

**PERSPECTIVAS DE CRECIMIENTO DEL SECTOR DE GAS NO  
CONVENCIONAL EN COLOMBIA**

**Autor:**

**JAVIER FERNANDO CARRANZA VASQUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**PERSPECTIVAS DE CRECIMIENTO DEL SECTOR DE GAS NO  
CONVENCIONAL EN COLOMBIA**

**Autor:**

**JAVIER FERNANDO CARRANZA VASQUEZ**

**Trabajo de Grado presentado para optar al título de Especialista en  
Gerencia de Hidrocarburos**

**Director:**

**RAFAEL DANIEL BARRAGAN BOHORQUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS**

**ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

**BUCARAMANGA**

**2012**

# Tabla de Contenido

|                                                                                                                        |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>INTRODUCCIÓN .....</b>                                                                                              | <b>10</b> |
| <b>1. EL PROBLEMA DE DESABASTECIMIENTO FUTURO DE GAS NATURAL.....</b>                                                  | <b>11</b> |
| 1.1 PROYECCIÓN Y RELACIÓN DE LAS VARIABLES RESERVAS, PRODUCCIÓN Y DEMANDA EN EL SECTOR DE GAS NATURAL.....             | 11        |
| 1.1.2 Reservas.....                                                                                                    | 13        |
| 1.1.3 Demanda.....                                                                                                     | 13        |
| 1.1.4 Relación producción y demanda.....                                                                               | 15        |
| 1.2 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE DESABASTECIMIENTO EN EL PAÍS. 16                                           |           |
| <b>2. GAS NATURAL NO CONVENCIONAL COMO FUENTE IMPORTANTE DE ABASTECIMIENTO EN COLOMBIA Y EL MUNDO. ....</b>            | <b>17</b> |
| 2.1 DEFINICIÓN.....                                                                                                    | 18        |
| 2.2 GAS NO CONVENCIONAL EN EL MUNDO.....                                                                               | 20        |
| 2.3 GAS NO CONVENCIONAL EN COLOMBIA.....                                                                               | 22        |
| 2.3.1 Gas Metano Asociado al Carbón.....                                                                               | 24        |
| 2.3.2 Gas Shale: .....                                                                                                 | 26        |
| 2.3.3 Tight Gas: .....                                                                                                 | 30        |
| 2.3.4 Hidratos de Gas: .....                                                                                           | 31        |
| 2.4 ACTUAL MARCO REGULATORIO DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA.....                                       | 35        |
| 2.5 NORMATIVIDAD Y REGULACIÓN EXISTENTE EN COLOMBIA RELACIONADA A LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES..... | 37        |
| 2.6 PROYECTOS DE EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y EVALUACIÓN TÉCNICA DE GAS NO CONVENCIONAL EN COLOMBIA AL 2011. ....         | 39        |
| 2.7 RECOMENDACIONES AL MODELO DE CONTRATACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....                                  | 40        |
| <b>3. CONCLUSIONES.....</b>                                                                                            | <b>41</b> |
| <b>4. BIBLIOGRAFIA.....</b>                                                                                            | <b>43</b> |

## INDICE DE ILUSTRACIONES.

|                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Ilustración 1 <i>Proyección Reservas de Gas Natural en Colombia. (2010-2022)</i>                                 | 13 |
| Ilustración 2 <i>Proyección Demanda Nacional de Gas Natural en Colombia</i> .....                                | 14 |
| Ilustración 3 <i>Relación Producción-Demanda de GN Esperadas</i> .....                                           | 16 |
| Ilustración 4 <i>Consideraciones tecnológicas y de costos en el desarrollo de diferentes hidrocarburos</i> ..... | 18 |
| Ilustración 5 <i>Características geológicas de las reservas de gas no convencional</i> . .....                   | 19 |
| Ilustración 6 <i>Total Reservas de gas convencional y no convencional en el mundo</i> : .....                    | 21 |
| Ilustración 7 <i>Ubicación de potenciales reservas de gas no convencionales en Colombia</i> . .....              | 23 |
| Ilustración 8 <i>Proceso de producción normal de un pozo de GMAC</i> .....                                       | 25 |

## INDICE DE TABLAS.

|                                                                                                                                         |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1 <i>Diferencias Técnicas y Económicas</i> .....                                                                                  | 19 |
| Tabla 2 <i>Volúmenes esperados de hidrocarburos no convencionales para Colombia</i> .....                                               | 22 |
| Tabla 3 <i>Gas Metano Asociado al Carbón en Colombia</i> .....                                                                          | 24 |
| Tabla 4 <i>Reservas de Gas Shale en Colombia</i> .....                                                                                  | 28 |
| Tabla 5 <i>Costos de desarrollo de proyectos de Shale gas en diferentes estados de USA según profundidad y reservas estimadas</i> ..... | 29 |
| Tabla 6 <i>Potencial de Hidratos de Gas en Colombia</i> .....                                                                           | 32 |
| Tabla 7 <i>Costos económicos estimados para un proyecto de desarrollo de gas de hidratos</i> .....                                      | 34 |

## RESUMEN.

**Título:** PERSPECTIVAS DE CRECIMIENTO DEL SECTOR DE GAS NO CONVENCIONAL EN COLOMBIA\*

**Autor:** Javier Fernando Carranza Vasquez\*\*.

**Palabras claves:** Hidrocarburos no convencionales, reservas, desabastecimiento.

### **Contenido:**

Ante las alarmas que ha prendido el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) de un inminente desabastecimiento de gas natural que enfrenta Colombia en los próximos años, se hace cada vez más necesaria la vinculación de nuevas fuentes alternativas de energía para el aprovisionamiento de combustible y el aseguramiento energético del país. Es importante que en Colombia se comience a desarrollar las nuevas fuentes de gas no convencional, especialmente las de Shale gas y las de Gas Metano Asociado al Carbón, las cuales cuentan actualmente con un gran potencial de reservas a nivel nacional.

El desarrollo de las fuentes no convencionales plantea nuevos desafíos para la industria de hidrocarburos en Colombia. Los métodos y tecnología que se usan en la actualidad en la perforación y producción de esta clase de hidrocarburos causan un alto impacto ambiental, especialmente por el alto uso de las fuentes hídricas, lo que conlleva a una gran responsabilidad social y ambiental tanto por el Estado colombiano como por las empresas del sector. Por otra parte, El gobierno colombiano debe ofrecer incentivos a los nuevos capitales nacionales y extranjeros para el desarrollo y crecimiento del sector de no convencionales y en el mismo sentido asegurar el abastecimiento energético del país.

---

\* Trabajo de Monografía.

\*\* Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Rafael Barragán. Universidad Industrial de Santander.

## ABSTRACT

**Title:** GROWTH PERSPECTIVES FOR UNCONVENTIONAL GAS IN COLOMBIA\*.

**Author:** Javier Fernando Carranza Vasquez\*\*.

**Key Words:** Unconventional Hydrocarbons, reservoir, shortage.

### CONTENT:

Recently, the Ministry of Mine and Energy of Colombia and the Mining Planning Unit-Energy (UPME) have carried out several studies and analyses which have shown an imminent natural gas shortage in the country over the coming years, therefore, is highly necessary to incorporate new resources of energy in order to ensure the energy supply. Saying that, it is important that Colombia begins to develop unconventional gas resources, especially reservoirs of Shale gas and Coal Bed Methane (CBM) which have been proved to be abundant in the country, these reservoirs are mainly located along the east mountains chain and the Magdalena-Medio basin.

The development of unconventional gas exploitation brings new challenges and risks for the hydrocarbon industry in Colombia. Current technologies and operational methods which are used to pump oil and gas from the well always have negative impacts on the environment, especially in the water resources, this environmental issue involves, both the fastness and fort of government institutions and the responsibility of the private companies itself. On the other hand, the State must boost both national and foreign investors to develop the unconventional gas sector in the country; it will push up the growth of the oil and gas industry and also the local economy.

---

\* Dissertation theme.

\*\* Postgraduate degree in Hydrocarbon Management, Director: Rafael Barragan. Universidad Industrial de Santander.

## INTRODUCCIÓN

Es de poco conocimiento general que las reservas de gas natural en Colombia han disminuido sustancialmente en los últimos años, representando una potencial situación de desabastecimiento en el mediano plazo. Se ha estimado que de no haber nuevos descubrimientos o desarrollos de reservas de gas natural en los próximos años, el país necesitaría de la importación de este combustible hacia el año 2015, año en el cual la producción de los principales campos de gas entraría en déficit respecto al consumo nacional.

Ante la expectativa de desabastecimiento de gas natural en el país, situación que pondría en alto riesgo el suministro de energía eléctrica, es necesario buscar las alternativas que provean de este combustible a la industria, el transporte, los hogares y las centrales eléctricas, como también buscar que dicha alternativa mitigue los posibles problemas sociales que se generarían por la escasez. En estos términos, Colombia enfrenta en el mediano plazo una situación de seguridad energética que se vería agravada por una eventual ocurrencia de un fenómeno del Niño, el cual al reducir los niveles de los embalses y reservas hídricas haría tambalear el suministro de energía eléctrica en las principales ciudades del país.

Actualmente en el mundo se están desarrollando nuevas fuentes de energía no convencionales para aumentar los niveles de seguridad y confiabilidad en el suministro de gas natural, especialmente en Estados Unidos, Australia y Canadá. En Colombia, las fuentes de gas de reservas no convencionales como Shale, Tight, Gas Metano de Mantos de Carbón e Hidratos son abundantes y muchos de ellos con gran prospectividad de producción, por lo tanto, el país posee un gran potencial de gas natural para explotar y aumentar sus reservas, logrando de esta manera el autoabastecimiento y la independencia energética, como también ayudaría a posicionar al país como gran productor de energía dentro de América Latina.

El desarrollo de las fuentes de gas no convencional plantea nuevos retos tecnológicos, financieros, ambientales, sociales y regulatorios tanto para las empresas como para la nación, por lo tanto, es importante que Colombia desde ahora empiece a definir el rumbo de esta industria si desea asegurar el

suministro de gas en el país en el largo plazo. Colombia debe optar por una política que incentive el capital privado, tanto extranjero como nacional, en la exploración y producción de este tipo de hidrocarburos, como también en la adopción y desarrollo de las nuevas tecnologías de perforación usadas en la explotación de este energético, siempre y cuando estén acompañadas de un fortalecimiento en la institucionalidad ambiental y social colombiana.

## **1. EL PROBLEMA DE DESABASTECIMIENTO FUTURO DE GAS NATURAL.**

La primera parte de este trabajo mostrara brevemente un análisis del estado actual de las reservas, la demanda y la oferta de gas natural en Colombia y la forma en que estas mismas variables interactúan en el mediano plazo para crear una situación de desabastecimiento de este combustible hacia el año 2015, año en el que se proyecta que con las actuales reservas de gas natural y a un ritmo de consumo igual al que se registró en el 2011, tanto los hogares como la industria y el sector eléctrico colombiano sufrirían un desabastecimiento significativo de gas natural al punto de hacer necesaria la importación de este combustible.

### **1.1 Proyección y relación de las variables reservas, producción y demanda en el sector de gas natural.**

Según Indicadores de Gestión e Indicadores de la Industria a Febrero 29 del 2012 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y del Sistema de Información de Petróleo y Gas (SIPG) de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), Colombia en la actualidad posee un total de 5405 GPC en reservas probadas de gas natural y una cantidad de 1653 GCP entre reservas probables y posibles. Por el lado de la oferta, donde la mayor producción se concentra principalmente en los campos de Chuchupa y Ballena, con el 66% el 20% de la producción nacional respectivamente, el país alcanza los 387 GPC de gas al año, para una producción total de 1100 MPCD. Respecto a la demanda de gas natural, el país consume en promedio 859 MPCD y exporta otros 155 MPCD a Venezuela desde la costa atlántica.

Por lo anterior se puede ver que la relación demanda y producción que el país tiene en el presente es muy ajustada, apenas un ínfimo superávit sobre la

cantidad de gas que se exporta diariamente, pero si bien la demanda interna está enteramente satisfecha, las reservas del principal campo que abastece tanto la costa como el interior del país, Chuchupa y Ballenas, se están viendo disminuidas por las exportaciones y ponen en riesgo la seguridad en el abastecimiento futuro de gas para Colombia.

En Colombia, como en muchos otros países de América Latina con características similares en sus economías y clima, la demanda de gas natural depende en forma sustancial de dos factores, de la infraestructura de la industria de la generación eléctrica y de la ocurrencia de fenómenos climáticos como el fenómeno del “Niño” y el fenómeno de la “Niña”<sup>1</sup>. Esta dependencia del mercado de gas de las condiciones climáticas hace que se requiera de un análisis bastante riguroso sobre el comportamiento de la demanda en los diferentes escenarios, es decir, cuando ocurre y cuando no, dichos cambios atmosféricos, como también de la forma en que afectan la hidrología de los países, fuente primaria en la generación eléctrica, sin embargo, para los alcances de este estudio solo se tomara la demanda en un escenario base donde la influencia de los cambios climáticos no son relevantes.

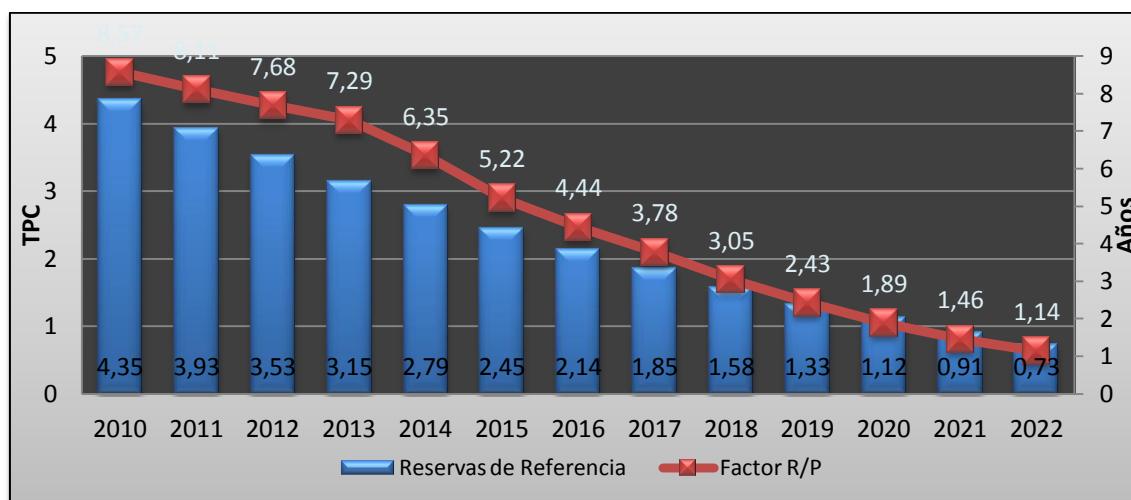
De esta manera se muestra a continuación el comportamiento futuro de las reservas, la demanda y oferta de gas natural en un escenario donde el consumo de este combustible se mantiene constante a lo largo del tiempo proyectado, sin picos causados por la ocurrencia de cambios climáticos.

---

<sup>1</sup> Estos fenómenos corresponden a un cambio en los patrones de movimiento de las corrientes marinas en la zona intertropical del océano pacífico, el Niño está asociado a largas temporadas de sequías y fuertes veranos y el de la Niña asociado a las temporadas de lluvias e inundaciones, causadas por el enfriamiento de las aguas ecuatoriales y las precipitaciones atmosféricas sobre esta misma región del globo.

### 1.1.2 Reservas.

Ilustración 1 Proyección Reservas de Gas Natural en Colombia. (2010-2022)



Fuente: UPME.

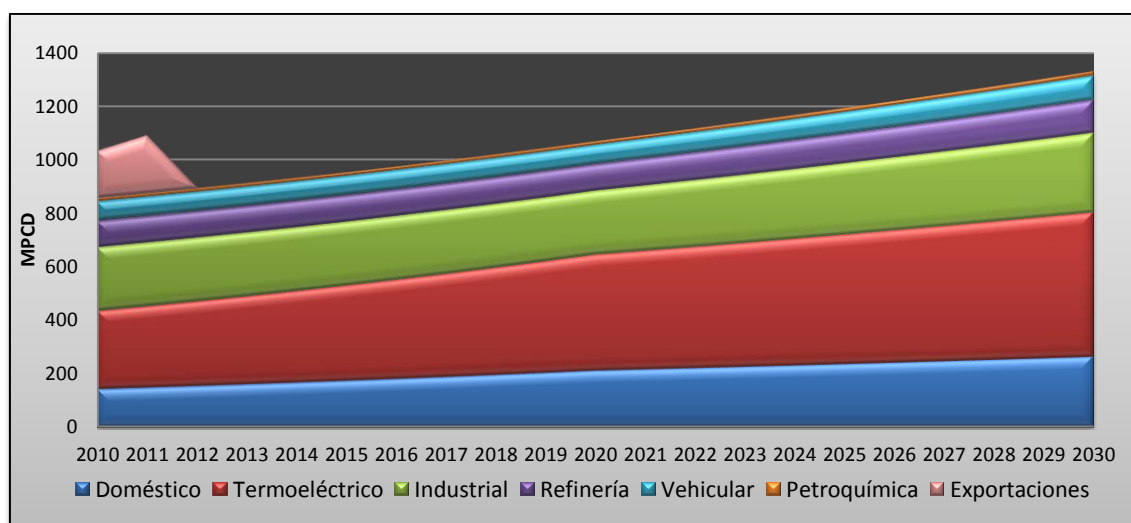
Como se muestra en la grafica anterior, se estima que de no haber nuevos descubrimientos de yacimientos de gas natural que se puedan desarrollar en el mediano plazo, el país enfrentaría una situación de desabastecimiento a partir del año 2014 en el cual el factor R/P llega a un valor de 7 años, tiempo en el cual el Ministerio de Minas y Energía no permitiría a los productores y comercializadores disponer libremente de las reservas de gas natural, ello con el fin de ejercer control sobre las cantidades de gas remanentes.

### 1.1.3 Demanda.

Como se menciona anteriormente, la demanda proyectada para las próximas décadas se estima teniendo en cuenta la no ocurrencia de fenómenos climáticos intensos que impacten directamente la demanda de gas, en especial para la generación eléctrica, por lo tanto, se estima que bajo estas circunstancias, la demanda de gas natural para la presente década crezca a una tasa media de 4.0%, alcanzando una demanda de todos los sectores de 1080 MCPD y para la siguiente década, los años 20, se espera que la tasa de crecimiento sea de 2,2% de manera que se llegue a unos 1330 MPCD.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> La proyección de la demanda de gas natural para Colombia se hace tomando como referencia el crecimiento del PIB entre el 1% y el 4% , la proyección de precios de gas natural, gasolina y diesel, el crecimiento de la población medida por el DANE, los proyectos que en la actualidad

Ilustración 2 Proyección Demanda Nacional de Gas Natural en Colombia



Fuente: UPME. Sipg.

Es importante notar que tanto en el mediano como en largo plazo, dos de los sectores que tendrán mayor crecimiento y por lo tanto mayor demanda de gas natural es el sector termoeléctrico y el de refinería, debido a sus planes de expansión. En cuanto a la actividad de refinería en el país, las actuales inversiones en modernización y ampliación en las dos principales refinерías, Cartagena y Barrancabermeja, exigirán al mercado una demanda creciente de gas natural del orden del 8,3% anual, unos 120 GBTU's de gas adicional por año.

Por el lado del sector termoeléctrico, se espera que la demanda crezca a una tasa anual promedio de 6,6% a causa de los nuevos proyectos de generación eléctrica tipo térmica que se están desarrollando, proyectos como Flores IV, Gecelca 3 y Termocol con capacidad de generar 160, 150 y 210 Mega watts respectivamente, se espera que entren en operación antes del 2013. Es importante resaltar el uso de gas natural en la generación eléctrica ya que cerca del 30% de la generación nacional se realiza a partir de este combustible, anualmente el país consume 2640 GBTU's de gas natural para la generación eléctrica.

---

se desarrollan en materia de generación eléctrica e interconexiones internacionales y nacionales y por último se tiene en cuenta también las exportaciones a Venezuela las cuales se espera sean revertidas en el 2013 pero ante lo cual aun existe mucha incertidumbre.

#### 1.1.4 Relación producción y demanda.

De acuerdo a las proyecciones hasta ahora hechas tanto de las reservas como de la demanda de gas natural en el país, se puede ver la existencia de un escenario de desabastecimiento que empezaría a sentirse para los consumidores colombianos hacia el 2015, año en el cual la creciente demanda empieza a dejar atrás a la oferta esperada, situación que es originada por la falta de nuevos descubrimientos y a la declinación de los campos maduros<sup>3</sup>.

La proyección de la capacidad de producción de gas natural en Colombia se destaca por la disminución en un 54% del gas de la Guajira durante el periodo 2012-2018 e igualmente para este periodo se estima una disminución del 78% en los campos productores del sur del país, pero por el contrario, hacia el interior se espera el aumento de la producción de los campos Cupiagua I y Cupiagua II en Casanare en aproximadamente 210 MPCD de acuerdo con lo manifestado por los productores de dicho campo, esto permitiría atender una parte de la demanda interna en Colombia<sup>4</sup>.

Al comparar los escenarios futuros de oferta y demanda en el sector de gas natural en el mediano plazo puede concluirse que bajo el supuesto de no haber nuevos desarrollos de campos de gas natural y la no ocurrencia de fenómenos climáticos que afecten la demanda de gas del sector termoeléctrico, el escenario de desabastecimiento se produciría en Colombia a finales del año 2015. El desabastecimiento se explica por un comportamiento creciente de la demanda, especialmente por los planes de crecimiento del sector de eléctrico y la actividad de modernización y ampliación de las dos más importantes

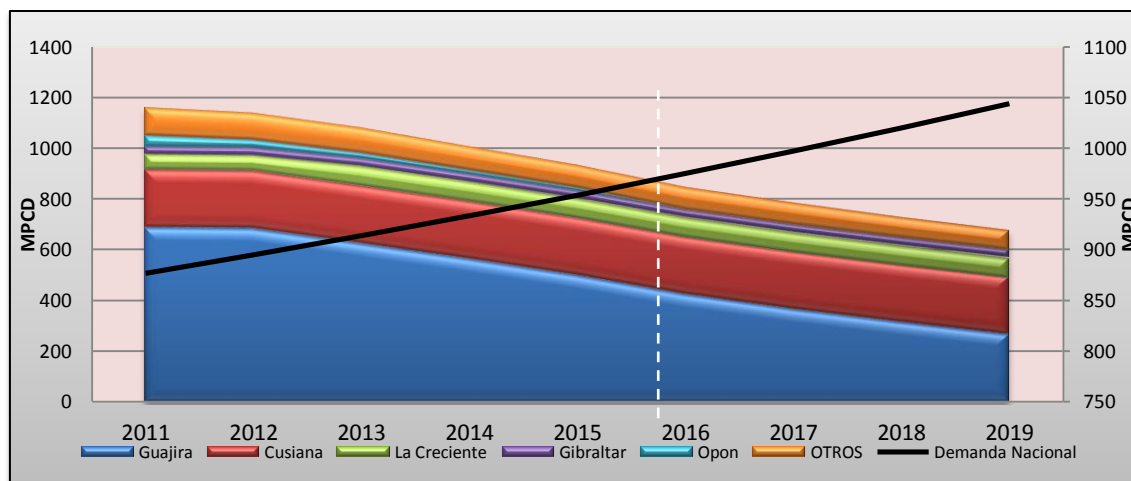
---

3 Las proyecciones en la producción real de GN en Colombia se hace tomando en cuenta la producción potencial estimada por los productores y comercializadores de GN en el país y revelada al ministerio de Minas y Energía de Colombia. Dicha producción potencial para los próximos años puede verse en las resoluciones 180663, 180765, 180881 y 181125 del 2010 del MInminas.

<sup>4</sup> Según los reportes hechos por los productores de GN al Ministerio de Minas y Energía de Colombia se esperan hacer expansiones para incrementar la producción en los campos de Chuchupa (60 MPCD) y Cusiana (70 MPCD), sin embargo, estos incrementos no serán suficientes en atender la demanda que se estima crezca a una tasa mayor que la que se espera por parte de la producción de estos dos campos. Además la producción del campo Cupiagua II se espera sea usado para la reinyección y recuperación de petróleo del campo Cusiana lo cual indica que gran parte de este gas no estaría disponible para consumo en el mercado.

refinerías del país y por la declinación natural de los campos productores, tanto los de la costa como los del interior.

Ilustración 3 Relación Producción-Demanda de GN Esperadas



Fuente: Ministerio de Minas y Energía, UPME.

## 1.2 Alternativas de solución al problema de desabastecimiento en el país.

Ante la problemática de desabastecimiento de GN que enfrenta el país se pueden considerar varias alternativas, la primera hace referencia a introducir las reservas que en la actualidad existen como probables dentro de la categoría de probadas, esto por supuesto requiere de todos los procedimientos técnicos y las aprobaciones correspondientes por parte de las entidades responsables. Una segunda solución involucra las importaciones vía gasoducto desde algún país con las suficientes reservas de GN para abastecer un mercado extranjero, en este caso se considera a Venezuela quien cuenta con una de las reservas más grandes del mundo, mas de 5,5 Trillones de m<sup>3</sup> y un factor R/P superior a los 100 años, pero el cual en la actualidad carece de la infraestructura necesaria para transportar el gas afuera de sus fronteras<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> En cuanto a la importación de gas natural desde Venezuela existe un convenio entre Ecopetrol, Chevron y PDVSA el cual contempla las importaciones desde el vecino país a partir del 2012, inicialmente con 39 MPCD que se incrementarían gradualmente a 150 MPCD entre el 2016 y el 2027. No obstante, la opción de importar gas venezolano en el mediano plazo se considera poco factible pues los retardos de PDVSA en los planes de inversión y desarrollo de sus reservas de gas y transporte no garantizan el suministro en los plazos establecidos.

De acuerdo al Plan de Abastecimiento en el Transporte y Suministro de Gas Natural que ha desarrollado la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia (UPME), la opción más adecuada para enfrentar el problema de desabastecimiento es la Importación de gas natural licuado (GNL). La importación de GNL considera la construcción de dos plantas de regasificación, una ubicada en la Guajira y otra en la costa pacífica, en Buenaventura, cada una con una capacidad de regasificar 450 MPCD.

A pesar de que la importación de GNL representa la mejor opción ante el desabastecimiento causado, tanto por la falta de descubrimientos y desarrollos de nuevos campos que aumenten la oferta gas natural como del incumplimiento del acuerdo de importación de gas por parte de Venezuela en los próximos años, esta alternativa aun tiene bastantes retos por superar como el incremento de los precios de gas debido al transporte y también a la nuevas inversiones que tendría que hacerse en tecnología, plantas de tratamiento y redes de transporte desde las costas hacia el interior del país para su suministro.

El abastecimiento a partir de la Importación de GNL requiere de una gran planeación y de una gran expectativa en el corto y mediano plazo de que no se descubrirán en el país nuevos yacimientos de gas natural que puedan autoabastecer el mercado nacional, pues de lo contrario estas inversiones habrían sido desperdiciadas. Por ello es necesario considerar a la exploración y explotación de las reservas identificadas hasta el momento de gas no convencional como la alternativa que ofrece una solución al problema de desabastecimiento de gas natural en largo plazo.

## **2. GAS NATURAL NO CONVENCIONAL COMO FUENTE IMPORTANTE DE ABASTECIMIENTO EN COLOMBIA Y EL MUNDO.**

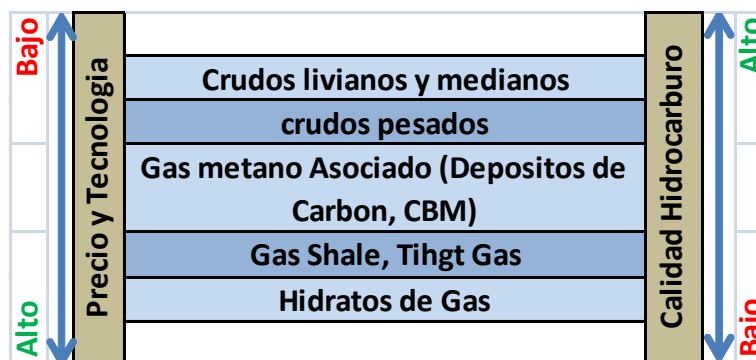
La segunda parte de este trabajo definirá conceptualmente las diferencias entre el gas natural convencional y el gas no convencional, al igual que dará cuenta de los volúmenes de reservas de éste, la ubicación de los diferentes yacimientos, la normatividad existente en esta materia en Colombia, la

tecnología de producción y las desventajas de la explotación de los respectivas fuentes de gas no convencional.

## 2.1 Definición.

Para definir que es el gas no convencional y diferenciarlo del gas que actualmente se usa, se debe recurrir a dos conceptos, uno de carácter económico y el otro de tipo geológico. El primero define el gas no convencional en los siguientes términos: Es el gas en campos cuyo flujo de caja es sostenible solo si existe una asistencia masiva de flujos financieros, acuerdos entre partes y especialmente un alto factor de recuperación del hidrocarburo, es decir, que por las características de los depósitos donde se encuentra almacenado el gas natural es necesario la utilización de mayor tecnología y un escenario de precios altos del combustible en el mercado para poder producir el gas de estos yacimientos.

Ilustración 4 Consideraciones tecnológicas y de costos en el desarrollo de diferentes hidrocarburos.



Fuente: Holditch&Stephen 2003.

El segundo concepto es el geológico y el de mayor importancia y diferenciación, define al gas no convencional según los atributos de la reserva en sí misma y en la forma como los hidrocarburos están almacenados allí. En el concepto geológico, la acumulación de hidrocarburos no convencionales son causadas por la baja permeabilidad de las rocas o sedimentos que conforman la reserva y no por las trampas creadas por las fallas de la tierra, que es lo que comúnmente ocurre con los yacimientos de gas convencional.

Ilustración 5 Características geológicas de las reservas de gas no convencional.



Fuente: *Unconventional natural gas reservoirs. 2009.*

En síntesis, la diferencia entre el gas convencional y el no convencional no reside en las diferencias químicas del gas que se extrae si no de los atributos de las reservas en sí mismas y en la forma como el gas está almacenado en la roca. Los nombres convencional y no convencional pueden relacionarse mejor a los métodos de perforación y de producción que son utilizados en los yacimientos con las características económicas y geológicas anteriormente mencionadas.

| <b>Tabla 1 Diferencias Técnicas y Económicas</b>              |                                          |
|---------------------------------------------------------------|------------------------------------------|
| <b>Convencionales</b>                                         | <b>No Convencionales</b>                 |
| Hidrocarburo entrampado                                       | Baja porosidad                           |
| Porosidad efectiva y permeable                                | Baja permeabilidad                       |
| Fáciles de desarrollar                                        | Trabajos de estimulación y adsorción     |
| Condiciones de flujo favorables                               | Condiciones de flujo no favorables       |
| Yacimientos grandes y aislados de alta rentabilidad potencial | Yacimientos distribuidos                 |
| Alta complejidad. Yacimiento variable en el tiempo.           | Baja complejidad. Yacimientos homogéneos |
| Numero de pozos relativamente pequeños                        | Pequeña inversión por pozo.              |
| Larga vida del pozo.                                          | Pequeña producción por pozo              |

Fuente: *el Autor.*

Un ejemplo de almacenamiento de gas no convencional, es la Lutita Bituminosa Gasífera, que es aquella roca que posee un alto contenido de material orgánico y que por sus características de baja porosidad y permeabilidad ha mantenido dicha materia orgánica, en condiciones de altas temperaturas y presiones bajo la superficie, en forma de gas. Este tipo de

Lutita, llamada comúnmente “shale”, se ha venido postulando recientemente como una nueva alternativa de extracción de hidrocarburos, especialmente en Estados Unidos, Canadá, Australia y algunos países de Europa<sup>6</sup>.

## **2.2 Gas no convencional en el mundo.**

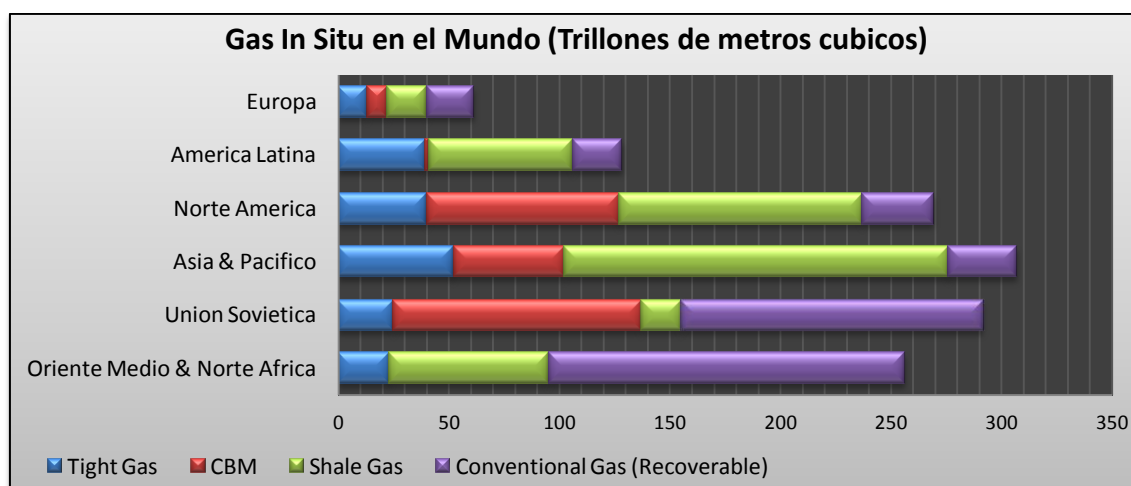
En el mundo, la producción comercial de gas no convencional aun es inmadura y el desarrollo de estas fuentes de hidrocarburos se hace en la actualidad principalmente en Estados Unidos y Canadá. En el pasado reciente, las barreras tecnológicas y los altos costos de producción han retardado el desarrollo de la industria de gas no convencional, sin embargo, en la medida que las actuales fuentes de gas convencional se vuelven más difíciles de encontrar y empiezan a escasear, la necesidad por este recurso empieza a darle importancia a las fuentes de energía que hasta ahora se han considerado menos atractivas de explotar.

De acuerdo a diferentes encuestas geológicas llevadas a cabo en Estados Unidos y varios países de Europa, las fuentes de gas no convencional empiezan a tener una gran prospectiva en el mundo, las reservas de estos hidrocarburos se están convirtiendo en la nueva alternativa para alimentar la demanda de gas natural que a nivel mundial se requiere, por ser, en primer lugar, una fuente ampliamente disponible y en segundo instancia, por ser aceptable en cuanto a las bajas emisiones de dióxido de carbono que produce si se compara con otras fuentes mucho más contaminantes como el petróleo y el carbón.

---

<sup>6</sup> Las Lutitas son rocas sedimentarias ricas en arcilla, estas rocas de grano fino constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias. Las partículas de estas rocas son tan pequeñas que no pueden identificarse fácilmente sin la ayuda de grandes aumentos y por ello las Lutitas resultan ser las rocas más difíciles de estudiar de todas las rocas sedimentarias.

Ilustración 6 Total Reservas de gas convencional y no convencional en el mundo:



Fuente: World Energy Outlook. IEA 2009.

Como puede apreciarse en la gráfica anterior (ilustración 6) las reservas de gas no convencional (Shale, Tight y de Gas Asociado al carbón) superan ampliamente las reservas de gas convencional en regiones tales como América del Norte, América Latina, Europa, Asia y Pacífico. Rusia por otra parte, tiene un gran potencial de ambas reservas, 155 Tmc en gas no convencional y unos 136,5 Tmc en gas natural convencional, este último energético se estima que proveerá a Rusia durante los próximos 76 años, el cual lo posiciona como el segundo país con las reservas más grandes de gas convencional después de Arabia Saudita, quien cuenta con una relación Reservas/Producción de 93 años.

Las reservas de gas en Oriente Medio son las mayores del mundo, cerca de 161,2 Tmc de gas natural, de las cuales solo 75,8 Tmc se encuentran como reservas probadas hasta el momento. Esta región igualmente registra un gran potencial en gas de esquistos, Shale y Tight gas, pero sin embargo no posee hasta ahora reservas provenientes de gas asociado al carbón.

En conclusión puede decirse que las reservas de gas no convencional son abundantes y se encuentran presentes en todas las regiones del planeta. La totalidad de gas no convencional que se estima existen hoy en el mundo superan en más del doble a las reservas de gas convencional in situ hasta ahora descubiertas, 404,4 Tmc de gas convencional frente a 909 Tmc de gas no convencional. Con la totalidad de gas que las nuevas fuentes ofrecen para

el planeta, podría proyectarse que el mundo tendría dentro de la canasta de consumo energético la disponibilidad de este hidrocarburo para más de 200 años.

### 2.3 Gas No convencional en Colombia.

Colombia posee un gran potencial en reservas de gas no convencional, la prospectiva que se tiene es la de desarrollar al menos 39 TPC de estos hidrocarburos, entre ellos 7,5 TPC de GMAC y 31,7 TPC de gas Shale ubicados principalmente en las áreas del Magdalena Medio, la cordillera oriental y la zona del Catatumbo. La totalidad de hidrocarburos no convencionales para Colombia en reservas probables asciende a cerca de 770 TPC siendo los de mayor abundancia el Shale y los Hidratos de gas, este último se ubica esencialmente mar adentro, a lo largo de las costas Atlántica y pacífica, pero es de anotar que actualmente no existe la tecnología de extracción que haga comercial el gas proveniente de estas formaciones geológicas.

Tabla 2 Volúmenes esperados de hidrocarburos no convencionales para Colombia<sup>7</sup>.

| Producto                                                         | Volumen      | Tipo               |
|------------------------------------------------------------------|--------------|--------------------|
| Gas Asociado al Carbón (CBM),(GMAC)                              | 7,5 TPC      | Gas Recuperable    |
| Gas Asociado a Esquistos (Gas Shale)                             | 32 TPC       | Gas Recuperable    |
| Gas Comprimido (Tight Gas)                                       | 1,2 TPC      | Gas in Place       |
| Hidratos de Gas (Gas Hidrate)                                    | 400 TPC      | Gas in Place       |
| Otros no convencionales Líquidos: Arenas Bituminosas y Oil Shale | 34 - 54 GBPE | Aceite Recuperable |

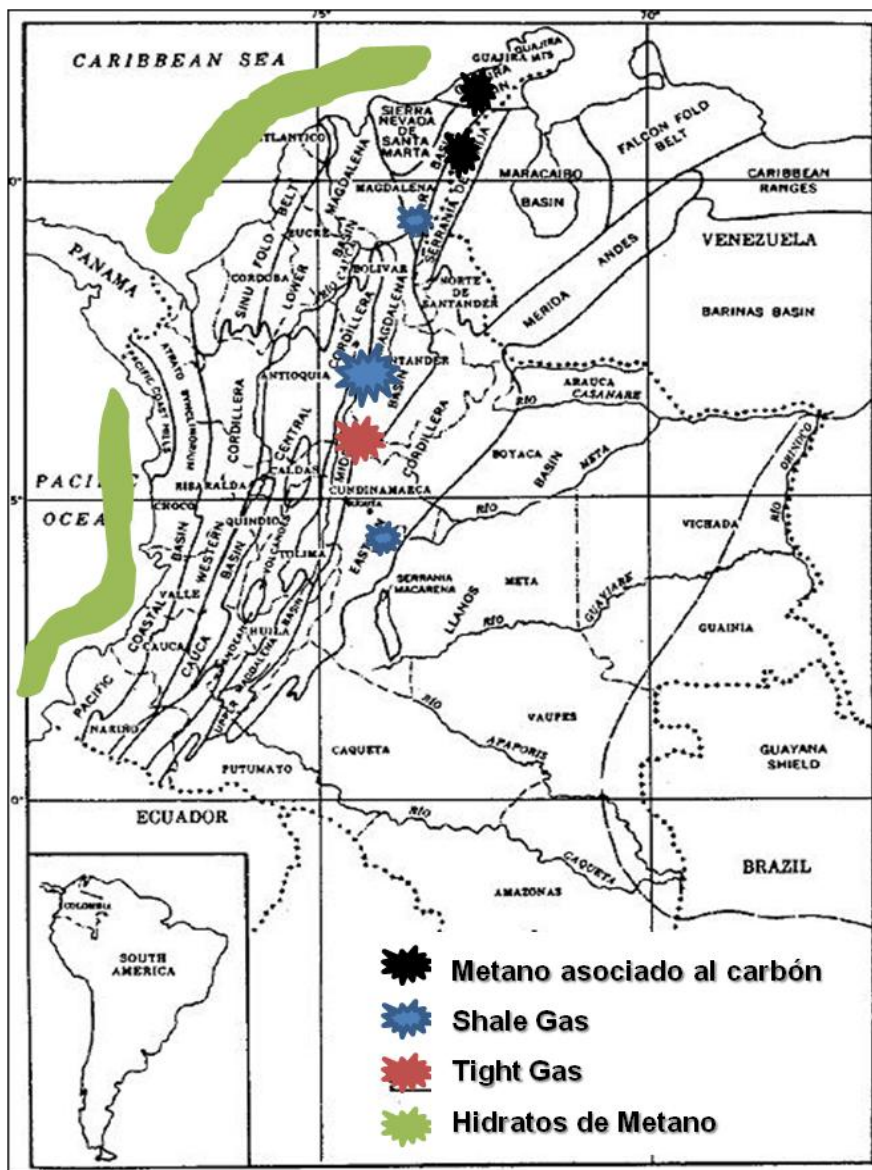
Fuente: Arthur D'little, 2008

Como puede apreciarse existen considerables volúmenes de gas natural no convencional en Colombia, las reservas de este hidrocarburo ofrecen un gran potencial de abastecimiento al mercado interno y abre nuevas oportunidades al

<sup>7</sup> Los volúmenes de hidrocarburos contenidos en reservorios pueden ser estimados mediante la formulación del OOIP (Original Oil in Place) que tiene en cuenta algunas características de los yacimientos tales como la porosidad ( $\phi$ ), la saturación de agua ( $S_w$ ), el factor de volumen de la formación ( $B_{oi}$ ) y el volumen total involucrado (Hartmann y Beamont, 1999).

mercado de la exportación de gas en el largo plazo. El aprovechamiento de estas fuentes de energía disminuirá los riesgos de desabastecimiento de gas natural en el país ante desequilibrios en este mercado causados por factores climáticos tales como el fenómeno del niño o ante súbitos picos crecientes de la demanda, también disminuirá en gran medida la dependencia del país de las importaciones de gas tanto desde Venezuela como desde otros países de la región.

Ilustración 7 Ubicación de potenciales reservas de gas no convencionales en Colombia.



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.

### 2.3.1 Gas Metano Asociado al Carbón.

El gas metano asociado al carbón (GMAC) o CBM (Coal Bed Methane) es gas natural proveniente del carbón, es decir, las capas subterráneas de carbón son la reserva natural que almacena en su interior este tipo de gas. Cuanto más profundas se encuentren los mantos de carbón más gas metano tienden a almacenar debido a las altas presiones y temperaturas en que se hallan. Cada GMAC es único en términos de geología, topografía, saturación y química, ello siempre dependiendo de las características de la matriz de carbón donde se encuentre. El GMAC está compuesto por más del 90% de metano y en el restante se puede encontrar otros gases como butano, propano, etano, dióxido de carbono y nitrógeno.

#### Reservas:

Como pudo apreciarse anteriormente, las reservas de GMAC se encuentran ampliamente distribuidas en el mundo y representan cerca del 10% del total de gas no convencional a nivel mundial. En Colombia las reservas de GMAC se estiman entre 3 y 17 TPC y se encuentran principalmente en el altiplano de Bogotá, las formaciones de Guaduas, Guachinte y Ferreira, las cuencas de los llanos, cuenca del Magdalena medio y la cuenca del río Cauca. Colombia presenta un gran potencial de GMAC a pesar de que no se ha estudiado en profundidad la cantidad de recursos existentes de este hidrocarburo en el territorio nacional, siendo Drummond, la compañía minera, quien ha revelado la mayoría de reservas probadas de GMAC en Colombia.

Tabla 3 Gas Metano Asociado al Carbón en Colombia

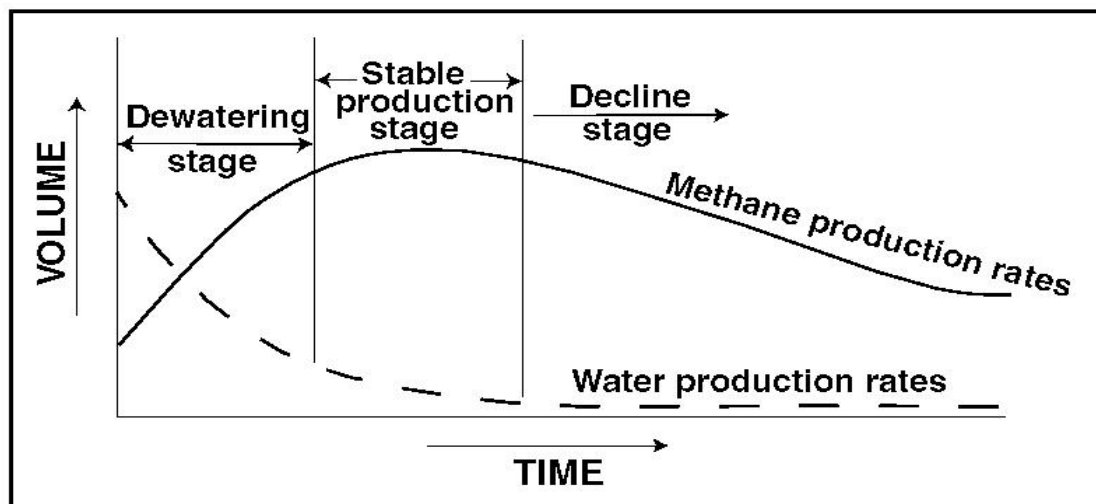
| Región                 | Gas in Place (Tpc) | Reservas Probadas (Tpc) |
|------------------------|--------------------|-------------------------|
| <b>Guajira</b>         | 4,8                | 2,4                     |
| <b>Cesar</b>           | 6,9                | 3,4                     |
| <b>Córdoba</b>         | 8,8                | -                       |
| <b>Antioquia</b>       | 0,5                | -                       |
| <b>Valle del Cauca</b> | 0,3                | -                       |
| <b>Cundinamarca</b>    | 1,6                | 0,8                     |
| <b>Boyacá</b>          | 1,8                | 0,9                     |
| <b>Santander</b>       | 0,5                | -                       |
| <b>N. Santander</b>    | 0,8                | -                       |
| <b>Total</b>           | <b>26</b>          | <b>7,5</b>              |

Fuente: Zamora, 2009. Documento Conpes 2008.

## Producción:

En la producción de GMAC inicialmente se taladra hasta alcanzar las capas de carbon, despues es inyectada agua a gran presion con el fin de fracturar la roca y asi ayudar a liberar el gas que se encuentra en su interior. En la produccion de GMAC se pueden considerar tres etapas, en la primera etapa grandes cantidades de agua son necesarias para romper la roca de carbon y liberar el gas, en la segunda etapa la produccion de gas metano aumenta y se mantiene en la medida que la inyeccion de agua empieza a ser menos necesaria y al final ambos, tanto el agua requerida como el gas que se extrae empiezan a declinar. Este proceso se ilustra en la siguiente grafica.

Ilustración 8 Proceso de producción normal de un pozo de GMAC



Fuente: Unconventional Natural Gas Reservoirs in Colombia, 2009.

Usualmente en la extracción de GMAC es utilizada la perforación horizontal, la cual permite cubrir mayores áreas y hacer un uso más eficiente de la fracturación hidráulica de la piedra<sup>8</sup>. La producción de GMAC en la actualidad resulta ser más atractiva en países que están desarrollando esta clase de fuentes energéticas tales como Estados Unidos, Australia, Canadá y Suráfrica porque los yacimientos de Carbón resultan tener seis veces o mas gas que los

<sup>8</sup> La fractura hidráulica (comúnmente conocida en inglés como *hydraulic fracturing* o *fracking*) es una técnica para posibilitar o aumentar la extracción de gas y petróleo del subsuelo. El procedimiento consiste en la inyección a presión de algún material en el terreno, con el objetivo de ampliar las fracturas existentes en el sustrato rocoso que encierra el gas o el petróleo, y favoreciendo así su salida hacia el exterior. Habitualmente el material inyectado es agua con arena, aunque ocasionalmente se pueden emplear espumas o gases.

yacimientos de gas convencional en iguales volúmenes de áreas bajo la superficie.

### **Impacto Ambiental:**

Los mayores retos en la producción de GMAC se encuentran en el manejo del agua que es requerida en los métodos de fracturación hidráulica para extraer el gas de los mantos de carbón, caracterizados por tener baja permeabilidad y porosidad. En Estados Unidos, por ejemplo, solo el 20% del total del agua usada en los pozos de producción de GMAC es reinyectada y el restante debe ser tratada en superficie por sus altos contenidos de disolventes sólidos y químicos, para ser vertida de nuevo a los ríos, el problema reside en que esta agua deja de ser consumible y crea un problema de competencia por el uso de este recurso entre las comunidades y la industria productora de hidrocarburos.

### **Costos Económicos:**

Los proyectos de producción de GMAC pueden dividirse económicamente en cuatro etapas: 1) Los costo de capital: aquí se consideran los costos de los derechos de explotar el gas, los costos de perforación y abandono y los costos asociados a la infraestructura y manejo del agua, estos costos, por supuesto, varían de acuerdo a la profundidad y ubicación del pozo, se estima en alrededor de US\$ 250,000 por pozo.

2) Costos de operación y mantenimiento. \$US 1,8 Mspc.

3) Los costos de transporte y compresión del gas que fluctúan alrededor de US\$ 1,1 Mspc.

4) Los pagos por regalías y pagos de impuestos a las autoridades que se estiman son cerca del 36%. Estos valores serian cercanos en el caso Colombiano.

### **2.3.2 Gas Shale:**

Shale es una roca dura con bajos niveles de permeabilidad y porosidad que puede ser fácilmente quebrada en capas, esta roca actúa tanto como fuente de gas natural como de reserva del mismo ya que posee altos niveles de Kerogen el cual representa la materia orgánica almacenada en la roca. El gas natural es

almacenado en el Shale de tres formas distintas que afectan diferencialmente la velocidad y eficiencia de la producción, las partículas de gas en el Shale se puede almacenar en los poros de la roca, en las fracturas, o se puede hallar absorbido en el mismo mineral de la piedra.

Otra característica importante de las formaciones de Shale es que se pueden hallar a poca profundidad respecto a los yacimientos de otras fuentes convencionales, los yacimientos de Shale varían entre 76 metros y 2500 metros de profundidad y pueden extenderse por varios kilómetros, lo negativo acerca de las formaciones de Shale es que su espesor suele ser muy delgado, alrededor de 135 metros o menos.

### **Reservas:**

El potencial de gas que se puede llegar a encontrar en los yacimientos de Shale depende de varios factores que afectan la roca como la composición mineral, la textura, el tipo y maduración del Kerogen, profundidad, temperatura, presión, etc. No obstante, para estimar el potencial real de la reserva es necesario saber el valor orgánico del carbón o TOC (Total Organic Carbon) del Shale que almacena el gas, el TOC mide la cantidad de carbón que se encuentra presente en un compuesto orgánico y por lo tanto es el indicador clave que hace posible determinar con precisión los volúmenes de gas de los yacimientos. En Colombia los estudios del TOC sobre las reservas hasta ahora encontradas son muy precarios y los que se han desarrollado con cierto grado de rigurosidad dan cuenta de unas reservas de gas Shale recuperable de 32 TPC en el país<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> La experiencia en países como Estados Unidos y Canadá señalan que los parámetros que debe tener una reserva de Shale gas para ser atractiva a la producción son: Porosidad >4%, Saturación de agua <45%, Saturación de Oil <5%, Permeabilidad >100 nanodarcies y TOC >2%.

Tabla 4 Reservas de Gas Shale en Colombia

| <b>Cuenca</b>       | <b>Área Km2</b> | <b>Gas in Place<br/>TPC</b> | <b>Reservas<br/>Recuperables<br/>TPC</b> |
|---------------------|-----------------|-----------------------------|------------------------------------------|
| Magdalena Medio     | 7500            | 289,5                       | 29                                       |
| Cordillera Oriental | 50              | 19,3                        | 1,9                                      |
| Cesar Ranchería     | 200             | 72,2                        | 0,8                                      |
| <b>Total</b>        | <b>7750</b>     | <b>381</b>                  | <b>31,7</b>                              |

Fuente: Unconventional Natural Gas Reservoirs in Colombia, 2009.

### **Producción:**

A causa de la baja permeabilidad de las formaciones de Shale son necesarios el uso de las técnicas de perforación horizontal y la fracturación hidráulica para sostener la producción de los pozos y hacer del gas un producto comercial. Dependiendo del área, la ubicación y la calidad de las reservas, estas pueden asegurar unas altas tasas de producción por periodos largos en el tiempo y presentar unas tasas más altas de crecimiento que las de producción de gas convencional.

A pesar de los retos tecnológicos y ambientales que presenta la producción de gas Shale, este tiene ventajas competitivas por su abundancia y accesibilidad, por ejemplo, los riesgos de exploración de Shale son bajos, como usualmente los yacimientos presentan elevados volúmenes de gas, los costos de producción son recompensados al productor en el tiempo por la comerciabilidad volumétrica de los campos y en consecuencia el precio al consumidor sería menor, en el caso de las centrales eléctricas los contratos en firme estarían garantizados por mayor tiempo y se aseguraría el suministro de gas en el futuro para la generación de energía.

### **Impacto ambiental:**

Al igual que la producción de Gas Asociado al Carbón (GMAC) los principales problemas ambientales que genera la extracción de gas Shale están relacionados con el uso del agua. Se ha demostrado que la utilización de sistemas de fracturación hidráulica durante la perforación requiere entre dos y

cuatro millones de galones de agua diarios por pozo, al igual que entre seis y diez pozos por milla cuadrada para producir entre 30 y 40 GPC de gas natural. De nuevo el uso del recurso hídrico representa los retos más importantes para el desarrollo de la industria de gas natural no convencional debido a la tecnología y métodos usados para hacer más eficiente y productiva la explotación de este hidrocarburo.

### Costos Económicos:

Aunque los costos financieros de los proyectos de gas Shale dependen de varios factores como los geológicos o el lugar donde se operen los pozos, puede establecerse el valor de las inversiones necesarias para el desarrollo de un campo de Shale gas a través de los registros financieros mostrados ya por varias empresas de los Estados Unidos en los últimos años.

Tabla 5 Costos de desarrollo de proyectos de Shale gas en diferentes estados de USA según profundidad y reservas estimadas.

| Shale Play                                 | New Albany (Indiana) | Antrim (Michigan) | Barnett (Texas) | Ohio     |
|--------------------------------------------|----------------------|-------------------|-----------------|----------|
| Costo Por Pozo (Miles \$USD) <sup>10</sup> | 877,5                | 351               | 936             | 351      |
| Profundidad (Pies)                         | 500-2500             | 250-1500          | 6500-8500       | 300-1000 |
| Reservas MMPCS                             | 150-600              | 200-1200          | 500-1500        | 150-600  |

Fuente: Unconventional Natural Gas Reservoirs in Colombia, 2009.

Como ya se menciona, los costos de un proyecto de producción de Shale gas varía de acuerdo a muchos factores, sin embargo pueden ser tenidos en cuenta los costos de proyectos ya realizados en otras partes del mundo, en el caso Colombiano pueden tenerse como referencia los costos de pozos presentados hacia el 2010 en diferentes estados productores de gas Shale en Estados Unidos. Puede estimarse que para un pozo a una profundidad entre 250 y 1500 Pies puede costar cerca de 500 mil dólares y para un pozo de más de 1500 pies de profundidad el costo puede superar los 900 mil dólares.

<sup>10</sup> Los costos por pozo al 2010 se calculan teniendo en cuenta los precios bases del 2004 en Estados Unidos.

### **2.3.3 Tight Gas:**

El Tight gas está contenido en formaciones sedimentarias de rocas que se posicionan en forma paralela en capas unas sobre otras y en cuya secciones se almacena el gas natural. Como las formaciones de Tight son bajas en permeabilidad y porosidad, son necesarias en la producción de este gas la estimulación de los pozos vía perforación horizontal y fracturamiento hidráulico. Por lo general el gas Tight es originalmente creado en las formaciones de Shale el cual migra después hacia las fracturas de las formaciones de rocas sobreposicionadas en capas como lo está geológicamente organizada las formaciones de Tight. En general el gas Tight es comparable en calidad al gas convencional pero se diferencian en el almacenamiento rocoso en el que se encuentran.

#### **Reservas:**

En Colombia los estudios geológicos sobre el Tight gas son escasos y el país ha mostrado poco interés hasta el momento en la exploración de este tipo de fuentes, esto puede ser por la falta de tecnología e información, como también, por los altos costos asociados al desarrollo de estos proyectos. No obstante, en Colombia se estima existe un potencial de reservas in situ de 1,2 TPC ubicados principalmente en la región de la cordillera Oriental y el Magdalena Medio, a lo largo de un área de 4000 Km<sup>2</sup>. Las potenciales reservas para explotación de este tipo de gas se sabrán en la medida que las instituciones públicas del gobierno Colombiano encargadas de la información geológica y energética en participación con las empresas privadas desarrollen estudios geoquímicos que permitan saber con certeza los volúmenes de gas Tight extraíble.

#### **Producción:**

Como se ha mencionado anteriormente los procesos de producción de gas no convencional se caracterizan por ser intensivos en el uso de tecnologías de perforación horizontal y de fracturación hidráulica. En estados unidos la producción de Tight gas representa cerca del 32% del total de la oferta de gas en el mercado, siendo el país que más explota este tipo de hidrocarburo en el mundo. En el caso estadounidense la tasa de éxito comercial en la producción

de Tight gas que se tiene al perforar horizontalmente es de 65%, es decir, que de 3 pozos perforados al menos 2 son comercialmente exitosos.

### **Impacto ambiental:**

Las reservas de gas natural Tight son abundantes y están repartidas a lo largo de grandes territorios donde comúnmente se encuentran ecosistemas de plantas y animales protegidos por la ley ambiental de los países, al igual que comunidades de personas que serán impactadas tanto positiva como negativamente por los proyectos de exploración y explotación de estos hidrocarburos, por lo tanto, es necesario desarrollar la regulación de estos proyectos en aspectos tales como el manejo del agua usada en el fracturamiento de la roca, los impactos en la vida silvestre, las condiciones de abandono de los pozos y los consensos con las comunidades impactadas.

### **Costos Económicos:**

En comparación con la producción de gas natural convencional la producción de Tight gas es más costosa, a causa de la tecnología que involucra y por los procesos adicionales que ejecuta en el manejo del medio ambiente, especialmente en del manejo de las fuentes hídricas. En Estados Unidos un pozo perforado horizontalmente cuesta entre 1,5 y 2,5 veces más que un pozo perforado verticalmente y puede triplicar así mismo los costos de un pozo que sea para la explotación de gas convencional.

Otros factores a tener en cuenta es que durante la vida de un pozo Tight entre el 60% y el 70% de la declinación de éste ocurre durante los dos primeros años, la recuperación de gas adicional se da durante los siguientes 4 a 6 años y la producción remanente puede llegar a darse hasta por los siguientes 40 años. Dependiendo de la profundidad, taladrar, producir y completar 1 GPC de gas Tight en estados Unidos puede llegar a costar unos USD\$ 690,000. En esta misma industria se ha calculado que la perforación de un pozo a 15,000 pies o más de profundidad costaría entre 3 y 4 millones de dólares.

### **2.3.4 Hidratos de Gas:**

Los hidratos de gas son una combinación de gas y agua reunida bajo dos condiciones, alta presión y baja temperatura. Cuando las anteriores

condiciones se presentan, el agua se congela y atrapa el gas dentro del hielo que se forma, creando de esta manera reservorios de gas los cuales se pueden encontrar principalmente en las profundidades del subsuelo polar, sin embargo, recientemente se ha comprobado que los hidratos de gas no solamente se hallan en los polos sino que también están naturalmente formados bajo el suelo marino.

### Reservas:

En el mundo se estima existen entre 1000 y 5000 Tmc de gas metano almacenado en hidratos bajo el suelo oceánico, esto es mas de 20 veces las reservas de gas natural convencional que se conoce existen hasta hoy en el planeta y más de 5 veces la suma del gas de fuentes no convencionales (Shale, Tight y GMAC)<sup>11</sup>. Como puede apreciarse el potencial de estas reservas es enorme pero la desventaja es que no existe en el momento las herramientas y la tecnología que permita extraer dicho gas en forma eficiente y económicamente viable.

En Colombia las reservas de Hidratos de gas metano se encuentran mar adentro en las profundidades de las cuencas Atlántico y Pacífico y se estiman tienen un volumen de gas de 434,2 Tpc.

Tabla 6 Potencial de Hidratos de Gas en Colombia.

| Cuenca           | Área Km2     | Gas in Place TPC |
|------------------|--------------|------------------|
| Caribe           | 37500        | 217,1            |
| Pacífico         | 37500        | 217,1            |
| <b>Potencial</b> | <b>75500</b> | <b>434,2</b>     |

Fuente: Unconventional Natural Gas Reservoirs in Colombia, 2009.

### Producción:

En la actualidad existen tres métodos de extracción del gas metano de los reservorios de Hidratos, los cuales en gran parte siguen siendo altamente costosos de aplicar y son pocos los países que desarrollan este tipo de

<sup>11</sup> Las reservas mundiales de gas natural convencional son de 187 TMC y las de gas no convencional suman 921 TMC siendo las reservas de Shale (496 TMC), Tight (210 TMC) y las de CBM (256 TMC). [IEA, WEO 2009] and BP ESTATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2011.

hidrocarburo, entre ellos, Japón, Canadá, Noruega, India y Rusia son quienes lideran en el mundo las investigaciones en materia de desarrollo de tecnologías para la explotación de Hidratos. Canadá en la actualidad es quien tiene el mayor potencial de desarrollar con éxito el gas proveniente de los hidratos hallados en el fondo marino.

Los tres métodos conocidos para el desarrollo de las reservas de Hidratos de gas son:

1. Despresurización: es el método por el cual la producción de gas ocurre cuando las capas de hidratos se despresurizan liberando el gas libre que se encuentra por debajo de ellas. Debe tenerse en cuenta que este método solamente es exitoso cuando existe suficiente gas libre asociado con la acumulación de hidratos<sup>12</sup>.
2. Inyección Termal: este método es usado cuando no existe suficiente gas libre disponible en el yacimiento y es necesaria la estimulación del reservorio para permitir la extracción del metano, en este caso se utiliza la inyección de agua de mar caliente para elevar la temperatura del pozo y permitir el desprendimiento del gas de las capas de hidratos bajo del mar.
3. Inyección por inhibición: En este método es usada la inyección de inhibidores como el metanol para desestabilizar la presión natural del pozo y así poder liberar el gas contenido en los Hidratos.

De los tres métodos conocidos, se ha comprobado que el de mayor efectividad en la extracción del gas de hidratos es el de inyección de agua caliente o inyección termal, pero ya es conocido que este tipo de técnica plantea de nuevo los problemas asociados al uso y contaminación del agua. La mayor barrera para la producción de este tipo de fuentes de gas natural se encuentra

---

<sup>12</sup> El único ejemplo conocido de producción de gas atribuido a los hidratos ocurrió en el campo de gas de Messoyakha en Siberia. El campo Messoyakha, descubierto en 1968, fue el primer campo productor en el noroeste de la cuenca. Alrededor del 36% (5000 millones de m<sup>3</sup>) del gas producido en Messoyakha fue atribuido a la disociación de gas o despresurización natural del yacimiento.

en el desarrollo de tecnologías que usen menos energía de la que actualmente se necesita para extraer el gas de las capas de hidratos a la profundidad oceánica en la que se encuentran.

**Impacto ambiental:**

Cualquier método conocido en la extracción de gas de hidratos plantea ya en sí mismo importantes amenazas para el medio ambiente, que van desde la contaminación de grandes volúmenes de agua con químicos y minerales usados durante los procesos de perforación y fracturación hasta la fuga y liberación de gas metano en la atmosfera, el cual por ser un gas de invernadero, ayudaría al agravamiento del problema del calentamiento global.

**Costos económicos:**

El desarrollo y producción de las reservas de gas natural de hidratos es todavía experimental y por lo tanto no es posible conocer con precisión el costo real de la explotación de estos recursos en la actualidad. Por otra parte, los costos de producción de una reserva de hidratos pueden ser estimados en forma general y están representados en la siguiente gráfica:

Tabla 7 Costos económicos estimados para un proyecto de desarrollo de gas de hidratos.

|                                                    | Método de Producción |                  |                  |
|----------------------------------------------------|----------------------|------------------|------------------|
|                                                    | Inyección Termal     | Despresurización | Gas Convencional |
| Inversiones (Millones \$USD)                       | 5084                 | 3320             | 3150             |
| Costos Anuales (Millones \$USD)                    | 3200                 | 2510             | 2000             |
| Producción Total (MMPC al Año)                     | 900                  | 1100             | 1100             |
| Costos de Producción (\$USD/MPC)                   | 3,6                  | 2,28             | 1,82             |
| Precio en Cabeza de Pozo (\$USD/Millón Pie Cubico) | 4,5                  | 2,85             | 2,25             |

Propiedades esperadas de las reservas: h= 25000 Pies,  $\phi$ = 40%, K= 600 md.

Proceso asumido: Inyección de 30000 barriles/diarios a una temperatura de 300°F

Fuente: Unconventional Natural Gas Reservoirs in Colombia, 2009.

Como puede verse en la grafica anterior los costos de desarrollar una reserva de hidratos de gas son el doble de lo que costaría, por ejemplo, desarrollar una reserva de gas natural convencional, es decir, en condiciones de ubicación y geología ya conocidas. Respecto a los métodos de extracción del gas de las reserva de hidratos, el de despresurización es el mas barato y podría representar costos de producción, inversiones y precios de comercialización cercanos a los registrados por los de la producción de yacimientos convencionales.

En conclusión, Colombia debe enfrentar los problemas comunes relacionados con el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en el largo plazo, como lo son el uso y manejo del agua, los riesgos en seguridad para los inversionistas, la utilización de nuevas tecnologías, las variaciones de precios del petróleo y gas y el resurgimiento de nuevas fuentes de energía renovables para avanzar en la consolidación de la industria de gas natural, tanto en garantizar el suministro nacional como en la competitividad y aprovechamiento de la exportación hacia los mercados internacionales.

#### **2.4 Actual marco regulatorio de hidrocarburos no convencionales en colombia.**

En Colombia, la administración de los recursos minerales y de hidrocarburos se encuentran separados, por una parte, en el caso de los hidrocarburos, el marco legal se encuentra supeditado por el decreto Ley 1760 del 2003 en el cual se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>13</sup> y por el decreto 70 del 2001 el cual determina las competencias del Ministerio de Minas y Energía de Colombia en relación a estos recursos. Por otra parte, el marco legal que regula la exploración y explotación minera se circunscribe a lo dictaminado por el código de minas que ejecuta el Ministerio de Minas y Energía (MME) y el Instituto Colombiano de Geología y Minería (INGEOMINAS).

---

<sup>13</sup> De acuerdo con lo establecido en el artículo 4 del Decreto Ley 1760 de 2003, el objetivo de la ANH es la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, en desarrollo de lo cual le corresponde la función de administrar las áreas hidrocarburíferas y asignarlas para su exploración y explotación. El Ministerio de Minas y Energía tiene como objetivos primordiales la formulación y adopción de las políticas, planes generales, programas y proyectos del Sector Administrativo de Minas y Energía.

De acuerdo a la forma en que se encuentran administrados los recursos naturales no renovables en Colombia, en responsabilidad de diferentes instituciones, así mismo los contratos de concesión minera y los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos que cada una de ellas celebra, están restringidos a cada uno de los recursos naturales que administran y por lo tanto no es posible que un contrato de concesión minera comprenda los hidrocarburos que puedan encontrarse en un depósito mineral como tampoco es posible que un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos comprendan los derechos sobre minerales hallados en un yacimiento de petróleo o gas.

Recientemente, el interés de algunas compañías por explotar y comercializar gas no convencional, más específicamente gas metano asociado al carbón (GMAC), ha levantado una discusión legal en torno al problema de quien debe poseer los derechos del gas contenido en el mineral, es decir, de si estos deben ser asignados a quien tenga previamente la concesión sobre el mineral o de si estos debiesen ser asignados las empresas operadoras de los hidrocarburos.

El documento CONPES del 12 de mayo del 2008 aclara esta situación haciendo énfasis en que debido a la diferenciación específica que entablan los respectivos recursos<sup>14</sup>, y a la coexistencia del gas con títulos mineros se deben crear nuevas normas técnicas correspondientes a los procesos de contratación y modelos de contratos específicos para esta actividad, pero considera que en la actualidad no son necesarias nuevas normas en la caracterización de un marco legal específico para la explotación de reservas no convencionales de gas, una vez que esta actividad se encuentra enmarcada en la condición de hidrocarburo y cuya administración está a cargo de la ANH.

---

<sup>14</sup>Según el artículo 10 del Código de Minas se entenderá por mineral la sustancia cristalina, por lo general inorgánica, con características físicas y químicas propias debido a un agrupamiento atómico específico. En el mismo sentido se define a los hidrocarburos como todos los compuestos orgánicos constituidos principalmente por la mezcla natural de carbono e hidrógeno, así como también de aquellas sustancias que los acompañan o se derivan de ellos según lo establece la cláusula número 1 del contrato modelo de Explotación y Producción (E&P) de hidrocarburos de la ANH.

Con el objetivo de Definir los lineamientos de política pública para la asignación de los derechos de exploración y explotación del GMAC y así mismo consolidar un marco normativo, contractual y técnico alrededor de esta industria el documento CONPES llama a las instituciones encargadas de la regulación, administración y control de estos recursos, MME y ANH, en la necesidad de construir:

- a. Las normas técnicas para la exploración y producción de GMAC.
- b. Definir un reglamento para la contratación de áreas y diseñar un modelo de contrato para la exploración y producción de GMAC.
- c. Asegurar la coordinación en el manejo y suministro de la información técnica relacionada con carbón y GMAC entre las entidades competentes.
- d. Adoptar mecanismos de prevención y solución de posibles conflictos entre explotadores de carbón y productores de GMAC ante la coexistencia de licencias tanto de minerales como de hidrocarburos.

En general, la actividad de exploración y explotación de gas no convencional en Colombia es incipiente, siendo la de mayor dinámica en los últimos años la producción de gas metano asociado al carbón, por lo tanto es importante desarrollar desde ahora, una normatividad técnica, contractual, ambiental y fiscal adecuada, para promover el crecimiento y desarrollo de esta industria a través de la disminución de los riesgos y los incentivos a las inversiones.

## **2.5 Normatividad y regulación existente en Colombia relacionada a la industria de hidrocarburos no convencionales.**

- ✓ **CONPES 3517 del 18 de Mayo del 2008:** Este documento establece los lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano asociado al carbón y al mismo tiempo ordena a las instituciones del sector a realizar las actividades correspondientes para la expedición de los reglamentos técnicos y normativos de este tipo de hidrocarburos.
- ✓ **Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014:** Por el cual se ordena la identificación del potencial de recursos energéticos en el país

considerando los aspectos sociales y ambientales al tiempo que se maximiza la explotación de los recursos.

- ✓ **Decreto 2100 del 15 de Junio de 2011:** Es el decreto por el cual se establecen los mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional y se dictan otras disposiciones. Este decreto considera que los hidrocarburos no convencionales, como el gas en esquistos y el gas metano en depósitos de carbón, entre otros, tienen características particulares en su proceso de exploración y explotación que requieren reglamentación y esquemas comerciales que incentiven su desarrollo en el país.

Como se menciono anteriormente, en la historia de la industria de hidrocarburos de Colombia, la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales es nueva. En el escenario nacional de no convencionales las actividades han sido siempre llevadas a cabo por la iniciativa privada de empresas como Drummond y Nexen, interesando más recientemente al gobierno nacional quien hasta este momento está discutiendo y desarrollando los ajustes requeridos en materia contractual, de incentivos económicos y los del reglamento técnico para impulsar esta clase de proyectos en el país.

## 2.6 Proyectos de Exploración, Producción y Evaluación Técnica de gas no convencional en Colombia al 2011.

| Tipo de Contrato         | Empresa              | Fecha Inicio | Área Cubierta (Hectáreas) | Hidrocarburo | Avance al 2011                                                                                          | Observaciones                                                                            |
|--------------------------|----------------------|--------------|---------------------------|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
| Asociación Rio Ranchería | Ecopetrol y Drummond | Nov/24/2000  | 31.497                    | GMAC         | Fase de Exploración. Perforación de tres pozos exploratorios, Carretalito 1, 2 y 8                      | Suspensión en varias ocasiones por problemas de superposición con la explotación minera. |
| E&P La Loma              | Drummond             | Nov/12/2004  | 158.816                   | GMAC         | Exploración. Trece pozos exploratorios. (Caporo 1,2,3,4,9,13 y 21), (Iguana 1,2,3,4 y 7) y (Hicotea 1). | El contrato coordina la actividad de exploración de gas y la minería de carbón.          |
| E&P Chiquinquirá         | Nexen                | Nov/03/2003  | 119.189                   | Gas Shale    | Fase Exploratoria. Un pozo estratigráfico, Carupa 1.                                                    | Excluya la Explotación de GMAC.                                                          |
| E&P Sueva                | Nexen                | Nov/18/2009  | 96.106                    | Gas Shale    | Perforación de un pozo exploratorio, Sueva 1. Municipio de Soachi.                                      | Excluya la Explotación de GMAC.                                                          |
| TEA Foqueme              | Nexen                | Jul/13/2009  | 162.363                   | Gas Shale    | Evaluación técnica y geológica de las formaciones de Shale.                                             | -                                                                                        |
| TEA Lower Villeta        | Nexen                | Jul/13/2009  | 354.967                   | Gas Shale    | Evaluación técnica y geológica de las formaciones de Shale.                                             | -                                                                                        |

Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

## **2.7 Recomendaciones al modelo de contratación de hidrocarburos no convencionales.**

### *Fase de evaluación técnica:*

Durante esta fase se sugiere que dure máximo 1 año con extensiones de 1 año adicional cuando se incluyan pozos exploratorios y de hasta 2 años si se descubre gas o crudos pesados.

### *Fase de Exploración:*

En esta fase se sugiere un periodo de duración de 6 años en el cual deben perforarse pozos pilotos exploratorios.

### *Fase de producción:*

En caso de que un campo sea declarado comercial el periodo de producción y desarrollo de este puede establecerse por 24 años con prorrogas posteriores entre los 10 y 20 años si las condiciones de agotamiento de las reservas lo permiten.

### *Regalías:*

Se propone aplicar un sistema de regalías que incentiven las inversiones en la exploración y explotación de gas no convencional cobrando un porcentaje menor al inicio de la producción e ir incrementándolo en el tiempo y de acuerdo a los volúmenes de gas que se extraigan. 50% para el GMAC durante los primeros 10 años y 50% durante los primeros 5 años para el Shale gas. Se propone también la reducción de regalías por la construcción infraestructura vial.

### 3. CONCLUSIONES

En Colombia, los dos principales campos productores de gas natural Chuchupa en la Guajira y Cusiana en el departamento del Casanare se encuentran actualmente en un periodo de maduración avanzado y por lo tanto se espera que su producción decrezca en los próximos años, esta situación despierta preocupación en la industria y entre las autoridades gubernamentales encargadas de asegurar el abastecimiento de gas natural en el país, por lo tanto es posible que en el mediano plazo se produzca un déficit en la oferta de gas natural en Colombia.

Si en el corto y mediano plazo no se descubren nuevos yacimientos que sean suficientes para atender la demanda de gas en Colombia, el país puede recurrir a diferentes alternativas para asegurar el suministro de gas natural en el mercado colombiano, pero como se mencionó en este trabajo, algunas de ellas presentan limitaciones importantes y no ofrecen garantías de confiabilidad en su capacidad constante de suministro de este hidrocarburo, por ejemplo, en la actualidad no son confiables las importaciones desde Venezuela, la adición de reservas probables y los proyectos de plantas de regasificación de GNL en las costas representan grandes inversiones y supedita al país a la volatilidad de los mercados internacionales.

A lo largo de este trabajo se ha demostrado que incentivar la actividad de exploración y producción de hidrocarburos no convencionales en el país representa la mejor alternativa para asegurar el abastecimiento de gas y hacer más confiable al sistema de suministro en el largo plazo. Colombia cuenta con la existencia de abundantes reservas de gas no convencional como el Shale gas, Tight gas, Gas Metano Asociado al Carbón (GMAC) e Hidratos de gas, ubicadas principalmente en la cordillera oriental, la zona del Magdalena medio y la zona del Catatumbo. Aunque en la actualidad el desarrollo de estas reservas en el país se encuentra en una fase incipiente, resulta de gran importancia que la exploración y producción de estas reservas se comience a desarrollar bajo la colaboración estrecha institucional del Ministerio de Minas y

Energía, la ANH, la CREG y la UPME en participación con las empresas privadas del sector.

Respecto al actual marco regulatorio colombiano sobre hidrocarburos no convencionales puede decirse que éste se ha empezado a discutir apenas en los últimos años. Específicamente el documento CONPES del 2008 establece por primera vez la necesidad y la correspondiente obligación de definir un marco normativo que involucre la regulación técnica y contractual sobre hidrocarburos no convencionales como el GMAC, al igual que se establecen las reglas para el manejo de la información y la solución de conflictos que puedan presentarse entre los explotadores de minerales y los de hidrocarburos, siendo responsables de esta normatividad las diferentes instituciones del Estado.

En el mundo la exploración y explotación de gas no convencional requiere nuevas tecnologías y nuevos métodos de producción, lo que conlleva nuevos riesgos y retos tanto ambientales como sociales en las áreas donde se desarrollan este tipo de actividades, por lo tanto, se recomienda el fortalecimiento de la normatividad ambiental y sobre las relaciones de impacto que tienen esta clase de proyectos en las comunidades, como también es imprescindible que el país desarrolle incentivos en esta industria para atraer nuevos capitales tanto extranjeros como nacionales.

En la actualidad existen en Colombia varios contratos de exploración y producción (E&P) de gas metano asociado al carbón (GMAC) con la empresa Drummond, en los departamentos de la guajira y el cesar. También hay cuatro contratos firmados con la empresa 'Nexen' especializada en Gas Shale, dentro de los cuales se encuentran dos contratos de E&P y dos contratos de evaluación técnica (TEA) localizados principalmente en los departamentos de Boyacá y Cundinamarca.

#### 4. BIBLIOGRAFIA.

- Arthur D. Little. Inc, EVALUACION DEL POTENCIAL DE RECURSOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA, 2009.
- Bases de datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, ECOPEPETROL, MINISTERIOS DE MINAS Y ENERGIA, CNO-GAS Y UPME.
- BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. British Petroleum, June 2011.
- COALBED METHANE RESOURCES IN COLOMBIA. Mario Garcia-Gonzalez. Universidad Industrial de Santander, UIS 2010.
- DIAGNÓSTICO FALLAS DEL MERCADO DE GAS NATURAL DE COLOMBIA. Frontier Economics. 2010.
- Documento CONPES 3517. LINEAMIENTOS DE POLÍTICA PARA LA ASIGNACIÓN DE LOS DERECHOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE GAS METANO EN DEPÓSITOS DE CARBÓN, 2008.
- HIDROCARBUROS EN COLOMBIA. Carlos Alberto Vargas Jiménez, 2009.
- LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA: ¿Una historia exitosa hoy en peligro? Guillermo Perry. Fedesarrollo 2009.
- PERSPECTIVAS DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA. Minminas, 2011.
- PLAN DE ABASTECIMIENTO PARA EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL - Versión 2010. Unidad de Planeación Minero-energética, UPME.
- UNCONVENTIONAL NATURAL GAS RESERVOIRS. Universidad Nacional de Colombia. 2009.
- WORLD SHALE GAS RESOURCES: AN INITIAL ASSESSMENT OF 14 REGIONS OUTSIDE THE UNITED STATES. U.S Energy Information Administration. 2011