

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE GAS  
ASOCIADO A CARBÓN**

**ANDREA FABIOLA ARIAS RAMIREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2010**

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE GAS  
ASOCIADO A CARBÓN**

**ANDREA FABIOLA ARIAS RAMIREZ**

**Trabajo de grado para optar el título de Especialista en Gerencia de  
Hidrocarburos**

**Director:**

**Ph. D. MARIO GARCÍA GONZÁLEZ**

**Geólogo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2010**

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	12
1. ANTECEDENTES .....	13
2. MARCO TEÓRICO.....	15
2.1 ¿Qué es el Gas Asociado al Carbón?.....	15
2.2 ¿Qué controla la producción del Gas Asociado a Carbón?.....	16
2.3 Desarrollo de las fracturas (cleat) .....	16
2.4 Migración del Gas Natural.....	17
2.5 Técnicas de Explotación del Gas Asociado al Carbón .....	18
3.CLAVES PARA LA PRODUCCION RENTABLE DE GAS ASOCIADO A CARBON .....	24
3.1 ALTAS TASAS DE FLUJO DE GAS .....	24
3.1.1 Concentración en la fuente .....	24
3.1.2 Capacidad de Flujo .....	26
3.2 COSTOS COMPETITIVOS .....	26
3.2.1 Costos de Inversión.....	26
3.2.1.1 <i>Contratos de adquisición Geológica y Geofísica</i> .....	27
3.2.1.2 <i>Perforación, Completamiento y Estimulación de Pozos</i> .....	27
3.2.1.3 <i>Equipos de Producción y facilidades</i> .....	27
3.2.1.4 <i>Tratamiento del Gas y Compresión</i> .....	28
3.2.1.5 <i>Manejo y Disposición del Agua</i> .....	28
3.2.1.6 <i>Otros Costos</i> .....	28
3.2.2 Costos de Mantenimiento.....	29
3.3 MERCADO CONFIABLE.....	29
3.4 ECONOMIA DE ESCALA.....	30
4. ANALISIS PARAMETRICO DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADOS AL.. CARBON .....	31
4.1 CONCENTRACION EN LA FUENTE.....	31
4.1.1 Espesor Neto.....	31
4.1.2 Contenido de Gas en el Carbón, Presión y la Isoterma de Sorción .....	32
4.2 CAPACIDAD DE FLUJO .....	34
4.2.1 Permeabilidad.....	34
4.2.2 Porosidad. ....	35
4.2.3 Saturación de Gas.....	36
4.3 DESARROLLO DE ESTRATEGIAS .....	37
4.3.1 Estimulación de Pozos .....	37
4.4 ESPACIO ENTRE LOS POZOS Y ESTIMULACION.....	39
5. GAS ASOCIADO AL CARBON SINCLINAL CHECUA-LENGUAZAQUE .....	41
5.1 ANALISIS DE LOS CARBONES.....	44
5.1.1 Calidad. ....	44
5.1.2 Calidad y Reservas .....	47
6. ECONOMIA DEL GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBON VS EL GAS .....	49
NATURAL CONVENCIONAL.....	49
6.1 COSTO DE SUSTITUCION PARA EL GAS NATURAL CONVENCIONAL .....	49
6.2 COMPARACION ENTRE EL GAS NATURAL CONVENCIONAL Y EL GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBON .....	50

6.3 FUTURA COMPETENCIA CON SUMINISTROS DE GAS .....	<b>52</b>
7. GUIA PARA LA EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A.....	
CARBÓN .....	<b>54</b>
7.1 REQUISITOS INICIALES:.....	<b>54</b>
7.2 ESTUDIOS REQUERIDOS.....	<b>55</b>
7.3 PARAMETROS A EVALUAR.....	<b>55</b>
7.4 INVERSIONES .....	<b>56</b>
8. CONCLUSIONES.....	<b>57</b>
BIBLIOGRAFÍA.....	<b>58</b>

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.** Trayectoria de migración del Metano. Migración del gas natural a lo largo de fracturas abiertas dentro del carbón. (Tomado de SWINDELL, G., SPE, 2007)...18
- Figura 2.** Diagrama de terminación típico de un pozo de desarrollo de gas asociado a carbón. (Tomado de <http://www.composite-energy.co.uk/images/wellbore.jpg>).....19
- Figura 3.** Curva típica de producción para pozos de gas metano asociado a carbón mostrando volúmenes relativos de metano y agua en el tiempo. (U.S. Geological Survey, 2000 Water Produced with Coal-Bed Methane).....20
- Figura 4.** Pozo Horizontal, ejemplo de perforación de pozos de gas asociado a carbón. (Tomado de <http://www.composite-energy.co.uk/images/wellbore.jpg>).....21
- Figura 5.** Contenido de gas (Metano) versus la relación de la profundidad para los diferentes rangos del carbón. (McFall et al., 1986 en Kuuskraa and Boyer, 1993). .25
- Figura 6.** Mapa geológico del Área Carbonífera Checua – Lenguazaque (Modificado de Acosta & Ulloa, 1997, Tomado de El Carbón Colombiano, Ingeominas, 2004)...43

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Comparación de la composición del gas asociado a carbón (GAC) y el gas natural en la cuenca del Río Powder. (Gryner, G., 2004.).....	16
<b>Tabla 2.</b> Efectos de la variación del espesor del carbón en los picos de la tasa de gas, el recobro de gas acumulado y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993) .....	32
<b>Tabla 3.</b> Efecto de la variación del contenido de gas y la presión del yacimiento con una isoterma de sorción constante, sobre el pico de la tasa de gas, el recobro acumulado del gas, y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993).....	33
<b>Tabla 4.</b> Efectos de la variación en el contenido de gas y de la isoterma de sorción, con una presión de yacimiento constante, sobre el pico de la tasa de gas, el recobro acumulado del gas, y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993).....	34
<b>Tabla 5.</b> Efecto de la variación de la permeabilidad en el carbón (y el incremento del espacio entre pozos con una permeabilidad alta) sobre el pico de la tasa del gas, el recobro de gas acumulado, y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993) <b>Case</b> .....	35
<b>Tabla 6.</b> Efectos de la variación de la porosidad del carbón sobre los picos en la tasa de gas, el recobro acumulado de gas y en la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993) .....	36
<b>Tabla 7.</b> Efectos de la variación en la saturación del carbón sobre los picos en la tasa de gas, el recobro de gas acumulado, y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993) .....	37
<b>Tabla 8.</b> Efecto de la estimulación del pozo sobre los picos en las tasas de gas, el recobro de gas acumulado, y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993) .....	38
<b>Tabla 9.</b> Efecto de la estimulación de los pozos, con el espacio entre los pozos constante y con alta permeabilidad, sobre los picos en las tasas de gas, el recobro	

de gas acumulado, y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993).....	39
<b>Tabla 10.</b> Efectos del espaciamento y del grado de estimulación de los pozos sobre los picos en la tasa de gas, el recobro de gas acumulado y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993).....	40
<b>Tabla 11.</b> Características fisicoquímicas por manto de carbón, en la sección del Triunfo. (Tomada de Cortes, Tomada de Cortes y Jiménez, 2007).....	45
<b>Tabla 12.</b> Características fisicoquímicas por manto de carbón, en la sección de Montecristo. (Tomada de Cortes, Tomada de Cortes y Jiménez, 2007).....	46
<b>Tabla 13.</b> Características fisicoquímicas por manto de carbón, en la sección de Lenguazaque. (Tomada de Cortes, Tomada de Cortes y Jiménez, 2007).....	47
<b>Tabla 14.</b> Volúmenes totales registrados por los carbones sometidos a degasificación. (Tomada de Cortes, Tomada de Cortes y Jiménez, 2007).....	48
<b>Tabla 15.</b> Costos de descubrimiento y sustitución, 1982-1989 (Kuuskraa, 1992 en Kuuskraa and Boyer, 1993).....	49
<b>Tabla 16.</b> Costos de inversión y productividad para gas natural convencional comparado con los costos equivalentes para el gas asociado al carbón. (Tomada de KUUSKRAA, V., BANK, G., 2006.).....	51
<b>Tabla 17.</b> Comparación de la economía (\$/Mcf) del gas natural convencional y gas asociado al carbón de San Juan y Warrior Basin. (KUUSKRAA, V., BANK, G., 2006). .....	51
<b>Tabla 18.</b> Reservas y recursos de gas por cuenca (Gpc), a 31 de diciembre de 2009 (ANH, 2010).....	52
<b>Tabla 19.</b> Potencial de gas metano asociado al carbón en las diferentes regiones de Colombia. (ANH, 2010).....	53

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN ECONÓMICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE GAS ASOCIADO A CARBÓN\*

**AUTOR:** ANDREA FABIOLA ARIAS RAMIREZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Gas Asociado al Carbón, Yacimientos, Propiedades, Potencial.

### DESCRIPCIÓN:

La posibilidad de comercializar Gas Metano Asociado a Carbón frente al gas natural proveniente de yacimientos convencionales depende principalmente de los volúmenes disponibles de gas, de los precios del gas natural, de los costos de producción del gas asociado al carbón y del costo de oportunidad del carbón en el cual se encuentra depositado.

Por otra parte, la decisión de producir gas asociado al carbón depende de variables que afectan los costos de producción, como son: i) altas tasas de flujo de gas; ii) inversión razonable y costos de operación; iii) las economías de escala en la producción; y iv) la logística de acceso a los mercados disponibles.

Los yacimientos de gas metano asociado a carbón están influenciados por los impactos que tienen las propiedades que determinan la concentración en la fuente, la capacidad de flujo y la tasa de recobro en los pozos. El análisis minucioso de dichas propiedades ayuda a determinar cuales alternativas se deben tener en cuenta en el desarrollo de un proyecto y las estrategias a seguir para mitigar los impactos en las condiciones del yacimiento.

El área del sinclinal Checua-Lenguazaque ocupa una superficie aproximada de 500 km<sup>2</sup>, conformada por una zona carbonífera en la cual se encuentra la Formación Guaduas que contiene los mantos de carbón de interés económico, además presenta fuertes manifestaciones de gas metano, que hacen de este sinclinal un área potencial para el desarrollo de este tipo de proyectos.

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingeniería Físico – Químicas – Escuela de Ingeniería de Petróleos – Director Mario García González Ph.D – Geólogo.

## ABSTRACT

**TITLE:** ECONOMIC EVALUATION OF UNCONVENTIONAL COALBED METHANE RESEVOIRS\*

**AUTHOR:** ANDREA FABIOLA ARIAS RAMIREZ\*\*

**KEY WORDS:** COALBED METHANE, RESERVOIRS, PROPERTIES, POTENTIAL.

### DESCRIPTION:

The possibility to market Coalbed Methane against natural gas from conventional reservoirs depends mainly on gas in place volume, natural gas and coal market value and coalbed methane production cost.

On the other hand, the decision to produce coalbed methane depends on variables which affect the production cost, such as: i) high gas flow rates; ii) investment, iii) operation cost, iv) production scale economics and v) logistics of access to available markets.

The coalbed Methane reservoirs are affected by the impact that the properties which determine the source gas concentration have, the flow capacity and recovery factor of the wells. A detailed analysis on these properties can help to determine which are the best alternatives for a project development and the strategies to follow in order to mitigate the impacts on the reservoir conditions.

Checua-Lenguazaque syncline area takes up a surface of approximately 500 km<sup>2</sup>; it's formed by a carbonaceous zone where the Guaduas Formation, which contains coal beds of economic interest, is located. Moreover, the coal beds present strong methane manifestation. This fact makes Checua-Lenguazaque syncline a potential area for development of Coalbed methane projects.

The purpose of this monograph is to outline procedures to evaluate reservoir properties required for prediction of well deliverability coalbed methane development projects.

\* Monograph

\*\* Faculty of Engineerings Physical - Chemical. School of Petroleum Engineering. Director Mario García González Ph.D – Geologist.

## INTRODUCCION

El gas metano en depósitos de carbón es una forma de gas natural presente en yacimientos no convencionales, que hace parte de la oferta energética de combustibles fósiles. El comportamiento de la oferta y la demanda de este hidrocarburo está asociado con la creciente necesidad de contar con energéticos provenientes de diferentes fuentes y, en particular, obedece a la situación mundial del mercado de gas natural, caracterizado por una oferta relativamente estable y una producción creciente en respuesta a la dinámica de la demanda.

La industria del gas asociado a mantos de carbón está entrando en una fase en donde se tiene en cuenta como opción para el desarrollo energético del país, además la economía de estos yacimientos le permite competir directamente con el gas natural convencional y con las demás formas de energía alternativa.

Esta monografía presenta aspectos económicos y financieros del gas asociado a mantos de carbón, teniendo en cuenta ejemplos de las cuencas donde se desarrollan este tipo de proyectos que sirven como base para la ejecución de esta actividad en Colombia.

En la región de Ubaté, en la cuenca de la Sabana de Bogotá se encuentra uno de los principales distritos mineros de carbón del país, con carbones coquizables, esta región también se caracteriza por la presencia de gas metano en las minas subterráneas de carbón. El reporte continuo de explosiones en las minas del área del sinclinal Checua-Lenguzaque indica que esta región presenta un elevado contenido de gas metano; teniendo en cuenta lo anterior se presentara una guía de evaluación para yacimientos de gas asociado al carbón basados en los parámetros que se expondrán a lo largo de este trabajo.

## 1. ANTECEDENTES

Para el trabajo de monografía que se presenta a continuación se han tenido en cuenta los trabajos realizados en el país previamente, además recopilación de datos geológicos, características de los carbones, volúmenes potenciales de las diferentes áreas.

El sistema de aprovechamiento del gas asociado al carbón fue ideado inicialmente por mineros de carbón en Rusia, donde los carbones del Jurásico tienen alto contenido de metano, que complica el desarrollo minero. Para disponer del gas, indeseable en los socavones, se empezó a extraer con pozos de tipo yacimiento de gas, aprovechándolo para calefacción de las minas. La idea pasó a las minas polacas y eventualmente llegó a oídos de industriales occidentales que vieron el gran negocio involucrado. Algunas compañías multinacionales como McKenzie actualmente desarrollan proyectos de aprovechamiento del metano asociado al carbón en varios países del mundo.

Según palabras del geólogo Bernardo Herrera, de la División de Exploración de ECOPEPETROL, las firmas McKenzie y Huilex-Petrocol estuvieron interesadas en evaluar el potencial de gas asociado al carbón de los yacimientos carboníferos de la Formación Guaduas en Cundinamarca y Boyacá. El proyecto de evaluación, que inicialmente contó con la asesoría CARBOCOL y ECOPEPETROL, fue clausurado por orden expresa del Ministerio de Minas. (Informe sobre la Cuenca Petrolífera de la Sabana de Bogotá, Colombia)

Geoquímica de los yacimientos de gas asociados a los mantos de carbón de la formación Guaduas en la Cuenca de Bogotá, año 2007, trabajo de investigación realizado bajo el patrocinio de Colciencias y de la Universidad Industrial de Santander.

El hallazgo es de una magnitud “colosal”, si se tiene en cuenta que las reservas actuales de gas metano de Colombia se calculan en 5,6 trillones de pies cúbicos, en todas las minas subterráneas de carbón del mundo hay un componente de gas y se producen explosiones durante las excavaciones por el escape de gas y por ello Drummond comenzó a estudiar su aprovechamiento en EE.UU. Hace 10 años comenzaron a entender que podían extraer ese gas no para seguridad industrial, sino para consumo. Ese es el gas metano asociado al carbón. Hoy el 10 por ciento de la producción de gas en EE.UU. proviene de depósitos de carbón, (El Tiempo, 2008).

La minera estadounidense Drummond, que explota yacimientos de carbón en el Cesar, anunció en octubre de 2008, el descubrimiento de dos trillones de pies cúbicos de gas metano en esa zona que pueden convertir al país en un importante productor mundial de ese combustible. (Carta Petrolera Edición 108 Abril-Mayo 2009)

## 2. MARCO TEÓRICO

Los yacimientos no convencionales son todos aquellos donde la acumulación es predominantemente regional, extensa y la mayoría de las veces independiente de trampas estratigráficas o estructurales. En comparación con los yacimientos convencionales poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas. Su desarrollo requiere de alta tecnología, se les asocia muchas reservas y son capaces de producir por varias décadas. Los típicos yacimientos no convencionales incluyen las arenas apretadas de gas, carbonatos apretados, gas de capas de carbón, hidrocarburos de carbonatos y/o areniscas naturalmente fracturadas, arenas bituminosas, gas de lutitas. Para este trabajo nos concentraremos en los yacimientos de gas asociado a carbón. (Resolución 5204, Ministerio de Minas y Energía, 2001)

### 2.1 ¿Qué es el Gas Asociado al Carbón?

Es gas natural que contiene prácticamente 100 % de metano ( $\text{CH}_4$ ), sin embargo se encuentran trazas de etano, propano, butano, dióxido de carbono y nitrógeno; y es producido desde los mantos en yacimientos de carbón. El gas asociado al carbón es producido a menudo desde mantos de poca profundidad y junto con grandes volúmenes de agua de calidad variable. Este gas natural es generado y almacenado en mantos de carbón. Se produce mediante pozos que permiten que el gas y el agua fluyan a la superficie. Puede ser mezclado con gas natural y transportado por gasoductos por ser usado como materia prima o como combustible. (Aguila, E., 2006). En la tabla 1 se observa la composición química del gas asociado al carbón y la composición química del gas natural producido en la cuenca del Río Powder con el fin de hacer una comparación entre los porcentajes de sus componentes.

**Tabla 1.** Comparación de la composición del gas asociado a carbón (GAC) y el gas natural en la cuenca del Río Powder. (Gryner, G., 2004.)

<b>Composición</b>	<b>GAC (%)</b>	<b>Gas Natural (%)</b>
Dióxido de Carbono	1,1	1,8
Nitrógeno	0,1	2,1
Etano	0,1	12,4
Metano	98,6	73,9
Otros	0,1	9,8

## **2.2 ¿Qué controla la producción del Gas Asociado a Carbón?**

La tasa de producción de gas es producto de factores tales como la concentración de la fuente, en este caso el carbón y la capacidad de flujo; que varían de una cuenca a otra.

La tasa de flujo de gas es determinado por la permeabilidad (absoluta y relativa), la presión y la isoterma de sorción. Mientras cada variable es importante, la variable más significativa que controla el flujo de gas es la permeabilidad. El rango de producción de gas y los valores medidos de permeabilidad del gas tienen órdenes de magnitudes de 0.1 milidarcy [md] (o menos) a 100 md (o más); las presiones encontradas generalmente en los yacimientos de gas asociado a carbón caen dentro de un rango de 500 psi a 2000 psi (3 a 14 Mpa). En pocas palabras, para tener buena permeabilidad el carbón necesita tener una fase de desarrollo de pozo y un sistema de fracturamiento. (Kuuskraa and Boyer, 1993).

## **2.3 Desarrollo de las fracturas (cleat)**

El carbón es un medio altamente fracturado que se modela como un sistema de doble porosidad. Las fracturas naturales del carbón, conocidas como cleats, se encuentran normalmente saturadas con agua y constituyen el canal de flujo del gas

liberado hacia el pozo. La permeabilidad de los cleats es uno de los parámetros que más influencia tienen en la productividad del yacimiento.

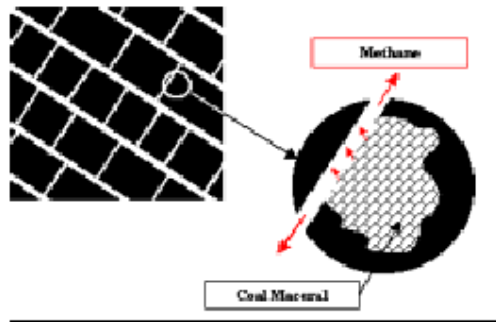
El carbón tiene porosidad pero una permeabilidad muy baja. Para poder producir los fluidos de los mantos de carbón hacia el interior de los pozos, el carbón debe poseer un sistema de permeabilidad secundaria tal como las fracturas. Las fracturas le permiten al agua, gas natural, y otros fluidos migrar desde el interior del manto hacia los pozos productores. "Clea" es el término que designa a las fracturas naturales que se forman en los mantos de carbón como parte de la maduración del carbón. Estas "clea" se forman como resultado de la deshidratación del carbón, tensiones locales y liberación de sobrecargas. (Aguila, E., 2006).

Las condiciones de stress en el yacimiento pueden tener varios efectos en la permeabilidad de los carbones; esta variable determina la liberación y el flujo del gas, la presión en el yacimiento necesita reducirse a la mitad de 2000 psi a 1000 psi, antes que el gas se liberado y pueda fluir. (Kuuskraa and Boyer, 1993).

#### **2.4 Migración del Gas Natural**

En los mantos de carbón, la mayoría del gas es absorbido en las laminaciones microscópicas y microporos dentro del carbón en formación. A medida que la presión hidrostática decrece por la producción de agua, se produce la desorción del gas y su movimiento consiguiente dentro del sistema de fracturas (clea) comenzando a fluir hacia el pozo productor, (Aguila, E., 2006), como lo muestra el diagrama de la Figura 1.

**Figura 1.** Trayectoria de migración del Metano. Migración del gas natural a lo largo de fracturas abiertas dentro del carbón. (Tomado de SWINDELL, G., SPE, 2007)

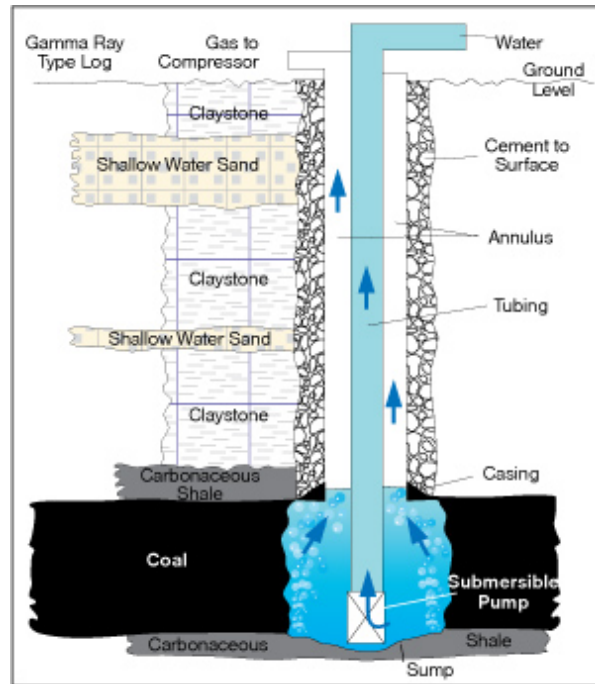


## 2.5 Técnicas de Explotación del Gas Asociado al Carbón

La forma de producir el gas es rompiendo el equilibrio de sorción existente entre el gas y el carbón. La manera más apropiada de romper este equilibrio es disminuyendo la presión del yacimiento por debajo de la presión de saturación ó presión de vapor. De esta forma se libera gas, el cual puede ser producido. La disminución de la presión, se logra bombeando hasta superficie el agua que sale de las fracturas hacia el fondo del pozo. (Aguila, E., 2006).

Existen distintas formas de terminar los pozos dependiendo del tipo de carbón en la cuenca y el fluido contenido. Cada tipo de carbón (desde sub-bituminoso a de bajo contenido de volátiles bituminoso) ofrece opciones de producción que difieren debido a sus fracturas inherentes y a la capacidad de producción de los mantos. La Figura 2 muestra un diagrama de terminación típico de un pozo de gas asociado a carbón. (<http://www.composite-energy.co.uk/images/wellbore.jpg>).

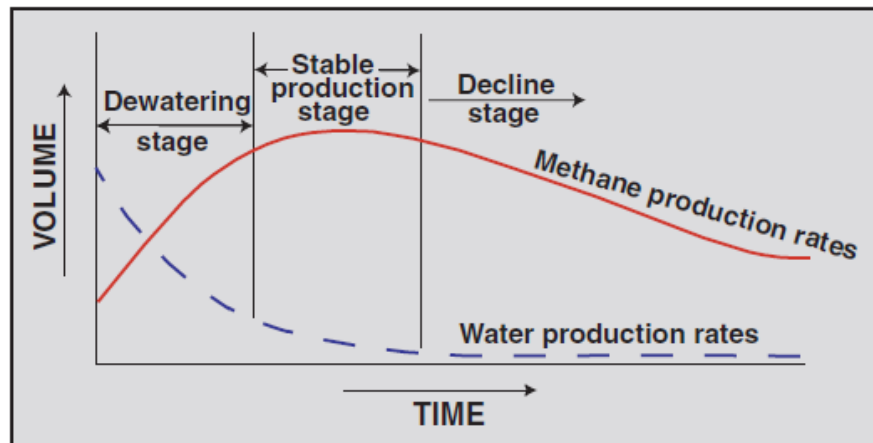
**Figura 2.** Diagrama de terminación típico de un pozo de desarrollo de gas asociado a carbón. (Tomado de <http://www.composite-energy.co.uk/images/wellbore.jpg>)



Como muestra la figura, el pozo está terminado al tope del manto de carbón con una tubería de producción (casing) cementada hasta la superficie. La veta de carbón es entonces perforada y luego ensanchada para exponer mayor superficie a producción. En áreas donde el sistema de fracturas naturales no está suficientemente desarrollado, el carbón se puede fracturar usando una estimulación de baja presión o la técnica de cavitación.

Una vez que el pozo es terminado, se baja una bomba sumergible con una tubería de producción de agua (tubing). La bomba es necesaria para extraer el agua de la veta de carbón y producir la desorción del metano. El metano fluye tanto por la tubería revestidora (casing) y la tubería de producción de agua (tubing) hacia un separador gas-agua y a la estación de compresión. (Aguila, E., 2006). Esta relación es mostrada en la Figura 3.

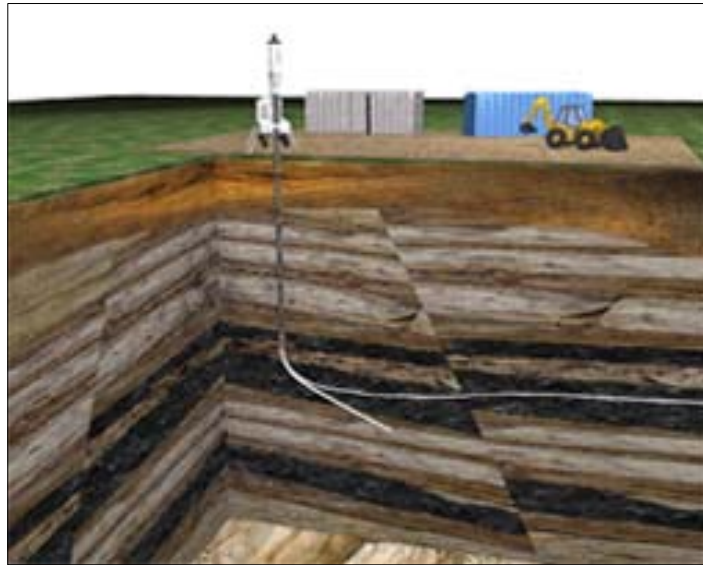
**Figura 3.** Curva típica de producción para pozos de gas metano asociado a carbón mostrando volúmenes relativos de metano y agua en el tiempo. (U.S. Geological Survey, 2000 Water Produced with Coal-Bed Methane)



Como se observa en la figura 4, a medida que el agua es extraída, se incrementa la producción de metano. Esta agua, es comúnmente salina pero en algunas áreas puede ser potable y debe ser dispuesta de manera aceptable ambientalmente. La disposición de grandes volúmenes de agua en la superficie puede afectar ríos y otros hábitats; y reinyectar el agua en los mantos de carbón hacen la producción mas costosa. (U.S. Geological Survey, 2000 Water Produced with Coal-Bed Methane).

Otra forma de explotación es mediante pozos horizontales, ver Figura 4 (Tomada de <http://www.composite-energy.co.uk/images/wellbore.jpg>). Cada pozo puede llegar a tener una extensión lateral de hasta 3,500 pies (1,067 mts). Varias ramas laterales se pueden perforar desde un solo pozo vertical para explotar varios mantos. Cada rama puede no ser necesariamente horizontal para poder seguir el desarrollo de los mantos. Se realizan de preferencia en mantos de carbón permeables, normalmente en el interior desde los pasillos de la mina. La producción es típicamente alta al principio y declina con el paso de los años. Por tanto, esta técnica es menos sostenible en producciones de larga duración. (Torres, M., 2009).

**Figura 4.** Pozo Horizontal, ejemplo de perforación de pozos de gas asociado a carbón. (Tomado de <http://www.composite-energy.co.uk/images/wellbore.jpg>)



El espaciamiento entre los pozos de gas metano en depósitos de carbón y la posibilidad de considerar la perforación de pozos horizontales será determinado con las pruebas de permeabilidad y por el máximo drenaje que se pueda realizar de forma económica, técnica y eficiente en los pozos, en un área previamente establecida. (Kuuskraa and Boyer, 1993).

Todos los pozos terminados como productores de gas metano, deberán proveerse de equipos adecuados en superficie como en el subsuelo, que permita el adecuado control del pozo y registro de la producción. El sistema de levantamiento artificial, debe estar diseñado de tal forma que cumpla ciclos de bombeo continuo, para crear una condición de contrapresión o succión con el fin de optimizar el proceso de desorción en el yacimiento y minimizar la entrada de gas a la tubería de producción de agua.

La producción de los pozos de gas metano será manejada por unas facilidades de producción, que deben incluir separadores de dos fases. La infraestructura de estas facilidades, debe ser modular y de dimensiones necesarias, que no cause ninguna interferencia con alguna otra actividad que se realice en el área. Estas facilidades deberán estar montadas sobre una base de concreto o de cualquier otro material no inflamable e impermeable y con canales perimetrales que permitan conducir los fluidos a los lugares de tratamiento que se dispongan, según el permiso ambiental vigente.

Los separadores serán diseñados de acuerdo a los parámetros de producción y con las pruebas de laboratorio. Deberán contar con los diferentes dispositivos de seguridad y válvulas de drenaje para el manejo de los fluidos producidos y tener suficiente capacidad y eficiencia que optimice el recobro del gas metano. Además, deberán tener un sistema de depuración, que pueda eliminar las partículas de sedimento que arrastre la corriente de gas. (Resolución 5204, Ministerio de Minas y Energía, 2001)

Las tuberías de producción y sus accesorios deben ser de materiales adecuados que garanticen la integridad, compatibles al producto que se transporte y a su vez garanticen el cumplimiento de los siguientes requisitos: a) Resistencia química interna y externa a los hidrocarburos; b) Permeabilidad nula a los hidrocarburos gaseosos; c) Resistencia mecánica adecuada a la presión mínima y máxima de operación para las tuberías que transporten gas y agua; d) Protección adecuada contra daño mecánico; e) Deberá ser de material antichispa; d) No se admite tubería enterrada para evitar que el agua presente en el gas se condense y esta no pueda ser arrastrada por las bajas presiones con las que se trabaja en este tipo de yacimientos; f) Protección contra la corrosión con pinturas antioxidantes, las cuales deben tener características apropiadas al ambiente donde se ubiquen. (Resolución 5204, Ministerio de Minas y Energía, 2001)

El eficiente y efectivo traslado del gas desde la región donde se produce a la región donde se consume requiere de extensos y elaborados sistemas de transporte. En muchas instancias, el gas producido debe viajar grandes distancias hasta los centros de abastecimiento, este sistema de transporte para el gas consiste en una compleja red de gasoductos, diseñados para transportar rápida y efectivamente el gas. El gas es periódicamente comprimido para que fluya a través del gasoducto, la presión requerida para transportar el gas en la red de distribución es muy baja comparada con la encontrada en los gasoductos de transmisión. La unidad de compresión usada en el sistema de transmisión del gas tiene 1000 caballos de fuerza o mas y puede ser Centrifuga (turbina) o reciproca (pistón). (Resolución 5204, Ministerio de Minas y Energía, 2001).

### **3. CLAVES PARA LA PRODUCCION RENTABLE DE GAS ASOCIADO A CARBON**

La capacidad del gas asociado al carbón para competir económicamente con el gas natural convencional se basa en cuatro claves que ayudaran a mostrar el potencial de este recurso. Estas claves son: altas tasas de flujo de gas, costos competitivos, mercados confiables y economías de escala.

#### **3.1 ALTAS TASAS DE FLUJO DE GAS**

**3.1.1 Concentración en la fuente:** El requisito necesario para una atractiva, sostenible tasa de flujo de gas es una adecuada concentración de la fuente, para nuestro caso el carbón, que consiste en un buen espesor del manto y un alto contenido de gas. Estos dos parámetros establecen el volumen original de metano por unidad de área. Una concentración atractiva esta dentro de un rango de 7 Bcf por sección (1 MMm<sup>3</sup> por hectárea) en zonas someras a 25 Bfc por sección (3 MMm<sup>3</sup> por hectárea) en zonas profundas. (Kelso et al., 1988; McFall et al., 1986 en Kuuskraa and Boyer, 1993).

De los dos parámetros que determinan la concentración, el espesor del manto de carbón es el más importante, no solo porque esta relacionado directamente con la concentración relativa de la fuente sino también porque el espesor del manto determina la tasa de flujo de gas. En general, los espesores de 10 a 20 ft (3 a 6 m) son comercialmente desarrollados en Estados Unidos.

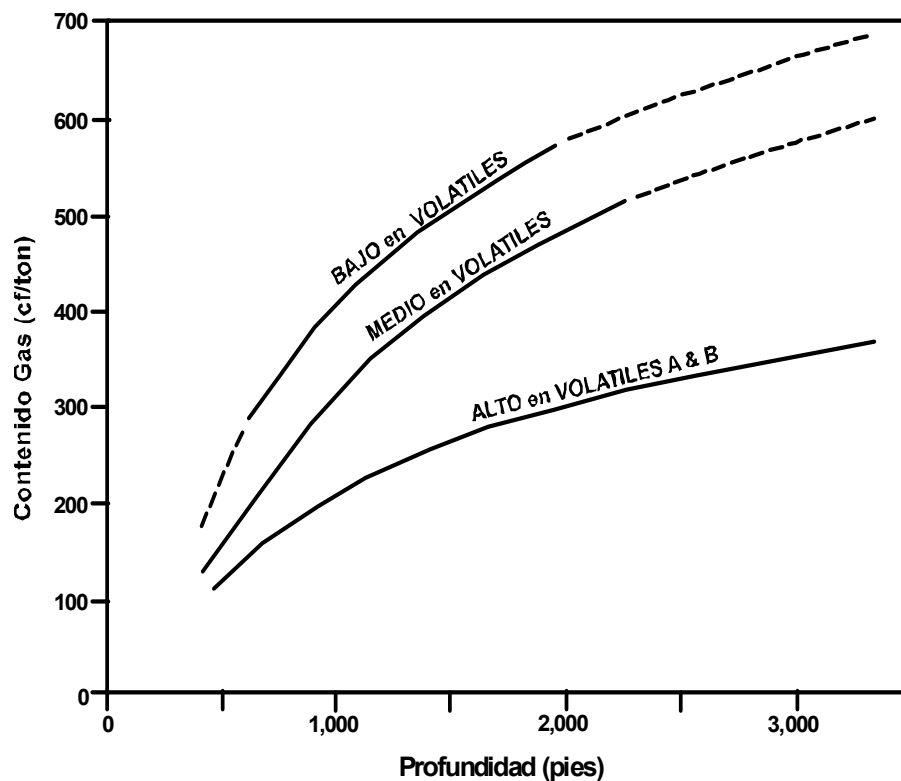
El segundo componente de la concentración de la fuente es el contenido de gas del carbón. Mientras el contenido de gas específico está relacionado con una cuenca específica, el contenido de gas varía directamente con el rango del carbón y con la profundidad del enterramiento, entre más alto rango de carbón (mayor madurez) y profundidad, es mayor el potencial de contenido de gas.

Más allá del rango del carbón y de la profundidad, el contenido de metano asociado al carbón está influenciado por el contenido de ceniza, la cantidad de CO<sub>2</sub> u otros gases (o líquidos) retenidos por el carbón, la composición maceral y otros factores.

El contenido de gas buscado comercialmente en proyectos de gas asociado a carbón en Estados Unidos por ejemplo es de 250 ft<sup>3</sup> por tonelada (7 m<sup>3</sup> por ton.).

La figura 5 muestra las curvas de contenido de gas dependiendo de la profundidad. Los contenidos de gas comerciales que se tienen en cuenta para proyectos de gas asociado a carbón en USA están en el rango de 250 ft<sup>3</sup> por tonelada. (Kuuskraa and Boyer, 1993).

**Figura 5.** Contenido de gas (Metano) versus la relación de la profundidad para los diferentes rangos del carbón. (McFall et al., 1986 en Kuuskraa and Boyer, 1993).



**3.1.2 Capacidad de Flujo:** Mientras una adecuada concentración del recurso es una condición necesaria, un importante flujo de gas es una condición suficiente para que un proyecto sea comercial. El caudal de flujo de gas es determinado por la permeabilidad (absoluta y relativa), la presión y la isoterma de sorción. Mientras cada variable es importante, la variable más significativa que controla el flujo de gas es la permeabilidad. El rango de producción de gas y los valores medidos de permeabilidad del gas tienen órdenes de magnitudes de 0.1 milidarcy [md] (o menos) a 100 md (o más); las presiones encontradas generalmente en los yacimientos de gas asociado a carbón caen dentro de un rango de 500 psi a 2000 psi (3 a 14 Mpa). En pocas palabras, para tener buena permeabilidad el carbón necesita tener una fase de desarrollo de pozo y un sistema de fracturamiento. (KUUSKRAA, V., BANK, G., 2006).

### **3.2 COSTOS COMPETITIVOS**

La planeación adecuada, el control del desarrollo del campo y los costos de operación son esenciales para algunos proyectos de hidrocarburos y particularmente importante para gas asociado a carbón. Primero, el metano asociado al carbón necesita facilidades en el campo y costos que generalmente no son requeridos por la producción de gas convencional como bombas de subsuelo, separadores, y disposición de agua. Segundo, en ciertos grupos de carbones pueden solo soportar una moderada tasa de producción de gas; entonces, el estricto control de los costos puede ser requerido para que el proyecto sea económicamente viable; para los pozos someros, el capital de inversión para gas asociado a carbón son bajos, sin embargo, las operaciones de producción y los costos de mantenimiento pueden ser altos comparados con la producción de gas convencional (Kuuskraa et al, 1989 en Kuuskraa and Boyer, 1993).

**3.2.1 Costos de Inversión:** El principal costo de inversión incluye contratos de adquisición Geológica y Geofísica; perforación, completamiento, y estimulación de pozos; instalación de facilidades de producción de gas; y construcción de sistemas de disposición de agua.

*3.2.1.1 Contratos de adquisición Geológica y Geofísica.* Previo a adquirir un contrato, y en facilidades de ingeniería se deben hacer gastos en estudios geológicos y geofísicos. Además los desembolsos son requeridos para obtener contratos de asociación. Estos costos se encuentran en un rango desde US \$ 20000 a \$ 30000 por pozo, en una escala comercial del proyecto.

*3.2.1.2 Perforación, Completamiento y Estimulación de Pozos.* Los pozos de gas asociado a carbón tienden a ser más someros que los pozos de gas convencional, de este modo los costos de perforación y completamiento son considerablemente bajos. En la cuenca de San Juan por ejemplo, los pozos de gas asociado a carbón son perforados usualmente con un sistema de perforación rotario con lodo y son revestidos hasta la profundidad total. Recientemente el completamiento con hoyo abierto, donde la sección de carbón no tiene revestimiento ha ido ganando popularidad. Los costos de perforación y completamiento por un pozo de 3000 ft (900 m) se encuentra entre US \$ 250000 y \$ 350000. En cuencas someras como Warrior Basin, los pozos de gas asociado a carbón son perforados con un sistema rotario y de percusión con aire. Los costos de perforación y completamiento en esta cuenca están alrededor de US \$ 100000 a 120000 para un completamiento de zonas múltiples y una profundidad total de 2000 ft (600 m).

En pozos con revestimiento, algunas formas de estimulación hidráulica son usadas generalmente para lograr tasas favorables de fluido de gas de los carbones. Fluidos con base gel y base agua con material de sostén son comúnmente usados para la estimulación; El costo de la estimulación esta dentro de un rango de US \$ 25000 para zonas delgadas, carbones someros a US \$100000 para secuencias gruesas y profundas de carbón.

*3.2.1.3 Equipos de Producción y facilidades.* Los pozos productores de metano asociado a mantos de carbón requieren equipos de producción especializados. La producción de gas asociada a carbón viene acompañada de substanciales cantidades de agua. Por consiguiente las facilidades en superficie incluyen

necesariamente levantamiento artificial, separador de agua y gas y disposición de agua. Para el levantamiento del agua, las bombas de cavidades progresivas (PCP) son favorables en cuencas someras como Warrior Basin, Las facilidades de superficie tienen costos entre US \$ 40000 y \$ 60000 por pozo, incluyendo el sistema de acopio y compresor; mientras que el bombeo mecánico (sucker rod) es preferido en cuencas profundas como San Juan Basin donde las facilidades pueden alcanzar costos de US \$ 200000 por pozo una vez las facilidades de acopio de gas y de disposición de agua estén establecidas en superficie.

*3.2.1.4 Tratamiento del Gas y Compresión.* El tratamiento del gas y la compresión son costos significativos asociados a la producción del gas metano del carbón, porque los pozos son operados generalmente con bajas presiones (menos de 100 psi [700 kPa]), la compresión es requerida en la mayoría de los pozos de gas asociado al carbón, se debe incrementar la presión de cabeza de pozo a la presión del gasoducto de 600 psi a 1000 psi (4 a 7 Mpa). La compresión del gas, la inversión en el tratamiento y los costos de operación a menudo son soportados por la compañía de acopio de gas o de gasoductos; sin embargo, estos costos son recuperados por los descuentos al precio pagado en cabeza de pozo al productor con un cargo de US \$ 0.10 a \$ 0.15 por Mcf.

*3.2.1.5 Manejo y Disposición del Agua.* La disposición del agua es un costo significativo para el desarrollo del metano asociado a mantos de carbón. El agua es usualmente llevada al centro de tratamiento y dispuesta en un fuente de agua en la superficie, en Warrior basin por ejemplo. En la Cuenca de San Juan, son usados los pozos de disposición porque el agua tiene altos niveles de sólidos disueltos.

*3.2.1.6 Otros Costos.* El soporte administrativo, la ingeniería y las contingencias conllevan aproximadamente el 10% de los costos de inversión.

**3.2.2 Costos de Mantenimiento.** Los costos de inversión y mantenimiento para pozos de gas metano asociado a mantos de carbón son usualmente más altos que los de los pozos de gas convencional. Más allá del mantenimiento de los pozos normales, los pozos de gas asociado a carbón requieren más gastos para el manejo del gas y la disposición del agua. Las operaciones y el mantenimiento incluyen actividades diarias como mano de obra en el campo, workover, mantenimiento de facilidades, energía. Los costos de mantenimiento y operaciones se encuentran entre US \$ 6000 a \$ 15000 por pozo por año. Los costos de ingeniería y soporte asignados para los pozos están en el rango de US \$ 2000 a \$ 5000 por año por pozo, dependiendo de la complejidad y el tamaño de la operación. Los costos para la disposición del agua producida se pueden encontrar dentro de un rango de US \$ 0.10 a \$ 1.0 por barril de agua producida, dependiendo de la técnica de disposición de agua usada. El procesamiento y compresión del gas puede costar entre US \$ 0.10 a \$ 0.15 por Mcf, dependiendo del volumen y del tipo de facilidad usada.

### **3.3 MERCADO CONFIABLE**

Idealmente, los carbones de una cuenca, así como la producción de metano asociado a mantos de carbón, podrían ser usados como químicos o fertilizantes de plantas, en un centro industrial, esto provee un alto valor al metano y lo hace potencialmente atractivo el precio del gas en cabeza de pozo. A menudo, sin embargo, el gas necesita ser transportado distancias considerables hasta los centros de distribución. Por ejemplo, el gas asociado a carbón en San Juan Basin es transportado 600 mi (1000 Km.) desde la fuente hasta el centro de distribución en el sur de California. El cargo por el transporte es US \$ 1.0 por Mcf, consiste en \$ 0.70 por Mcf desde el campo hasta la línea principal y \$ 0.30 por Mcf desde la línea principal hasta el centro de distribución. Estos cargos de transporte son sustraídos del gas vendido con precios establecidos en cabeza de pozo. (KUUSKRAA, V., BANK, G., 2006).

En otros tiempos, el gas asociado al carbón podía competir con el carbón en la generación de energía eléctrica. Con la liberación de los precios del carbón de US \$

1.50 a \$ 2.0 por millón de Btu (1 Gigajulio), es necesario considerar los beneficios que se obtienen usando gas, consiguiendo favorables precios para el gas compitiendo con el uso del carbón. (KUUSKRAA, V., BANK, G., 2006)

### **3.4 ECONOMIA DE ESCALA**

Las operaciones del gas asociado a mantos de carbón se benefician grandemente de la economía de escala. Por ejemplo, una central de tratamiento de agua conectada con un sistema de acopio de agua en el campo de gas puede hacer eficiente y económico el manejo de 20000 barriles de agua por día y sirve para 30 a 40 pozos. Una facilidad de disposición de agua para varios pozos tiene un costo de US \$ 0.10 a \$ 0.20 por barril, si se tuviera una facilidad por cada pozo tendría un costo de US \$ 1.0 a \$ 2.0 por barril. Similarmente, una central de tratamiento de gas es más eficiente que una serie de pequeñas plantas. Teniendo en cuenta que los costos unitarios del transporte de gas son fuertemente afectados por el rendimiento de los volúmenes de gas. Finalmente, los proyectos de gas asociado al carbón envuelven temas geológicos, de ingeniería y técnicos para su éxito.

Mientras no existan criterios absolutos, una regla del dedo gordo es de 100 pozos se obtienen 50 millones ft<sup>3</sup> por día, para un mercado establecido cercano al yacimiento (donde las facilidades y la infraestructura pueden ser compartidas con otros productores) y 400 pozos o 200 millones de ft<sup>3</sup> por día para mercados lejanos del yacimiento. (KUUSKRAA, V., BANK, G., 2006)

## **4. ANALISIS PARAMETRICO DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADOS AL CARBON**

El primer análisis paramétrico es examinar los impactos que tienen las propiedades de los yacimientos que determinan la concentración en la fuente, la capacidad de flujo y la tasa de recobro en los pozos de gas de los mantos de carbón. Estos análisis ayudan a determinar cuáles alternativas se deben tener en cuenta en el desarrollo del campo y las estrategias que pueden tomarse para mitigar los impactos en las condiciones del yacimiento.

Para la evaluación de cada uno de los parámetros que se describen a continuación, su influencia en las condiciones del yacimiento y analizar diferentes escenarios, se ha seleccionado como caso base un prospecto que es moderadamente profundo, tiene 3000 ft (1200 m), tiene un espesor neto de 40 ft (12 m), y tiene un buen contenido de gas 497 scf/ton (14 m<sup>3</sup>/ton). El carbón tiene una permeabilidad moderada (5 md), baja porosidad (0.5%), y el sistema de fracturas esta totalmente saturada en agua (100%). El campo de gas asociado a carbón esta desarrollado sobre 160 acres (165 Ha) el espacio entre pozos de las zonas de carbón son estimulados individualmente.

**4.1 CONCENTRACION EN LA FUENTE.** El set de parámetros examinados inicialmente son los efectos del espesor neto, el contenido de gas del carbón y la presión del yacimiento en el recobro de gas por pozo.

**4.1.1 Espesor Neto.** El espesor neto de carbón en el caso base de 40 ft, un espesor bajo 20 ft y uno alto de 60 ft. Como se espera el pico de la producción y recobro del gas es proporcional al espesor del carbón. Tabla 2. En 5 años el recobro de gas es de 2.3 Bfc por pozo en el caso base. Reduciéndolo a la mitad 20 ft de espesor neto, el recobro se reduce a 1.2 Bcf por pozo. Incrementando el es espesor neto a 60 ft el recobro en 5 años de de 3.5 Bcf por pozo.

**Tabla 2.** Efectos de la variación del espesor del carbón en los picos de la tasa de gas, el recobro de gas acumulado y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993)

	Caso Base	Bajo Espesor	Alto Espesor
	h= 40 ft	Neto h=20 ft	Neto h=60 ft
<b>Tasa Max. (Mcf/d)</b>	2500	1250	3750
<b>5 años Rec. (Bcf)</b>	2,3	1,2	3,5
<b>20 años Rec (Bcf)</b>	3,6	1,8	5,4
<b>Gas Original (Bcf)</b>	5,7	2,8	8,4

**4.1.2 Contenido de Gas en el Carbón, Presión y la Isotherma de Sorción** El análisis de los efectos del contenido de gas en el desempeño de los pozos se hace en dos partes. Primero, el mismo carbón (en términos de rango y de isoterma de sorción) producido tanto somero como profundo para examinar el efecto de la presión sobre el contenido y recobro del gas. Segundo, diferentes isotermas de sorción y rangos de carbón producido a la misma profundidad y presión; se pueden separar para observar el efecto sobre el contenido y recobro del gas por pozo.

El análisis muestra que para el mismo rango de carbón (y permeabilidad), carbones profundos con alta presión tienen alto recobro que los carbones someros con baja presión, tabla 3. Aunque a baja presión el carbón tiene un contenido de gas de solo 20%, el pico de la tasa de gas es menos de un medio de la tasa del caso base y en 5 años el recobro se reduce en un 60%.

**Tabla 3.** Efecto de la variación del contenido de gas y la presión del yacimiento con una isoterma de sorción constante, sobre el pico de la tasa de gas, el recobro acumulado del gas, y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993)

	<b>Case Base</b> GC= 497 cf/t P=1320 psi	<b>Carbón Somero</b> GC= 375 cf/t P= 500 psi	<b>Carbón Profundo</b> GC=534cf/t P=2000 psi
<b>Tasa Max. (Mcf/d)</b>	2500	700	3500
<b>5 años Rec. (Bcf)</b>	2,3	1,1	2,7
<b>20 años Rec (Bcf)</b>	3,6	2,2	4,0
<b>Gas Original (Bcf)</b>	5,7	4,3	6,1
<b>Recov. Efectivo</b>	63%	51%	66%

Un muy interesante caso de la importancia de la isoterma de sorción es mostrada por la sensibilidad en la tabla 4. El análisis muestra que a bajo contenido de gas (420cf/ton), bajo rango de carbón con una favorable isoterma de sorción puede producir la misma cantidad de metano que un alto contenido de gas (580 cf/ton), alto rango de carbón con una isoterma de sorción considerablemente baja.

**Tabla 4.** Efectos de la variación en el contenido de gas y de la isoterma de sorción, con una presión de yacimiento constante, sobre el pico de la tasa de gas, el recobro acumulado del gas, y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993)

	<b>Caso Base</b> GC= 497 cf/t P=1320 psi P <sub>L</sub> =330	<b>Carbón</b> <b>Bajo Rango</b> GC= 420 cf/t P= 1320 psi P <sub>L</sub> =660	<b>Carbón</b> <b>Alto Rango</b> GC=580cf/t P=1320 psi P <sub>L</sub> = 163
<b>Tasa Max. (Mcf/d)</b>	2500	2500	2300
<b>5 años Rec. (Bcf)</b>	2,3	2,2	2,1
<b>20 años Rec (Bcf)</b>	3,6	3,1	3,4
<b>Gas Original (Bcf)</b>	5,7	4,0	7,3
<b>Recov. Efectivo</b>	63%	78%	47%

**4.2 CAPACIDAD DE FLUJO.** El siguiente set de parámetros para examinar son los efectos de la permeabilidad, porosidad, y la saturación del carbón sobre los picos de la tasa de gas, el recobro de gas acumulado, y la eficiencia del recobro.

**4.2.1 Permeabilidad.** Las variaciones en la permeabilidad tienen efectos directos sobre la tasa de flujo de gas y el recobro. Como se muestra en la tabla 5, con una permeabilidad alta 25 md, el carbón produce un 60% mas de gas durante los primeros 5 años que el caso base con 5 md, mientras una baja permeabilidad 1 md, el carbón produce un medio del gas que se produce en el caso base. Es importante tomar ventaja de una alta permeabilidad, por ejemplo si se incrementa el espacio entre los pozos de 165 acres a 320 acres con una permeabilidad de 25 md, el pico de la tasa de gas y el recobro se incrementa 3 veces sobre el caso base.

**Tabla 5.** Efecto de la variación de la permeabilidad en el carbón (y el incremento del espacio entre pozos con una permeabilidad alta) sobre el pico de la tasa del gas, el recobro de gas acumulado, y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993)

	Caso Base k= 5 md	Baja Permeabilidad K=1 md	Alta Permeabilidad K= 25 md	
			A=160 a	A=320 a
<b>Tasa Max. (Mcf/d)</b>	2500	700	6000	8000
<b>5 años Rec. (Bcf)</b>	2,3	1,0	3,6	6,0
<b>20 años Rec (Bcf)</b>	3,6	2,2	4,6	8,3
<b>Gas Original (Bcf)</b>	5,7	5,7	5,7	11,4
<b>Recov. Efectivo</b>	63%	39%	81%	72

**4.2.2 Porosidad.** La porosidad del carbón, tiene un efecto muy pequeño sobre la concentración del gas, es generalmente ignorado en los estudios de parámetros. Sin embargo, la porosidad del carbón tiene un efecto sorprendente sobre la capacidad de flujo del yacimiento de carbón porque es influenciado en dos fases en el flujo y en la permeabilidad relativa, tabla 6. Una baja porosidad del carbón (0.25%) mejora los picos de la tasa de gas y el recobro de gas a 5 años mientras una alta porosidad de los carbonos (2%) restringe la tasa de gas y el recobro.

**Tabla 6.** Efectos de la variación de la porosidad del carbón sobre los picos en la tasa de gas, el recobro acumulado de gas y en la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993)

	<b>Caso Base</b> <b>Ø=0,5%</b>	<b>Baja Porosidad</b> <b>Ø=0,25%</b>	<b>Alta Porosidad</b> <b>Ø=2%</b>
<b>Tasa Max. (Mcf/d)</b>	2500	2800	1600
<b>5 años Rec. (Bcf)</b>	2,3	2,4	2,0
<b>20 años Rec. (Bcf)</b>	3,6	3,7	3,4
<b>Gas Original (Bcf)</b>	5,7	5,7	5,7
<b>Recov. Efectivo</b>	63%	65%	61%

**4.2.3 Saturación de Gas.** La capacidad de flujo del yacimiento de carbón es sustancialmente influenciado por los niveles de saturación de gas del carbón, tabla 7. Cuando los carbones estén insaturados como es el caso del 95% de los carbones, la producción inicial sería de agua principalmente y en 5 años el recobro de gas sería reducido. Si la instauración de gas es severa, como es el caso del 80% de los carbones, la tasa de gas y el recobro son reducidos a la mitad, aunque el gas in-place y el contenido de gas sea solo el 20% menos que el caso base.

**Tabla 7.** Efectos de la variación en la saturación del carbón sobre los picos en la tasa de gas, el recobro de gas acumulado, y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993)

	Caso Base 100% Carbón Saturado	Carbón Insaturado	
		95% Saturado	80% Saturado
Tasa Max. (Mcf/d)	2500	1800	870
5 años Rec. (Bcf)	2,3	2	1,2
20 años Rec (Bcf)	3,6	3,3	2,4
Gas Original(Bcf)	5,7	5,4	4,5
Recov. Efectivo	63%	61%	53%

#### 4.3 DESARROLLO DE ESTRATEGIAS

El operador tiene una variedad de estrategias disponibles para el desarrollo y operación del campo en respuesta a las propiedades del carbón: concentración y capacidad de flujo. Estas estrategias incluyen seleccionar el tamaño adecuado y la naturaleza de la estimulación de los pozos, estableciendo el correcto espacio entre los pozos y el modelo del trazado.

**4.3.1 Estimulación de Pozos.** La efectividad y la necesidad para la estimulación de los pozos es función directa de la permeabilidad del carbón. Para permeabilidades bajas y moderadas, la estimulación de los pozos es crítica para alcanzar tasas de gas atractivas y favorables recobros de gas a 5 años. Un moderado grado de estimulación de 100 ft de fracturas de longitud media (xf) incrementa el recobro de gas en corto plazo, que cuando no se hace estimulación, tabla 8. Una estimulación extensiva de 200 ft de fracturas de longitud media, acelera a corto plazo el recobro de gas e incrementa significativamente los picos en las tasas de gas.

**Tabla 8.** Efecto de la estimulación del pozo sobre los picos en las tasas de gas, el recobro de gas acumulado, y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993)

	<b>Caso Base k= 5 md xf=100 ft</b>	<b>Sin Estimulación k= 5 md xf=5ft</b>	<b>Estimulación Extensiva k=5 md xf=200ft</b>
<b>Tasa Máx (Mcf/d)</b>	2500	1100	3100
<b>5 años Rec. (Bcf)</b>	2,3	1,6	2,6
<b>20 años Rec (Bcf)</b>	3,6	2,8	3,8
<b>Gas Original (Bcf)</b>	5,7	5,7	5,7
<b>Recov. Efectivo</b>	63%	49%	67%

En el caso de una permeabilidad alta (25 md), un buen pozo de gas asociado a carbón, se podrían obtener 2.5 Bcf de reservas con una pequeña estimulación (removiendo solo el daño), tabla 9. Sin embargo, en un corto plazo el recobro y particularmente el pico en la tasa del gas pueden ser mejorados con la estimulación moderada de los pozos.

**Tabla 9.** Efecto de la estimulación de los pozos, con el espacio entre los pozos constante y con alta permeabilidad, sobre los picos en las tasas de gas, el recobro de gas acumulado, y la eficiencia del recobro. (Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993)

	<b>Base Case</b> k= 25 md xf=100 ft A= 160 acres	<b>No Stimulation</b> k= 25 md xf=5ft A= 160 acres	<b>Extensive Stimulation</b> k=25 md xf=200ft A= 160 acres
<b>Peak Rate (Mcf/d)</b>	2500	3900	6400
<b>5 yr. Rec. (Bcf)</b>	2,3	2,9	3,9
<b>20 yr. Rec (Bcf)</b>	3,6	4,1	4,6
<b>GIP (Bcf)</b>	5,7	5,7	5,7
<b>Recov. Efficiency</b>	63%	72%	81%

#### 4.4 ESPACIO ENTRE LOS POZOS Y ESTIMULACION

Para el desarrollo económico óptimo se debe obtener un ajuste entre el espaciado y la estimulación de los pozos con la permeabilidad y otras propiedades del yacimiento en este caso el carbón. Los beneficios de relacionar debidamente el espaciado y la estimulación tiene grandes impactos en la permeabilidad del carbón y aportar a los pozos entre 9 a 15 Bcf (250 a 400 MMm<sup>3</sup>) de reservas. En la siguiente tabla se muestran los efectos que tienen el espaciado y la estimulación de los pozos en la eficiencia del recobro.

**Tabla 10.** Efectos del espaciamiento y del grado de estimulación de los pozos sobre los picos en la tasa de gas, el recobro de gas acumulado y la eficiencia del recobro.

(Tomada de Kuuskraa and Boyer, 1993)

	<b>Poco Espaciamiento/ Moderada Estimulación xf=100ft A=160 acres</b>	<b>Moderado Espaciamiento/ Alta Estimulación xf= 200ft A=320 acres</b>	<b>Alto Espaciamiento/ Alta Estimulación xf=200ft A=640 acres</b>
<b>Tasa Max. (Mcf/d)</b>	6000	9300	11800
<b>5 años Rec. (Bcf)</b>	3,6	6,5	10,1
<b>20 años Rec (Bcf)</b>	4,6	8,7	15,1
<b>Gas Original (Bcf)</b>	5,7	11,4	22,8
<b>Recov. Efectivo</b>	81%	76%	66%

Es decisión del operador si se tienen numerosos pozos en un área, con bajos costos de estimulación o pocos pozos y altos costos en la estimulación de los pozos, ya que esto depende de los precios de gas y de los criterios de retorno de inversión del operador. En algunos casos, el estudio de estos parámetros, junto con las propiedades del yacimiento y las estrategias de desarrollo del prospecto ayudan al operador a decidir si un proyecto es económicamente viable. (Kuuskraa and Boyer, 1993).

## **5. GAS ASOCIADO AL CARBON SINCLINAL CHECUA-LENGUAZAQUE**

Se encuentra localizado al noreste de la ciudad de Bogotá y se extiende por los departamentos de Cundinamarca y Boyacá. Aquí, únicamente, se hará referencia a la parte concerniente al Departamento de Cundinamarca. Ocupa una superficie aproximada de 500 km<sup>2</sup> y se ubica en jurisdicción de las localidades de Ubaté, Guachetá, Lenguazaque, Cucunubá, Suesca, Nemocón, Sutatausa y Tausa.

El área de estudio corresponde al flanco oriental del Sinclinal Checua - Lenguazaque, localizado entre la quebrada Honda, al norte, límite departamental entre Boyacá y Cundinamarca y el Cerro El Perico, al sur, cerca de la cabecera municipal de Nemocón. Comprende los municipios de Lenguazaque, al norte; Cucunubá y Suesca, al centro y Nemocón, al sur.

Desde el punto de vista geológico el área carbonífera esta conformada por el Sinclinal Checua - Lenguazaque, el cual continúa en el Departamento de Boyacá donde presenta su cierre estructural; dentro de esta estructura se encuentra la Formación Guaduas, que contiene los mantos de carbón de interés económico. El Sinclinal Checua - Lenguazaque es una estructura asimétrica de rumbo suroeste - noreste; el flanco occidental presenta buzamientos entre 20° y 65° y el flanco oriental presenta inclinaciones mayores hasta inversiones.

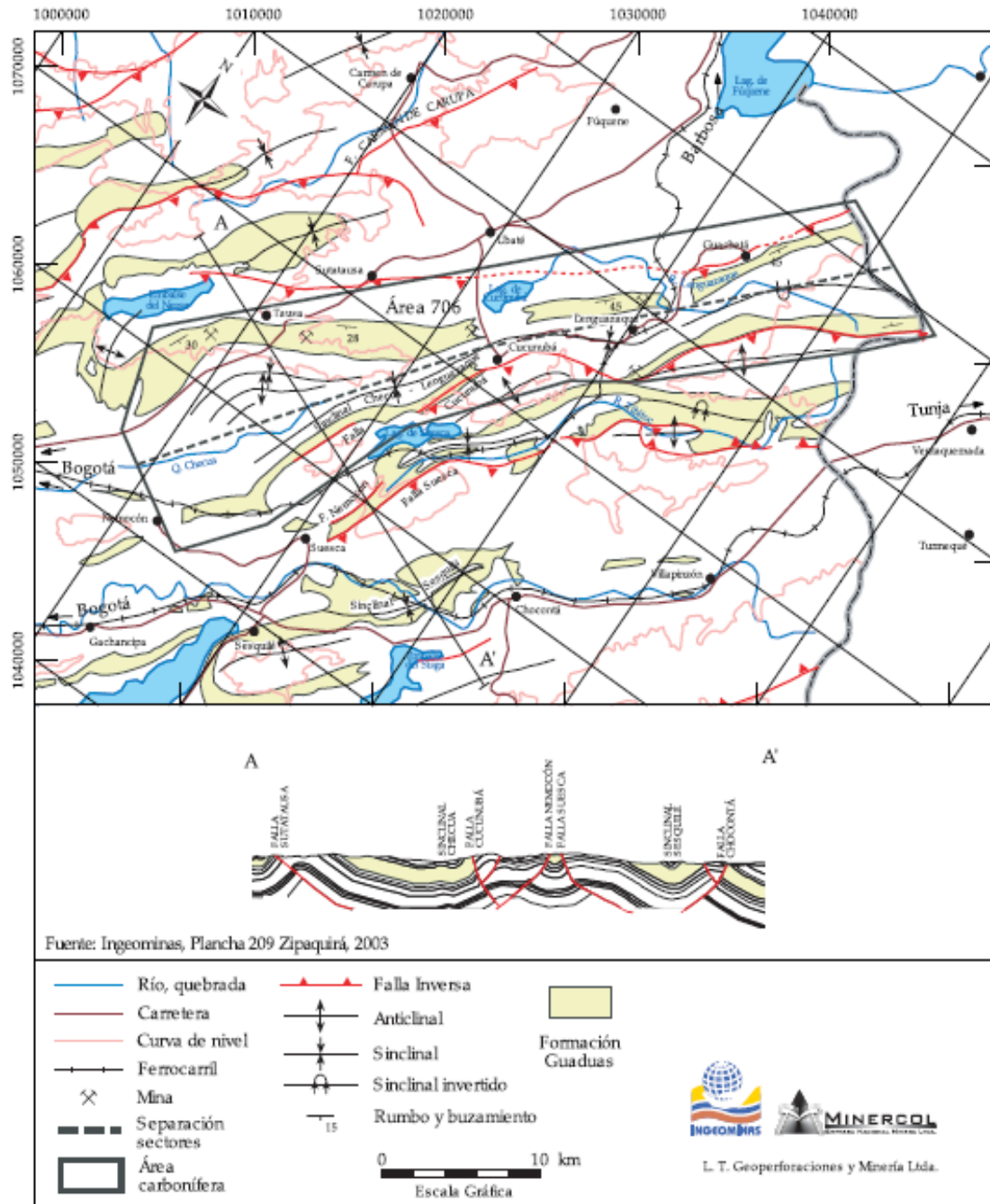
En el área afloran rocas pertenecientes a las formaciones Arenisca Dura, Plaeners, Arenisca de Labor, Tierna, Guaduas, Cacho y Bogotá; las cuales se encuentran cubiertas por depósitos no consolidados del Cuaternario. En la Figura 6 sólo se ha representado la Formación Guaduas. En esta parte del documento se hace énfasis en los niveles Ktg2 y Ktg3, portadores de los carbones económicamente explotables.

Estratigráficamente, los carbones de este sector se encuentran localizados en los niveles Ktg2 y Ktg3 de la Formación Guaduas.

Nivel Ktg2. Denominado, también, Arenisca La Guía. Está compuesto por arenitas cuarzosas de grano fino a medio, bien seleccionadas, contactos netos y plano paralelos. Las arenitas se presentan intercaladas con arcillolitas grises, finamente estratificadas y localmente laminadas. Tiene un espesor entre 200 m y 350 m. En este nivel se han localizado hasta nueve mantos de carbón, aunque algunos de ellos presentan reducciones a través del rumbo que los hacen económicamente no explotables.

Nivel Ktg3. Está conformado, en su mayor parte, por arcillolitas grises claras laminadas y, ocasionalmente, carbonosas con restos de materia vegetal, separadas por un conjunto arcillolítico potente. En este sector el nivel tiene espesores entre 160 m y 300 m. Aquí se han localizado hasta tres mantos de carbón.

**Figura 6.** Mapa geológico del Área Carbonífera Checua – Lenguazaque (Modificado de Acosta & Ulloa, 1997, Tomado de El Carbón Colombiano, Ingeominas, 2004).



## **5.1 ANALISIS DE LOS CARBONES**

Para la toma de muestras se seleccionaron minas cuyos frentes de explotación se encontraban en producción, con el fin de relacionar estos análisis de carbón con el contenido de gas presente, es necesario que la muestra se encuentre fresca.

El muestreo se realizó en el flanco Occidental del sinclinal Checua-Lenguazaque debido a que en este flanco hay mayor ocurrencia de gas que en el flanco Oriental, de esta manera se abarco la parte del sinclinal que se encuentra mas hacia el Sur, la parte media y una sección mas hacia el Norte, lo cual otorgará datos que permitan analizar la influencia de gas de Sur a Norte.

A nivel general se dividió la zona en tres secciones, Triunfo, Montecristo y Lenguazaque, haciendo referencia a los mantos ubicados en la parte Sur, media y Norte del sinclinal respectivamente.

**5.1.1 Calidad.** En las tablas que se muestran a continuación, se presentan las características fisicoquímicas, en base como se analiza, para los mantos de carbón presentes en los niveles Ktg2 y Ktg3 de la Formación Guaduas, en las secciones del Triunfo, Montecristo y Lenguazaque.

**Tabla 11.** Características fisicoquímicas por manto de carbón, en la sección del Triunfo. (Tomada de Cortes, Tomada de Cortes y Jiménez, 2007)

<b>Muestra</b>	<b>Humedad (% en peso)</b>	<b>Cenizas (% en peso)</b>	<b>Volátiles (% en peso)</b>	<b>Carbono Fijo (% en peso)</b>
Manto 1	0,744	1,999	19,875	77,382
Manto 2	0,966	3,879	26,521	68,634
Manto 3	0,650	5,856	28,552	64,942
Manto 5	0,658	4,723	30,955	63,664
Manto 7	0,708	4,985	28,260	66,047
Manto 7	1,087	8,420	24,126	66,367
Manto 7	0,511	8,358	26,695	64,436
Manto 11	1,299	10,045	29,555	59,101
Manto 11	1,127	9,856	28,456	60,561
Manto 12	1,032	6,874	28,400	63,694
Manto 18	0,514	4,951	33,541	60,994
Manto 19	0,874	6,892	25,789	66,445

**Tabla 12.** Características fisicoquímicas por manto de carbón, en la sección de Montecristo. (Tomada de Cortes, Tomada de Cortes y Jiménez, 2007)

<b>Muestra</b>	<b>Humedad (% en peso)</b>	<b>Cenizas (% en peso)</b>	<b>Volátiles (% en peso)</b>	<b>Carbono Fijo (% en peso)</b>
Manto 2	1,032	6,874	28,400	63,694
Manto 3	0,785	8,012	28,875	62,328
Manto 4	0,746	7,350	28,698	63,206
Manto 5	0,511	8,358	26,695	64,436
Manto 6	0,700	5,796	18,952	74,552
Manto 9	1,236	4,236	18,021	76,507
Manto 10	1,087	8,420	24,126	66,367
Manto 10	0,498	6,552	30,945	62,005
Manto 12	0,682	7,745	35,896	55,677
Manto 13	1,045	8,782	30,574	59,599
Manto 13	0,650	5,856	28,552	64,942
Manto 14	0,515	4,302	27,741	67,442
Manto 14	0,708	4,985	28,260	66,047
Manto 14	0,514	4,951	33,541	60,994
Manto 14	0,601	4,798	31,000	63,803

**Tabla 13.** Características fisicoquímicas por manto de carbón, en la sección de Lenguazaque. (Tomada de Cortes, Tomada de Cortes y Jiménez, 2007)

<b>Muestra</b>	<b>Humedad (% en peso)</b>	<b>Cenizas (% en peso)</b>	<b>Volátiles (% en peso)</b>	<b>Carbono Fijo (% en peso)</b>
Manto 1	0,789	5,986	37,778	55,447
Cinta 2	0,515	4,302	27,741	67,442
Manto 2	0,801	9,785	25,230	64,184
Manto 3	0,682	7,745	35,896	55,677
Manto 6	1,045	8,782	30,574	59,599
Manto 7	0,495	3,852	30,557	65,096
Manto 7	0,746	7,350	28,698	63,206
Manto 11	0,700	5,796	18,952	74,552
Manto 13	0,498	6,552	30,945	62,005
Manto 15	0,887	7,500	27,588	64,025
Manto 15	0,785	8,012	28,875	62,328

Los carbones presentan un poder calorífico entre 10.845 BTU/lb - 13.798 BTU/lb, con humedad de equilibrio +2 entre 3,18% y 5,96%. Para la sección del Triunfo, Montecristo y Lenguazaque, el contenido promedio de azufre es de 1,06% y la emisión de SO<sub>2</sub> en lb/MBTU es 1,52. El contenido promedio de ceniza es de 10,66%; las cenizas, en general, son de tipo bituminosas con índices de *fouling* de 0,03 y *slagging* de 0,08. (El Carbón Colombiano, Ingeominas, 2004)

**5.1.2 Calidad y Reservas.** Un análisis de las cifras muestra que el potencial para el Área Carbonífera Checua -Lenguazaque. El total de reservas de carbón agotadas hasta 1998 era de 51.472.954 t. Las reservas totales de carbón, en las que se incluyen medidas, indicadas, inferidas e hipotéticas son 712.798.214 t; de este total se podrán explotar, 379.454.633 t (53.23%), (El Carbón Colombiano, Ingeominas,

2004). Teniendo en cuenta los datos anteriores en la tabla 14 se muestra el volumen total de gas y el espesor acumulado.

**Tabla 14.** Volúmenes totales registrados por los carbones sometidos a degasificación. (Tomada de Cortes, Tomada de Cortes y Jiménez, 2007)

Sección	Manto	Volumen total (cm <sup>3</sup> )	Espesor Acumulado (m)
Montecristo	2	3149,62	42,0
Montecristo	3	292,40	54,6
Montecristo	6	249,91	121,2
Montecristo	9	66,42	171,2
Triunfo	5	1436,39	95,0
Triunfo	5	352,25	95,0
Triunfo	12	3432,20	165,9
Triunfo	18	292,40	354,8
Triunfo	19	584,30	383,3
Lenguazaque	13	240,58	283,0

El manto dos perteneciente a la sección de Montecristo y el manto 12 correspondiente a la sección del Triunfo contienen una elevada cantidad de gas con respecto a los demás mantos. Lo anterior está ligado a la mayor madurez de estos carbones y a las condiciones fisicoquímicas más extremas a las que estuvo sometido. La sección de Lenguazaque, solo arroja un dato satisfactorio de emisión de gas, en el manto 13; esto puede deberse a alguna de las siguientes causa: a) gas migrado de otros mantos que al estar sometidos a mayores cargas, encuentran rutas de escape que finalizan en este manto, o 2) por entrapamiento estructural o hidrostático que impide el escape de gas a la atmosfera. Estos resultados son esperados pues las condiciones que afectaron a la materia orgánica depositada favorecían la generación de hidrocarburos.

## 6. ECONOMIA DEL GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBON VS EL GAS NATURAL CONVENCIONAL

El gas asociado a carbón competirá con el gas natural convencional. De este modo, es útil examinar que los pozos de gas asociado a carbón actualmente están a la altura de los costos de sustitución del gas natural convencional y así estimar a largo plazo la curva precio-suministro para el gas asociado al carbón.

### 6.1 COSTO DE SUSTITUCION PARA EL GAS NATURAL CONVENCIONAL

Las variables que determinan los costos de sustitución del gas natural convencional son: el volumen de gas producido por pozo exitoso, la tasa de exploración y desarrollo exitosa, y los costos de perforación y completamiento. Hace cinco años, el gas natural convencional ha encontrado tasas de 2Bcf por pozo exitoso, comparado con los años 80 donde se encontraban tasas de 1Bcf por pozo exitoso, como se muestra en la tabla 15. KARACAN, C., 2008

**Tabla 15.** Costos de descubrimiento y sustitución, 1982-1989 (Kuuskraa, 1992 en Kuuskraa and Boyer, 1993)

Año	Costo Promedio de Perforación Pozo de gas (\$/Pozo)	Tasa Descubrimiento (Bcf / Pozo Exitoso)	Costo de Reemplazamiento Gas Natural (%/MCF)
1982	757000	0,8	2,40-4,20
1986	506000	2,0	1,50-2,20
1987, 1988, 1989	400000	1,9	1,30-1,90

El éxito de la exploración y el desarrollo de los pozos, se debe al mejoramiento de los modelos geológicos y los avances en la geofísica. Finalmente, los costos de perforación y completamiento han declinado en Estados Unidos, de US \$ 750000 por pozo en 1982 a \$ 400000 por pozo recientemente. Como resultado, los costos de descubrimientos y sustitución de nuevas reservas de gas natural convencional han declinado sustancialmente. Entre los últimos años, el costo de descubrimiento de reservas de gas ha sido de US \$ 0.68 por Mcf y el costo de sustitución total ha sido \$ 1.90 por Mcf. (SWINDELL, G., SPE, 2007)

## **6.2 COMPARACION ENTRE EL GAS NATURAL CONVENCIONAL Y EL GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBON**

La comparación económica entre el gas natural convencional y el gas asociado al carbón se hace basada en tres criterios: reservas de gas por pozo, reservas de gas por US \$ 1 millón de inversión, y el costo de descubrimiento por Mcf. La tabla 16 muestra que el gas asociado al carbón producido en las zonas San Juan y Warrior Basin comparado con los pozos de gas natural convencional. La tabla 18 provee los detalles de los costos del gas natural convencional y la comparación con los costos del gas asociado al carbón.

**Tabla 16.** Costos de inversión y productividad para gas natural convencional comparado con los costos equivalentes para el gas asociado al carbón. (Tomada de KUUSKRAA, V., BANK, G., 2006.)

		Reserves/ Well	Reserves/\$1 MM Investment	Investment Cost (\$/Mcf)
1.	Conventional Natural Gas	2 Bcf	1,4 Bcf	\$ 0,68
2.	Coalbed Methane * Warrior Basin	0,5 Bcf	1,5-1,6 Bcf	\$ 0,60-\$ 0,80
	* San Juan Basin	2 Bcf	3-4 Bcf	\$ 0,25-\$ 0,35

**Tabla 17.** Comparación de la economía (\$/Mcf) del gas natural convencional y gas asociado al carbón de San Juan y Warrior Basin. (KUUSKRAA, V., BANK, G., 2006).

	Conventional Gas 2 Bcf/Well	Coalbed Methane	
		Warrior Basin 0,5 Bcf/Wel	San Juan Basin 2 Bcf/Well
Initial Investment	0,68	0,70	0,30
O&M	0,22	0,40	0,30
Severance/Royalties	0,30	0,30	0,30
ROI/Taxes	0,70	0,60	0,60
Sub-Total	1,90	2,00	1,50
Tax Credit	—	-0,90	-0,90
TOTAL (\$/Mcf)	1,90	1,10	0,60

### 6.3 FUTURA COMPETENCIA CON SUMINISTROS DE GAS

Recientemente, las grandes cantidades (80%) de las nuevas reservas de gas natural han sido de la extensión y el desarrollo extensivo de los campos descubiertos. El éxito de los descubrimientos de nuevos campos y reservas ha suministrado solo el 20% de las nuevas reservas de gas natural, como lo muestra la tabla 18. Como resultado, el gas asociado al carbón ha ido incrementando la competencia con la extensión de las reservas de gas natural y el desarrollo de otros gases no convencionales como Tight gas Sands y Gas Shale.

**Tabla 18.** Reservas y recursos de gas por cuenca (Gpc), a 31 de diciembre de 2009 (ANH, 2010).

Cuenca	Probadas	Probables	Posibles			Total
			Evaluación	Prospectivas	Total	
Cordillera Oriental	408	298	47	40	87	<b>793</b>
Guajira	2118	279	64	6570	6634	<b>9031</b>
Llanos Orientales	1008	1367	719	—	719	<b>3094</b>
Sinú - San Jacinto	—	—	—	—	—	<b>—</b>
VIM	411	29	—	3828	3828	<b>4268</b>
VMM	37	3	61	56	117	<b>187</b>
VSM	7	4	—	—	—	<b>11</b>
<b>Total (Gpc)</b>	<b>4019</b>	<b>1980</b>	<b>891</b>	<b>10494</b>	<b>11385</b>	<b>17384</b>

En Colombia se estima en 17.8 Tpc del total de gas asociado a mantos de carbón in situ, de los cuales unos 7.5 Tpc podrían ser los volúmenes potencialmente recuperables, como se observa en la siguiente tabla.

**Tabla 19.** Potencial de gas metano asociado al carbón en las diferentes regiones de Colombia. (ANH, 2010)

Region	Carbón Explotable in situ (G tm)	Total in situ (G tm)	Gas in situ (Tpc)	Volúmenes Potenciales (Tpc)
Guajira	4,5	13,6	4,8	2,4
Cesar	6,6	19,7	6,9	3,4
Cordoba	0,7	2,2	0,8	—
Antioquia	0,5	1,4	0,5	—
Valle del Cauca	0,2	0,7	0,3	—
Huila	0,0	0,0	0,0	—
Cundinamarca	1,5	4,4	1,6	0,8
Boyacá	1,7	5,2	1,8	0,9
Santander	0,5	1,4	0,5	—
Norte de Santander	0,8	2,4	0,8	—
<b>Total Potencial</b>	<b>17</b>	<b>51</b>	<b>17,8</b>	<b>7,5</b>

## **7. GUIA PARA LA EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A CARBÓN**

Colombia, a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos busca fomentar el desarrollo de las diferentes cuencas, tanto el descubrimiento y producción de yacimientos convencionales como no convencionales.

Si se tiene en cuenta el potencial de gas metano asociado al carbón en las diferentes regiones de Colombia, existe la posibilidad de desarrollar proyectos de esta naturaleza, que pueden competir comercialmente con el gas natural convencional y suplir las necesidades de gas que en este momento el país afronta.

La posibilidad de comercializar gas metano asociado a carbón frente al gas natural convencional depende principalmente de los volúmenes disponibles de gas, de los precios del gas natural, de los costos de producción y del costo de oportunidad del carbón en el cual se encuentra depositado.

Por todo lo anterior, a continuación se presenta una guía para la evaluación de los yacimientos de metano asociado a mantos de carbón, basada en los parámetros descritos en esta monografía.

### **7.1 REQUISITOS INICIALES:**

- Es necesario tener grandes reservas de carbón, ya sea subterránea o a cielo abierto.
- Es importante, que estas minas, hayan tenido manifestaciones de gases, esto es un fuerte indicativo que se presentan acumulaciones.
- Romper paradigmas en cuanto a los yacimientos no convencionales y saber que son una opción rentable para el aumento de la producción de hidrocarburos.

## **7.2 ESTUDIOS REQUERIDOS**

- Estudios geológicos y geofísicos, para conocer y delimitar el área, construir el modelo geológico, definir mantos potenciales, y reconocer las propiedades del yacimiento.
- Estudios de las características fisicoquímicas por manto de carbón (% en Peso de Humedad, % en peso de Cenizas, % en peso de Volátiles, % en peso de Carbono fijo), esto para conocer la calidad del carbón.

## **7.3 PARAMETROS A EVALUAR**

- Concentración en la fuente, que es afectado directamente:
  - a) El espesor neto, para que un manto de carbón se económicamente atractivo debe tener un espesor neto superior a 70 cm;
  - b) El contenido de gas, para esto es indispensable hacer una prueba de degasificación para identificar y contabilizar el contenido de gas por muestra (de base a techo) y la composición química de dicho gas.
  - c) La presión es un factor importante ya que a mayor presión, mayor caudal de producción y mayor recobro final.
- Capacidad de Flujo, que se ve afectado fuertemente por las variaciones de la permeabilidad, la porosidad y la saturación
  - a) el carbón debe ser permeable para que el gas pueda fluir, una buena permeabilidad está por encima de 10 mD, además esta permeabilidad se aumenta con el fracturamiento de los mantos.
  - b) La porosidad no tiene efecto importante sobre la capacidad del flujo
  - c) La saturación de gas entre mayor sea la saturación mayor será la producción de gas, para este caso debe ser superior al 85%.

## 7.4 INVERSIONES

- Después de evaluar todos y cada uno de los anteriores parámetros es necesario calcular los costos de las inversiones que se deben hacer para el desarrollo del proyecto.

a) Pozos (Perforación y Completamiento), estos costos se encuentran en un rango US \$25000-35000.

b) Estimulación, para zonas delgadas US \$25000 y para zonas gruesas US \$100000.

c) Equipos de Producción (Bombas, Separadores de agua y gas), los costos varían dependiendo de la cuenca y de la cercanía a los centros de distribución y pueden alcanzar costos en un rango de US \$40000-200000.

d) Disposición de agua, depende del contenido de sólidos disueltos, puede ser dispuesta en corrientes de agua cercanas al proyecto. Si se piensa en reinyectar el agua aumentaría los costos y golpearía el presupuesto.

e) Sopote Administrativo

f) Workover, estos se encuentran entre US \$6000-15000.

El éxito comercial con el que podría contar los proyectos de gas asociado a mantos de carbón se debe en gran parte a la preexistencia de una infraestructura de gasoductos usados para el gas natural convencional que por supuesto podrían ser habilitados para el transporte de este metano, además de un mercado ya establecido y que día a día aumenta su demanda que requiere la satisfacción de las necesidades energéticas del país.

## 8. CONCLUSIONES

- El gas metano asociado a mantos de carbón puede competir económicamente con el gas natural convencional ya que los costos de producción de GAC se encuentran dentro de rango de costos de producción del gas natural convencional.
- El espaciamiento entre los pozos de gas metano en depósitos de carbón y la posibilidad de considerar la perforación de los pozos, serán determinados con las pruebas de permeabilidad y por el máximo drenaje que se pueda realizar de forma económica, técnica y eficiente en los pozos pilotos exploratorios, en un área previamente establecida.
- Con los datos obtenidos de las muestras de carbón, de las secciones del sinclinal Checua-Lenguazaque, sometidas a degasificación, se puede observar el potencial de gas asociado a los mantos de carbón de la Formación Guaduas en la Cuenca de Bogotá. Los gases de hidrocarburos presentes en los carbones de la Formación Guaduas corresponden casi en su totalidad (>a 98%) a Metano.
- Teniendo en cuenta los volúmenes de gas registrados por los carbones sometidos a degasificación, el área del Sinclinal Checua-Lenguazaque, tiene un potencial por desarrollar basado en las reservas de carbón que se tienen en esta zona. Este gas surtiría las necesidades del centro del país.

## BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 2010. Perspectivas de Exploración. ([www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co))
- AGUILA, E., 2006. Gas Metano en Mantos de Carbón en Magallanes.
- Cortes, Y., Jiménez, M., 2007. Geoquímica de los Yacimientos de Gas Asociado a Carbón en la Cuenca de Bogotá. Tesis de Grado.
- Gryner, G., 2004. Coalbed methane development in the Intermountain West. Natural Resources Law Center, University of Colorado School of Law.
- Instituto Colombiano de Geología y Minería (Ingeominas), Minercol, 2004. El Carbón Colombiano, Recursos Reservas y Calidad.
- KARACAN, C., 2008. Evaluation of the Relative Importance of Coalbed Reservoir Parameters for Prediction of Methane Inflow Rates during Mining of Longwall Development Entries.
- KUUSKRAA, V., BOYER, C., 1993. Economic and Parametric Analysis of Coalbed Methane. Capítulo 17. Páginas 373-394.
- KUUSKRAA, V., BANK, G., 2006. Advanced Resources International, Inc. The Economics of Powder River Basin Coalbed Methane Development.
- LOBO-GUERRERO, A., 1993. Informe sobre la Cuenca Petrolífera de la Sabana de Bogotá, Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía (MME), Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Instituto Colombiano de Geología y Minería (Ingeominas), 2008 Documento Conpes 3517. Lineamientos de Política par la Asignación de los Derechos de Exploración y Explotación de Gas Metano en Depósitos de Carbón.
- SWINDELL, G., SPE, 2007. Powder River Basin Coalbed Methane Wells – Reserves and Rates.
- Torres, M., 2009. Revista Legislativa de Estudios Sociales y de Opinión Pública, Volumen 2, Numero 4.
- U.S. Geological Survey, 2000. Coal-Bed Methane: Potential and Concerns.

- U.S. Geological Survey, 2000 Water Produced with Coal-Bed Methane.
- <http://www.composite-energy.co.uk/images/wellbore.jpg>
- [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera108/rev\\_entrevista](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_entrevista)
- <http://www.eltiempo.com>