

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL DESARROLLO DEL GAS SHALE  
COMO FUENTE DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN  
COLOMBIA**

**LINA MARIA GIL ROMERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD INGENIERIAS DE FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL DESARROLLO DEL GAS SHALE  
COMO FUENTE DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN  
COLOMBIA**

**LINA MARIA GIL ROMERO**

**Trabajo de Monografía, para optar por el Título de Especialista en Gerencia  
de Hidrocarburos**

**Director de Monografía**

**Samuel Fernando Muñoz Navarro**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	14
2. MARCO TEÓRICO .....	16
2.1 Definición Hidrocarburos No Convencionales.....	16
2.2 Tipos de Hidrocarburos No Convencionales.....	17
2.3 Diferencias Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales.....	19
3. SHALE GAS .....	20
3.1 Definición Shale Gas.....	20
3.2 Historia.....	22
3.3 Tecnologías Actuales de Extracción del Shale Gas.....	26
3.3.1 Perforación Horizontal.....	27
3.3.2 Fractura hidráulica.....	28
4. MERCADO ACTUAL DEL SHALE GAS .....	32

4.1 Mercado Mundial de Shale Gas.....	32
4.1.1 Impacto en el mercado del Gas.....	38
4.1.2 Impacto Ambiental.....	41
4.2 Mercado Sudamericano de Gas Natural.....	43
5. SHALE GAS EN COLOMBIA.....	47
5.1 Panorama Actual.....	47
5.2 Potencial.....	48
5.2.1 Potencial Productivo.....	48
5.2.2 Campos actuales de Shale Gas en el país.....	51
5.2.3 Potencial de mercado.....	54
5.3 Barreras desarrollo Shale Gas en el país.....	58
5.3.1 Tecnología.....	58
5.3.2 Incentivos Fiscales.....	59
5.3.3 El transporte y almacenamiento.....	59
5.3.4 Regulación legal y ambiental.....	61
6. VIABILIDAD ECONÓMICA DE SHALE GAS EN EL PAIS.....	66
6.1 Presupuesto shale gas caso de estudio .....	67
6.1.1. Presupuesto prueba.....	70

6.1.2. Presupuesto Desarrollo.....	71
7. CONCLUSIÓN.....	72
BIBLIOGRAFÍA.....	75

## LISTA TABLAS

pág.

1. Tabla 1. Estimación de recursos de gas shale técnicamente recuperable.....	35
2. Tabla 2. Composición Combustible fósil.....	42
3. Tabla 3. Incentivos Fiscales en Colombia.....	59
4. Tabla 4. Marco legal de los hidrocarburos no convencionales, historia, actualidad y futuro.....	62
5. Tabla 5. Indicadores de Inversion.....	67
6. Tabla 6. Presupuesto Gross.....	68
7. Tabla 7. Presupuesto desglosado.....	69
8. Tabla 8. Presupuesto prueba.....	70
9. Tabla 9. Presupuesto desarrollo.....	70

## LISTA GRÁFICAS

	pág.
1. Gráfica 1. Comparación Hidrocarburos no Convencionales.....	19
2. Gráfica 2. La pirámide de las fuentes de gas natural .....	20
3. Gráfica 3. Geología esquemática de recurso de gas natural.....	21
4. Gráfica 4. Cuencas Barnett Shale .....	23
5. Gráfica 5. Producción, consumo e importaciones total en Estados Unidos 1990-2035 .....	25
6. Gráfica 6. Perforacion Horizontal.....	27
7. Gráfica 7. Fractura Hidráulica .....	29
8. Gráfica 8. Gas natural en el mundo: reservas, producción y consumo.....	32
9. Gráfica 9. Shale Gas a nivel mundial .....	34
10. Gráfica 10. Principales movimientos comerciales.....	38
11. Gráfica 11. Diferencia en precios entre el gas natural y el petróleo.....	40

12. Gráfica 12. Reservas probadas de gas natural en el mundo.....	45
13. Gráfica 13: Proyección precio combustibles en Colombia.....	48
14. Gráfica 14: Potencial Shale Gas Colombia.....	49
15. Gráfica 15: Reservas potenciales vs. Mercado.....	51
16. Gráfica 16: Precio del GNL colombiano en USGC.....	55
17. Gráfica 17: Colombia frente a sus pares.....	55
18. Gráfica 18: Gas excedente del Caribe Colombiano para exportación.....	56
19. Gráfica 19: Potencial de Importación a largo plazo.....	57
20. Gráfica 20: Breakeven.....	66
21. Gráfica 21: Distribución de presupuesto .....	68

## RESUMEN

**TITULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL DESARROLLO DEL GAS SHALE COMO FUENTE DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA**

**AUTOR: LINA MARIA GIL ROMERO**

**PALABRAS CLAVES:** Shale gas, perforación horizontal, fracturamiento hidráulico.

La declinación de las reservas de hidrocarburos y la demanda mundial de energía, ha generado que la industria petrolera se mueva hacia la búsqueda y extracción de hidrocarburos no convencionales. Además, la era del petróleo de fácil extracción y barato está llegando a su fin. Por lo tanto se requieren nuevas tecnologías para desarrollar nuevas fuentes de hidrocarburos, que serán posibles gracias a los altos niveles del precio del crudo.

El Shale Gas, es el mismo gas de los yacimientos convencionales pero está atrapado en rocas generadoras con bajísima permeabilidad. Es un gas que no migró después de su proceso de formación. El boom del gas natural no convencional, inició en la cuenca de Barnett Shale en Texas, a finales de los 90 se iniciaron una serie de campañas masivas de perforación de pozos verticales con la combinación de dos tecnologías claves para el desarrollo de estos yacimientos: la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, permitieron económicamente explotar el shale gas.

De acuerdo con un informe de la Agencia Internacional de Energía, las reservas técnicamente recuperables de shale gas en Colombia son de 19 billones de pies cúbicos en un escenario conservador. La cifra es alta, si se compara con las reservas probadas de gas natural, que apenas suman cuatro billones de pies cúbicos.

El desarrollo de Shale gas puede ser considerada una medida preventiva en la medida que contribuya a incrementar la oferta y descomprimir la estrechez entre la oferta y demanda por ausencia de nuevos descubrimientos de gas convencional. El gran desafío para Colombia es prolongar la vida de sus reservas, para lo que será indispensable la unión estratégica entre las empresas y el gobierno. El futuro es prometedor y los esfuerzos desde el gobierno deberán ir encaminados a mantener este recurso atractivo para los inversionistas del sector.

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad **CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS** Escuela **INGENIERÍA DE PETRÓLEOS** Director **Samuel Fernando Muñoz Navarro**

## RESUMEN

### FEASIBILITY STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF SHALE GAS AS A SOURCE OF UNCONVENTIONAL HYDROCARBON IN COLOMBIA

AUTHOR: LINA MARIA GIL ROMERO

KEY WORDS: Shale gas, horizontal drilling, Hydraulic fracking.

The declining oil reserves and global energy demand, is moving the oil and gas industry to the search for new hydrocarbons, like the unconventional. In addition, the low prices and the easy convectional production is ending. That's why the industry requires new technology viable thanks to the high oil prices.

Shale Gas is natural gas that is present in shale rocks. Throughout the world, different types of sedimentary rock contain natural gas deposits. Sandstone rocks often have high permeability, which means that the tiny pores within the rock are well connected and gas can flow easily through the rock. In contrast, shale rocks usually have very low permeability, making gas production more complex and costly. The conventional hydrocarbons boom started with the Barnett Shale basin, it was virtually impossible to produce gas in commercial quantities from this formation until recent improvements were made in hydraulic fracturing technology and horizontal drilling, and there was an upturn in the natural gas price.

According to a report by the International Energy Agency, technically recoverable reserves of shale gas in the conservative scenario in Colombia are 19 trillion cubic fee. The figure is high, when compared to the proven reserves of natural gas, which just added four trillion cubic feet.

Shale gas development is considered a preventive measure to help increase supply and decompress the tightness between supply and demand because of the absence of conventional gas discoveries. The great challenge for Colombia is to prolong the reserves, which will be essential for the strategic alliance between business and government. The future is promising and efforts from the government should be directed to maintain this resource attractive sector for investors.

\* Graduation project

\*\* Faculty **CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS** School **INGENIERÍA DE PETRÓLEOS** Director **Samuel Fernando Muñoz Navarro**

## GLOSARIO

**Bbl:** barril, es la unidad de medida estándar en las transacciones petroleras. Es igual a 158,9873 litros, lo que equivale a 42 galones de los EEUU.

**BTU (British Thermal Unit):** Unidad térmica de medida, representa el poder calorífico de los hidrocarburos, por ejemplo distintos tipos de gas tienen distinto poder calorífico por ende más o menos btu. Los precios del Gas Natural usualmente se expresan en US\$/MMBTU.

**Capa Freática:** Es la primer capa de agua subterránea que se encuentra al realizar una perforación y la más susceptible a la contaminación antrópica.

**Esquistos:** constituyen un grupo de grado medio rocas metamórficas , principalmente caracterizadas por la preponderancia de lamelares minerales tales como micas , clorita , talco , hornblenda , grafito , y otros.

**MMBTU:** Millones de BTU (1.000.000 BTU)

**BCF:** billones de pies cúbicos

**TCF:** Trillones de Pies Cúbicos. Un TCF equivale a un Billón de Pies Cúbicos no Americanos:  $1 \text{ TCF} = 1.000.000.000.000 = 10^{12} \text{ PC} = 1 \text{ BCF}$

## INTRODUCCIÓN

La declinación de las reservas de hidrocarburos y la demanda mundial de energía, ha generado que la industria petrolera se mueva hacia la búsqueda y extracción de hidrocarburos no convencionales (HNC). Además, la era del petróleo de fácil extracción y barato está llegando a su fin. Por lo tanto se requieren nuevas tecnologías para desarrollar nuevas fuentes de hidrocarburos, que serán posibles gracias a los altos niveles del precio del crudo.

Las cuencas colombianas ofrecen buenas condiciones, aunque muy complejas para definir oportunidades de producción de hidrocarburos no convencionales. Adicionalmente, hay poca documentación y pocos estudios de factibilidad sobre los hidrocarburos no convencionales en el país. Es por esto, que el país debe generar proyectos de investigación sobre nuevas fuentes de energía, en especial Gas Shale, con el fin de tener una fuente de consulta amplia y documentada sobre esta potencial industria.

El alcance de esta monografía es desarrollar una investigación sobre la viabilidad del uso del Gas Shale en Colombia, como alternativa de combustible no convencional, teniendo en cuenta factores teóricos, técnicos y económicos.

El objetivo principal es Identificar y evaluar los factores y condiciones que hacen viable o no, el desarrollo de la industria del Gas Shale en el país. Para completar tal objetivo se debe: definir cuáles son los hidrocarburos no convencionales, las diferencias de estos frente a los convencionales, qué está pasando en el mercado de los hidrocarburos no convencionales. Una vez analizado el marco general es necesario adentrarse en el mundo del Gas Shale y determinar las características del mismo y la tecnología asociada a su extracción.

No obstante para tener un mapa global del impacto de este hidrocarburo, se debe entender cómo funciona el mercado del Shale Gas, su impacto y centrarse en casos en Suramérica para definitivamente entender por qué Colombia debe tomar medidas para explorar más a fondo el potencial del desarrollo de esta industria en nuestro país.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Definición Hidrocarburos No Convencionales

**Yacimientos no Convencionales (Res. 181495/2009):** Son todos aquellos donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de las veces independiente de trampas estratigráficas o estructurales. Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Incluyen arenas apretadas de gas, carbonatos apretados, gas de capas de carbón, hidrocarburos de carbonatos y/o areniscas naturalmente fracturadas, arenas bituminosas, gas de lutitas.<sup>1</sup>

La expresión hidrocarburos no convencionales, deriva de que para tener acceso a este tipo de recursos, se ha requerido el desarrollo de tecnologías más allá de las usadas en el negocio tradicional de aceite y petróleo.



<sup>1</sup>MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. RESOLUCION. Res. 181495. Septiembre 2009  
[http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario\\_externo\\_normatividad/form\\_consultar\\_normas\\_hidrocarburos.jsp?parametro=1998&site=17](http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_normas_hidrocarburos.jsp?parametro=1998&site=17)

## 2.2 Tipos de hidrocarburos no convencionales

- **Gas en Arenas apretadas y shales:** son arenas y shales gaseosos con permeabilidades menores a 1.0md.
- **GMAC:** gas generado durante el proceso de formación del carbón. El gas se encuentra absorbido sobre las caras de las fracturas y sobre las moléculas de carbón. Las características son:
  - Baja permeabilidad
  - Baja porosidad efectiva
  - Fijado el gas por adsorción
  - Presenta fracturas verticales o diaclasas.
  - Importantes volúmenes de agua que deben ser extraídos para que se libere el gas.

En Colombia se localizan en los departamentos de Guajira, Cesar, Boyacá y Cundinamarca. El potencial se estima en 17.8 TPC del total de gas in situ.

- **Shale aceitosos:** shale rico en material bituminoso y que produce petróleo por destilación. Roca sedimentaria que contiene materiales bituminosos sólidos y que puede ser liberado como hidrocarburos líquidos cuando la roca es calentada.

Cuencas como el Valle Medio del Magdalena, Cordillera y Valle Superior del Magdalena presentan la mayor prospectividad. El potencial se ha estimado en aproximadamente 14,011 Mbbl de volumen recuperable\*.

- **Aceite de arenas apretadas:** (tight oil sands) aceite en arenas con baja permeabilidad, menor a 1 md.

- **Arenas aceitosas, crudo extra pesado o arenas bituminosas (oil sands, extra heavy oil o tar sands):** estas arenas con mezcla de arena o arcilla con agua y una forma extremadamente densa y viscosa de petróleo, llamado bitumen.
- **Gas Shale:** Shale con presencia de gas esta absorbido en minerales arcillosos y la materia orgánica y también en forma libre en las fracturas y poros. Principales características:

- Depósitos de grano fino a muy fino
- Grandes cantidades de agua en los poros de la roca
- Muy compacta
- Gas adsorbido en la estructura de la roca
- Gran cantidad de materia orgánica que fue lo que favoreció la formación del gas.

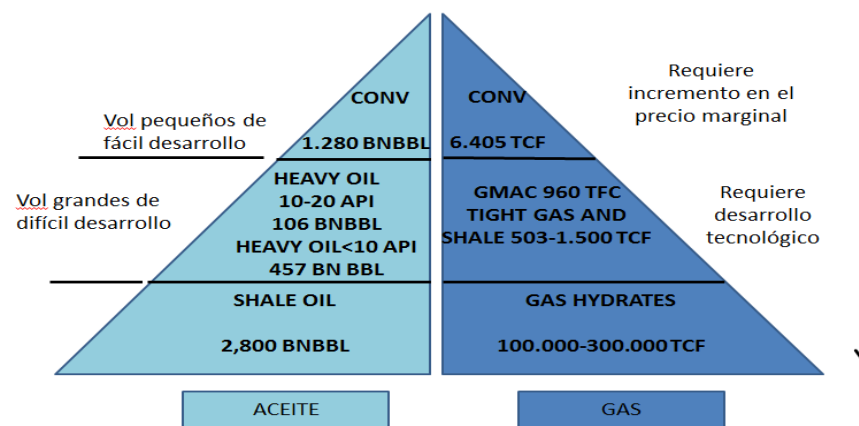
Las cuencas que presentan prospectividad son: Valle Medio del Magdalena, Cordillera, Cesar Ranchería. El potencial se ha estimado en aproximadamente 32 Tpc de volúmenes recuperables.

- **Hidratos de metano:** (gas hidratos) los hidratos se dan cuando las moléculas de agua forman estructuras cristalinas que dejan cavidades, las cuales pueden ser ocupadas por una molécula de gas. Atrapado en estructuras de hielo como producto de la actividad biológica en medios marinos.

Se considera que los depósitos marinos en offshore de las costas del Caribe y Pacífico, serán en el futuro los que tendrían mayor desarrollo e interés económico

para ser explorados. Análisis preliminares del potencial estiman al menos en 400 Tpc.

**Gráfico 1: Comparación Hidrocarburos no Convencionales**



Fuente: COMITÉ COLOMBIANO DE WEC. Fuentes no convencionales de energía fósiles. Septiembre 2011.

### 2.3 Diferencias entre los hidrocarburos Convencionales y No Convencionales.

#### CONVENCIONALES

- Hidrocarburo entrampado
- Propiedades petrofísicas aceptables (porosidad efectiva y permeabilidad)
  - Fáciles de desarrollar
- Condiciones de flujo favorables

#### NO CONVENCIONALES

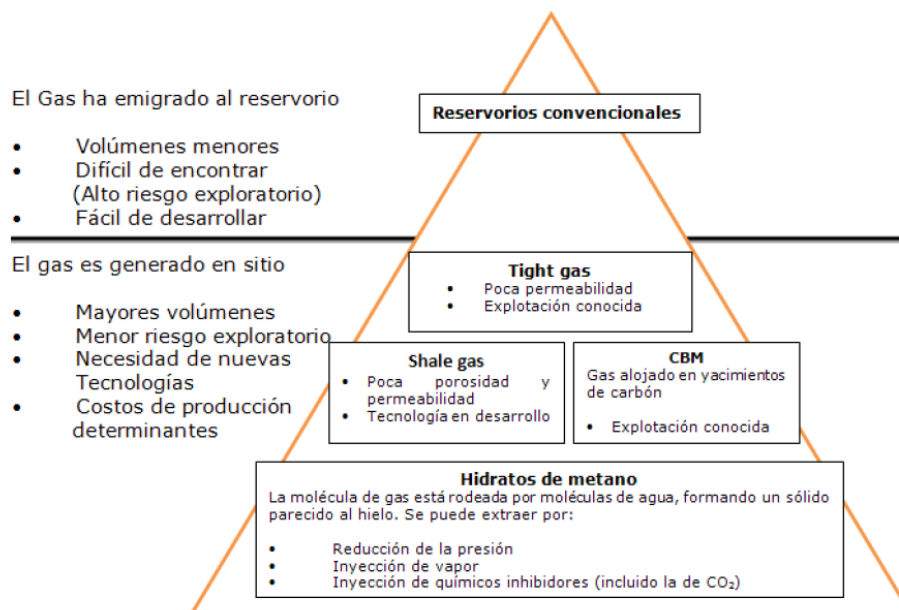
- Baja Porosidad efectiva
  - Baja Permeabilidad
- Mecanismos de Adsorción
- Trabajos de estimulación para fluir.
- Condiciones de flujo no favorables

### 3. SHALE GAS

#### 3.1 Definición Shale Gas

El Shale Gas, es el mismo gas de los yacimientos convencionales pero está atrapado en rocas generadoras con bajísima permeabilidad. Es un gas que no migró después de su proceso de formación. Pero sacarlo de esa roca, de muy baja permeabilidad comparada con yacimientos convencionales, que lo contiene no es el único reto que enfrenta. Si bien, su demanda ha crecido alentada por la sed de energéticos de los mercados emergentes, está bajo la lupa de los entes regulatorios y ambientales que han identificado ya las grandes diferencias que hay entre la explotación de este recurso y la explotación de yacimientos convencionales de gas y la importancia de contar con reglas claras que ofrezcan estabilidad a este tipo de negocio para hacerlo viable a largo plazo.

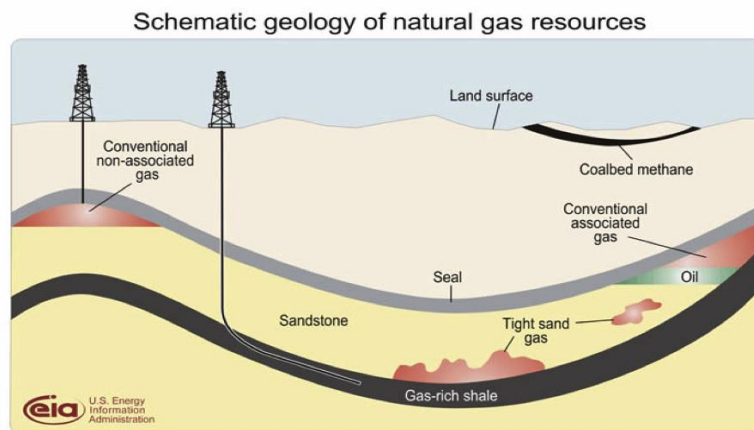
**Gráfica 2 La pirámide de las fuentes de gas natural.**



Fuente: [http://www.repsol.com/imagenes/es\\_es/no\\_convencionales\\_597x540\\_06\\_esp\\_tcm7-607176.swf](http://www.repsol.com/imagenes/es_es/no_convencionales_597x540_06_esp_tcm7-607176.swf)

Este hidrocarburo contiene material orgánico y a ciertas condiciones de temperatura y presión se fragmentan, formando gas natural. El gas natural suele migrar a través del esquisto formando depósitos convencionales de ese hidrocarburo. Pero la baja permeabilidad de la roca, bloquea el paso del gas en grandes cantidades, las cuales son absorbidas por la arcilla del esquisto dando lugar al Shale Gas (gas de lutitas).

### Gráfica 3: Geología esquemática de recurso de gas natural



Fuente:[http://www.eia.gov/oil\\_gas/natural\\_gas/special/ngresources/ngresources.html](http://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/special/ngresources/ngresources.html)

Como se puede ver en la imagen anterior, el Shale Gas se halla a mayores profundidades que las otras fuentes de gas natural. El recurso se encuentra ampliamente dispersado de forma horizontal y la impermeabilidad del esquisto imposibilita la fácil extracción del gas natural. Por ende, a pesar de ser una fuente de energía conocida desde el siglo XIV, sólo los avances tecnológicos, traducidos en mejoras en los métodos de extracción, han permitido la extracción masiva, comercial y lucrativa del shale gas.

### 3.2 Historia

EE.UU. fue el pionero en materia de investigación acerca de la extracción rentable de este gas. A mediados de 1970, el Departamento de Energía de ese país, realizó una serie de acuerdos con privados para el desarrollo de tecnologías para la extracción de gas natural, lo cual permitió que ya entre 1980 y 1990, la compañía Mitchell Energy and Development se aventurara a hacer de la extracción profunda de shale gas una realidad comercial en la cuenca de Barnett Shale en Texas.

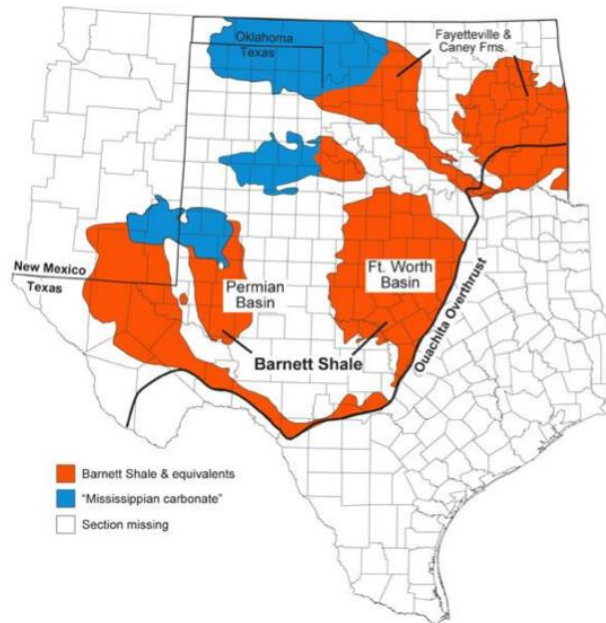
El éxito de esta empresa, permitió la inclusión agresiva de otras compañías, de tal manera que para el año 2005, Barnett Shale estaba produciendo casi medio trillón de pies cúbicos por año de gas natural. Con estos resultados, junto con los obtenidos en otras cuencas de EE.UU., confirmaban lo que los productores anhelaban: shale gas como alternativa rentable y comercial de producción, era una realidad.

El boom del gas natural no convencional, inició en la cuenca de Barnett Shale en Texas, dado que el Departamento de Energía de ese país realizó una serie de acuerdos con privados para el desarrollo de tecnologías para la extracción de gas natural. En los 80 y los 90 se hablaba del altísimo potencial de material orgánico de esas rocas. A finales de los 90 se iniciaron una serie de campañas masivas de perforación de pozos verticales. Pero sólo a partir de 2003, la combinación de dos tecnologías claves para el desarrollo de estos yacimientos: la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, permitieron económicamente explotar el shale gas.

Los resultados en Estados Unidos, causaron un efecto dominó que permitió la inclusión agresiva de otras compañías, de tal manera que para el año 2005, Barnett Shale estaba produciendo casi 0,5 de pies cúbicos por año de gas natural (para entender la proporción en 2010 la producción total de gas convencional en

Colombia fue de 0,37 Tpc), con 400 pozos horizontales, en 2010 ya eran 10 mil los pozos.

#### Gráfica 4: Cuencas Barnett Shale



Fuente:<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno11/shale/La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.htm>

Con Barnett produciendo económicamente, el dominio del shale gas en Estados Unidos se ha movido estratégicamente. Las compañías se volcaron a la búsqueda de nuevos campos. Llego Fayetteville y luego Haynesville, Marcellus, Woodford e Eagle Ford etc. Quizás el rol de shale gas que más ha llamado la atención de los expertos ha sido Marcellus en la cuenca de los Apalaches. Sus volúmenes de reservas hacen que sea considerado hoy un campo súper gigante. En 2002 se decía que eran de cerca de 1,9 Tpc<sup>2</sup>. Pero en 2005 ya se decía que podía contener más de 500 TPC y que, con los métodos de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico con que se contaba hasta ese momento, se lograría recuperar hasta un

<sup>2</sup>An assessment off Appalachian Basin Oil & Gas Resources: Devonian Shale-middle and Upper Paleozoic Total Petroleum System. Open file report. USGS. 2006.

10% de este volumen, es decir, aproximadamente 50 Tpc, suficiente para cubrir la demanda de Estados Unidos durante dos años<sup>3</sup>.

La producción de shale gas en Estados Unidos se ha incrementado desde 7.6 billones de m<sup>3</sup> en 1994 (con un participación del 1,4% de la oferta total de gas natural) a 93 billones de m<sup>3</sup> en el 2010, con una participación en la oferta total del 14,3%, y una proyección para el año 2035 del 45% de la oferta total de gas natural en ese país.<sup>4</sup>

Si bien, los estudios realizados dan una aproximación cercana de la situación, utilizando como referencia Estados Unidos, no se puede dar aún certeza de que ocurra lo mismo en cualquier otro país. La exploración de nuevas reservas de shale gas y la realización de estudios más detallados en otros países podrán brindar mayor información y precisión de la rentabilidad de los mismos, de modo, que se puedan emitir señales claras de que se trata de una revolución permanente del mercado de gas natural. Es importante tener en cuenta que cada desarrollo de no convencionales es un caso muy particular en términos técnicos, ambientales y hasta logísticos.

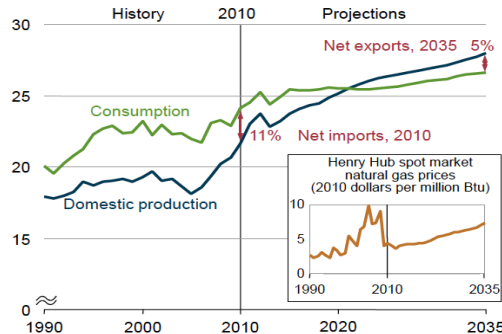
---

<sup>3</sup> ENGGLER, Terry Y LASH, Garry. Unconventional Natural Gas Reservoir Could Boost U.S. Supply. 2008.

<sup>4</sup> COCME. Fuentes no convencionales de energías fósiles: oportunidades y perspectivas. Septiembre 2011.

[www.cocme.org/ac/images/stories/evento\\_hnc/resena.pdf](http://www.cocme.org/ac/images/stories/evento_hnc/resena.pdf)

## Gráfica 5: Producción, consumo e importaciones total en Estados Unidos 1990-2035



Fuente: <http://www.eia.gov/forecasts/steo/report/natgas.cfm>

De acuerdo al análisis y proyecciones realizado por la U.S EIA (Energy Information Administration) y su Annual Energy Outlook 2011, las reservas técnicamente recuperables de shale gas en EE.UU. se estiman en alrededor de 862 trillones de pies cúbicos, las cuales, dado las reservas técnicamente recuperables totales de gas natural estimadas en EE.UU. (2,543 trillones de pies cúbicos), constituyen el 34% de las reservas totales de gas natural estadounidense. Como consecuencia, shale gas es el mayor contribuidor al crecimiento proyectado en producción de gas natural y se cree que para el año 2035, la producción de shale gas totalizará un 46% de la producción de gas natural estadounidense.

Sin embargo, dada la complejidad de la extracción y la rapidez con que evoluciona la tecnología, aún existe alta incertidumbre en cuantificar los recursos técnicamente recuperables y las productividades de los pozos.

Todo el asociado al shale gas en EE.UU., atrajo miradas de distintas partes del mundo, ya que diversos países han expresado su intención de desarrollar su propio nicho de shale gas, lo cual ha generado preguntas acerca de las verdaderas implicancias de este producto en los mercados internacionales de gas natural.

Debido a todo lo anterior, es importante establecer si existen otras reservas técnicamente recuperables alrededor del mundo además de EE.UU., ya que, de ser así, existen opciones reales de que este gas se transforme en un verdadero cambio de paradigma para, no solo el mercado estadounidense de gas natural, sino que para el resto del mundo.

### **3.3 Tecnologías Actuales de Extracción del Shale Gas**

Los hidrocarburos no convencionales, tienen que ver con fuentes de petróleo y/o gas que implican grandes dificultades para su explotación si pensamos en la tecnología tradicional de extracción de los hidrocarburos convencionales. Se asimilan a esta categoría los petróleos pesados y extra pesados, las arenas asfálticas, oil shales, gas shales, el gas asociado al carbón (CBM), los hidratos de metano y los crudos sintéticos. Estos recursos se presentan en yacimientos distribuidos, relativamente homogéneos en todo el campo, con pequeñas producciones, requieren bajas inversiones y se agotan rápidamente.

En contraposición para los hidrocarburos convencionales, los yacimientos son grandes y aislados, de alta rentabilidad y complejidad (la geología y características varían en un campo), el número de pozos es relativamente pequeño pero con una vida útil de larga data. Aquí el riesgo exploratorio es mayor.

El shale gas o gas de esquisto, se obtiene a partir de la explotación del esquisto, una roca sedimentaria formada de depósitos de lodo, cieno, arcilla y materia orgánica. Antes consideradas como simples rocas de formación para el gas que se deposita en reservas de areniscas y carbonatos que son los principales objetivos de las explotaciones de gas convencional, hoy en día han cobrado relevancia en términos productivos a raíz de un contexto económico favorable, que ha disparado el precio de los hidrocarburos, la irreversible declinación de las reservas tradicionales y avances tecnológicos que han permitido la combinación de dos técnicas: la perforación horizontal (horizontal drilling) y la fractura hidráulica

(hydraulic fracturing).

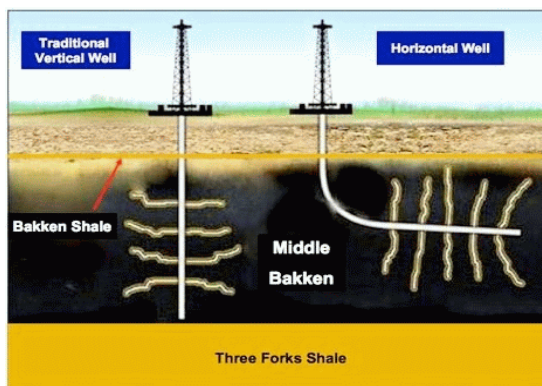
### 3.3.1 Perforación horizontal

Para realizar una perforación horizontal primero se realiza una perforación vertical para llegar unos pocos cientos de metros arriba de la altura del yacimiento. Luego, el perforador se gira en un ángulo cercano a los 45° para así taladrar a través del depósito de shale gas, permitiendo una mayor extracción de éste. Se necesitaron de experiencia y avances tecnológicos en distintas ciencias para hacer del horizontal drilling una técnica física y económicamente factible:

Primero, entender que muchos pozos no son físicamente verticales, sino más bien horizontales. Técnicas de sondeo y monitoreo, compuestas por tres mediciones: profundidad, inclinación y acimut magnético. Diseños de BHA (ensamblaje de fondo de pozo) para una avanzada perforación. Otros avances tecnológicos en: tuberías de perforación, caja y pin, collares de perforación, rimadores y estabilizadores, etc. Aplicación de mud motors, los cuales utilizan el barro para producir potencia adicional de perforación.

Sin embargo, sin hydraulic fracturing esta técnica es inefectiva en pozos de shale gas.

#### Gráfica 6: Perforación Horizontal



Fuente: <http://seekingalpha.com/instablog/470666-elliott-gue/253084-hydraulic-fracturing/>

### 3.3.2 Fractura hidráulica

Este procedimiento es conocido también como fracking o hydrofracking. Consiste en bombardear fluidos que contienen agua, arena, gases comprimidos, sustancias químicas, entre otros a presiones suficientemente altas como para incrementar la porosidad y permeabilidad de las rocas creando fracturas artificiales para que el gas migre hacia la superficie. Las fracturas se producen desde el pozo de inyección y se extienden por cientos de metros hasta la roca de reserva, manteniéndose abiertas por acción del agente de apuntalamiento, permitiendo así la fluencia y recuperación del hidrocarburo. A su vez, la técnica de perforación horizontal permite maximizar el área rocosa que, una vez fracturada, entra en contacto con el pozo, y por consiguiente, incrementar la extracción en términos de la fluencia y el volumen de gas que puede ser obtenido del mismo.

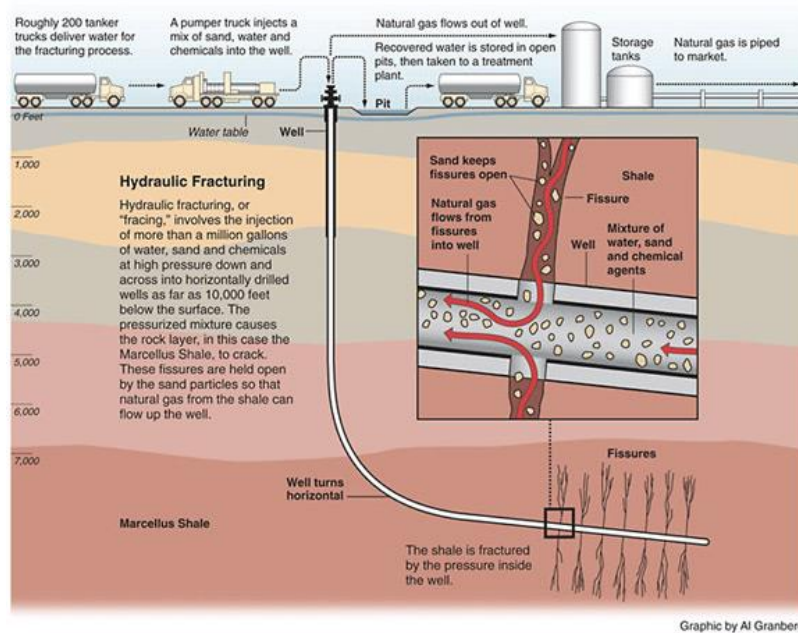
Desde los años 40, este método ha aumentado la productividad de miles de pozos de combustible fósil a lo largo y ancho del mundo. Sin embargo, se observó que muchas de las fracturas se cerraban al apagar las bombas, debido a las altas presiones dentro del pozo. Lo anterior se solucionó agregando un 1% de proppant a la solución líquida, la que mantiene condiciones de permeabilidad obtenidas en el esquisto hasta después de apagada la bomba. Los proppants más comunes son: arena, cerámica y polvo de aluminio.<sup>5</sup>

Sumado a lo anterior, la solución suele contener químicos multipropósito: convertir el agua en gel, reducir la fricción del fluido, prevenir corrosión, controlar el pH, etc. Todo lo anterior, hace que la perforación horizontal cueste hasta tres veces más que la perforación vertical. Pero, este costo extra es usualmente recuperado gracias a la producción adicional proveniente del método. De hecho, muchos pozos rentables hoy en día, serían un fracaso sin estas dos tecnologías complementarias.

---

<sup>5</sup> SALAMUNIC, Luka y DATTAS, Maurice. Revolución del Shale Gas. Mayo 2011. [web.ing.puc.cl/.../La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.htm](http://web.ing.puc.cl/.../La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.htm)

## Gráfica 7: Fractura Hidráulica



Fuente: <http://stateimpact.npr.org/texas/tag/fracking/>

La utilización de ambas técnicas, genera diferencias con las explotaciones convencionales respecto de la cantidad y la distribución de pozos sobre los yacimientos. Una de las formas más comunes, consiste en la construcción de una plataforma de pozos en el centro de lo que, por lo general, son formaciones de entre 6 y 8 pozos horizontales perforados secuencialmente en hileras paralelas. Un único pozo, perforando verticalmente hasta 2 km, y horizontalmente hasta 1,2 km, remueve alrededor de 140m<sup>3</sup> de tierra, por lo que una plataforma promedio remueve alrededor de 830m<sup>3</sup>, casi diez veces más que un pozo convencional perforado a 2 km de profundidad.

La explotación de los gases no convencionales, tipo shale gas, además de intervenir masivamente la zona de explotación requiere grandes cantidades de agua en tanto que la huella de carbono (en términos de gases de efecto invernadero), puede ser un 30% superior a la del gas natural y un 20% en relación con la del carbón fósil. Durante la extracción del shale gas, se presentan escapes

de gas metano (hasta un 8% del depósito), el cual tiene mayor impacto en el calentamiento global que el CO<sub>2</sub> (21 veces más). Si sólo 1% del metano atrapado en los hidratos de metano fuera liberado a la atmósfera, la cantidad de metano en ella pasaría de 1,7 a 6 partes por millón.

Del agua utilizada para la fractura hidráulica (fracking) de los depósitos de shale gas, sólo puede recuperarse, en superficie, entre un 50% y un 79% pero con un alto grado de contaminación por las sustancias químicas y sólidos inyectados para sostener el flujo de gas hacia la superficie. Los contaminantes que permanecen en el subsuelo pueden afectar la capa freática.

Además del fracturamiento y la perforación horizontal, hay otras tecnologías al servicio del shale gas, pero no por el lado de su explotación sino por el lado de la valoración del yacimiento. Los modelos de fracturamiento de roca, los análisis avanzados de núcleos y otros desarrollos de la investigación aplicada, les han permitido a los geólogos y geofísicos lograr un mayor entendimiento del proceso de formación, maduración, entrapamiento y migración de los hidrocarburos.

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

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

Las explotaciones de no convencionales siempre son en masa. Como ejemplo, Devon Energy ha perforado más de 4.700 pozos de Shale Gas en Barnett desde

2001 y actualmente perfora desde una misma locación de 12 acres (cerca de 5 hectáreas de tierra) 35 pozos horizontales, todos en diferentes direcciones.

Estas operaciones involucran diez veces más equipos que los utilizados en una explotación convencional y la movilización de estos recursos a zonas generalmente apartadas de los centros urbanos, representa un reto en términos de logística. Todo lo anterior, hace que la valoración de la viabilidad económica de un proyecto de shale gas, sea completamente diferente a la valoración de un proyecto de explotación de gas convencional.

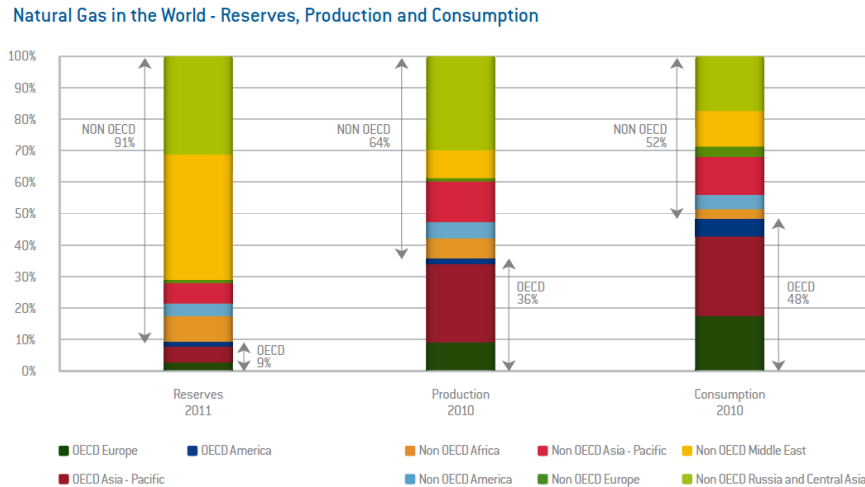
El gas shale está transformando el Mercado mundial de la energía, desafiando los supuestos existentes de donde invertir y generando nuevas oportunidades. En un tiempo relativamente corto, el gas no convencional tiende a transformar la dinámica de energía de USA y se está expandiendo a lo largo del mundo.

## 4. MERCADO ACTUAL SHALE GAS

### 4.1 Mercado Mundial de shale gas

Es importante tomar en consideración el panorama actual de las reservas mundiales de gas, antes de considerar al shale gas como alternativa viable de extracción en el mundo, para así comparar cuantitativamente a qué porcentaje de las reservas mundiales de gas, equivaldrían las reservas de shale gas.

**Gráfica 8: Gas natural en el mundo: reservas, producción y consumo**



Fuente: <http://www.eni.com/world-oil-gas-review/allegati/wogr-2011.pdf>

Podemos ver que casi tres cuartas partes de las reservas mundiales probadas de gas estimadas hasta ahora están en Medio Oriente y Euroasia (Rusia, Irán y Qatar poseen el 55% de las reservas mundiales), lo cual muestra lo dependiente que es el mundo de las producciones de GNL por parte de estos países. Las proyecciones actuales (sin considerar shale gas), estiman que la razón reserva vs producción mundial, es de aproximadamente 60 años, en donde, si dividimos por regiones, son de 46 para Centroamérica y América del Sur, 72 años para Rusia, 68 para África y más de 100 años para el Medio Oriente.

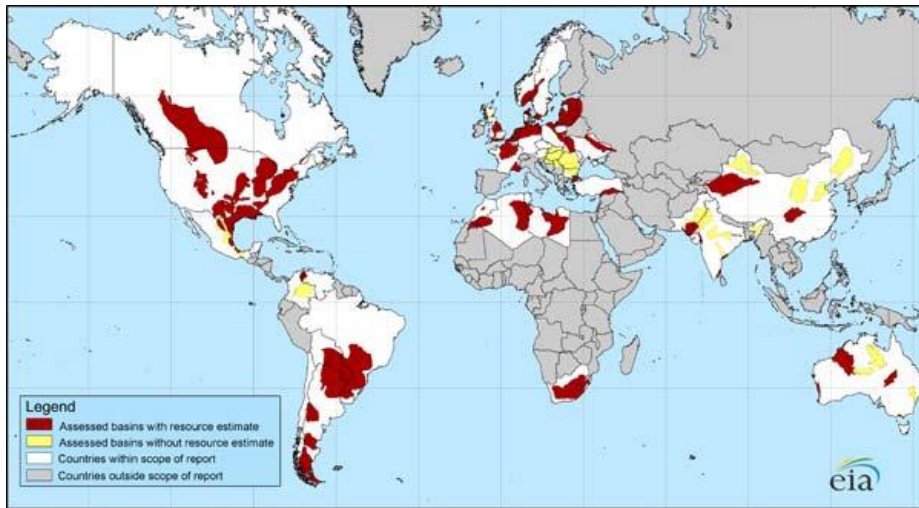
El Energy Information Administration (EIA), evaluó 48 cuencas de shale gas en 32 países que contenían alrededor de 70 formaciones de shale. Las reservas técnicamente recuperables de shale gas en las cuencas de estos países se estimaron en 6,622 Tcf . Al mismo tiempo, los estimados actuales de reservas técnicamente recuperables de gas natural convencional en todo el mundo son aproximadamente 16,000 Tcf. Entonces, podemos decir que las reservas mundiales de gas natural (convencional más shale gas) alcanzarían una cifra aproximada de 22,000 Tcf, lo que implica un volumen 40% mayor de reservas de gas natural en el mundo.

Los dos grupos que encontrarán atractivo el desarrollo de la industria de los hidrocarburos no convencionales, son:

-Los países que dependen ampliamente de las importaciones de gas natural pero que poseen reservas significativas de shale gas: Francia, Polonia, Turquía, Ucrania, Sudáfrica, Morocco y Chile.

-Los países que ya producen montos sustanciales de gas natural y que, además, poseen grandes reservas de shale gas: Estados Unidos, China, Canadá, Argentina, Sudáfrica, Australia, México y Brasil.

### Gráfica 9: Shale Gas a nivel mundial



Fuente: Oficina de Información de Energía de Estados Unidos.

[http://www.oilproduction.net/cms/files/shale\\_gas/La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.pdf](http://www.oilproduction.net/cms/files/shale_gas/La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.pdf)

En rojo se muestran zonas donde existen reservas de shale gas técnicamente recuperables. En amarillo, cuencas revisadas pero no estimadas debido a falta de datos. En blanco, los países que participaron del reporte. En gris, países que no se consideraron.

Estimados de shale gas técnicamente recuperables por cuenca en 32 países comparado con el reporte de reservas existentes, producción y consumo durante el 2009.

Tabla 1: Estimación de recursos de gas shale técnicamente recuperables

	PRODUCCIÓN	CONSUMO	IMPOR/EXPOR	GAS NATURAL RESERV PROB TPC	RECURSOS SHALE GAS TECNICAMENTE RECUPERABLES
<b>EUROPA</b>	10.75	14.62	(14.46)	186.21	639.00
FRANCIA	0.03	1.73	98%	0.20	180
ALEMANIA	0.51	3.27	84%	6.20	8
PAISES B	2.76	1.72	-62%	49.00	17
NORUEGA	3.65	0.16	-2156%	72.00	83
UK	2.09	3.11	33%	9.00	20
DINAMARCA	0.30	0.16	91%	2.10	23
SUECIA		0.04	100%		41
POLONIA	0.21	0.58	64%	5.80	187
TURQUIA	0.00	1.24	98%	0.20	15
UCRANIA	0.72	1.56	54%	39.00	42
LITUANIA		0.1	100%		4
OTROS	0.48	0.95	50%	2.71	19
<b>NORTE AMERICA</b>	28.00	27.96	-59%	346.50	1,931.00
USA	20.60	22.8	10%	272.50	862
CANADA	5.63	3.01	-87%	62.00	388
MEXICO	1.77	2.15	18%	12.00	681
<b>ASIA</b>	5.72	6.31	29%	174.60	1,389.00
CHINA	2.93	3.08	5%	107.00	1275
INDIA	1.43	1.87	24%	37.90	63
PAKISTAN	1.36	1.36		29.70	51
<b>AUSTRALIA</b>	1.67	1.09	-52%	110.00	396
<b>AFRICA</b>	3.64	1.61	-169%	217.10	1,042.00
SUR AFRICA	0.07	0.19	63%		485
LIBIA	0.56	0.21	-165%	54.70	290
TUNISIA	0.13	0.17	26%	2.30	18
ALGERIA	2.88	1.02	-183%	159.00	231
MARUECOS	-	0.02	90%	0.10	11
SAHARA					7
MAURITANIA				1.00	0
<b>SUR AMERICA</b>	3.34	3.4	-157%	239.20	1225
VENEZUELA	0.65	0.71	9%	178.90	11
COLOMBIA	0.37	0.31	-21%	4.00	19
ARGENTINA	1.46	1.52	4%	13.40	774
BRASIL	0.36	0.66	45%	12.90	226
CHILE	0.05	0.1	52%	3.50	64
URUGUAY		0	100%		21
PARAGUAY					62
BOLIVIA	0.45	0.1	-346%	26.50	48
<b>TOTAL</b>	53.12	54.99	-3%	1,273.61	6,622.00
<b>TOTAL WORLD</b>	106.50	106.70	0%	6.609	

Fuente: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

Las estadísticas muestran que las reservas de shale gas en el mundo son grandes. La estimación inicial de las reservas técnicamente recuperables de shale

gas en los 32 países estudiados es de 5,760 tpc. Sumándole el estimado técnicamente recuperable de EE.UU. mencionado anteriormente, nos encontramos con una reserva base de 6,622 tpc. Para entender la importancia de estos números, se debe comparar con las reservas mundiales de gas natural, las cuales, son 6,609 tpc en términos de reservas probadas, y 16,000 tpc, en términos de reservas técnicamente recuperables de gas natural, excluyendo al shale gas. Con esto se puede decir que, considerando las reservas de shale gas, las reservas técnicamente recuperables mundialmente crecen en un 40% a 22,600 trillones de pies cúbicos.

Usando los datos de la tabla anterior, se resaltan importantes cifras en términos de reservas probadas de gas natural en el país en cuestión y de las reservas técnicamente recuperables de shale gas. Por ejemplo, para el caso de Europa, Francia y Polonia, se ven como los más beneficiados en términos de reservas de shale gas en comparación a sus reservas probadas de otros gases naturales; en Norteamérica, tanto EE.UU., Canadá y México, aparecen con importantes reservas; en Asia, destaca el caso de China, que en comparación a sus 107 trillones de pies cúbicos de reservas probadas de gas natural, y la importante cifra de 1,275 trillones de pies cúbicos, lo que representa aproximadamente el 19% de todas las reservas mundiales de shale gas estudiadas.

En Australia, las reservas posibles de shale triplican las reservas probadas de gas natural; en África, Sudáfrica, Libia y Algeria son los más destacados y en Sudamérica, Argentina y Brasil sobresalen con importantes cifras. Para el caso de Colombia, se destaca que se podrían hallar alrededor de 19 tpc de shale gas, lo cual es significativo comparado a los 4.0 trillones de pies cúbicos de reservas probadas de gas natural y al consumo del año 2009 de 0.31 trillones de pies cúbicos.

Es importante destacar que estas estimaciones y estudios representan una aproximación conservadora, dado la gran cantidad de datos repartidos en el

mundo, por lo cual se espera que en los próximos años, aparezcan estudios con mayor grado de precisión y certeza respecto a las reservas mundiales de shale gas. Sin embargo, con este informe, se puede apreciar que a primera vista las reservas mundiales de shale gas parecen ser viables para invertir en ellas de acuerdo a su tamaño y concentración.

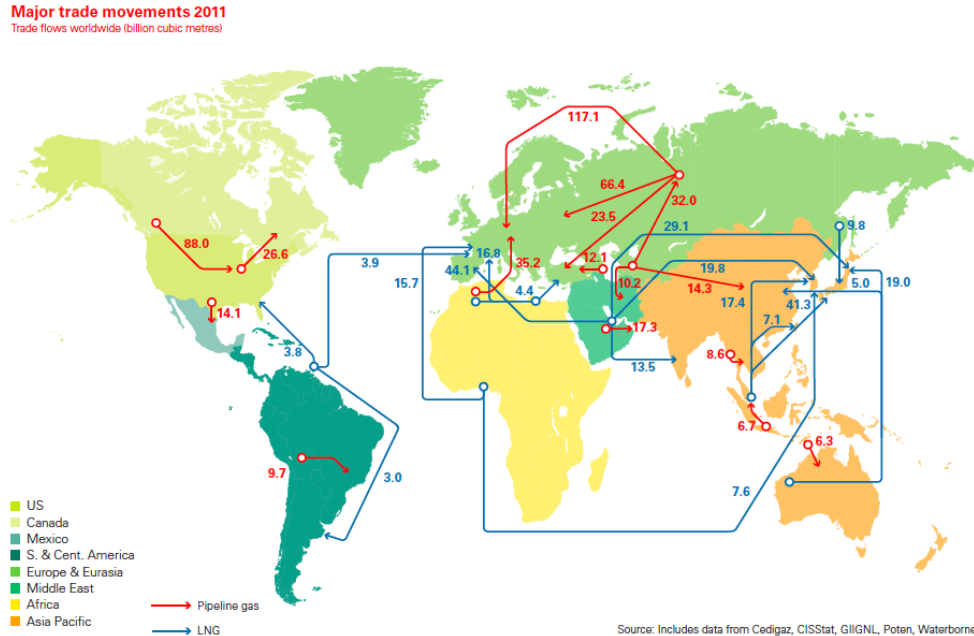
Es relevante también mencionar, que este estudio no consideró a Rusia y al Medio Oriente, debido a razones técnicas y a que no es tan relevante para ellos la búsqueda de shale gas, dado que poseen una gran base de otras cuencas de gas natural y que, además, se tiene plena certeza que existen fuentes importantes de shale gas en esos países.

Dado lo anterior, se puede hacer una estimación de que existen más reservas considerables de shale gas que las que se señalan en el estudio a los 32 países. Sin embargo, con esta información, ya se puede anticipar que las reservas de gas natural tendrán un aumento en cuanto a su duración en el tiempo, lo que promete en un principio, que los precios de éste no se disparen debido a escasez de fuentes de gas natural.

La expansión del Shale Gas a nivel global según la Agencia Internacional de Energía (IEA, por su sigla en inglés) reporta que el gas natural representa el 22% de la matriz energética a nivel mundial y la demanda continúa creciendo, principalmente en el sector eléctrico, esta afirmación tiene un impacto significativo en el panorama mundial de gas.

## 4.1.1 Impacto en el mercado del gas

### Gráfica 10: Principales movimientos comerciales



Fuente: [http://www.bp.com/assets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2011/STAGING/local\\_assets/pdf/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2012.pdf](http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf)

El intercambio mundial de gas natural está proyectado a crecer a medida que la demanda de países de la OCDE por la producción de países no-OCDE crece. Las importaciones netas de gas natural por los países OCDE aumentan en un promedio anual de 1.2% de 2007 al 2035. La mayoría del crecimiento de la importación por parte de la OCDE ocurre en Europa, donde la demanda neta de importación crece de 9 a 14.1 trillones de pies cúbicos para el 2035, para compensar la reducción de la producción doméstica.

En Norteamérica, la demanda neta de importación se incrementa de 0.9 a 2.6 trillones de pies cúbicos para 2035, debido en gran parte por la necesidad de México de aumentar sus importaciones para satisfacer la demanda local. El crecimiento en la demanda e importaciones en Japón y Corea del Sur es relativamente parejo. Junto con el fuerte crecimiento en las exportaciones de gas

por parte de Australia, esto implica que como región, los países asiáticos de la OCDE disminuyen su demanda neta de importaciones desde 4.4 a 3.4 trillones de pies cúbicos para el 2035.<sup>6</sup>

Exportaciones netas de gas natural de los países no pertenecientes a la OCDE aumenta desde 12.3 en 2007 a 18.9 trillones de pies cúbicos para el 2035. La mayoría del crecimiento ocurre en corto plazo, ya que nuevos proyectos de exportación de GNL en el Medio Oriente y África junto con nuevos gasoductos desde África a Europa aparecen en la mira. La zona asiática no perteneciente a la OCDE, con exportaciones netas de 1.5 trillones de pies cúbicos para el 2007, se transforma en un importador neto para el 2012, debido a la construcción por parte de China de múltiples gasoductos de GNL para la importación. Como se puede analizar con las cifras anteriores el gas es un jugador primordial en la economía energética mundial.

Los problemas políticos y sociales de algunos países de Medio Oriente, han hecho que en el último tiempo se especule fuertemente sobre los precios actuales y esperados a futuro del petróleo. Estos problemas siempre van asociados con recortes en producción o restricciones en el intercambio marítimo, lo cual hace que los inversionistas teman por precios altos.

Estos precios altos del petróleo tienen fuerte impacto sobre el panorama económico mundial y generan dudas sobre la estabilidad energética mundial. Toda esta tendencia, a lo largo del tiempo había estado fuertemente asociada a la subida de precios en el gas natural. Ejemplo, cifras del mercado estadounidense del pasado: El año 2000, para un precio de gas de 4 US\$/MMbtu, el precio del petróleo equivalía en términos energéticos a 5 US\$/MMbtu. En el 2003, los precios de ambos productos se movían en los 5 US\$/MMbtu.

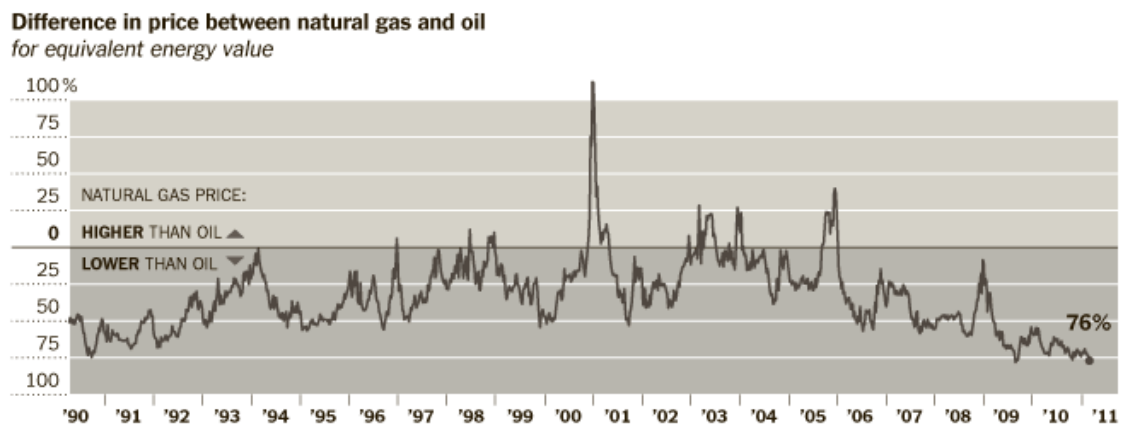
Después, se puede ver que se rompe la tendencia en los años venideros, con un

---

<sup>6</sup> SENER. Prospectiva del mercado del gas. 2010.  
[http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/perspectiva\\_gas\\_natural\\_2010\\_2025.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/perspectiva_gas_natural_2010_2025.pdf)

desacoplamiento de los precios del gas natural al del petróleo: “El año 2006, el petróleo tenía un precio de 12 a 13 US\$/MMbtu y el gas entre 6 y 7 US\$/MMbtu. En 2008, antes de la crisis económica mundial, el petróleo llegó a un pico de 23 US\$/MMbtu, mientras que el gas llegó a 12 US\$/MMbtu. Así, se llegó a febrero de 2011 con el gas en 4 US\$/MMbtu y el petróleo en 17 US\$/MMbtu”<sup>7</sup>. Además, la incertidumbre está generando fuertes especulaciones sobre el precio esperado a futuro. La recuperación económica que se observa en el mundo, permite apreciar condiciones favorables para que se fomente el desarrollo y la extracción de shale gas de manera rentable, ya que puede ser visto por muchos países como una gran oportunidad para suplir su demanda interna de gas natural con recursos propios o comenzar su desarrollo como exportadores de gas natural.

### Gráfica 11: Diferencia en precios entre el gas natural y el petróleo



Fuente: Market data for natural gas, The New York Times . 1990 - 2011

<http://www.nytimes.com/2011/02/26/business/global/26charts.html>

Con toda la información anterior, se puede ver entonces una tendencia en el desacoplamiento de precios entre el gas y el petróleo en el mercado estadounidense. La razón de esta tendencia, radica básicamente en las enormes reservas de gas no convencional que existen en el territorio estadounidense, entre

<sup>7</sup> FLOYD, Norris. Two Directions for the Prices of Natural Gas and Oil. Febrero 2011.  
<http://www.nytimes.com/2011/02/26/business/global/26charts.html>

las cuales están las reservas de shale gas y de que efectivamente se pueden obtener estos recursos a precios competitivos.

Debido a esto, se puede pensar que EE.UU. ha encontrado una forma para lidiar con la inseguridad de abastecimiento y la crisis del Medio Oriente en donde la sublevación de los pueblos por democracia ha llevado a una inestabilidad en los precios del crudo. Hay que proyectar entonces de que EE.UU. generará legislaciones en beneficio de la producción de gas natural y desarrollo de la tecnología de la extracción de shale gas, lo cual intenta replicar en el resto del mundo. EE.UU. apuntará a usar recursos propios de gas no convencional, no sólo para generación eléctrica y disminuir el porcentaje de carbón utilizado en la matriz energética, sino que también para reactivar la industria petroquímica desplazando el diésel y la gasolina, los cuáles son productos caros y volátiles en el precio.

Este entonces, debería ser el modelo que los países destacados en el análisis anterior deberían adoptar, ya que parece ser la mejor manera de obtener precios de combustibles estables y bajos, además de obtener la oportunidad de liberarse de la dependencia energética de Medio Oriente.

#### **4.1.2 Impacto Ambiental**

Existe consenso y preocupación a nivel global acerca de las emisiones de gases de efecto invernadero producto de la quema de combustibles fósiles. Pese a lo anterior, es un común y grave error utilizar las emisiones de dióxido de carbono como único criterio de comparación entre distintos combustibles. Esto se debe a que los procesos de extracción de petróleo, carbón y los distintos tipos de gas natural en este caso shale gas son muy diferentes, requiriendo tecnologías que producen contaminación e impacto ambiental.

Un gas de efecto invernadero es aquel que a nivel atmosférico absorbe y emite radiación dentro del intervalo electromagnético infrarrojo, produciendo

acumulación de calor y un consecuente aumento de temperatura en la biósfera terrestre. Los gases de efecto invernadero más comunes son: vapor de agua, dióxido de carbono, metano, óxido nítrico y ozono. Sin estos gases, la temperatura en la superficie terrestre sería, en promedio, 33°C menor. El problema está en que la emisión de  $\text{CO}_2$  depende linealmente de la energía consumida, la cual ha aumentado de forma abrupta desde la revolución industrial.

**Tabla 2. Composición Combustible fósil**

Combustible fósil	$\text{CO}_2$ emitido (lbs/ $10^6$ Btu)	$\text{CO}_2$ emitido (g/ $10^6$ J)
Gas natural	117	50.30
Propano	139	59.76
Gasolina de auto	156	67.07
Madera	195	83.83
Carbón (antracita)	227	97.59

Fuente : EIA. Natural gas issues and trends.

El gas natural es por excelencia el combustible más limpio en términos de cuánto  $\text{CO}_2$  emite para producir una unidad de energía. Por esta razón (y el alto precio del petróleo), las matrices energéticas mundiales se están inclinando hacia el gas natural.

Sin embargo, el análisis anterior es insignificante si no se distinguen los impactos ambientales en extracción, con el uso de tecnologías de horizontal drilling e

hydraulic fracturing.

Básicamente, extraer el gas natural del esquisto es un proceso industrial. Como tal, requiere cantidades masivas de agua y bastante cemento, así como también una producción a gran escala de tuberías. El agua utilizada, al ser procesada con químicos, queda completamente contaminada. El problema radica en deshacerse de ésta de forma prudente (idealmente, reciclarla), para así no dañar el medio ambiente.

Los productores de shale gas, afirman que la perforación horizontal ha disminuido la necesidad de tener enormes áreas destinadas a la extracción. Por otro lado, sostienen que: los químicos bombeados dentro del suelo (fractura hidráulica) son benignos; las tuberías de agua son anticorrosivas; la tecnología utiliza menos agua que una planta nuclear; y el agua utilizada se puede verter sin problemas ambientales. Un pozo de shale gas necesita un mínimo de 11.5 millones de litros de agua sólo en fracking.

## **4.2 Mercado Sudamericano de Gas**

Hasta 2007, Sudamérica tenía un mercado de gas natural casi autónomo con ningún medio de importación de gas al continente, y con una sola vía para su exportación: las instalaciones de GNL en Trinidad y Tobago. A partir de esa fecha hasta hoy, el gas natural en Sudamérica se ha ido desarrollando.

A finales de 2008, Brasil abrió su primera instalación de almacenamiento y regasificación de GNL en el noreste del país. En 2009, apareció la segunda instalación de GNL en el sudeste. El principal objetivo de Brasil es la licuefacción de sus propias reservas de gas natural y dejarlo en estos terminales de regasificación, para exportarlo sólo cuando hay un exceso de suministro.<sup>8</sup>

---

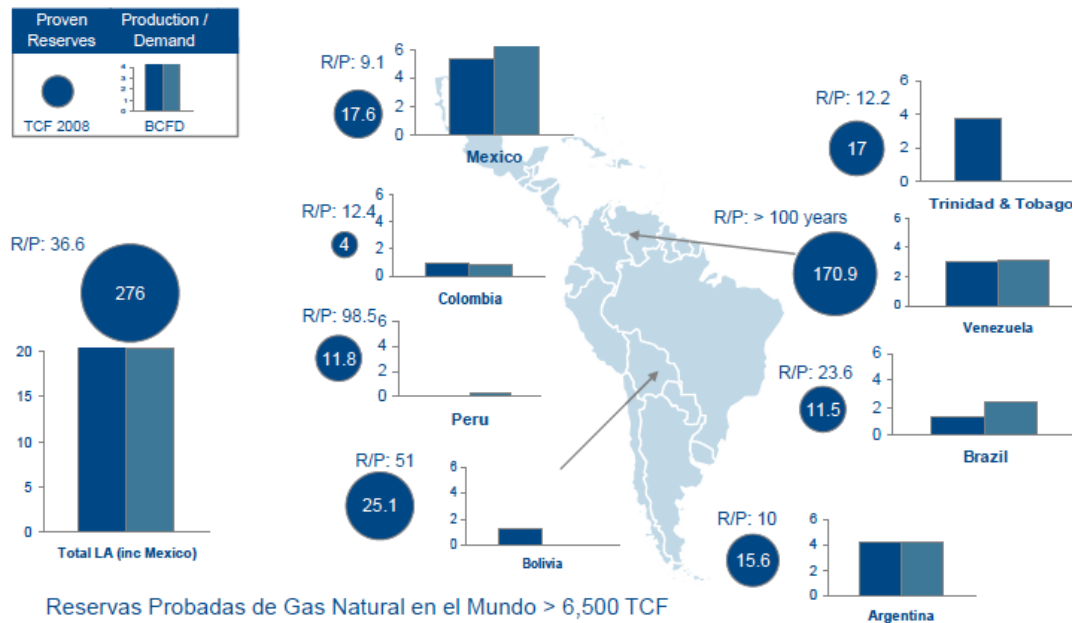
<sup>8</sup> SALAMUNIC, Luka y DATTAS, Maurice. Revolución del Shale Gas. Mayo 2011. [web.ing.puc.cl/.../La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.htm](http://web.ing.puc.cl/.../La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.htm)

En Centroamérica y parte del norte de Sudamérica, se encuentran los mayores productores de gas natural (Colombia, Ecuador, Trinidad y Tobago y Venezuela), los cuales entregan la mayor parte de las exportaciones netas de la región, que se incrementa desde 0.7 trillones de pies cúbicos en 2007 a 1.8 trillones de pies cúbicos en 2035. El resto de Sudamérica (principalmente Bolivia, Argentina, Chile y Perú), fue una región con exportación neta de gas natural con 0.4 trillones de pies cúbicos exportados desde Bolivia a Brasil.

Sin embargo, y de acuerdo a las proyecciones, habrá un incremento en la producción nacional de Brasil, disminuyendo la necesidad de éste por gas boliviano. Además, las importaciones de Argentina, Chile y posiblemente Uruguay superan claramente las exportaciones de Perú, donde un proyecto de GNL debería aparecer durante el 2011 con una capacidad de exportación de 0.2 trillones de pies cúbicos por año.

En un escenario conservador de hallazgos, Colombia contaría con disponibilidad de recursos de gas de más de 17 tpc para 20 años.

## Gráfica 12. Reservas probadas de gas natural en el mundo



Fuente: Bp estadísticas 2009, informe energético Olade.

A partir de enero de 2010, hay dos instalaciones de importación de GNL operando en Sudamérica fuera de Brasil. El primero, en Argentina, entró en operación el 2008 con una capacidad nominal de 0.1 trillones de pies cúbicos por año. El segundo, ubicado en Quintero, Chile, abrió en 2009 y llevó a la capacidad total de importación de la región a 0.3 trillones de pies cúbicos. En Chile, una segunda instalación de regasificación se entró en funcionamiento en Mejillones en abril de 2010, y capacidad adicional de importación ha sido propuesto para Uruguay y Argentina. No existe capacidad adicional propuesta para la exportación en la región.

El efecto de shale gas para Colombia, se retomará más adelante, porque merece un análisis más profundo que permita mostrar si shale gas es una alternativa real de inversión para Colombia y si es posible obtenerlo de sus vecinos.

Para el caso de Brasil, vemos que su consumo (0.66 trillones de pies cúbicos) debe ser solventado con un 45% de importaciones, las cuales son mayormente

bolivianas. Sin embargo, con la aparición de las reservas de shale gas en Brasil (226 trillones de pies cúbicos), las cuales son 20 veces mayores que las reservas probadas de gas, permitirían que Brasil sea capaz de suplir su demanda local en un corto y mediano plazo, y si el desarrollo se lo permite convertirse en exportador en el muy largo plazo, vía los terminales GNL que poco a poco se están construyendo en la región.

De todo lo anterior, y dada la recuperación económica, podemos apreciar que se encuentran condiciones favorables para que se fomente el desarrollo y extracción de shale gas de manera rentable, ya que puede ser visto por muchos países como una gran oportunidad para suplir la demanda local, o bien comenzar un desarrollo como exportadores de gas natural, el cual se proyecta que aumente su demanda global en los próximos años.

## 5. SHALE GAS EN COLOMBIA

### 5.1 Panorama Actual

Los problemas de gas de Colombia han sido evidentes con los fenómenos climáticos, donde se reduce el suministro de gas a los clientes industriales a fin de garantizar la entrega de combustible a las generadoras termoeléctricas. Si bien, el país sigue aumentando su producción de petróleo, la industria aún espera que ocurra un descubrimiento de gas natural importante que pueda garantizar el suministro durante los próximos años y se empiece a ver el potencial de los recursos no convencionales en el país.

En el plan de expansión de gas de los primeros años de la década de los noventa, que indujo la creación de una red de casi 7.000 kilómetros de gasoductos y la expedición de las leyes de servicios públicos que incentivaron la participación privada en el transporte y distribución, desencadenaron una verdadera revolución en materia de gas en Colombia. Cerca de 25 millones de personas reciben hoy los servicios del gas domiciliario y más de 300.000 carros se han convertido a gas.<sup>9</sup> Sin embargo, las reservas de gas convencional en el país no son suficientes para sostener la demanda interna a lo largo del tiempo.

Colombia es la tercera productora de crudo más grande de Suramérica y espera atraer al menos usd\$500 millones en inversiones para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales. Royal Dutch Shell Plc (RDSA), Exxon Mobil Corp. (XOM), y Chevron Corp. (CVX) ya han mostrado su interés en las reservas de shale gas. Según Julio Cesar Vera Díaz, director de hidrocarburos en el MME Colombia cuenta con 30 bloques onshore de los 109 que serán subastados para exploración y producción de gas natural atrapados en rocas “shale gas”. Ya

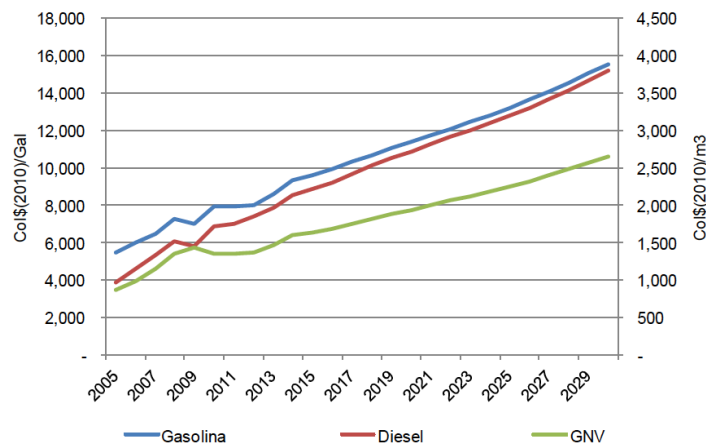
---

<sup>9</sup> MONTENEGRO. Armando. Importar para exportar gas. Abril 2012.  
[.http://www.elespectador.com/impreso/opinion/columna-335675-importar-exportar-gas](http://www.elespectador.com/impreso/opinion/columna-335675-importar-exportar-gas)

Ecopetrol se encuentra en la búsqueda de shale gas y la primera producción comercial probablemente empezara el próximo año.

Hasta hace poco, los precios del gas nacional no eran suficientemente atractivos para incentivar la explotación no convencional. No obstante, durante los últimos tres o cuatro años los precios del combustible han aumentado debido a las licitaciones en curso por contratos de gas. Y se esta empezando a generar un interés por los recursos no convencionales.

**Gráfica 13: Proyección precio combustibles en Colombia**



Fuente:[http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2012/PROYECC\\_DEMDO\\_GM\\_GNV\\_2012-2031.pdf](http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2012/PROYECC_DEMDO_GM_GNV_2012-2031.pdf)

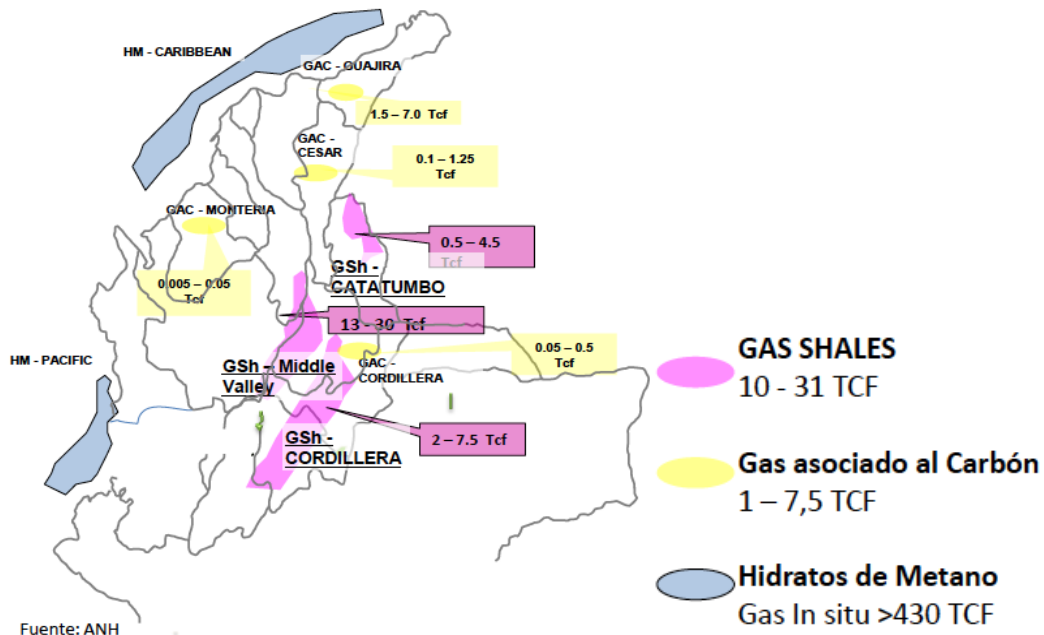
## 5.2 Potencial

### 5.2.1 Potencial Productivo

En el marco de los objetivos estratégicos del sector de minas y energía colombiano, se destaca garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y de energía eléctrica mediante incentivos a la exploración y producción de hidrocarburos, la expansión de la infraestructura para asegurar ese abastecimiento y la creación del marco regulatorio y de la institucionalidad requeridos. En el logro

de este objetivo, el rol estratégico de los hidrocarburos no convencionales toma particular importancia en el mediano plazo, dado su enorme potencial de acuerdo con las siguientes cifras (Tera pies cúbicos):

**Gráfica 14: Potencial Shale gas Colombia**



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

Colombia está en una fase preliminar de exploración muy básica y hasta que no haya descubrimientos es muy difícil hablar sobre qué hay. Además, es importante indicar que no es suficiente que existan hallazgos, sino que se puedan explotar en condiciones comerciales. Sin embargo, comprobar posibles reservas recuperables de shale gas representaría una inmensa oportunidad para Colombia y la explotación de su potencial podría ayudar a la nación a mantener su posición como exportadora de hidrocarburos por muchos años. Varios estudios han determinado las reservas de shale gas en el país, se analizarán las más importantes:

De acuerdo con el Oil and Gas Journal las reservas de gas probadas en Colombia son de 4.7 tcf en el 2012 y 4 tcf en el 2011. Al igual que en el resto del mundo se ha incrementado la exploración y desarrollo, subiendo el consumo y abriendo las puertas a la posibilidad de exportación. En Colombia se produjeron 398 bcf en el 2010 y el consumo fue de 321 bcf. Cerca del 57% de la producción gross de natural gas de 1.124 bcf se reinyecto para recuperación de crudo, pues en el 2007 la producción de gas natural sobrepasó la del consumo y brindó la posibilidad en pensar en exportaciones de gas.

De acuerdo con un informe de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), las reservas técnicamente recuperables de shale gas (o gas de esquisto) en Colombia son de 19 billones de pies cúbicos en un escenario conservador. La cifra es alta, si se compara con las reservas probadas de gas natural, que apenas suman cuatro billones de pies cúbicos. En un escenario moderado se ha estimado en más de 30 tpc, lo que representa cinco veces las reservas actuales de gas natural convencional en el país.

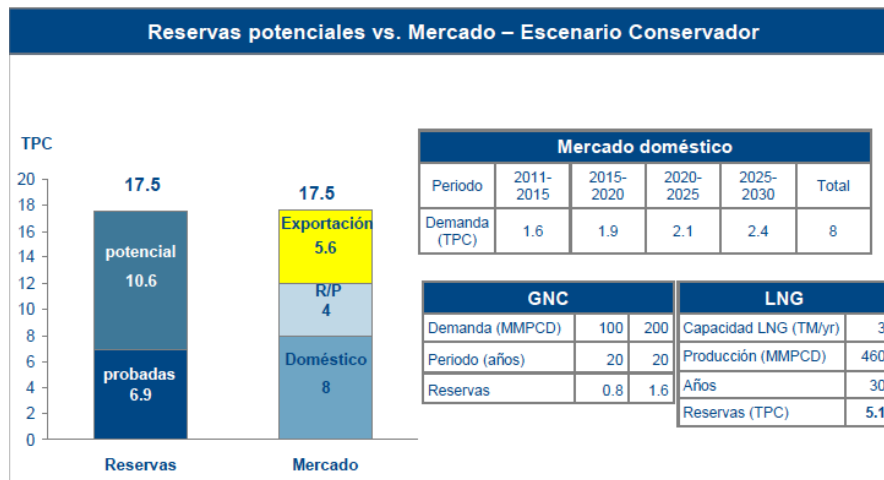
En el escenario conservador, entre esas formaciones geológicas con excelentes probabilidades de hallarse el shale gas, está el pozo La Luna 1, en el bloque de producción Valle Medio del Magdalena, con 7 tpc, y Capacho, en el Catatumbo (Norte de Santander), con 12 tpc. Esto representa un potencial geológico, más no una realidad geológica, porque esta se confirma perforando, encontrando y desarrollando esos campos.

A la fecha las compañías que vienen trabajando en la exploración de este insumo en el país son Nexe, en el municipio de Junín (Cundinamarca) y Boyacá; Ecopetrol, en el Magdalena Medio; y la Drummond, en la Jagua de Ibérico (Cesar). Además con tan buenos pronósticos, Shell y ExxonMobil han adquirido participación en bloques con potencial, y la Ronda Colombia 2012, la ANH anuncio que serán adjudicadas áreas con potencial de shale gas y en menor escala el shale oil, o sea gas y petróleo de esquistos (conocidos en el argot petrolero como

lutitas). Será licitada y tiene para ofrecer 30 bloques de hidrocarburos no convencionales, de los 109 que piensa adjudicar.

De acuerdo a estudios preliminares realizados por la ANH el potencial de recursos de gas en un escenario conservador de hallazgos, Colombia contaría con disponibilidad de recursos de gas de más de 17 tpc para 20 años. Aún en el escenario conservador, Colombia tendría recursos suficientes para viabilizar proyectos de exportación de gas.

**Grafica 15: Reservas potenciales vs. Mercado**



Fuente: GUZMAN, Rodolfo, Oportunidades para el comercio internacional del gas natural en Colombia. Abril 2011.

[http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas\\_Documentacion/Arthur\\_D\\_Little\\_Gas\\_Caribe\\_Andesco\\_04272011.pdf](http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas_Documentacion/Arthur_D_Little_Gas_Caribe_Andesco_04272011.pdf)

## 5.2.2 Campos actuales de shale gas en el País

### 1. Contrato de E&P Chiquinquirá

- Empresa: Nexen
- Fecha inicio: Noviembre 3 de 2009
- Área cubierta: 119.189 hectáreas

- Ubicación geográfica: Municipios Tausa, Ubate, Fúquene y Susa en Cundinamarca y Ráquira (Boyacá)
- Hidrocarburo: Gas shale
- Estado de Avance: Fase de Exploración – Perforación de un pozo estratigráfico  
(Carupa 1) – próximo a perforarse.
- Observaciones: excluye la explotación de Gas metano asociado a depósitos de carbón (GMAC)

## **2. Contrato de E&P Sueva**

- Empresa: Nexen
- Fecha inicio: Noviembre 18 de 2009
- Área cubierta: 96.106 hectáreas
- Ubicación geográfica: Bogotá, Cáqueza, Chipaque, Fómeque, Gachetá, Gama, Guasca, Guatavita, Junín, La Calera, Machetá, Manta, Tibiritá, Pesca y Ubaque del Departamento de Cundinamarca
- Hidrocarburo: Gas shale
- Estado de Avance: Perforación del pozo Exploratorio Sueva 1 – Año 2011. Municipio de Choachí
- Observaciones: excluye la explotación de Gas metano asociado a depósitos de carbón (GMAC)

## **3. Tea Foqueme**

- Empresa: Nexen
- Fecha inicio: Julio 13 de 2009
- Área cubierta: 162.363 hectáreas
- Ubicación geográfica: Municipios de Aquitania, Zetaquirá, San Eduardo, Berbeo, Chinavita, Miraflores, Paez, Pachavita, La Capilla, Garagoa, Tenza, Campo hermoso, Macanal, Sutatenza, Guateque Somondoco, Almeida y Guayatá del Departamento de Boyacá; Macheta, Tibiritá, Manta, Gachetá,

Uval, Junín, Gama, Fómeque, Choachí, Ubaque y Cáqueza del Departamento de Cundinamarca.

- Hidrocarburo: Gas shale
- Estado de Avance: Se encuentran realizando la evaluación de la distribución de los shales, los espesores reportados y las caracterizaciones de estos shales como roca fuente para definir su potencial como potencial yacimiento de gas.

#### **4. Tea Lower Villeta**

- Empresa: Nexen
- Fecha inicio: Julio 13 de 2009
- Área cubierta: 354.967 hectáreas
- Ubicación geográfica: Municipios de Santana, Chitaraque, San José de Pare, Togüi, Moniquirá, Arcabuco, Pauna, Gachantiva, Santa Ana, Saboyá, Tunungua, Chiquinquirá, Briceño, Sutamarchán, Maripí, Tinjacá, Caldas, Ráquira, San Mihuel de Sema, Buenavista, Coper del Departamento de Boyacá; Simijaca, Susa del Departamento de Cundinamarca; Vélez, Chima, Palmas del Socorro, Confines, Guacamayo, Guapota, Oiba, Contratación, Guadalupe, Bolivar, Aguada, Suaita, Sucre, San Benito, Chipatá, Guepsa, Gámbita, Barbosa, Guavatá, Puente Nacional, Jesús María, Florían y Albania del Departamento de Santander.
- Hidrocarburo: Gas shale
- Estado de Avance: Se encuentran realizando la evaluación de la distribución de los shales, los espesores reportados y las caracterizaciones de estos shales como roca fuente para definir su potencial como potencial yacimiento de gas.

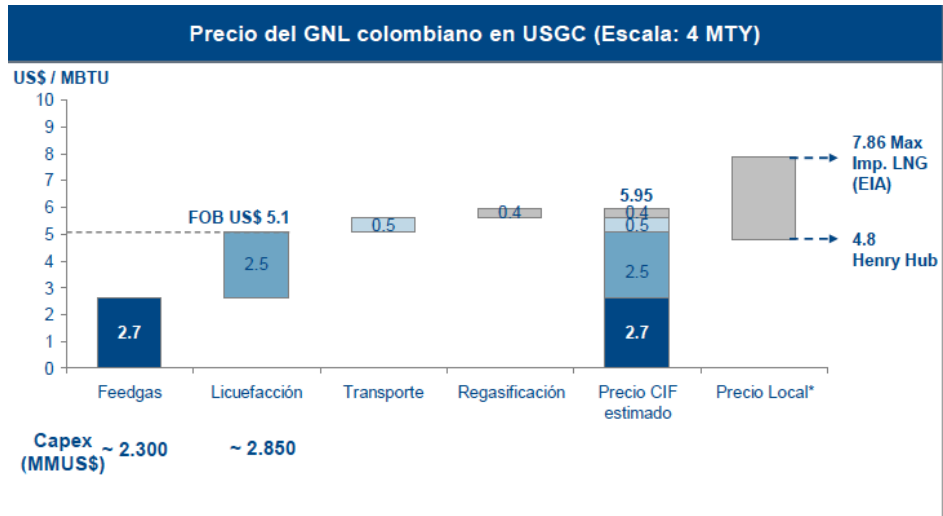
### **5.2.3 Potencial de mercado**

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

Con base en los escenarios de oferta y demanda proyectados, las potenciales reservas del gas almacenado en yacimientos no convencionales, emergen como una fuente importante hacia el futuro para mejorar la balanza energética del país. Ecopetrol desarrolla programas para estos no convencionales con énfasis en los shales. Entre los motivadores que tiene, está la existencia en el Magdalena Medio y el Catatumbo de infraestructura asociada, centros de consumo y zonas geológicamente estudiadas. Entre los supuestos, está el de tomar ventaja de los conocimientos y experiencias existentes y apropiarse de las tecnologías desarrolladas en Estados Unidos.

El GNL colombiano podría llegar a los mercados de Norteamérica a precios cercanos a los \$6 USD/MBTU, aunque esto dependerá de la escala del proyecto.

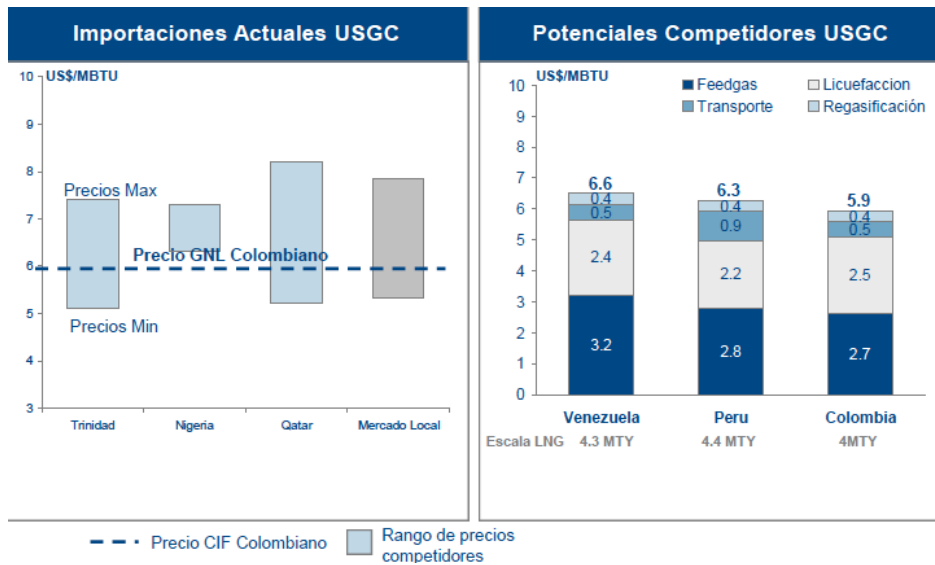
**Gráfica 16: Precio del GNL colombiano en USGC**



Fuente: LITTLE, Arthur. [http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas\\_Documentacion/Arthur\\_D\\_Little\\_Gas\\_Caribe\\_Andesco\\_04272011.pdf](http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas_Documentacion/Arthur_D_Little_Gas_Caribe_Andesco_04272011.pdf)

Colombia estaría relativamente bien posicionada para competir en los mercados de GNL de Norteamérica.

**Gráfica 17: Colombia frente a sus pares**



Fuente: Fuente: GUZMAN, Rodolfo, Oportunidades para el comercio internacional del gas natural en Colombia. Abril 2011.

[http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas\\_Documentacion/Arthur\\_D\\_Little\\_Gas\\_Caribe\\_Andesco\\_04272011.pdf](http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas_Documentacion/Arthur_D_Little_Gas_Caribe_Andesco_04272011.pdf)

Colombia también podría desarrollar proyectos de exportación de GNC en barcazas para los mercados de Centroamérica y/o el Caribe. De acuerdo a los balances proyectados de los países de la región, Colombia tendría acceso a mercados potenciales para ofrecer su gas excedentario del Caribe.

**Gráfica 18: Gas excedente del Caribe Colombiano para exportación**



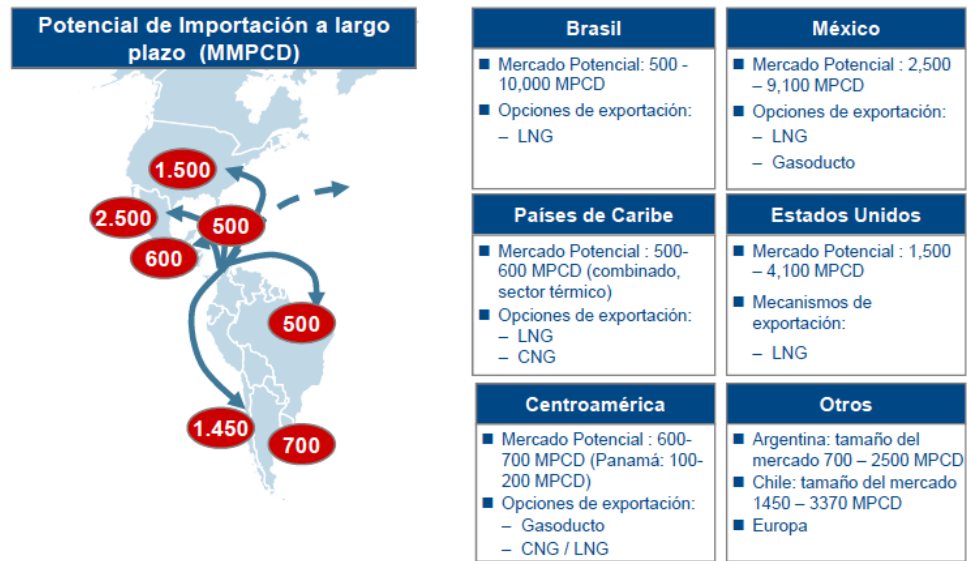
Fuente: Fuente: GUZMAN, Rodolfo, Oportunidades para el comercio internacional del gas natural en Colombia. Abril 2011.

[http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas\\_Documentacion/Arthur\\_D\\_Little\\_Gas\\_Caribe\\_Andesco\\_04272011.pdf](http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas_Documentacion/Arthur_D_Little_Gas_Caribe_Andesco_04272011.pdf)

Posibilidad de ampliar mercados en otros países que permiten incentivar la exploración y construcción de nueva infraestructura de gas en Colombia. Venezuela: Mercado complementario ya interconectado que a futuro enviará gas a Colombia. Hoy se exportan entre 180 y 220 MPCD.

Los mercados de mayor interés para el gas natural colombiano serían Estados Unidos, México, islas del Caribe, Centroamérica y Brasil.

**Gráfico 19: Potencial de Importación a largo plazo**



Fuente: Fuente: GUZMAN, Rodolfo, Oportunidades para el comercio internacional del gas natural en Colombia. Abril 2011.

[http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas\\_Documentacion/Arthur\\_D\\_Little\\_Gas\\_Caribe\\_Andesco\\_04272011.pdf](http://www.andesco.org.co/site/assets/media/camara/gas/Gas_Documentacion/Arthur_D_Little_Gas_Caribe_Andesco_04272011.pdf)

Además con el gasoducto panamericano, el cual todavía no es una realidad se permitirá la llegada de gas a mercados pequeños en Centroamérica y será la pieza clave de la integración con red existente en México para acceder a mercados de EUA. Panamá: Potencial inicial de consumo de al menos 100 MPCD para generación termoeléctrica. Caribe y Centroamérica: Potencial incluyendo Aruba, Jamaica y Centroamérica de más de 400MPCD. Sin embargo, este mercado productivo será posible solo si se eliminan las barreras que presenta hoy el país para el desarrollo del shale gas.

### **5.3 Barreras desarrollo shale gas en el país**

Se necesita un poco más de flexibilidad en lo que respecta al tiempo de cumplimiento de los contratos y la ANH se encuentra trabajando al respecto. Según Wood Mackenzie<sup>10</sup>, aún quedan algunas barreras que tendrá que sortear Colombia para el desarrollo de su potencial de no convencionales: la competencia por recursos frente al petróleo y el gas convencional, limitantes del mercado y falta de recursos y regulaciones especializadas.

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

#### **5.3.1 Tecnología**

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

En Colombia se está desarrollando la perforación horizontal y la fractura hidráulica pues el progreso de las tecnologías de perforación han permitido que el shale gas esté disponible y asequible lo que lo convierte en una opción viable para asegurar recursos energéticos a futuro.

---

<sup>10</sup> MACKENZIE, Wood. La Oportunidad de Gas no Convencional en Colombia En Un Contexto Global.. ENERCOL. Septiembre 9 de 2011.

### 5.3.2 Incentivos fiscales

De acuerdo con el Doctor Arthur D. Little se deben crear diferentes incentivos para el desarrollo del shale gas en el país.

**Tabla 3: Incentivos fiscales en Colombia**

Incentivo	Descripción
Reducción de regalías	Reducción de las regalías para los recursos no convencionales (mecanismo ya existente para crudos pesados, el off-shore y otros proyectos particulares)
Exención pago de regalías (por un tiempo determinado)	Permitir una exención en el pago de regalías durante los primeros años del proyecto (ej. durante los primeros x años de operación o hasta que se cumpla el período de repago del proyecto)
Exención impuesto a la renta (por un tiempo determinado)	Exención durante los primeros x años operativos del proyecto, o hasta que se cumpla el período de repago del capital
Créditos fiscales	Actualmente no se aplican créditos a los proyectos de recursos no convencionales. Monto propuesto de \$ 0,50 por pie cúbico
Amortización acelerada	Permitir un esquema diferencial de amortización respecto a la práctica usual (actualmente 10 años)
Permitir utilización inmediata del crédito fiscal (impuesto a la renta)	Permitir al sponsor del proyecto beneficiarse de las pérdidas impositivas durante los años iniciales del proyecto a medida que estos son incurridos
Reducción costos de adquisición de derechos de superficie	Se propone reducción de hasta 50% respecto a los niveles actuales (\$1,00 por hectárea/mes y \$0,01 por pie cúbico)

Fuente: LITTLE, Arthur D. Evaluación de riesgos de abastecimientos de hidrocarburos, en el corto mediano y largo plazo. [http://www.cnogas.org.co/documentos/ADL\\_Informe\\_IIIRecomendaciones\\_de\\_confiabilidad.pdf](http://www.cnogas.org.co/documentos/ADL_Informe_IIIRecomendaciones_de_confiabilidad.pdf)

### 5.3.3 El transporte y almacenamiento

La demanda creciente de energía, acentuada en los países en desarrollo, crea la exigencia de atender el suministro de electricidad y gas, como es el caso de Colombia. En esta senda, la tendencia de los precios de la energía es al alza. Sin embargo, el auge de los no convencionales incrementa la disponibilidad de gas en el mundo, induciendo los precios hacia la baja. En Latinoamérica se tienen 58 años de reservas de gas, sin contar con el gas no convencional. Si se incluye en Colombia, se consolidaría la demanda de gas favorecida por los menores precios.

En estas condiciones, la ecuación producción/demanda se equilibraría, sin embargo, por la debilidad del eslabón del transporte, pueden presentarse cuellos de botella. Para el caso de Colombia, se argumenta que no se está haciendo factible el eslabón de transporte de gas y quizás tampoco el de la distribución. Estas actividades no se remuneran, los estándares de inversiones eficientes aplicadas por la CREG no reconocen los costos reales (la regulación hunde el 25% de las inversiones). Adicionalmente, los proyectos de infraestructura para el transporte son complejos desde el punto de vista social y ambiental y las inversiones en estos campos pueden alcanzar entre el 15 y el 20% del costo total del proyecto.

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

Numerosos expertos señalan, que la clave para poder exportar es crear las facilidades y condiciones para importar gas, de tal forma que se garantice una oferta flexible que se acomode a las variaciones de la demanda doméstica y se asegure la confiabilidad del suministro en distintas situaciones críticas.

Los estudios de Fedesarrollo, indican que la solución consiste en la construcción de facilidades para importar y almacenar gas natural licuado en la Costa Atlántica. Estos investigadores señalan que, con esta iniciativa, se acabaría el círculo vicioso “que consiste en un mercado pequeño que no atrae inversión en exploración, razón por la cual no hay nuevos descubrimientos ni desarrollo del mercado”.

Una vez despejado el panorama del abastecimiento local por medio de este proyecto, los productores colombianos podrían celebrar contratos de exportaciones en firme, con los compradores del exterior, sin las restricciones impuestas por los riesgos, sobrecostos y dificultades asociadas a eventuales interrupciones para abastecer el mercado interno.

Por su impacto sobre la inversión, la producción y la estabilidad del suministro de gas, esta iniciativa apoyaría la expansión de la generación firme y eficiente de energía en Colombia, uno de los requisitos indispensables para el crecimiento y la modernización de la economía en las próximas décadas.

#### **5.3.4 Regulación legal y ambiental**

El marco legal de los hidrocarburos no convencionales está en proceso de definición, elementos de la ley relacionados con temas ambientales, comunitarios, sobre posición de recursos . Sin embargo, el país avanza en crear regulaciones e incentivos como la aplicación de menores regalías para los hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales (en relación con las aplicadas en la explotación de convencionales).

Otras disposiciones, en la vía de lograr el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural, tienen que ver con la comercialización de la producción de gas en las condiciones que los productores definan, exentos de los mecanismos y procedimientos de la CREG, o la posibilidad de que los productores puedan desarrollar la actividad de generación eléctrica.

**Tabla 4: Marco legal de los hidrocarburos no convencionales, historia, actualidad y futuro.**

HISTORIA	ACTUALIDAD	FUTURO
<p>-Conpes 3517 – 18 de mayo de 2008: Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón.</p> <p>-Analizar aspectos técnicos relevantes para la exploración y explotación.</p> <p>-Identificar los mecanismos jurídicos necesarios para la asignación de los derechos de exploración y explotación.</p> <p>-Identificar los aspectos normativos y contractuales requeridos para la asignación de los derechos de exploración y explotación.</p> <p>-Plan Nacional de Desarrollo 2010</p> <p>2014: identificar y materializar el potencial, considerando aspectos ambientales y maximizando la explotación del recurso</p>	<p>-ANH, 2008: Potencial de yacimientos no convencionales en Colombia.</p> <p>-ANH-IHS, 2009: Definición de esquemas contractuales para Gas Metano Asociado al Carbón (CBM)</p> <p>-ANH-ADL, 2009-2010: Promoción para la incorporación de nuevas tecnologías para Gas Metano Asociado al Carbón (CBM)</p> <p>-MME, 2009-2010: Elaboración borrador reglamentación técnica para la exploración y explotación de GMAC y reglamento de coexistencia</p> <p>-MME-DNP-PDC, 2011: Elaboración del modelo contractual y reglamentación técnica necesaria para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos. Comentarios hasta el 30-06-11.</p>	<p>-Elaboración del modelo contractual para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos</p> <p>-Reglamento técnico para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos</p> <p>-Plan Estratégico 2010 – 2014</p> <p>Suscribir 15 contratos para el desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales</p>

Fuente: VERA, Cesar. Perspectivas de los Hidrocarburos No Convencionales en Colombia. Septiembre de 2011.

El MME tiene el compromiso de expedir la reglamentación técnica y de coexistencia con las actividades mineras, en tanto que la ANH adoptará un reglamento para la contratación de las áreas y un modelo de contrato específico para la actividad (exploración y producción) que incluya el tiempo necesario para los pozos pilotos y la mayor duración de las operaciones.

El país partió con un modelo y reglamentación técnica con el Conpes 3517 del 18 de mayo de 2008, definió los lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón. Desde este punto, se empezó a analizar aspectos técnicos relevantes para la exploración y explotación, se identificaron los mecanismos jurídicos necesarios para la asignación de los derechos de exploración y explotación y se identificaron los aspectos normativos y contractuales requeridos para la asignación de los derechos de exploración y explotación.

Adicionalmente el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, tuvo como fin identificar y materializar el potencial, considerando aspectos ambientales y maximizando la explotación del recurso. Ahora bien con diferentes instituciones y alianzas, la ANH en el 2008, evidenció el potencial de yacimientos no convencionales en el país, en el 2009 junto con la IHS, definió esquemas contractuales para gas metano asociado al carbón y junto con ADL en el 2010 hizo promoción para la incorporación de nuevas tecnologías para gas metano asociado al carbón.

El Ministerio de Minas y Energía en este mismo año, elaboró un borrador de la reglamentación técnica para la explotación y exploración de hidrocarburos no convencionales y en el 2011 junto con el Departamento de Planeación Nacional, elaboró el modelo contractual y reglamentación técnica necesaria para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

Se espera ahora, llegar a elaborar un modelo contractual para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, un reglamento técnico un plan estratégico y suscribir 15 contratos para el desarrollo de yacimientos en rondas específicas.

### **Decreto 2100 del 15 de Junio de 2011. Ministerio de Minas y Energía**

Por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.

#### **Artículos 12, 15 y 16**

- Podrán comercializar su producción de gas en las condiciones que ellos definan (exentos de mecanismos y procedimientos CREG)
- Productores podrán desarrollar la actividad de generación termoeléctrica
- El MME expedirá la reglamentación técnica y reglas de coexistencia con actividades mineras. Plazo: Tres (3) meses
- La ANH adoptará un reglamento para la contratación de áreas, incluyendo un modelo de contrato específico para esta actividad. Plazo: Seis meses

## **6. VIABILIDAD ECONOMICA DE SHALE GAS EN EL PAIS**

El desarrollo de Shale gas puede ser considerada una medida preventiva en la medida que contribuya a incrementar la oferta y descomprimir la estrechez entre la oferta y demanda por ausencia de nuevos descubrimientos de gas convencional. Según las proyecciones de demanda UPME, los sectores Industrial, GNV y refinerías serán los que mayor crecimiento presentan en el futuro. El crecimiento promedio proyectado es de 4.0%.

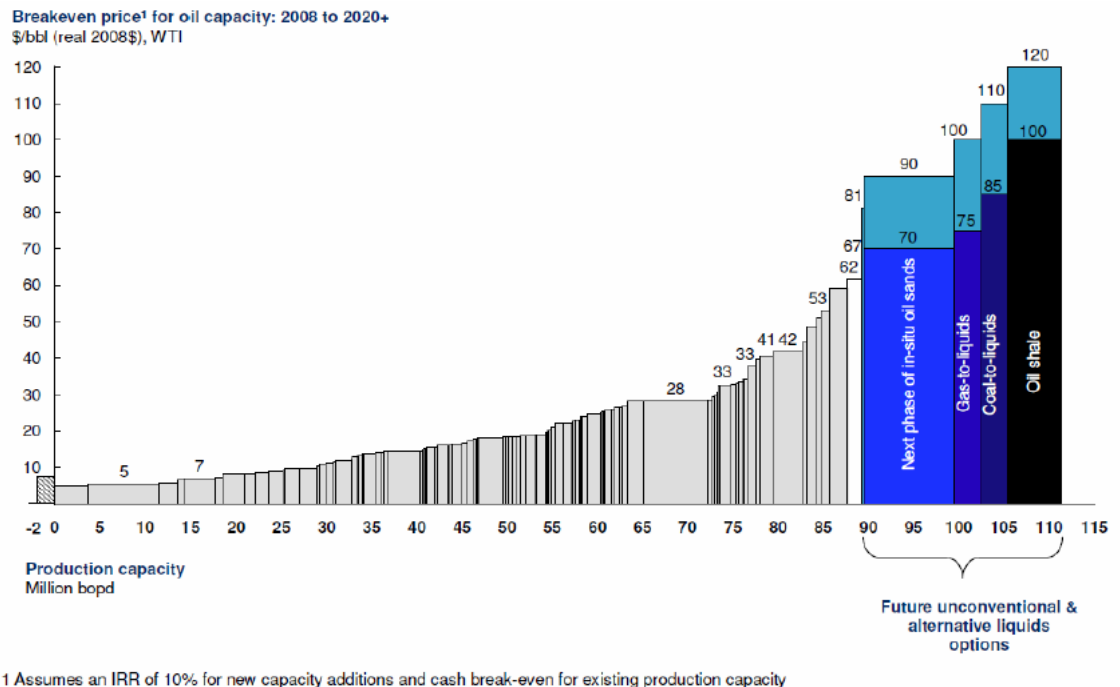
Sin ninguna duda, para un producto o servicio, los costos son el factor determinante en los mercados. El gas natural debe competir con otros energéticos como el carbón, combustibles derivados del petróleo, agua para energía hidráulica, energía nuclear y otras energías recientes renovables.

Diversos estudios demuestran que los costos para explorar y producir recursos de gas natural no convencional están descendiendo muy rápidamente. Lo anterior debido a que existen notables avances sobre las tecnologías con base a la petrofísica de perforación horizontal y de hidrofracturación para explotar estos recursos, así como, mejor entendimiento de los yacimientos y la forma de producirlos.

Un estudio sobre los costos de exploración y explotación de un pozo en la cuenca Barnett, muestra que en la cuenca Barnett en Texas, EEUU, los costos oscilan entre los US\$4,0/MPC y los US\$13,0/MPC, con un precio de quiebre estimado cercano a los US\$5,5/ MPC para una rentabilidad del 10%. Productores de gas en algunas regiones altamente productivas reportan que pueden generar utilidades y comercializar el gas natural alrededor de los US\$2.5/MPC .

Para entender el mercado Global de los no convencionales, es necesario entender el punto de equilibrio en el precio, en este caso es evidente que el incremento en tecnología más sofisticada y costosa para extraer tal crudo, hace que se incremente el precio bajo el cual es rentable el negocio.

Grafico 20: BREAKEVEN



Fuente: EIA

### 6.1 Presupuesto shale gas caso de estudio

Es importante abarcar el aspecto económico del shale gas en el país, pues la viabilidad del desarrollo tiene diferentes variables que afectan el costo del proyecto. Producir shale gas necesita tecnología más sofisticada (perforación horizontal y fracturamiento hidráulico), los precios de mercado para shale gas son muy volátiles todavía, adicional los campos más desarrollados en el mundo como Barnett Shale son la base de información para otros proyectos de shale gas exitosos, sin embargo las condiciones geográficas y geológicas de estos campos

son diferentes a las encontradas en el territorio colombiano, lo cual dificulta la aproximación de un flujo de caja para un proyecto basados en este caso.

A continuación se puede apreciar en el caso de negocio diferentes factores que contribuyen a la factibilidad o no del desarrollo de shale gas en el país. Indicador económicos como EVPN (valor esperado afectado por riesgo P90, P50 y P10) y Capex (inversiones de capital), indicadores de Volumen como los recursos prospectivos y perfiles de producción, basados en los percentiles de riesgo y en el POS (volumen medio esperado dado éxito). Operativos, plan anual de un pozo exploratorio y 12 en desarrollo. Indicador de riesgo, la probabilidad de VPN esperado menor a cero y el costo unitario (finding cost, y Development cost).

**Tabla 5: Indicadores de Inversión**

<b>INDICADORES INVERSION</b>		
<b>EVPN</b>		
<b>P90</b>	ÉXITO	339,7
<b>P50</b>	ÉXITO	262,1
<b>P10</b>	ÉXITO	144,2
<b>FINDING COST</b>		
		1.0
<b>DEVELOPMENT COST</b>		
		6.6
<b>POZO EXPLORATORIO</b>		
		1.0
<b>RIESGO</b>		
<b>PROBABILIDAD ÉXITO</b>		40%

Fuente: Fundamentals of Oil & Gas Accounting - Página 712

Para promover la adopción de nuevas medidas para maximizar el crecimiento de la producción de recursos energéticos en el país, es necesario tener una imagen global de los costos asociados. Los valores a continuación son estimados gross.

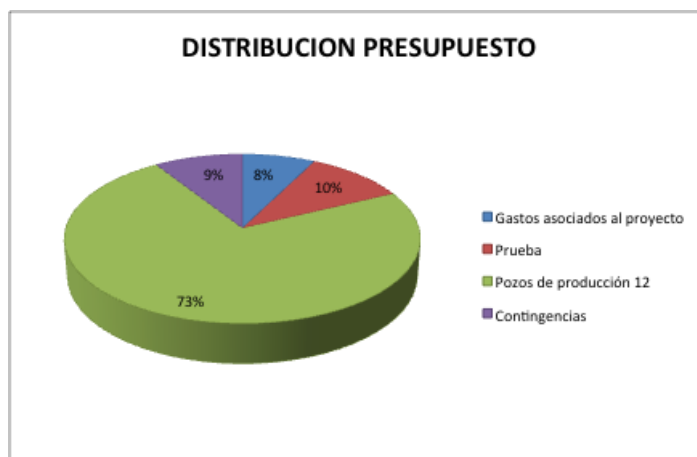
**Tabla 6: Presupuesto gross**

ACTIVIDADES	DESCRIPCION	TOTAL USD
Gastos asociados al proyecto	Personal, materiales, ambiental, servicios petroleros, indirectos	6.15
Prueba	Pozo exploratorio y laboratorio	8.50
Pozos de producción 12	Perforación	60.00
Contingencias	Imprevistos y contingencias	7.47
	<b>TOTAL</b>	<b>82.12</b>

Fuente: Fundamentals of Oil & Gas Accounting - Página 712

En la distribución del presupuesto, los pozos de producción representan el 73%, la prueba piloto (pozo exploratorio y laboratorio) 10%, Contingencias 9% y gastos asociados al proyecto 8%. Este ejercicio está basado en un escenario conservador con costos a la alza, con estimados de enero a diciembre de 2012. El capex del proyecto es de \$82.12 millones de dólares.

**Grafico 21: DISTRIBUCCION PRESUPUESTO**



Fuente: Ibíd.

Las actividades se dividen los gastos asociados al proyecto, entre los cuales están los gastos de personal los cuales son constantes durante el año del proyecto. Gastos ambientales, todas las licencias y estudios que deben ser desarrollados al principio del proyecto. Gastos indirectos los cuales se dividen en técnicos y legales y se asumen los primeros meses del proyecto. Viáticos, incluyen los traslados a pozo para monitoreo del proyecto.

Dentro de la prueba piloto se harán dos grandes pagos en Febrero y Mayo, donde se estará en la fase exploratoria y se harán todos los análisis de laboratorio. Se estiman perforar 12 pozos que equivalen a \$5 millones de dólares por pozo.

**Tabla 7: Presupuesto desglosado**

ACTIVIDADES	SUBACTIVIDADES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	Total MUSD
<b>Gastos Asociados al proyecto</b>		<b>0.91</b>	<b>0.41</b>	<b>0.41</b>	<b>1.25</b>	<b>1.25</b>	<b>1.25</b>	<b>0.11</b>	<b>0.11</b>	<b>0.11</b>	<b>0.11</b>	<b>0.11</b>	<b>0.11</b>	<b>6.14</b>
Gastos Personal	equipo de trabajo	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	1.32
Gastos Materiales														-
Gastos servicios Petroleros														-
Gastos Ambientales	estudios y licencias	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30							1.80
Gastos Indirectos	estudios tecnicos	0.50	0.50	0.50	0.50									2.00
	estudios legales		0.33	0.33	0.33									0.99
Viaticos	traslados, estadia							0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	3.00
<b>Piloto</b>			<b>4.25</b>			<b>4.25</b>								<b>8.50</b>
Exploratorio			4.00			4.00								8.00
Laboratorio		0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08							0.48
<b>Pozos de produccion(12)</b>	<b>perforacion pozos</b>							<b>10.00</b>	<b>10.00</b>	<b>10.00</b>	<b>10.00</b>	<b>10.00</b>	<b>10.00</b>	<b>60.00</b>
<b>Contingencias</b>														<b>7.47</b>
<b>Total</b>														<b>82.11</b>

Fuente: Fundamentals of Oil & Gas Accounting - Página 716

### 6.1.1 Presupuesto Prueba

Se toman como supuestos 4 campos diferentes, el campo A tiene reservas de gas p50 de 0.84 tcf y una producción estimada de 15 mmscfd durante 20 años. La distancia para la infraestructura es de 10 km de distancia y la demanda potencial de 150 mmscfd. El campo B, mayores reservas de gas P50 de 4.44 TCF, producción estimada de 45 mmscfd durante 20 años. Infraestructura 30 km de distancia, demanda potencial de 300 mmscfd. Campo C, poca información geológica, abarcaría mercado del centro del país. Campo D, poca información geológica.

**Tabla 8**

CONCEPTO	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D
PRODUCCIÓN PROM	530	814	264	143
DISEÑO PRUEBA	1,083,500	1,083,500	1,083,500	1,083,500
POZOS PRODUCTORES	3,285,000	3,285,000	3,285,000	3,285,000
POZOS ESTRATIGRÁFICO	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	2,601,531	3,101,842	1,356,216	1,403,036
TRANSPORTE GASODUCTO	1,310,781	2,912,848	145,642	145,642
CAPEX	9,280,813	11,383,180	6,870,359	6,917,178
BREAKEVEN US\$MSCF	19.65	15.90	35.76	46.75
VNP US\$	5,163,277	7,138,663	5,033,249	3,865,968

Fuente: Ibíd.

### 6.1.2 Presupuesto Desarrollo

**Tabla 9**

CONCEPTO	CAMPO A	CAMPO B	CAMPO C	CAMPO D
NÚMERO DE POZOS	350	450	150	42
PRODUCCIÓN PROM	18,566	36,642	3,120	560
POZOS PRODUCTORES	114,975,000	147,825,000	49,275,000	13,797,000
POZOS ESTRATIGRÁFICOS	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	16,913,016	26,605,029	5,144,832	2,882,451
TRANSPORTE GASODUCTO	1,944,008	4,320,019	332,816	145,642
CAPEX	134,850,590	179,786,690	55,755,768	17,825,653
BREAKEVEN US\$MSCF	10.75	8.12	29.84	31.6
VNP US\$	92,705,394	124,573,963	42,243,294	10,301,190

Fuente: Ibíd.

TIR: 20% rendimientos futuros positivos esperados de esta inversión,  
 Como se puede ver, el valor presente muestra que el proyecto prueba y desarrollo maximizaría su ganancia en us\$3,5 y 10, adicional en este caso el gas no convencional se podía producir a precios de indiferencia (“break-even”) situados entre los 46 y 31,6 US\$MSCF en el caso del campo de producción más baja y de 15 y 8.12 US\$MSCF, en el caso de mayor producción. Entre más alta sea la productividad del pozo mejor será el precio de indiferencia.

## 7. CONCLUSIÓN

El desarrollo del gas no convencional recién empieza en Colombia, pero ya está delineando un cambio de paradigmas en la industria de gas gracias al éxito en los Estados Unidos. Posicionándose como una fuente domestica competitiva, que puede desplazar otros hidrocarburos y que se configura como una nueva variable importante en la definición del precio piso del gas.

Existen 6,622 trillones de pies cúbicos técnicamente recuperables, una cifra prometedora dado los 6,609 trillones de pies cúbicos de reservas probadas de gas natural. Estas cifras, sumadas a las proyecciones de consumo e intercambio de gas en los diversos mercados mundiales, permitirán establecer al shale gas como alternativa real de inversión, como en China y EE.UU., que en el muy largo plazo podrían convertirse en exportadores de gas natural.

Hay muchos beneficios relacionados con la producción de shale gas. El recurso puede desarrollarse en proyectos pequeños, que permiten controlar el ritmo del desarrollo y ajustar la producción conforme a las condiciones económicas y la demanda del mercado. Así mismo, shale gas tiene cortos periodos de tiempo entre la inversión inicial y el inicio de producción, lo que le permite al recurso llegar al mercado rápidamente.

El gran desafío para Colombia es prolongar la vida de sus reservas, para lo que será indispensable la unión estratégica entre las empresas y el gobierno. El futuro es prometedor y los esfuerzos desde el gobierno deberán ir encaminados a mantener este recurso atractivo para los inversionistas del sector.

Existe el potencial de reservas, pero cuánto y dónde tendrá un impacto importante en la viabilidad de los proyectos de monetización es muy difícil de determinar. Habrá una competencia intensa por los mercados que se verán amenazados por el crecimiento del shale gas, pero los precios del gas serán atractivos a largo

plazo.

Se puede concluir que los mayores retos que debe enfrentar el país, para el desarrollo de esta industria son: Ambiental y social, manejo del agua para fracturar, composición química del fluido de fracturación, conexión con acuíferos y disposición, derrames, manejo de la comunidad local, retrasos en trámites de permisos y estudios de impacto ambiental, se debe mejorar la expedición de licencias ambientales y las negociaciones con las comunidades en las zonas de influencia del desarrollo petrolero del país.

Legal, el marco legal de los hidrocarburos no convencionales está en proceso de definición, el país requiere que se mejore la expedición de licencias ambientales y las negociaciones con las comunidades en las zonas de influencia del desarrollo petrolero del país. Uno de los grandes problemas en el desarrollo de la industria ha tenido que ver con los obstáculos que significa para las compañías y para el mismo Gobierno la no adecuada puesta en marcha de la regulación específicamente para este tipo de hidrocarburos.

Mercado, demanda de gas en Colombia no crezca, fluctuaciones de precio del gas a boca de pozo no permita el desarrollo rentable de HNC, costos de servicios (fracturación hidráulica) mucho mayor que el comparable en EEUU).

Incentivos fiscales y económicos, alineados con el gobierno para asegurar que compitan con los convencionales. Acceso preferencial al mercado interno y organizar un equipo de investigación de trabajo, dedicado al análisis y desarrollo del proyecto de hidrocarburos no convencionales. Es necesario aplicar regalías menores al inicio de la producción 50% durante 5 años para shale gas, esto a cambio de inversiones en infraestructura vial para el desarrollo del shale gas.

Operativo, habilidad de una empresa en desarrollar competencias requeridas para producir recursos HNC rentablemente, conseguir gente especializada en fracturamiento y en no convencionales. Además los aumentar los plazos para la exploración y producción.

A pesar de los retos que enfrenta el país y el largo camino por recorrer, el rol estratégico de los hidrocarburos no convencionales en el marco de los objetivos estratégicos del sector de minas y energía, está incentivando proyectos de desarrollo a mediano y largo plazo. Sin embargo esto no es prueba suficiente de la viabilidad de este hidrocarburo en el país, pues se está en una fase temprana de desarrollo y no hay casos de estudio con información significativa hasta el momento.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

1. ASHCROFT, "Europe's shale gas land grab reaches Ireland," proactiveinvestors, 15 February 2011, accessed 6 March 2011.
2. "An unconventional glut". *The Economist* (The Economist Newspaper Limited) 394 (8673): 67–69. 13–19 March 2010.
3. Assessment of Appalachian Basin Oil & Gas Resources: Devonian Shale-middle and Upper Paleozoic Total Petroleum System. Open file report. USGS. 2006.
4. Bloomberg, "Gazprom takes a look at U.S. shale-gas producer," *Moscow Times*, 22 October 2009. ^ Russell Gold, "Exxon shale-gas find looks big," *Wall Street Journal*, 13 July 2009, accessed 25 October 2009.
5. Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (February 2011) (in French). Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec. Quebec City: Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. pp. 245–246. ISBN 978-2-550-61069-4. Retrieved 22 June 2011.
6. British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy June 2008
7. Completion and Stimulation. Transforming Shale Gas reservoir into Economically Successful ventures. Schlumberger. 01/01/2007.

8. ENGELDER, Terry Y LASH, Garry. Unconventional Natural Gas Reservoir Could Boost U.S. Supply. 2008.
9. FORTSON, Danny. "Shale gas blasts open world energy market", The Sunday Times, 1 November 2010.
10. "Fracking the Karoo – The People Say No!". Karospace.co.za. Retrieved 26 January 2012.
11. G.E. King, Apache Corporation, "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?", prepared for the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (SPE 133456), Florence, Italy, (September 2010).
12. Gas Natural, Effects of LNG on security of supply: a view from Spain
13. Gas from Shale: Potential outside North America. HIS Cera. 2010.
14. HEFFERNEN, Kevin. Shale gas in North America, emerging shale opportunities, PDF file, retrieved 15 April 2009.
15. JOLLY, David. "Europe starting search for shale gas," International Herald Tribune, 22 August 2008, accessed 18 March 2009.
16. LITTLE, Arthur D. Evaluación del Potencial de Hidrocarburos no convencionales en Colombia” (Estudio para la ANH) 2008
17. La Oportunidad de Gas no Convencional en Colombia En Un Contexto Global. Wood Mackenzie. ENERCOL 2011. Septiembre 9 de 2011.

18. NEWELL, Richard. Shale Gas and the Outlook for U.S. Natural Gas Markets and Global Gas Resources. U.S. Energy Information Administration. Junio 21/2011.
19. MEDLOCK, Kenneth, MYERS, Amy y HARTLEY, Peter. Shale Gas and U.S. National Security. James Baker III Institute. Julio 19 de 2011.
20. Optimization of Hydraulic Fracture desing using geomechics tests. [www.corelab.com/rockmechanics](http://www.corelab.com/rockmechanics)
21. PARSON, Worley. Unconventional Oil and Gas. Capability and experience. [www.worleyparsons.com](http://www.worleyparsons.com) 2012.
22. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. U.S. Energy Information Administration. Julio 8 de 2011.
23. SAATY, Thomas. Métodos de Evaluación y Decisión Multicriterio ([http://www.fing.edu.uy/iimpi/academica/grado/proyecto/MetodosMulticriterio-Flament\(2008\).pdf](http://www.fing.edu.uy/iimpi/academica/grado/proyecto/MetodosMulticriterio-Flament(2008).pdf))
24. Shale of the century. The “golden age of gas” could be cleaner than greens think Jun 2nd 2012. <http://www.economist.com/node/21556242>.

25. SPE INTERNATIONAL. Unlocking the shale Mystery. Conference paper. J.D. Baihly, SPE, R. Malpani, SPE, Schlumberger; C. Edwards, Anadarko; S.Y. Han, SPE, J.C.L. Kok, SPE, E.M. Tollefsen, SPE, C.W. Wheeler, Schlumberger. 2/11/2010.
26. TAIT, Carrie. "Canada's natural gas resource jumps dramatically in estimates", Montreal Gazette, 13 May 2010.
27. US Energy Information Administration, "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States" US Department of Energy, April 2011.
28. "Unconventional Gas and Implications for the LNG Market by Chris Gascoyne and Alexis Aik" (PDF). Retrieved 26 January 2012.
29. U.S. Department of Energy, *DOE's Early Investment in Shale Gas Technology Producing Results Today*, (February 2011), web site [http://www.netl.doe.gov/publications/press/2011/11008-DOE\\_Shale\\_Gas\\_Research\\_Producing\\_R.html](http://www.netl.doe.gov/publications/press/2011/11008-DOE_Shale_Gas_Research_Producing_R.html).
30. U.S. Energy Information Administration, "*Drilling Sideways: A Review of Horizontal Well Technology and Its Domestic Application*", DOE/EIA-TR-0565 (April 1993). [http://www.eia.doe.gov/oil\\_gas/natural\\_gas/data\\_publications/crude\\_oil\\_natural\\_gas\\_reserves/cr.html](http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/data_publications/crude_oil_natural_gas_reserves/cr.html).
31. VERA, Cesar. *Perspectivas de los Hidrocarburos No Convencionales en Colombia*. Septiembre de 2011.

32. Wood Mackenzie. EIA. IOGCC, McKinsey analysis
33. YOUNKER, Kyle y LUFT, Jack. Facing Energy Shortage, Argentina Steps Up Pressure on YPF-Repsol. World Politics Review. (Posted: 11 Apr 2012)
34. ZHANG, Zinchuan. "Unconventional gas systems in China," 33rd International Geological Congress, Oslo, 6–14 August 2008.
35. [http://www.pemex.com/files/content/global\\_overview\\_and\\_pemexs\\_perspective.pdf](http://www.pemex.com/files/content/global_overview_and_pemexs_perspective.pdf)
36. <http://revistaing.uniandes.edu.co/pdf/ECOPETROL%20COLGAR.pdf>
37. <http://www.heavyoilinfo.com/blog-posts/wood-mackenzie-s-unconventional-hydrocarbons-study>
38. <http://www.rmenergy.com/DrillingSolutions/DrillingChallenges/UnconventionalHydrocarbons.aspx>
39. <http://www.revistamene.com/nuevo/docs/GAS-NATURAL-NO-CONVENCIONAL.pdf>. Noris Gómez. 01/01/2010
40. <http://www.petroleum-economist.com/Article/2745687/World-Energy-Book-Unconventional-hydrocarbons-a-hidden-opportunity.htm>
41. <http://wyomingenergynews.com/tag/unconventional-hydrocarbons/>

42. <http://www.cedip.edu.mx/graficacion/petroleros/Administraci%C3%B3n%20de%20Pemex%20Exploracion/Planeacion/12%20EI%20gas%20metano%20en%20capas%20de%20carbon.pdf>

43. <http://es.scribd.com/doc/52566438/12/INCORPORACION-DE-GAS-NO-CONVENCIONAL>

44. <http://www.eia.gov/totalenergy/>

45. [http://www.oilproduction.net/cms/files/shale\\_gas/La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.pdf](http://www.oilproduction.net/cms/files/shale_gas/La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.pdf)