (cleats) es un parámetro que influye mucho en la permeabilidad del carbón. Este está relacionado con el rango, composición, petrografía, contenido de material mineral, espesor del manto y el historial tectónico. La mayoría de los carbones medios y bajos volátiles tienen buena permeabilidad si las fracturas están abiertas; la permeabilidad puede ser baja o nula en semiantracitas y antracitas debido a la destrucción de las cleats. Los rellenos minerales en las cleats, también pueden conducir a baja permeabilidad. Si una gran parte de las cleats, están llenas, la permeabilidad absoluta puede ser extremadamente baja, como es el caso de partes de la cuenca Bowen en Australia y partes occidentales de la cuenca Black Warrior en Alabama. Los minerales comunes en cleats son calcita, pirita, yeso, caolinita e illita. La permeabilidad puede ser evaluada mediante pruebas de presión como falloff test, slug test y de interferencia.

Permeabilidad relativa:

Las tasas de flujo de gas y agua a través del yacimiento son proporcionales a la permeabilidad efectiva de cada una de las fases.

En los yacimientos GAC, la permeabilidad absoluta a una saturación de la fase mojante de 1,0 debería utilizarse porque el sistema de fracturas naturales del carbón suele estar altamente saturado de agua en las condiciones iniciales.

La permeabilidad relativa es un parámetro primordial en la determinación de las características de producción de un yacimiento GAC debido a que el flujo de gas y agua en los sistemas de fracturas es controlado principalmente por la permeabilidad relativa. Por lo tanto, una estimación adecuada de las características de permeabilidad relativa de los mantos de carbón es necesaria para entender correctamente el comportamiento del yacimiento. Los datos de permeabilidad relativa en los yacimientos GAC pueden ser obtenidos por alguno de los siguientes métodos:

- Laboratorio basado en investigaciones de permeabilidad relativa
- Pruebas de transiente de presión de pozo
- Simulación basada en curvas de permeabilidad relativa.⁹⁵

7.4. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN.

La tecnología para identificar los mantos de carbón con alto potencial de generación y acumulación de metano es similar a la tecnología de exploración del petróleo y gas. La alta productividad del gas metano en los yacimientos de gas asociado al carbón, se puede predecir mediante el conocimiento de la influencia que existe entre los diversos factores hidrogeológicos y geológicos presentes en la

⁹⁵ RUEDA Luz Adriana, MENDIVELSO Monica; Tesis de grado: Estudio comparativo de las ecuaciones de balance de materia para yacimientos de gas asociado a mantos de carbón empleando un modelo de simulación numérica, 2011.

mayoría de las cuencas carboníferas del mundo, desarrollando de esta manera una explotación racional.

Para liberar este metano debe disminuirse la presión del carbón, lo que generalmente implica remover el agua y de esta manera disminuir la presión hidrostática en el yacimiento del mineral.

7.4.1. Exploración en los Mantos de Carbón.

El diseño y los procedimientos en la exploración durante la perforación de un pozo para CBM exige una operación totalmente integrada de geología, ingeniería de yacimientos, perforación y completamiento, debido a la naturaleza misma de los yacimientos, cuyas características son bien particulares, a diferencia de los pozos orientados para explotar gas o petróleo de yacimientos convencionales.

En primer lugar, los pozos de gas asociado al carbón, son pozos cuya profundidad es relativamente somera (muy próxima a la superficie), cuyos yacimientos son naturalmente fracturados y de muy baja permeabilidad. Los mantos de carbón pueden variar en espesor y encontrarse inter-estratificados.

La evaluación se basa en revisar la disponibilidad de datos geológicos para seleccionar las localizaciones de los pozos y diseñar programas para la recolección de datos. Estos datos incluyen mapas estructurales y estratigráficos, datos de perforación, registros, pruebas de pozos, datos de producción, información sobre el contenido de gas y estudios del sistema de fracturas.

El siguiente paso es recolectar datos sobre el contenido de gas y la permeabilidad del manto del primer pozo perforado. Una vez concluidas las operaciones de pozo es necesario determinar la capacidad de almacenamiento del gas carbón y las propiedades del carbón y la roca no carbón. El paso final es combinar todos los datos anteriores y analizarlos para predecir la producción de gas y de agua.

7.4.2. Tratamientos de estimulación por fracturamiento para los yacimientos GMC.

Los tratamientos de estimulación por fracturamiento son ampliamente utilizados para acceder a las reservas de GMC. La conexión de la red de fracturas naturales con el pozo proporciona un conducto a través del cual se produce agua y gas.

Los tratamientos apuntalados de fracturamiento hidráulico de las capas de carbón han resultado exitosos en lo que respecta a la estimulación de la producción, pero los pozos en general demostraron un desempeño inferior al de los pozos que producen de yacimientos de arenisca estimulados por fracturamiento.⁹⁶

El carbón posee características físicas que son diferentes a las de las rocas convencionales. Su relación de Poisson más alta se traduce en gradientes de fractura también más altos, a menudo superiores a los de las capas adyacentes.

La consistencia blanda del carbón dificulta la propagación de las fracturas. Los sistemas de diaclasas generan redes de fracturas complejas. En carbones intensamente fracturados, con un módulo de Young bajo, se crean redes complejas. Por consiguiente, aún con las altas presiones de tratamiento, se logran longitudes de fracturas limitadas. Las pérdidas de fluido asociadas con los sistemas a base de gel pueden producir hinchamiento y daños a los carbones.

El alto grado de heterogeneidad de los carbones que se hallan en una cuenca puede producir resultados inconsistentes. La variabilidad del carbón entre una cuenca y otra también afecta los resultados finales de los tratamientos de estimulación. El método de prueba y error no suele ser económicamente efectivo para la optimización de un programa de estimulación; sin embargo, a veces constituye la única alternativa.

Para el desarrollo de los proyectos GMC, los tratamientos de estimulación por fracturamiento se dividen en tres categorías principales:

⁹⁶ OLSEN, T, N.BRENIZE G. FRENZEL, T: "Improvement Processes for Coalbed Natural Gas Completion and Stimulation," artículo SPE 84122, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 5 al 8 de octubre de 2003.

1. Sistemas de gel a base de polímeros.
2. Sistemas de agua oleosa.
3. Sistemas espumados o energizados (nitrógeno o dióxido de carbono).

Los sistemas de gel reticulado pueden producir daños de formación si el gel no se rompe, taponando irreversiblemente las diaclasas. Los sistemas de agua oleosa requieren tasas de bombeo muy altas porque el fluido posee capacidades deficientes de transporte de apuntalantes. Los sistemas energizados dan buenos resultados y reducen el potencial de daño causado por las interacciones entre el carbón y los fluidos de fracturamiento. No obstante, el peligro de daño de formación persiste incluso con los sistemas energizados. Por ejemplo, los surfactantes utilizados con estos sistemas pueden incidir negativamente en la mojabilidad natural del carbón y reducir la tasa de deshidratación.⁹⁷

HIDROGEOLOGÍA: juega un papel muy importante en la producción del CBM, debido a que el agua debe ser evacuada para reducir la presión, permitiendo la desgasificación y el flujo del gas. Las principales consideraciones para evaluar la hidrogeología incluyen la presencia de acuíferos por encima o por debajo de las capas de carbón y la calidad del agua de producción y su posterior disposición en lagos, acuíferos o ríos.

7.4.3. Explotación del gas metano.

Los gases son generados in-situ durante la carbonificación y son almacenados principalmente en micro poros del área superficial interna de la matriz del carbón, por el proceso de sorción (o retención de una sustancia por otra cuando están en contacto). Existen dos formas de explotación del gas asociado a mantos de carbón:

⁹⁷AHMED, Al-Jubori. SEAN, J.CHUCK B, Steplen. BUSTOS, Oscar. PASHIN, J. WRAY, Andy. Artículo. Metano en capas de carbón: energía limpia para el mundo.

- **Torres perforadoras:** estas torres cuentan con una tubería de producción (casing) cementada hasta la superficie que van perforando la veta de carbón; una vez que el pozo es terminado, se baja una bomba sumergible con una tubería de producción de agua (tubing). La bomba es necesaria para extraer el agua de la veta de carbón y producir la desorción del metano el cual fluye tanto por la tubería revestida (casing) y la tubería de producción de agua (tubing) hacia un separador gas-agua y a la estación de compresión. A medida que el agua es extraída, se incrementa la producción de metano. Por lo cual podría decirse que la producción de agua es alta al comenzar la producción del pozo, pero declina, aumentando la producción de metano.

- **Pozos horizontales:** Cada pozo puede llegar a tener una extensión lateral de hasta 3,500 pies (1067 mts). Varias ramas laterales se pueden perforar desde un solo pozo vertical para explotar varias vetas. Cada rama puede no ser necesariamente horizontal para poder seguir el desarrollo de las vetas. Muchas vetas pueden tener un espesor menor a 5 pies (1.5 mts), siendo requerido conducir la perforación con mucho cuidado.

Los problemas que se pueden presentar durante la perforación de pozos para explotación de gas asociado al carbón son:

1. Excesiva producción de agua
2. Presiones anormales
3. Estabilidad del hueco (deslizamientos y problemas asociados a la tectónica del área y a la mecánica de rocas)
4. Daños a la formación
5. Pérdidas de circulación.

7.5. CÁLCULO DE RESERVAS

El potencial de Gas Asociado al Carbón en Colombia fue estimado por medio de la ecuación:

$$G = 1 * 10^{-9} * A * h * \rho_b * G_C$$

Ecuación: Estimación del potencial de Gas Asociado al Carbón.

Los términos correspondientes a este planteamiento son:

G: Gas in situ (Bcf).

A: Área de Drenaje (m²).

h: Espesor del Yacimiento (m).

ρ_b : Densidad Aparente Promedio del Carbón (g/cm³).

G_C: Concentración de Gas (ft³/ton).

Por otro lado, existen varios métodos para la evaluación de reservas, los cuales se han adaptado en gran parte de las técnicas desarrolladas para yacimientos convencionales. Cuatro métodos generales se aplican:

- Volumétrica
- Balance de materia
- Producción de análisis de datos (PDA)
- Depósito de simulación.

La aplicación apropiada de estos métodos depende de la fase de desarrollo del yacimiento de CBM. Aunque ambos métodos volumétricos y la simulación se puede aplicar en todas las etapas del desarrollo, la precisión se mejorará con una mayor disponibilidad de datos. El balance de materia, los métodos de curvas de declinación y el PDA sólo se puede aplicar después de una cantidad de datos disponibles y significativos en cuanto a producción, presión de flujo y parada.

7.5.1. Método volumétrico:

El cálculo volumétrico de yacimientos de CBM es el método más sencillo, así como el más propenso a errores, debido a la incertidumbre en los parámetros básicos tales como la eficiencia de recobro y parámetros en el gas total in place “TGIIIP” (cálculos tales como el mayor volumen del yacimiento (Ah), y el contenido de gas in situ). La recuperación final estimada “EUR” podrá obtenerse del TGIIIP multiplicando por TGIIIP eficiencia de recobro (Rf). La forma más común de uso de la ecuación GIIP para el carbón es (Zuber 1996):

$$G_i = Ah \left(\frac{43560 \phi_f (1 - S_{wi})}{B_{gi}} + 1,3597 \bar{\rho}_c \bar{G}_c \right)$$

G_i: GIIP, Mscf.

A: Área del yacimiento, Acres.

h: Espesor yacimiento, ft.

ϕ_f: Porosidad natural de la fractura, fracción.

S_{wi}: Saturación agua inicial en las fracturas naturales, fracción.

B_{gi}: Factor Volumétrico de Formación Gas Inicial, Rcf/Mscf.

1.3597: Factor de Conversión

ρ_c: Densidad promedio del bloque carbón in situ a la composición promedio carbón in situ, g/cm³

G_c: Contenido promedio gas-carbón in situ correspondiente a la composición promedio carbón in situ, scf/ton.

La modificación primaria a la ecuación GIIP convencional ha sido la inclusión del contenido de gas adsorbido, lo que requiere de técnicas especializadas de campo y de laboratorio.

El gas adsorbido no puede ser directamente detectado in situ utilizando los actuales métodos petrofísicos. Recientemente (Lamarre y Pope 2007), estructuraron una técnica de fondo de pozo basado en espectroscopia, Raman determinó que ésta puede ser útil para la determinación de gas in place, si ciertas condiciones rígidas son encontradas. La espectroscopia de Raman puede utilizarse para medir el gas en solución (agua producida) obteniendo así la presión parcial del metano. Suponiendo que la presión parcial del metano en el carbón es equivalente al gas en solución, y si se cuenta con una isoterma representativa de carbón, el contenido de gas del carbón se puede determinar (Lamarre y Pope 2007).

Carlson (2006) introdujo una técnica para establecer la presión crítica de desorción (CDP) de carbones insaturados a través de la estimación de la presión del punto de burbujeo del agua, que demuestra ser igual a CDP.

En la deducción de la ecuación, se supone que sólo el gas sorbido en la matriz de carbón y el gas libre almacenado en el sistema de fracturas naturales están contribuyendo a el gas in place. En general, el contenido de gas sorbido dentro de la matriz del carbón es la contribución dominante al gas in place, y el almacenamiento del gas libre tanto en la matriz y las fracturas es generalmente considerado insignificante.

Es muy difícil obtener un valor preciso para el contenido de carbón-gas (\bar{G}_c), principalmente por la heterogeneidad del carbón y la dificultad en el registro de pozos para inferir el contenido de gas.

Afortunadamente, el Gas Research Institute (GRI) ha publicado excelentes directrices sobre la evaluación adecuada del contenido de gas in situ. Los avances recientes han sido discutidos por Clarkson y Bustin (2010).

Ambas fracciones inorgánicas y orgánicas de carbón afecta a la densidad del carbón ($\bar{\rho}_c$). Las densidades de las vetas del bloque de carbón, están relacionadas con la fracción en volumen de cada uno de estos componentes. Debido a que el carbón contiene más del 70% volumen (50% en peso) de materia orgánica, por definición, es fácil de detectar carbones utilizando registros de densidad de pozo abierto. Históricamente, un límite superior de 1,75 g/cm³ se ha utilizado como un punto de corte en la identificación de carbón en el registro de densidad, que se cree estar en parte relacionada con la definición anterior de carbón. Sin embargo, como se ha señalado por Mavor y Nelson (1997), usando esta definición puede excluir la contribución de otros materiales ricos en materia orgánica (es decir, las lutitas carbonáceas) del cálculo total del espesor bruto. Un enfoque para incluirlos es establecer la densidad aparente del bloque de carbón del límite superior a cero, en el contenido de gas adsorbido. El uso de este enfoque para muestras de carbón Fruitland, el límite superior de densidad obtenida fue consistente con los citados por Mavor y Nelson (1997) (2,1 a 2,5g/cm³).

El espesor del yacimiento (h) está destinado a ser espesor de carbón, ha sido aplicado después de un cutoff de densidad. Para cada yacimiento de carbón, este puede ser el mejor estimado utilizando un cutoff de densidad correspondiente a el contenido de gas adsorbido cero. En ausencia de datos sobre la calidad del registro de densidad, otros registros geofísicos pueden ser utilizados para estimar el espesor de carbón. Registros Neutron y de porosidad, corridos en pozo entubado, pueden ser utilizados ya que el carbón generalmente tiene porosidades de neutrones mayores al 40%. El Registro Gamma Ray debe ser utilizado en paralelo con otros registros, ya que aunque las respuestas del Gamma Ray en el carbón son generalmente bajos, este depende del contenido de uranio en el carbón.

El área del yacimiento (A) puede corresponder a los límites artificiales o naturales en el campo, de pozos, play, o a escala de la cuenca. Fronteras artificiales incluyen la propiedad, los límites de estudio, o interferencia de pozo (Mavor 1996). Límites naturales incluyen acuñamientos del carbón, fallas, cambios de

permeabilidad, cambios laterales de facies y la variabilidad geológica de otro tipo. Las vetas de carbón individuales son tan finas, y a menudo difícil de resolver y determinar sus límites con sísmica 3D. Análisis de datos del pozo de producción, cálculos de balance de materiales y la simulación del ajuste histórico puede utilizarse para inferir volúmenes de drenaje, que, cuando se combina con información volumétrica, pueden ser utilizados para estimar áreas de drenaje.

En la ecuación, el término que se refiere a la porosidad de fractura o porosidad natural (ϕ_f), es difícil de determinar cuantitativamente a partir de análisis de núcleos como se comenta por Mavor (1996). La saturación de agua inicial en el sistema de fracturas (S_{wi}) es igualmente difícil de determinar a partir de las técnicas básicas y comúnmente se supone que es 100%. En los yacimientos de CBM más comerciales, la porosidad de fractura (generalmente <1%) tiende a contribuir poco a la de almacenamiento de gas total, y un error en la estimación, por lo tanto, no tienen un impacto significativo sobre las estimaciones de GIIP. Sin embargo, dado que esta porosidad se llena inicialmente con agua, el aspecto práctico de tener 2% de porosidad de la fractura en lugar del 1% es dos veces como mucho el agua que tendrá que ser movida para eliminar el agua del reservorio.

Hay varios métodos para estimar R_f (Zuber 1996):

1. Contenido del gas adsorbido calculado a condiciones iniciales (presión de desorción) y abandono usando la isoterma de adsorción.
2. Analogía
3. Simulación de yacimiento.

7.5.2. Balance de materia.

Un número de ecuaciones de balance de materiales se han desarrollado para incluir el almacenamiento del gas adsorbido (King 1993; Jenson y Smith, 1997; Seidle 1999, Clarkson y McGovern 2001, Ahmed et al. 2006), pero el grado de complejidad de las ecuaciones se incrementa a medida que se da el

almacenamiento de gas libre (o gas comprimido), el agua y la compresibilidad de volumen de poro, la producción de agua e invasión se contabilizan. El método desarrollado por King (1993) sigue siendo el más riguroso, aunque las ecuaciones pueden ser difíciles de aplicar en la práctica debido a la necesidad de cálculos iterativos. Desde el año 1997, a partir de Jensen y el trabajo de Smith (1997), las aproximaciones han sido desarrolladas para facilitar el uso del balance de materiales para yacimientos de CBM, sin necesariamente sacrificar la precisión significativa.

7.5.3. Análisis de datos de producción.

Los datos más abundantes para yacimientos de CBM son datos de producción de gas y/o agua, lo que es lógico para maximizar el uso de estos datos para estimaciones de yacimiento. Los métodos de análisis de datos de producción avanzada (ejemplo. Curvas tipo de producción y el balance de flujo material) similarmente han sido adaptados para incluir almacenamiento de gas adsorbido, y muy recientemente han sido modificados para incluir comportamientos de yacimientos de GMC más complejos, tales como flujo de dos fases (gas + agua), la permeabilidad absoluta no estática (causada por los cambios de esfuerzo efectivo o la contracción de la matriz), y efectos de multicapa. Los campos de GMC maduros y recientes estudios de simulación han proporcionado algunas directrices para el uso apropiado de las técnicas de análisis de producción tales como las curvas de declinación de Arps para yacimientos de GMC deshidratados o secos. Un comprensivo estudio por Rushing (2008) utilizó presión constante para la simulación numérica para investigar el impacto de muchas propiedades de yacimientos GMC en características de declinación.

7.5.4. Simulación de yacimientos.

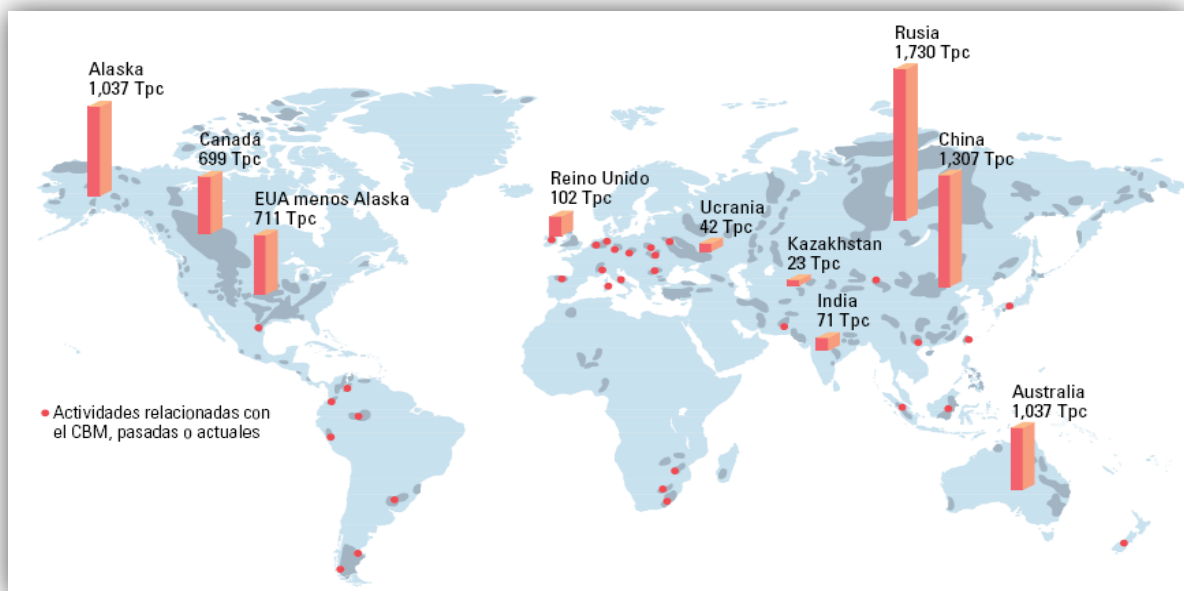
La simulación de yacimientos incluye el uso de modelos de flujo analítico y numérico que están "calibrados" por el history-matching, la producción del pozo, y las presiones fluyentes y estáticas, se utilizan entonces para proyectar

la producción única o multipozo bajo una pluralidad de escenarios operativos de desarrollo. Una variedad de simuladores comerciales están disponibles actualmente para analizar el comportamiento de yacimientos, incluyendo muchos aspectos del almacenamiento y mecanismos de transporte únicos para CBM. La simulación de yacimientos puede ser realizada en un solo o un múltiple nivel de pozo. En cualquier caso, para fines de archivos de yacimiento, los simuladores de yacimientos deben ser adecuadamente calibrados para el comportamiento del pozo existente mediante restricciones apropiadas en datos estáticos y dinámicos.⁹⁸

7.6. ESTADÍSTICAS MUNDIALES Y NACIONALES.

7.6.1. Panorama mundial.

Figura 65: Reservas de Gas Asociado a Mantos de carbón.



Fuente: Departamento de Energía de EUA, referencia 3, y BP StatisticalReview, referencia 5.

⁹⁸ CLARKSON,C, R.C.L. BOE Solutions Inc.; R.R. Gierhart, SPE, BP America; and J.P. Seidle, SPE, MHA Petroleum Consultants; Production Data Analysis of Coalbed-Methane Wells.

En la figura 65, se observan las reservas de CBM y actividad asociada a éstas. Las principales reservas de CBM (azul oscuro) se encuentran en Rusia, EUA (Alaska solamente posee un volumen estimado de 1,037 TPC), China, Australia, Canadá, el Reino Unido, India, Ucrania y Kazakhstan. De los 69 países que alojan la mayor parte de las reservas de carbón, el 61% ha registrado alguna forma de actividad relacionada con el CBM; investigación, pruebas o producción.

En más de 40 países se ha investigado el potencial de Gas Asociado a Carbón (GAC), pero solo se han desarrollado proyectos comerciales en Australia, Canadá, China y la India. Los recursos de GAC estimados en todo el mundo son superiores a los 9,000 TPC.⁹⁹

En los últimos años, los proyectos asociados con el GAC proliferaron rápidamente. Australia no registró producción de GMC en 1995; sin embargo, en 2008 se extrajeron 4,000 MMm³ [141,000 MMpc] de sus extensivas reservas de carbón subterráneo.

China exhibió un volumen de producción de GMC de más de 1.4 MM m³ [49,000 MMpc] en el año 2006. Estas cifras son pequeñas si se comparan con la producción de EUA en el año 2007; 61,000 MMm³ [2.15 TPC]; es decir, más del 10% del suministro interno de gas natural de EUA.

7.6.2. Reservas de carbón y GAC en Colombia.

El potencial estimado total de GMC en Colombia es un rango que va desde 11 a 35 TPC aunque sólo una porción de estas reservas serían económicamente recuperables.

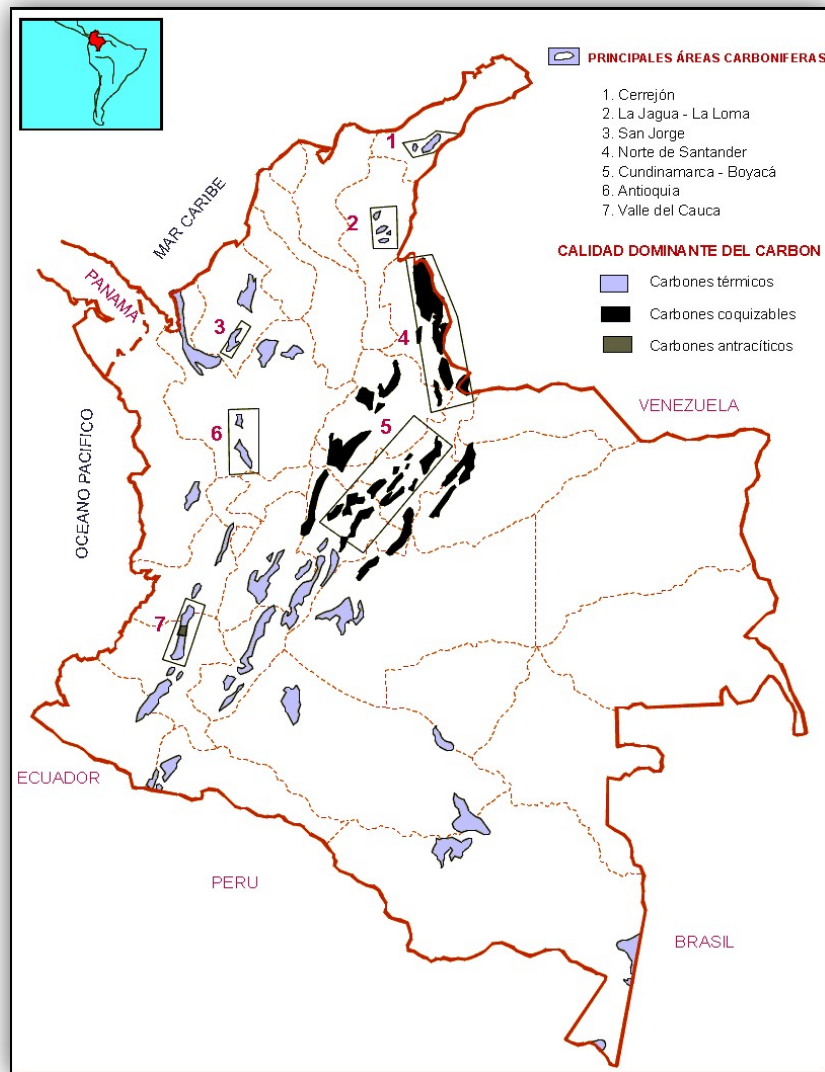
⁹⁹VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1246.

Proyectos llevados por la Drummond en Cesar, Cundinamarca y Boyacá muestran interés pero no poseen licencias.

El carbón desempeña una parte importante de la economía de Colombia, lo que representa una cuarta parte de las exportaciones del país, y con base en las tendencias actuales, puede ser su principal producto de exportación durante la próxima década.

La figura 66 resalta las principales zonas de reservas de carbón y GAC en Colombia.

Figura 66: Reservas de Carbón y GAC en Colombia.



Fuente: Instituto Colombiano de Geología y Minería (<http://www.dnp.gov.co>)

A partir de 2009, el país ha estimado las reservas probadas de 6,8 millones de toneladas, en su mayoría de alta calidad del carbón bituminoso. La mayoría de la producción de carbón se encuentra en los estados del norte de la Guajira, Cesar y Córdoba. Depósitos más pequeños se encuentran dispersos a lo largo de las estribaciones andinas, en Norte de Santander, Santander, Antioquia, Boyacá, Cauca, Borde Llanero, y otros estados (ver tabla 21).¹⁰⁰

Tabla 21: Potencial de los depósitos de Gas Metano Asociado a Depósitos de Carbón en Colombia

Departamento	Carbón explotable in situ (G t _ú)	Total in situ (G)	Gas in situ (TPC)	Volúmenes potenciales (TPC)
Cesar	6,6	19,7	6,9	3,4
Guajira	4,5	13,6	4,8	2,4
Boyacá	1,7	5,2	1,8	0,9
Cundinamarca	1,5	4,4	1,6	0,8
Norte de Santander	0,8	2,4	0,8	-
Córdoba	0,7	2,2	0,8	-
Santander	0,5	1,4	0,5	-
Antioquia	0,5	1,4	0,5	-
Valle del Cauca	0,2	0,7	0,3	-
Total	17	51	17,8	7,5

Fuente: Arthur D. Little Inc. – ANH.

7.6.3. Caso aplicado.

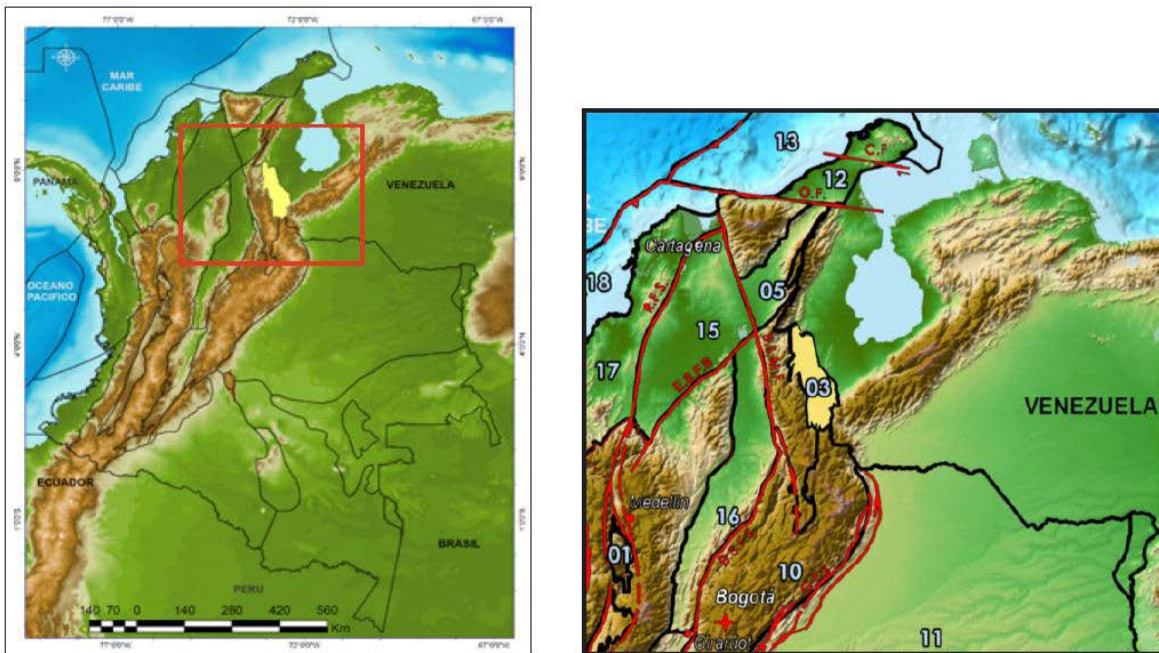
Ejemplo de aplicación, Cuenca Catatumbo.

Con el fin de ejemplarizar algunos cálculos relacionados con la estimación de recursos en yacimientos de Gas Asociado a Mantos de Carbón, se tomó como base la cuenca Catatumbo que representa la porción colombiana de la cuenca de Maracaibo en Venezuela. En sus márgenes norte y este están los límites geográficos con Venezuela, al sur limita con las rocas cretáceas de la cordillera

¹⁰⁰VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1246.

oriental, y al este con las rocas ígneas y metamórficas del Macizo de Santander. La principal unidad generadora de la cuenca es la formación la Luna con un espesor aproximado de 200 pies. Y se encuentran presentes a lo largo de la cuenca rocas pelíticas de edad Cretácica (formaciones, La Luna, Capacho, Tibu y Mercedes).¹⁰¹

Figura 67: Localización y límites de la cuenca Catatumbo.



Fuente:http://www.anh.gov.co/media/libros_geologia/Evaluating%20total_Yet_to_Find_hydrocarbon_volume_in_Colombia.pdf

Teniendo en cuenta la falta de información en cuanto a propiedades de yacimiento para Gas Asociado a Mantos de Carbón en las cuencas colombianas, se hizo una analogía de dichas características, basándose en los datos presentados en el artículo 107705 publicado por la SPE: “C.R. Clarkson, SPE, ConocoPhillips; C.L. Jordan, SPE, BOE Solutions Inc.; R.R. Gierhart, SPE, BP America; and J.P. Seidle, SPE, MHA Petroleum Consultants”.

¹⁰¹VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012): 1246.

Tabla 22: Propiedades del yacimiento.

Input Parameter	Parameter value
Drainage área (acres)	80.0
Thickness (ft)	22.0
Bulk density (g/cm ³)	1.37
Cleatporosity (%)	0.7
Gas gravity	0.62
Initial reservoir pressure (psia)	1270
Reservoir temperatura (°F)	95
Langmuir volumen (scf/ton, in-situ)	409
Langmuir pressure (psia)	743
Desorption pressure (psia)	588
Pore compressibility (psia ⁻¹)	4.0E ⁻⁴
Initial wáter saturation (%)	100
Wellboreradius (ft)	0.25
Permeability (md)	5
Skin	0
Sorptior time (days)	1.4

Fuente: C.R. Clarkson, SPE, Conoco Phillips; C.L. Jordan, SPE, BOE Solutions Inc.; R.R. Gierhart, SPE, BP America; and J.P. Seidle, SPE, MHA Petroleum Consultants.

Para la estimación de reservas de Gas Asociado al Carbón, se utilizó el método volumétrico planteado anteriormente, expresado en la ecuación:

$$G_i = Ah \left(\frac{43560 \phi_f (1 - S_{wi})}{B_{gi}} + 1,3597 \bar{\rho}_c \bar{G}_c \right)$$

Teniendo en cuenta los datos presentados anteriormente en la tabla 22, se realizaron los respectivos cálculos.

Solución:

Partiendo de los siguientes datos:

A= 80 Acres.

Swi=100%=0,1

h=22 ft.

$\bar{\rho}_c$ =1,37 g/cm³

ϕ_f =0,7

\bar{G}_c = 409 scf/ton in-situ.

Se tiene que:

$$G_i = Ah \left(\frac{43560 \phi_f (1 - S_{wi})}{B_{gi}} + 1,3597 \bar{\rho}_c \bar{G}_c \right)$$

La constante 43560 se usa para obtener resultados en pies cúbicos (ft³).

$$G_i = 80 * 22 \left(\frac{43560 * 0,76(1 - 0,1)}{B_{gi}} + 1,3597 * 1,37 * 409 \right)$$

Se obtiene:

$$G_i = 1760 * \left(\frac{29795,04}{B_{gi}} + 761,88 \right)$$

El planteamiento se deja en función del factor volumétrico de formación del gas, B_{gi}. Para el cálculo de esta propiedad se utilizó la ecuación:

$$Bg = 0,0282 * \frac{ZT}{P} [ft^3/scf]$$

Se reemplazó en la ecuación los valores de presión y temperatura presentados en la tabla; el valor de Z (factor de compresibilidad del gas) se asumió como 1 debido a que este tipo de yacimientos de Gas Asociado al Carbón producen gas metano (gas seco).

$$Bg = 0,0282 * \frac{1 * 555}{1270} Bg = 0,0123 [ft^3/scf]$$

Reemplazando el valor de Bg, se tiene:

$$G_i = 1760 * \left(\frac{29795,04}{0,0123} + 761,88 \right) = 4264,7 \text{ MMSCF}$$

Siendo así, el cálculo estimado de reservas fue de: 4'264.696.226 scf.

8. CONCLUSIONES

- Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales representan el nuevo desafío para la industria petrolera. Si bien existen muy buenas oportunidades para la explotación de estos yacimientos, aún no se conoce cuáles serán los volúmenes de producción de este tipo de hidrocarburo.
- El desarrollo de yacimientos no convencionales implica la implementación de nuevas metodologías que permitan la prospección y desarrollo de este tipo de recursos partiendo de las posibles reservas disponibles y del costo que tiene producirlas.
- La herramienta multimedia diseñada en esta tesis de grado contiene información que describe de manera organizada y didáctica los diferentes tipos de yacimientos no convencionales. Esta nueva herramienta le proporciona al usuario una alternativa de estudio, práctica, ágil y pedagógica pues permite acceder a información actualizada, facilitando el proceso de aprendizaje y haciéndolo más eficiente.
- El diseño de esta herramienta multimedia se enfocó principalmente en el fortalecimiento del proceso de enseñanza/aprendizaje para la asignatura ingeniería de yacimientos, usándola como un método pedagógico con el fin de introducir el tema de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en el contenido de la materia debido a que dicha temática se está convirtiendo en un tema obligatorio para el ingeniero de petróleos.
- El material complementario incluido dentro de la herramienta permite asimilar fácil y rápidamente los procesos físicos de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales a través de videos interactivos con los cuales se pretende aclarar la implementación y desarrollo de estas nuevas tecnologías.

9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda el acompañamiento del docente para aclarar las dudas tanto en los conceptos propios de la industria al igual que en lo concerniente al funcionamiento de la herramienta; este proceso puede ir apoyado con la previa revisión del manual de usuario.
- Es aconsejable realizar actualizaciones frecuentes relacionadas con las tecnologías de exploración y explotación utilizadas en este tipo de yacimientos, ya que es un tema que se encuentra en desarrollo por lo cual día a día surgen nuevas investigaciones acerca de este.
- Se recomienda complementar el contenido teórico consultando la bibliografía suministrada que se encuentra disponible en el módulo referido a material complementario con el fin de que se amplíen los conceptos y procesos propios de este tipo de yacimientos teniendo en cuenta que la temática tratada es extensa y que el contenido presentado representa la esencia del tema.
- Debido a la importancia que toma actualmente el tema de hidrocarburos en yacimientos no convencionales se recomienda que dicha temática se estudie con más detalle dentro del pensum académico de ingeniería de petróleos en la Universidad Industrial de Santander con el propósito de estar a la vanguardia de lo que sucede en el entorno de la industria petrolera a nivel mundial y nacional.

10. BIBLIOGRAFÍA

- ACHURRA REVECO Luciano. Proyecto MECESUPUCH 0303 Modernización e Integración Transversal de la Enseñanza de Pregrado en Ciencias de la Tierra Mineralogía y Petrología. Universidad de Chile.
- AGUILERA,R. HARDING, T. State-of-the-Art of Tight Gas Sands Characterization and Production Technology University of Calgary.
- AHMED, Al-Jubori. SEAN,J.CHUCK B,Steplen. BUSTOS, Oscar. PASHIN, J. WRAY, Andy.
- ALEXANDER Tom, BAIHLY Jason, BOYER Chuck, WATERS George, JOCHEN Valerie, CALVEZ Joel, LEWIS Rick, MILLER Camron, THAELER John, TOELLE Brian.Revolución del gas de lutitas. Artículo publicado en OilfieldReview, Copyright 2011 Schlumberger.
- ALLIX Pierre, BURNHAM Alan, FOWLER Tom, HERRON Michael, KLEINBERG Robert, SYMINGTON. Extracción del petróleo contenido en las lutitas. Artículo publicado en OilfieldReview, Copyright 2011 Schlumberger.
- ALONSO Julio, CHEBLI Gualter, GIUSIANO Adolfo, IBAÑEZ Guillermo; El shale gas en la provincia del Neuquen; Mayo, 2011.
- ANDERSON, B, I. COLLETT, T, S.LEWIS R, E.DUBOURG, I: "Using Open Hole and Cased-Hole Resistivity Logs to Monitor Gas Hydrate Dissociation During a Thermal Test in the Mallik 5L-38 Research Well, Mackenzie Delta, Canada," Petrophysics 49, no. 3 (Junio de 2008): 285–294.
- Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030," Report #: DOE/EIA-0383(2007).Articulo. Metano en capas de carbón: energía limpia para el mundo.
- BIRCHWOOD, Richard.DAI, Jianchun. SHELANDER, Dianna. BOSWELL, Ray.COLLETT, Timothy; Desarrollos en hidratos de gas. OilfieldReview Primavera de 2010.
- BOLUFER P. Extracción de Petróleo y Gas de Rocas Sedimentarias. Instituto Químico de Sarriá.

- BOYER Chuck, CLARK Bill, JOCHEN Valerie, LEWIS Rick, MILLER Camron. Gas de lutitas un recurso global. Artículo publicado en Oilfield Review 2011. Schlumberger.
- BUCH Tomás. Petróleo y Gas No Convencional. Argentina, Marzo 2012.
- BUGAILISKIS, A. ROZENTAL, A. Canadá entre las naciones 2011/2012. Mc Gill Queens universitypress 2012.http://dev.ctpl.thejibe.com/sites/default/files/Canada_entre_las_Naciones_2011-2012.pdf.
- CARRILLO B, Lucio. Esquistos bituminosos "OilShale". Oficina de estudios económicos Osinergmin. Lima, junio 2011.https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/01_extraccion.pdf.
- CLARKSON, C, R.C.L. BOE Solutions Inc.; R.R. Gierhart, SPE, BP America; and J.P. Seidle, SPE, MHA Petroleum Consultants; Production Data Analysis of Coalbed-Methane Wells.
- COLLET, Timothy, LEWIS Rick, UCHIDA Takashi; El creciente interés en los hidratos de gas.
- CULLICK, A. S., et al, Journal of Petroleum Technology, Nov. 2004, Society of Petroleum Engineers paper, SPE-88991.
- C.R. Clarkson, SPE, Conoco Phillips; C.L. Jordan, SPE, BOE Solutions Inc.; R.R. Gierhart, SPE, BP America; and J.P. Seidle, SPE, MHA Petroleum Consultants.
-
- DALLIMORE, S, R. COLLETT T, S (eds): Resultados Científicos del Programa de Pozos de Investigación de la Producción de Hidratos de Gas Mallik 2002.
- DIEGO Pablo A. Gas no convencional Presente y Desafíos01 de septiembre de 2011. Petrobras.
- DYNI, J, R. "GEOLOGY and Resources of someworld OIL-SHALE deposits," reston, Virginia, EUA: investigaciones científicas del servicio geológico de EUA, informe 2005-5294, 2006.
- E. SÁNCHEZ, L. GRATEROL, J. SUÁREZ, Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad de hoyo. parte I. PDVSA.

- EARTH SCIENCES RESEARCH JOURNAL, Volume 16, Special Issue, April, 2012.
- Earth Sciences Research Journal, Volume 16, Special Issue, April, 2012.
- EL-BAMBI, A, H. Analysis of Tight Gas Wells. PhD. Dissertation, college Station Texas A&M University. 1998.
- “Energy from Gas Hydrates: Assessing the Opportunities & Challenges for Canada,” Report in Focus (Julio de 2008).
- EVANS, S.: “A Modern Approach to E&P Assets Valuation, Development, and Decision Making.” Journal of Petroleum Technology (July 2005)
- FRANCO, M, Juan. ESTUPIÑAN, S, Jorge .Descripción de las diferencias operacionales y petrofísicas que determinan el óptimo drenaje de un yacimiento de Oil Shale comparado con un yacimiento convencional. Tesis de grado Universidad industrial de Santander 2012.
- Fuentes no Convencionales de Energías fósiles: oportunidades y Perspectivas, Septiembre 22 y 23 – 2011. Bogotá – Colombia
- GARCÍA, G, Mario. Coalbed methane resources of Colombia. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. Colombia. Conventional & unconventional hydrocarbon resources. International Congress. February 2008.
- GÓMEZ, Noris. Gas Natural No Convencional “camino a la independencia energética”- Primera parte.
- GRIEM, W. & GRIEM, S. KLEE. Apuntes Geología General. 2007. <http://www.geovirtual.cl/geologiageneral/geogenap.html>.
- HOLDITCH, Stephen A. SPE, “Tight Gas Sands”. Journal of Petroleum Technology (junio de 2006).
- Introducción a las energías renovables no convencionales ERNC. <http://www.endesa.cl/rse/publica/Libro%20ERNc%20versi%C3%B3n%20de%20impresión.pdf>.
- KOH, Carolyn. Towards a fundamental understanding of natural gas hydrates.
- LUCAS. SCHNEIDER. Tight Gas Sands y sus desafíos Buenos Aires, Noviembre de 2008.

- LUNA SIERRA Emilio, GARCÍA Alberto. Situación actual y perspectivas de los hidrocarburos no convencionales. Febrero de 2013.
- MAKOGON, Y, F. Hydrates of Hydrocarbons. Tulsa: Penn Well Books, 1997. p. 93
- MARTÍNEZ Barreto Jaime. Hacia el big-bang... del Shale Gas, artículo carta petrolera, dic de 2011.
- MINGO Marta, SUÁREZ Alejandro. La expansión de la producción de gas d yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa. Cuaderno número 28. Instituto Español de la Energía.
- MOSQUERA VICENTE, RODRÍGUEZ ALEJANDRA. Proyecto de grado. Diseño de un modelo contractual para la explotación y producción de hidrocarburos no convencionales. 2011.
- Oil Shale & Tight Sands programmatic EIS. 2012.
- OKUDA, Y: "Introduction to Exploration Research on Gas Hydrates in Japan," Bulletin of the Geological Survey of Japan 49, no. 10 (1998): 494-500.
- OLSEN, T, N.BRENIZE G. FRENZEL, T: "ImprovementProcessesforCoalbed Natural Gas Completion and Stimulation," artículo SPE 84122, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, Denver, 5 al 8 de octubre de 2003.
- RD&D Leases. Testing a New Generation of Technology.center of america west.2005
<http://www.centerwest.org/publications/oilshale/4getitright/1leases.php112>
- Recursos no convencionales. Dirección general de comunicaciones. REPSOL.
- RUEDA, L, Adriana, MENDIVELSO, Mónica; Tesis de grado: Estudio comparativo de las ecuaciones de balance de materia para yacimientos de gas asociado a mantos de carbón empleando un modelo de simulación numérica, 2011.
- SÁNCHEZ, E. GRATEROL, L. SUÁREZ, J. Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad de hoyo. parte I. PDVSA.

- SARMIENTO Eduardo. Desarrollo de Tight Gas en Argentina Punta Rosada. Petrobras energía SA. 2008
- SCHNEIDERLucasTight Gas Sands y sus desafíos Buenos Aires, Noviembre de 2008.
- Shale Gas: hacia la conquista de la nueva frontera extractiva. <http://opsur.wordpress.com/2011/07/01/shale-gas-hacia-la-conquista-de-la-nueva-frontera-extractiva/>.
- Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. Febrero de 2012.
- Society of Petroleum Engineers paper, SPE-100674. "Data Analysis of Barnett Shale Completions," B. Grieser, B. Shelley and B.J. Johnson, Halliburton; E.O. Fielder, J.R. Heinze and J.R. "Rusty" Werline, Devon Energy Corp.
- SOLÓRZANO GARCÍA Roberto. Exploración Yacimientos No Convencionales Eagle Ford. Texas, Marzo 2011.
- URRUTIA Dorronsoro, GONZÁLEZ A. Aplicación de los métodos de pirólisis rock-eval y fischeral estudio de la materia orgánica contenida en rocas sedimentarias de Guipúzcoa y Vizcaya. Estudios geológicos San Sebastián (1987).
- VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol.16, Special Issue (April, 2012).
- VERA DÍAZ Julio César. Perspectivas de los Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en Colombia. Bogotá, Septiembre de 2011.MME.
- ZAMORA REYES Armando. La ANH y el desarrollo de la industria de gas. Conferencia Naturgas, Marzo 2010.