

**EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LA FUENTE DE GAS NO
CONVENCIONAL SHALE GAS PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL
EN COLOMBIA**

**MANUEL ERNESTO BARON PEREIRA
CRISTIAN CAMILO RINCON SASTOQUE**

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

2011

**EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LA FUENTE DE GAS NO
CONVENCIONAL SHALE GAS PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL
EN COLOMBIA**

**MANUEL ERNESTO BARON PEREIRA
CRISTIAN CAMILO RINCON SASTOQUE**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

**DIRECTOR:
Ing. FABIO AUGUSTO SANTOS RODRÍGUEZ
Ingeniero de Petróleos**

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

2011

DEDICATORIA

Gracias a mí Dios, quien me permitió alcanzar esta meta propuesta en mi vida.

A mi madrecita querida MYRIAM LUCIA SASTOQUE PARRA, por llenarme de su amor incondicional y por ser mi apoyo en momentos difíciles en esta etapa de mi vida.

A mi papa HEBER RINCÓN HERNANDEZ, del cual aprendí que debo luchar por lo que quiero, así hayan obstáculos enormes en el camino, su trabajo, dedicación y perseverancia los voy a aplicar en lo que me depare el futuro.

A mis hermanos RENE, GIOVANNY, JAVIER Y CAROLINA, por darme ese amor de familia.

A mi Lilípuka.

A todas las personas que me apoyaron personal y académicamente, sin ellos el camino no hubiera sido fácil.

CRISTIAN CAMILO RINCÓN SASTOQUE

DEDICATORIA

Con todo mi cariño dedicado a:

DIOS por la vida, por todo el amor y las oportunidades que me ha regalado y por cada uno de los triunfos obtenidos que hoy puedo disfrutar.

Mi esposa LUZ AMPARO y mis dos hijos CRISTIAN DANIEL Y SANTIAGO quienes son el motor de mi vida, por todo su apoyo y comprensión en este largo camino.

Mis padres LUZ MARINA PEREIRA y MANUEL BARON quienes me impulsaron cada día a ser mejor.

Mis suegros AMPARO RUEDA y HERMES RODRIGUEZ por su apoyo durante toda la carrera.

Mi familia, amigos y compañeros de clase que me acompañaron en este logro.

MANUEL ERNESTO BARON

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director FABIO AUGUSTO SANTOS RODRIGUEZ por su aporte y orientación.

Al ingeniero WILLIAN NAVARRO GARCIA por su apoyo y guía incondicional en este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por permitir nuestra formación profesional.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y toda su planta de profesores por la contribución de nuestro crecimiento profesional.

A nuestros familiares, amigos y compañeros, por apoyarnos y estar cuando los necesitamos.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. SHALE GAS	19
1.1. GEOLOGIA DE LAS FORMACIONES SHALE	19
1.1.1. Caracterización del yacimiento	21
1.1.2. Rocas	25
1.2. REGISTROS DE POZO	33
1.2.1. Determinación de litofacies y sus propiedades en pozos con registros no corazonados.	35
1.3. ERRORES POTENCIALES EN EL ANÁLISIS GEOLÓGICO DE LA SHALE	35
1.4. ESTIMACION DE GAS IN-PLACE	37
1.4.1. Corrección para el volumen vacío en la fase de absorción.....	40
1.4.2. Método para el cálculo gas inicial en Shale.....	43
1.4.3. Densidad de la fase adsorbida.....	44
1.4.4. Efectos del tamaño de poro en la adsorción de metano.	46
1.4.5. Efecto de la temperatura en la adsorción de metano.....	47
1.5. PRINCIPALES DESARROLLOS TECNOLÓGICOS EN LA PRODUCCIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL	47
1.5.1. Fracturamiento Hidráulico	49
1.5.2. Refracturamiento	66
1.5.3. Pozos horizontales.....	68
1.6. MANEJO AMBIENTAL	71
1.6.1. Programas de tubería de revestimiento y cementación	71
1.6.2. Fluidos de perforación y piscinas de retención	74
1.6.3. Disponibilidad de agua	75
1.7. PARALELO ENTRE CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL	78
2. PANORAMA MUNDIAL SOBRE LA FUENTE DE GAS NO CONVENCIONAL SHALE GAS	80
2.1. PANORAMA EN LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA-EUA	80
2.1.1. Plan de energía del IEER-instituto para la investigación de la energía y el medio ambiente:	80
2.1.2. El consumo energético en los EUA.....	81
2.1.3. Uso del gas natural por sectores.....	81
2.1.4. Comparación de producción, consumo e importaciones de gas natural en los EUA	82
2.1.5. Gas no-convencional.....	84

2.1.6. Cuencas de gas Shale en EUA	86
2.2 Shale gas en el resto del mundo	105
3. COLOMBIA	110
3.1. RESERVAS.	110
3.2. COMPARACIÓN OFERTA DEMANDA.....	111
3.3. ESTUDIOS DE POTENCIAL EN COLOMBIA.....	113
3.3.1. Estudio Arthur D' Little (2008).....	113
3.3.2. Potencial según Ecopetrol (2011).....	115
3.3.3. Potencial Según Mario García (UIS 2010).....	116
3.3.4. Potencial Según EIA	117
3.4. Calculo De Gas In Situ (Autores).....	126
3.4.1. Parámetros para el cálculo.....	127
3.4.2. Datos recopilados	128
3.5. RESULTADOS DEL POTENCIAL SEGÚN AUTORES	136
4. ESTRATEGIAS PARA AUMENTAR EL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.	138
4.1. IMPORTACIÓN DE GNL	144
4.2. RECLASIFICACIÓN Y NUEVAS RESERVAS EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES	145
4.3. IMPORTACIÓN DE GAS DESDE VENEZUELA.....	147
4.4. ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL.....	148
4.5. RESERVAS DE SHALE GAS	149
4.6. REGULACION	155
4.6.1. Decreto 2100 de 2011.....	155
4.6.2. Análisis	155
CONCLUSIONES	157
RECOMENDACIONES.....	159
BIBLIOGRAFIA	160

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de flujo para la caracterización de Shale gas.	23
Figura 2. Esquema del nano-indentador, curva de fuerza-desplazamiento, indentación.....	28
Figura 3. Fracturas en la Shale de Woodford	30
Figura 4. Muestra de Shale mostrando los límites de las litofacies.....	31
Figura 5. Micrografía de una Shale aumentada en varias escalas.	32
Figura 6. SEM de la Shale de Woodford.....	32
Figura 7. Registro Gamma Ray vs. Registro de imagen FMI.....	34
Figura 8. Modelo conceptual petrofísico de una Shale y sus componentes volumétricos.....	38
Figura 9. Isoterma de adsorción de Langmuir.....	41
Figura 10. Isotermas de metano con y sin correcciones de Gibbs.....	43
Figura 11. Nuevo modelo petrofísico.	44
Figura 12. Comparación de la antigua y nueva metodología para predecir gas in-place en Shales.	45
Figura 13. Perfil de densidad del metano en función de la temperatura	47
Figura 14. Operación de fracturamiento Hidráulico en Barnett	50
Figura 15. Sistemas densos de fracturas naturales en una Shale	55
Figura 16. Desarrollo de la porosidad en Shales	56
Figura 17. Refracturamiento del primer pozo completado en Barnett.....	64
Figura 18. Refracturamiento de un pozo en Barnett	67
Figura 19. Pozo horizontal vs. Vertical en un yacimiento de Shale.....	69
Figura 20. Casing y cemento presentes en la explotación de la Shale.....	72
Figura 21. Comparación de profundidades de Shale productoras y acuíferos de agua dulce	74
Figura 22. Mapa de precipitaciones de lluvia anual en EUA.....	76
Figura 23. Distribución de fuentes de energía en EUA	81
Figura 24. Consumo de gas natural por sector en EUA.....	82

Figura 25. Comportamiento histórico de exportaciones e importaciones de gas natural en EUA.....	83
Figura 26. Comportamiento histórico de consumo y producción de gas natural en EUA.....	83
Figura 27. Producción de gas natural por recurso.	84
Figura 28. Porcentajes de producción de gas natural en EUA por recurso	85
Figura 29. Perspectivas de gas no convencional en EUA	85
Figura 30. Mapa de EUA donde se muestran las diferentes formaciones de Shale en su territorio (2010).....	88
Figura 31. Columna estratigráfica de la Cuenca Fort-Worth	91
Figura 32. Sección transversal de este a oeste.	92
Figura 33. Sección transversal de Norte a sur	92
Figura 34. Densidad de pozos en Barnett.....	93
Figura 35. Área de Marcellus	96
Figura 36. Estratigrafía de la Shale Fayetteville.....	97
Figura 37. La Shale de Fayetteville en la cuenca de Arkoma.	98
Figura 38. La Shale de Haynesville en la cuenca de Texas y Louisiana.	99
Figura 39. Estratigrafía de la Shale de Haynesville.	100
Figura 40. La Shale de Woodford en la cuenca de Anadarko.....	101
Figura 41. Estratigrafía de la Shale de Woodford.	101
Figura 42. Estratigrafía de la Shale de Antrim	102
Figura 43. La Shale de Antrim en la cuenca de Michigan.....	103
Figura 44. Estratigrafía de la Shale de New Albany.....	104
Figura 45. La Shale de New Albany en la cuenca de Illinois.....	105
Figura 46. Mapa de las 48 mayores cuencas de Shale en 32 países	107
Figura 47. Evolución histórica de las reservas probadas en Colombia.....	110
Figura 48. Demanda nacional de gas natural (escenario base)Mpcd	111
Figura 49. Balance nacional de gas natural	112
Figura 50. Producción de gas natural a partir de reservas probadas y probables	112

Figura 51. Ubicación geográfica de las fuentes de gas no convencional en el país	114
Figura 52. Ubicación geográfica de las fuentes estudio de Ecopetrol.....	115
Figura 53. Ubicación geográfica del estudio UIS.	116
Figura 54. Cuencas de Shale gas en Venezuela y Colombia	118
Figura 55. Sección transversal de la sub-cuenca del Catatumbo	120
Figura 56. Algunas propiedades geológicas de la formación La Luna en la sub-cuenca del Catatumbo	122
Figura 57. TOC calculado (%peso), de un registro del pozo cerrito 1.....	123
Figura 58. Algunas propiedades geológicas de la formación Capacho en la sub-cuenca del Catatumbo	125
Figura 59. Grafica que indica intervalos del índice de hidrogeno original (HI) y el TOC en las formaciones con recursos hidrocarburos en el Catatumbo.	126
Figura 60. Influencia de la porosidad en la cantidad de gas	128
Figura 61. Influencia del Bg en la cantidad de gas	129
Figura 62. Propiedades pseudocriticas de gases naturales.....	131
Figura 63. Factor de compresibilidad para gases naturales.....	133
Figura 64. Prueba de isoterma de sorción del metano	134
Figura 65. Efecto de la densidad de la roca en la cantidad de gas.....	135
Figura 66. Densidad la fase sorbida	135
Figura 67. Demanda de gas natural entre 2009 y parte de 2010.....	141
Figura 68. Distribución anual del abastecimiento de gas natural en Colombia	141
Figura 69. Precio promedio en cabeza de pozo y de venta	151
Figura 70 Costos en una Shale.....	152
Figura 71. Cuencas potenciales de Shale en Colombia y su cercanía al sistema nacional de transporte.	154

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de datos críticos usados para evaluar yacimientos de CBM y Shale gas.....	24
Tabla 2. Agua necesaria para perforar y fracturar pozos en varias formaciones Shale en EUA.	75
Tabla 3 Diferencias entre gas convencional y no convencional.....	78
Tabla 4 Ventajas y deventajas de la explotación de Shale gas	79
Tabla 5. Principales características de las Shale's más activas en EUA.	87
Tabla 6. Reservas técnicamente recuperables estimadas en las cuencas de 32 países en el mundo.....	108
Tabla 7. Potencial de Shale gas.	113
Tabla 8. Algunas propiedades de los yacimientos con recurso Shale gas en el norte de Suramérica.	119
Tabla 9. Propiedades usadas en el cálculo.....	136
Tabla 10. Resultados de los cálculos hechos	136
Tabla 11. Potencial según los autores.....	137

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LA FUENTE DE GAS NO CONVENCIONAL SHALE GAS PARA EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA¹.

AUTORES:

Manuel Ernesto Barón Pereira
Cristian Camilo Rincón Sastoque²

PALABRAS CLAVES: Gas Natural, Shale Gas, Geología de Shale, Fracturamiento Hidráulico, Pozos Horizontales, Reservas, Método Volumétrico, Confiabilidad, Suministro.

DESCRIPCION:

El gas natural se está convirtiendo en una alternativa que en los últimos años ha tomado fuerza como sustituto energético del petróleo, y que va ganando terreno con respecto a los otros energéticos.

El gas natural tiene un mercado creciente en la economía estadounidense, debido a que sus reservas alcanzan para por lo menos 100 años de abastecimiento interno a la tasa de consumo actual. Gran parte de estas reservas provienen de la explotación de yacimientos no convencionales como CBM, Tight gas y Shale gas.

En este trabajo se quiere dar a conocer las generalidades, de la petrofísica de la Shale, cuales son los factores recomendables para hacer de este recurso no convencional un proyecto viable económicamente y además que pueda ser aplicado mediante la evaluación del potencial Shale gas en Colombia. Un factor muy importante es el avance de la tecnología de la industria petrolera, en esquemas de explotación donde incluyen la perforación multilateral y el fracturamiento hidráulico de múltiples etapas, además del precio competitivo en el mercado mundial.

El proyecto está dividido en cuatro capítulos. El primer capítulo describe la petrofísica de la Shale; el segundo muestra estadísticas mundiales del potencial de reservas, y el impacto que ha tenido el explotar este recurso en Norteamérica; Los dos restantes capítulos muestran una evolución de potenciales calculados por varias empresas para Colombia y el calculado por los autores además de algunas estrategias y políticas tomadas por el estado para explotar recursos no convencionales.

¹ Trabajo de grado.

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ing. Fabio Augusto Santos Rodríguez (DIRECTOR).

ABSTRACT

TITLE: "EVALUATION OF THE POTENTIAL OF NON CONVENTIONAL RESOURCE GAS-SHALE, FOR SUPPLY NATURAL GAS IN COLOMBIA³.

AUTHORS:

Manuel Ernesto Barón Pereira
Cristian Camilo Rincón Sastoque⁴

KEYWORDS: Natural Gas, Shale Gas, Shale Geology, Waterfrac, Horizontal Wells, Reserves, Volumetric Method, Reliability, Supply.

DESCRIPTION:

Starch is a polymer widely used in all types of water-based drilling mud and is a major component in drilling fluids.

The main functions of the starch are reducing fluid loss and rheology control, hence the approach that was given to this research. In drilling fluids, the polymer interact with solid particles to improve the seal of the leak in the well, and provide the necessary rheology. The reasons for the selection of cassava starch are its versatility, and in comparison with many biopolymers, low relative cost.

This paper presents the laboratory results obtained from the experimental work of two types of cassava starch (MDX 060 and G 8060) which differ according to the process of change which was by enzymatic hydrolysis, this process is necessary because the natural starches are insoluble in cold water. The results show that starch MDX 060 is a good filtration control agent in muds contaminated with gypsum as a result of this change.

This report is divided into six sections or chapters. The first two chapters describe generalities and properties of drilling fluids, the third chapter focuses on the viscosifiers and filtration control agents (characteristics, properties and types), the fourth section covers the generalities of cassava starch and the fifth chapter contains information relative to the experimental design of the project which describes the various tests performed and finally, the sixth chapter of its development for their respective analysis of the data.

³ Thesis of Grade

⁴ Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Eng. Fabio Augusto Santos Rodriguez (DIRECTOR).

INTRODUCCIÓN

Encontrar nuevas reservas de petróleo se está convirtiendo en una actividad cada vez más difícil y se piensa que la producción global de petróleo probablemente ha sobrepasado su máximo. El ritmo de descubrimientos de nuevas reservas de petróleo es menor que el ritmo actual de consumo, y cinco de cada seis países productores de petróleo tiene una producción descendente; sin embargo, el gas es un hidrocarburo que ha ido mostrando un importante crecimiento a nivel mundial y ha tomado gran fuerza como sustituto energético.

Los avances en nuevas técnicas de exploración, perforación, fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal, están permitiendo un mejor acceso a los recursos de gas no convencional a precios competitivos, lo que está teniendo un gran impacto en los mercados globales del gas. Actualmente, la mayor parte de la producción de gas no convencional está localizada en los Estados Unidos y Canadá, mientras que estos recursos permanecen casi sin explotar en el resto del mundo. El rápido desarrollo de los recursos de gas no convencional, en especial en los últimos tres años, ha transformado el mercado de gas en Norteamérica y ha permitido que en 2009 Estados Unidos haya superado a Rusia como primer productor de gas del mundo. En total, los recursos de gas no convencional pueden añadir entre 60 y 200 % de las reservas mundiales actuales de gas. No obstante, aún es pronto para evaluar en qué medida el desarrollo de la producción de gas no convencional se puede extender al resto del Mundo.

1. SHALE GAS

Al contrario que la producción de gas convencional, la producción de gas Shale no está limitada a trampas o estructuras en las que puede estar confinado el gas, sino que el estrato en el que está confinando el gas se extiende sobre amplias zonas geográficas.

Se conoce como gas en lutitas (Shale gas) al gas natural que se encuentra en yacimientos compuestos predominantemente por Shale (una roca sedimentaria que generalmente se deposita laminarmente y que se fractura por técnicas de fracturamiento). Los Shale tienen poca permeabilidad, por lo que la producción de gas en cantidades comerciales requiere técnicas de fracturamiento para incrementar la permeabilidad. Mientras que un yacimiento convencional puede producir unos 140 millones de pies cúbicos al día, mientras que el de Shale gas sin estimulación, puede producir sólo 5 millones de pies cúbicos al día. El gas Shale ha sido producido durante décadas en las zonas con fracturas naturales y técnicas de fracturamiento no muy efectivas; la explotación del gas Shale en los últimos años se debe a los éxitos en la tecnología del fracturamiento hidráulico para crear extensas fracturas artificiales alrededor de los pozos. La perforación horizontal también se emplea en las cuencas de Shale, con longitudes laterales de hasta 3000 metros, con el objetivo de conseguir la máxima superficie de contacto entre el pozo de perforación y la formación donde está almacenado el gas.

1.1. GEOLOGIA DE LAS FORMACIONES SHALE

Los recientes descubrimientos de grandes potenciales de Shale gas en el mundo ha llevado a una necesidad de entender su estratigrafía para:

- Correlacionar lo regional con lo local.

- Determinar la fuente interna de gas más favorable y las vías de migración.
- Identificar las mejores capas de colocación de pozos horizontales y el tratamiento de las fracturas artificiales.

Medidas básicas como la de porosidad y presión capilar, son importantes para estimar las características de almacenamiento de la matriz. La porosidad de la fractura también puede ser un componente importante de almacenamiento de gas. Aunque por lo general la porosidad de la matriz es baja (menos del 2% del volumen del yacimiento), la porosidad de fractura puede dar cuenta de un 10% o más del volumen de almacenamiento, dado la baja porosidad de la matriz de las Shale.

Las reservas probadas también requieren un perfil de producción, que pueden ser difíciles de predecir durante la fase de desagüe (se produce primero agua y luego gas) cuando la producción de gas va en aumento. Algunos operadores utilizan los perfiles de la producción del yacimiento análogos para esta predicción, mientras que otros se basan en las técnicas más sofisticadas, incluidos los de simulación numérica.

La simulación numérica es una herramienta poderosa que integra datos básicos, los registros y las pruebas para ayudar a cuantificar y evaluar el comportamiento y los efectos de las variaciones en los parámetros claves del yacimiento, la incorporación de componentes únicos, como la dirección de la permeabilidad y las contribuciones de gas libre y gas adsorbido, y la evaluación de los efectos de las estrategias de desarrollo diferentes así como el espaciamiento, el patrón, y el diseño de las fracturas de estimulación.

Recientes estudios estratigráficos claramente han demostrado que las Shale no suelen ser estratigráficamente homogéneas, y que su variabilidad estratigráfica se puede explicar utilizando principios bien establecidos en la secuencia

estratigráfica. En los últimos años, se han evaluado algunas Shale en EUA, lo que ha llevado al desarrollo de un enfoque sistemático, una metodología de caracterización integrada o flujo de trabajo.

El flujo de trabajo combina una variedad de técnicas analíticas para caracterizar estos estratos en una variedad de escalas (**figura 1**). No es nuestra intención presentar un análisis individual de las Shale, sino más bien proporcionar las técnicas, aplicaciones y los resultados del flujo de trabajo para una aplicación más genérica.

1.1.1. Caracterización del yacimiento

Los Shale son rocas sedimentarias que contienen menos del 50% en peso de materia orgánica. El metano se genera a partir de la transformación de esta materia orgánica por bacterias (gas bio-génico) y geoquímicos (gas termo-génico) durante los procesos de enterramiento. El gas se almacena por múltiples mecanismos, incluyendo el gas libre en los nano-poros y el gas adsorbido en las superficies internas de la materia orgánica. El gas Shale es una combinación de gas adsorbido y de gas libre.

En yacimientos de gas Shale, el gas a veces se produce a través de capas de arena más permeable o limo intercaladas con la Shale, a través de las fracturas naturales, o del Shale de la misma matriz. En algunos casos, las fracturas naturales son selladas por un mineral y deben ser abiertas a la fuerza por medio de estimulación con fracturamiento hidráulico. También es posible encontrar Shale y carbones intercalados como un solo yacimiento, como resultado de las contribuciones litológicas en los yacimientos de gas.

Los recursos y la productividad en yacimientos de gas Shale son similares a los yacimientos de mantos de carbón. Sin embargo, los yacimientos de gas Shale generalmente son más gruesos (de 30 a 300 pies), tienen un menor

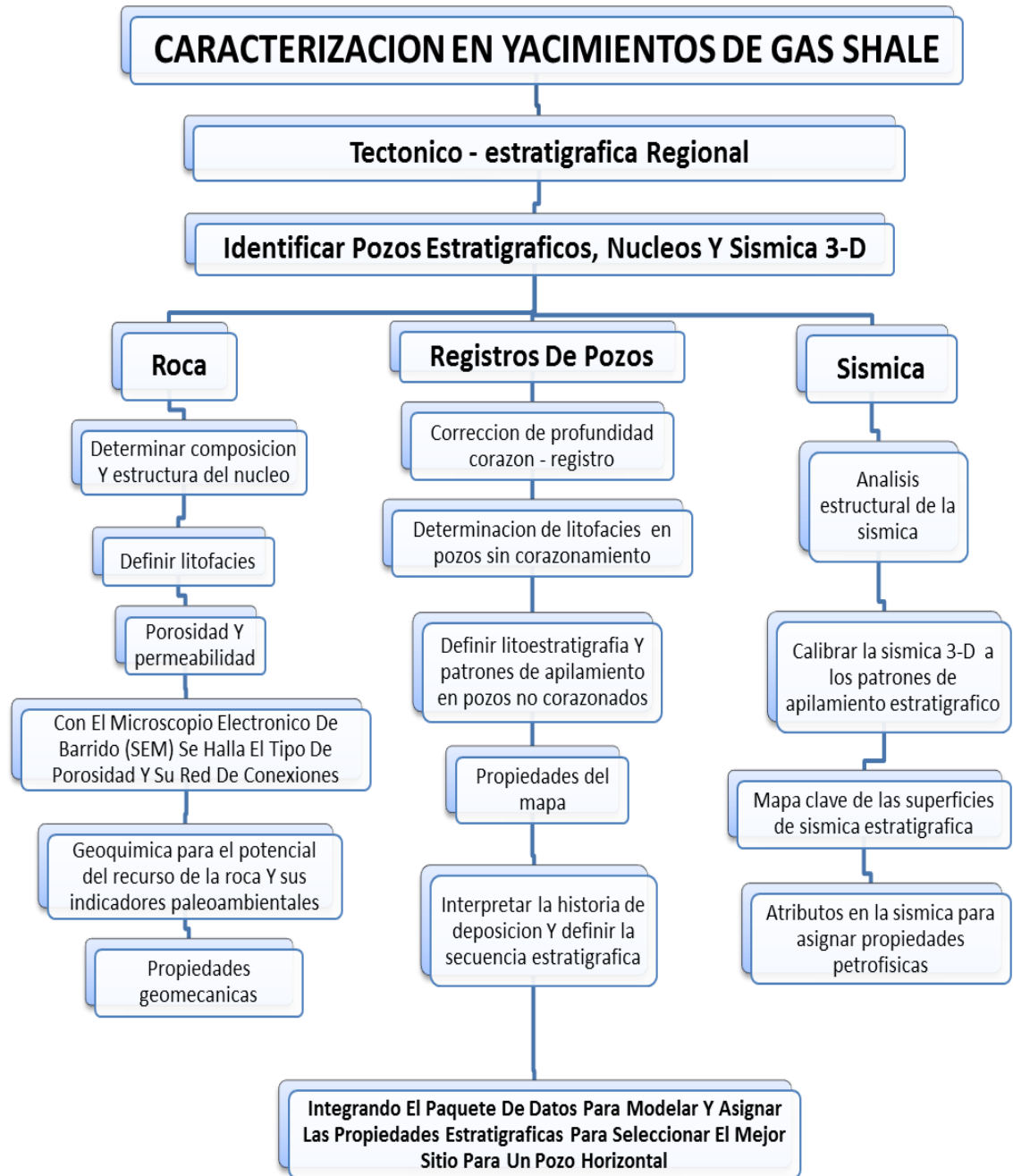
contenido de gas adsorbido (< 350 pies cúbicos/tonelada), y contienen un volumen mucho mayor de gas libre en el medio poroso. Además, los yacimientos de gas Shale por lo general tienen más baja permeabilidad que los yacimientos de mantos de carbón, con valores comúnmente del nano a la gama de micro-darcy.

Para obtener tasas comerciales, en un largo intervalo de producción a menudo se utiliza (para maximizar la permeabilidad de la formación) la estimulación y es aquí donde se requiere el fracturamiento hidráulico.

Los yacimientos de gas Shale son continuas acumulaciones de gas. Estos sistemas de yacimiento de gas no poseen un contacto gas/agua, y recorren una gran área geográfica. El reto en estas acumulaciones no es encontrar el gas, sino encontrar las áreas que producen gas comercialmente. Este desafío puede ser difícil debido a la heterogeneidad de áreas que el corazonamiento, los registros sísmicos, y los datos de pruebas de pozos que se obtengan para caracterizar el yacimiento sean suficientes. La tabla 1 presenta un resumen de los datos más críticos para evaluar estos yacimientos.

Si se analiza el diagrama de flujo de la **figura 1**, se puede realizar un estudio más profundo a los yacimientos de gas Shale.

Figura 1. Diagrama de flujo para la caracterización de Shale gas.



Fuente. SPE 119891, Roger M. Slatt,

Tabla 1. Resumen de datos críticos usados para evaluar yacimientos de CBM y Shale gas

Análisis	Resultados
Contenido de Gas	Proporciona el volumen de gas desorbido (a partir de las muestras de yacimiento en laboratorio), y gas perdido (calculado). La suma de estos da el contenido de gas in-situ, para una muestra dada.
Pirolisis Evaluación de la Roca	Evalúa el potencial generador de HC y la maduración térmica de la fracción orgánica de la M.O. transformada a HC y la cantidad total de HC que pueden ser elementos de una muestra. Determina lo generado por conversión térmica completa.
Carbón Orgánico Total	Determina la cantidad total de carbón presente en HC y la cantidad de kerógeno.
Composición del Gas	Determina el porcentaje de metano, dióxido de carbono, nitrógeno, y etano en el gas desorbido. Usado para determinar la pureza del gas y para construir las gráficas de isothermas de desorción.
Descripción del Núcleo	Visualmente captura el brillo del carbón, capas, espaciamiento entre fracturas, mineralogía, espesor, y otros factores. Provee puntos de vista de composición, permeabilidad, y heterogeneidad del yacimiento.
Isoterma de Sorción	Una relación a temperatura constante, describe el volumen de gas que puede ser Adsorbido por una superficie en función de la presión. Describe que tanto gas de un yacimiento es capaz de almacenar y que tan rápido el gas se va a liberar.
Análisis Aproximado	Muestra el porcentaje de ceniza, humedad, carbono fijo, y materia volátil. Usado para corregir el contenido de gas y las isothermas de sorción en una base libre de ceniza, corrige las isothermas por humedad, y determina la madurez del kerógeno.
Análisis Mineralógico	Determina la mineralogía usando petrografía o difracción de rayos-X, y mineralogía de arcillas usando difracción de rayos-X o SEM.
Reflectancia de Vitrinita	Un valor que indica la cantidad de luz reflejada por la composición de la vitrinita. Esta técnica es rápida y no tan cara de determinar la maduración del kerógeno.
Densidad Total	Relaciones entre la densidad Total y otros (así como contenido de cenizas y contenido de gas) pueden ser usadas para establecer un límite de densidad-Total para contabilizar el espesor del Shale usando un registro de densidad Total.
Registros Convencionales	SP, gamma ray, resistividad somera y profunda, microlog, caliper, densidad, neutrón, y sónico. Usado para identificar Shale, y para determinar porosidad y valores de saturaciones.
Registros especiales	Registros de imagen que muestran las fracturas y registros de para determinar el contenido de gas in-situ.
Pruebas de Presión	Presión build-up o pruebas de disminución de inyección para determinar la presión de yacimiento, permeabilidad, factor de daño y para detectar el sistema de fracturas del yacimiento.
Sísmica 3D	Usada para ubicar fallas, profundidad de yacimiento, variaciones en espesor y continuidad lateral, y propiedades del Shale.

Fuente. Coalbed- and Shale-Gas Reservoirs, Creties D. Jenkins, SPE, DeGolyer and MacNaughton, and Charles M. Boyer II, SPE, Schlumberger

1.1.2. Rocas

Identificar litofacies en el núcleo y sus propiedades

Cualquier estudio de las Shale debe iniciar caracterizando las rocas, pero si es posible también con corazones y con cortes de perforación. La descripción de las estructuras sedimentarias, la textura y la estratificación son la base principal de la descripción de núcleos y la caracterización de las secciones. El análisis mineralógico llevado a cabo por difracción de rayos-X, espectroscopia infrarroja y técnicas complementadas por análisis químico junto con el contenido orgánico total, proporcionan la base para la identificación de las litofacies basado en la composición.

Los minerales dominantes que comprenden las litofacies identificadas en algunas partes centrales de la formación de Barnett son cuarzo, calcita, dolomita, minerales de arcilla, feldespato, granos de moscovita y fosfatados. Más recientemente, los análisis de difracción de rayos-X, indican la presencia de minerales en la arcilla en capas de illita / esméctita con 70 a 95 % de illita en las capas.

Porosidad y permeabilidad

La porosidad y permeabilidad son mediciones de rutina realizadas en plugs de núcleos de arenisca y rocas carbonatadas, por lo que las técnicas estándar no se discuten aquí; sin embargo, la credibilidad y la reproducibilidad de las mediciones de porosidad y permeabilidad de las Shale con las técnicas estándar son complicadas debido al tamaño de grano pequeño, pequeñas gargantas de poro, y pequeños poros. Por otra parte, las Shale son comúnmente fisibles, a menudo es difícil de adquirir físicamente un núcleo intacto para su análisis debido a que las litofacies pueden estar un poco intercaladas, es por eso que la recuperación de una muestra homogénea representativa de las litofacies es difícil.

Independientemente de la dificultad en la obtención de datos confiables de porosidad, y su conectividad pueden observarse directamente y cuantificarlos hasta cierto punto. Esto se ha logrado en la Shale de Barnett y Woodford mediante muestras estándar de SEM, así como gran resolución de imágenes de campo por microscopía electrónica de barrido (FE-SEM). Además, del grado de alineamiento individual de los granos. La morfología y composición elemental de granos (para la identificación mineral de los granos) se determinan a partir del análisis de energía dispersa de rayos-x (EDX).

Por lo general, los poros que se producen dentro de la matriz de Shale, tanto en Barnett como en Woodford son alargados. Es posible que estos poros alargados ofrezcan vías tempranas de migración de hidrocarburos. Estudios han concluido que no son estratos planos paralelos, basados en las siguientes observaciones:

- Los micro-canales no se extienden por toda el área de visualización del SEM ni en la escala de plugs de núcleo.
- No están perfectamente horizontales y paralelos a la estratificación.
- Forman un patrón tipo escalera.

Los micro-canales son como aberturas primarias en los sedimentos originalmente floculados de arcilla que se mantuvieron después de la litificación, evitando así la orientación laminar perfecta.

Potencial geoquímico de la roca fuente e indicadores paleoambientales

La técnica ROCK-EVAL es una técnica clásica utilizada para la caracterización de calidad de la roca madre. Entre los muchos parámetros que pueden ser obtenidos de los análisis ROCK-EVAL, los dos más importantes en el estudio de Shale son:

- La cantidad de material orgánico extraíble de la roca madre, generalmente se deriva de la degradación del kerógeno.
- Kerógeno residual.

La suma de estos dos parámetros proporciona el denominado “potencial de hidrocarburos residuales (RHP)”. Se utiliza el RHP como indicador paleoambiental. Para la aplicación de este parámetro, primero se asume que todas las muestras se encuentran en niveles similares de madurez (muestras de un solo pozo son similares a una misma profundidad). Por tanto, cualquier cambio en alguno de los dos parámetros no se debe a los cambios de madurez, sino que refleja cambios en la cantidad de materia orgánica preservada (kerógeno). Por lo tanto, cabe esperar que bajo condiciones de anoxia en el ambiente de depositación, grandes cantidades de materia orgánica (TOC) se conserven en los sedimentos y el kerógeno residual será mayor que en procesos aeróbicos, donde menos TOC se conserva y el kerógeno residual será menor. Por lo tanto, el valor calculado del RHP será mayor para los sedimentos depositados en condiciones de anoxia que los sedimentos depositados mediante procesos aeróbicos.

El análisis de bio-marcadores eucariotas en el material extraído de Shale proporciona una herramienta adicional de análisis para la interpretación paleoambiental. Los bio-marcadores se han utilizado durante muchos años no sólo para interpretar ambientes de yacimiento, sino también para determinar las rocas de origen, la madurez, el grado de biodegradación y una serie de otras características.

Propiedades geomecánicas de las Shale

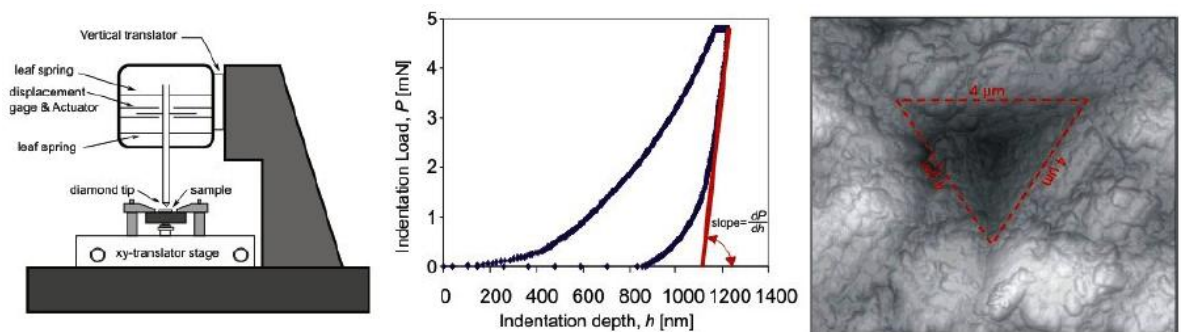
Ser capaz de visualizar las propiedades en pequeña escala de la Shale no es suficiente para caracterizarlas mecánicamente. Las mediciones de la fuerza aplicada y el desplazamiento son necesarias para cuantificar estas características, incluso cuando los tamaños de muestra son necesariamente

pequeños debido a las dificultades en el muestreo mencionados anteriormente. Dos propiedades críticas que afectan la estabilidad del pozo y el fracturamiento hidráulico son el módulo de Young (E) y el coeficiente de Poisson (V). Hay técnicas experimentales de mecánica de rocas que miden estas y otras propiedades para pequeñas muestras de Barnett y Woodford.

La técnica combina un nano-indentador (**figura 2**) que puede medir desplazamientos de 200 nm a 10 μm , y el máximo fuerzas aplicadas (< 1000 μN) para sacar recortes de perforación ($< 1\text{cm}$) en Shale, con la prueba basada en las mediciones de la velocidad del pulso ultrasónico (UPV) y mineralógicos (DRX). La figura 2 es un esquema de un nano-indentador, la curva de fuerza-desplazamiento de una prueba de nano-indentador, y la imagen de un Microscopio de Fuerzas Atómicas (AFM) de un nano-indentador con dimensiones de $4 \times 4 \mu\text{m}$ en la superficie de una muestra de Woodford.

Desde el pico de carga y la pendiente de la curva de recuperación, la información acerca de la dureza del material (resistencia), módulo elástico (rigidez) pueden obtenerse de las siguientes ecuaciones:

Figura 2. Esquema del nano-indentador, curva de fuerza-desplazamiento, indentación.



Fuente. Abousleiman, Y SPE 110120 2007

$$H = \frac{P}{A_c}$$

$$M = \frac{1}{2} * \frac{\pi dP}{A_c dh}$$

Dónde:

H: es la dureza del material.

M: es el módulo de indentación.

P: es la carga máxima de la curva de carga.

h: es la profundidad de indentación.

Ac: es el área de la superficie de contacto entre el cono indentador y el material de indentación.

Los módulos de indentación están directamente relacionados con las propiedades de elasticidad del material. Por ejemplo, para un material isotrópico, el módulo de indentación puede ser expresado en términos del módulo de Young, E, y el coeficiente de Poisson V:

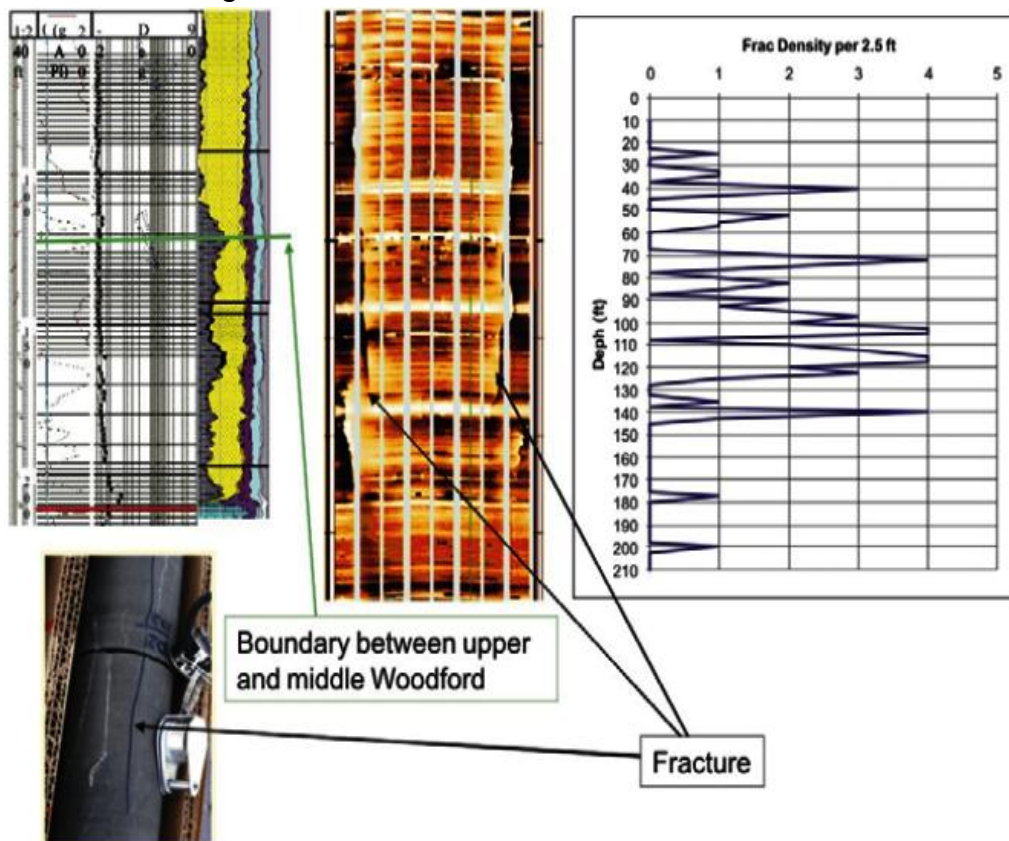
$$M = \frac{E}{1 - V^2}$$

Los resultados de una prueba de nano-indentador en una muestra de Shale en Woodford se muestran en la **figura 2**. Con una profundidad de indentación mayor a 1000 nm con una carga cada vez mayor a una carga máxima de casi 5 minutos, y luego de removi6 la carga. La profundidad de la hendidura es funci6n de las propiedades de resistencia de la roca a micro y nano escala, algunos de los cuales se enumeran a continuaci6n, con ejemplos:

Composici6n mineral: M6dulos el6sticos y coeficientes poro-el6sticos han sido estimados a partir de la medici6n de la porosidad, la densidad y la composici6n mineral. La frecuencia de fracturas en un n6cleo de Shale de Woodford parece estar relacionada con la composici6n mineral; en Woodford

cuando las fracturas son más abundantes en un intervalo superior con cuarzo que en un intervalo inferior más rico en arcilla (**figura 3**). La figura de la izquierda es un registro de la mineralogía de la ECSTM que muestra el alto contenido de cuarzo (Amarillo) en la parte superior Woodford y mayor contenido de arcilla (gris) en la parte media. La figura del centro es un registro de FMITM de una parte del pozo que muestra una fractura a través de capas delgadas. La parte derecha del gráfico muestra la densidad de fracturas por cada 2.5 ft., medida desde el registro de FMITM. La figura de abajo hacia la izquierda muestra una fractura de llenado (plano blanco vertical) en el núcleo. Estas observaciones fueron verificadas por mediciones de distribuciones de fractura en un pozo con la imagen del registro de corazón.

Figura 3. Fracturas en la Shale de Woodford



Fuente. Abousleiman, Y. M. Tran, : SPE 124428, 2009

Litofacies: Algunas veces las fracturas llenas determinan los límites en las litofacies. Un ejemplo en la **figura 4** muestra una fractura en una Shale silíceea que terminan en una capa fosfatada, a continuación, vuelve a surgir de nuevo la Shale silíceea que subyace en la capa fosfatada. Esta observación sugiere que la capa fosfatada más porosa puede absorber más la tensión de la capa silíceea, y por lo tanto es menos fracturable.

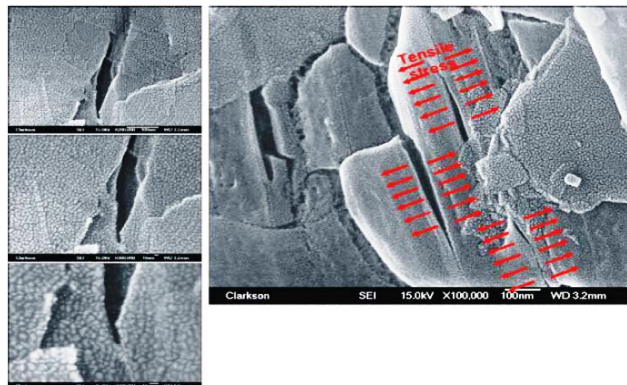
Figura 4. Muestra de Shale mostrando los límites de las litofacies



Fuente. Submitted to AAPG book on gas Shales, Roger M. Slatt, 2009

Estructura mineral cristalina: La microscopia FE-SEM reveló alineaciones, que son micro-fracturas tensionales que se asemejan a estructuras minerales (es decir, estructura cristalina **figura 5**), lo que sugiere que los planos débiles cristalográficos, y por ende de la mineralogía, podrían ayudar a iniciar micro-fracturas.

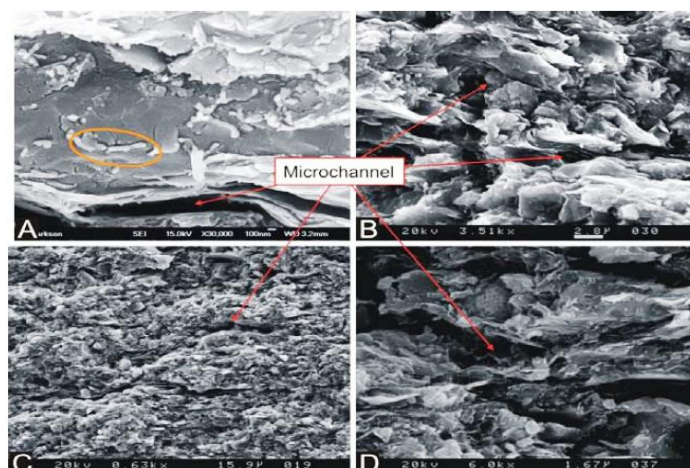
Figura 5. Micrografía de una Shale aumentada en varias escalas.



Fuente. Submitted to AAPG book on gas Shales, Roger M. Slatt, 2009

Micro-canales: Como se señaló anteriormente, los micro-canales son comunes en las Shale (**figura 6**). Son importantes no sólo como posibles rutas de migración de hidrocarburos, sino también porque es probable que afecten las propiedades geomecánicas de la Shale. La figura muestra A. microcanales en un ejemplo de Shale. El óvalo naranja muestra una presencia bacteriana en la superficie de grano. B. las dos líneas rojas muestran un microcanal de flujo. C y D. las líneas rojas muestran las vías de migración de HC.

Figura 6. SEM de la Shale de Woodford.



Fuente. O'Brien, N.R., Slatt, R.M. ,1996, Morphology of hydrocarbon droplets during migration: Visual example from the Monterey p. 1710-1718

Estructura de rocas: (alineaciones / láminas / cimientos): las pequeñas muestras de Shale son más débiles cuando la tensión se aplica en paralelo a las capas, que cuando la tensión se aplica perpendicular a las laminaciones. Esto implica, que se consideran muy importantes las propiedades geomecánicas en la mayoría de las Shale.

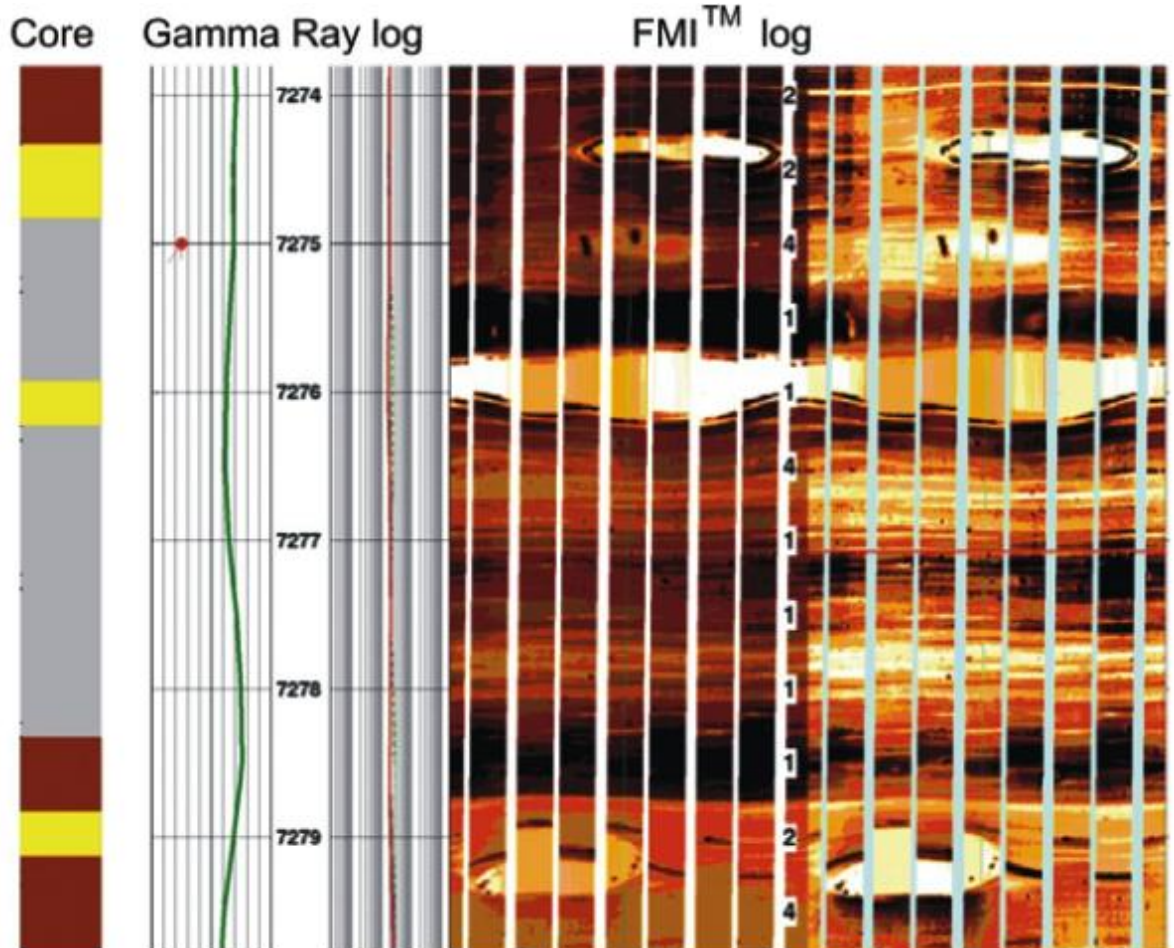
1.2. REGISTROS DE POZO

Con el fin de correlacionar las propiedades de los registros de pozo y las características del núcleo, se debe ser muy cuidadoso y preciso en la determinación de la corrección de profundidad entre ambos. Así los registros convencionales, como los gamma ray no tienen suficiente resolución para la detección de litofacies finas (**figura 7**). La figura muestra la profundidad de calibración de concreciones (acumulación anormal) de calcita en la descripción del núcleo (Amarillo) y el registro FMITM estático y dinámico (blanco). Observe los detalles estratigráficos proporcionados por el registro FMITM y el relativamente plano del gamma ray. En la descripción del núcleo, las concreciones son de color amarillo, Shale silíceo gris, y Shale silíceo calcáreo marrón. Además, el ojo humano a menudo puede perder la fina estratigrafía detectada por un registro en la perforación. Por lo tanto, sin una profundidad corregida de núcleo-registro, aun cuando un gamma ray se ha corrido en el núcleo, los detalles de la estratificación pueden ser pasados por alto, lo que añade incertidumbre al intentar relacionar la geología y las propiedades petrofísicas observadas en el laboratorio, con las propiedades del registro de pozo.

La mejor manera de obtener una base confiable para la corrección de la profundidad cuando se va a calibrar el registro es utilizar litofacies fácilmente identificables, tales como concreciones calcáreas, que son visibles en la

imagen de un registro de pozo (**Figura 7**) y que presentan una densidad y velocidad relativamente alta en los registros.

Figura 7. Registro Gamma Ray vs. Registro de imagen FMI.



Fuente. Submitted to AAPG book on gas Shales, Roger M. Slatt, 2009

A falta de un registro de imagen, las litofacies radiactivas, como rocas fosfatadas, se pueden utilizar si son lo suficientemente gruesas como para emitir un rayo gamma detectable. También se ha encontrado que la corrección de la base del registro de profundidad no es una longitud constante a través de un pozo, por lo tanto las correcciones deben hacerse a intervalos cortos de estratigrafía.

1.2.1. Determinación de litofacies y sus propiedades en pozos con registros no corazonados.

Los problemas típicos asociados a la calibración de los registros de pozos con características de núcleos y, consecuentemente de litofacies en intervalos no corazonados son los siguientes:

- La corrección de profundidad núcleo-registro como se mencionó anteriormente.
- El no-registro de las capas delgadas.
- La no-sensibilidad del registro de algunos cimientos y de texturas visibles en el núcleo y a veces sobre algunos registros de imagen.
- Núcleos suficientes para representar todos los tipos de facies.

La identificación de la litoestratigrafía o apilamiento vertical de un conjunto de litofacies de Shale no es tan sencilla como lo es para areniscas o carbonatos, debido al tamaño de grano más fino y el grado de estratificación de la Shale. Sin embargo, una vez que se haga una buena relación de las profundidades de núcleo-registro que se obtiene de un pozo, es posible relacionar sutiles variaciones en las características estratigráficas del registro en diferentes litofacies y patrones de apilamiento. Una vez que esta relación se lleva a cabo, la litoestratigrafía del núcleo del pozo puede ser regionalizada y asignada.

1.3. ERRORES POTENCIALES EN EL ANÁLISIS GEOLÓGICO DE LA SHALE

La literatura es enfática al proporcionar advertencias con respecto a la toma de muestras y análisis de litofacies en núcleos de Shale.

- El procedimiento común exige muestreos en intervalos de profundidad uniforme. Los núcleos de Shale pueden estar distribuidos en una escala de centímetros o incluso milímetros, y en ocasiones tan sutil que la estratificación fina se pierde a simple vista, y sólo es detectable con la alta resolución de herramientas de registro como el de imágenes (**figura 7**). Por lo tanto, es posible pasar por alto algunas litofacies si la toma de muestras se lleva a cabo sólo en lo pre-establecido, en intervalos estratigráficos iguales.
- La técnica de difracción de rayos X determina la composición mineral, pero fundamentalmente se hace de diferentes maneras. A partir de estudios se ha hecho evidente que los resultados pueden ser incompatibles en términos de la información absoluta en valores de porcentaje en peso de varios minerales importantes (calcita, arcillas, cuarzo, etc.). Estas diferencias pueden atribuirse a una variedad de factores, incluyendo la preparación de la muestra, condiciones de la máquina, y la manera en que los análisis cuantitativos son "Calibrados" con las normas. En consecuencia, los procedimientos para la obtención de mejor precisión y análisis de minerales se pueden determinar, por lo que se debe tratar a los valores reportados como semicuantitativos en lugar de cuantitativos, y que proporcionan conclusiones mineralógicas basadas más sobre "tendencias" descriptivas que en porcentajes absolutos.
- La estructura macro y micro de las Shale influyen la dureza de la roca, las propiedades petrofísicas y la migración del gas. En análisis SEM, la sección delgada, y la escala en el tamaño del núcleo deben ser incluidos en cualquier estudio de caracterización de la Shale. No es suficiente para clasificar las Shale con parámetros numéricos fácilmente obtenidos tales como la composición mineral y la porosidad.
- La toma de muestras y los problemas analíticos relacionados para medir con exactitud la porosidad y la permeabilidad se han mencionado anteriormente. En el mejor de los casos, la mayoría de estos análisis en

la actualidad proporcionan resultados "semi-cuantitativos" con barras de error, posiblemente significativos.

- Debido al carácter laminado de la Shale, una buena corrección de profundidad núcleo-registro es crítico antes de realizar cualquier comparación o análisis petrofísico.

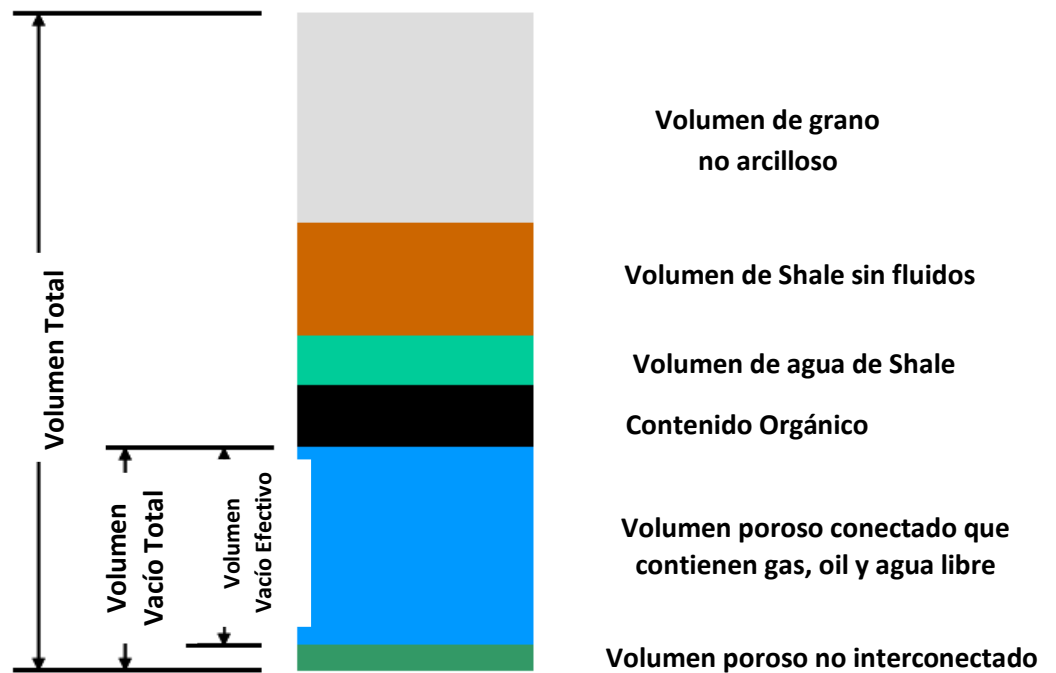
1.4. ESTIMACION DE GAS IN-PLACE

Al llevar a cabo un estudio de yacimientos en un campo de gas natural, una de las principales preocupaciones es la estimación de gas inicial. La estimación es la base para la declaración de reservas de gas y es importante para el análisis de ingeniería de yacimientos. Para confiar en la estimación, o cuando no hay datos suficientes para iniciar los cálculos de balance de materiales, se aplican los métodos volumétricos. El uso de los parámetros clave del yacimiento (porosidad, saturación de agua y el factor de volumétrico de formación) asociados a los registros, datos básicos, las muestras y pruebas de fluidos, así como un método volumétrico nos permite predecir el gas inicial en términos de un volumen total de gas en los poros del yacimiento.

Determinar un método volumétrico, en el que un valor promedio simple se selecciona para cada parámetro en los cálculos de reservas, es más común en América del Norte.

Cualquier planteamiento volumétrico de gas Shale en la estimación de reservas ha añadido complejidad porque en el gas natural de Shale (principalmente metano) existe en diferentes estados termodinámicos, es decir, adsorbida, absorbida (o disueltos) y gas libre, que para una correcta estimación del volumen poroso en yacimientos de Shale no debe ser considerado como independiente de estos estados termodinámicos del gas.

Figura 8. Modelo conceptual petrofísico de una Shale y sus componentes volumétricos



Fuente. Ray J. Ambrose, Robert C. Hartman, Mery Diaz-Campos, I. Yucel Akkutlu, and Carl H. Sondergeld, SPE 131772, 2010

Un modelo simple de una matriz de Shale es ilustrado en la **figura 8**. El modelo debe ser cuantificado para el análisis de gas inicial; Sin embargo, el volumen poroso efectivo no se determina directamente en estos estudios, sino se determina una porosidad total, el volumen total de agua, y el volumen total de petróleo (por diferencia de peso y una densidad de aceite supuesto de 0.8 g/cc). Sin embargo, como se muestran en las ecuaciones (1) y (2), los valores totales de gas y la porosidad efectiva son equivalentes:

$$\phi S_g = \frac{V_v}{V_b} * \frac{V_g}{V_v} = \frac{V_g}{V_b} \text{-----} 1$$

$$\phi S_{ge} = \frac{V_{ve}}{V_b} * \frac{V_g}{V_{ve}} = \frac{V_g}{V_b} \text{-----} 2$$

Mayor parte del volumen total V_b en las ecuaciones (1) y (2) se determina por desplazamiento de mercurio en laboratorio. El volumen de grano V_g , por otra parte, se determina en el porosímetro de helio. La diferencia entre estos dos volúmenes muestra el volumen vacío V_v (asociada con la porosidad total ϕ) disponible para los fluidos in-situ, es decir, hidrocarburos móviles, el agua libre y asociada, gas adsorbido, gas en solución y gas libre.

Para un almacenamiento total de gas se tiene G_{st} como el total de gas in place:

$$G_{st} = G_f + G_a + G_{so} + G_{sw} \text{-----} 3$$

Dónde:

$$G_f = 32,0368 \frac{\phi (1 - S_w - S_o)}{\rho_b B_g} \text{-----} 4$$

$$G_a = G_{sL} \frac{p}{p + p_L} \text{-----} 5$$

$$G_{so} = \frac{32,0368}{5,6146} * \frac{\phi S_o R_{so}}{\rho B_o} \text{-----} 6$$

$$G_{sw} = \frac{32,0368}{5,6146} * \frac{\phi S_w R_s}{\rho B_w} \text{-----} 7$$

En los cálculos estándar de la industria, las ecuaciones (6) y (7) no se aplican. La solución de gas en hidrocarburos móviles y el agua y el gas adsorbido dentro de la materia orgánica se combinan en el análisis de isoterma de adsorción, por lo que la ecuación (3) se reduce a:

$$G_{st} = G_f + G_a \text{-----} 8$$

Tenga en cuenta que G_f es equivalente a las ecuaciones (1) o (2), aunque, para ser coherente con los datos de absorción total de gas G_a , ahora se define en la ecuación (4) en términos de pies cúbicos estándar por tonelada.

El gas absorbido es modelado mediante el modelo de adsorción de Langmuir, que en la ingeniería de yacimientos es una curva paramétrica que relaciona la capacidad de adsorción como una función de la presión para una temperatura constante y específica de los estratos (ver **figura 9**). Uno de los modelos más utilizados es el modelo de Langmuir (1918) que se basa en las siguientes suposiciones:

- Las interacciones gas-gas en la fase adsorbida son insignificantes.
- Las moléculas adsorbidas ocupan un sólo sitio de adsorción.
- La adsorción molecular forma solo una monocapa.
- Todas las superficies tienen la misma energía para la adsorción.

El gas adsorbido se asocia con la materia orgánica, por tanto, el volumen poroso no debe tenerse en cuenta durante los cálculos de gas libre y que, todo el gas libre se asocia con los macroporos inorgánicos, fisuras, fracturas, etc.

La base de nuevas observaciones de la escala de poro, argumenta que la capacidad de almacenamiento total de gas y los valores resultantes de gas inicial han sido sobreestimados en este punto de vista. La fuente del error consiste en la contabilización del volumen ocupado por la fase de gas adsorbido.

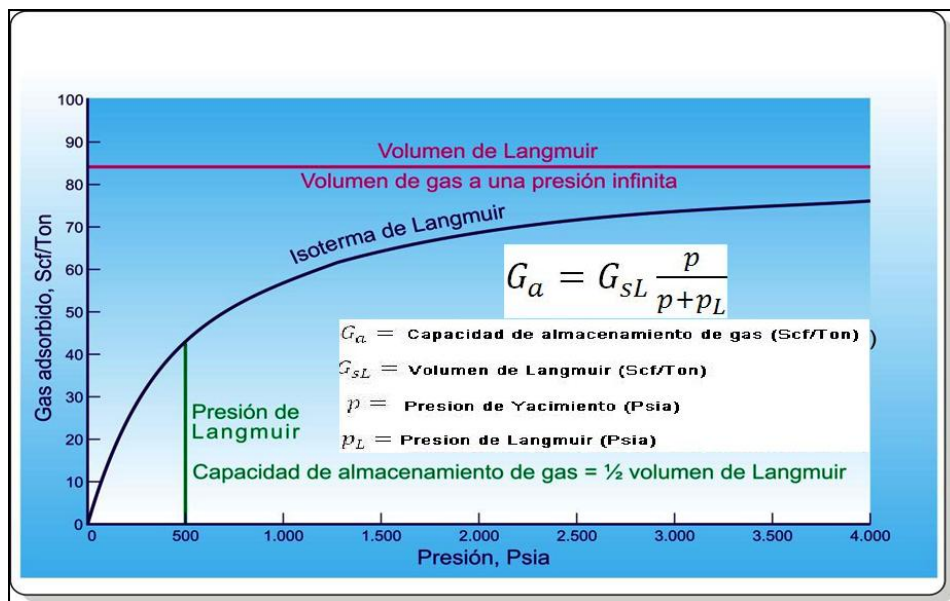
1.4.1. Corrección para el volumen vacío en la fase de absorción

La cantidad de gas adsorbido que se estima en Shales, se determina a través de un experimento de equilibrio de isoterma de adsorción. Primero se hace la

medida de volumen vacío V_v , que se hace generalmente con porosímetro de helio usado también para determinar la densidad de grano.

Después de que el volumen vacío se ha medido, los datos de adsorción se recogen. La masa de gas adsorbido en la muestra se mide por balance de materiales y una determinada ecuación de estado termodinámica.

Figura 9. Isoterma de adsorción de Langmuir.



Fuente. Schlumberger 2006

Durante la construcción de la isoterma, en cada paso de presión, el volumen del gas que se adsorbe reduce el volumen vacío. Como resultado, el volumen vacío inicialmente elegido debe ser corregido al principio y al final de la etapa de presión como se describe en las ecuaciones (9) y (10).

$$V_{v1} = V_{v0} - \frac{n_1 M}{\rho_s} \text{-----} 9$$

$$V_{v2} = V_{v0} - \frac{n_2 M}{\rho_s} \text{-----} 10$$

En consecuencia, a lo largo del análisis de la isoterma, el volumen vacío se reduce aún más para cada presión posterior. En la práctica, a menudo es más conveniente para determinar la isoterma de Gibbs denominada en términos de número de moles de gas adsorbido, la ecuación (11).

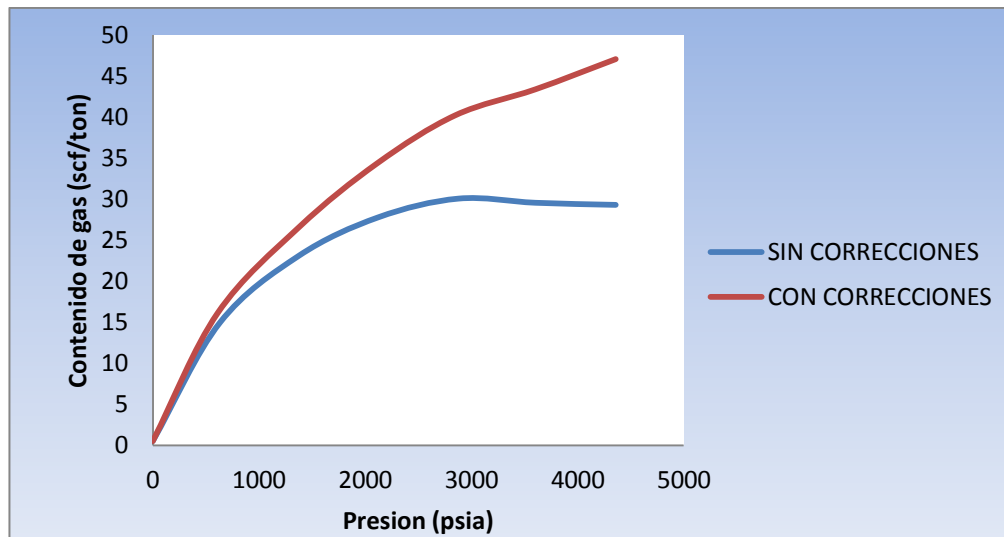
$$n'_2 = n'_1 + V_r \frac{p_{r1}}{z_{r1}RT_{r1}} - \frac{p_{r2}}{z_{r2}RT_{r2}} + V_{v0} \frac{p_{s1}}{z_{s1}RT_{s1}} - \frac{p_{s2}}{z_{s2}RT_{s2}} \text{---} 11$$

La isoterma de Gibbs se puede convertir a los volúmenes con una ecuación de estado y se puede ajustar para el volumen vacío utilizando el factor de corrección de Gibbs ρ_f/ρ_s :

$$G_a = \frac{G'_a}{1 - \frac{\rho_f}{\rho_s}} \text{-----}(12)$$

Si los cambios en el volumen de vacío no se tienen en cuenta, la isoterma dará errores y no se podrá utilizar en cálculos de ingeniería. Un ejemplo de datos de isoterma con y sin correcciones de volumen vacío se muestra en la **figura 10**. Las consideraciones anteriores de volumen vacío necesarias para determinar con precisión los volúmenes de gas adsorbido tienen importantes implicaciones en el volumen poroso de la Shale disponible para el almacenamiento de gas libre. En pocas palabras, el gas producto de la saturación de la porosidad efectiva (ϕS_{ge}) se deriva de un volumen poroso total que se determina en condiciones estáticas de laboratorio y no refleja las condiciones del yacimiento. La porción del yacimiento del volumen poroso total no sólo es llenado por agua y aceite, sino también por el gas adsorbido. Por esta razón el volumen de gas libre calculado requiere una corrección de la fracción de gas adsorbido presente bajo temperatura del yacimiento y condiciones de presión.

Figura 10. Isotermas de metano con y sin correcciones de Gibbs.



Fuente. Ray J. Ambrose, Robert C. Hartman, Mery Diaz-Campos, I. Yucel Akkutlu, and Carl H. Sondergeld, SPE 131772, 2010

1.4.2. Método para el cálculo gas inicial en Shale

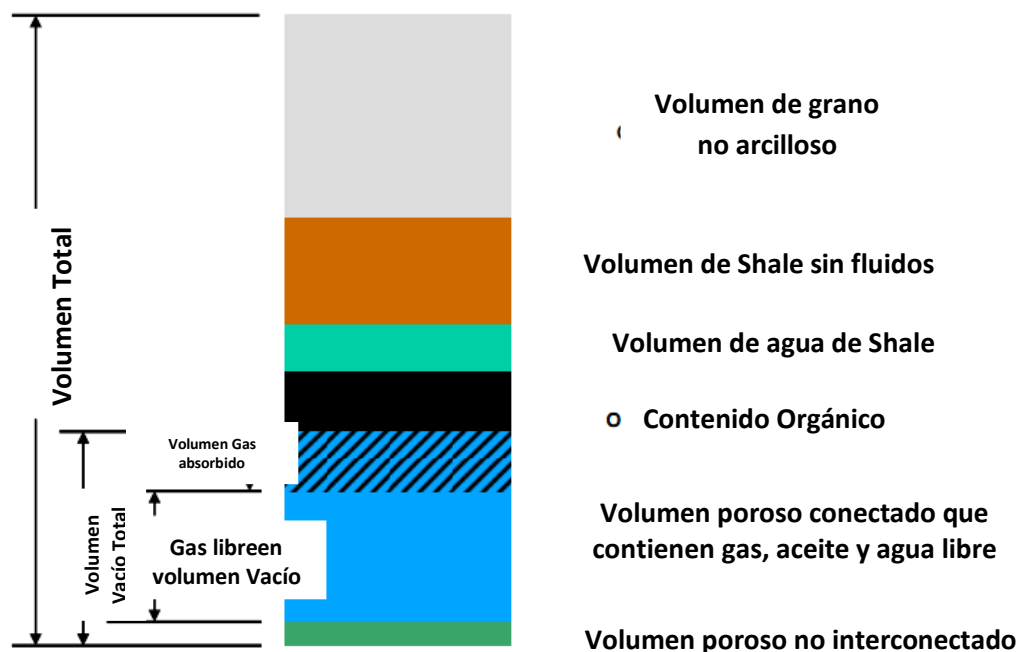
Un nuevo modelo petrofísico modifica el anterior concepto de porosidad efectiva como se mostró en la **figura 8**. El nuevo modelo se muestra en la **figura 11** y hace hincapié en dos cambios conceptuales distintos con respecto al modelo anterior. En primer lugar, existe una dependencia del espacio poroso conectado a la materia orgánica. En segundo lugar, existe una dependencia en el espacio libre de poros por la inclusión de la fase adsorbida. La **figura 12** muestra un diagrama simple de la metodología actual para determinar el gas inicial frente a la metodología propuesta. (Para simplificar, el agua y los volúmenes de petróleo no son considerados en el diagrama.) La simple ilustración tomada en el contexto de la nueva información de de la FIB / SEM muestra los errores, asumiendo que el gas adsorbido no ocupa volumen.

Para tener en cuenta el gas libre total inicial, el volumen ocupado por el gas adsorbido se determinará y se resta del cálculo de gas libre. Por tanto, los cálculos estándar utilizados para calcular la capacidad de almacenamiento de gas libre (ecuación 4) deben ser modificados:

$$G_f = \frac{32,0368}{B_g} \frac{\phi (1 - S_w)}{\rho_b} - \frac{1,318 \times 10^{-6} M}{\rho_s} G_{sL} \frac{p}{p+p_L} \quad \text{--- (13)}$$

El volumen ocupado por el gas adsorbido debe tenerse en cuenta para la corrección posterior de la saturación de agua. Esto es conveniente para la medición de la porosidad de la saturación de agua.

Figura 11. Nuevo modelo petrofísico.

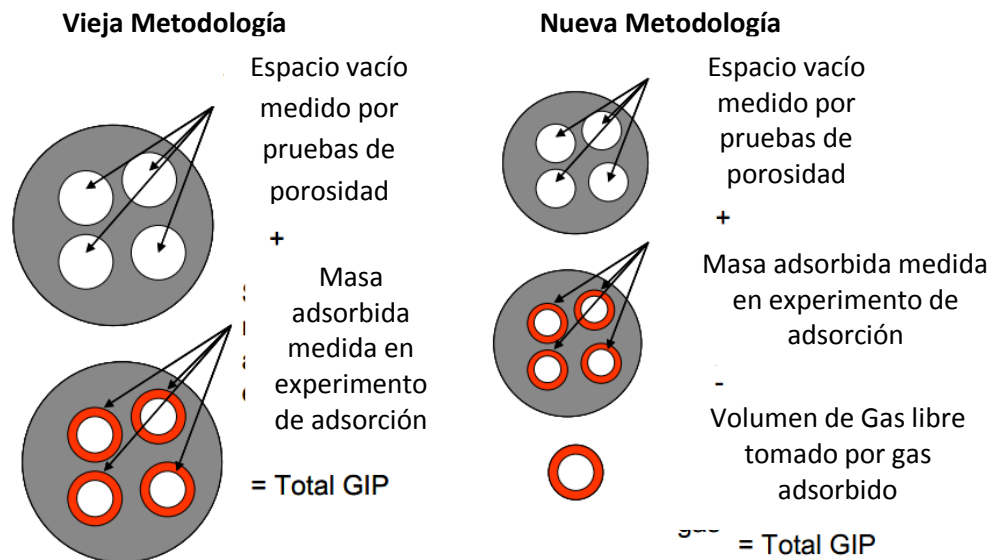


Fuente. Ray J. Ambrose, Robert C. Hartman, Mery Diaz-Campos, I. Yucel Akkutlu, and Carl H. Sondergeld, SPE 131772, 2010

1.4.3. Densidad de la fase adsorbida

Para calcular el volumen ocupado por la fase adsorbida, la densidad del gas adsorbido en poros orgánicos debe ser conocida. La medición de la densidad de la fase adsorbida no es un asunto trivial, sin embargo, la densidad para el metano se espera que varíe a través del poro y puede ser diferente de su densidad aparente media, debido a las interacciones entre el metano y las paredes orgánicas.

Figura 12. Comparación de la antigua y nueva metodología para predecir gas in-place en Shales.



Fuente. Ambrose, Hartman, Diaz-Campos, Akkutlu, and Carl H. Sondergeld, SPE 131772, 2010

Además, en las Shale de gas cuando la temperatura del yacimiento es significativamente mayor que la temperatura supercrítica del gas natural, es difícil de estudiar las transiciones de fase y determinar si el HC adsorbido esta en forma de líquido o vapor. Ha habido varias sugerencias en la literatura para determinar la densidad de la fase adsorbida en superficies sólidas.

La densidad de adsorbido está relacionado con la constante **b** de co-volumen de Van Der Waals. Hay un método experimental donde se encuentran los valores de densidad para el metano y el propano es casi igual a la constante de co-volumen de Van der Waals. También se piensa que la densidad del gas adsorbido es equivalente a la densidad del líquido, y la densidad crítica del gas adsorbido. La fase adsorbida como un líquido sobrecalentado con densidad dependiente de la expansión térmica del líquido. Recientemente un modelo de adsorción de Langmuir - Freundlich encontró que existe una dependencia de la temperatura a la densidad de la fase adsorbida. Estos estudios, a pesar de su

fundamental importancia para nuestra comprensión de la adsorción del gas en la Shale, no muestran un camino claro y preciso para estimar la densidad de la fase adsorbida de gas Shale, y consecuentemente al hallar el gas inicial.

Hay un modelo numérico molecular para determinar la densidad de la fase adsorbida de los primeros principios de la mecánica newtoniana. Las simulaciones moleculares han marcado enormes progresos en los últimos años y se van convirtiendo en una herramienta de uso común en la ciencia y la ingeniería. Hoy en día, las simulaciones moleculares están siendo ampliamente utilizadas para la construcción de experimentos virtuales en los casos donde las mediciones controladas de laboratorio son difíciles, o imposibles de llevar a cabo. Existe una literatura exhaustiva del estudio de la termodinámica de equilibrio de fluidos mediante simulación molecular, relacionados con el cambio de fase de los fluidos totales, caracterización de materiales porosos usando adsorción de gas, y separación de gas multi-componentes.

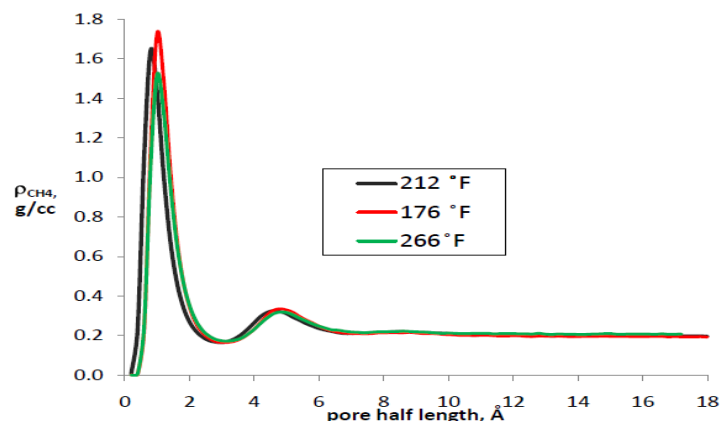
1.4.4. Efectos del tamaño de poro en la adsorción de metano.

Dependiendo del tamaño de los poros, una región del fluido total puede existir en la porción central del poro, donde la influencia de las interacciones moleculares con las paredes del poro es muy pequeña o insignificante. En los poros con tamaños de hasta 50 nm una combinación de interacciones molécula-molécula y molécula-pared dicta estados termodinámicos del gas y su transporte de masa en el poro. Por otra parte, dentro de un poro con un espesor inferior a 2 nm, las moléculas de metano están siempre bajo la influencia del campo de fuerza ejercida por las paredes; en consecuencia, ninguna región del fluido total se pueden observar en el poro, por lo tanto, el comportamiento de las moléculas adsorbidas se considera mejor que el movimiento de las moléculas de gas libre.

1.4.5. Efecto de la temperatura en la adsorción de metano.

El efecto de la temperatura en la densidad del metano se muestra en la **figura 13** que muestra perfiles de densidad de metano a través de un radio de poro de 3,6 nm con fricción en función de la temperatura. El promedio estimado de la densidad de adsorción de metano es 0,372 g/cm³ a 176 F, 0,368 g/cm³ a 212F y 0,355 g/cm³ a 266 F. Estos valores muestran variaciones dentro del 5% debido a los niveles cambiantes de energía cinética en la escala microscópica. Estos valores son 1,86 hasta 2,0 veces mayor que la densidad total del metano en el centro del poro, lo que no es una cantidad sensible de temperatura de poro.

Figura 13. Perfil de densidad del metano en función de la temperatura



Fuente. Ray J. Ambrose, Robert C. Hartman, Mery Diaz-Campos, I. Yucel Akkutlu, and Carl H. Sondergeld, SPE 131772, 2010

1.5. PRINCIPALES DESARROLLOS TECNOLÓGICOS EN LA PRODUCCIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL

Los principales artífices del desarrollo de la producción de gas no convencional son los avances en las técnicas de perforación y estimulación de pozos.

Muchos de los avances técnicos son útiles para la producción de gas de arenas compactas, de gas en capas de carbón y de gas Shale.

Históricamente, la mayor actividad de perforación en yacimientos de gas Shale ha consistido en pozos verticales. Pozos superficiales (490 a 3300 ft de profundidad) normalmente se perforaron utilizando métodos bajo balance rotativo de percusión que se traducen en las tasas de perforación rápida (hasta 50 ft /h) minimizando los daños a la formación. La perforación convencional rotatoria con utilización de lodos de perforación (bajo balance equilibrado) se utilizan en yacimientos más profundos (3300 a 8200 ft) en el que se espera encontrar mayores presiones, caudales excesivos de agua, y / o problemas en la estabilidad del pozo. Con las recientes mejoras en la tecnología de fondo de pozo y reducciones asociadas en el costo, la perforación horizontal se ha convertido en una alternativa más atractiva.

El uso de las nuevas técnicas de perforación horizontal y multilateral en los yacimientos de gas Shale también se ha expandido rápidamente, especialmente en la formación de Barnett (EUA.) en el que más del 90% de los nuevos pozos son horizontales.

En todo el mundo la mayoría de los pozos de gas Shale dependen del fracturamiento hidráulico para conectar las fracturas con el pozo. Aunque en pozo abierto se ha intentado perforar varios pozos horizontales como en el yacimiento New Albany en la cuenca Illinois, (EUA.) la mayoría de pozos horizontales de Shale gas son entubados, cementados y perforados con los tratamientos de varias etapas bombeando a lo largo de la horizontal. Para controlar estos tratamientos y ajustar la estimulación en tiempo real, se utilizan nuevas tecnologías de programación, incluyendo inclinómetros y microsísmicos. Estas tecnologías son especialmente importantes en la formación Barnett Shale, en la que es fundamental evitar el crecimiento de la fractura en los acuíferos subyacentes del grupo Ellenburger.

En algunos yacimientos de gas Shale (como la Shale de Antrim en la cuenca de Michigan, EUA.) están saturados de agua, y la producción inicial está dominada por agua con pequeñas cantidades de gas. Como esta agua se produce a partir de un sistema natural de fracturas, disminuye la presión del yacimiento, el gas desorbe de la matriz, y aumenta la producción de gas mientras que disminuye la producción del agua. La producción de gas con el tiempo llega a un pico o meseta para un cierto período de tiempo antes de caer a una velocidad controlada por los parámetros claves del yacimiento (especialmente permeabilidad) y efectos de interferencia de los pozos adyacentes. Por el contrario, con gas seco, por lo general los yacimientos de gas Shale funcionan como yacimientos de gas convencional, con un pico inicial de producción y un lento declive, después la desorción del gas reabastece el sistema de la fractura natural.

1.5.1. Fracturamiento Hidráulico

En la década de 1980, la introducción masiva de fracturas artificiales, conocida como fracturamiento hidráulico, se probó con éxito en Barnett. La tecnología de fracturamiento hidráulico, consistente en la aplicación de una simple mezcla de agua y arena a altas presiones (**figura 14**), demostró su potencial para la explotación a gran escala. Este sencillo tratamiento dobló la producción de gas en los pozos de la Shale de Barnett, y se tradujo en grandes incrementos en el potencial de gas recuperable.

El fracturamiento hidráulico (conocido como "*fracking*") es una técnica utilizada para crear fracturas que se extienden desde el pozo de perforación hacia la formación de roca o carbón. Estas fracturas permiten al gas o al crudo moverse más fácilmente a través de los poros de la roca, donde están confinadas las moléculas de gas o petróleo, hacia el pozo de producción.

Figura 14. Operación de fracturamiento Hidráulico en Barnett



Fuente. Halliburton

Generalmente, para crear las fracturas se emplea una mezcla de agua y propantes (arena o partículas cerámicas) junto con algunos fluidos especiales de alta viscosidad que se bombea hacia el fondo del pozo a altas presiones durante un periodo corto de tiempo (horas). Eventualmente, la formación no puede adsorber el fluido al ritmo al que es inyectado.

En este punto, la presión generada supera la presión de fractura de la formación y provoca la formación de grietas o fracturas. La arena arrastrada por los aditivos de alta viscosidad es empujada hacia las fracturas para prevenir el cierre de las mismas al reducir la presión. Tras unas horas, el fluido pierde viscosidad y se bombea para su recuperación en superficie.

Idealmente, el tratamiento de fracturamiento hidráulico se diseña para crear fracturas largas en zonas contenidas y bien definidas, para obtener la máxima productividad. Los fallos en los tratamientos de estimulación se producen por la migración de las fracturas a las capas contiguas del yacimiento. La extensión de las fracturas a otros estratos puede provocar la pérdida masiva de fluidos de fracturamiento.

Los fluidos de fracturamiento más comúnmente empleados son agua (90%), mezclada con arena (9%) y otros aditivos (1%), como cloruro de potasio u otros aditivos para reducir la fricción. En algunos casos, el fracturamiento se inicia bombeando un tratamiento ácido (agua con algo de ácido clorhídrico), para disolver parte del material de la roca, de manera que se abren los poros de la misma y el fluido avanza más rápidamente por el estrato.

En la década del 2000, la tecnología evolucionó para permitir sistemas de fracturamiento hidráulico multi-etapa, así como aislamiento zonal, lo que ha permitido mejorar los costes de explotación en los yacimientos. La localización de la zona de fracturas a lo largo de la superficie del pozo de perforación puede controlarse insertando unos tapones inflables de gran resistencia (bridge plugs), por debajo y por encima de la región que se quiere fracturar. Esto permite que un pozo sea progresivamente fracturado a lo largo de su longitud, reduciendo las pérdidas de fluidos de fracturamiento a través de las áreas ya fracturadas. Los tapones se insertan desinflados en el pozo, después se expanden para sellar la zona de trabajo y se inserta el fluido de fracturamiento a través del tapón superior.

Estudio de un fracturamiento

Las primeras lecciones son:

- No hay dos Shales iguales. La formación varía vertical y horizontalmente dentro de una tendencia, incluso a lo largo del pozo.
- Las tensiones y los cambios geológicos suelen ser suficientes para exigir cambios en la estimulación dentro de un solo pozo para obtener la mejor recuperación.
- La comprensión y la predicción de Shale y el rendimiento requiere la identificación de un conjunto de datos críticos que deben ser recogida para permitir la optimización del diseño del completamiento y la estimulación.

- No hay un único procedimiento para todos los diseños de completamiento o estimulación de pozos de Shale.

Las cuatro aplicaciones básicas de la tecnología que han impulsado la recuperación de este gas Shale incluyen:

- Fracturamiento slickwater (SWF), con muy pocos aditivos (ultra baja viscosidad), sustituye el gel, gas y espuma de nitrógeno en Shale. La técnica de SWF redujo costos, produjo mejor penetración, amplia fracturas naturales y mejoro el estado de la fractura y el área de contacto con las formaciones de muchas Shale, debido a la capacidad del propante.
- Pozos horizontales han sustituido pozos verticales. Las horizontales, por lo general en dirección transversal a la fractura, con una longitud de 2500 pies a más de 5000 pies (750 metros a más de 1600 metros) por lo general en pozo entubado y cementado o aislados con empaques para fracturamiento de varias etapas.
- Etapas de de diez a veinte o más de fracturamiento, aumentaron el contacto de la fractura con la formación y han producido altas tasas iniciales y mejora en la recuperación de gas.

A medida que se aprende más acerca de la recuperación del gas Shale, la tecnología, sin duda, seguirá evolucionando. El uso de la tecnología reduce así el tiempo de desarrollo de un recurso consiguiendo una recuperación mayor de las reservas de hidrocarburos.

Seis avances tecnológicos adicionales, estrechamente alineados con la estimulación y las operaciones de producción en Shale de gas, están empezando a ofrecer mejor recuperación de las reservas y / o asegurar que el desarrollo de Shale sea aceptable con el medio ambiente:

La necesidad de grandes volúmenes de información crítica para seleccionar, optimizar y dar lugar a completamientos y estimulación del yacimiento. Entre los datos críticos establecidos pueden incluir mapas de sísmica 3D, geología, núcleos, petrofísica, registros de pozo abierto, DFITs, FETs, microsísmicos, marcadores, comportamiento de la estimulación, el flujo de retorno de información y respuesta de la producción. Toda esta información no está disponible al principio de la explotación, pero el desafío es obtener con rapidez, verificar e incorporar la información de una manera que permita una caracterización eficiente. El uso de pozos verticales para explorar la Shale, para dar información geológica, reunir información y pruebas técnicas de completamiento y la respuesta de la producción es un tema común en nuevos esquemas de explotación.

Aumentar la superficie de contacto de la fractura con la Shale, se refiere como la creación de redes y su complejidad, podrían llevar más de 20 etapas de fracturamiento. Usando en un principio fracturas primarias como punto de partida, se desarrollan y establecen complejas redes de fracturas contactando hasta 9 millones de m² según estimados de microsísmicos.

Mejorar el desarrollo, la colocación y la longevidad de las pequeñas fracturas (fisuras, microfisuras, o laminaciones abiertas, etc.) deben mejorar y estabilizar la producción. Aunque las mejoras en la complejidad de la fractura frente a la apertura de estas pequeñas fracturas, es posible que no se asegure de que las trayectorias de flujo sean predecibles. La mejora de los métodos de mantener abiertas las pequeñas fracturas y los métodos de recuperación de la carga de agua se están abordando, pero se necesita más desarrollo con los propantes específicamente para apuntalar Shale en las fracturas naturales y microfisuras.

A pesar de que la técnica slickwater se ha probado en muchas Shale, hay muchos casos en los que no ha aportado la capacidad de flujo para desarrollar un gas Shale. Para estos casos, un fluido híbrido utilizando SWF se usa para

abrir las fisuras y un líquido más viscoso para colocar el cuerpo principal del propante.

La evolución de las técnicas de producción de gas Shale son necesarias, incluyendo el flujo de retorno de carga de agua del fracturamiento y mantenimiento de los pozos de producción.

Desarrollo de métodos de tratamiento/reutilización de las aguas de reflujo del fracturamiento y el uso de aguas salinas de fracturamiento para reducir al mínimo la dependencia de agua dulce para la técnica slickwater y minimizar las necesidades de eliminación.

Los diseños de las técnicas de fracturamiento son a menudo similares. En estas técnicas predomina el uso de agua, pero también se usa gel que pueda ser mejor fluido fracturante y desarrolla capacidades de flujo que son más críticos en Shales frágiles. Los pozos horizontales se han aceptado como un estándar en Shale, pero hay casos creados por limitaciones de yacimiento, donde puede requerir pozos verticales o desviados. Ahora se tendrán en cuenta diferentes parámetros para la explotación de Shale:

Gas-In-Place - total de gas es un valor calculado que incluye el gas libre, gas adsorbido y el gas adsorbido. La precisión depende de la exactitud de la predicción de la porosidad efectiva, espesor de Shale, salin y la saturación de gas en el fondo de pozo. En Shale con fracturas y fallas regionales, a menudo hay un componente del gas libre que es más móvil, por lo que los primeros pozos en esa zona pueden tener mayor IP.

Las fracturas naturales - La presencia y capacidad de abrir y mantener el flujo en sistemas de fracturas naturales primarios y secundarios son claves para la producción de gas Shale. La detección y ubicación de las fracturas naturales y la optimización de tratamientos de fracturamiento son las principales

preocupaciones. Sistemas naturales de flujo por fractura son altamente anisotrópicos, la **figura 15**, muestra las fracturas naturales que están rellenas de minerales que pueden ser removidos por el fracturamiento hidráulico además de estabilizar la fractura con algún propante, produciendo gas libre y gas adsorbido

Maduración. Para que las fuentes de kerógeno sean fuentes económicamente viables de hidrocarburos, la materia orgánica alterada por la temperatura a través del tiempo en yacimientos de gas seco con 1000 BTU / MSCF de gas se encuentran generalmente con reflectancia de vitrinita (V_{ro}) entre 1.4 y 2.0, con algunos yacimientos que requieren V_{ro} de alrededor de 2.2 para alcanzar el nivel de 1000 BTU / MSCF. Si la formación es menos madura, ($V_{ro} < 1.4$), los valores de energía pueden estar en el rango de 1100 - 1300 BTU / MSCF de hidrocarburos, pero presentan problemas de permeabilidad y pueden reducir significativamente el flujo total, excepto cuando la permeabilidad de la roca es mayor.

Figura 15. Sistemas densos de fracturas naturales en una Shale



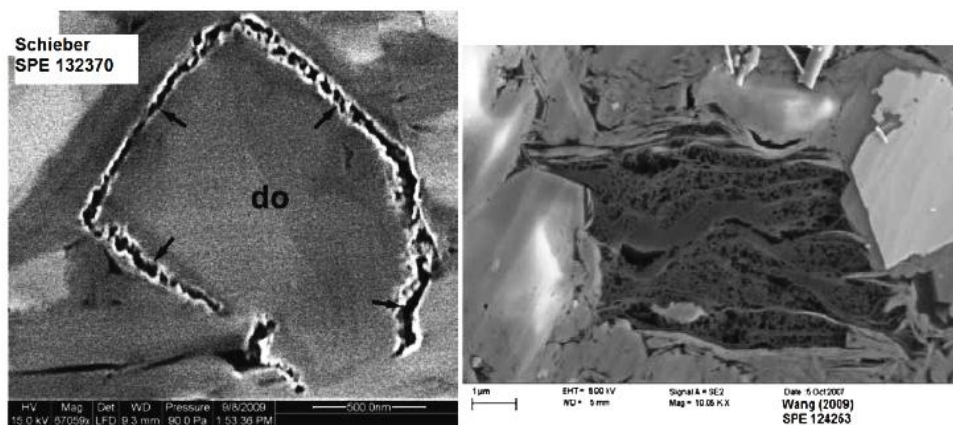
Fuente. George E. King, SPE 133456, 2010

Espesor. El mayor espesor total y neto del Shale aumenta el almacenamiento total de gas.

Diagénesis – La maduración parece proporcionar un segundo beneficio en Shale con el desarrollo de la porosidad ya sea a través de disolución de carbonato o con una reacción geoquímica, (kerógeno).mostrado en la **figura 16** donde dentro de la matriz clara de Shale – la porosidad secundaria generada alrededor de la dolomita (izquierda) y kerógeno (derecha)

Anisotropía - La información precisa de geomecánica y su variación a través del Shale es importante ya que a lo largo del pozo se puede controlar el inicio de la técnica de fracturamiento y el desarrollo de redes de fracturas. La ubicación de un pozo depende de las fuerzas tectónicas, la profundidad, espesor de la formación, los cambios en capa de roca y tensiones generadas por el fracturamiento y / o producción. La microsísmica mide cambios de los esfuerzos en tiempo real a lo largo del pozo durante el fracturamiento, y mide pequeños cambios de dirección que a menudo son suficientes para cambiar en gran medida la producción del pozo.

Figura 16. Desarrollo de la porosidad en Shales



Fuente. SPE 1332370, 2010 y SPE 124253, 2009

Mineralogía y fragilidad – Un Shale con alto módulo de Young y de bajo coeficiente de Poisson es frágil (por lo general a causa de sílice y calcita detrítica) puede ser más fácilmente fracturada, y consecuentemente da

apertura a las líneas de flujo que pueden permanecer estables (aun cuando en gran medida no soportada) después del fracturamiento se libera y el gas comienza a fluir. El Shale dúctil puede requerir más propano y más profundidad, el Shale caliente puede presentar cargas fuera de la norma. Shale que no encajan en el "modelo" se sobre todo formaciones de alto contenido de arcilla que aún no han demostrado ser los productores comerciales de gas. Esto encaja bien con la descripción real de gas "Shale", como areniscas de grano muy fino o limolitas con la descripción de "Shale" que se evaluó sólo como un indicador del tamaño de partícula.

Permeabilidad - Un tema de debate que hay, es determinar qué tipo de permeabilidad (matriz o sistemas de fracturas) de Shale se tiene para que de viabilidad de explotación del yacimiento. Las fracturas naturales dominan el flujo temprano y siguen siendo la trayectoria de flujo durante la producción. Como la matriz tiene una permeabilidad muy pequeña, requiere que el fracturamiento abarque la mayor área posible del yacimiento. Cuando está presente la permeabilidad de la fractura, esta dominara el suministro de gas más que la permeabilidad de la formación. Las fracturas naturales, incluso cuando están parcialmente cerradas o a casi totalmente mineralizada, son normalmente una a tres veces más alta que la permeabilidad de la matriz sin estimulación. Al examinar la contribución de la permeabilidad de la matriz de Shale, algunos petrofísicos condicionan la importancia de la permeabilidad de la matriz de la Shale, explicando que las gargantas de poro en la mayoría de las Shale son demasiado pequeñas para actuar como vías de flujo de metano en los mecanismos de flujo convencional, mientras que otros defienden permeabilidad de la matriz si es necesario. Cuando la permeabilidad de la matriz aumenta ($\gg 100nD$) sin duda es muy beneficioso para la producción de gas Shale.

Hay amplias variaciones en las características de la Shale. Se pueden presentar diferentes facies dentro del espesor neto, algunas de las cuales son

facilitadores de producción como los cuerpos de arena, mientras que otros miembros, tales como Shale dúctil, pueden ser barreras para el flujo y las fracturas. Cada uno puede tener diferentes propiedades y diferentes respuestas a la fractura. Como muchas de las características de la Shale están interconectadas, reglas estrictas sobre los valores mínimos y máximos específicos son difíciles de determinar sobre la base de la literatura publicada. Una breve lista de variables casi siempre se incluyen: gas inicial, presencia de fracturas naturales, presión, madurez y el espesor neto. En cualquier Shale, la precisión en la medición del núcleo es fundamental, pero las muestras deben ser representativas de la formación.

1.5.1.2. Selección del punto de fracturamiento

Puntos de inicio de fractura son seleccionados dividiendo el pozo en zonas equidistantes. Los métodos de selección óptima de puntos de inicio de fracturas pueden centrarse en las partes más productivas. Algunos métodos se mencionan aquí

La composición del gas en registros, la tasa de penetración (ROP) en la perforación, módulo y la variación de la tensión de registros sínicos, saturación de agua de la Shale, la mineralogía de las plugs y otras valoraciones petrofísicas. Registros que indican el nivel de emisiones de metano y las pruebas un poco más específicas implican muestras de metano y etano. Los gases de metano y etano crean isothermas de adsorción en diferentes Shale. Inicialmente, el componente de metano del gas será mayor y los componentes de etano aumentarán (a través de desorción) a medida que cambia la presión. Comparando el total de metano y las proporciones de metano-etano podría ser una pista del tipo de forma de almacenamiento de gas, y / o la presencia de porosidad y fracturas naturales. Otros métodos de registro para la identificación y localización de las fracturas naturales en los pozos de gas Shale han descrito

la capacidad para propagar preferentemente fracturas iniciales a través de los sistemas de fracturas naturales.

El aumento de la saturación de agua en Shales se ve como un perjuicio. Las moléculas de agua son ligeramente más pequeñas que las moléculas de metano, y, posiblemente, pueden crear obstrucciones en los poros más pequeños.

Minerales, como sílice, calcio, dolomita y arcillas son claves para determinar la fragilidad y mayor presencia de calcita como líneas en los cortes puede ser un indicador del relleno de fractura. En general, Shale prospectivos se han limitado por los componentes de arcilla (generalmente menos del 40%), Módulo de Young estático con un exceso de $3,5 \times 10^6$ psi, rangos de Módulo de Young dinámico a estático coherente con yacimientos clásticos (no dúctil o de alto contenido de arcilla), y con fragilidad suficiente para el flujo de gas en condiciones efectivas de confinamiento a través de una grieta no soportada.

Espaciamiento de fractura, Orientación y espaciamiento de pozos

El espaciamiento de los pozos horizontales a través del Shale puede influir, en cómo las fracturas se inician y propagan. El mejor completamiento para la recuperación de gas debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

El conocimiento de la dirección de fractura y la dirección del pozo.

- Conocimiento de mecánica de rocas para perforación y desarrollo de tamaño de fractura inicial y la complejidad máxima de las redes de fractura.
- El conocimiento máximo de interferencia entre fracturas, y entre pozos adyacentes.

En última instancia, el espaciamiento óptimo de los pozos y fracturas a lo largo de cada pozo es controlado por una selección. Entre más pozos para drenar el

área del yacimiento con baja tecnología de fracturamiento frente al coste de las fracturas de más alta tecnología para drenar el área con menor número de pozos. Para poder tomar esta decisión requiere:

- Cálculo de un valor de costo / beneficio de las etapas adicionales de fracturamiento vs costo / beneficio de pozos adicionales.
- Capacidad para difundir de forma fiable y estabilizar las fracturas en las proximidades de las áreas deseadas.
- Generación de enfoques específicos en ingeniería de producción para maximizar la recuperación de gas.

La primera consideración es la orientación del pozo, que debe ser resuelta para obtener una óptima orientación de las fracturas transversales. Los resultados de los pozos de Barnett Shale muestran que en áreas corazonadas donde las barreras de las fracturas, la orientación del pozo puede ser importante, pero no puede ser un factor crítico para el éxito económico. La dirección de la fractura principal usualmente está cerca al esfuerzo perpendicular horizontal mínimo. La orientación de la fractura natural primaria e inducida con la técnica de fractura en un campo suelen ser similares, aunque las variaciones locales de estrés pueden crear excepciones.

Una tendencia creciente en los completamientos de Shale es el número de etapas de fracturamiento. Comparaciones y evaluaciones directas de las etapas de fracturamiento han mostrado que entre más etapas hay aumento en la productividad del yacimiento. La longitud promedio de la sección de fracturamiento ha decrecido de 3000-4000 ft (año 2002) a lo largo del pozo a secciones de fracturamiento pequeñas de 250-350 ft en pequeños intervalos en pozos cementados. Los Shale delgados pueden requerir más fracturamiento, menor volumen de secciones para evitar zonas de ruptura, mientras que un Shale con más espesor puede necesitar menos etapas si una mayor tasa de inyección puede aumentar la complejidad de las fracturas.

Aunque el diferencial de tensión inicial ha sido visto como un control de la dirección de la fractura por muchos autores y modeladores de fracturas, las tensiones creadas durante el fracturamiento hidráulico en Shale de baja permeabilidad, así como, literalmente, cientos de fracturas abiertas y ampliadas, inducirán esfuerzos locales en el campo que pueden eclipsar a las demás pero con un orden más alto de tensiones en el yacimiento.

Selección de los métodos y materiales

Aunque el fracturamiento slickwater ha dominado el fracturamiento en Shale, no debe suponerse que es la técnica por excelencia, particularmente cuando el propante necesita ser probado. Si las características de la Shale son similares a la de Barnett, se debe considerar los materiales y las técnicas que se han usado desde la década de 1980 en 17 condados de Texas.

El fracturamiento Slickwater es bastante simple con cantidades mínimas de polímeros y bajas cantidades de arena que cualquier gel. El Slickwater no es ideal para todas las Shale y puede ser la elección equivocada para algunos Shale. La elección del slickwater, gelificado, asistida por gas o híbrida debería hacerse sobre la base de las características y requerimientos individuales del Shale para una producción estable. Las elecciones dependen en aumentar la superficie de contacto de la Shale, conociendo las necesidades de propante y logrando resultados de producción. En resumen, el slickwater puede romper las fisuras, micro-grietas, fracturas naturales y capas confinadas en la Shale, abriendo grandes áreas de contacto de la Shale, pero el fracturamiento base agua también tiene bajas concentraciones de arena y resulta en una solución rápida, de manera que la fractura puede limitar la capacidad de flujo. Fallar en crear la conductividad después de terminada la técnica puede limitar drásticamente la productividad de algunas formaciones.

En algunos casos con altos módulos, la parte superior de fracturas no-soportadas en ambientes de baja tensión (como Barnett) todavía puede tener la

suficiente capacidad de flujo total para que fluya gas hacia la parte inferior que es la parte de la fractura debidamente soportada, pero no puede tener la capacidad de flujo para que fluya tanto gas horizontalmente a lo largo de la fractura no-soportada.

Hay estudios sobre las limitaciones del fracturamiento de agua con énfasis en Tight sands. Sus directrices se basaron en mediciones geomecánicas y un moderno simulador de fracturamiento en una fractura doble ala y se ofrece como un punto de partida para la selección de un fracturamiento slickwater. En las Shale con un alto grado de complejidad, la fractura doble ala no es recomendable en fracturas con longitudes individuales pequeñas y en el desarrollo de las trayectorias de flujo en las fracturas naturales (complejidad). Otros factores implicados en la selección de fluidos incluyen el gasto relativo de los fracturas (limpieza y el tiempo para que el gas sea comercializable), la comunicación de la fractura al pozo y el daño causado por cualquier componente del fluido. En el pasado la tecnología de fractura con gel usando una carga alta de polímero e iones metálicos mezclados fueron significativamente más dañinos que los geles con menos carga de polímero. Se han propuesto y probado muchos otros fluidos en Shale, tales como la espuma, nitrógeno puro, gas licuado gelificado, nitrógeno criogénico, propantes, gas natural licuado, CO₂ licuado, geles de surfactante, etc.

Los fluidos de fracturamiento

Los métodos más comunes de fracturamiento en Shale incluyen los fluidos de espuma con y sin propante, ambos con CO₂, y gas nitrógeno (sin propante), geles, gel viscoelástico, fracturamiento slickwater, fluidos reactivos y una variedad de fracturamientos híbridos. En la mayoría de los casos, el propante fue necesario para mantener la producción después del primer mes (con excepción de formaciones con altas permeabilidades). El dióxido de carbono en la fase líquida o densa (llevando arena) se ha utilizado en Shale del Devónico. En esta área específica de Shale del Devónico, la respuesta en producción de

las fracturas con CO2 gelificado superó al fracturamiento de nitrógeno por dos veces y los fracturamientos con espuma alrededor de cinco veces.

Aunque el gas y los fluidos espumosos parecen ser ideales para Shale, no existe comparación en cuanto a producción, al utilizar la técnica slickwater. Parte de este problema es la incapacidad para cargar fácilmente las espumas con mucho propante, pero otro problema aparece en la necesidad de invadir y ampliar los sistemas naturales de fractura y de contactar tanta área como sea posible. La espuma tiene un control natural de pérdida de fluido (leakoff), a través del cual incrementa su viscosidad y el efecto Jamin que dificulta el flujo por la resistencia de las burbujas de la espuma a deformarse. El fracturamiento por nitrógeno y dióxido de carbono gaseosos puede invadir la estructura del Shale, pero carecen de la capacidad para transportar cualquier agente de soporte mientras estén en fase gaseosa. El fracturamiento con geles hidrocarburos gaseosos utilizando propano o butano puede ser una tecnología de vanguardia, en ambientes donde las Shale son reactivas.

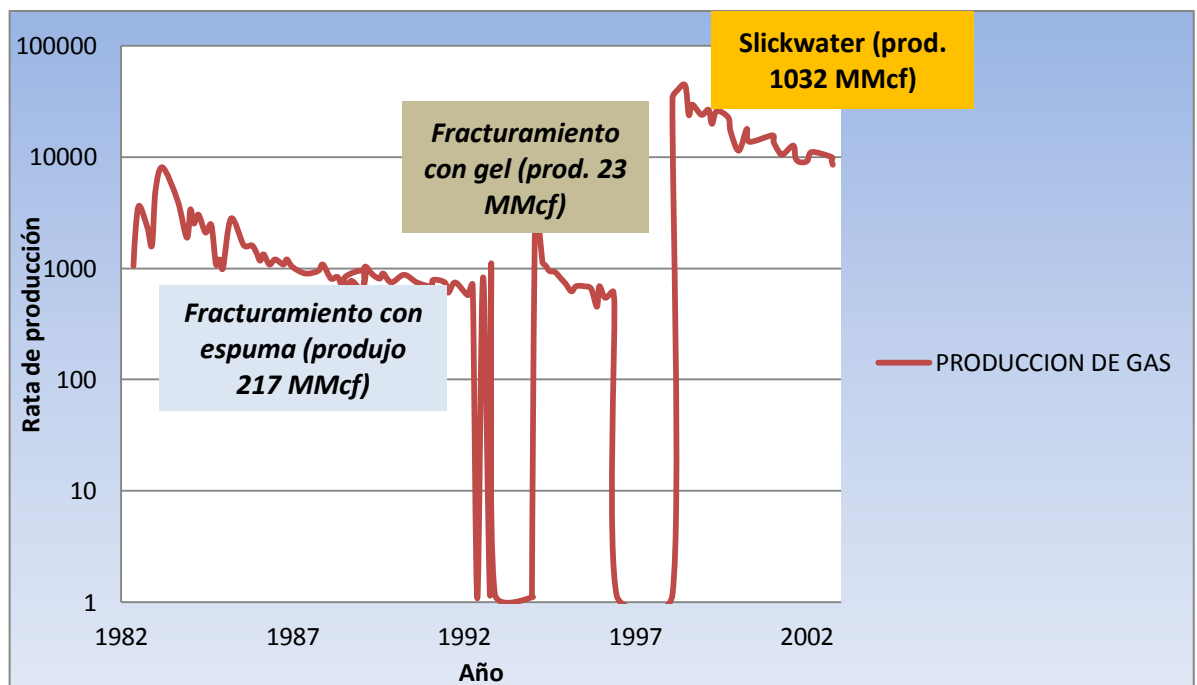
Los fracturamientos iniciales en Barnett se hacían con geles o espumas hasta que en 1999, cuando Nick Steinsberger utilizó un fracturamiento slickwater para Mitchell Energy dio buenos resultados con un ahorro económico cercano al 35% en relación al fracturamiento con gel más caro. La **figura 17** destaca los resultados de un refracturamiento slickwater tras un fracturamiento con espuma y un refracturamiento con gel. Nótese que se triplica la tasa de producción por el refracturamiento de un pozo que había producido cerca de 18 años.

El fracturamiento Slickwater (SWF) ha sido utilizado por la industria en un gran número de formaciones, y ha demostrado ser muy valioso sobre todo en Shale. El éxito de SWF en algunas Shale parece basarse en torno a una pequeña lista de características que coinciden:

- El Shale puede tener miles de microfracturas y laminaciones - Minimizar la viscosidad del fluido de fracturamiento aumenta el leakoff de estas grietas y amplía los canales de flujo.
- Aumenta la zona de contacto que es producida por grandes volúmenes de agua y baja permeabilidad de la matriz que contiene la gran mayoría de agua en las fracturas.
- La capacidad de llevar la arena, es muy baja en SWF, por lo general menos de 2 a 3 libras por galón, es menos importante en Shale quebradizas.
- El uso de agua salada en el fracturamiento probablemente sería beneficioso a largo plazo para contactar zonas.

Otros puntos de fracturamiento slickwater que vale la pena revisar son:

Figura 17. Refracturamiento del primer pozo completado en Barnett.



Fuente. Mitchell Energy 2004

- Como la capacidad de llevar fluido hacia las fracturas disminuye (la velocidad de asentamiento aumenta), por tanto, para fracturamiento slickwater, el asentamiento de arena se puede presentar inmediatamente después de entrar en la fractura. La primera arena utilizada en la técnica probablemente quedo en las cercanías del pozo, mientras que la última arena bombeada quedo alejada del el pozo.
- El fracturamiento slickwater produce fracturas más estrechas durante el bombeo que el de fracturamiento con gel. Sin embargo, el transporte del propano en el fracturamiento slickwater es el desarrollo de “dunas” y parte del propano de un fracturamiento slickwater no puede cerrar o perder el ancho cuando se forzan las fracturas (a diferencia del fracturamiento con gel).
- La cobertura vertical del fracturamiento hidráulico con propano es crítico para transportar, pero puede que no ocurra debido a que el propano se deposita que forma de “dunas” en la formación. Esto agrega una dimensión al fracturamiento slickwater de propano efectivo vs mediciones hidráulicas para: anchura, altura y longitud. En resumen el modelado, y la predicción del fracturamiento con agua es probablemente más complejo de lo que se imagina, debido principalmente a las infinitas posibilidades de arreglos en el propano. La conductividad de la fractura puede ser sustancial en la fase primaria del fracturamiento slickwater, teniendo en cuenta los puntos anteriores, sólo se soportó correctamente. La conductividad de las fracturas secundarias creadas en los sistemas de fracturas naturales es una cuestión difícil de responder. Discusiones y teorías abundan, pero la mayoría de las respuestas indican que la mejor producción se da en un pozo con fracturas primarias soportadas y fracturas secundarias mal soportadas.

Influencia de discontinuidades geológicas en Fracturamiento

En una serie de experimentos de fracturamiento en la Shale de Woodford, se observó que la intersección con características estructurales locales (fallas, sistemas de fracturas) tuvo un efecto significativo sobre la geometría de la fractura. Estos rasgos pueden dominar el crecimiento de la fractura completamente así como las fases subsecuentes donde puede continuar creciendo en la falla o sistema de fracturas previamente interceptadas. Esto puede evitar que la longitud total de las fracturas laterales para ser estimuladas cause un rendimiento mucho menor. En otros casos, el fracturamiento en fallas condujo el agua de producción a una pérdida general de eficiencia de fracturamiento. En algunos casos, el fracturamiento en las fallas no tuvo ningún efecto significativo en la producción.

1.5.2. Refracturamiento

Los refracturamientos de los pozos de Shale han sido un éxito espectacular en comparación con refracturamientos en yacimientos convencionales por dos razones propuestas:

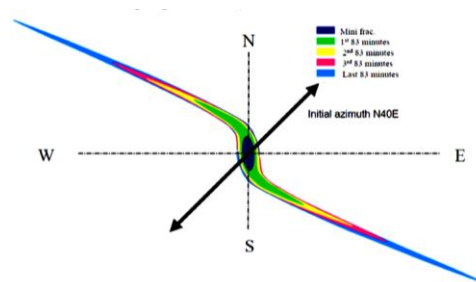
- Los fracturamientos iniciales con gel, comunes en Barnett, fueron perjudiciales y al parecer no desarrollaron el tipo de fractura compleja necesaria en los yacimientos para mejorar la recuperación.
- Los propantes no son efectivos en las fracturas más pequeñas y microfracturas de la Shale - las pérdidas de producción a través del tiempo no son totalmente relacionadas con el agotamiento de la producción y puede estar vinculado al cierre de la fractura, o las malas prácticas de producción.

La recuperación deficiente de agua del fracturamiento puede ser relacionado con la presión capilar que bloquea las pequeñas fracturas e incluso el material de soporte.

Al hacer refracturamientos con Slickwater en pozos que en un principio se fracturaron con geles de polímeros se tuvieron en cuenta tres cosas: no había fracturas o eran fracturas sin dirección cuando se usaba los geles de polímero, la apertura de las pequeñas fracturas y de las microfracturas que los fluidos gelificados no podía invadir, y la ampliación del sistema de fracturas debido al volumen mucho mayor del SWF. El refracturamiento tenía buena estimulación en los pozos llegando a valores cercanos a la tasa de producción inicial. El aumento de volumen estimulado de un yacimiento puede aumentar el índice de productividad y el factor de recobro aumentando las reservas. La reapertura de las fracturas naturales y fracturas hidráulicas que se habían cerrado debido a la sobrecarga y tensiones confinadas creando depletamiento pueden volver a establecer contacto con la matriz. Hasta que hayan alcanzado técnicas de fracturamiento más óptimas y la ingeniería de producción optimizado, el refracturamiento tendrá un lugar en la estimulación de Shale.

Un área de discusión es que es en realidad el refracturamiento proporciona de manera significativa un sistema de fracturas de mayor complejidad de la que se produjo en la estimulación inicial - un factor con un importante apoyo en microsísmica y registros de refracturamientos. El ejemplo de la **figura 18**, muestra el comportamiento de la reorientación causada por el refracturamiento, produjo una fractura con una reorientación de 90° a la orientación inicial.

Figura 18. Refracturamiento de un pozo en Barnett



Fuente. Waters, G., Dean, B., Downie, R., Paper SPE 119635, 2009

1.5.3. Pozos horizontales

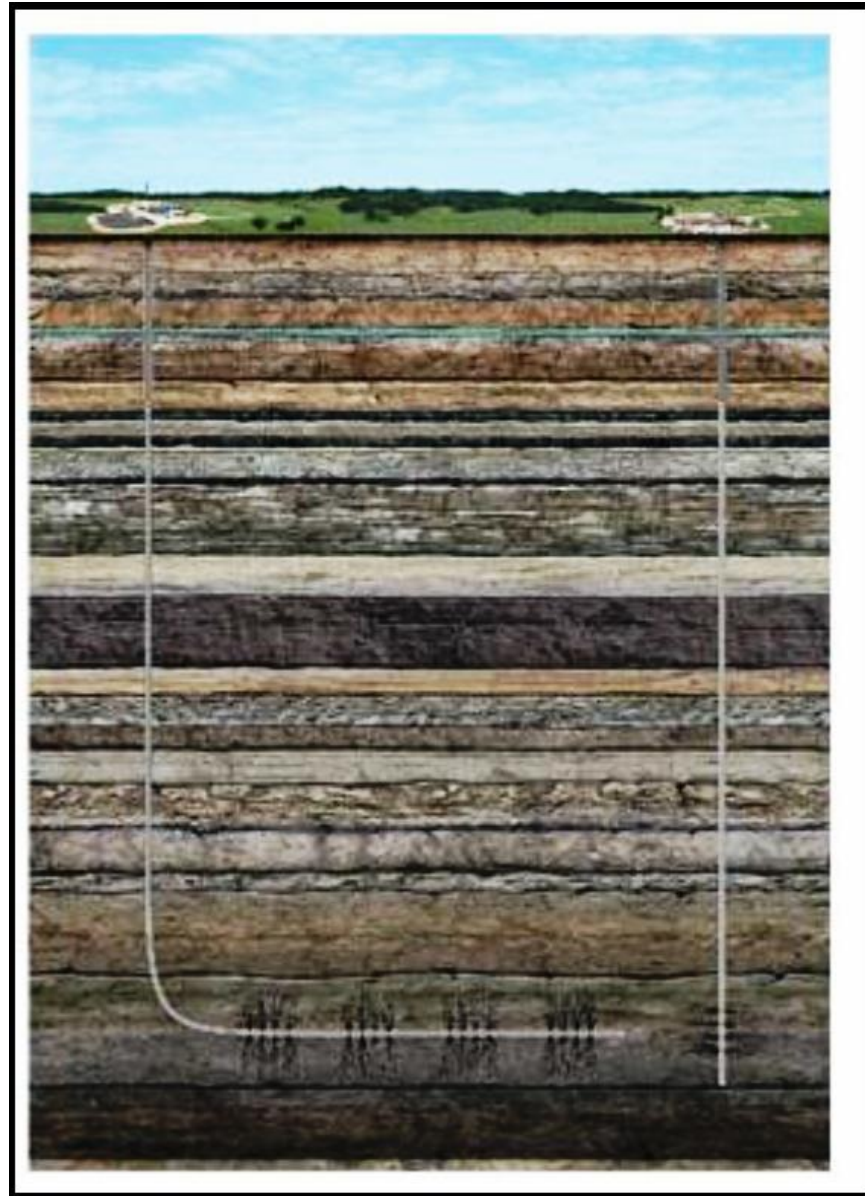
El desarrollo tecnológico moderno conduce a la producción de yacimientos de gas natural. Actualmente, la perforación y el completamiento de los pozos de Shale gas incluyen pozos verticales y horizontales (**figura 19**).

Las tecnologías establecidas para el desarrollo de estas formaciones son la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico; la perforación horizontal data de la década de los 30 y el fracturamiento hidráulico data de la década del 50. La diferencia clave entre un completamiento de Shale gas y uno convencional es la estimulación del yacimiento (fracturamiento hidráulico a gran escala). Las cuencas emergentes de Shale esperan tener un comportamiento similar a Barnett, incrementando el número de pozos horizontales. Las tecnologías usadas por las compañías de perforación son similares a las que se han venido usando en la industria de yacimientos convencionales.

La figura 19 ilustra como un pozo horizontal tiene más área expuesta que un pozo vertical. Por ejemplo, en Marcellus un pozo vertical puede estimular solo 50 pies de formación mientras un pozo horizontal puede tener una extensión lateral de 2000 a 3000 pies dentro de una formación de 50 a 300 pies de espesor. Esto incrementa el área expuesta lo cual trae más ventajas que un pozo vertical.

Hay una gran variedad de factores que influyen la elección ya sea, de un pozo vertical o de un pozo horizontal. Mientras el pozo vertical puede requerir menos capital invertido por pozo, la producción es obviamente menor. Un pozo vertical puede costar 0,8 millones de dólares (excluyendo infraestructura y localización) en perforación comparado con 2,5 millones de dólares o más de un pozo horizontal (sin incluir infraestructura y localización). a continuación se muestran algunas de las razones por la que se usan pozos horizontales.

Figura 19. Pozo horizontal vs. Vertical en un yacimiento de Shale.



Fuente. Jhon Perez 2008

Reduce la invasión en superficie, en el caso de que se tenga una sección de 1 milla cuadrada, se requerirían 16 pozos verticales cada uno separado en diferentes localizaciones. Alternativamente, de 6 a 8 pozos horizontales (a veces más) perforados de una sola localización, accediendo al mismo o mayor volumen de yacimiento. La baja permeabilidad de la Shale requiere pozos

verticales en espaciamentos muy cortos (mucho menor que los convencionales) para un mejor desarrollo del recurso. Esto puede resultar en desarrollos iniciales de pozos verticales en espaciamentos de 40 acres o menos por pozo, para un drenaje eficiente del yacimiento. En adición, la perforación horizontal puede reducir significativamente el número de locaciones de pozo, caminos de acceso, rutas de líneas de flujo y facilidades de producción requeridas, minimizando la fragmentación del hábitat, el impacto a la sociedad y todo lo concerniente al problema ambiental. La Devon Energy Corporation reporta que el uso de pozos horizontales en Barnett, permitió a la compañía reemplazar de 3 a 4 pozos verticales con un solo pozo horizontal. Hoy día es muy temprano para decidir el espaciamento de pozo más efectivo para recobrar el gas en todas las cuencas, la experiencia dice que el uso de tecnología horizontal, decrece significativamente el impacto ambiental.

Es posible comparar el desarrollo de un área típica de 640 acres (1 milla cuadrada) entre pozos verticales y pozos horizontales. El espaciamento para pozos verticales en la Shale, se promedia en 40 acres por pozo, en etapas tempranas de desarrollo. El espaciamento para pozos horizontales es aproximadamente 160 acres por pozo, por lo tanto para una sección de 640 acres de tierra puede ser desarrollado con un total de 16 pozos verticales, cada uno en una locación diferente, o también puede haber 4 pozos horizontales todos perforados en una locación por perforación multilateral. Los análisis mostrados en 2008 por el departamento del interior de EUA, estima que en un pozo vertical somero completado en Fayetteville tuvo un espaciamento de 2 acres, 0,1 millas de carreteras y 0,55 millas de corredores de utilidad, resultando en un total de terreno alterado de 4,8 acres por pozo.

Para esta misma formación una locación de un pozo horizontal ocupa cerca de 3,5 acres de caminos y utilidades, resultando en un total de 6,9 acres. Si una sola locación tiene pozos multilaterales horizontales puede requerir un poco más de terreno. Este incremento es de 0,5 acres, con 4 brazos de pozos

horizontales, caminos y utilidades, que pueden alterar 7,4 acres, mientras que los 16 pozos verticales pueden alterar un total aproximado de 77 acres. En este ejemplo, los 16 pozos verticales pueden alterar 10 veces más terreno que lo alterado por una locación de un pozo multilateral para el mismo volumen de yacimiento contactado. Debido a esto los operadores tienen una tendencia de desarrollar los yacimientos de Shale por medio de pozos multilaterales ya que son beneficiosos en ambientes urbanos y rurales.

Los pozos horizontales han sido usados por muchas compañías para acceder al recurso de gas natural y así evitar impacto ambiental por infraestructura, estructuras, áreas ambientales sensibles u otros impactos que se pueden presentar por la explotación con pozos verticales. El desarrollo de Barnett cerca al aeropuerto internacional de Dallas es un claro ejemplo de cómo los pozos horizontales se desarrollan en zonas urbanas.

1.6. MANEJO AMBIENTAL

1.6.1. Programas de tubería de revestimiento y cementación

Los actuales requerimientos de construcción de pozos consisten en la instalación de varios tubos de revestimiento (casing) y de cementación del pozo para cumplir el papel de proteger los acuíferos, para asegurar la zona productora está aislada de formaciones vecinas (acuíferos), estabilidad de pozo, etc. Durante el proceso de perforación, una serie de casing de superficie y demás, cementan el hueco abierto. Algunas veces se usan casing intermedios (**figura 20**). A medida que cada tubo de casing es instalado se cementa para asegurar un sello entre el casing y la formación.

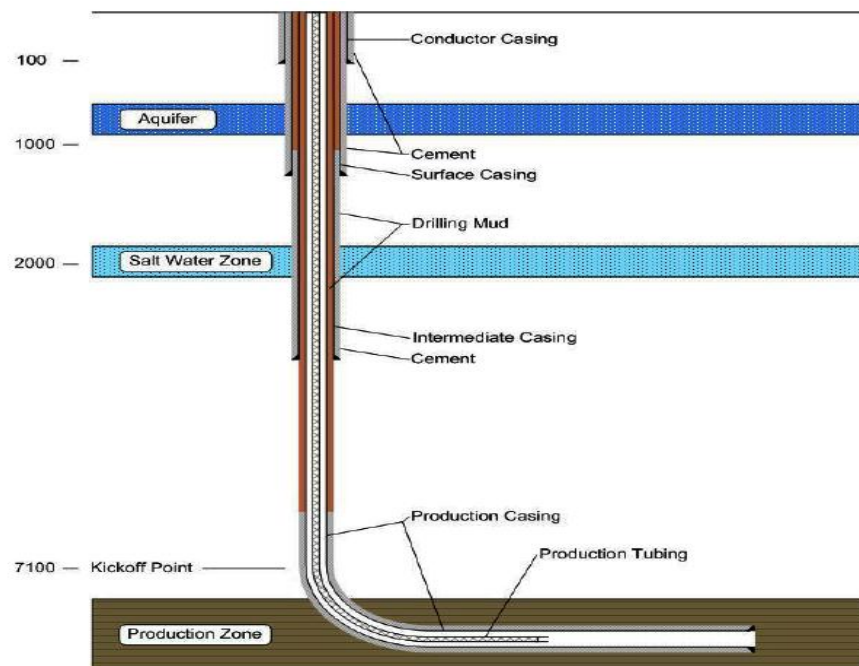
La figura 20 muestra las tuberías de revestimiento y el cemento necesario, que generalmente están presentes en los pozos de estas formaciones e ilustra la

ubicación del casing que aísla diferentes formaciones con agua, apta para consumo humano.

La figura muestra una serie de múltiples casings, capas de cemento y tubería de producción (tubing), las cuales son parte importante del completamiento del pozo, para prevenir la contaminación de zonas de agua fresca, asegurando que el gas no fluya a otras zonas vecinas de baja presión, y que fluya hacia la superficie por el tubing para luego ser vendido

El casing de conducción sirve como base para la construcción del pozo y previene derrumbes en la zona cercana de superficie.

Figura 20. Casing y cemento presentes en la explotación de la Shale



Fuente.Modern shale gas development in the United States: a primer –EIA 2009

El casing de superficie es instalado para aislar potenciales formaciones de agua fresca; este aislamiento es necesario para proteger acuíferos de la

intrusión del lodo de perforación y de fluidos de producción. Como una protección adicional de zonas de agua dulce, la perforación con rotación de aire es usada a través de esta porción del pozo, ya que el lodo de perforación no debe entrar en contacto con el acuífero.

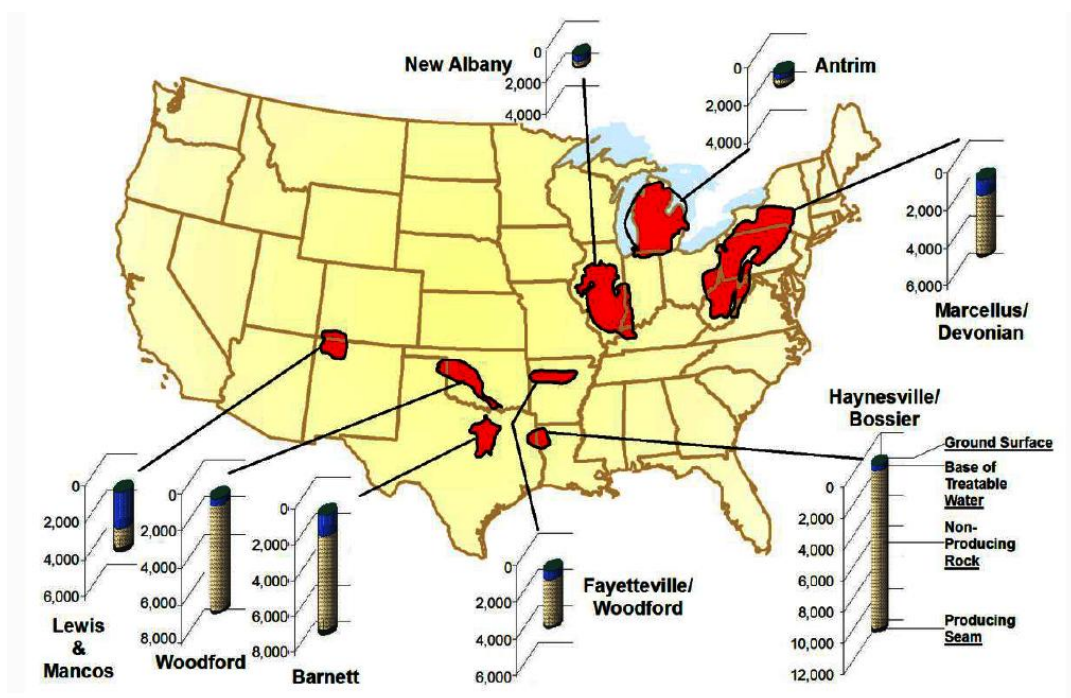
Los casing intermedios, son instalados para aislar acuíferos no aptos para consumo humano. Estos casing pueden ser necesarios, debido a la naturaleza de las zonas sobre presionadas o debido a las zonas localizadas con agua salada. El área de pozo abierto debajo de la zona intermedia pueda que no se cimente hasta el punto donde empiezan los brazos de los pozos horizontales, esta área está llena con lodo de perforación.

Cada serie de casings sirve como una capa de protección que separa los fluidos adentro y fuera del casing y previniendo el contacto entre estos fluidos. Los operadores usan una variedad de controles para asegurar que el aislamiento deseado de cada zona está ocurriendo, incluyendo que se asegure que el casing usado tiene la suficiente resistencia y que el cemento está bien asentado y adherido al casing. Esos controles pueden incluir registros acústicos de adhesión de cemento y pruebas de presión para asegurar la integridad mecánica del casing.

Una vez que las series de casing son bajadas y cementadas, pueden haber de cinco a más capas o barreras entre el tubing de producción y el agua de formación (ya sea dulce o salada). Un completamiento moderno en donde el 100% del agua en el subsuelo está protegida, por la apropiada instalación de casings de superficie (y de las formaciones geológicas donde hay cierta afinidad de corrosión), la probabilidad de que los fluidos inyectados invadan estos acuíferos puede estar entre 1 pozo en 200.000 y de 1 pozo en 200 MM, si esos pozos fuesen operados en perforación; un pozo con inyección de un fluido bajo presión, donde aumenta la probabilidad de invasión del acuífero, incrementando el riesgo de una fuga de fluido de perforación o falla de pozo.

En un pozo de producción se reduce el riesgo, ya que la presión de la zona productora es menor que la del lodo, obteniendo gas y fluidos asociados, haciendo menos posible la intrusión de fluidos de producción en zonas de agua dulce. Por otra parte un pozo productor de gas es operado a una presión menor comparada con un pozo en perforación. La **figura 21** compara el estimado de profundidades de formaciones de Shale someras y la base máxima de agua. Para cualquier fluido presente en la zona de producción que pueda alcanzar agua en el subsuelo, el fluido debe migrar a través de esas zonas suprayacentes.

Figura 21. Comparación de profundidades de Shale productoras y acuíferos de agua dulce



Fuente. Modern shale gas development in the United States: a primer –EIA 2009

1.6.2. Fluidos de perforación y piscinas de retención

En el desarrollo de un Shale, las compañías de perforación han hecho su trabajo en locaciones urbanas y rurales, requiriendo que las prácticas de perforación sean adaptadas para permitir el desarrollo en ambos sentidos. La perforación con aire comprimido es una creciente técnica alternativa que es más barata y con menores tiempos de perforación. El aire al igual que el lodo, lubrica, enfría la broca y remueve los ripios, pero está limitada para formaciones de baja presión como la de Marcellus. El almacenamiento en las piscinas es una herramienta importante en la industria de Shale gas, debido a que la perforación y el fracturamiento hidráulico de esos pozos requieren significativos volúmenes de agua como fluido base para ambas operaciones.

1.6.3. Disponibilidad de agua

La perforación y el fracturamiento hidráulico de una Shale pueden requerir de 2 a 4 millones de galones de agua. Cabe anotar que la necesidad de agua disminuye a medida que avanzan las técnicas de explotación. La **tabla 2** muestra el agua necesaria por pozo, para 4 formaciones de Shale que están siendo explotadas.

Tabla 2. Agua necesaria para perforar y fracturar pozos en varias formaciones Shale en EUA.

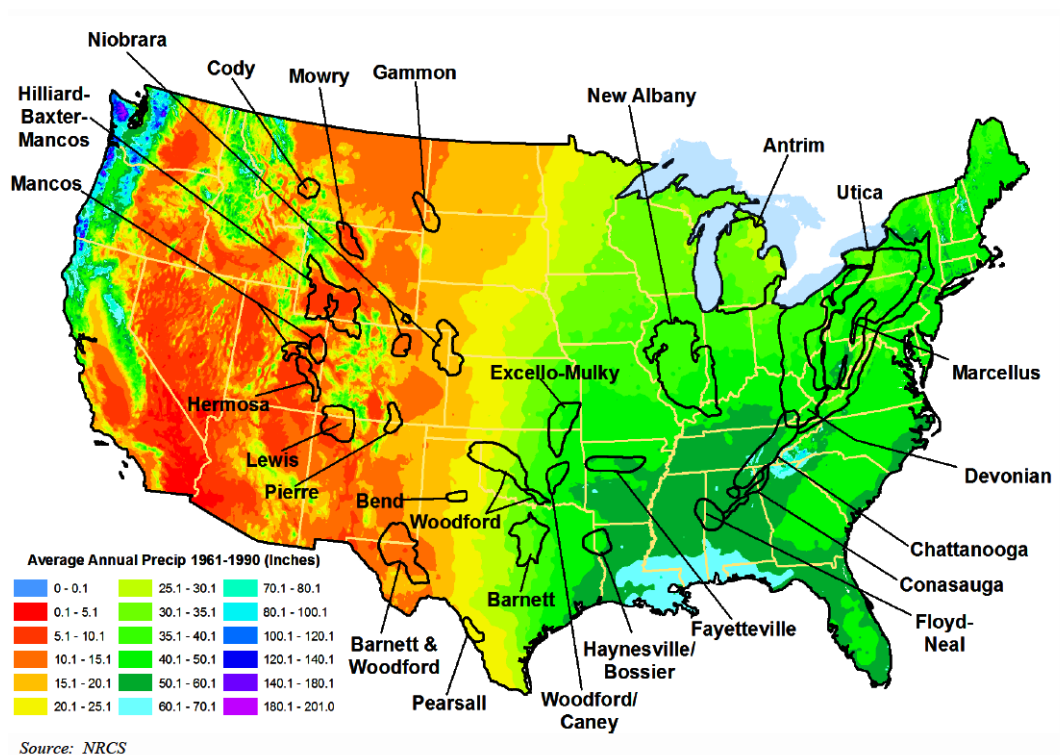
Fm. Shale	Volumen promedio de agua por pozo para perforación (Gal.)	Volumen promedio de agua por pozo para fracturamiento (Gal.)	Volumen Total de agua por pozo (Gal.)
Barnett	400000	2300000	2700000
Fayetteville	60000*	2900000	3060000
Haynesville	1000000	2700000	3700000
Marcellus	80000*	3800000	3880000

* Perforación con mezcla de aire, lodos base aceite o emulsionados en pozos horizontales

Fuente.Modern shale gas development in the United States: a primer –EIA 2009

El agua usada en las 4 formaciones proviene generalmente de cuerpos de agua en la superficie, como ríos y lagos, pero algunas veces viene del subsuelo, recursos privados de agua, aguas municipales, y agua reciclada de pozos anteriores. La gran cantidad de las formaciones explotadas están en zonas de alta a moderada precipitación anual de lluvias (**figura 22**).

Figura 22. Mapa de precipitaciones de lluvia anual en EUA.



Fuente. Modern shale gas development in the United States: a primer –EIA 2009

Los cálculos indican que el rango de uso de agua es de 0,1% a 0,8% por formación. Este volumen es pequeño en términos de toda el agua disponible en el área; sin embargo los operadores necesitan el agua cuando están perforando. Retirar agua de los cuerpos en superficie, durante periodos de sequía puede afectar la vida acuática, la pesca y actividades recreacionales, suministros municipales de agua y otras industrias que la requieran. Para poner

en perspectiva el agua usada en explotación de Shale gas, el consumo de agua para la generación de energía eléctrica en la cuenca del río Susquehanna es de 150 millones de galones por día, mientras que la demanda pico total en la Shale de Marcellus en la misma área es de 8,4 millones de galones por día. Mientras exista una variedad de opciones, las condiciones para obtener agua son complejas y varían de región a región, dependiendo desde luego de las regulaciones regionales.

Después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, cuando las presiones sobre el pozo son retiradas, el fluido fracturante en base agua, mezclado con los fluidos de formación, empiezan a fluir hacia superficie. Esta mezcla constituida por diferentes componentes puede variar de menos de 5000 ppm de sólidos disueltos (agua fresca) a grados de salinidad de 5000 a 100.000 ppm de sólidos disueltos. La mayoría del fluido fracturante se recupera en solo unas horas o un par de semanas, recuperándose de 30 a 40% del volumen inicial de fluido fracturante, dándose en algunos casos de que siga fluyendo por algunos meses, asociado con la producción de gas. La pérdida de fluido se da porque se queda en los sistemas de fracturas para soportarla y evitar que se cierre.

El fluido que sube a superficie se inyecta en el subsuelo, se hace tratamiento y descarga o se recicla. La inyección en el subsuelo ha sido la más tradicional en la producción de agua en Shale gas. Esta agua salada es puesta en su lugar en formaciones porosas aisladas por formaciones sello para que no hayan filtraciones a aguas subterráneas no contaminadas (cabe anotar que los pozos inyectoros deben ser pozos fuera de producción). En pozos donde hay ambiente urbano como en Barnett, se han construido ductos para transportar el agua producida a los sitios de disposición, esto minimiza el tráfico de tracto mulas, emisiones de gas de combustión y preservación de carreteras y caminos locales

1.7. PARALELO ENTRE CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL

Para entender más los yacimientos de Shale gas se tiene un paralelo, comparando algunas características importantes entre yacimientos convencionales y no-convencionales

Tabla 3 Diferencias entre gas convencional y no convencional.

<u>CONVENCIONAL</u>	<u>NO CONVENCIONAL</u>
Son acumulaciones de gas en el subsuelo que se formaron en la roca madre y migraron a trampas o sellos estratigráficos.	Son formaciones de gas continuas depositadas en la roca madre (generadora).
Formaciones menos complejas.	Son formaciones más complejas. Generalmente de cuarzo, arcillas y carbonatos.
Mayores permeabilidades (Grandes volúmenes mediante flujo natural). En el golfo de México hay yacimientos con K de 1000 mD.	Son acumulaciones con permeabilidades bajas y pueden clasificarse: CBM, TIGHT GAS, SHALE GAS, HIDRATOS. Si se comparan con las K's del GM serian 10 millones de veces menor (100 nD- caso Shale).
Menores extensiones de área, debido a entrapamientos.	Contienen mayores áreas de acumulación - generación.
La estimulación se realiza para disminuir el daño de formación.	Requieren de estimulación para hacerlos económicamente viables.
El factor de recobro generalmente es del 75%.	Factor de recobro del 10% al 20 %.
Se requiere una inversión al principio del proyecto y luego las inversiones son bajas.	Son de inversión sostenida en el tiempo.
El gas se encuentra acumulado en el espacio poroso (gas libre).	En estas acumulaciones se puede encontrar gas libre y gas adsorbido y este se libera cuando la producción de gas libre cae con la presión.
Yacimientos menos profundos.	Yacimientos más profundos.

Fuente. Autores

Ahora algunas ventajas y desventajas de explotar estos yacimientos.

Tabla 4 Ventajas y desventajas de la explotación de Shale gas

<u>VENTAJAS</u>	<u>DESVENTAJAS</u>
Adicionar cantidades significativas de gas natural a la base de recursos globales.	Incertidumbre en costos y asequibilidad.
Es un recurso energético limpio.	Dudas en la aceptación ambiental para las tecnologías de producción (fracturamiento hidráulico).
Amplio uso de nuevas tecnologías.	Índices confusos de declinación.
Seguridad de la oferta para países importadores.	Oposición local al desarrollo del Shale gas.

Fuente. Autores

2. PANORAMA MUNDIAL SOBRE LA FUENTE DE GAS NO CONVENCIONAL SHALE GAS

2.1. PANORAMA EN LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA-EUA

Para poder hablar del desarrollo que obtuvo EUA en materia de hidrocarburos (crisis-autoabastecimiento) es necesario revisar cómo fue la crisis sufrida y que medidas adoptaron para salir de ella hasta el punto de lograr un desarrollo óptimo a futuro.

A principios del 2001, la prioridad central de la política exterior en los EUA era incrementar el flujo de petróleo al interior del país debido a que se habían experimentado severas insuficiencias de crudo y gas natural en muchos lugares del país, además de apagones periódicos en California. Las importaciones de crudo aumentaron hasta representar más del 50% del consumo total, lo que provocó gran angustia por la seguridad de largo plazo en el abastecimiento del país.

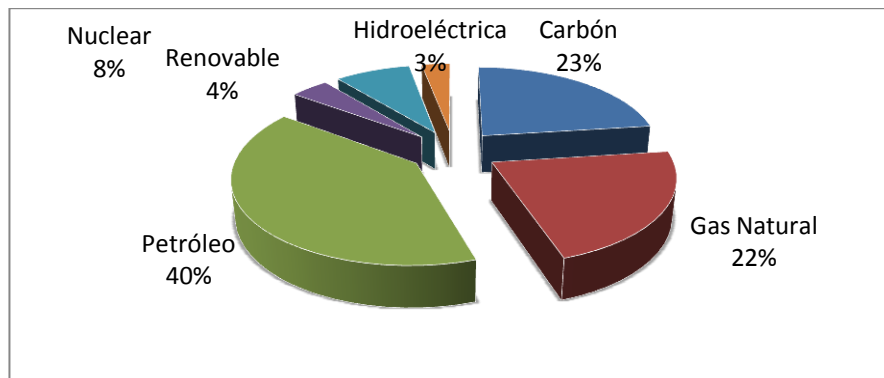
2.1.1. Plan de energía del IEER-instituto para la investigación de la energía y el medio ambiente

- La generación local de electricidad, a través de un uso altamente eficiente de gas natural.
- La eficiencia promedio del combustible de todos los vehículos. Una disminución de las emisiones de dióxido de carbono.
- Aproximadamente el 40 por ciento de la capacidad hidroeléctrica será desmantelada para el año 2040, por razones de seguridad y de protección del medio ambiente. (veranos muy fuertes).
- Pensar en el desarrollo y las necesidades del país en dos o tres décadas.

2.1.2. El consumo energético en los EUA

En la **figura 23** se observa la distribución de las fuentes de energía en los EUA.

Figura 23. Distribución de fuentes de energía en EUA



Fuente.Modern shale gas development in the United States: a primer – EIA 2009.

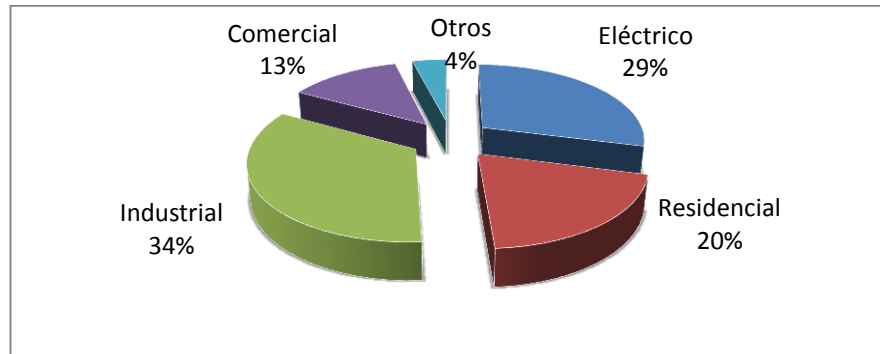
La distribución energética está marcada con un 40% de hidrocarburos líquidos, un 22% de gas natural, un 23% por el carbón y el 15% restante está distribuido en energía nuclear, energías renovables y energía hídrica.

2.1.3. Uso del gas natural por sectores

El incremento en el consumo del gas natural en los EUA ha permitido un desarrollo más limpio y más económico al reducir el consumo de carbón (más contaminante) y de petróleo (más costoso). En la **figura 24** se puede observar como el sector eléctrico tiene un el segundo mayor porcentaje, debido a que ha ido incrementando el uso del gas natural cambiando la energía hidroeléctrica y el consumo de carbón; además el consumo residencial se ha ido masificando de una manera importante (sobre todo para la calefacción en época de

invierno) y las industrias están reduciendo las emisiones de CO2 en forma gradual.

Figura 24. Consumo de gas natural por sector en EUA



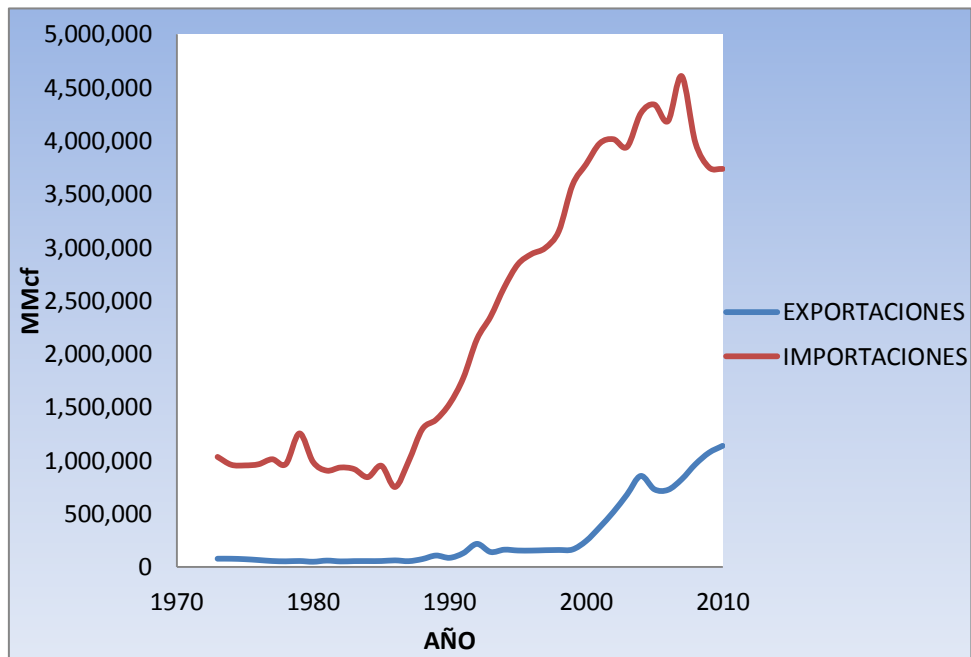
Fuente. Modern shale gas development in the United States: a primer –EIA (2009)

2.1.4. Comparación de producción, consumo e importaciones de gas natural en los EUA

En los últimos dos años el consumo de gas natural ha tenido un leve declive (**figura 26**) debido a consecuencias del huracán Katrina que destruyó por completo la ciudad de Nueva Orleans y parte de la infraestructura petrolera en el golfo de México, dejando sin suministro de gas natural a gran parte del sur de EUA que dependía del suministro de gas en esta zona.

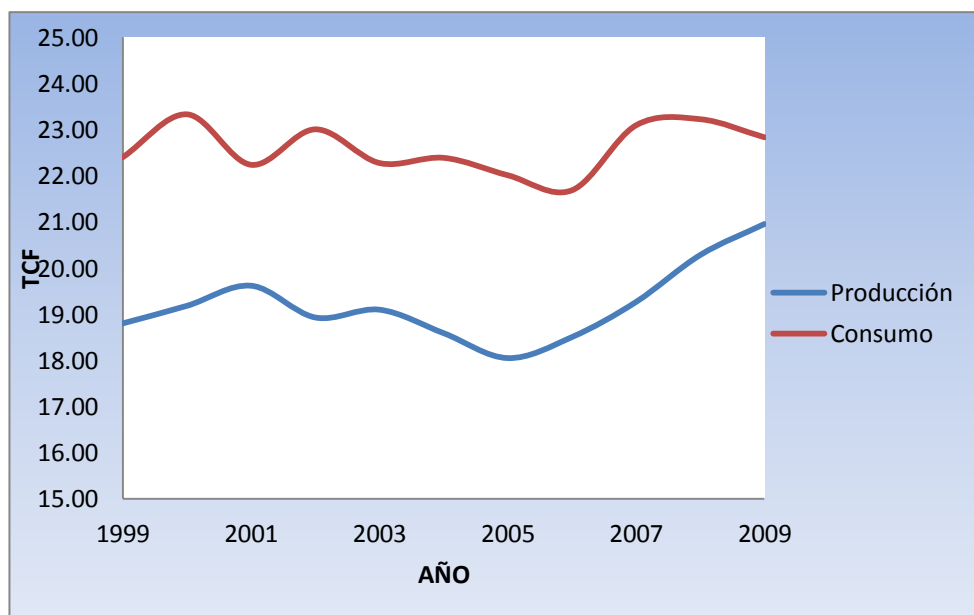
Se observa un incremento de producción de gas natural (**figura 25**) que consecuentemente trae declive en las importaciones de GNL en este país (**figura 25**), debido a que las fuentes de gas no convencional han tomado fuerza en lo que se refiere a explotación de estas fuentes de suministro en la plataforma continental de ese país. En un futuro cercano EUA exportara gas natural a economías emergentes como India y China que necesitaran asegurar su suministro de energía para su creciente economía.

Figura 25. Comportamiento histórico de exportaciones e importaciones de gas natural en EUA



Fuente. EIA 2011 y estadísticas BP 2010.

Figura 26. Comportamiento histórico de consumo y producción de gas natural en EUA.



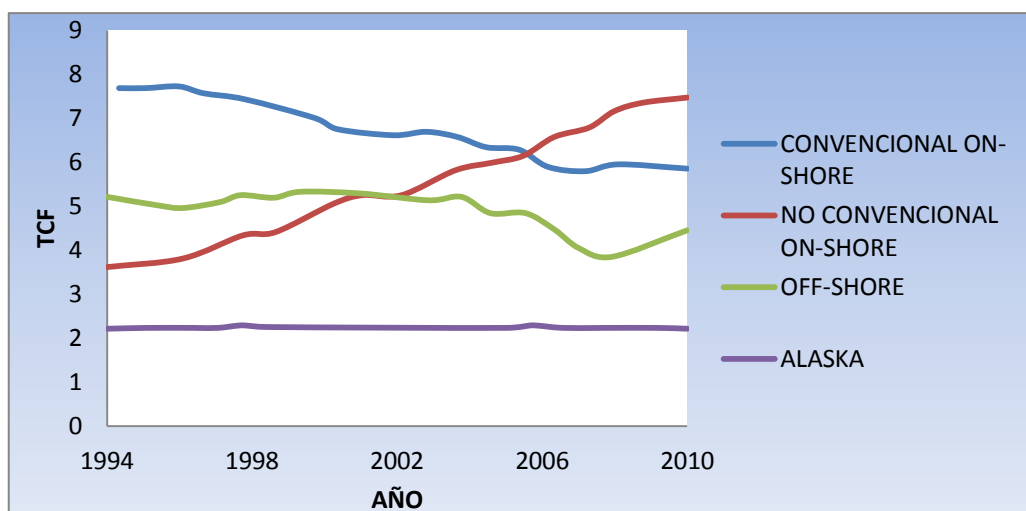
Fuente. Estadísticas BP 2010.

2.1.5. Gas no-convencional

Los denominados gases no convencionales han ido revolucionando la energía proveniente de los hidrocarburos principalmente en los EUA. Los gases no convencionales como el CBM (gas asociado a mantos de carbón), tight gas (gas en arenas apretadas) y Shale gas han aumentado de una manera importante las reservas probadas en los EUA y se ha establecido un rango de confianza para poder así superar en parte la crisis energética vivida en 2001.

La **figura 27** nos muestra como la producción de gas natural convencional en los EUA está declinando mientras que la curva de producción de gases no convencionales está en crecimiento continuo.

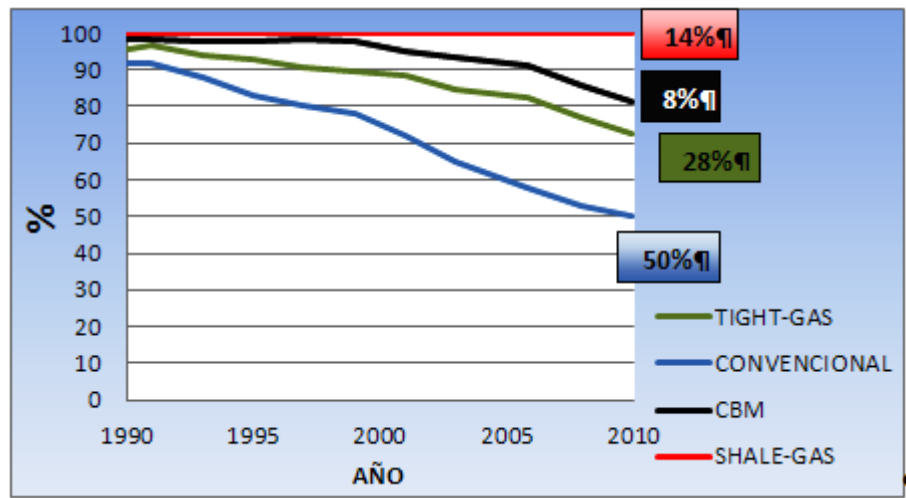
Figura 27. Producción de gas natural por recurso.



Fuente. Annual energy outlook 2011

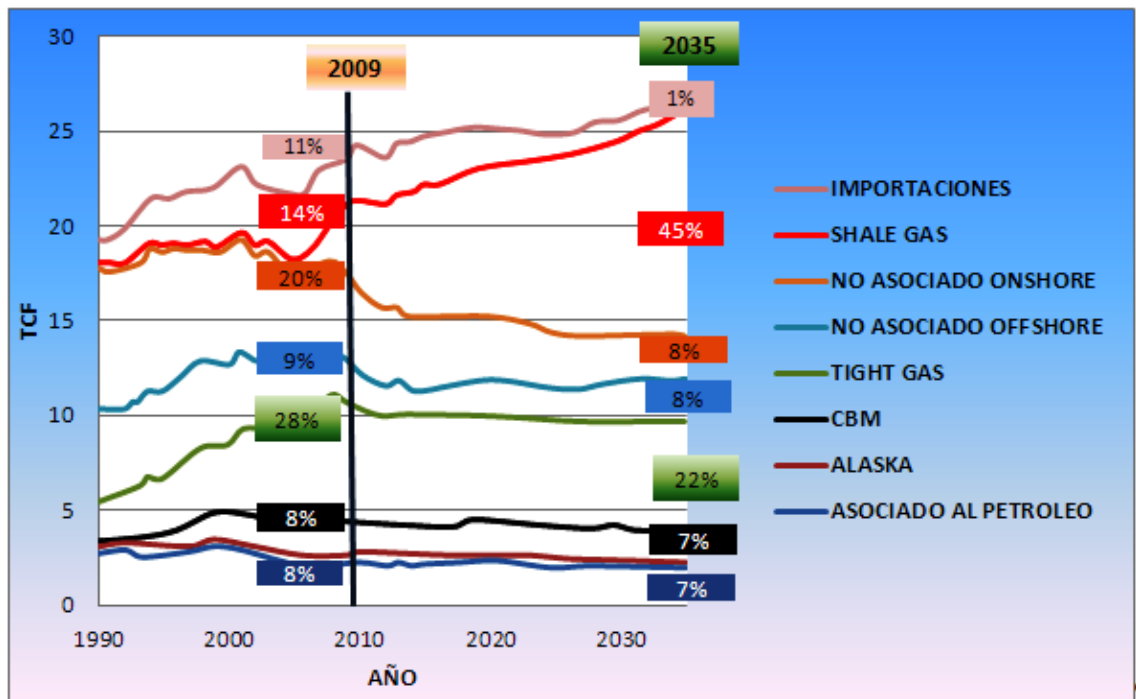
La **figura 28** nos muestra que en estos momentos la producción de gas no convencional representa un 50% de la producción total de gas natural en los EUA, evidenciando el futuro de la energía en este país.

Figura 28. Porcentajes de producción de gas natural en EUA por recurso



Fuente. Annual energy outlook 2011

Figura 29. Perspectivas de gas no convencional en EUA



Fuente. Annual Energy Outlook 2011

Hay tres factores importantes que permitieron el desarrollo óptimo y rentable de la producción de gases no convencionales:

- Avances en la perforación horizontal.
- Avances en el fracturamiento hidráulico.
- El aumento significativo de los precios del gas natural.

2.1.6. Cuencas de gas Shale en EUA

El Shale gas está presente en gran parte del territorio norteamericano. Las formaciones Shale más activas hasta el momento y las más desarrolladas son:

- Barnett.
- Haynesville.
- Bossier.
- Antrim.
- Fayetteville.
- New Albany.
- Marcellus.

La **tabla 3** muestra ciertas características petrofísicas importantes al momento de evaluar una formación potencial para ser explotada con los métodos actuales. En la **figura 30** se observa que estas formaciones se encuentran a lo largo del territorio estadounidense y teniendo en cuenta la siguiente tabla se concluye que las cuencas más activas en EUA hasta la fecha son Barnett, Haynesville/Bossier, Antrim, Fayetteville, Marcellus y New Albany. Cada una de estas cuencas son diferentes y cada una tiene un criterio de retos en exploración y explotación. Debido a esas diferencias, el desarrollo de yacimientos de Shale gas en cada una de esas áreas muestra retos potencialmente únicos. Por ejemplo en Antrim y New Albany hay yacimientos someros que producen grandes cantidades de agua, más que en las otras

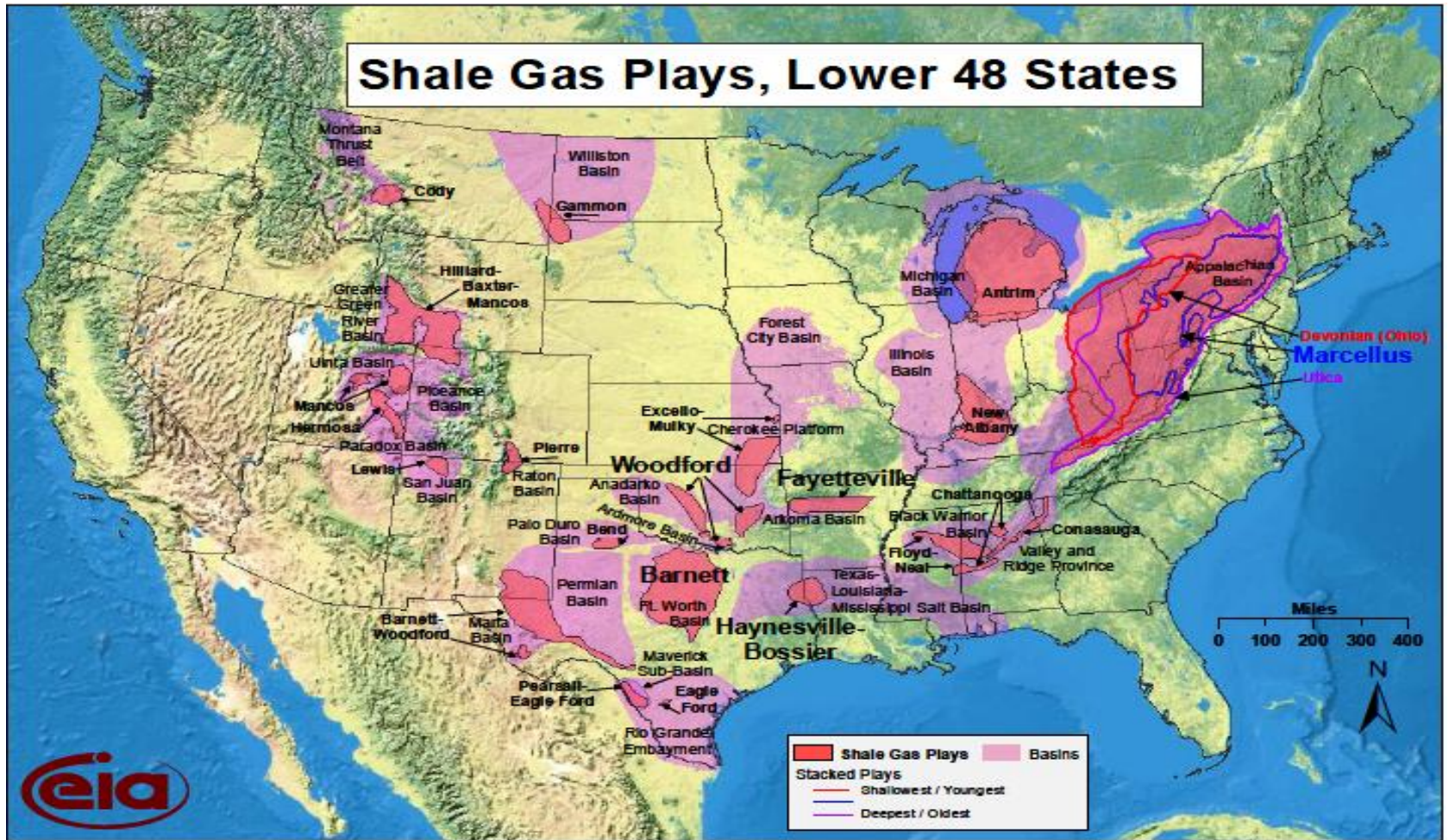
cuencas. El desarrollo de Fayetteville ocurre en áreas rurales del norte de Arkansas, mientras que el desarrollo de Barnett se enfoca en el área de Forth Worth, Texas, en un ambiente urbano y suburbano.

Tabla 5. Principales características de las Shale's más activas en EUA..

Formación	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford	Antrim	New Albany
Área estimada (millas cuadradas)	5000	9000	9000	95000	11000	12000	43500
Profundidad (ft)	6500 - 8500	1000-7000	10500-13500	4000-8500	6000-11000	600-2200	500-2000
Espesor neto (ft)	100-600	20-200	200-300	50-200	120-220	70-120	50-100
TOC (%)	4,5	4,0-9,8	0,5-4,0	3-12	1-14	1-20	1-25
Porosidad total (%)	4-5	2-8	8-9	10	3-9	9	10-14
Contenido de gas (scf/ton)	300-350	60-220	100-330	60-100	200-300	40-100	40-80
Producción de agua (Bb/día)	---	---	---	---	---	5-500	5-500
Espaciamiento de pozos (acres)	60-160	80-160	40-560	40-160	640	40-160	80
OGIP (TCF)	327	52	717	1500	23	76	160
Recursos técnicamente recuperables (TCF)	44	41,6	251	262	11.4	20	19,2

Fuente. Modern shale gas development in the United States: a primer –EIA (2009)

Figura 30. Mapa de EUA donde se muestran las diferentes formaciones de Shale en su territorio (2010).



Fuente. EIA 2011

2.1.6.1. La formación de Shale de Barnett

El interés en el desarrollo de los yacimientos de Shale comenzó hace 30 años y su mejor representación se encuentra en el éxito alcanzado en la cuenca de Shale de Barnett, en Texas. La cuenca de Barnett es un enorme yacimiento de gas natural que comprende una superficie de 5000 millas cuadradas y se extiende por 17 condados de la cuenca de Fort-Worth, Texas. Esta capa de sedimentos ricos en materia orgánica tiene un espesor entre 100 y 600 ft. Los expertos creen que la cuenca de Barnett es uno de los mayores campos de gas en los Estados Unidos, ya que contiene unos 44 TCF de recursos recuperables de gas natural.

La empresa Mitchell Energy perforó el primer pozo en esta cuenca en 1981. La técnica de fracturamiento hidráulica a gran escala se empleó por primera vez en la cuenca de Barnett en 1986; asimismo, la primera perforación horizontal se realizó en 1992. En la actualidad, hay más de 10000 pozos de gas natural en la cuenca de Barnett, que es el mayor campo de producción activo en los Estados Unidos, y produce actualmente más del 6 % de la producción de gas natural en EEUU.

Varios factores son responsables del auge en la perforación que ha ocurrido desde entonces, incluyendo el uso de pozos horizontales, que ahora representan aproximadamente el 25% más que todos los pozos perforados (verticales y direccionales) hasta la fecha (más del 90% de los nuevos pozos), la aplicación de la estimulación por fracturamiento hidráulico, es más costosa pero más efectiva que el fracturamiento convencional.

Esta expansión continúa hacia el oeste, con más de 100 empresas implicadas. En la cuenca de Barnett Shale se halló gas seco.

La mayoría del gas que existe en el espacio poroso es gas libre en lugar de adsorbido en la roca, y los pozos muestran una disminución normal de la producción. En muchos lugares, la cuenca de Barnett Shale contiene algunas fracturas naturales abiertas, por lo tanto, se considera fracturable en los lugares de la fractura natural, por lo tanto, casi todos los pozos se estimulan con fracturamiento.

Barnett Shale se encuentra a profundidades de 6500 a 8500 ft, y el costo de la perforación vertical de cada pozo oscila entre los 700000 mil y 2 millones de dólares. Los pozos horizontales con longitudes laterales que van desde 500 a 3500 pies, que cuestan aproximadamente el doble que los pozos verticales, pero sus recuperaciones son de 2 a 4 veces las de un pozo vertical. Las tasas iniciales de gas de los pozos horizontales suelen oscilar entre 1 a 3 MMscf/día, y sobre la base de un pozo de 10 a 20 años de vida.

Escenario geológico

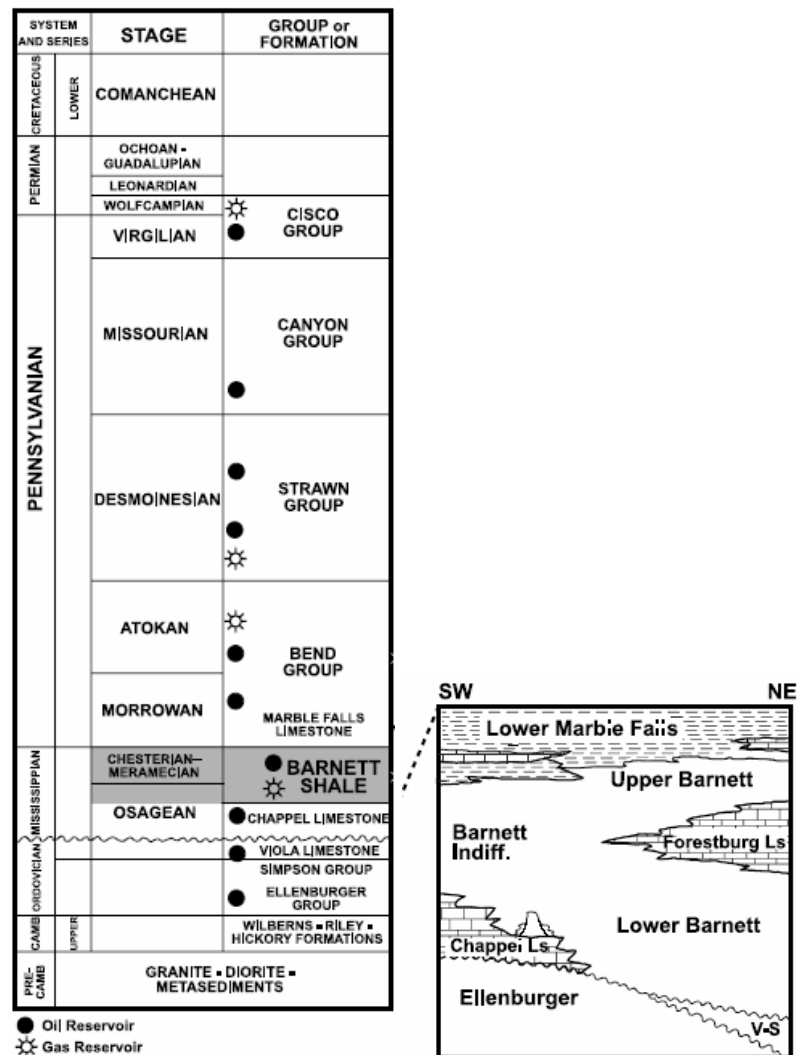
Barnett es una formación situada en Mississippi a una profundidad de 6500-8500 ft. Abarca de 10-15 condados en la cuenca del norte de Fort-Worth de Texas. La **figura 31** muestra la estratigrafía de la cuenca de Forth-Worth. Mientras se dirige al noreste de la formación, Barnett se divide en superior e inferior, debido a la formación de caliza de Forestburg. La mayor parte del desarrollo se ha centrado en Barnett inferior.

Otras formaciones clave para tener en cuenta son la roca caliza Marble Falls y la roca caliza Viola, que proporcionan las barreras superior e inferior para Barnett, y la formación Ellenburger que es un acuífero.

Las **figuras 32 y 33** muestran las secciones transversales este-oeste y norte-sur de la cuenca Fort Worth. La formación tiene más espesor y se profundiza hacia el norte y el este. En su parte más gruesa (al sur del Arco de Muenster),

con 1.000 ft de espesor, y se adelgaza a 30 a 50 ft de espesor, que se dirige al sur.

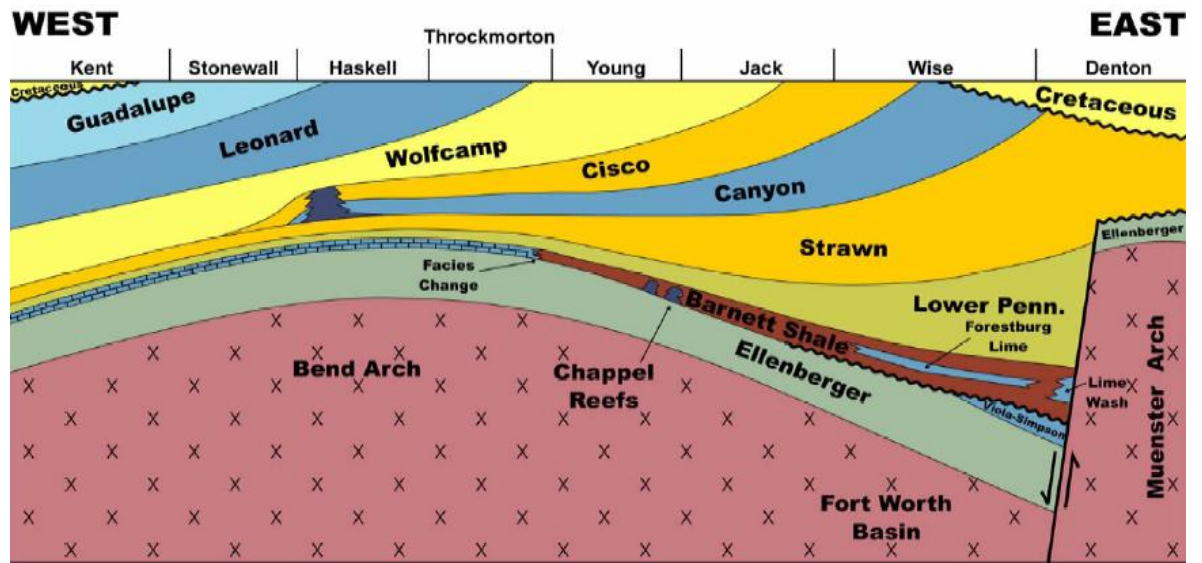
Figura 31. Columna estratigráfica de la Cuenca Fort-Worth



Fuente: Barnett Shale, Guide to the Hottest Gas Play in the US, PICKERING ENERGY. 2005

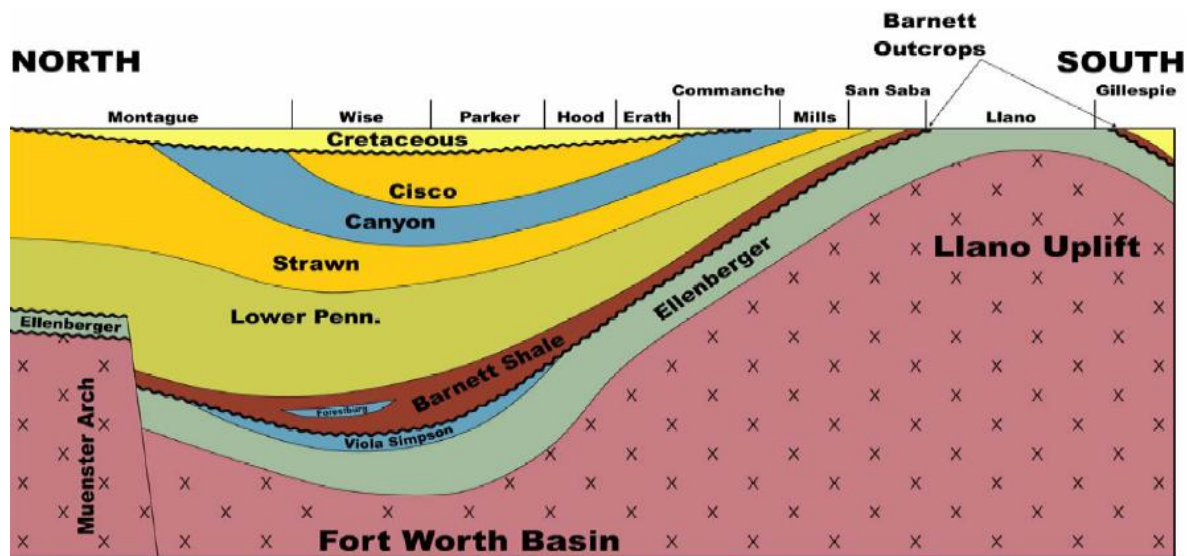
Teniendo en cuenta estos dos factores, es fácil entender por qué la industria decidió desarrollar la esquina noreste de Barnett (figura 34), sobre todo porque la formación estaba siendo desarrollada exclusivamente con pozos verticales en el pasado.

Figura 32. Sección transversal de este a oeste.



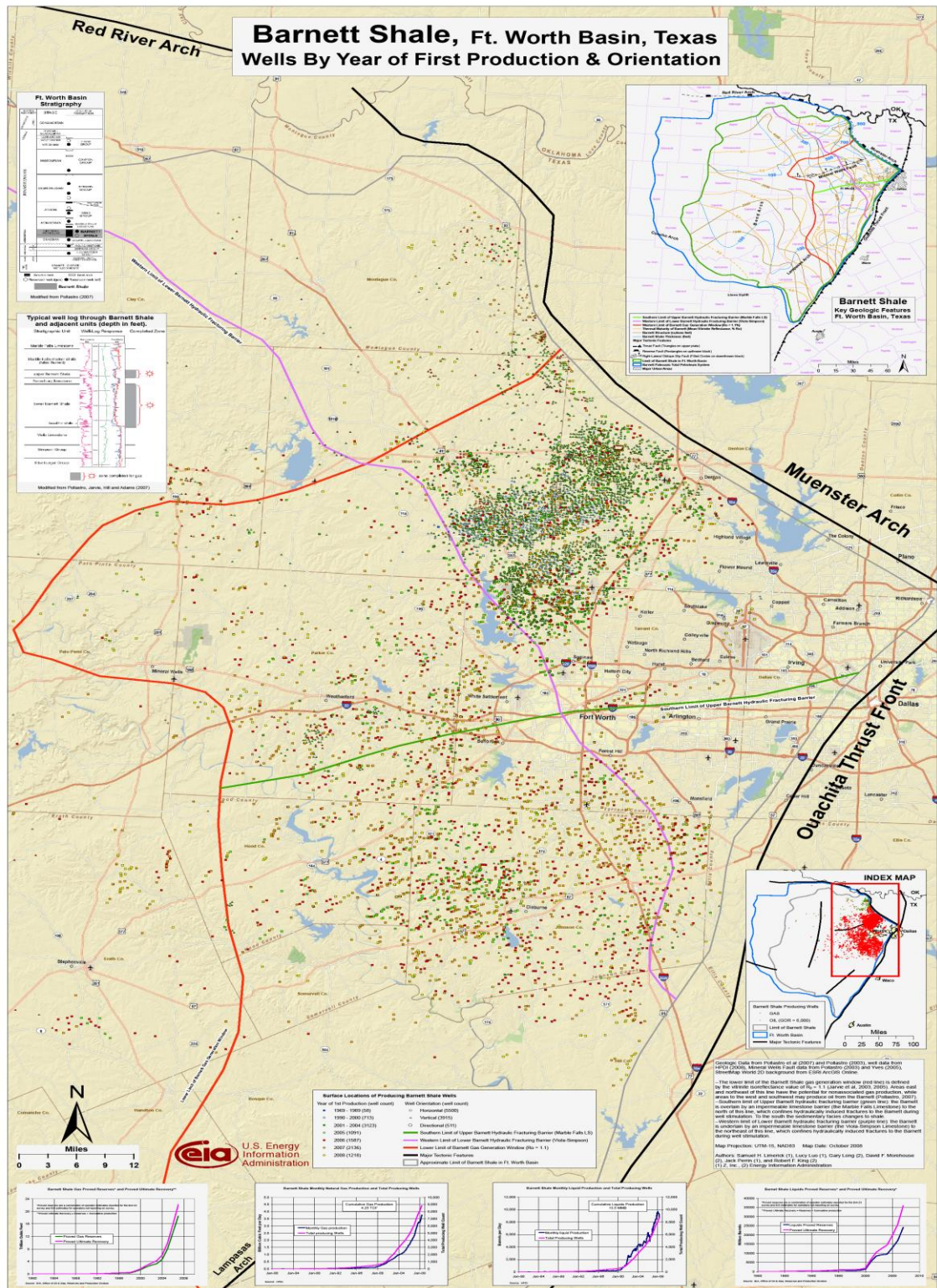
Fuente: Humble Geochemical

Figura 33. Sección transversal de Norte a sur



Fuente: Humble Geochemical

Figura 34. Densidad de pozos en Barnett



Fuente. EIA 2010

2.1.6.2. La Formación de Shale de Marcellus

La formación de Marcellus cubre un área de 95000 millas cuadradas de Ohio, West Virginia, Pensilvania y Nueva York (**figura 35**). Estos estados contienen también algunas de las regiones más densamente pobladas de los Estados Unidos.

El primer pozo de producción de la capa de Shale de Marcellus comenzó a producir en 2005. Las primeras estimaciones indican que el yacimiento puede contener unos 1500 TCF de recursos de gas natural. Utilizando las mismas técnicas de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico que han estado siendo empleadas en la cuenca de Barnett, un 10% de este gas puede ser recuperable. Este volumen de gas natural sería suficiente para suministrar a Estados Unidos por diez años.

Desde 2006, cuando comienza a sospecharse el enorme potencial de la cuenca de Marcellus, muchos propietarios de tierras están recibiendo ofertas de las compañías de petroleras para arrendar sus tierras o comprar sus derechos mineros, y muchas compañías han comenzado a hacer pozos de perforación, así que en pocos años, se espera que el área de Marcellus pueda producir tanto gas como la de Barnett.

Un proceso similar está comenzando a tener lugar en las cuencas de Fayetteville y Haynesville, así que se puede esperar un fuerte crecimiento al menos durante los próximos 3 a 5 años. Sin embargo, un pozo de gas no convencional en general tiene una tasa de declinación en la producción más rápida que uno convencional, lo que significa que es necesario realizar perforaciones de nuevos pozos para mantener la producción.

Se ha dicho que Marcellus posee una mineralogía favorable, ya que es una roca de baja densidad con mayor porosidad, lo que significa que puede estar lleno con más gas libre.

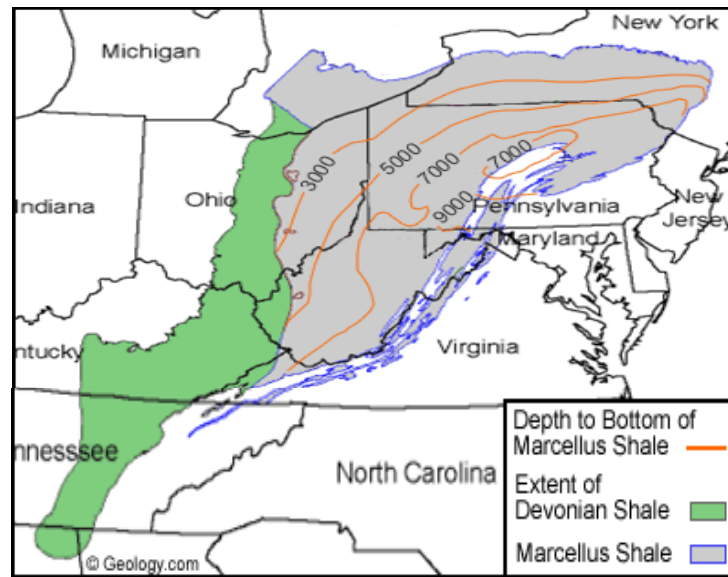
Varias características de los Shale de Marcellus de este a oeste y de norte a sur son:

- El lado oeste tiene un alto contenido orgánico, pero es menos profundo y más delgado. Aquí es donde la producción histórica ha tenido lugar.
- El lado este es más profundo y más grueso, con un mayor contenido de cuarzo (más frágil), pero tiene un menor contenido de materia orgánica. Una pregunta es si las fracturas en varias etapas del pozo horizontal puede aumentar el potencial de gas de la parte más profunda y gruesa del este.
- La parte norte es levemente geopresurizada.
- La parte sur es despresurizada.
- Es ampliamente aceptado que la parte sur esta naturalmente fracturada, pero algunos han cuestionado la extensión de la fractura natural en la región norte, aunque otros sugieren que la fractura natural está presente en ambas áreas.

De acuerdo con la Independent Oil y la Asociación de Gas del oeste de Virginia, en 2006 se han usado fluidos fracturantes como: gas nitrógeno, espuma de nitrógeno, y slickwater. El sistema de fracturamiento slickwater fue inicialmente desarrollado para Barnett. A principios de 1997, Mitchell Energy intentó el primer fracturamiento slickwater. Se utilizaron 800.000 galones de agua junto con 200.000 libras de arena.

El fracturamiento Slickwater requiere mucha más agua que un fracturamiento hidráulico típico en una arena normal. Este tipo de fracturamiento ha demostrado ser un sistema eficaz en Barnett y se está ampliando en Haynesville, Marcellus, Woodford, y Fayetteville.

Figura 35. Área de Marcellus



Fuente: <http://geology.com/articles/Marcellus-shale.shtml>

De acuerdo con Schlumberger, la técnica slickwater (un fluido de baja viscosidad a base de agua y propante) es más comúnmente utilizada en Shale de alta presión, mientras que los fluidos de fracturamiento espuma de nitrógeno comúnmente se le inyecta a Shale someros de baja presión.

Una amplia gama de recursos se han experimentado con pozos horizontales en Barnett con slickwater que, si bien es más caro, se espera que aumente considerablemente la productividad de los pozos de Marcellus. Pero según Jeff Ventura, director de operaciones con recursos Gama, el fracturamiento slickwater no es óptimo en la zona sur debido a la baja presión. Cabot Oil and Gas informó recientemente que en varios pozos en el norte de Marcellus, la estimulación slickwater fue más eficaz que el fracturamiento con nitrógeno en secciones de mayor presión.

2.1.6.3. La formación de Shale de Fayetteville

Situado en la cuenca de Arkoma en el norte de Arkansas y el este de Oklahoma tiene una profundidad entre 1000 y 7000 pies (**figura 37**). Es una Shale de la edad del mississipiano y limitado suprayacentemente por la limolita de Pitkin y subyacente por la arenisca de Batesville (**figura 36**).

Figura 36. Estratigrafía de la Shale Fayetteville.

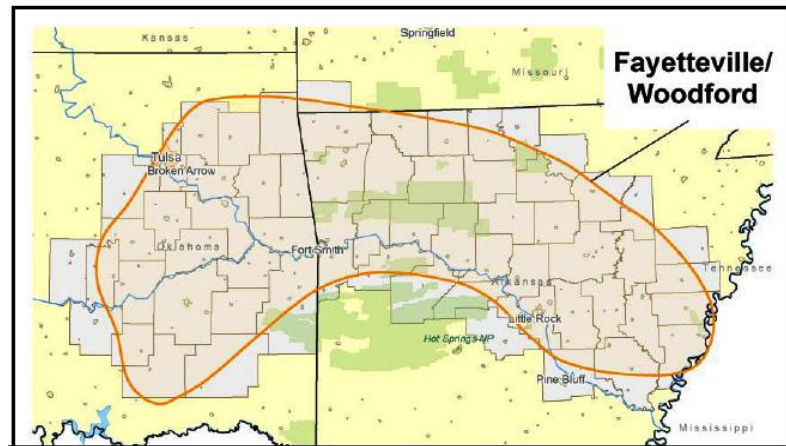
Period		Group/Unit	
CARBONIFEROUS	Pennsylvanian	Atoka	
		Boyd	
		Hale	Prairie Grove
			Cane Hill
		Mississippian	(IMO)
	Pitkin		
	Fayetteville		
	Batesville		
	Moorefield		

Fuente. Hillwood International Energy. Fayetteville Shale Power. Arkansas, USA.2007

El desarrollo de Fayetteville comenzó en el 2000, cuando compañías de gas que tenían experiencia en Barnett, identificaron similitudes entre las cuencas con respecto la edad del mississipiano y características geológicas. Las lecciones aprendidas de perforación horizontal y técnicas de fracturamiento empleadas en Barnett, se adaptaron a Fayetteville y fueron exitosas.

Entre el año 2004 y 2007 el número de pozos de gas perforados por año en esta formación salto de 13 a más de 600, y la tasa de producción aumento a más de 100 MMCF/año a aproximadamente 88,85 BCF/año.

Figura 37. La Shale de Fayetteville en la cuenca de Arkoma.



Fuente.Modern shale gas development in the United States: a primer –EIA 2009

Con más de 1000 pozos en producción hasta la fecha, Fayetteville está en camino de ser una de las formaciones Shale más activas en EUA.

El área de la formación es casi el doble que la de Barnett (9000 millas cuadradas), con un espaciamento de pozo entre 80 a 160 acres, y un espesor neto entre 20 y 200 pies. El contenido de gas ha sido medido entre 60 a 220 SCF/ton mucho menos que el contenido de gas en Barnett. El gas in-place se estima en 52 TCF y con recursos técnicamente recuperables de 41,6 TCF.

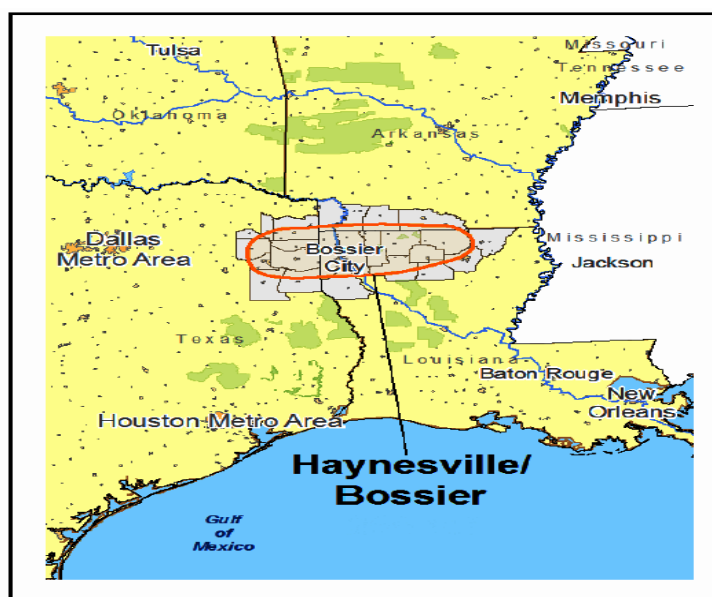
2.1.6.4. La formación de Shale de Haynesville

También conocida como Haynesville/Bossier está situada al norte de Lousiana y al este de Texas en la cuenca Salt, con rango de profundidades de 10.500 a

13.500 pies (**figura 38**). Haynesville pertenece al jurásico alto, limitada encima por el grupo de arenisca de Cottom Valley y por debajo con la limolita Smackover (**figura 39**).

En el año 2007 después de varios años de perforación y de pruebas, Haynesville marco tendencias de que tenía cantidades significantes de gas, por lo que el desarrollo principal se dio a conocer después de muchos años de desarrollo. Esta cubre un área de aproximadamente 9000 millas cuadradas con espesor entre 200 y 300 pies, estas características de volumen del yacimiento, ha hecho que los operadores hagan espaciamientos de 40 a 560 acres por pozo.

Figura 38. La Shale de Haynesville en la cuenca de Texas y Louisiana.



Fuente.Modern shale gas development in the United States: a primer –EIA 2009

El contenido de gas se estima de entre 100 y 330 SCF/ton. Tiene un OGIP estimado de 717 TCF y recursos técnicamente recuperables de 251 TCF.

Figura 39. Estratigrafía de la Shale de Haynesville.

Period		Group/Unit
Cretaceous		Navarro
		Taylor
		Austin
		Eagle Ford
		Tuscaloosa
		Washita
		Fredericksburg
		Trinity Group
		Nuevo Leon
Jurassic	Upper	Cotton Valley Group
		Haynesville
		Smackover
		Norphlet
	Middle	Louann
	Lower	Werner
Triassic	Upper	Eagle Mills

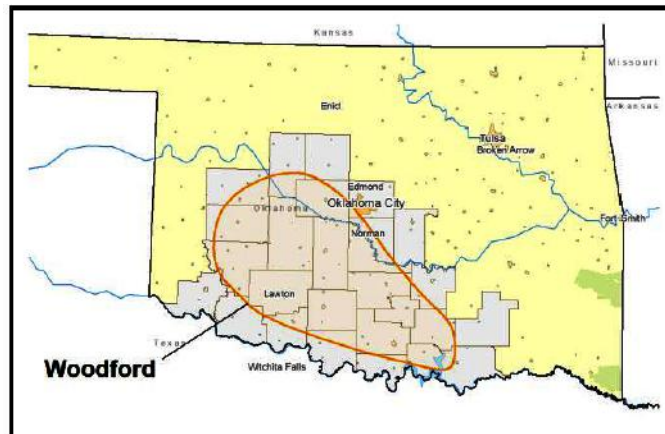
Fuente. Johnston, J., III, P. Heinrich, J. Lovelace, R. McCulloh, and R. Zimmerman. Louisiana Geological Survey. Stratigraphic Charts of Louisiana.2000

2.1.6.5. La formación de Shale de Woodford

Localizado en el sur de Oklahoma, tiene un rango de profundidades de 6000 a 11.000 pies (**figura 40**). Esta formación pertenece a la edad del devoniano limitada en la parte superior por la limolita de Osage y un estrato no identificado por debajo (**figura 41**). La producción de este empezó entre 2003 y 2004 con completamientos de pozos verticales. Como en toda formación productora de Shale se adaptó la perforación horizontal proveniente de Barnett.

Woodford tiene un área de aproximadamente 11.000 millas cuadradas de área, y se encuentra en una etapa temprana de desarrollo con un espaciamiento de 640 acres por pozo.

Figura 40. La Shale de Woodford en la cuenca de Anadarko.



Fuente. Modern shale gas development in the United States: a primer –EIA 2009

Figura 41. Estratigrafía de la Shale de Woodford.

		Period	Group/Unit
Permian	Ochoan		Cloyd Chief Fm
	Guadalupian		White Horse Grp
			El Reno Grp
	Leonardian		Enid Grp
	Wolfcampian		Chase Grp
			Council Grove Grp
		Admire Grp	
Penn.	Atokan		Atoka Grp
	Morrowan		Morrow Grp
Mississippian	Chesterian		Chester Grp
	Meramecian	Miss Lime	Meramec Lime
	Osagean		Osage Lime
	Kinderhookian		
Devonian			Woodford Shale
	Upper		Undifferentiated
	Middle		
	Lower	Hunton Grp	Haragan Fm Henryhouse Fm

Fuente. Cardott, B. 2007. Oklahoma Geological Survey. Overview of Woodford Gas-Shale Play in Oklahoma. 2007

El espesor varía entre 120 a 220 pies a través de la formación. El contenido de gas es alto con respecto a otras formaciones productoras con un rango de 200 a 300 SCF/ton. El OGIP es de 23 TCF mientras que los recursos técnicamente recuperables se estiman en 11,4 TCF.

2.1.6.6. La formación de Shale de Antrim

Localizado en la península de Michigan en la cuenca de Michigan (**figura 43**). Esta Shale de la edad del devoniano está limitada por la Shale de Bedford por encima y por debajo por la limolita de Squaw Bay y se encuentra a profundidades de 600 a 220 pies de profundidad, que es más típico entre formaciones de CBM que en Shales (**figura 42**).

Figura 42. Estratigrafía de la Shale de Antrim

Period		Formation	
Quaternary	Pleistocene	Glacial Drift	
Jurassic	Middle	Ionia Formation	
Pennsylvanian	Late	Grand River Formation	
	Early	Saginaw Formation	
		Parma Formation	
Mississippian	Late	Bayport Limestone	
		Michigan Formation	
		Marshall Sandstone	
	Early	Coldwater Shale	
		Sunbury Shale	
Devonian	Late	Ellsworth Shale	Berea Sandstone
			Bedford Shale
		Upper Member	Antrim Shale
		Lachine Member	
		Paxton Member	
		Norwood Member	
Squaw Bay Limestone			

Fuente. Geological Survey Division, and Michigan Basin Geological Survey. Stratigraphic Nomenclature for Michigan. 2000.

Figura 43. La Shale de Antrim en la cuenca de Michigan



Fuente. Modern shale gas development in the United States: a primer –EIA 2009

Al lado de Barnett, Antrim ha sido una de las formaciones más activas, teniendo su mayor expansión hacia el año 1980. Tiene un área de 12.000 millas cuadradas y es caracterizada por distintas diferencias con respecto a otras formaciones: profundidades someras, espesores estratigráficos delgados con rangos de 70 a 120 pies, y grandes volúmenes de producción de agua (5 a 500 Bb/día/pozo).

El contenido de gas oscila entre 40 y 100 SCF/ton. Allí hay un OGIP estimado de 76 TCF con recuperables de 20 TCF. El espaciamiento de pozos esta entre 40 y 160 acres por pozo.

2.1.6.7. La formación de Shale de New Albany

Similar a la Shale de Antrim, New Albany está a profundidades someras de 500 a 2000 pies, con alto contenido de agua e intercalado con vetas de carbón. Es de la edad entre el devoniano y el mississipiano limitado con la limolita de Rockford por encima y la limolita North Vernon por debajo (**figura 44**).

Figura 44. Estratigrafía de la Shale de New Albany

Period		Formation		
Pennsylvanian	Missourian	Mattoon		
		Bond		
		Patoka		
	Desmoinesian	Shelburn		
		Dugger		
		Petersburg		
		Linton		
		Staunton		
	Atokan	Brazil		
	Morrowan	Mansfield		
Mississippian	Chesterian	Tobinsport		
		Branchville		
		Tar Springs		
		Glen Dean Limestone		
		Hardinsburg		
		Haney Limestone		
		Big Clifty		
		Beech Creek Limestone		
		Cypress	Elwren	
		Reelsville Limestone		
		Sample		
		Beaver Bend Limestone		
		Bethel		
		Paoli Limestone		
		Ste. Genevieve Ls.		
		St. Louis Limestone		
		Valmeysian	Salem Limestone	
	Harrodsburg Limestone			
	Muldraugh		Ramp Creek	
	Edwardsville			
	Spickert Knob			
	New Providence Sh.			
	Kinderhookian		Rockford Ls	Coldwater Sh.
			Sunbury Sh.	
	Senecan Chautauquan	New Albany Shale	Ellsworth Sh.	
			Antrim Sh.	
	Erian	North Vernon Ls.	Transverse	
		Jeffersonville Ls.	Detroit River	

Source: Indiana Geological Survey, 1986¹⁵⁸

Fuente. Modern shale gas development in the United States: a primer –EIA 2009

Localizada en la cuenca de Illinois, donde su área toca los estados de Illinois, Indiana y Kentucky (figura 45).

Esta formación es una de las más grandes con una extensión de 43.500 millas cuadradas con un espaciamiento de pozo de 80 acres por pozo. Un espesor parecido al de Antrim entre 50 y 100 pies y tiene una producción de agua de 5 a 500 Bb/día. La medición de contenido de gas dio un rango de 40 a 80 SCF/ton. El OGIP es estimado en 160 TCF con recursos técnicamente recuperables de 20 TCF.

Figura 45. La Shale de New Albany en la cuenca de Illinois



Fuente. Modern shale gas development in the United States: a primer –EIA 2009

2.2 Shale gas en el resto del mundo

Se estima que alrededor del mundo hay 48 cuencas de Shale gas en 32 países. Las estimaciones incluyen un grupo de países que han demostrado su compromiso por la investigación y desarrollo del gas Shale. Es posible que con el tiempo estas estimaciones cambien a medida que la información de las cuencas a nivel mundial se vaya actualizando. La **figura 46** es un mapa donde se puede observar:

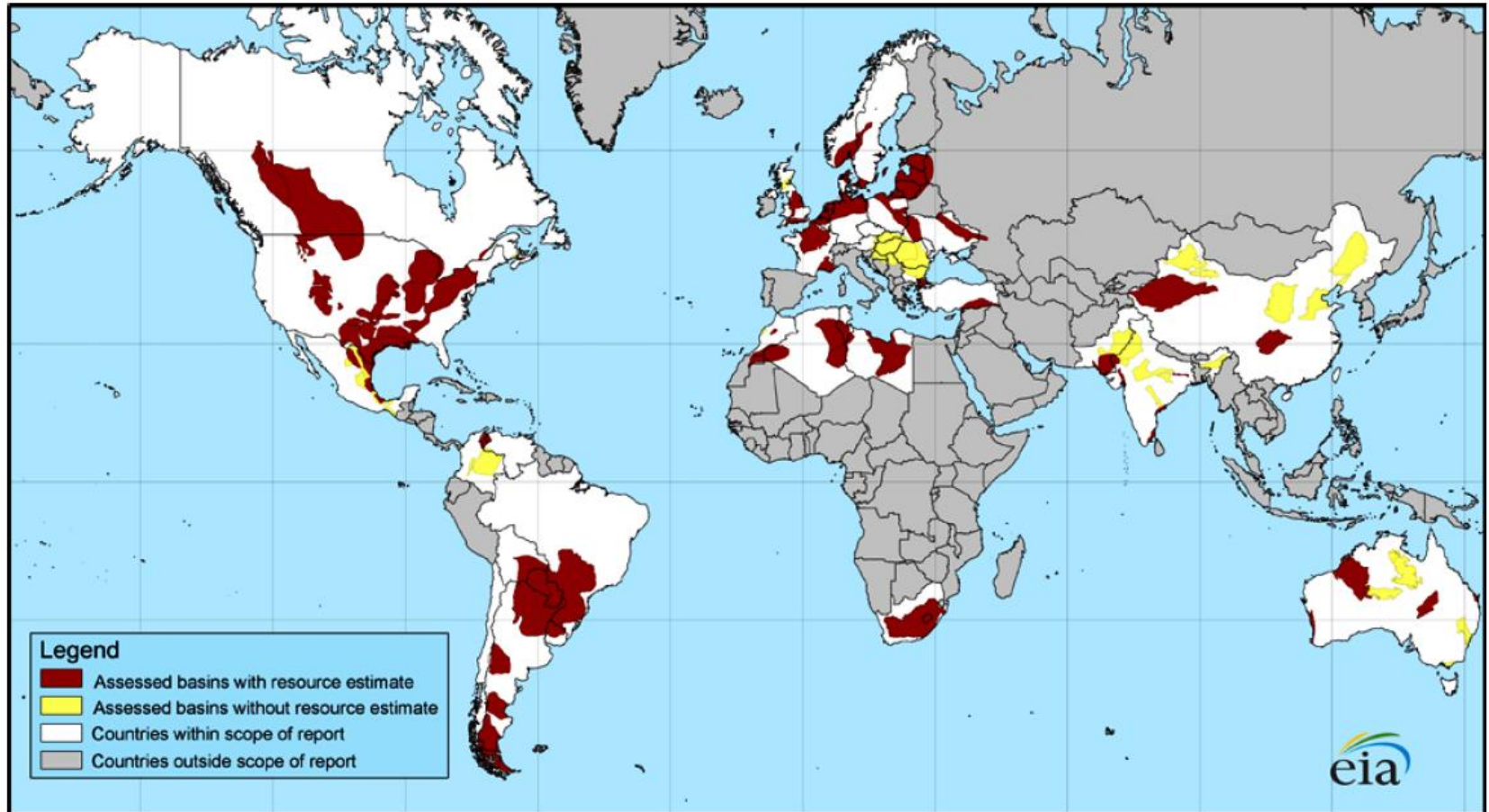
- Rojo: cuencas de Shale gas en las cuales se han realizado cálculos de gas in situ.

- Amarillo: cuencas en las cuales se estiman algunos recursos pero no hay datos suficientes para realizar los cálculos.
- Blanco: países en los cuales se presume que hay recursos de Shale.
- Gris: países para los cuales no se consideró ningún tipo de recurso de Shale.

En la **tabla 6** se puede comparar los recursos estimados de gas natural con los recursos de Shale gas por país.

Hay que tener en cuenta que estas estimaciones pueden variar con el tiempo según el compromiso de cada región en el desarrollo de este recurso tan importante.

Figura 46. Mapa de las 48 mayores cuencas de Shale en 32 países



Fuente. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States 2011.

Tabla 6. Reservas técnicamente recuperables estimadas en las cuencas de 32 países en el mundo

	Mercado de gas natural en el 2009 (TCF)			Reservas probadas (TCF)	Recursos técnicamente recuperables de Shale gas (TCF)
	Producción	Consumo	Importación (Exportación)		
Norte América					
EUA	20.6	22.8	10%	272.5	862
Canadá	5.63	3.01	(87%)	62	388
México	1.77	2.15	18%	12	681
Europa					
Francia	0.03	1.73	98%	0.2	180
Alemania	0.51	3.27	84%	6.2	8
Holanda	2.79	1.72	(62%)	49	17
Noruega	3.65	0.16	(2156%)	72	83
Reino Unido	2.09	3.11	33%	9	20
Dinamarca	0.3	0.16	(91%)	2.1	23
Suecia	-	0.04	100%	-	41
Polonia	0.21	0.58	64%	5.8	187
Turquía	0.03	1.24	98%	0.2	15
Ucrania	0.72	1.56	54%	39	42
Lituania	-	0.1	100%	-	4
Otros	0.48	0.95	50%	2.71	19
Asia					
China	2.93	3.08	5%	107	1,275
India	1.43	1.87	24%	37.9	63
Pakistán	1.36	1.36	-	29.7	51
Australia	1.67	1.09	(52%)	110	396
África					
Sur África	0.07	0.19	63%	-	485
Libia	0.56	0.21	(165%)	54.7	290
Túnez	0.13	0.17	26%	2.3	18
Argelia	2.88	1.02	(183%)	159	231
Marruecos	0	0.02	90%	0.1	11
Oeste del Sahara	-	-	-	-	7
Mauritania	-	-	-	1	0
Sur América					
Venezuela	0.65	0.71	9%	178.9	11
Colombia	0.37	0.31	(21%)	4	19

Argentina	1.46	1.52	4%	13.4	774
Brasil	0.36	0.66	45%	12.9	226
Chile	0.05	0.1	52%	3.5	64
Uruguay	-	0	100%		21
Paraguay	-	-			62
Bolivia	0.45	0.1	(346%)	26.5	48
Total de esta tabla	53.1	55	(3%)	1001	6622
Total en el mundo	106.5	106.7	0%	6609	

Fuente. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States 2011.

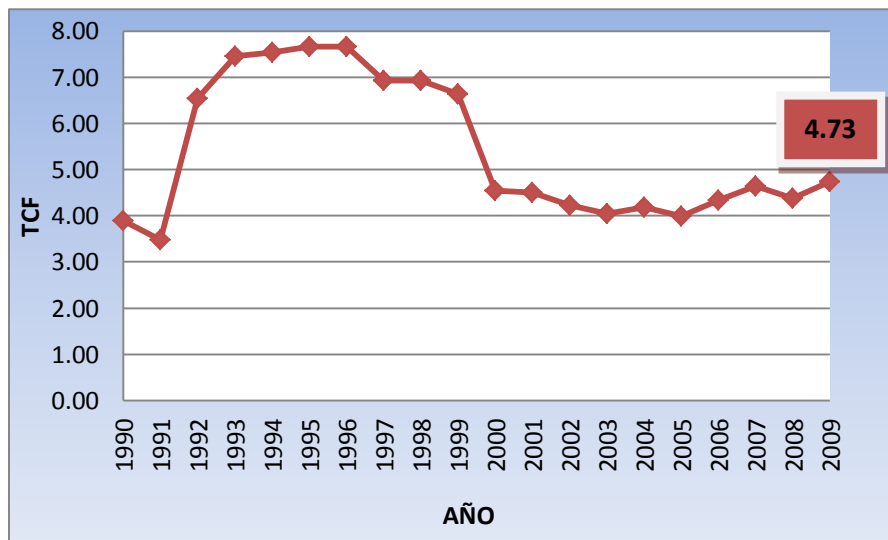
3. COLOMBIA

Para realizar un análisis completo del mercado del gas natural en Colombia es necesario tener claro con cuántos recursos se cuentan y qué posibilidades hay de aumentar la producción sin dañar el mercado.

3.1. RESERVAS.

De acuerdo con la información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, a 31 de diciembre de 2009 el país contaba con un total de reservas de gas natural de 8.45 Tera Pies Cúbicos - TPC, de las cuales 4.73 TPC (**figura 47**) corresponden a la categoría de reservas probadas y 3.72 TPC a las de reservas probables y posibles.

Figura 47. Evolución histórica de las reservas probadas en Colombia.



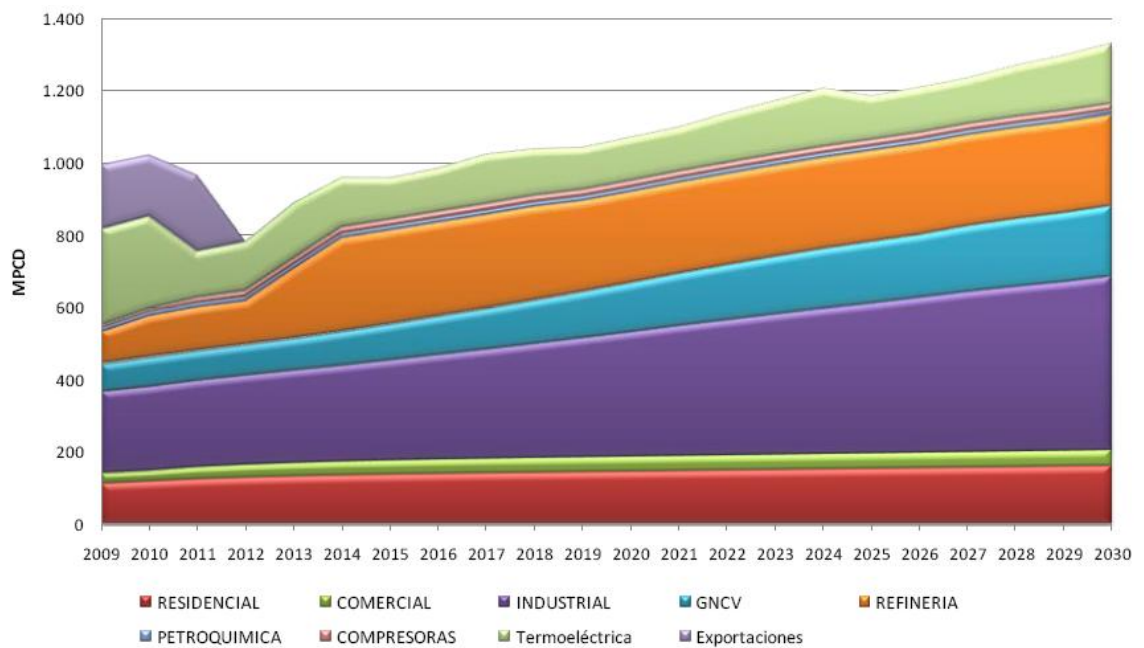
Fuente: ECOPETROL - ANH

3.2. COMPARACIÓN OFERTA DEMANDA

De acuerdo con las estimaciones al año 2030 el consumo de gas natural en Colombia presenta un crecimiento moderado, (aunque podría ser mayor) pero la cantidad de reservas probadas no permiten mostrar un escenario de crecimiento ya que la producción de gas natural en Colombia muestra una tendencia en declive (**figura 48**).

Según datos reportados por la UPME, Colombia tendría un autoabastecimiento de gas natural hasta el año 2015 (**figura 49**) donde la demanda superaría la oferta de las reservas probadas de gas natural.

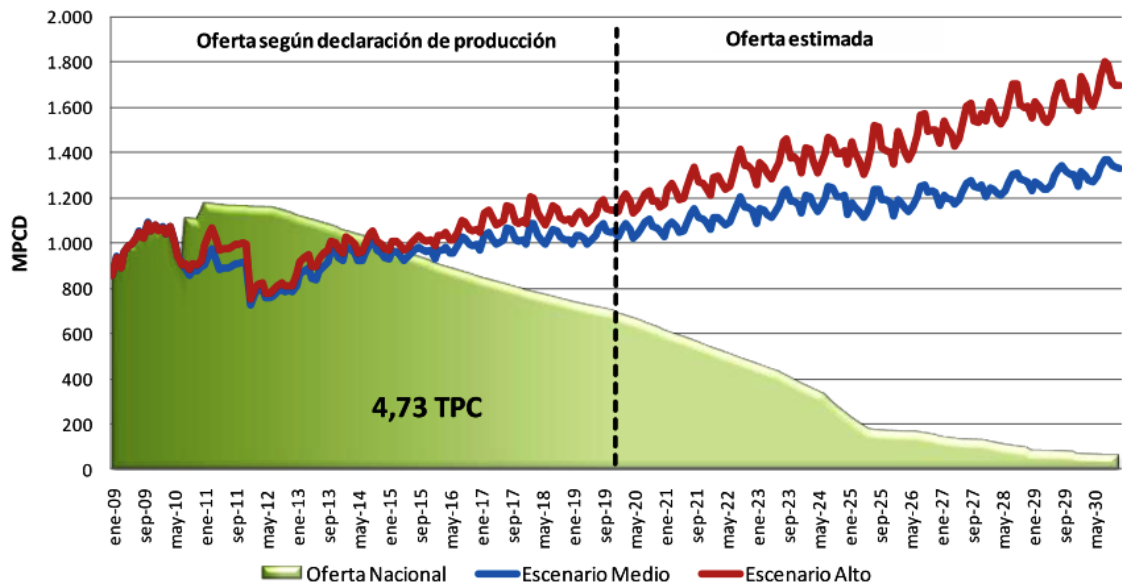
Figura 48. Demanda nacional de gas natural (escenario base)Mpcd



Fuente: UPME

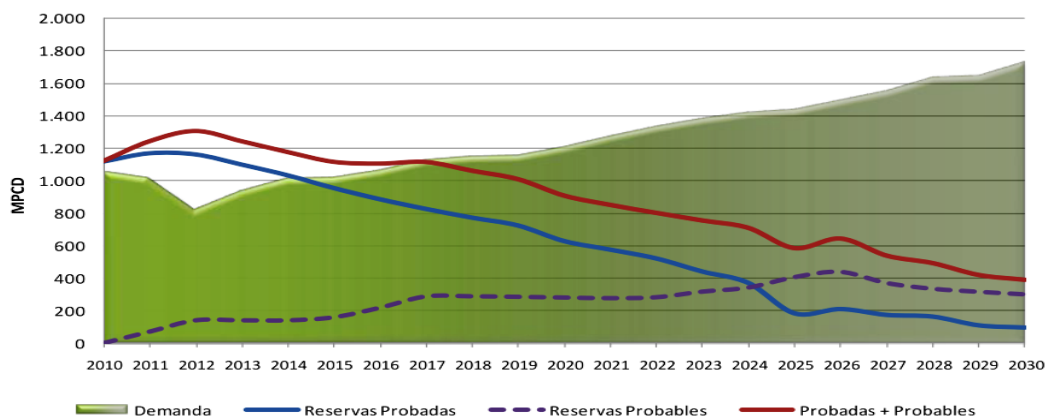
Otro escenario que se puede analizar es el siguiente: A las reservas probadas se agregan las probables para aumentar las reservas totales y se presenta un autoabastecimiento hasta el año 2017 (figura 50).

Figura 49. Balance nacional de gas natural



Fuente. UPME

Figura 50. Producción de gas natural a partir de reservas probadas y probables



Fuente: ANH

3.3. ESTUDIOS DE POTENCIAL EN COLOMBIA

3.3.1. Estudio Arthur D' Little (2008)

A nivel de yacimientos no convencionales, Arthur d' Little ha estimado importantes volúmenes de gas que podrían aportar al abastecimiento nacional, lo que requerirá tanto de las normas como de la tecnología adecuada para su desarrollo. La ubicación de estos recursos y sus volúmenes asociados, se ubicaron en la **figura 51**.

La **tabla 5** muestra características clave para la determinación del potencial y su respectivo resultado

Tabla 7. Potencial de Shale gas.

Cuenca	Área (millas cuadradas)	Espesor neto (ft)	Gas in situ (TCF)	Volúmenes potenciales (TCF)
Magdalena medio	2896	328	289,5	29
Cordillera oriental	193	328	19,3	1,9
Cesar Ranchería	77	328	7,72	0,8

Fuente. Arthur D' Little Inc. 2008

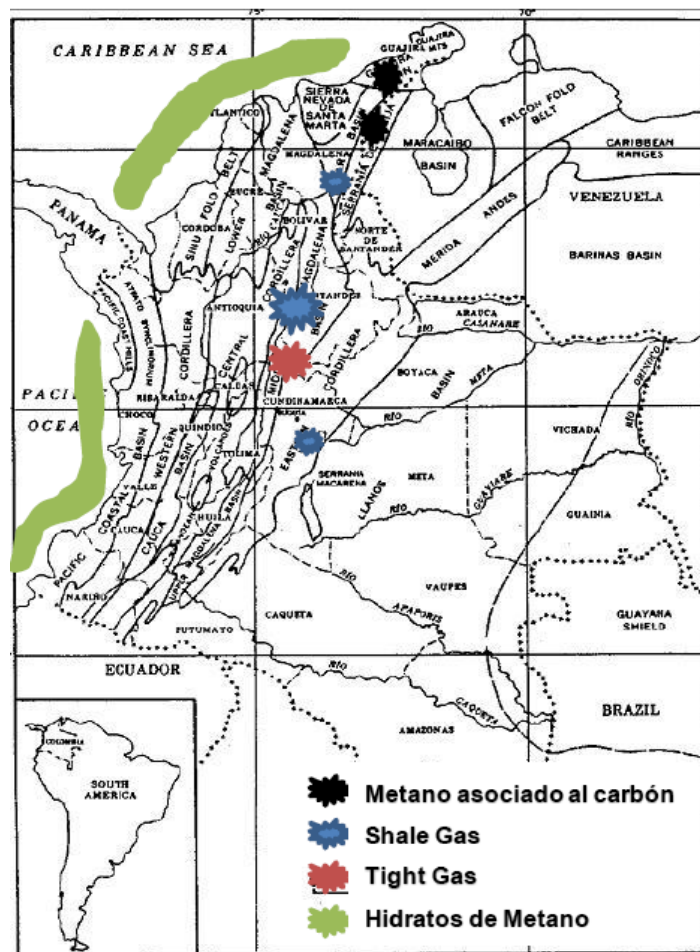
Hay que tener en cuenta que:

- El área estimada por Robertson Research de las cuencas del Magdalena medio y de los llanos; el área estimada de la cuenca de Cesar-Ranchería dado por mapas de Ecopetrol.
- Observaciones y mediciones de campo por recursos de la industria

- Contenido de gas asumido de 100 Bcf/milla cuadrada, que es el promedio con un espesor de 328.1 ft (100 metros); 1 km cuadrado = 0.386 millas cuadradas.
- Factor de recobro asumido en 10%.

Un potencial adicional de magnitud similar a la de la cuenca del Valle Medio del Magdalena puede presentarse en la Cordillera Oriental / cuenca Bogotá, pero no existen estudios geoquímicos disponibles que confirmen dicha hipótesis.

Figura 51. Ubicación geográfica de las fuentes de gas no convencional en el país

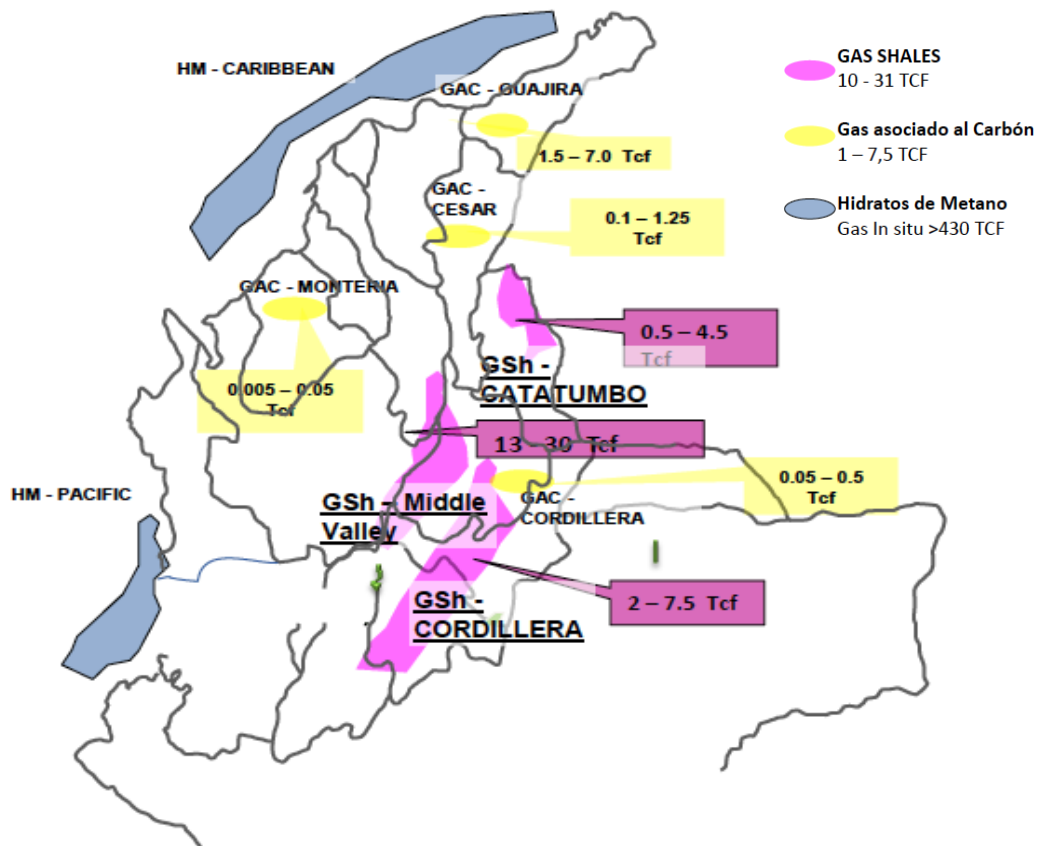


Fuente. Arthur D' Little Inc. 2008

3.3.2. Potencial según Ecopetrol (2011)

Ecopetrol empieza un trabajo desde el 2010 para estimar las reservas de Shale gas en todo el territorio colombiano. A partir del año 2010 comienza formando un equipo interdisciplinario para ubicar las zonas que tienen potencial (**figura 52**), llegando hoy en día a un estudio de prefactibilidad con reservas potenciales de 10 a 31 TCF provenientes de Shale gas. Para el año 2011 se tiene planeado perforar 2 pozos estratigráficos en el Magdalena Medio para comprobar el potencial y empezar un piloto de explotación para el mismo año y luego empezar la producción de esta importante fuente de gas.

Figura 52. Ubicación geográfica de las fuentes estudio de Ecopetrol

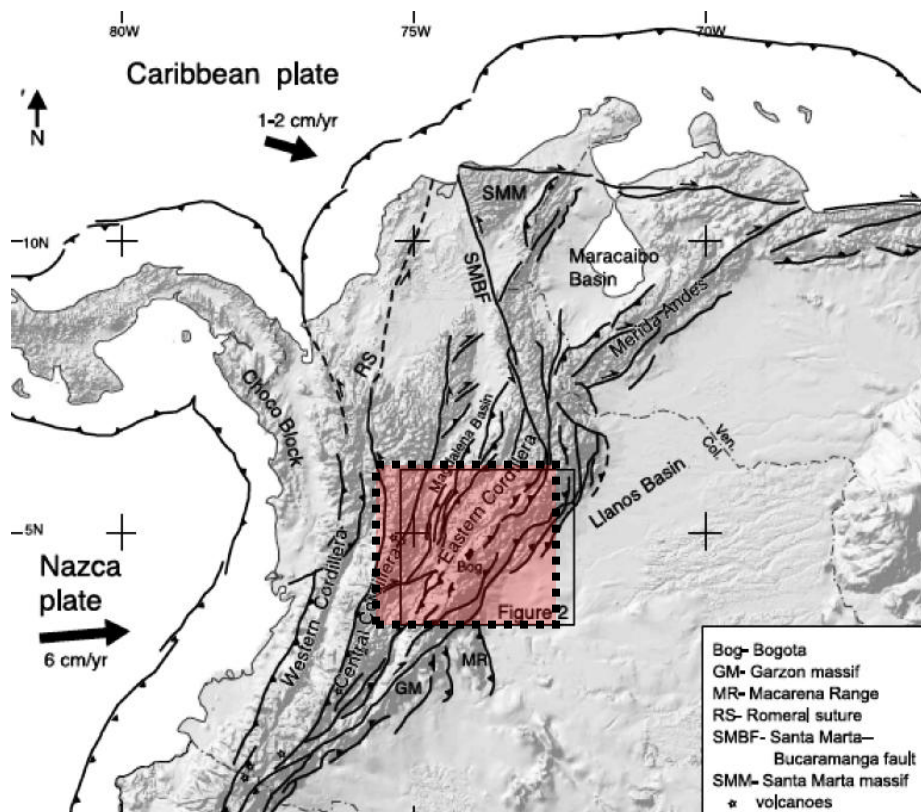


Fuente: ANH

3.3.3. Potencial Según Mario García (UIS 2010)

En este estudio se estimó que en la cordillera oriental (**figura 53**) hay un recurso de gas de 37 TCF, cálculo basado en Shales ricas en materia orgánica, reflectancia de la vitrinita, espesor de formación y tamaño de las estructuras en la cordillera. Este dice que estas reservas se encuentran en secuencias de las formaciones de "Luna" y "Chipaque". El estudio muestra un TOC con rangos entre 1 a 8%, donde la luna tiene un TOC de 4,5% y en Chipaque con 2% de TOC. Predomina un tipo de kerógeno II en la Luna y una mezcla de kerógeno II y kerógeno III en la formación Chipaque.

Figura 53. Ubicación geográfica del estudio UIS.



Fuente. Shale Gas Potential in the Eastern Cordillera of Colombia. Mario Garcia-Gonzalez

3.3.4. Potencial Según EIA

Colombia tiene un recurso Shale in place cercano a 79 TCF de gas, de los cuales son técnicamente recuperables 19 TCF. Recientes actividades exploratorias (pozos A3- Ecopetrol) en la formación la Luna en el Catatumbo han demostrado potencial gasífero en la zona pero para explotación de yacimientos convencionales.

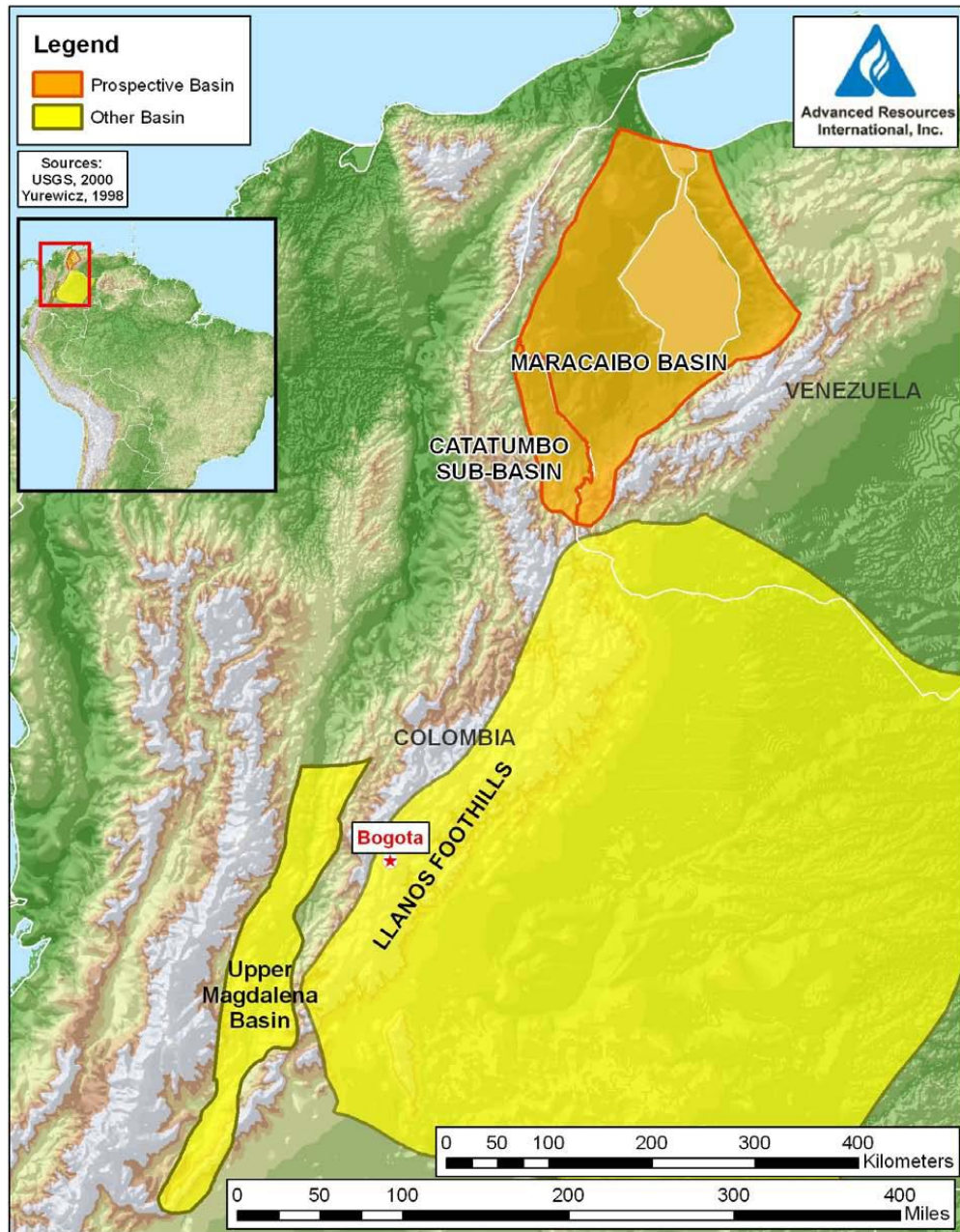
Una serie de Shale ricas en materia orgánica de finales del cretáceo existe en el norte de Suramérica. Estas Shales han sido roca madre de la mayoría de petróleo y gas convencional explotado por Venezuela y Colombia, en particular de la Cuenca de Maracaibo e inclusive la subcuenca del Catatumbo (**figura 54**). Estas Shale ricas en materia orgánica originadas en estas cuencas son equivalentes en edad y madurez a las del sur de Texas en Eagle Ford Shale EUA.

Basados en la cartografía regional y análisis de datos geológicos disponibles, de Maracaibo y las cuencas del Catatumbo on-shore en Venezuela contienen los recursos de Shale gas más prospectivo en el norte de Suramérica, manteniendo un estimado de 120 TCF de gas in situ, (**tabla 6**). Los recursos Shale técnicamente recuperables de gas se estiman en aproximadamente 30 TCF. Mientras que una alta proporción de estas dos cuencas contienen rocas madre de Shale, hay áreas significativas que no tienen la madurez para la generación de gas y / o son demasiado profundas para la exploración y producción (más de 16400 ft o 5000 metros).

Además, el Valle Superior del Magdalena y la cuenca de los Llanos en el centro-oeste y el este de Colombia se analizaron para el potencial de Shale. Mientras que las secuencias de espesor de Shale negro Cretácico Tardío también están presentes aquí, la baja madurez térmica (~ 0,5% Ro) persiste en la región y las formaciones de Shale parecen ser inmaduras para la generación de gas. Lo que

limita aún más los prospectos de las Shale colombianas es la tectónica compleja que incluye numerosas fallas extensionales, en particular en el piedemonte.

Figura 54. Cuencas de Shale gas en Venezuela y Colombia



Fuente. World shale gas resources – EIA (abril 2011)

Tabla 8. Algunas propiedades de los yacimientos con recurso Shale gas en el norte de Suramérica.

Datos Básicos	Cuenca/Área	Cuenca de Maracaibo (20420 millas cuadradas)		Subcuenca del Catatumbo (2380 millas cuadradas)	
	Formación Shale	La luna		La Luna	Capacho
	Edad geológica	Cretáceo tardío		Cretáceo tardío	Cretáceo tardío
Extensión Física	Área prospectiva (millas cuadradas)	1800		1310	1550
	Espesor (ft)	Intervalo	100-400	100-300	590-1400
		Riqueza orgánica	200	200	800
		Neto	180	180	320
	Profundidad (ft)	Intervalo	12500-15000	6000-7200	6500-8500
		Promedio	13500	6600	7500
Propiedades del yacimiento	Presión de yacimiento		Normal	Normal	Normal
	TOC promedio (%peso)		5.5%	4.5%	1.3%
	Madurez térmica (%Ro)		1.25%	1.05%	1.10%
	Contenido de arcillas		bajo/medio	bajo/medio	bajo/medio
Recurso	Concentración de gas in place(Bcf/ milla cuadrada)		93	74	106
	gas in place (TCF)		42	29	49
	Recuperables (TCF)		11	7	12

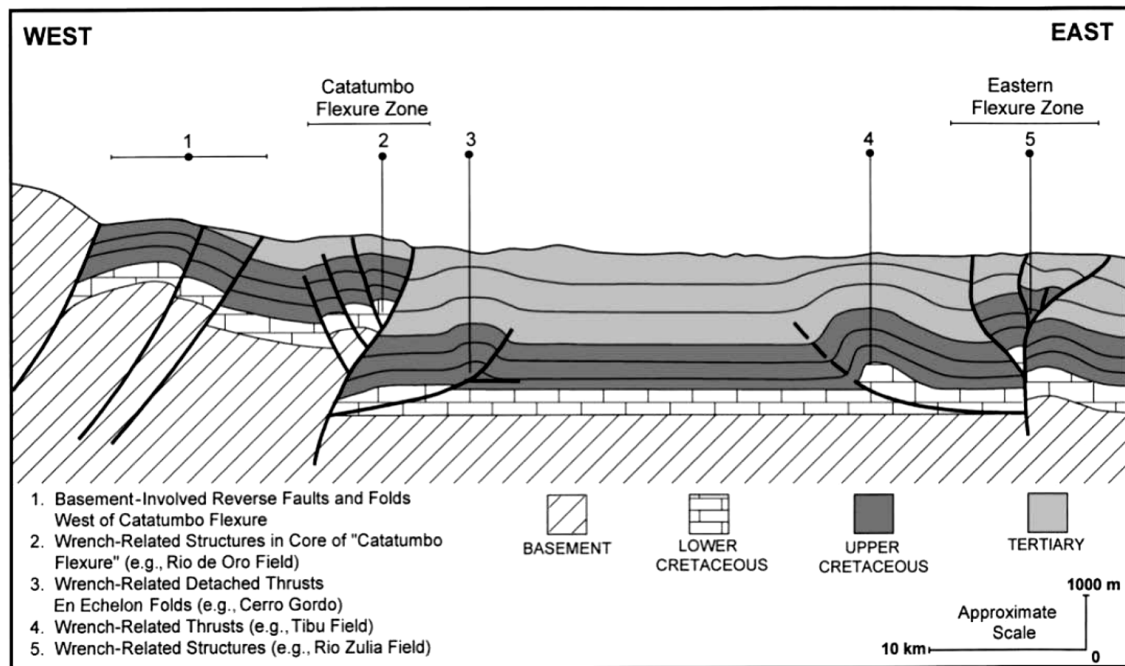
Fuente. World shale gas resources – EIA (abril 2011)

3.3.4.1. Sub-cuenca del Catatumbo (Colombia)

Caracterización geológica.

El suroeste de la Sub-cuenca del Catatumbo se extiende por el este de Colombia también muestra potencial en la Shale de La Luna y Capacho. El Macizo de Santander forma el límite occidental de esta provincia geológica, los Andes de Mérida limita el sur y la extensión suroeste, y la frontera entre Colombia y Venezuela define su borde oriental. Las zonas, occidental y oriental de la sub-cuenca se caracterizan por pliegues, fallas inversas (**figura 55**). Al igual que en el norte de la cuenca de Maracaibo, la Sub-cuenca del Catatumbo tienen numerosos yacimientos de petróleo convencionales a través de sus 2.380 millas cuadradas de extensión.

Figura 55. Sección transversal de la sub-cuenca del Catatumbo



Fuente: Yurewicz, D.A., Advocate, D.M., Lo, H.B., Y Hernández, E.A., 1998.

Propiedades de yacimiento (La Luna Shale).

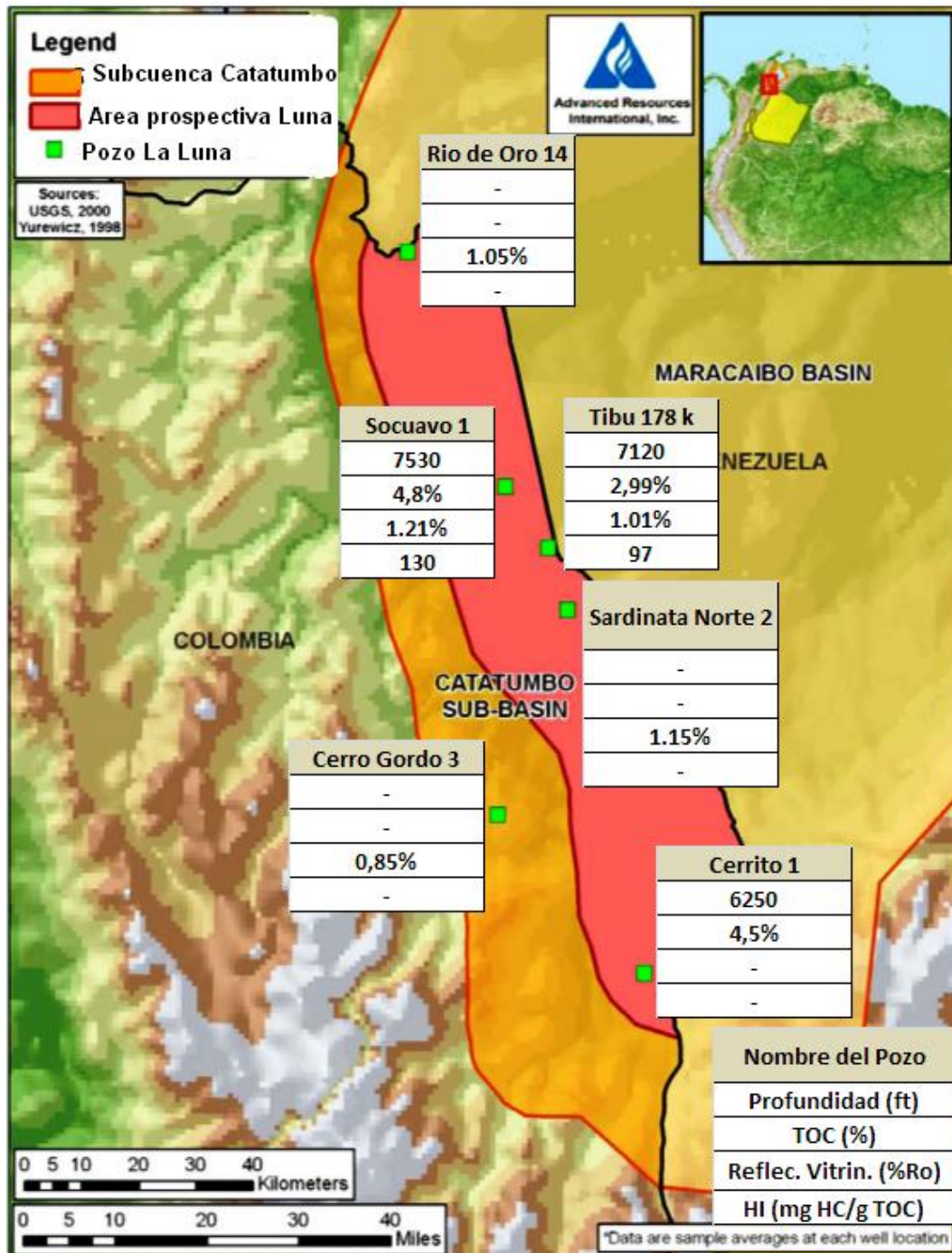
La Formación La Luna se encuentra en profundidades relativamente poco profundas, con profundidades en la Sub-cuenca del Catatumbo, que van desde 6.000 a 7.600 pies.

En la **figura 56** se muestran las profundidades promedio (junto con otras propiedades geológicas), que van desde 7.120 pies en el extremo oriental en el pozo Tibú 178K hasta un poco más profundo (7.530 pies) en el pozo Socuavo 1, a quince millas por el noroeste. La unidad consiste de Shales calcáreas, y Shales menores que van con espesor bruto de 100 a 300 pies, con un promedio de cerca de 200 pies. Basados en las muestras disponibles de vitrinita, con rangos de madurez térmica de 0,85 a 1,21% Ro, con la reflexión mayor en las zonas centro y norte de la cuenca. Las muestras del pozo Cerro Gordo 3 en la parte sureste de la subcuenca con un promedio de 0,85% Ro, Lo que indica que esta zona es propensa a almacenar aceite.

El TOC en muestras de núcleo alcanza un máximo del 11,2% en La Luna, pero con promedios de 4 a 5% de TOC. La **figura 57** muestra un ligero aumento de TOC hacia la base de la formación La Luna en el pozo Cerrito 1 y en el sureste de la Sub-cuenca del Catatumbo. En la región oriental de Catatumbo, la Formación La Luna muestra bajo TOC (2,99%) en el pozo 178K en el campo Tibú.

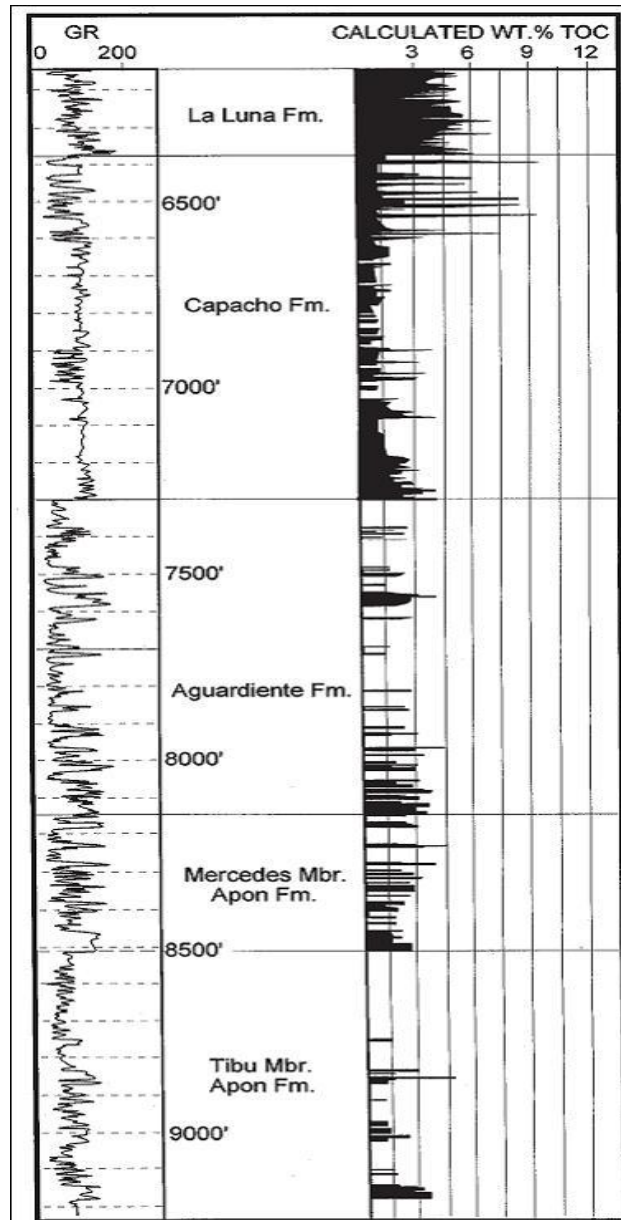
Basados en datos de la pirolisis y la madurez, la materia orgánica es principalmente de tipo kerógeno II, con los índices originales de hidrógeno (HI), que van desde 200 a 500 mg / g C. Análisis de Rock-Eval muestran bajos valores de HI, alrededor de 97 a 130 mg / g C, del este al noreste de la cuenca. ARI estima que el área de desarrollo total con potencial de Shale ascenderá a unas 1310 millas cuadradas, basada en la distribución de madurez térmica y la profundidad de corte. Además, el modelamiento de la cuenca muestra que el gradiente de temperatura actual en la zona oscila entre 1,7 y 2,0 grados F por cada 100 pies de profundidad

Figura 56. Algunas propiedades geológicas de la formación La Luna en la sub-cuenca del Catatumbo



Fuente. World shale gas resources – EIA (abril 2011)

Figura 57. TOC calculado (%peso), de un registro del pozo cerrado 1.



Fuente: Yurewicz, D.A., Advocate, D.M., Lo, H.B., Y Hernández, E.A., 1998.

Recursos (La Luna Shale).

ARI estima un buen promedio de 74 billones de pies cúbicos/ milla cuadrada. Cubriendo un área potencial de aproximadamente 1310 millas cuadradas (tabla 8),

el gas in place estimado es de 29 TCF. La cantidad de recursos técnicamente recuperables es de 7 TCF.

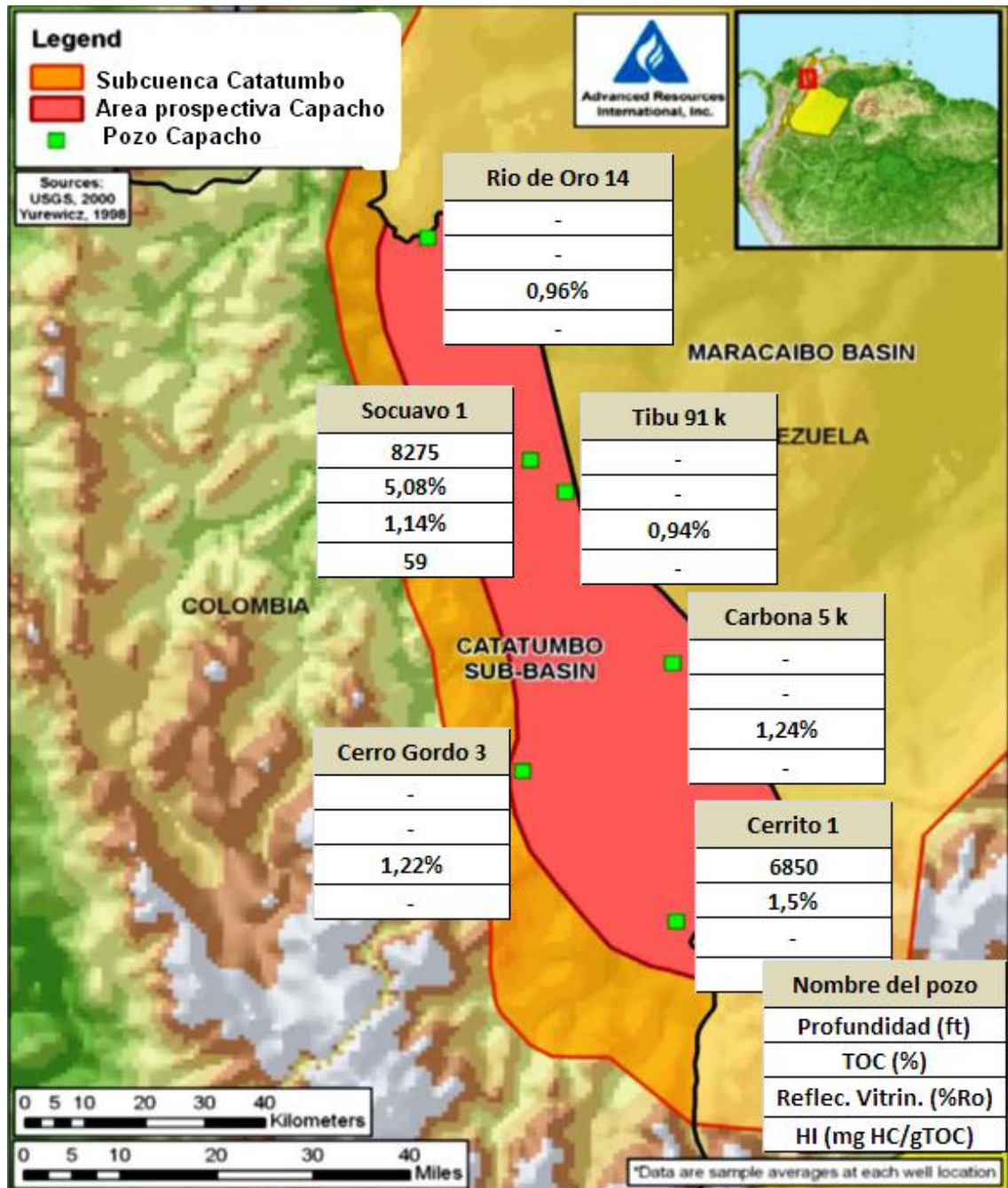
Propiedades del yacimiento (Formación Capacho).

La Formación Capacho (Cenomaniense-Coniaciano) es una unidad distinta y menos profunda que la formación La Luna en la Sub-cuenca del Catatumbo, mientras que las dos unidades se combinan en la cuenca de Maracaibo. La formación Capacho consta de Shales y calizas de color gris oscuro a negro y es mucho más gruesa que la formación La Luna, que van desde 590 a casi 1400 pies de espesor total.

Los rangos de profundidad de Capacho son de 6500 pies a 8500 pies en la Sub-cuenca del Catatumbo, con mayor profundidad medida en el norte y el este a 8275 pies en el pozo Socuavo 1, (**figura 59**). La reflectancia de vitrinita oscila entre el 0,96% de Ro en el norte exactamente en el pozo Río de Oro 14 a un porcentaje de 1,22 a 1,24% de Ro en los pozos del sureste. Sobre la base de las propiedades anteriores, el área potencial para la Shale de la formación Capacho es de 1550 millas cuadradas, más grande que el área potencial para la Shale de La Luna, debido principalmente a una mayor madurez térmica en el sur.

El TOC máximo alcanza el 5% en Capacho, como se muestra en el pozo Socuavo 1 en el noreste de la Sub-cuenca del Catatumbo. Sin embargo, el TOC promedio de 1,3 a 1,5%, se da en el pozo Cerrito 1 (**figura 57**). El segmento más inferior de Capacho, se muestra en el pozo Cerrito1, donde se cree que ha sido depositado durante un período transgresivo dominado por lenta sedimentación y condiciones de anoxia dando una mejor conservación de la materia orgánica. La **figura 59** es una gráfica original de HI vs. TOC de muestras de Capacho y La Luna, lo cual indica que los rangos de Capacho son un buen recurso de aceite pero un mal recurso de gas. Aguardiente, una formación subyacente también es representada

Figura 58. Algunas propiedades geológicas de la formación Capacho en la sub-cuenca del Catatumbo

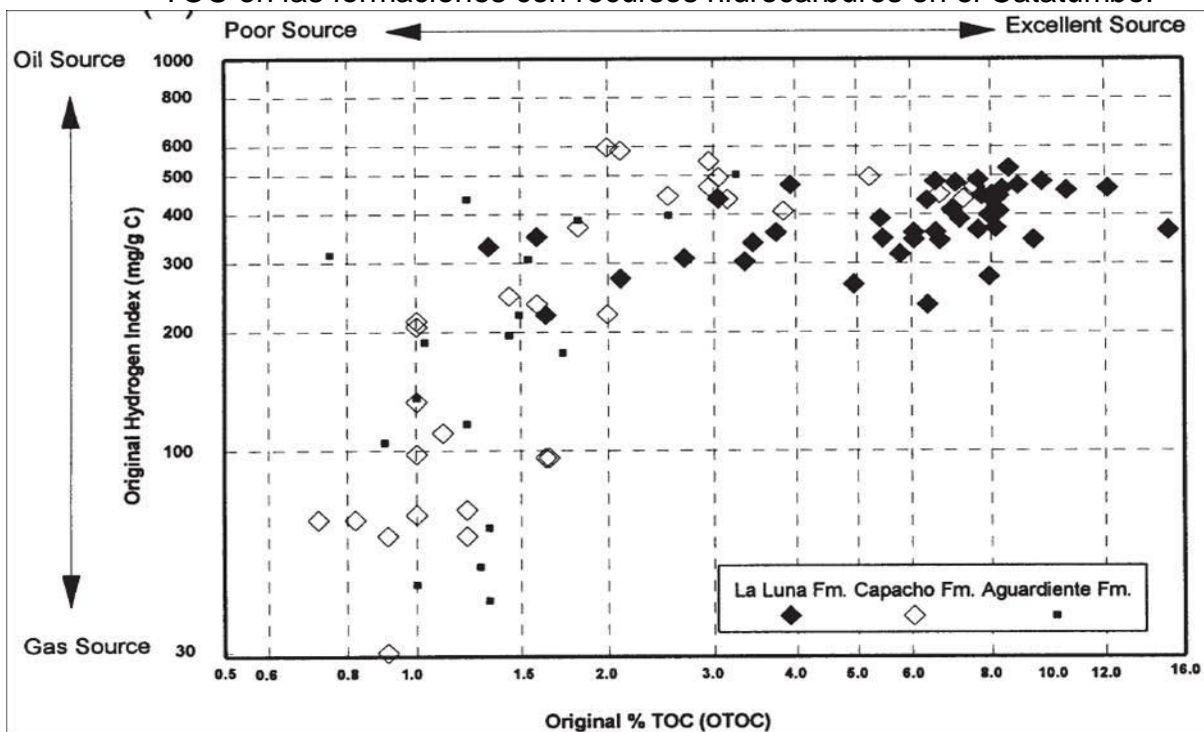


Fuente. World shale gas resources – EIA (abril 2011).

en el gráfico, pero no fue evaluada debido a los bajos niveles de TOC y HI. Los datos muestran un kerógeno tipo II y III dentro de la formación Capacho.

Recursos (Formación Capacho). Dentro de la Sub-cuenca del Catatumbo, Capacho tiene un estimado en recursos de 106 Bcf/milla cuadrada. El área potencial de 1550 millas cuadradas tiene un OGIP cercano a 49 TCF, con un recurso técnicamente recuperable de aproximadamente 12 TCF.

Figura 59. Grafica que indica intervalos del índice de hidrogeno original (HI) y el TOC en las formaciones con recursos hidrocarburos en el Catatumbo.



Fuente: Yurewicz, D.A., Advocate, D.M., Lo, H.B., Y Hernández, E.A., 1998.

3.4. Calculo De Gas In Situ (Autores)

Para realizar los cálculos de gas in situ en Colombia se debe realizar una serie de consideraciones ya que no hay los datos suficientes sobre las formaciones de Shale para realizar un estudio más completo y certero.

La información que se usa en este trabajo, es una recopilación de características o propiedades de otros yacimientos de Shale que ya han sido desarrollados en los EUA y las áreas prospectivas de Shale en Colombia fueron definidas por ANH y descritas en el informe de potencial de Arthur d. Little para Colombia.

3.4.1. Parámetros para el cálculo

En el capítulo 1 se hizo referencia al cálculo de gas in situ y se presentó la ecuación general para el cálculo en este tipo de yacimientos (gas Shale libre) ecuación 13.

$$G_f = \frac{32.0368}{B_g} \frac{\phi}{\rho_b} \frac{1 - S_w}{\rho_s} - \frac{1.318 \times 10^{-6} M}{\rho_s} G_{sL} \frac{p}{p + p_L}$$

La parte de gas adsorbido se representa en la ecuación 5:

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

Nomenclatura:

B_g : Factor volumétrico el gas, cf/Scf

G_a : Capacidad de almacenar gas absorbido scf/ton

G_f : Capacidad de almacenar gas libre scf/ton

G_{sL} : Volumen de Langmuir, scf/ton

M : Peso molecular aparente del gas, lbm/lbmole

p : Presión, psia

p_L : Presión de Langmuir, psia

S_w : Saturación de agua,

ρ_b : Densidad total de la roca g/cc

ρ_s : Densidad de la fase sorbida. g/cc

\emptyset : Porosidad

Se debe recordar que en este tipo de yacimientos la mayoría del gas se presenta en estado de adsorción.

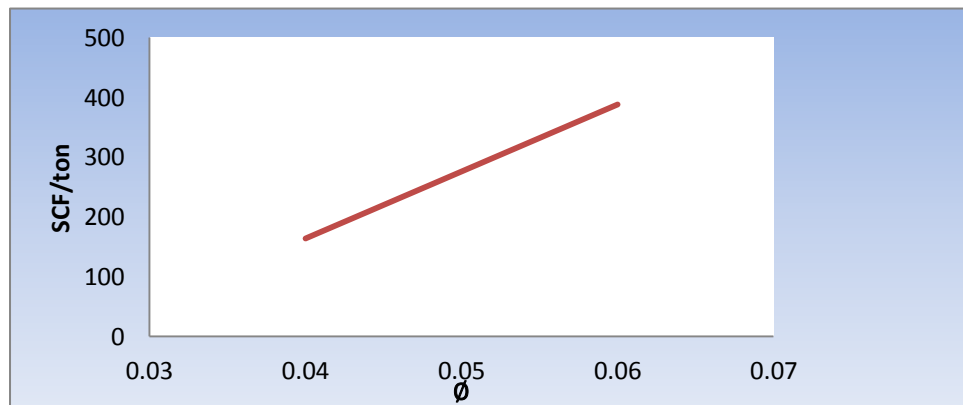
3.4.2. Datos recopilados

A continuación se presentan los datos que serán utilizados en este informe para el cálculo de gas in situ en Colombia.

- **Porosidad**

La porosidad es uno de los parámetros más importantes que influyen en el cálculo del gas (acumulación y producción). El rango de porosidades que se utilizaran es 0.04 - 0.06 (**figura 60**)

Figura 60. Influencia de la porosidad en la cantidad de gas



Fuente. Autores

Como se puede observar en la gráfica si se aumenta la porosidad, se aumentara la cantidad de gas (libre) en el yacimiento.

- **Saturación de agua (S_w)**

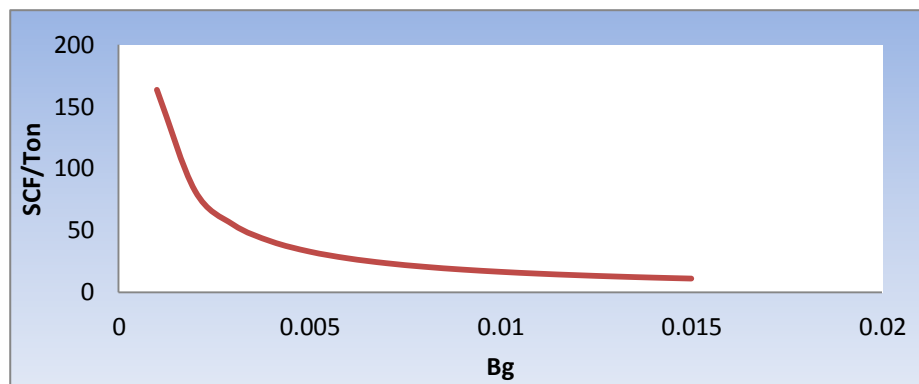
La saturación de agua es un parámetro definitivo en los yacimientos de Shale gas. Si bien es cierto que en este tipo de yacimientos se puede encontrar hasta saturaciones del 80%, la literatura nos remite a factores económicos de viabilidad de hasta un 45% de saturación de agua para que los yacimientos sean comerciales.

En Barnett se encontró una saturación del 35% y se utilizara un valor máximo de 45% en nuestro ejemplo.

- **Factor volumétrico de formación**

La gráfica del factor volumétrico de formación tiene un comportamiento asintótico (**figura 61**)

Figura 61. Influencia del B_g en la cantidad de gas



Fuente: Autores

Para los cálculos que se realizaran se quiso calcular el Bg para un yacimiento de gas metano a una presión de 4000 psi y una temperatura de 200 Fahrenheit.

La gravedad específica del gas metano es 0.55, con la presión y temperatura del yacimiento en las gráficas se encuentran las propiedades pseudocríticas (**figura 62**)

$$P_{pc} = 685 \text{ psia}$$

$$T_{pc} = 340 \text{ ranking}$$

Con esto se calculan las propiedades pseudoreducidas

$$T_{pr} = T/T_{pc} = 660/340 = 1,94117647$$

$$P_{pr} = P/P_{pc} = 4000/340 = 11,7647059$$

Con estas propiedades se halla el factor Z de la gráfica (**figura 63**)

$$Z = 1,23$$

Una vez se haya Z se utiliza la ecuación del factor volumétrico de formación

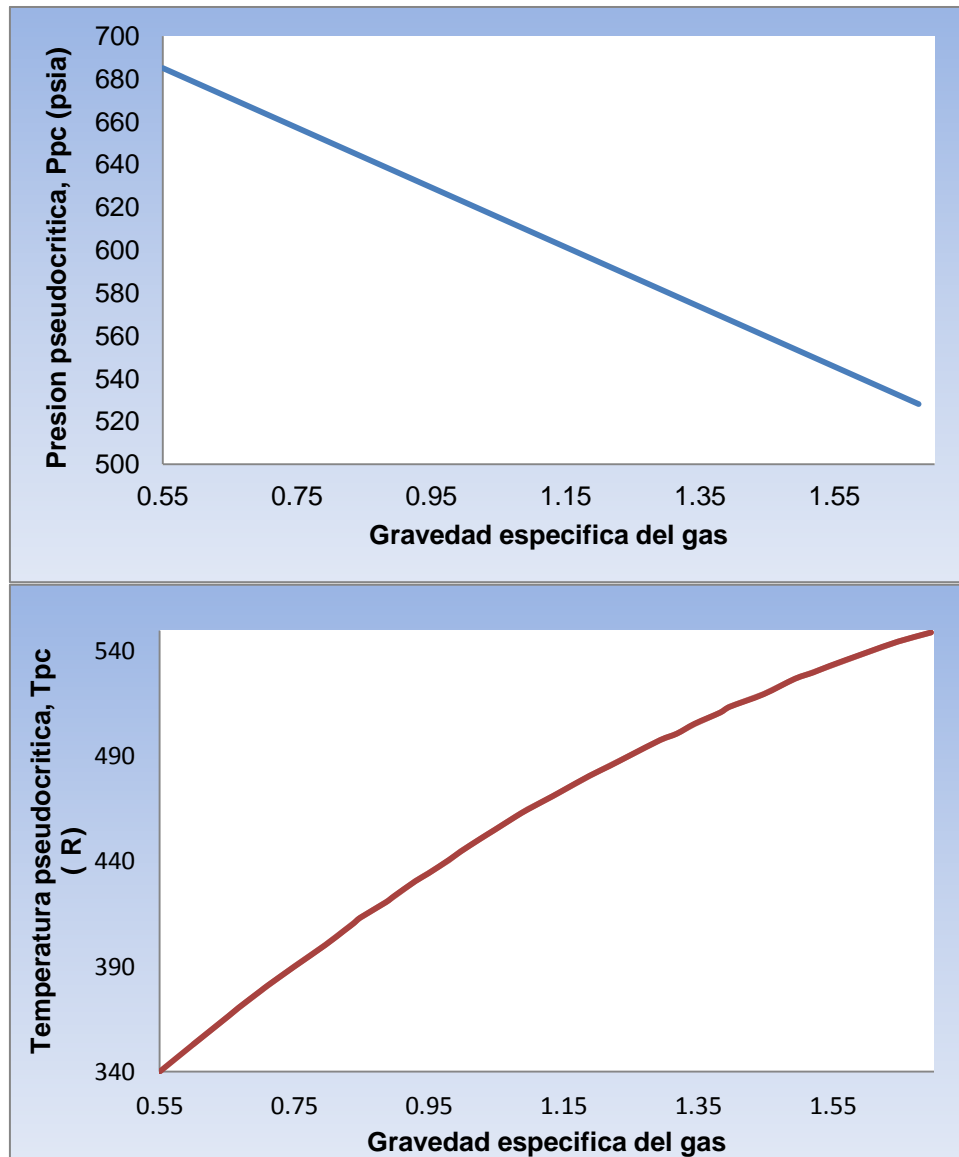
$$B_g = 0.00502 * ZT/P$$

$$B_g = 0.00502 * (1.23) * (200 + 460) / 4000$$

$$B_g = 0.00101$$

Este valor fue calculado solo para un gas metano. Hay que tener en cuenta que en realidad podría ser un gas composicional y el Bg podría aumentar hasta un valor de 0.004 pero siempre dominando en composición el gas metano.

Figura 62. Propiedades pseudocríticas de gases naturales



Fuente. The properties of petroleum fluids – McCain William second edition pag 119

- **Presión**

El rango de presión que se usara esta entre 4000 psia y 5000 psia. La presión mínima (4000 psia) es tomada de la presión inicial de yacimiento en Barnett y la

presión máxima (5000 psia) es una suposición basada en el aumento de profundidad del posible yacimiento en Colombia.

- **Volumen de Langmuir (G_{sL})**

El volumen de Langmuir es un parámetro definitivo ya que influye en el contenido de gas libre y el contenido de gas adsorbido para el cálculo de gas in situ. El rango de valores a utilizar para nuestro análisis es de 150 scf/ton – 300 scf/ton tomando como valor de referencia el de Barnett Shale (300 scf/ton).

- **Presión de Langmuir**

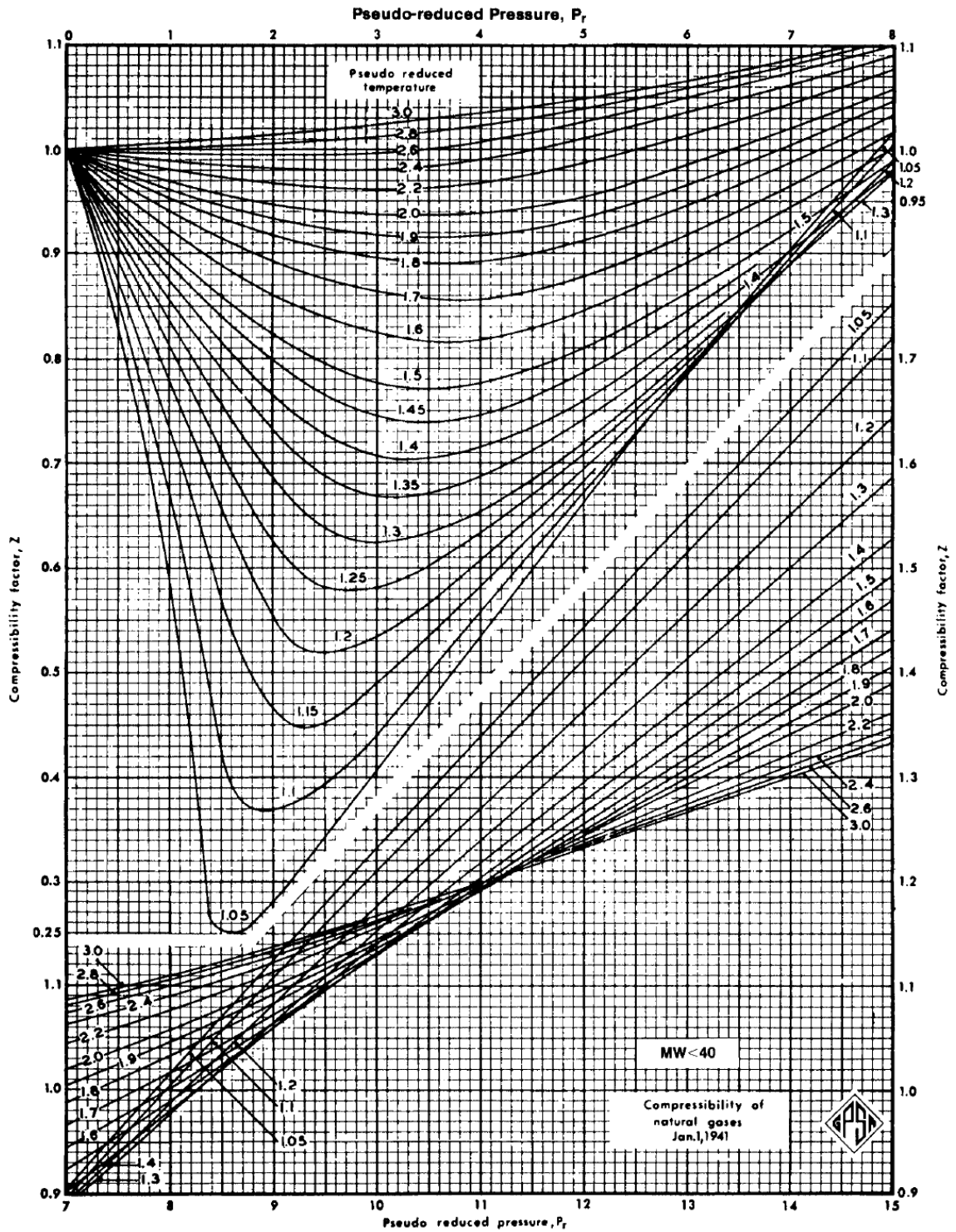
La presión de Langmuir es uno de los parámetros que hay que observar con detenimiento ya que este nos determina la cantidad de gas adsorbido en la roca. Estos datos de presión solo pueden ser obtenidos de laboratorio (**figura 64**) al realizar, a una muestra de roca, una desorción para indicar la cantidad de gas almacenado por tonelada de roca.

Como se puede ver en la figura 64 para un yacimiento de 12000 ft. , porosidad de 0.4 %, densidad de la roca de 2.54 g/cc y presión de yacimiento de 3600 psi.

$$P_L = 2781 \text{ psia}$$

$$V_L = 133.33 \text{ scf/ton}$$

Figura 63. Factor de compresibilidad para gases naturales



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

Figura 64. Prueba de isoterma de sorción del metano

**Sorption Isotherm
Methane 191 °F**

Company : Good Oil Company

Well Name : Well #1
County : This County
State : New Mexico

Sample :	1	Porosity :	0,4 %
Depth :	12.000 ft	Grain Density :	2,541 g/cc
		Confining Pressure :	3.600 psi
Temperature :	191 °F	Sample Weight :	13,00 g
Atmospheric Pressure :	13,1 psi		

Test Results:

Step No.	Pressure psia	Adsorption scc/g	Adsorption scf/ton	Langmuir Gas Storage* scf/ton
1	512,7	0,6	21,4	20,8
2	1007,4	0,97	34,1	35,5
3	1503,1	1,3	46	46,8
4	2001,1	1,54	54,3	55,8
5	2493,4	1,81	64	63
6	2989,4	2,06	72,8	69,1
7	3475,2	2,14	75,5	74,1
8	3968,4	2,12	74,9	78,4

* Langmuir Regresión and Coefficients :

PL :	2.781,50	psia	Gs=VL x P/(P+PL)
VL :	133,33	scf/ton	

Where:

Gs Gas storage capacity (scf/ton)
 VL The Langmuir volume (scf/ton) is the maximum amount of gas that can be adsorbed at infinite pressure.
 P Absolute pressure (psia)
 PL The Langmuir pressure (psia) affects the curvature of the isotherm and corresponds to the pressure at which half of the LV is adsorbed.

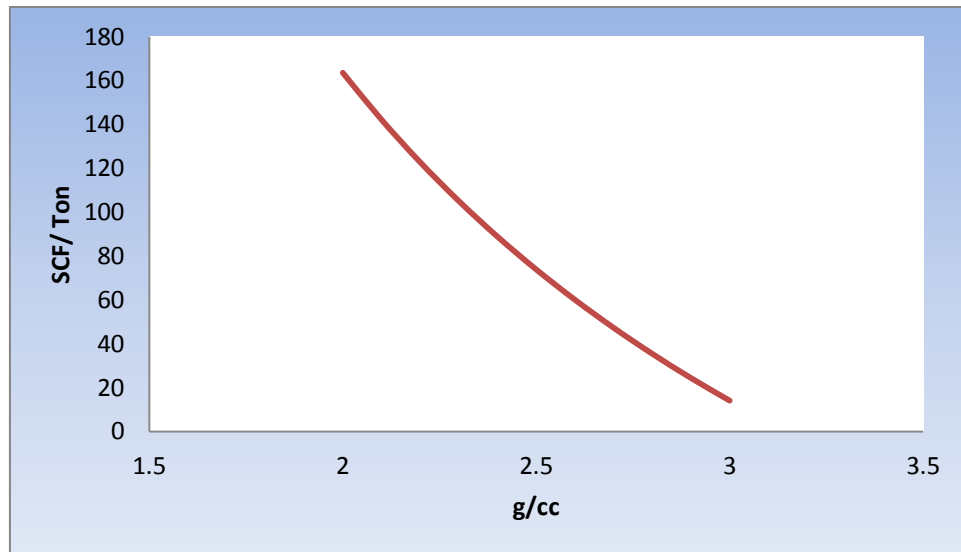
Fuente. Scal, Inc. Special Core Analysis Laboratories, Inc.

- **Densidad de la roca**

Es un término que está estrechamente ligado al contenido de orgánicos en la roca

Si se observa la **figura 65**, para una variación de tan solo 1 gr/cc se obtiene una disminución en la cantidad de gas libre de 160 a 20 scf/ton. Como se vio anteriormente la densidad promedio para un Shale es 2.54 gr/cc entonces se usaran valores de 2.3-2.8 g/cc.

Figura 65. Efecto de la densidad de la roca en la cantidad de gas

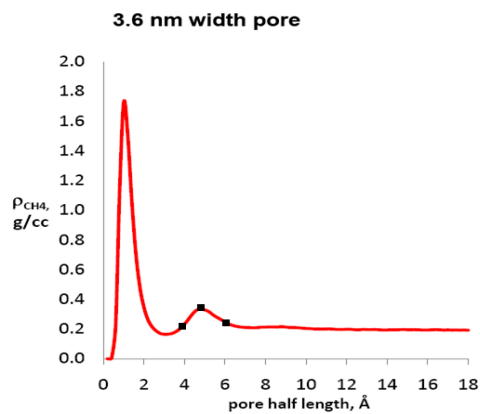


Fuente. Autores

- **Densidad de adsorción de la capa**

Es la densidad de la primera capa de metano y lo visto en el capítulo 1 que nos dice que el rango de valores promedios oscila entre 0.3 y 0.45. (**Figura 66**)

Figura 66. Densidad la fase sorbida



Fuente. SPE 131772, 2010

3.5. RESULTADOS DEL POTENCIAL SEGÚN AUTORES

A continuación se mostrara un resumen de tablas de resultados en los cálculos de este trabajo. La tabla 9 muestra la cantidad de datos usados en el cálculo.

Tabla 9. Propiedades usadas en el cálculo

PROPIEDAD	MINIMO	MAXIMO
POROSIDAD (fracción)	0.04	0.06
SATURACIÓN DE AGUA (Sw - fraccion)	0.3	0.45
FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (Bg -cf/scf)	0.001	0.004
PRESION (psia)	4000	5000
PRESION DE LANGMUIR (psia)	1300	2780
DENSIDAD DE LA ROCA (g/cc)	2.3	2.8
ADSORPTION LAYER DENSITY (g/cc)	0.3	0.45
VOLUMEN DE LANGMUIR (VL - scf/ton)	150	300
APPARENT NATURAL GAS MOLECULAR WEIGHT	20	20

Fuente. Autores

La **tabla 10** muestra los resultados para un yacimiento Shale con los datos anteriormente nombrados (**tabla 9**):

Tabla 10. Resultados de los cálculos hechos

Escenario	Gas libre (Scf/Ton)	Gas adsorbido (Scf/Ton)	Gas total (Scf/Ton)	Gas total Acre/ft
Bajo	43,50	113,21	156,70	489864,16
Alto	3,93	192,80	196.,4	748802,31

Fuente. Autores

La **tabla 11** muestra los resultados teniendo en cuenta las áreas de Colombia.

Tabla 11. Potencial según los autores

Fm.	Área (acres)	Espesor (ft)	GIP min. (TCF)	GIP máx. (TCF)	Reservas Probables min. (TCF)	Reservas Probables máx. (TCF)
Magdalena Medio	1853287	328,10	298	455	29,80	45,50
Cordillera Oriental	123552	328,10	20	30,30	2,00	3,03
Cesar Ranchería	49421	328,10	79	12,10	7,90	1,21

Fuente. Autores.

Vemos que los cálculos totales nos da un intervalo entre 32 y 50 TCF aproximadamente en estas tres zonas. Los cálculos para la zona de los llanos no se realizaron por desconocimiento de las áreas a evaluar.

4. ESTRATEGIAS PARA AUMENTAR EL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.

Es importante realizar un estudio sobre el abastecimiento de gas natural en el país para tener claro que posibilidades de desarrollo hay en la industria y como podría afectar el desabastecimiento o racionamiento de gas natural.

Si bien es cierto que el país posee reservas probadas de 4.7 TCF para consumir a una tasa normal en unos tres años, también se debe analizar el corto tiempo que nos queda para buscar soluciones antes de enfrentar un desabastecimiento de combustible que podría llevarnos a una crisis de la cual sería difícil escapar.

Colombia se encuentra en una situación crítica con respecto al futuro cercano de suministro de energía por gas natural, ya que se tiene un escenario tardío de suministro hasta el 20155 (según Ecopetrol). Hay que tener en cuenta que Colombia actualmente tiene planes de contingencia como la importación de GNL, exploración para la adición convencional de yacimientos gigantes de gas, en el 2012 la importación de gas desde Venezuela, plantas de almacenamiento Peak Shaving, almacenamiento subterráneo de gas natural y Shale gas.

Si se analiza la situación actual de Colombia se ve que no hay capacidad de transporte en los gasoductos principales, solo habrá gas natural para tres años (antes de iniciar importaciones), no hay hallazgos de nuevos yacimientos (según ronda de la ANH en el año 2010), el precio del gas en boca de pozo es bajo en relación con los precios internacionales y en caso de hallar nuevas reservas se necesitaría aproximadamente 5 años para desarrollar y poner a producir el

5ECOPETROL. Visión Ecopetrol mercado de gas natural. 2011

yacimiento, además de conectar estas nuevas reservas al sistema nacional de transporte; se puede concluir que hay una necesidad apremiante de plantear soluciones que sean viables económicamente para todas las partes (productor-consumidor). Se requiere la unión y el análisis de los factores que puedan incidir en las políticas económicas del sector gas, la regulación y la planificación de proyectos a corto, mediano y largo plazo y la colaboración del gobierno nacional para asegurar el suministro de gas natural en Colombia.

Cuando se piensa en proyectos que requieren grandes inversiones se debe pensar que el proyecto debe ser auto-sostenible y para esto se debe verificar que el potencial que se va a desarrollar debe ser suficiente para recuperar la inversión y establecer un rango de vida de proyectos entre 20 y 30 años para garantizar la viabilidad el proyecto.

En general, los precios de gas, aún se pueden considerar regionales debido a que no existe un mercado mundial unificado de gas, sino en cambio, un mercado segmentado en el cual los precios se establecen considerando tanto las características de la oferta y la demanda, así como la oportunidad del mercado local y regional. El precio spot del Henry Hub y el precio en la boca del pozo refleja las condiciones de suministro y demanda para dos facetas distintas del mercado del gas natural.

Este precio spot se refiere a las transacciones para entregas a realizar al día siguiente que ocurren en la planta de tratamiento de gas de Henry y está medido aguas abajo del pozo, después de que los líquidos del gas natural han sido eliminados y el coste de transporte ha sido incurrido. (Los líquidos de gas natural son esencialmente los hidrocarburos que se pueden extraer en forma líquida del gas natural tal como se produce, típicamente etano, GLP y pentanos, aunque habrá también algunos hidrocarburos pesados). En contraste, el precio en la boca del pozo incluye el valor de los líquidos del gas natural y se refiere a todas las

transacciones que ocurren en los Estados Unidos, incluyendo por consiguiente los compromisos de compra de cualquier duración. En el caso latinoamericano los precios del gas natural, por lo general, se obtiene de la suma de los precios de gas en boca de pozo, más las tarifas de transporte (en función de las distancias y volúmenes) y las tarifas de distribución.

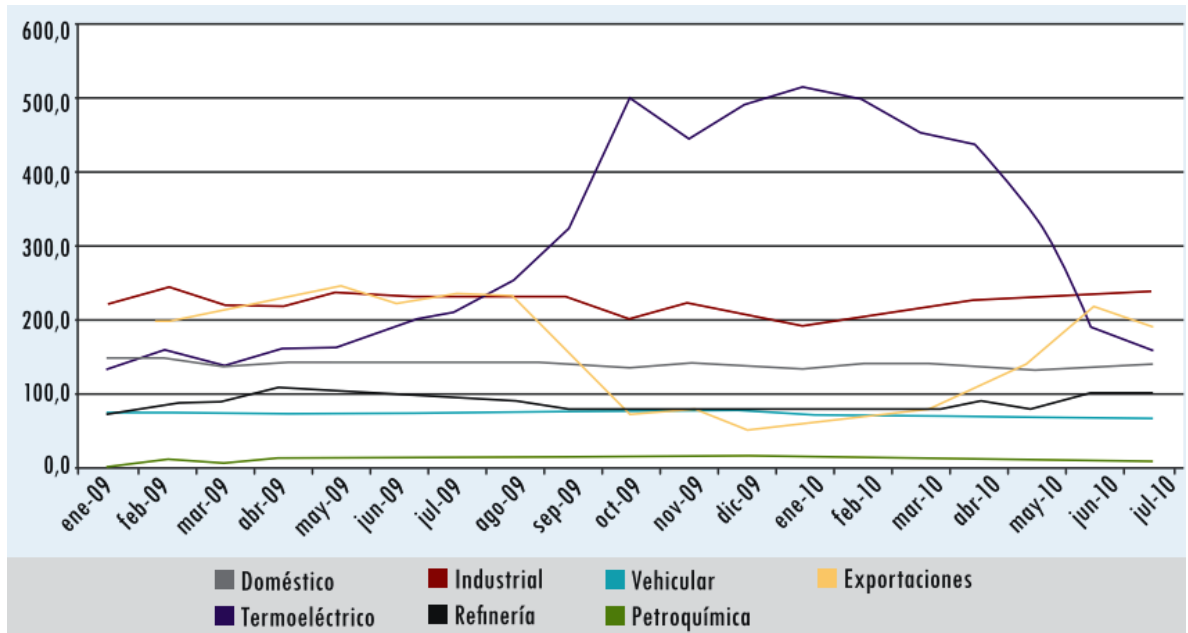
Las características del mercado colombiano como un mercado con una alta necesidad de flexibilidad a lo largo del fenómeno del Niño. En esta temporada de calor, los embalses pierden nivel de sus aguas, y por lo tanto generan menor cantidad de energía eléctrica, lo que da a lugar una gran demanda de gas natural, en su gran mayoría, para la generación termoeléctrica (**figura 67**) donde la mayoría de la oferta proviene del campo de Guajira (**figura 68**) que, además, es un campo con precio regulado.

El tamaño del negocio del gas y su crecimiento en consumo muestra que la demanda colombiana es poco atractiva para inversionistas de gas.

El gas natural debe competir con mayores costos de transacción que la hidroelectricidad y otros combustibles en el mercado mayorista de electricidad; debe competir también con el carbón y los combustibles líquidos en la industria nacional, que tiene un tamaño mayor y no es intensiva en consumo de energía.

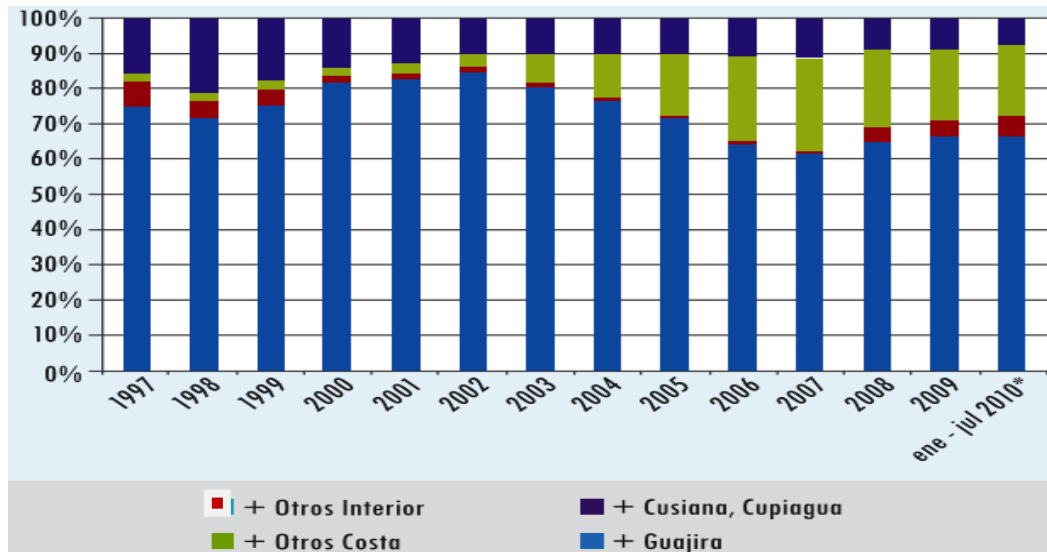
Los bajos precios del gas natural a los consumidores residenciales y al GNV, son los de mayor crecimiento del consumo, que disminuyen la rentabilidad de la producción. Las multinacionales en producción responderán a buenos precios y a la posibilidad de movilizar el gas en los mercados regionales. Una medida es garantizar el abastecimiento a través de la liberación de precios en boca de pozo, recolectar impuestos para financiar instalaciones de importación (mejorando la confiabilidad), atraer una industria del exterior, en forma de gas licuado o comprimido, con inversión y tarifas viables.

Figura 67. Demanda de gas natural entre 2009 y parte de 2010



Fuente. UPME, CMO gas.

Figura 68. Distribución anual del abastecimiento de gas natural en Colombia



Fuente. UPME, CMO gas

Como consecuencia al traer estos importadores (quienes recibirán una compensación por parte del Ministerio por invertir en Colombia), el ente gubernamental actuará como comprador único en nombre de la demanda del país que se haga durante eventos de escasez de gas natural.

Otra medida drástica para aumentar el precio del gas en Colombia, sería la de aumentar las tarifas de consumo (como en otros servicios públicos) de gas natural a aquellas industrias, domicilios y comercio que incurran en unos límites de consumo establecidos se les sancione cobrándoles un monto extra-consumo en el precio del gas que este encima del límite.

Colombia puede atraer inversiones en exploración y producción con:

- Las regalías e impuestos bajos a las compañías extranjeras.
- Caracterización de zonas atractivas para la exploración y explotación.
- Un clima de negocios estable y favorable.

Desde el punto de vista de la compañía extranjera, el gobierno nacional debería ser más equitativo con respecto a la compañía extranjera, esto quiere decir que los esquemas de impuestos y regalías deberían basarse en las ganancias de las compañías y no sobre la producción del recurso.

Antes de entrar a hablar de las alternativas de abastecimiento hay que mirar la parte del sistema nacional de transporte, donde Colombia tiene una necesidad imperante como en reservas de tener un incremento para satisfacer las necesidades de gas natural.

Tomando la propuesta de Frontier Economics⁶ 2010, donde se propone crear el GESTOR TECNICO DEL SISTEMA, que tiene la misión de dar el manejo de información de producción de recursos certeras sin ningún tipo de manipulación, y que también este a cargo de la gestión del sistema nacional de transporte, cuando se den las siguientes situaciones:

- Alguna red troncal haya cambiado su capacidad con la adición de un nuevo gasoducto.
- Este en operación plantas de regasificación, almacenamiento y exportación de gas natural.

Las subastas han sido utilizadas a nivel internacional para expandir la capacidad de transporte de una red industrial, pero es necesario crear una serie de condiciones para que sean eficaces. Estas condiciones un adecuado concurso con suficiente competencia, previniendo la colusión (preferencias) de participantes, y se debe evitar las complejidades de la regulación vigente. Estas subastas se deben complementar con algún tipo de guía sobre la necesidad de expansión a largo plazo. Esto es posible lograrlo, descentralizando la planeación y formar una coordinación entre industria, reguladores y autoridades de cada sector de la cadena del gas natural para que haya un efecto de mejora.

Colombia tiene una regulación impedirosa que dificulta a los transportadores hacer una subasta que trae como consecuencia incertidumbre en las ganancias de los transportadores actuales, problema que se podría solucionar simplificando la regulación, dando a las transportadoras actuales y futuros derechos de propiedad

⁶© Frontier Economics Ltd, London. Propuesta de soluciones a las fallas del mercado de gas de Colombia documento de discusión. 2010

definidos en caso de cambios en cantidad de gas transportado y ampliación de las redes.

4.1. IMPORTACIÓN DE GNL

Hoy día el mercado mundial de GNL crece a una tasa del 7% anual ya que se ha vuelto una necesidad imperante en la seguridad de tener abastecimiento de gas natural en las economías mundiales. Suramérica no es ajena a este mercado ya que Trinidad y Tobago Argentina, Chile, Brasil, Perú, México y otros han venido incursionando como importadores y exportadores de GNL.

Los barcos metaneros son una ventaja tecnológica, ya que pueden llevar hasta 8.5 millones de pies cúbicos hacia instalaciones de regasificación en todo el mundo. Se espera que en el 2020 el GNL tenga un 38% del mercado mundial de gas natural.

En caso de que no se dé un pronto descubrimiento importante en el país, Colombia debe tomar acciones de importación de GNL que tendría las siguientes partes:

- Fecha límite para lanzar la construcción de un terminal de regasificación para importar gas natural: Esto requiere una regulación flexible e incentivos del gobierno
- Tamaño y tecnología: Cuanto gas se necesita y cuándo?
- País de origen y localización de la regasificadora Costa Pacífica o Costa Atlántica: Trinidad o Perú?

Colombia tendría dos opciones viables para la regasificación debido a la importación de GNL:

- Plantas de regasificación en la costa atlántica y/o la costa pacífica: Si es por el pacífico tendría como ventajas, desarrollar el mercado del gas en el pacífico llegando a regiones del suroccidente, y también atendería demanda de la industria del Valle. Tiene como desventaja la construcción del gasoducto entre la planta de regasificación y Cali que tardaría mucho en construirse y tiempo no tiene el país, también es posible que hayan problemas en los puertos para instalar la planta y amenazas de descubrimientos nuevos en la zona o el interior.
Si es por la costa atlántica tendrá ventajas de alta confiabilidad en la zona, y puede convertirse en un punto estratégico de importación y exportación del recurso, tiene como desventajas el uso alternado de transporte de gas en el gasoducto Ballenas – Barrancabermeja con el producido en Chuchupa.
- Contratar buques metaneros autoregasificadores: Esta es la mejor opción ya que no se requiere una planta de regasificación si no de recepción del gas, ya que los buques hacen la regasificación dentro de la embarcación, excelente opción a corto plazo.

4.2. RECLASIFICACIÓN Y NUEVAS RESERVAS EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES

A comienzos del año 2010 las reservas probables en Colombia eran de 2.9 TCF, donde la mayoría están ubicadas preferencialmente en Casanare (Cupiagua), Magdalena medio y la Guajira. En el año en curso se planea una ejecución de la fase I de Cupiagua (con 140 millones de pies cúbicos por día) y producción de campos marginales en el Magdalena medio como lo es el caso de Gibraltar y Payoa - Provincia, que serían suficientes para abastecer el país hasta el año 2016. También se tiene planeado Cupiagua fase II (70 millones de pies cúbicos /día) que entraría en funcionamiento hacia el 2017 para reinyección en el yacimiento, pero si

hay escasez, este gas sería usado en el mercado interno de gas, pero para esto se requeriría una ampliación del gasoducto hasta Vasconia y no solucionaría el problema de abastecimiento.

Como el Casanare surte el interior del país, un excedente de 400 Millones de pies cúbicos /día de gas natural de la Guajira se exporta por medio del gasoducto Antonio Ricaurte que une con Venezuela. También cabe destacar que la costa tendrá un déficit del recurso hacia el año 2019, fecha que se deja de enviar gas hacia el Magdalena medio.

En el 2003 se creó la ANH como medio gubernamental para dinamizar los hallazgos de nuevas reservas con contratos que tienen incentivos fiscales dentro de lo razonable. Pero estos contratos tienen tropiezos con el mercado pequeño del recurso gas, dificultades para exportar y ausencia de precios atractivos para invertir. Colombia atraerá inversiones si se liberaliza la política de exportaciones y se eliminan los techos de precios.

La ANH podría adicionar reservas estimadas, al considerar las cuencas donde se llevan a cabo estos contratos con más del 50% de su área a explorar, y estas cuencas serían las del Catatumbo, valle inferior, medio y superior del Magdalena, Guajira, Guajira off-shore y Sinú offshore.

Donde se supone que en el 2012 se descubran recursos en alguna de estas cuencas y se pongan a disposición del mercado alrededor de 2018, ya que la logística de explotación en Colombia tardaría cerca de 6 años.

El estimativo del potencial de gas en Colombia sería de 7,1 TCF (según ANH – escenario bajo – reservas convencionales), es un número que da un respiro a Colombia en cuanto a suministro, pero sería un recurso que tardaría años en llegar a suplir al país, mas con una situación crítica como la de hoy que requiere soluciones rápidas y eficientes.

4.3. IMPORTACIÓN DE GAS DESDE VENEZUELA

Antes de entrar al tema de importaciones se debe hacer un análisis de por qué se está exportando gas hacia Venezuela:

El tema de las exportaciones es de fundamental importancia porque es la manera natural de aumentar el tamaño del mercado colombiano y, por ende, los incentivos a explorar y a atraer inversiones al sector. El problema principal de las exportaciones es generar la suficiente credibilidad en las autoridades regulatorias de tal manera que los inversionistas consideren que sus contratos de exportación serán respetados aún en momentos de estrés del sistema.

La exportación de gas natural hacia Venezuela donde se tienen las séptimas reservas de gas natural del planeta, que ha sido incapaz de explotar. En el contrato inicial del gasoducto, Colombia le exportaría a Venezuela un promedio de 150 millones de pies cúbicos diarios durante 2009-2010, que luego se reducirían a 100 millones de pies cúbicos en 2011 y en importaciones a partir de 2012, cosa que hoy día no se está cumpliendo cuando en las cifras entregadas por la CREG donde las exportaciones a ese país ascienden a más de 280 Mcf, todo de campo Ballenas. Esto prueba que se exporta gas para hacer más competente el mercado y llamar la atención de inversionistas extranjeros.

La integración energética sigue siendo un proyecto atractivo. Diversas propuestas de expansión de redes internacionales lo avalan. Sin embargo, se tiene mayor conciencia de la necesidad de reconstruir un ambiente de confianza, con reglas claras y estables, respeto a los contratos y acuerdos vigentes, y mayor uniformidad de los marcos regulatorios.

Según el acuerdo binacional entre Colombia y Venezuela, PDVSA “enviará” gas hacia Colombia en el 2012, pero hay que tener en cuenta que en el 2009 se dio un

descubrimiento de 6 TCF en el golfo de Maracaibo, donde obviamente el país nativo usara sus recursos para generación termoeléctrica, ya que este sector de Venezuela se encuentra en crisis. Cabe anotar que no se tiene conocimiento de cómo van las obras del gasoducto que se está construyendo desde el oriente de Venezuela (zona de supuesto gas a enviar para Colombia) hasta el occidente de este país.

El recurso energético se ha transformado en un elemento geo-político, y su administración está contaminada por criterios nacionalistas, y dificultades históricas no resueltas entre países de la región. Por lo tanto se concluye que Colombia tiene incertidumbre con respecto al suministro por parte de Venezuela, aunque si el país hermano en busca de confiabilidad en su suministro y el potencial exportador, puede abastecernos a mediano plazo.

4.4. ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

El almacenamiento de gas natural requiere reglas de juego claras para que tengan éxito en el país, además que permite introducir una nueva tecnología necesaria en Colombia. Al hacer la subasta de almacenamiento subterráneo es preferible que se haga a una sola compañía para que opere las tres etapas que comprenden esta tecnología.

En Colombia se podrían tener en cuenta dos tipos de almacenamiento de gas natural:

- Almacenamiento subterráneo: el almacenamiento comprende de tres etapas; inyección, almacenamiento y extracción del recurso. En Colombia tienen gran opción los yacimientos depletados, ya que se tiene conocimiento de sus características. Tiene ventajas con respecto al

almacenamiento en superficie ya que puede almacenar mayor cantidad de gas y puede surtir fácilmente las necesidades de combustible de las termoeléctricas.

- Almacenamiento en superficie: Son de localización cercana a los puntos neurálgicos de consumo como las grandes ciudades. Un avance en Colombia sería la planta piloto que está en el plan nacional de desarrollo situada en cercanías a la ciudad de Bogotá, donde en caso de éxito se trasladaría a otros centros de alto consumo de gas, como Cali, Medellín y si es posible en la misma Barrancabermeja para abastecer la refinería.

4.5. RESERVAS DE SHALE GAS

La producción de Shale gas ocupa grandes áreas y requiere gran cantidad de pozos. La regulación de O&G convencional puede necesitar ajustes.

Se reconocen retos como:

- Movilidad de capital
- Bajo precio
- Distancia de los mercados
- Carencia de infraestructura

Hay dos diferencias importantes entre EUA y Colombia:

- En EUA el mercado es basado en el precio del gas, en Colombia es basado en los precios de toda la cadena de gas natural.
- La infraestructura de transporte en EUA está mejor desarrollada que en Colombia.
- La regulación ambiental en EUA es un poco enredada, ya que hay leyes de entidades federales, estatales y locales, las cuales las diferentes

compañías de explotación evaden ya que la mayoría de las veces no hay coherencia entre las entidades.

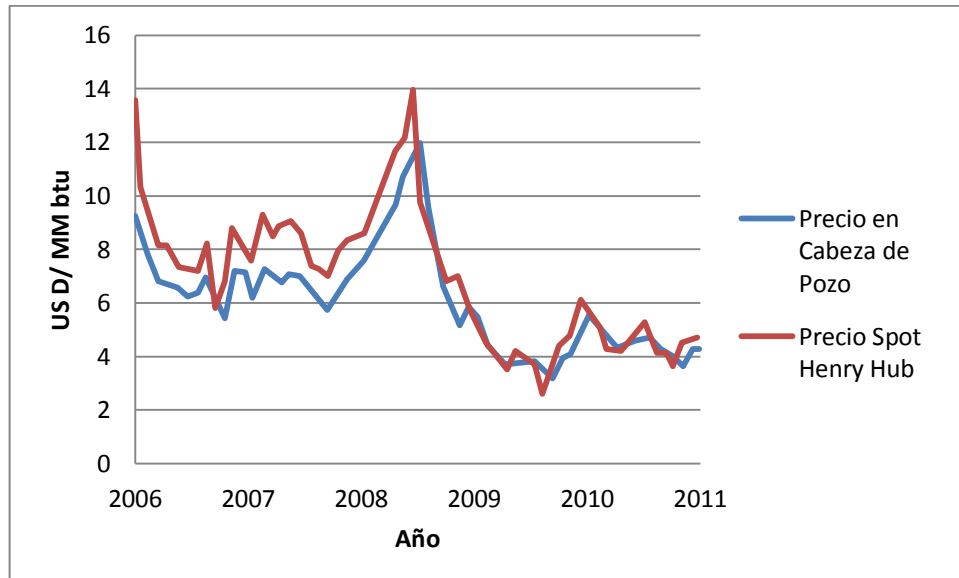
Algunas reglamentaciones que han sido implementadas en EUA son relevantes en Colombia. La experiencia en EUA sugiere que la regulación ambiental de Shale gas puede llevar una práctica como la de explotación O&G convencional del país. También se debe tocar el tema de compensación de las regalías, ya que bajas regalías atraería más inversionistas. Un número de pozos enorme como el del no convencional requiere un largo periodo de flujo de caja, ya que sería buen negocio si se da concesión cercana a los 30 años.

Se debe materializar el potencial de yacimientos no convencionales: Ampliando el conocimiento del subsuelo mediante exploración. Con pozos estratigráficos por parte de Ecopetrol en las diferentes cuencas potenciales, verificando los estimativos en la cuenca del Magdalena medio, ampliando esta operación a las otras áreas potenciales de Colombia, para así dar credibilidad a los recursos que se tienen y para que en el extranjero vean la necesidad de explotar este recurso en nuestro país .

El precio en boca de pozo en Colombia es de solo 4 US\$/millón de BTU en boca de pozo, es un precio poco atractivo para iniciar la explotación de Shale gas, cosa que contrasta con EUA, porque cuando empieza el “boom” de explotación de este recurso el precio en boca de pozo era cercano a los 9 US\$/ millón de BTU, un precio muy llamativo que ayudo al desarrollo del Shale gas.

En la **figura 69 y 70** se puede ver el comparativo de precios en cabeza de pozo y de precio internacional. hay temporadas en las que el desarrollo de Shale gas presenta perdidas en la producción ya que el precio internacional es más bajo que el de cabeza de pozo.

Figura 69. Precio promedio en cabeza de pozo y de venta

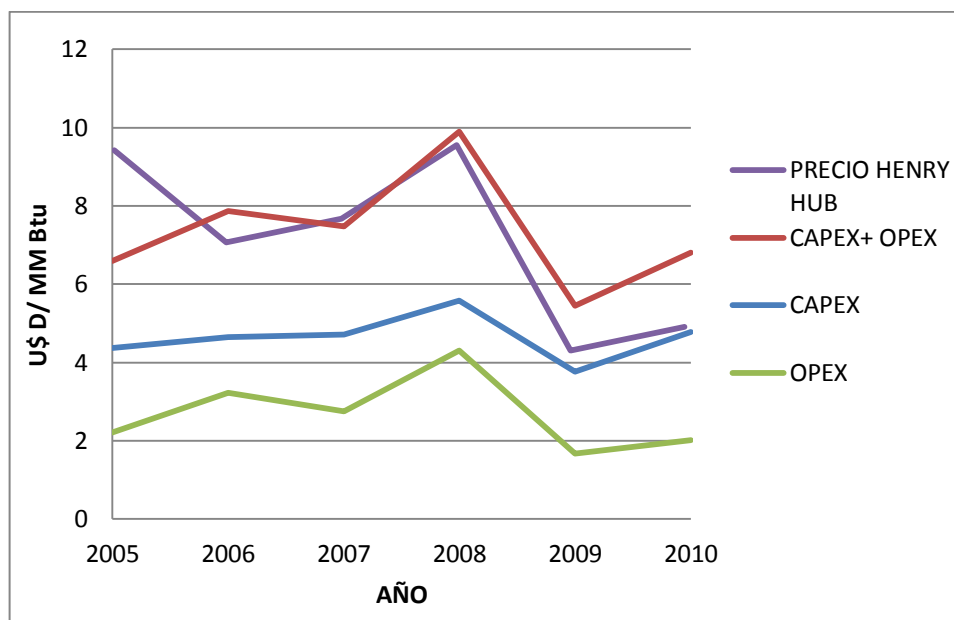


Fuente. Energy Information Administration 2011.

En contraste con Norteamérica donde la capacidad de transporte es para el recurso no convencional (mayor producción), reemplazando el convencional (menor producción), en Colombia como no ha habido producción de Shale gas, se debe evaluar cuanto recurso hay y en cuanto tiempo se va a explotar, para así decidir que infraestructura se necesita y si se puede suplir el mercado interno o exportar este gas.

Existe una capacidad limitada de gasoductos con planes de una expansión de las líneas, aunque estas serían para abastecimiento de gas convencional y/o importaciones de GNL. También se sugiere la necesidad de reglamentar incentivos tributarios para los propietarios de gasoductos, para dar capacidad prioritaria disponible al gas no convencional antes que el gas convencional por lo menos en el corto plazo.

Figura 70 Costos en una Shale



Fuente. Pace Global 2010

También si es posible incluir más estaciones compresoras o adicionar ductos paralelos para así ampliar la capacidad de transporte a lo largo del territorio nacional.

Como se discutió en el capítulo 3 el país cuenta con un potencial de reservas de Shale gas entre 32 y 45 TCF de reservas probables que pueden dar confiabilidad de suministro por cerca entre 10 a 12 años a la tasa actual de consumo de 5.8%. En Colombia el costo de transporte es alto y el contrato con Nexen (100%) de Shale (bloques Chiquinquirá y bloque Sueva) en fases tempranas de perforación se encuentra cerca de Bogotá, por consiguiente no se utilizaría el sistema nacional de transporte. Como se ve en el mapa de la **figura 71**, las cuencas potenciales de este trabajo de grado fueron, cesar ranchería, magdalena medio la cuenca de la cordillera oriental. Estas zonas se encuentran relativamente cerca del

sistema nacional de transporte, aunque no se descartan trabajos de infraestructura a lo largo de la cuenca de la cordillera oriental

Se necesita un compromiso certero y rápido con respecto al inicio de la explotación de Shale gas, aunque el gobierno haya tomado una decisión que concuerda con las necesidades del país como la de importar GNL para encarecer el precio del gas natural en Colombia, estrategia necesaria para diversificar el mercado, para así atraer más inversión del extranjero.

En Colombia las autoridades reguladoras tal vez deberían considerar algunos incentivos fiscales para atraer servicio y equipos de empresas de Shale gas, al menos en la primera puesta en marcha de esta industria. Esto podría implicar una reducción temporal de impuestos /derechos de aduana exención de personal y equipo de trabajo.

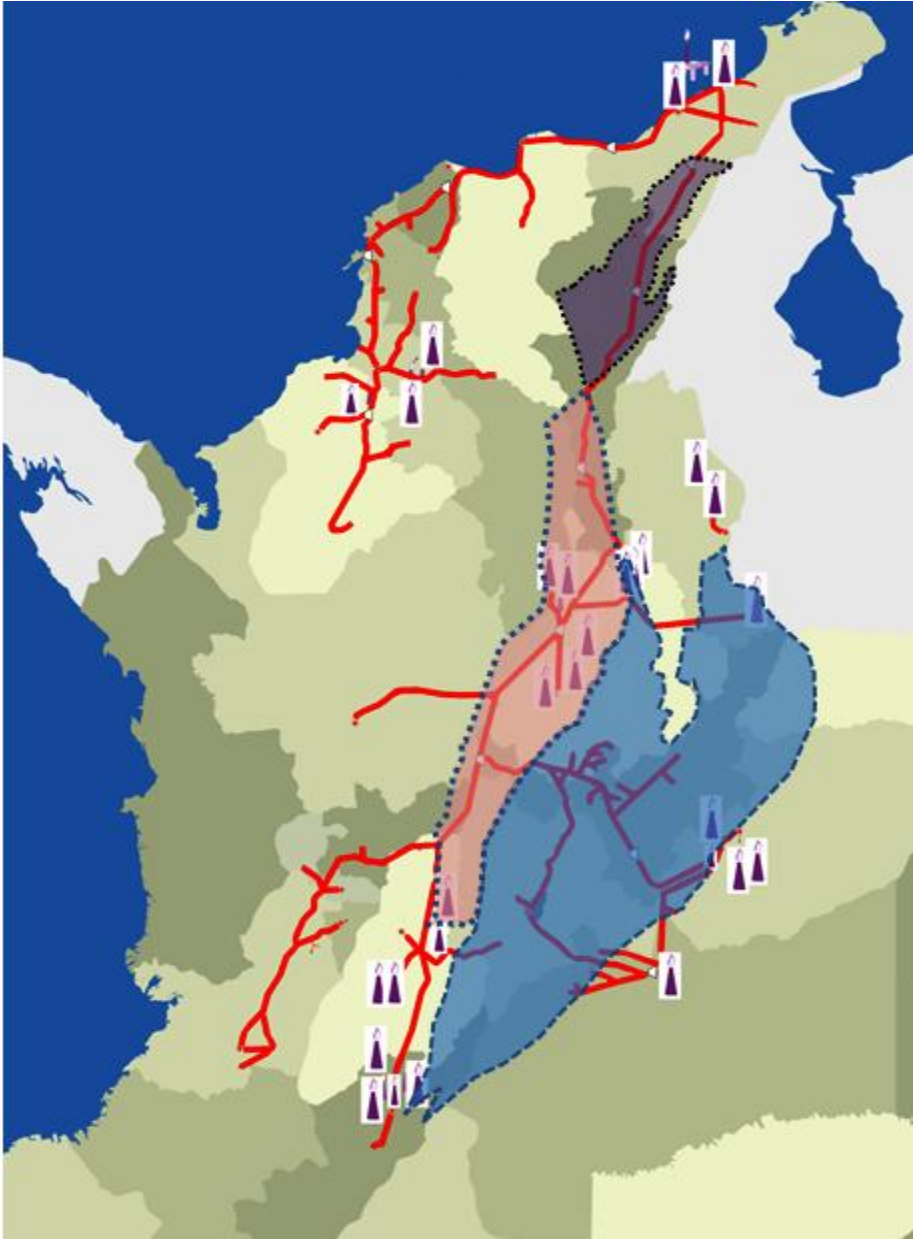
En cuanto a la regulación se debe simplificar el sistema para reducir costos e incertidumbres con respecto al mercado, para atraer más inversión. Una vez llegada la fase de explotación se deben propiciar espacios de diálogo continuo entre industria, gobierno y reguladores para llevar a cabo las mejores prácticas de producción, y consecuencias no esperadas en los planes de manejo ambiental y social

Aún es prematuro considerar el establecimiento de una autoridad reguladora de Shale gas, ya que los organismos reguladores existentes en Colombia tienen la experiencia necesaria para hacer frente a los posibles retos que plantea la explotación de este recurso no convencional.

Por otro lado, para un escenario de garantía de abastecimiento, no sería correcto incluir hallazgos hipotéticos con poca o ninguna base que apoye su inclusión. Este

tipo de supuestos caben para análisis de mercado, pero no así para seguridad de abastecimiento donde no hay lugar para errores.

Figura 71. Cuencas potenciales de Shale en Colombia y su cercanía al sistema nacional de transporte.



Fuente. Modificado de Gasoductos y campos de gas en Colombia. Ecopetrol 2010

4.6. REGULACION

4.6.1. Decreto 2100 de 2011

El ministerio de minas y energía en Colombia en pro de solucionar un futuro desabastecimiento de gas y fomentando la inversión extranjera en Colombia creo en el presente año el decreto 2100 como un instrumento político para promover la exploración y explotación de yacimientos de gas convencional y no convencional (mantos de carbón y Shale gas) con el cual se busca:

- Asegurar la confiabilidad el servicio público por viabilización de inversiones eficientes.
- Garantizar el abastecimiento de gas natural en el mediano y largo plazo.

El decreto 2100 adopta los siguientes mecanismos:

- Libertad de exportaciones
- Los productores de gas no convencional pueden comercializar el gas en las condiciones que ellos definan
- Productores de yacimientos de campos menores a 30 MPCD , pueden comercializar el gas en las condiciones que ellos definan
- La comercialización del gas en el país promueva la competencia, mitigue los efectos de concentración de la producción, propicie la formación de un precio eficiente del recurso y ofrezca información oportuna para todos los agentes.

4.6.2. Análisis

Si se comparan las apreciaciones dadas por los autores (nosotros) con el decreto 2100 expedido por el ministerio de minas y energía, se está de acuerdo en:

- La atracción de inversión extranjera.
- Aumento en los precios del producto (gas natural).
- Algunas exenciones comerciales (rebaja de impuestos y/o regalías).
- Confiabilidad en la prestación del servicio.

Se piensa que aun faltaría analizar detenidamente un adecuado marco regulatorio para la exploración, perforación y producción de yacimientos de Shale gas donde el impacto ambiental sería el factor más importante para analizar sin hacer inviable el proyecto; además, aun no se ha contemplado un aumento en la capacidad de transporte que sería obligatorio (quien asume la inversión) ya sea para provisión interna o para exportaciones de gas.

Habría que resaltar a las empresas inversionistas que para Colombia sería primordial el abastecimiento local ya que de nada serviría atraer inversión extranjera si no se puede abastecer el mercado local.

Una vez los proyectos estén en marcha no se puede descartar la regulación de precios ya que la liberación abierta y sin límites afectaría el mercado interno.

Las áreas llamadas campos de producción deben ser definidas por el gobierno para evitar el aprovechamiento indebido de los incentivos a campos de producción pequeños por grandes campos de producción como lo son los de Shale gas.

La generación de información oportuna y eficiente para todos los agentes por parte de los inversionistas es una regla inquebrantable, ya que basados en esta información el gobierno establecerá algunas disposiciones con respecto al mercado interno y futuros proyectos de exploración.

CONCLUSIONES

- El potencial de Shale gas en Colombia fue realizado de acuerdo al paper SPE 131772 arrojando como resultado un valor entre 32-49 TCF de gas en las áreas del Magdalena Medio, Cordillera Oriental y Cesar Ranchería según información suministrada por parte de la ANH.
- La utilización de nuevas tecnologías (perforación horizontal y fracturamiento hidráulico) son las que hacen económicamente rentable la producción de Shale gas.
- La perforación de pozos verticales es indispensable para la caracterización y recopilación de información del yacimiento. La utilización de pozos horizontales ayuda a tener un mayor contacto con la zona productora y esto ayuda a reducir el impacto ambiental de la perforación.
- Antes de pensar en el desarrollo de un yacimiento de Shale gas se debe tener en cuenta los parámetros del yacimiento que pueden hacer viable la exploración y explotación como lo son la porosidad (>4%), la saturación de agua (<45%), la permeabilidad (>100 nD) y el TOC (>2%).
- Es de suma importancia tener en cuenta que aunque cada yacimiento es diferente, se debe analizar las lecciones aprendidas en el campo de Barnett donde está la mayor experiencia a nivel mundial. Un óptimo desarrollo del

yacimiento es el que puede definir el éxito del negocio (mano de obra calificada).

- Las concesiones entregadas para la exploración y explotación de este recurso son definitivas para la recuperación de la inversión y el riesgo; además, amplios plazos serán atractivos para los inversionistas, también se debe aumentar el precio del gas en Colombia para hacer viable la exploración y explotación del recurso.
- Realizar inversiones a la infraestructura (gasoductos) desde el primer momento es necesario para no estancar el desarrollo de los nuevos descubrimientos. Frente a las experiencias obtenidas por los EEUU, no se debe sobre-producir gas en Colombia, ya que si la oferta supera la demanda la producción de gas podría no ser rentable.

RECOMENDACIONES

- Iniciar una correcta y apropiada recolección de información sobre los yacimientos de Shale gas para asegurar el éxito en la exploración y explotación de este recurso no convencional.
- Se deben definir apropiadamente las posibles zonas de exploración de Shale gas en Colombia para poder realizar una estimación de los recursos más acertada y reducir el rango de incertidumbre.
- Realizar las adecuaciones necesarias al sistema nacional de transporte de gas es un factor indispensable ya sea para abastecimiento nacional o para importaciones-exportaciones de gas en Colombia.
- Es necesario realizar una revisión concreta y objetiva al decreto 2100 para atraer la inversión extranjera, pero al mismo tiempo cuidar nuestros recursos e intereses propios.
- Realizar un estudio más profundo sobre las implicaciones ambientales en otros países para así fortalecer el licenciamiento ambiental en Colombia.
- Realizar un estudio técnico económico sobre las inversiones necesarias en un campo de Shale gas que incluyan precios reales de construcción, perforación, completamiento, facilidades e infraestructura de transporte.

BIBLIOGRAFIA

Arthur D. Little. Inc. Evaluation of the Potential of Unconventional Resources in Colombia. 2008.

ANH. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal.. 2007.

BENAVIDES Juan. Perspectivas y desafíos de los servicios públicos domiciliarios y TIC en Colombia 2010-2014 una agenda para el próximo gobierno el sector de gas natural. 2010.

BP. BP Statistical Review of World Energy 2011. Disponible en internet: <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9026015&contentId=7048013>

© **Frontier Economics Ltd, London.** Propuesta de soluciones a las fallas del mercado de gas de Colombia documento de discusión. 2010.

ECOPETROL. Visión Ecopetrol mercado de gas natural. XIV Congreso Naturgas Abril 14 y 15 de 2011.

GARCIA,Mario. Shale Gas Potential in the Eastern Cordillera of Colombia. 2010.

PÉREZ, Esteban. Plan para solucionar integralmente la falta de gas natural en el país. Instituto argentino de la energía “general Mosconi” .2004.

Richard G. Newell, Administrator EIA Shale Gas A Game Changer for U.S. and Global Gas Markets?. 2010.

RODADO Carlos MME. Instrumento de política para promover el abastecimiento de gas. Decreto 2100 de 2011.

RUDNICK, Hugh Pontificia Universidad Católica de Chile. Abastecimiento de Gas Natural. 2007.

SLATT, Roger, PHILP, Paul, y ABOUSLEIMAN, Younane. Pore-to-regional-scale, integrated characterization workflow for unconventional gas shales. Society of Petroleum Engineers. SPE 119891. 2008.

Unidad de planeación minero energética UPME. Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural. 2010.

U.S. Energy Information Administration (EIA). Annual Energy Outlook 2011. Disponible en internet: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/>

U.S. Energy Information Administration (EIA).World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. 2011.Disponible en internet: <http://www.eia.gov/>

U.S. Department of Energy. Modern Shale gas development in the United States: a primer. Disponible en internet: <http://www.eia.gov/2009>.