

GAS ASOCIADO AL CARBÓN

(CBM o GMAC)

**Geología, contenidos, reservas,
minería y posibilidades en Colombia**

Gas asociado al carbón (CBM o GMAC).

Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia / Mariño Martínez, Jorge Eliécer (Coordinador).
Tunja: Editorial UPTC, 2015. 196 p. Colección Investigación.

ISBN 978-958-660-212-9

1. Carbón. 2. CBM. 3. Metano. 4. Colombia. 5. Desorción. 6. Cánister

(Dewey 333.85/21).

Primera edición: 2015

2000 ejemplares (papel)

Gas asociado al carbón (CBM o GMAC). Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia

ISBN 978-958-660-212-9

Colección Investigación

© Jorge Eliécer Mariño Martínez (Coord.), 2015

© De los autores, 2015

© Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, 2015

Libro resultado del proyecto de investigación "Actualización y ampliación del laboratorio de materiales Gas Asociado al Carbón (CBM) y Shales Carbonosos (Shale gas)", contrato n.º 669 de 2009 UPTC-Colciencias.

Gustavo Orlando Álvarez Álvarez, Rector UPTC

Comité Editorial

Celso Antonio Vargas Gómez, Mg.

Hugo Alfonso Rojas Sarmiento, Ph.D.

Fred Manrique Abril, Ph.D.

Liliana Fernández Samacá, Ph.D.

Luz Eliana Márquez, Mg.

Fanor Casierra Posada, Ph.D.

Jovanny Arles Gómez Castaño, Ph.D.

Rigaud Sanabria Marín, Ph.D.

Pablo Enrique Pedraza Torres, Ph.D.

Editora en jefe: Bertha Ramos Holguín

Coordinadora editorial: Ayda Blanco Estupiñán

Corrección de Estilo: Claudia Amarillo Forero

Diseño y diagramación: Lorena Orduz Valbuena

Imágenes carátula: autores

Se permite la reproducción parcial o total con la autorización expresa de los titulares del derecho de autor.

Este libro es registrado en Depósito Legal, según lo establecido en la Ley 44 de 1993, el Decreto 460 del 16 de marzo de 1995, el Decreto 2150 de 1995 y el Decreto 358 de 2000.

Citación: Mariño, J. (Coord.). (2015). *Gas asociado al carbón (CBM o GMAC). Geología, contenidos, reservas, minería y posibilidades en Colombia*. Tunja: Editorial UPTC.

Editorial UPTC

Edificio Administrativo – Piso 4

Av. Central del Norte

comite.editorial@uptc.edu.co

www.uptc.edu.co

Impresión

Búhos Editores Ltda.

Diagonal 57 N.º 7 - 34

Tel.: (+57) 8 744 0257

Tunja – Boyacá – Colombia

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES DEL GAS ASOCIADO AL CARBÓN	19
<i>Jorge Eliécer Mariño Martínez</i>	
1.1 INTRODUCCIÓN	19
1.2 DESARROLLO RECIENTE DEL CBM	23
1.3 ORIGEN DEL CBM	25
1.4 CARBÓN COMO RESERVORIO DE GAS NATURAL	27
1.5 POSIBILIDADES DE UTILIZACIÓN DEL GAS EN EL CARBÓN	28
2. ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LOS YACIMIENTOS DE CBM	33
<i>Jorge Eliécer Mariño Martínez</i>	
<i>Lucila Mojica Amaya</i>	
2.1 INTRODUCCIÓN	33
2.2 ESTRATIGRAFÍA	36
2.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	40
2.4 CARBÓN COMO FUENTE Y YACIMIENTO DE GAS NATURAL	48
2.5 HIDROGEOLOGÍA	54
3. ALMACENAMIENTO, COMPOSICIÓN Y ORIGEN DEL CBM	61
<i>Diana Paola Granados Cely</i>	
<i>Jorge Eliécer Mariño Martínez</i>	
3.1 ALMACENAMIENTO	61
3.2 LIBERACIÓN Y FLUJO DEL GAS EN EL CARBÓN	63
3.3 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA COMPOSICIÓN DEL CBM	66
3.4 PROPIEDADES DE UN YACIMIENTO DE CBM	67
3.5 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL ORIGEN DEL CBM	69

4. MEDICIÓN DEL CONTENIDO DE GAS	73
<i>Jorge Eliécer Mariño Martínez</i>	
<i>Alberto Ángel Botero</i>	
4.1 MEDICIÓN	73
4.2 TÉCNICAS DE DESORCIÓN CONVENCIONAL	74
4.3 TÉCNICAS DE DESORCIÓN DEL NÚCLEO DE PRESIÓN	76
4.4 EQUIPOS UTILIZADOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE GAS	77
4.5 METODOLOGÍA UTILIZADA POR EL LABORATORIO DE LA UPTC	79
4.6 TENDENCIAS GENERALES DE LOS CONTENIDOS DE GAS	87
4.7 CONTENIDOS ANÓMALOS DE GAS	87
4.8 ISOTERMAS DE ADSORCIÓN Y SATURACIÓN DE GAS DE LOS MANTOS DE CARBÓN	89
5. MÉTODOS PARA CALCULAR LAS RESERVAS DE GAS	93
<i>Jorge Eliécer Mariño Martínez</i>	
<i>Carlos Acuña Mejía</i>	
5.1 INTRODUCCIÓN	93
5.2 MÉTODO DE CÁLCULO DE RESERVAS DE CARBÓN DEL USGS	94
5.3 MÉTODOS DE CÁLCULO DE RESERVAS DE GAS	97
6. DESARROLLO DEL CBM EN EL MUNDO	105
<i>Jorge Eliécer Mariño Martínez</i>	
6.1 INTRODUCCIÓN	105
6.2 RESERVAS DE CBM Y PAÍSES PRODUCTORES	107
6.3 ASPECTOS ECONÓMICOS Y LEGALES	111
6.4 PROYECTOS PIONEROS	112
6.5 DESAFÍOS EN EL DESARROLLO DEL CBM	114
6.6 EL CBM COMO PARTE DE UN SISTEMA PETROLERO TOTAL (TPS)	115

7. DESARROLLO DEL CBM EN COLOMBIA	119
<i>Jorge Eliécer Mariño Martínez</i>	
7.1 HISTORIA DEL CBM EN COLOMBIA	119
7.2 CONTENIDOS DE CBM EN COLOMBIA	125
7.3 TIPOS DE GASES O CROMATOGRAFÍA	129
7.4 ISOTERMAS DE ABSORCIÓN.....	129
7.5 ISÓTOPOS	130
7.6 RESERVAS DE CARBÓN Y CBM EN COLOMBIA.....	131
7.7 CONSIDERACIONES SOBRE EL FUTURO DEL CBM EN COLOMBIA	135
8. GUÍA DE UN PROGRAMA DE EXPLORACIÓN DE CBM	139
<i>Jorge Eliécer Mariño Martínez</i>	
<i>Adriana Castro Rodríguez</i>	
8.1 INTRODUCCIÓN	139
8.2 FASES DE EXPLORACIÓN	141
8.3 CONCEPTOS Y MODELOS PARA ACUMULACIONES CONTINUAS DE GAS	146
9. GUÍAS METODOLÓGICAS PARA TOMA DE MUESTRAS Y MEDICIONES DE CONTENIDO DE GAS	151
<i>Lucila Mojica Amaya</i>	
<i>Jorge Eliécer Mariño Martínez</i>	
9.1 PROCEDIMIENTOS PARA EL MUESTREO DE PERFORACIÓN Y PRUEBA DE DESORCIÓN DE CBM EN CAMPO	151
9.2 PROCEDIMIENTOS PARA LA MEDICIÓN DE GAS METANO MEDIANTE PRUEBAS DE DESORCIÓN CON EL EQUIPO CÁNISTER EN EL LABORATORIO	157
9.3 LISTA DE CHEQUEO (CHECK LIST) PARA LA TOMA DE MUESTRAS DE GAS ASOCIADO AL CARBÓN	162

10.CONSIDERACIONES SOBRE PERFORACIÓN, PRODUCCIÓN, DESARROLLO, ASPECTOS AMBIENTALES Y LEGALES	165
<i>Jorge Eliécer Mariño Martínez</i>	
10.1 PERFORACIÓN Y EVALUACIÓN	165
10.2 ACABADO O COMPLETAMIENTO DEL POZO	167
10.3 ESTIMULACIÓN Y FRACTURACIÓN	170
10.4 DESARROLLO	171
10.5 PRODUCCIÓN	172
10.6 RECUPERACIÓN SECUNDARIA	179
10.7 ASPECTOS AMBIENTALES	180
10.8 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS	181
10.9 ASPECTOS LEGALES	182
REFERENCIAS	185
GLOSARIO	191

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1 Registro de gas desorbido por un período de dos meses	85
Tabla 5.1 Determinación del contenido de gas por área.	102
Tabla 5.2 Cálculo del gas in situ, que se obtiene al multiplicar las líneas de isovolúmenes de gas por área de influencia de estas curvas	104
Tabla 6.1 Recursos de carbón y gas asociado al carbón (CBM) en el mundo	108
Tabla 7.1 Contenido del gas metano en pies ³ /ton vs. Profundidad en metros en varias zonas del país	125
Tabla 7.2 Demanda nacional de las fuentes de energía en (%) (1995-2010)	132
Tabla 7.3 Calidad promedio de los carbones colombianos	133
Tabla 7.4 Valores aproximados de algunas propiedades del carbón en diferentes rangos	133
Tabla 7.5 Reservas (en millones de toneladas) de carbón por cuenca en Colombia	134
Tabla 7.6 Diferentes cálculos de reservas en teras pies ³ del potencial de CBM en Colombia	135
Tabla 9.1 Formato para el registro de datos en campo	156
Tabla 9.2 Formato para el registro de datos en laboratorio	161

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Pozo de extracción de gas a partir del carbón	20
Figura 1.2 Molécula de metano	20
Figura 1.3 Migración del metano	21
Figura 1.4 A: Reservas vs. Producción de gas en el mundo antes del año 2000 B: Consumo esperado de petróleo y gas para el futuro	23
Figura 1.5 Clasificación ASTM para carbones	26
Figura 1.6 Análisis de macerales de muestra de carbones en Cucunubá, Cundinamarca	27
Figura 1.7 Generación termogénica de los gases CH ₄ , CO ₂ , y N ₂ durante la carbonificación.	28
Figura 1.8 Formas o proyectos de extracción del gas asociado al carbón	29
Figura 2.1 Correlación estratigráfica regional de la formación Guaduas en Boyacá basada en litofacies.	35
Figura 2.2 Zonas pantanosas asociadas a ríos donde se acumula la materia vegetal que da origen al carbón.	36
Figura 2.3 Modelo deposicional generalizado para carbones y sus rocas sedimentarias asociadas en un ambiente deltaico.....	37
Figura 2.4 Ubicación estratigráfica del carbón en secuencias regresivas granocrecientes.	39
Figura 2.5 Corte o sección geológica que muestra el comportamiento de las capas de carbón a profundidad.	41
Figura 2.6 Falla en frente de mina que interrumpe la continuidad del manto de carbón.	42
Figura 2.7 Diaclasas naturales en el carbón (cleats) que a su vez se superponen a otras fracturas como fallas y diaclasas.	44

Figura 2.8 Determinación del máximo enterramiento de los carbones a partir de la cobertera erosionada (700 m)	46
Figura 2.9 Ciclo del carbón	48
Figura 2.10 Proceso de carbonificación	49
Figura 2.11 Generación del gas (biogénico y termogénico) en el carbón	50
Figura 2.12 Reflectancia de la vitrinita, tipo de metano generado, y volumen máximo desorción según el rango del carbón	51
Figura 2.13 Relación entre la profundidad del carbón y la reflectancia de la vitrinita en el manto Herrín en Illinois (USA)	53
Figura 2.14 La reflectancia de vitrina (R _m) vs. Contenido de CBM (pies ³ /ton) para diferentes mantos en la cuenca de Illinois (USA)	54
Figura 2.15 Modelamiento hidrogeológico de la cuenca de Illinois a partir de cinco pozos	55
Figura 2.16 Representación esquemática de un “fairway” en la cuenca de San Juan (USA)	58
Figura 3.1 Adsorción y absorción del gas metano en el carbón	61
Figura 3.2 Almacenamiento de gas en carbones y areniscas	62
Figura 3.3 La absorción de CBM en diferentes carbones en función de la profundidad	63
Figura 3.4 Diagrama que muestra la relación entre el sistema de fracturas y el sistema de poros y el movimiento del gas por desorción, difusión y flujo	64
Figura 3.5 Estructura del carbón y movimiento del metano desde la parte interna del carbón (matriz) hacia las fracturas (cleats)	65
Figura 3.6 Fases de la desorción del gas en un manto de carbón	65
Figura 3.7 Cromatógrafo de gases y toma de muestra en la UPTC-Sogamoso	66
Figura 3.8 Vista en planta del sistema de fracturas del carbón	69
Figura 3.9 Composición isotópica del carbono e hidrógeno en el CBM de carbones de varios condados del estado de Illinois (EUA)	72
Figura 4.1 Aparato de medición según el método del USBM (A) versus un aparato más sofisticado tal como se utiliza en el método de GRI (B)	76
Figura 4.2 Cánister o cámaras herméticas donde se introduce el carbón durante el proceso de desorción.....	78

Figura 4.3 Montaje del equipo de medición de gas en el laboratorio de la UPTC-Sogamoso	79
Figura 4.4 Toma de muestra en frente de mina y toma de muestra a partir de corazones	80
Figura 4.5 Arriba. Método directo del USBM para la estimación de gas perdido. Abajo. Cálculo del gas perdido en un pozo de gas en Socotá (Boyacá)	81
Figura 4.6 Medición en campo del gas perdido mediante el sistema de probeta invertida	81
Figura 4.7 Curva de desorción (contenido de gas medido, perdido y residual) ...	82
Figura 4.8 Sistema de medición del gas desorbido mediante una bureta o cilindro graduado que está parcialmente lleno de agua	83
Figura 4.9 Arriba. Curvas de gas desorbido versus la raíz cuadrada del tiempo en horas. Abajo, muestra tomada en perforación, y a la derecha, muestra tomada en frente de mina	86
Figura 4.10 Pozo de CBM en Cucunubá (Cundinamarca). El contenido del gas aumenta con la profundidad	87
Figura 4.11 Modelo de celda para realizar ensayos de isotermas de adsorción	90
Figura 4.12 Isotermas de adsorción de varios carbones de la cuenca de Illinois (USA) y de 4 carbones de la zona carbonífera de Boyacá (Colombia)	91
Figura 5.1 Sistema de clasificación de recursos y reservas de carbón utilizada por el SGC	95
Figura 5.2 Cálculo de reservas a partir de puntos de medición	97
Figura 5.3 Mapa de isocontenido del bloque Chiguatá (arriba). Mapa isópaco del bloque Chiguatá (abajo)	101
Figura 5.4 Superposición de mapas isópacos y mapas isocontenidos	103
Figura 5.5 Áreas de influencia de las curvas de isovolúmenes para el cálculo de gas <i>in situ</i>	104
Figura 6.1 Reservas probadas de carbón bituminoso en el mundo	108
Figura 6.2 Cuencas carboníferas de Estados Unidos	110
Figura 6.3 Países y territorios donde se han llevado a cabo actividades exploratorias de CBM	111

Figura 6.4 Cuenca de San Juan (EUA)	113
Figura 6.5 Un corte N-S de la cuenca Powder River muestra la intercalación del carbón con las areniscas de origen fluvial	114
Figura 6.6 El gas asociado al carbón en una cuenca está asociado a otros hidrocarburos más localizados como el petróleo (colores azul-verde-rojo)	116
Figura 6.7 Diagrama de eventos que muestran a lo largo del tiempo la formación del carbón, la formación del gas y el entrapamiento del mismo en la Formación Fort Unión en la Cuenca Powder River (Wyoming, EUA)	116
Figura 7.1 Disminución de las reservas de gas natural en Colombia	124
Figura 7.2 Incremento del contenido de gas y de la reflectancia de la vitrinita con la profundidad en la formación Guaduas en Cucunubá (Cundinamarca)	127
Figura 7.3 Comparación del modelo de desorción entre muestras de corazones (Cundinamarca) y muestras de canal en frente de mina (Boyacá)	128
Figura 7.4 Zonas carboníferas de Colombia	131
Figura 7.5 Sinclinal de Checua en la localidad de Cucunubá	137
Figura 8.1 Perfil típico de producción en un pozo de CBM	146
Figura 8.2 Acumulación compuesta por celdas cargadas con gas	148
Figura 8.3 Áreas de evaluación para acumulaciones continuas de gas	148
Figura 9.1 Utilización de una bomba de aire para determinar la hermeticidad del cánister	153
Figura 9.2 Medición del gas desorbido en el laboratorio por desplazamiento de una columna de agua	159
Figura 9.3 Resultado de graficar el gas desorbido acumulado contra la raíz del tiempo de medición	159
Figura 9.4 Equipos (contenedores herméticos y molinos) utilizados en el laboratorio de la UPTC para determinación del gas residual	160
Figura 10.1 Registros de pozos más utilizados en el carbón	168
Figura 10.2 Fractura hidráulica rellena y sostenida por arena que se conecta al sistema natural de fracturas del carbón (cleats)	171
Figura 10.3 Curva típica de producción	173

Figura 10.4 Etapas de producción de gas CBM en un pozo	174
Figura 10.5 Pozo de drenaje de CBM en un manto de carbón	176
Figura 10.6 Arriba. Machín de bombeo drenando un reservorio de carbón en la cuenca Powder River, Wyoming (EUA). Abajo. Pozo profundo de CBM en Colorado	178
Figura 10.7 Variaciones de producción de diferentes pozos en la cuenca Black Warrior (EUA)	178
Figura 10.8 Recuperación secundaria de metano utilizando nitrógeno	180
Figura 10.9 Producción de agua en la cuenca Powder River por pozo por día entre 1990 y 2000	181

INTRODUCCIÓN

A lo largo del tiempo, el carbón se ha visto no solamente como una fuente de energía, sino también como una fuente de contaminación del ambiente, porque vierte a la atmósfera enormes cantidades de CO₂ y metano, entre otros contaminantes. Adicionalmente, el carbón se considera como un producto de riesgosa explotación por las explosiones ocurridas en las minas; sin embargo, numerosos estudios adelantados en los últimos años han demostrado que este tipo de yacimiento es único, ya que funciona como roca generadora y como roca almacén de hidrocarburos, simultáneamente. Además de utilizar toda su masa como medio de energía, también se puede usar el gas metano que se genera y se acumula en su interior (CBM, GAC, GMAC), como una nueva fuente potencial de energía.

Gracias a la experiencia mundial, especialmente de Norteamérica, este gas se confirma como un combustible económicamente explotable, junto con la minería del carbón o independiente de ella, constituyéndose así en una fuente de energía adicional a las ya conocidas. En Colombia, la producción y el consumo de los hidrocarburos convencionales se ha incrementado significativamente en los últimos años; no obstante, a raíz del descenso mundial en reservas, se deben considerar otras fuentes adicionales como los hidrocarburos no convencionales, y de estos no convencionales, el país ha decidido centrarse en: gas asociado al carbón (CBM), arenas bituminosas, petróleo en lutitas (oil shale), gas en lutitas (shale gas), gas en arenas de baja porosidad (tight gas), e hidratos de carbón. De los anteriores, los que tienen mejores posibilidades en Colombia son el gas asociado al carbón (CBM) y el gas en *shales* o lutitas (shale gas).

Este libro presenta los aspectos básicos del CBM, los avances en la búsqueda y utilización de este gas en el mundo y en Colombia, y las

posibilidades que existen con base en la exploración y los trabajos adelantados en los últimos años.

En el primer capítulo se ofrece una visión general de los diferentes procesos, como el muestreo, el origen y las posibilidades del carbón como reservorio; también se señalan las diferentes posibilidades de explotaciones independientes o asociadas a la minería del carbón con actividades pre y postminería. En el segundo capítulo se indican los aspectos geológicos del yacimiento; se incluyen no solamente los aspectos estratigráficos y estructurales, sino también los procesos de carbonificación y generación del CBM. En el tercer capítulo se mencionan los procesos que dan lugar al almacenamiento y liberación del gas, y se analiza la composición y el origen de este. En el cuarto capítulo se muestran los diferentes métodos para medir el contenido de gas. En el quinto capítulo se presentan las diferentes metodologías utilizadas para calcular las reservas de gas, especialmente las últimas técnicas que enfatizan más la disponibilidad que el volumen mismo de reservas. En el sexto capítulo se revisa la evolución que ha tenido el CBM a lo largo del tiempo, e indica el estado actual del desarrollo del mismo a nivel mundial. En el séptimo capítulo se señala lo que se ha adelantado en Colombia respecto al CBM, así como los diferentes estudios, las reservas, y las regiones con mejores posibilidades para adelantar estudios posteriores y proyectos pilotos. El capítulo octavo sirve como guía de las fases de un programa de exploración para seguir antes de poder determinar la factibilidad de un proyecto CBM. El capítulo noveno es una guía que presenta, paso a paso, los procedimientos utilizados por el laboratorio de la UPTC (laboratorio de materiales, carbón, gas asociado al carbón y shale gas) para tomas de muestras y mediciones, tanto en campo como en oficina. Como sobre el tema de desarrollo y producción de CBM no se ha hecho mucho en Colombia, en el capítulo décimo se discuten las diferentes posibilidades, al igual que los desafíos económicos, ambientales y legales que enfrentará el CBM.

El libro, además de presentar los referentes teóricos e históricos sobre el tema del CBM, muestra apartes o resultados de algunos proyectos desarrollados en el país, de tal forma que se pueda tener una idea sobre el estado de la cuestión, que sirva de base para estudios posteriores referentes a esta materia. Esta obra se puede

utilizar, igualmente, como un manual, debido a la profundización que se le da al registro y procesamiento de las mediciones y, en general, a todos los cálculos realizados, ya que la metodología que se describe no es de fácil disposición y entendimiento en cualquier texto relacionado con el tema del CBM.

La historia del desarrollo del CBM no ha sido fácil, antes bien, ha estado colmada de barreras técnicas y económicas, debidas principalmente a la aplicación de un modelo que ha sido exitoso en una cuenca, a otra cuenca, sin tener en cuenta concretamente las condiciones locales. Los proyectos exitosos han indicado que las condiciones locales, como contenido de gas, composición, permeabilidad y producción de agua, son algunos de los muchos factores que se necesitan identificar y entender particularmente.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento por el apoyo económico y logístico de la Dirección de Investigaciones de la UPTC (DIN), de Colciencias y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), a través del proyecto Actualización y Ampliación del Laboratorio de Materiales Gas asociado al Carbón (CBM) y Shales Carbonosos (Shale gas) (Contrato N.º 669 de 2009).

GENERALIDADES DEL GAS ASOCIADO AL CARBÓN

Jorge Eliécer Mariño Martínez

1.1 Introducción

Inicialmente, se presentan las generalidades del gas asociado al carbón (CBM), así como el desarrollo reciente que ha tenido este recurso; también se analizan sus orígenes, los aspectos relacionados con el carbón como reservorio de gas, y las formas como se puede utilizar ese gas en el carbón. En capítulos posteriores se amplía cada uno de estos temas.

El gas asociado al carbón (CBM o GMAC o GAC) se define como el gas que se genera en el carbón, especialmente metano, durante el proceso de carbonificación, puesto que el carbón y el CBM son producto de los mismos procesos geológicos. También incluye el gas que se origina en el carbón por procesos bioquímicos, debido a la intervención de bacterias. El carbón no solamente es roca fuente al generar el carbón, sino que también retiene gas, por lo tanto es roca madre y reservorio de gas no convencional (Figura 1.1).

Gran parte del CBM es gas metano, un hidrocarburo de la serie de los alcanos, con estructura molecular muy sencilla, cuya fórmula química es CH_4 , en la que cada uno de los átomos de hidrógeno está unido al carbono por medio de un enlace covalente (Figura 1.2).

El metano es una sustancia no polar que se presenta en forma de gas a temperaturas y presiones ordinarias. Es más ligero que el aire, incoloro, inodoro e inflamable y apenas soluble en agua en su fase líquida. Este gas se produce de forma natural por la descomposición

de la materia orgánica que forma el carbón. En las minas de carbón también se le conoce como grisú y es muy peligroso por su facilidad para inflamarse (Thomas, 2002).

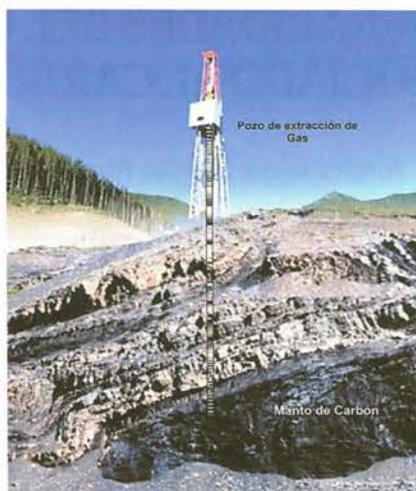


Figura 1.1 Pozo de extracción de gas a partir del carbón
Fuente: adaptado de Schlumberger (2003)

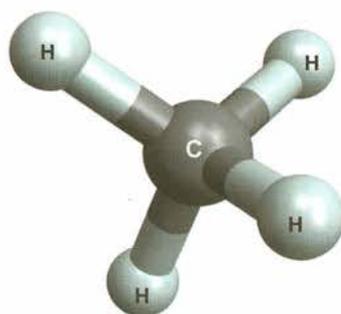


Figura 1.2 Molécula de metano

El gas asociado al carbón (CBM) está compuesto básicamente en un 90 % o más, de metano; el resto, por lo general, suele ser dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2) y etano. El gas metano es apreciado como fuente de energía para aplicaciones industriales, generación eléctrica y comercial principalmente. El metano también es el punto de partida de la producción comercial de diversos productos químicos, como el hidrógeno y el monóxido de carbono, y es además uno de los principales componentes del gas natural.

Altas presiones debajo de la superficie conservan el gas metano en la matriz del carbón en un estado de adsorción y absorción. Estas altas presiones son creadas tanto por la profundidad como por el agua que está contenida en la matriz del carbón. Para liberar el metano, los pozos productores de los mantos de carbón permiten que el agua sea bombeada para bajar la presión, y ayudan a desorber el gas del carbón (véase Figura 1.3). El metano migra dentro y fuera de los mantos de carbón hasta encontrar una barrera que lo atrape; de lo contrario, continúa migrando hasta alcanzar la superficie terrestre y se incorpora a la atmósfera.

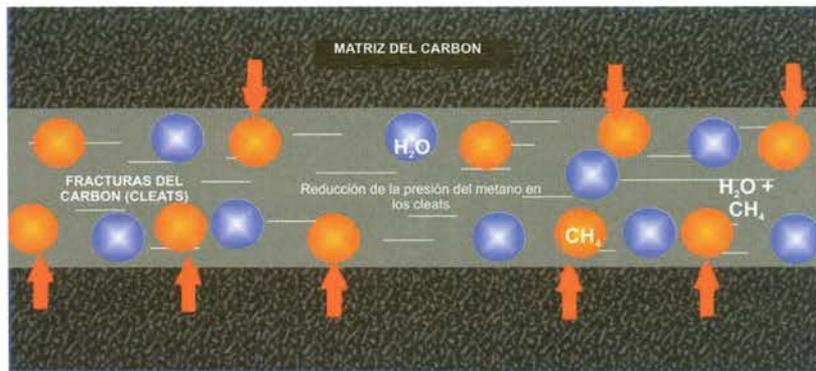


Figura 1.3 Migración del metano. La extracción del agua reduce la presión y esto permite que el metano se desorba desde la matriz hacia las fracturas (cleats), luego el agua y el metano fluyen conjuntamente.

Fuente: adaptado de Papp et ál. (1988).

Las características de la trampa del gas determinan el volumen del metano libre y retenido. Dichas trampas pueden ser de tipo estructural, estratigráfico o también combinaciones de los anteriores. Los mantos de carbón poseen una capacidad de almacenamiento de metano muy superior a la de los yacimientos convencionales de gas. Por ejemplo, el carbón puede almacenar de dos a tres veces más gas *in situ*, de lo que puede hacerlo un yacimiento convencional de areniscas. Además, la cantidad de gas acumulado en el carbón es más fácil de predecir que en la mayoría de los yacimientos convencionales.

La generación de gas metano es una función del tipo de maceral (material derivado de las plantas) y del proceso de madurez térmica. Al aumentar la temperatura y la presión, cambia el rango del carbón junto con su capacidad de generar y almacenar metano. Además,

cada tipo de maceral almacena, o absorbe, diferentes volúmenes de metano. Con el tiempo, se producen la deshidratación y la desvolatilización, lo que provoca la contracción de la matriz del carbón y la formación de diaclasas endógenas (cleats). El volumen de gas metano asociado al carbón casi siempre aumenta con la profundidad, la presión y los rangos de calidad del carbón (Moore, 2004). Las fracturas naturales también son un factor principal en la determinación de la productividad y el potencial comercial del yacimiento. Hay cuatro factores que determinan la generación de CBM y que deben conocerse muy bien como parte de un programa de exploración:

1. Rango de carbón (grado de maduración termal).
2. Tipo de carbón (composición maceral).
3. Contenido de materia mineral.
4. Espesor de la cobertera e historia del enterramiento (subsistencia).

El metano puede encontrarse almacenado en los carbones en diferentes formas:

- Como gas disuelto en el agua de la formación.
- Como gas libre dentro de las fracturas o poros.
- Como moléculas de gas absorbidas en el carbón.

Este último fenómeno físico es el principal proceso de almacenamiento del gas en el carbón y representa el 98 % del gas contenido en los carbones, mientras que el restante 2 % corresponde al gas disuelto en el agua de la formación y al gas libre. La acumulación del metano en los mantos de carbón constituye el factor esencial para el incremento de la presión de gas en los mismos. El carbón no solamente debe producir el CBM, sino también debe retenerlo, porque generalmente produce más gas del que puede retener. Dicha retención está controlada por cuatro factores:

- Rango del carbón.
- Porosidad y permeabilidad.
- Características de las rocas sello.
- Presión y temperatura.

1.2 Desarrollo reciente del CBM

A nivel mundial, el consumo de gas está aumentando y se espera que sobrepase el consumo del petróleo en los siguientes años (Figura 1.4). En Colombia, el consumo de gas natural también se ha incrementado significativamente. Se estima en el escenario base que la demanda crecerá a una tasa del 6.1 % promedio anual hasta el 2015, al pasar de 628 MPCD en 2005 a 1,095 MPCD en 2015 (MPCD= millones de pies³ por día), la cual responde a factores tales como el crecimiento de la población, el consumo industrial, la sustitución de combustibles líquidos en el sector transporte y el cierre de ciclos en las plantas de generación eléctrica.

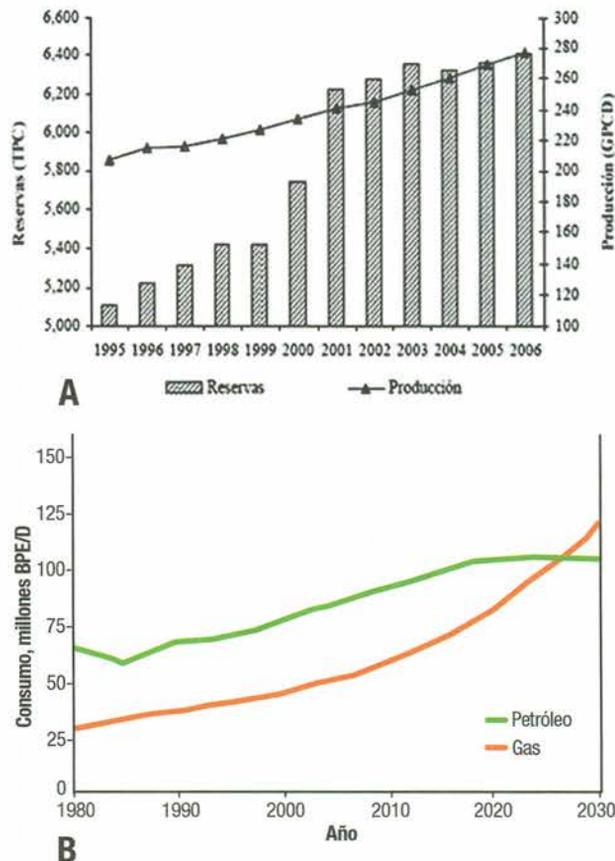


Figura 1.4 A: Reservas vs. Producción de gas en el mundo antes del año 2000 (GPDC= GIGAS o 10⁹ pies³ por día). B: Consumo esperado de petróleo y gas para el futuro.

Fuente: adaptado de BP (2014) y Schlumberger (2003).

A raíz de la crisis energética de los años 70 y de los accidentes con gas y su combinación con polvo de carbón que ocurren en minas de carbón a nivel mundial, se ha venido planteando la necesidad de utilizar el gas no convencional, principalmente el metano asociado al carbón (CBM). Más recientemente, los desafíos ambientales relacionados con los gases efecto invernadero, incluido el metano, y los costos del petróleo, han forzado la búsqueda de energías alternativas más económicas y más amigables con el ambiente como el CBM (Ecopetrol & UPTC, 2001).

El gas asociado al carbón ha sido producido en Estados Unidos en cantidades comerciales desde 1981 y ha atraído la atención mundial como una fuente potencial de energía, especialmente en las naciones ricas en carbón como es el caso de Colombia, donde a comienzos de la década de los 90 se realizaron estudios y perforaciones en la cuenca Cesar-Ranchería bajo contrato de asociación firmado entre Ecopetrol y GeoMet Inc., para la exploración de dicha zona y para observar las posibilidades de generación de CBM de los mantos de carbón presentes allí.

Los resultados de las características físico-químicas de los carbones fueron los mejores, pero las permeabilidades, factor importante para la producción, eran muy deficientes, por lo que no se continuó con el desarrollo de la campaña de exploración (Geomet, 1989). En la ciudad de Cúcuta también se adelantaron algunos estudios exploratorios (Ecopetrol & UPTC, 2001). En el departamento de Boyacá, solo hasta el año 2000 se adelantaron mediciones sistemáticas de CBM, cuando se hizo un estudio de gas en los frentes mineros, apoyado por la UPTC. Otro estudio que hay que resaltar es el desarrollado por ANH-EAFIT-UPTC en Antioquia, Cundinamarca y Boyacá en 2011. De otros estudios adelantados por Ecopetrol-ICP, minas Paz de Río-Votorantin, y Drummond, se desconocen los resultados. La expectativa es que con la exploración que se está desarrollando, en pocos años Colombia tenga un mejor conocimiento del recurso.

Se espera que la demanda de energía en el país aumente en los próximos años. Ese aumento en consumo de energía se supone que sea suplido por termoeléctricas a base de carbón. Sin embargo, por el

alto potencial contaminante del carbón, es posible que se considere alimentar esas termoeléctricas con gas natural. El gas metano (CH_4) asociado al carbón podría complementar y reemplazar en algunos casos el gas natural durante las siguientes décadas. Un aspecto aún por aclararse tiene que ver con la rentabilidad del CBM en Colombia. Ese asunto ya ha sido tratado en algunos países y finalmente se ha encontrado la viabilidad comercial, gracias a algunos incentivos como disminución de impuestos. Lo anterior podría considerarse en Colombia, tal vez con subsidios adicionales y con los argumentos secundarios de que su extracción trae beneficios ambientales y de seguridad industrial (Moore, 2004).

1.3 Origen del CBM

El carbón se origina de material vegetal depositado en antiguos pantanos y posteriormente transformado mediante diferentes procesos geológicos y químicos, el gas se produce junto con la transformación del carbón (Figura 1.5). Dos procesos diferentes pueden originar el CBM: procesos bioquímicos (metano bioquímico) y procesos termales (metano termogénico), producto del enterramiento principalmente. Aunque el metano biogénico puede constituir solamente el 10 % o menos del total de metano generado por el carbón durante su historia geológica (Rightmire, 1984), este puede ser un porcentaje mayor del gas actualmente presente en el carbón, dependiendo de la cantidad de gas termogénico que se perdió o migró y de la generación del gas biogénico después de la formación del carbón.

La materia orgánica carbonizada no es un material homogéneo, sino que está compuesto de diferentes materiales llamados macerales. Hay tres tipos de grupos macerales: (1) vitrinitas, derivadas principalmente de partes leñosas de plantas; (2) liptinitas, derivadas esencialmente de ceras, esporas y cutículas de plantas; y (3) inertitas, derivadas principalmente de plantas que fueron naturalmente incineradas como resultado de fuego o de una oxidación extensa a baja temperatura. Los macerales liptiníticos tienen altos contenidos de compuestos alifáticos (ricos en hidrógeno), y, por lo tanto, la producción termogénica de CH_4 se espera que sea mayor; en los

macerales vitriniticos se supone una producción moderada de CH_4 , y en los macerales inertiniticos se presume una producción pobre de CH_4 (Figura 1.6).

USA (ASTM)	Reflectancia de vitrinita R_o %	Materia volátil (Base Seca) %	Poder calorífico BTU/Lb (kcal/kg)
Turba	0.2	—	—
Lignito	0.3	60	7200 (4000)
Sub-bituminoso	C 0.4	48	9900 (5500)
	B 0.5	44	12600 (7000)
Bituminosos altos en volátiles	A 0.6	40	15500 (8650)
	C 0.7	36	
	B 0.8	32	
	A 1.0	28	
Bituminosos medios en volátiles	1.2	24	15500 (8650)
	1.4	20	
Bituminosos bajos en volátiles	1.6	16	15500 (8650)
	1.8	12	
Semi-antracita	2.0	8	15500 (8650)
Antracita	3.0	4	15500 (8650)
	4.0	—	
Meta-antracita	—	—	—

Figura 1.5 Clasificación ASTM para carbones, la cual usa la reflectancia de la vitrinita como un indicador del rango del carbón. Nótese el incremento de la reflectancia de la vitrinita con el incremento del rango del carbón.

Fuente: adaptada de ASTM (1977).

A partir de los carbones bituminosos altos en volátiles, la generación termogénica del CH_4 se incrementa rápidamente a medida que aumenta el rango del carbón (véanse figuras 1.5 y 1.7), especialmente en los tipos bituminosos A.

Durante la etapa de bituminosos altos en volátiles, se forma igualmente una cantidad importante de gases húmedos (etano, propano y butano).



MACERALES	(%)
VITRINITA	64,6
INERTINITA	7,4
LIPTINITA	13,8
MATERIA MINERAL	14,2

Figura 1.6 Análisis de macerales de muestra de carbones en Cucunubá, Cundinamarca. Vitrinita (gris), liptinita (gris oscuro), inertinita (gris claro).

1.4 Carbón como reservorio de gas natural

El carbón es diferente de los otros reservorios de gases convencionales, porque es, al mismo tiempo, la fuente y el reservorio de gas CH_4 , es decir, el carbón puede generar y atrapar su propio gas. Adicionalmente, el gas generado durante la formación del petróleo y que se encuentra por debajo de los mantos de carbón, puede migrar y almacenarse en las capas de carbón. A medida que el carbón aumenta de rango, se acentúa su aromaticidad y, por lo tanto, puede intensificarse su microporosidad y su área de superficie interna, lo cual es óptimo para la retención del metano. La mayor parte del metano es retenido (adsorbido) sobre las paredes de los microporos y, consiguientemente, el carbón puede retener más metano que un reservorio convencional como una arenisca. La capacidad de retener metano se incrementa con el aumento de la presión y con la disminución de la temperatura. Los macroporos del carbón o fracturas naturales primarias (cleats) pueden contener algo de CBM como gas libre.

El carbón genera tanto metano, que no lo puede retener todo, especialmente si ha sobrepasado el rango de bituminosos altos en

volátiles A (véase Figura 1.7). Ese CBM extra es expulsado de los microporos a los macroporos y fracturas y posteriormente a las rocas adyacentes, donde se puede acumular en reservorios convencionales de gas natural. Otros gases que se generan durante el proceso de carbonificación, como el CO_2 y el nitrógeno, se retienen menos en el carbón que el metano, porque el diámetro molecular es menor ($\text{CH}_4 = 4\text{\AA}$).

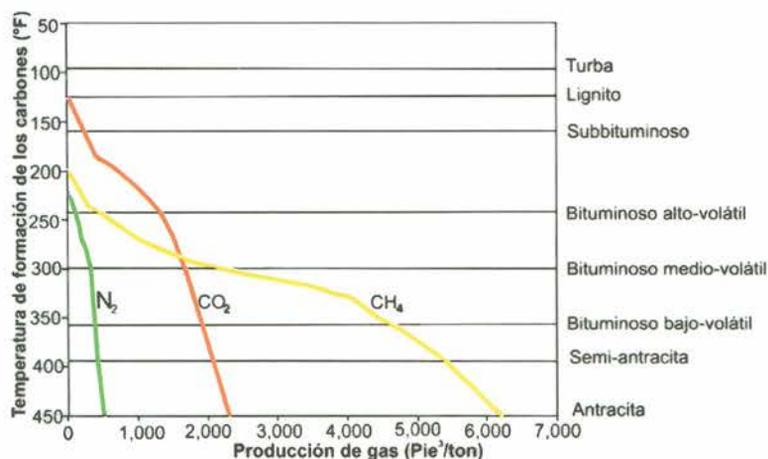


Figura 1.7 Generación termogénica de los gases CH_4 , CO_2 , y N_2 durante la carbonificación. Los contenidos de gas han sido estandarizados a presión y temperatura (STP).

Fuente: adaptado de Rice (1993).

Fenómenos geológicos posteriores, como orogenias y erosión de los estratos suprayacentes, pueden resultar en carbonos subsaturados en gas metano a causa de la disminución de la temperatura y de la presión del reservorio, cuando la profundidad de enterramiento está por debajo de los 2,5 km (Scott, 1994). La disminución en la temperatura durante el levantamiento y la erosión, aumenta la capacidad de desorción del carbón y puede causar subsaturación. La minería y la extracción de agua subterránea también pueden resultar en la pérdida de gas metano y en subsaturación.

1.5 Posibilidades de utilización del gas en el carbón

Existen diferentes posibilidades de utilizar el gas en el carbón. En algunas ocasiones se puede explorar el gas en una zona para conocer los contenidos de gas, sin extraer el gas, y, de esta forma, hacer

un mejor planeamiento minero y evitar futuros riesgos. Como una medida de seguridad para disminuir riesgos de explosiones y accidentes, también es posible extraer el gas previo a la explotación del carbón (gob hole), para desgasificar el carbón y las zonas donde se va a desarrollar la explotación.

En general, las posibilidades de utilizar el gas en el carbón se pueden dividir en cinco: 1) explotación del gas en los mantos de carbón a través de perforaciones verticales principalmente (CBM), de manera muy similar a como se explota el gas natural asociado al petróleo (Figura 1.8); 2) utilización del gas presente en las labores mineras durante la explotación del carbón (gob hole-CMM); 3) captura del metano en el sistema de ventilación (VAM); 4) utilización del gas presente en las labores mineras después de la explotación del carbón en labores abandonadas (AMM); 5) gasificación del carbón.

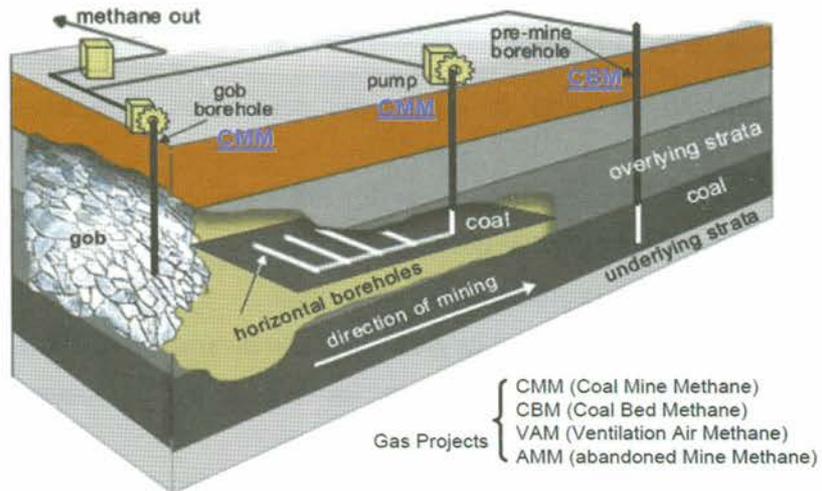


Figura 1.8 Formas o proyectos de extracción del gas asociado al carbón.

Fuente: adaptado de Moore (2004).

1. **Utilización del gas en las capas de carbón (CBM).** Esta posibilidad se puede considerar en zonas donde no hay minería o donde posteriormente se va a desarrollar la minería del carbón. La tecnología utilizada para extraer el CBM de mantos profundos es la misma que se utiliza en la extracción de petróleo y gas. Primero se hace una perforación que atraviese las capas de

interés, después se entuba el pozo y se continúa perforando con diámetros menores de manera telescópica. Igualmente se utilizan lodo o fluidos de perforación para refrigerar, sacar residuos y sostener el pozo. Una vez terminado el pozo, se utilizan registros eléctricos y otros registros de pozo para determinar la posición exacta de los carbones y para conocer las características físicas de las rocas. Posteriormente se hace el acabado y finalmente el fracturamiento, para causar una red de fracturas en el carbón, a fin de incrementar la permeabilidad y permitir que fluya el gas durante la etapa de producción. En la etapa inicial de la producción se produce más agua que CBM, porque los carbones son buenos acuíferos, pero, posteriormente, a medida que la producción de agua disminuye (lo que disminuye la presión del yacimiento), se produce la desorción y consecuente producción del CBM (más información en el capítulo 10).

Con respecto a la minería, la extracción previa del metano en las minas subterráneas de carbón, puede causar importantes beneficios a la futura mina, tales como:

- Reducir el riesgo de explosiones durante las operaciones mineras.
- Reducir los costos del sistema de ventilación.
- Reducir los costos de desarrollo de la mina.
- Incrementar la productividad de la mina.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (MDL).
- Generar energía limpia con los volúmenes de metano producido.
- Generar posibles ingresos por las compensaciones de los bonos de carbono y, con todo lo anterior, mejorar la imagen corporativa de la empresa.

2. Utilización del gas presente en las labores mineras durante la explotación del carbón (gob hole-CMM). Junto con la apertura de las labores mineras, se efectúan sondeos de corta longitud y diámetro pequeño directamente a través del manto de carbón en un sector hermético de la mina, a fin de evitar la pérdida de gas y la entrada del aire. Estas perforaciones se entuban y el gas se

bombea a superficie, y si los contenidos de CH₄ son aceptables, se puede utilizar o comercializar. La extracción del gas garantiza una disminución del riesgo en las labores que se desarrollarían posteriormente en dicha zona.

3. **Captura de metano en el sistema de ventilación (VAM).** En zonas donde se desarrolla minería subterránea, se deben tener sistemas de ventilación para evacuar el gas viciado del frente de las minas, a fin de tener un volumen mínimo de aire que circule en las labores subterráneas. Dicho gas es una mezcla de CBM con aire. En ocasiones, esta mezcla es suficientemente rica en metano para someterla a un proceso de separación y utilización de este.
4. **Utilización del gas presente en las labores mineras después de la explotación del carbón (AMM).** En zonas mineras cerradas y ya explotadas es posible adelantar extracción de metano, si el abandono de la mina de carbón se ha hecho correctamente con los respectivos sellados de los puntos de acceso. Una vez que la mina se abandona, el metano en la mina comienza a concentrarse, producto de la desorción de las labores no explotadas. Dicho gas puede tener dos orígenes, termogénico y biogénico. En las explotaciones de AMM, gran parte del gas es de origen biogénico. Durante el cierre de la mina se requiere cierta preparación que incluye que la mina tenga un buen sello (que impida que el gas escape durante el hundimiento de la mina), sellado de labores de acceso, y establecimiento de puntos de bombeo para extraer el agua.
5. **Gasificación del carbón (UCG).** Se define gasificación como la producción de gas combustible a partir del carbón. Consiste en hacer perforaciones en la capa de carbón e inyectar aire, oxígeno, espumantes, etc., para provocar la combustión y quemar el carbón en el interior del yacimiento. Como resultado de dicha combustión, se obtiene una mezcla de CO, CO₂, CH₄, SO₂, H₂, etc., que se puede utilizar como gases combustibles. Esta técnica “destruye” la capa de carbón y posteriormente ya no es posible hacer minería sobre dicho carbón (Thomas, 2002).

ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LOS YACIMIENTOS DE CBM

Jorge Eliécer Mariño Martínez

Lucila Mojica Amaya

2.1 Introducción

En la evaluación de prospectos de gas asociado al carbón es importante entender los aspectos geológicos del carbón y el CBM, tales como:

- Los factores que intervienen en su formación.
- Los recursos mínimos recuperables.
- Las profundidades máximas.
- Los contenidos mínimos de gas.
- El espesor mínimo de carbón.
- La presencia de agua, etc.

El geólogo debe contar con estos criterios básicos antes de comenzar a realizar una investigación o una evaluación, de modo que pueda eliminar prospectos de bajo potencial en mínimos períodos de tiempo y dedicar más tiempo a prospectos con mayor potencial.

Para la determinación del potencial de CBM en cualquier área, es primordial el conocimiento y comprensión de la geología tanto a nivel regional como local. El detalle de cualquier evaluación depende en gran parte de:

- La disponibilidad de información geológica de superficie y del subsuelo,

-
- La presencia de actividad minera de carbón (en explotación o en abandono), y
 - El tiempo estimado y presupuestado para un proyecto específico.

En el capítulo 8 se presenta una guía de las diferentes fases de exploración para CBM.

Antes de conocer sobre el CBM, se deben recordar algunos principios básicos relacionados con el carbón, que permitan entender el origen y la evolución del gas asociado al mismo. Los factores críticos necesarios por determinar son:

- La estratigrafía
- Las estructuras
- El espesor del manto de carbón
- Los contenidos de gas
- La tasa de difusión
- La permeabilidad
- Calidad y rango de los carbones considerados en el desarrollo

La definición de estos parámetros determina el potencial de un área de interés por evaluar. En áreas donde la existencia del carbón es conocida pero no se dispone de información del subsuelo (perforaciones, minería, núcleos de perforación), una buena documentación acerca de las cuencas de sedimentación de estas rocas ayuda a dar una rápida apreciación del potencial de dichas áreas como fuentes de CBM. Por otra parte, la evaluación será más detallada en áreas donde se cuenta con datos del subsuelo, como pozos, núcleos de perforación, minas subterráneas, etc., que permitan correlacionar y conocer los cambios laterales y verticales de los carbones y rocas encajantes (Amaya, Mariño & Jaramillo, 2010) (véase Figura 2.1).

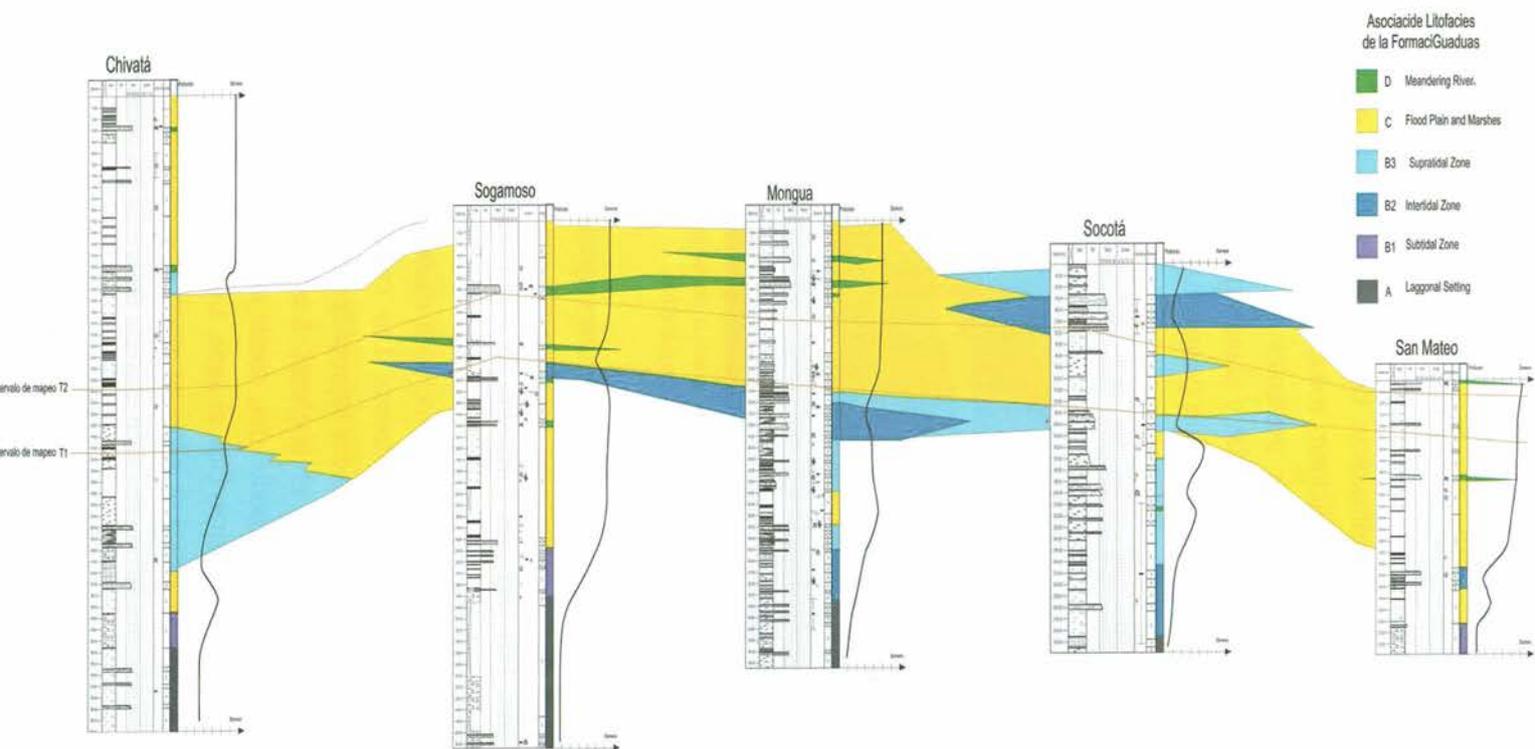


Figura 2.1 Correlación estratigráfica regional de la Formación Guaduas en Boyacá, basada en litofacies.

Fuente: adaptado de Amaya et ál. (2010).

2.2 Estratigrafía

Ambientes sedimentarios. Los carbones en general se clasifican según su rango o tipo. Se forman en cuencas sedimentarias, donde cantidades significativas de plantas (y restos vegetales) son acumuladas en condiciones reductoras. Los restos de plantas corresponden a las plantas presentes en el suelo, plantas que crecen en aguas poco profundas y plantas que crecen en pantanos generalmente asociados con deltas (véanse figuras 2.2 y 2.3).



Figura 2.2 Zonas pantanosas asociadas a ríos donde se acumula la materia vegetal que da origen al carbón.

Fuente: adaptado de Papp et ál. (1988).

Después de la acumulación de estos restos vegetales, se transforman en turba, la cual es cubierta por sedimentos y convertida finalmente en carbón. Los carbones formados de esta manera son llamados húmicos y son los tipos más comunes. Los carbones húmicos formados en aguas restringidas incluyen cuatro litotipos, a saber: vitreno, clareno, dureno y fuseno. Los carbones formados en aguas abiertas son denominados sapropélicos, dentro de los cuales se incluyen el *cannel* y el *boghead*. Los carbones *cannel* son depositados en aguas superficiales, donde esporas, resinas, ceras y lodo orgánico se depositan bajo el agua. Los carbones *boghead* se forman a partir de restos de algas en aguas abiertas. Los carbones sapropélicos constituyen una gran minoría dentro de los recursos de carbón identificados (Thomas, 2002).

La Figura 2.3 ilustra modelos deposicionales, en los cuales se forma la turba en regiones costeras. Este modelo incluye ambientes de barreras, llanuras deltaicas bajas, llanuras deltaicas bajas–transicionales y ambientes de llanura deltaica fluviales superiores. Además, en este modelo se muestra la extensión de los carbones y sus relaciones con las areniscas en diferentes ambientes de depositación.

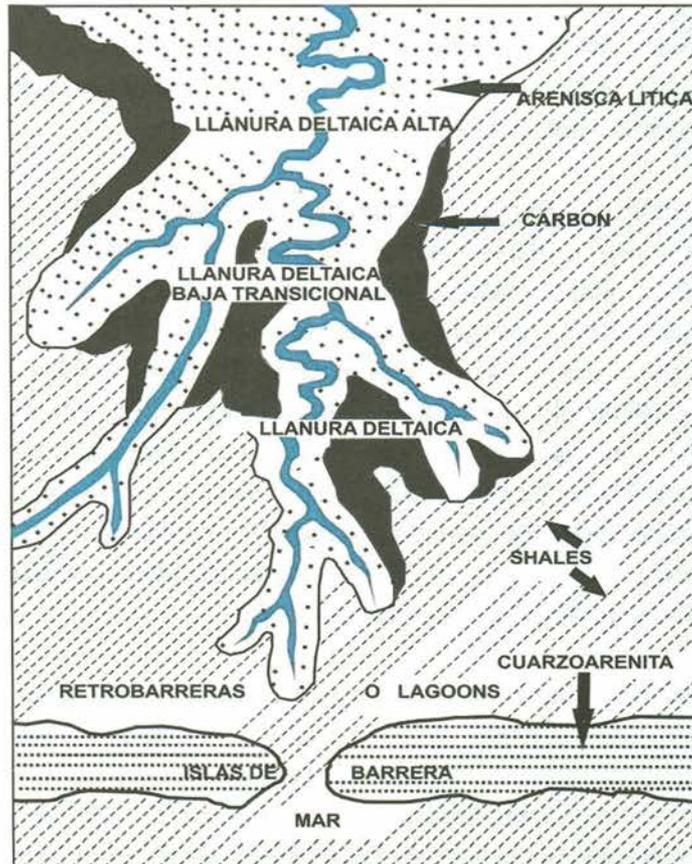


Figura 2.3 Modelo deposicional generalizado para carbones y sus rocas sedimentarias asociadas en un ambiente deltaico.

Fuente: adaptado de Rice (1993).

En la evaluación de carbones con potencialidad de producción de CBM, son preferidos aquellos que presentan mayor continuidad en su espesor y extensión. Este tipo de carbones incluyen aquellos que fueron depositados probablemente en grandes pantanos, en llanuras deltaicas (de aguas poco profundas), donde la presencia de corrientes

o canales era limitada y el crecimiento de las plantas era abundante. Son de menor potencialidad los carbones que presentan cambios de espesor y poca continuidad, los cuales corresponden a aquellos que fueron depositados en áreas de aguas libres; estos son carbones de bajo grado y con altos contenidos de cenizas. Estos tipos de depósitos de carbones están frecuentemente asociados con áreas de gran actividad sedimentaria, como llanuras mareales con numerosos canales, bahías o lagunas. La presencia de canales que cortan las capas de carbón será un factor determinante en la evaluación de un yacimiento. De igual manera, las áreas de complejidad estructural deben caracterizarse por la discontinuidad de los carbones debido a fallamientos y plegamiento.

Asociación de rocas y minerales. Los grupos de carbones generalmente se encuentran en la parte superior de secuencias regresivas granocrecientes, como se muestran en la Figura 2.4. Estas secuencias se componen generalmente de lodolitas de llanuras deltaicas o marinas a la base, que generalmente aumentan de tamaño de grano hacia el techo, desde limolitas hasta areniscas de canales fluviales. Las capas de carbones se presentan generalmente en las partes superiores de cada ciclo que se compone de intercalaciones de lodolita, limolitas, areniscas, arcillolitas y carbón; son de menor frecuencia los carbones asociados a rocas calcáreas marinas que fueron depositadas por mares transgresivos.

Los grupos minerales más frecuentemente asociados con los carbones, son: silicatos, sulfuros, sulfatos, carbonatos, fosfatos, óxidos e hidróxidos. Si se ha producido actividad tectónica en el área, o si se han ocasionado intrusiones ígneas, diferentes tipos de rocas se encontrarán asociadas con los carbones. Igualmente, mayores discordancias pueden encontrarse en yuxtaposición, como carbones con rocas de ambientes marinos, no- marinas, metamórficas, ígneas, u otros tipos de rocas que no están asociados normalmente con depósitos de carbón. Estos minerales o rocas se pueden depositar como venas verticales en mantos de carbón que pueden reducir la permeabilidad en un área de drenaje.

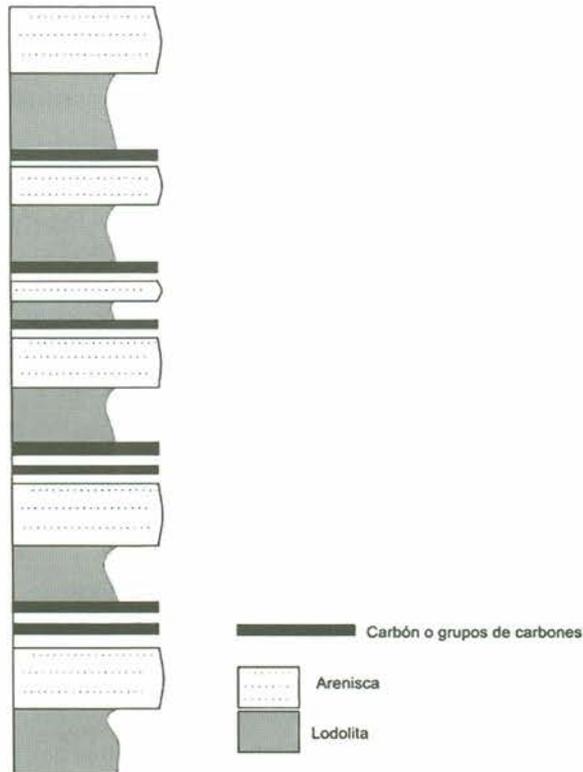


Figura 2.4 Ubicación estratigráfica del carbón en secuencias regresivas granocrecientes.

Edad geológica. Cualquier cuenca sedimentaria que tenga carbón, se puede considerar como un posible yacimiento generador de metano. Sin embargo, la edad geológica de los carbones es importante, ya que los carbones más antiguos generalmente han sido sujetos a mayores presiones, temperaturas y profundidades de cobertera, que los carbones más jóvenes y, como consecuencia, pueden tener mayor contenido de gas. Las áreas con potenciales bajos generalmente son aquellas donde se encuentran carbones más jóvenes que el mesozoico, debido a que estas capas jóvenes, en su mayoría, tienen altos contenidos de humedad, bajos rangos y bajos contenidos de gas.

Los carbones más antiguos conocidos son del Devoniano Tardío, sin embargo, la mitad de los recursos del carbón son del Carbonífero y poseen grandes volúmenes de metano. Los carbones del Permiano Tardío y el Triásico se encuentran principalmente en Antártica, Australia, India, África del Sur, y Sudamérica. Los carbones

del Jurásico se presentan en Asia, aunque también es común encontrarlos en Australia, Madagascar, África del Sur y Antártica. Los carbones del Cretáceo están extendidos y presentes alrededor de las cuencas marginales del Océano Pacífico. Los carbones del Cenozoico generalmente son de tipo lignito o subbituminoso, y están presentes en América del Norte, Europa, Centro-Este y Australia del sur, y parte de Asia. Todos los depósitos conocidos de turba son de edad Cuaternaria (Geomet, 2002). Los carbones del Terciario generalmente contienen menos gas debido a su bajo rango; estos, normalmente, han sido sujetos a actividad volcánica que puede afectar la composición química del carbón y calidad del metano.

2.3 Geología estructural

Las estructuras geológicas secundarias incluyen capas inclinadas, fallas, pliegues, zonas de fractura y fracturamientos propios del carbón (cleats), tienen gran influencia en la producción de metano y agua. Dependiendo de la intensidad de estas estructuras, cualquiera de estos puede tener una influencia determinante en la permeabilidad.

Las estructuras regionales y las fallas afectan directamente las zonas de fractura locales y las fracturas naturales (cleats) del carbón. Dependiendo de su naturaleza en un área específica, los rasgos estructurales pueden afectar adversamente o pueden reforzar el desarrollo del metano asociado a capas de carbón en un área determinada. Es por esto que es importante entender y conocer la estructura o el modelo geológico, los métodos de evaluar estas estructuras, y su efecto sobre las capas de carbón que contienen metano.

Por tanto, se debe contar con un mapa geológico durante la investigación inicial de un área, para elaborar cortes que permiten conocer a profundidad información como la inclinación de capas, presencia de fallas, localización de pliegues en el área (véase Figura 2.5). La recopilación de datos de superficie y datos que se tengan de profundidad de las capas, también se debe incluir en la investigación de tipo estructural. Debe prestarse atención suficiente a la localización de las fallas que tienen grandes desplazamientos

como para afectar enormemente el comportamiento del gas en un manto de carbón. La adquisición de estudios sísmicos puede ser demasiado costosa para la mayoría de los proyectos de las capas de carbón que contienen metano, sin embargo, estos datos pueden proporcionar una valiosa información sobre la geología estructural de un área.



Figura 2.5 Corte o sección geológica que muestra el comportamiento de las capas de carbón a profundidad. Nótese el efecto de las fallas en la continuidad e inclinación de los mantos. Zona nororiental de Sogamoso.

La inclinación de las capas. Basado en los estudios de los campos activos de desgasificación, la producción de gas y agua es influenciada por la inclinación de las capas durante el proceso de la extracción de agua. En áreas donde los estratos y mantos de carbón se encuentren empinados (más de 10° de buzamiento), la profundidad de la cobertera aumenta rápidamente con una tendencia general a incrementar el contenido de gas buzamiento abajo. Las capas con altos buzamientos, pueden facilitar la migración del metano hacia arriba; así mismo, los carbones que se encuentren cerca de superficie pueden sufrir una desgasificación natural. En cuencas que contienen capas inclinadas o gran variabilidad sobre estructuras geológicas regionales, la evaluación se hace mucho más compleja y se debe realizar antes de comenzar un desarrollo del metano.

Fallas. La localización de las fallas y zonas de fallas es muy importante, y con mayor razón en una fase de desarrollo de un proyecto, porque las zonas de fallas con mínimos desplazamientos pueden incrementar la acumulación y, por tanto, la producción de metano en algunas regiones, debido a que incrementan la permeabilidad en las zonas de fracturas aledañas a estas fallas, aunque se tengan varios mantos de carbón que no se encuentren intercomunicados. En Alemania, tras investigaciones de las relaciones entre emisiones de gases en las minas, se encontró que las capas de carbón afectadas por tectónica de pequeña escala produjeron altos contenidos de gas y

desgasificación más rápida que la que presentan estas mismas capas de carbón en otras áreas afectadas por una baja o nula actividad tectónica (Moore, 2004).

Como se mencionó anteriormente, la localización y la determinación del tipo de falla son críticas en la fase de desarrollo de un proyecto de CBM, ya que fallas de tipo normal pueden cortar las capas de interés y, por tanto, limitar las reservas que yacen en esa zona (véase Figura 2.6). Sin embargo, las fallas inversas pueden tener el efecto contrario, ya que pueden duplicar el manto y, por ende, incrementar la cantidad de carbón y de gas metano.

En áreas donde existe gran minería subterránea o de superficie, o donde se han realizado programas de perforación, la información respecto a la localización de las fallas, orientación y magnitud, puede ser extremadamente detallada. Con la evaluación de estos datos, se pueden delimitar zonas de fracturas que pueden contener grandes volúmenes de gas y así optimizar la producción de CBM. El desconocimiento de grandes fallas existentes en áreas evaluadas, puede ser desastroso en el planeamiento de un proyecto de metano de carbón, ya que se pueden sugerir erróneas perforaciones de pozos en áreas sin reservas económicas.

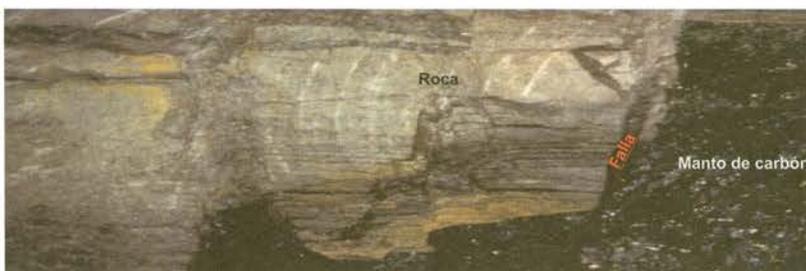


Figura 2.6 Falla en frente de mina que interrumpe la continuidad del manto de carbón.

Pliegues y flexuras. Se presentan en los carbones y rocas alledañas, afectan el espesor del carbón, su rango y la migración del gas. Las estructuras anticlinales se originan porque ha ocurrido un levantamiento de la corteza terrestre y los mantos de carbón que se encuentran en las crestas de estos anticlinales pueden mostrar rangos más altos que los presentes en las áreas más bajas de estas

estructuras (flancos), pero el contenido de gas puede ser bajo, si la fracturación es intensa.

Cuando existe suficiente profundidad de cobertera sedimentaria, las capas de carbón localizadas en anticlinales pueden mostrar valores relativamente altos. Si no se tiene la suficiente profundidad de cobertera, los carbones en las partes altas de estas estructuras pueden mostrar bajos contenidos de gas, debido a una desorción hacia la superficie o subsuperficie cercana. Igualmente, los carbones pueden presentar bajos contenidos de gas hacia el techo de los anticlinales, debido a un espesor muy reducido en estas partes, lo que da como resultado una disminución en los recursos. La mayoría de los grandes yacimientos de CBM han estado relacionados con sinclinales, porque estos permiten la recarga de agua en los flancos y, por lo tanto, la concentración del carbón en ciertos sectores.

Las flexuras son pliegues de menor magnitud (micro pliegues), que pueden mejorar localmente la permeabilidad. Debido a que las flexuras son el resultado de una menor deformación, la localización de estas pequeñas estructuras es solamente posible mediante una cartografía muy detallada, por medio de perforaciones o de información obtenida en minería.

Diaclasas y zonas de fracturas. La permeabilidad de los carbones es el resultado del desarrollo de fracturas (cleats) y diaclasas. En una fase de desarrollo del CBM, se deben buscar zonas donde la permeabilidad sea tan alta como para asegurar una máxima producción (Figura 2.7). Las diaclasas y zonas de fracturas se pueden determinar por medio de trabajo de campo, especialmente si los carbones o las rocas afloran en superficie. Otra herramienta útil para la determinación de estas zonas, es el uso de imágenes de sensores remotos, ya que por medio de estos se hace fácil identificar lineamientos, que pueden evidenciar la presencia de fallas, diaclasas o grandes fracturas. En el caso de perforaciones, el sistema de fracturas (cleats) se puede establecer por medio de corazones orientados, aunque no es muy frecuente su uso por causa del costo.

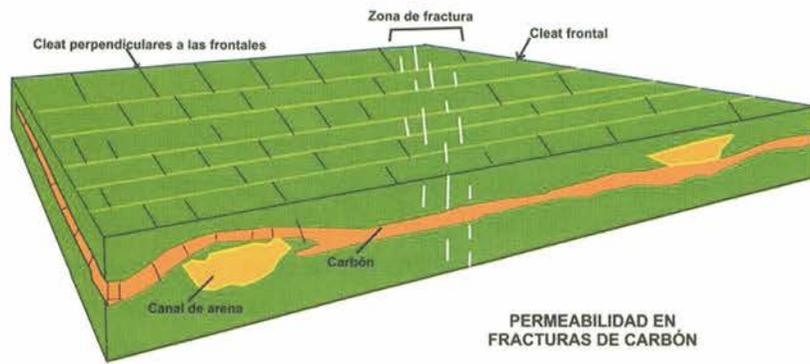


Figura 2.7 Diaclasas naturales en el carbón (cleats) que, a su vez, se superponen a otras fracturas como fallas y diaclasas. La permeabilidad del carbón depende de las fracturas.

Fuente: adaptado de Papp, et ál. (1988).

Esta información se puede representar en un mapa que incluya orientación, inclinación, espaciamiento y desarrollo de las diaclasas. Se debe tener muy presente que las zonas de fracturamientos pueden tener como resultado la desorción parcial o casi total del gas del carbón, especialmente si estas fracturas se extienden por grandes distancias en dirección vertical hasta llegar a superficie.

Efectos ígneos y actividad tectónica. En varias cuencas carboníferas del mundo, las capas de carbón han sido sometidas a intrusiones y actividad ígnea, después de su depositación y enterramiento. Dependiendo de la extensión de la actividad ígnea y la proximidad de las capas de carbón, este efecto puede incidir directamente en el rango, la calidad del carbón, la calidad del gas, la permeabilidad y el contenido de gas; sin embargo, los efectos de la actividad ígnea en carbones es muy limitada, pero hay que advertir que se debe realizar una evaluación a escala local en carbones de cuencas donde ha ocurrido actividad ígnea. La actividad ígnea está asociada a flujos e incrementos de calor que tienden a aumentar el rango de los carbones adyacentes de forma progresiva en dirección del cuerpo intrusivo, con lo que se incrementa así el contenido de gas en el carbón. La influencia ígnea puede ser local, pero la actividad hidrotermal puede ser de carácter regional (Mariño, 2007). Dependiendo de la extensión y localización, los cuerpos intrusivos pueden tener efectos adversos en el metano asociado al carbón, ya que este puede ser parcialmente remplazado por dióxido de carbono, haciendo que

el gas no sea económicamente explotable. Sin embargo, en ambos casos, los efectos adversos y los efectos a favor del contenido de gas, pueden presentarse en magnitudes variables. En Colombia, la influencia ígnea en los carbones es evidente en la Formación Amagá (Antioquia), donde pequeñas intrusiones han entrado en contacto con los carbones y afectado el rango y el contenido de CBM (Mariño & Mojica, 2014).

La actividad tectónica que resulta de largos períodos de compresión horizontal, puede incrementar el rango del carbón. Estudios anteriores en el campo de los carbones con presencia de una tectónica compleja, muestran un incremento en el carbono fijo siguiendo la dirección general de la gran compresión horizontal (Thomas, 2002). En general, el incremento del rango del carbón tiende a seguir la dirección de los grandes esfuerzos horizontales sufridos por las rocas, y es aquí, en áreas de significativa compresión horizontal sin la presencia de pliegues y fallas, donde se obtienen los más altos valores de rangos de carbón.

Profundidad de enterramiento y de la cobertera sedimentaria. La profundidad de la cobertera es definida como la profundidad actual que se encuentra sobre la capa de carbón, y la profundidad de enterramiento se determina como la máxima profundidad que ha experimentado el carbón durante toda su historia geológica, lo que, en la mayoría de los casos, define el rango del carbón. La profundidad de cobertera se explica a partir de cortes y geofísica, y la profundidad de enterramiento, a través de paleotermómetros como huellas de fisión, reflectancia de la vitrinita, transformación de minerales, etc. (Figura 2.8).

La profundidad de la cobertera es un indicador del potencial de metano de carbón, teniendo en cuenta que este potencial también depende de otros factores como la permeabilidad del carbón. Todos los parámetros definidos químicamente como el rango, el poder calorífico, la humedad, la materia volátil, la reflectancia de la vitrinita y carbono fijo, son alterados en gran medida por incrementos en la temperatura asociada con el incremento de la profundidad de enterramiento (Rightmire, 1984).

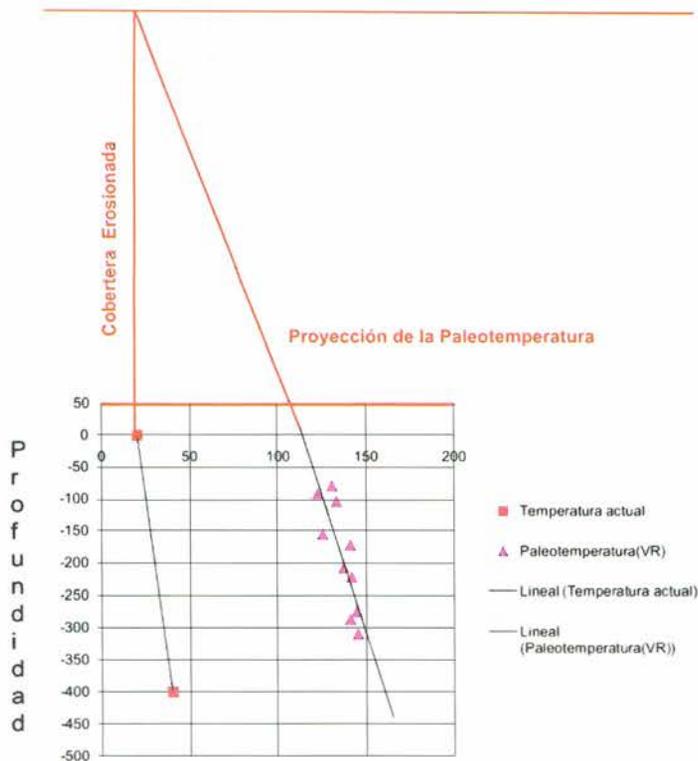


Figura 2.8 Determinación del máximo enterramiento de los carbones a partir de la cobertera erosionada (700 m) calculada desde las paleotemperaturas de los diferentes carbones; estas, a su vez, obtenidas de la reflectancia de la vitrinita.

Los rangos de profundidad a la cual se encuentra el carbón, para que el metano sea comercialmente explotable, son muy amplios, teniendo en cuenta que el metano comienza a extraerse desde profundidades que exceden los 3000 pies (1000 metros), pero, normalmente, las producciones más económicas corresponden a profundidades de 1000 a 3000 pies (300 a 1000 metros).

Presión. Los carbones que hoy contienen metano debieron haber estado sometidos a ciertas condiciones en el pasado geológico, a saber: primero, que el carbón alcance el rango necesario para generar metano; posteriormente a esta generación, es necesario que se den altas presiones para que el metano generado sea absorbido por el carbón; además, dichas presiones deben permanecer de esta manera (altas) a lo largo del tiempo geológico y hasta el tiempo presente, porque si la presión a la cual está sometido el carbón se reduce

durante el tiempo geológico, el gas absorbido puede liberarse. Por tanto, un incremento o una reducción en la presión en el carbón a lo largo del tiempo geológico, es un importante factor controlador del contenido de gas.

La presión a la cual se encuentra un reservorio, se puede describir como subpresurizada, sobrepresurizada o normalmente presurizada, en relación con la presión hidrostática presente en un área. Los yacimientos normalmente presurizados son aquellos en donde las presiones del carbón son equivalentes a la presión hidrostática normal. Estas condiciones se presentan cuando el exceso de gas y agua, producto de la compactación, ha migrado obteniendo como resultado condiciones balanceadas en el yacimiento.

Los carbones con mayor potencial de contenido de gas son aquellos que se encuentran en condiciones sobrepresurizadas. Esta condición puede suceder, por ejemplo, en el caso de carbones que se encuentran confinados pendiente abajo y una elevada fuente o recarga de agua subterránea está presente pendiente arriba. Bajo estas condiciones, se tienen elevadas presiones hidrostáticas en la capa de carbón. La sobrepresurización también puede darse si la cantidad de gas generado por el carbón, sobrepasa al que puede migrar en un sistema cerrado y restringido, es decir, si el manto de carbón está supra e infrayaciendo por rocas de baja porosidad y permeabilidad.

Los reservorios subpresurizados, o que lo fueron en el pasado, presentan generalmente menor potencial. En este caso, la desorción de cantidades significativas de metano habrá tenido lugar en el pasado debido a las bajas presiones del reservorio. La mayoría de las cuencas parecen haber tenido algún grado de subpresurización en algún momento de su historia geológica, debido a que los carbones generalmente no contienen su máxima capacidad de absorción (subsaturados), para las cantidades de metano estimadas según el rango, profundidad y presión del reservorio presente. En muchas cuencas, el carbón todavía contiene suficientes cantidades de metano como para un desarrollo económico.

2.4 Carbón como fuente y yacimiento de gas natural

El carbón no es solamente un producto energético, sino también una fuente de contaminación del ambiente y un generador de gases que puede producir explosiones. Pero estudios recientes han comprobado que este tipo de recurso es único, ya que funciona, a la vez, como roca generadora y como roca almacén de hidrocarburos. Además de que se puede utilizar la parte sólida como medio de energía, igualmente se puede usar el gas metano que se forma y se acumula en su interior, como una nueva fuente potencial de energía, y, gracias a la experiencia mundial, en especial en Estados Unidos, la producción de CBM se ratifica como un combustible económicamente explotable, junto con la minería del carbón o independiente de ella. El gas asociado al carbón es una fuente de energía adicional a las ya conocidas. Si se analiza la demanda de gas en años anteriores y los pronósticos de consumo de gas en el futuro, este gas asociado al carbón ofrece sus ventajas en el presente siglo a nivel mundial.

Grandes cantidades de metano se encuentran asociados con carbones de diferentes rangos desde turba hasta antracita (Law & Rice, 1993). La transformación de la turba en sus diferentes etapas hasta la transformación a carbón se conoce como proceso de carbonificación; estos estados de carbonificación o incrementos del rango del carbón son: turba, lignito, sub-bituminoso, bituminoso y antracita, en los cuales diferentes cantidades de metano son generados (Figura 2.9). Además, la capacidad del carbón para retener el metano también se incrementa con el rango del carbón. Por tanto, el gas puede estar contenido en la mayoría de los carbones, ya sea como gas libre, contenido dentro de las fracturas (cleats) o como una capa dentro de la superficie interna del carbón.

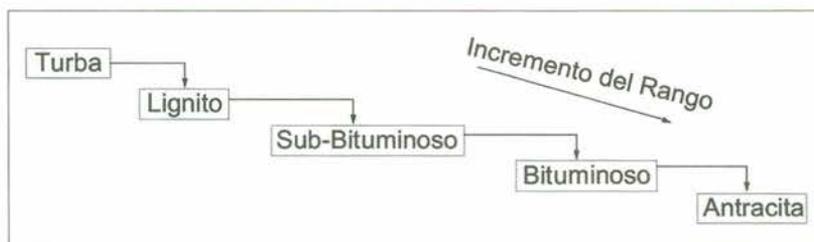


Figura 2.9 Ciclo del carbón.

Carbonificación. La carbonificación se puede definir como “el incremento gradual en el contenido de carbono de la materia orgánica fósil en el curso de un proceso natural”. Es decir, que la materia orgánica a lo largo del tiempo es alterada por procesos físicos y químicos como la temperatura, la presión y efectos biológicos, aumentándole cada vez más su contenido de Carbono y transformándola progresivamente desde una simple turba hasta grafito (Figura 2.9). Es en este proceso donde se genera el gas metano (CH_4) como un producto secundario, en grandes volúmenes, además de dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno, etc., (Figura 2.10).

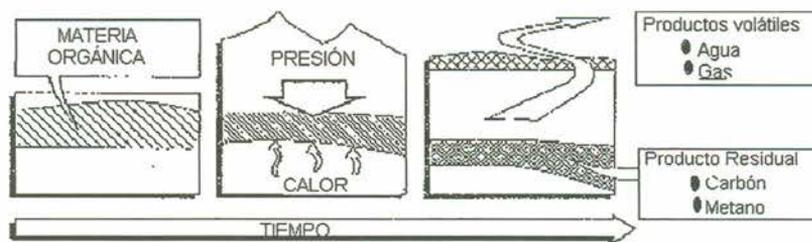


Figura 2.10 Proceso de carbonificación
Fuente: adaptado de Moore (2004).

Este gas metano formado en la carbonificación tiene dos medios de generación: el biogénico y el termogénico (Figura 2.11). El gas formado por mecanismos biogénicos se caracteriza porque el medio tiene unas temperaturas por debajo de los 50 °C en la etapa inicial de la carbonificación, donde la materia sufre una descomposición microbial, de la que se desprende el gas. Este gas se encuentra en pantanos, donde ocurre un hundimiento y enterramiento rápido, logrando en ocasiones atrapar el gas en yacimientos subsuperficiales. El metano de origen biológico solo se puede producir en ambientes favorables para que las bacterias generen el gas. Mientras que el de origen térmico se forma por arriba de los 50 °C, es decir, cuando la materia orgánica se encuentra a grandes profundidades con un gradiente geotérmico alto, donde el rango del carbón también se incrementa. La temperatura a la cual se genera la máxima cantidad de gas metano corresponde a unos 150 °C aproximadamente.

En los últimos años se ha encontrado evidencia de que el metano biogénico se ha producido no solamente en las etapas primarias de carbonificación, sino también en las etapas posteriores, cuando

se dan las condiciones para que prosperen las bacterias y generen gas. Tal es el caso del estado de Illinois, donde el único proyecto comercial se encuentra en una mina de carbón abandonada, en la que se cree que las bacterias proveyeron el gas, lo que ha sido comprobado con isótopos (Demir, Morse & Scott, 2004).

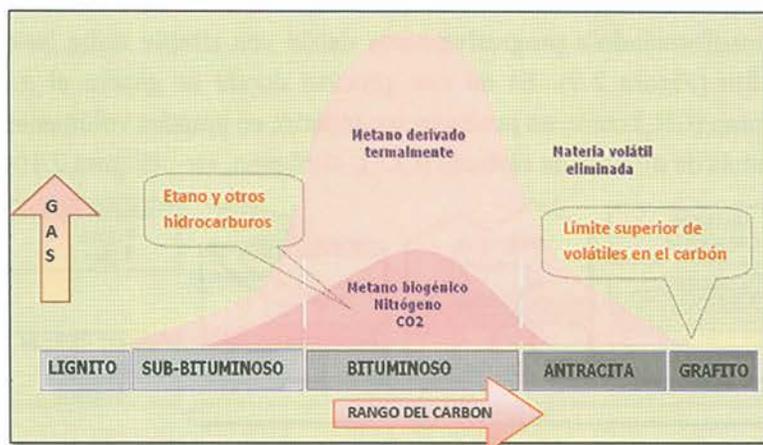


Figura 2.11 Generación del gas (biogénico y termogénico) en el carbón.

Fuente: adaptado de Law & Rice (1993)

Según la ASTM, todos los rangos de carbón pueden generar gas metano, gas de tipo biogénico y termogénico, los cuales se forman de acuerdo con la composición y origen del carbón. Esta generación está influenciada por varios factores como la reflectancia de la vitrinita, una característica importante en la delimitación y evaluación de un área llamada a ser prospecto en la industria del CBM, donde sus valores más importantes para generar una buena calidad de metano de modo que sean explotables, son los que oscilan entre 0.5–1.9 %; los carbones con CBM comercial generalmente están por encima de 0.8 % (Figura 2.12).

Generación. De acuerdo con estudios realizados a los diversos rangos de carbón, se han evidenciados cambios físicos y químicos que influyen en la capacidad de generar y almacenar CBM en el proceso de carbonificación. Mientras que los carbones de bajo rango, como turba y lignito, producen una pequeña cantidad de metano que está alrededor de los 1350 pies³/ton, los bituminosos altos volátiles y antracitas generan *in situ* un volumen que puede exceder los 5000

pies³/ton (véanse figuras 1.7 y 2.14). O sea que, a medida que el rango de carbón aumenta, así también se incrementa el contenido de gas, siendo la antracita la que posee la mayor capacidad, como se muestra en la Figura 1.7, donde se relacionan el rango y el volumen y se nota cómo el volumen generado de metano se incrementa rápidamente en carbones de rango superior. A pesar de que la antracita tiene alto contenido de gas, es muy baja su permeabilidad, mientras que los subbituminosos sí tienen una buena permeabilidad, pero bajo contenido de gas.

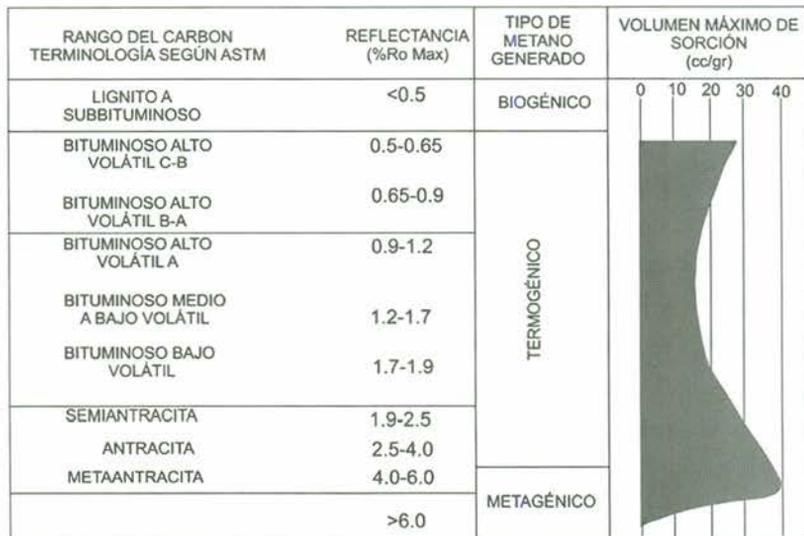


Figura 2.12 Reflectancia de la vitrinita, tipo de metano generado y volumen máximo desorción según el rango del carbón.

Fuente: adaptado de Law & Rice (1993).

Generalmente, los carbones ideales para el CBM son los bituminosos de medio a alto volátil, ya que el gas generado es de ocho a diez veces la cantidad que el carbón puede retener durante la carbonificación. Los carbones bituminosos generan cerca de 4800 pies³ por tonelada de carbón, pero su máxima capacidad de absorción es de 552 pies³/ton a una profundidad de 2275 pies. De igual modo, grandes volúmenes de agua se pueden producir debido a la compactación del carbón (Moore, 2004).

Los factores que intervienen en la generación del gas metano en el carbón son: el rango del carbón, el tipo de carbón, la profundidad

del manto de carbón, la historia del enterramiento y el contenido de materia mineral.

- 1. Rango del carbón:** según el rango del carbón, se ha podido determinar, de manera indirecta, el volumen potencial de gas en el yacimiento. La mayor cantidad de CBM se ha logrado evidenciar en los carbones de rango bituminosos alto volátil y una reflectancia de la vitrinita con un porcentaje mayor a 0.6 y menor a 1.5.
- 2. Tipo de carbón:** como ya se mencionó, el carbón es formado por la acumulación de materia vegetal, la cual en estudios de petrografía se llama macerales y se clasifican en tres grandes grupos: vitrinita, inertinita y liptinita. Si se analizan todos los grupos de macerales a partir de la mayor cantidad de gas generado, se encuentra que los carbones con alto porcentaje de vitrinita y liptinita tienen los mayores contenidos, aunque la composición final depende más de la historia geológica que de los propios constituyentes originales (Thomas, 2002).
- 3. Profundidad del manto de carbón:** este parámetro es un indicador del potencial de metano por encontrar en un manto de carbón. A medida que el carbón se profundiza, se genera mayor cantidad de gas por el incremento en el rango o grado de carbonificación (Figura 2.13). Debido a la intensa exploración por CBM en Norteamérica, se ha encontrado que el gradiente es de 20 pies³/ton por cada 100 pies (33 m.) aproximadamente.
- 4. Historia del enterramiento:** el enterramiento es la máxima profundidad a la cual se ha encontrado un manto de carbón a lo largo de su historia geológica. La historia del enterramiento es de mucha importancia en la exploración del CBM, ya que ayuda a delimitar toda la zona seleccionada inicialmente, eliminando áreas de extremo (mínimo y máximo) enterramiento que no son útiles para explotación del gas y a escoger las que poseen un enterramiento óptimo. Una de las herramientas utilizadas para determinar la historia de enterramiento (historia térmica de la cuenca) es la reflectancia de la vitrinita, por ser un indicador

de paleotemperatura. Se ha encontrado que el rango óptimo de reflectancia de la vitrinita (R_o) para producción de CBM está entre 0.5-1.6 % R_o . En general, a mayor contenido R_o se esperaría mayor contenido de CBM (figuras 2.13 y 2.14). Otros paleotermómetros, como las huellas de fisión, se utilizan para determinar la historia térmica de la cuenca.

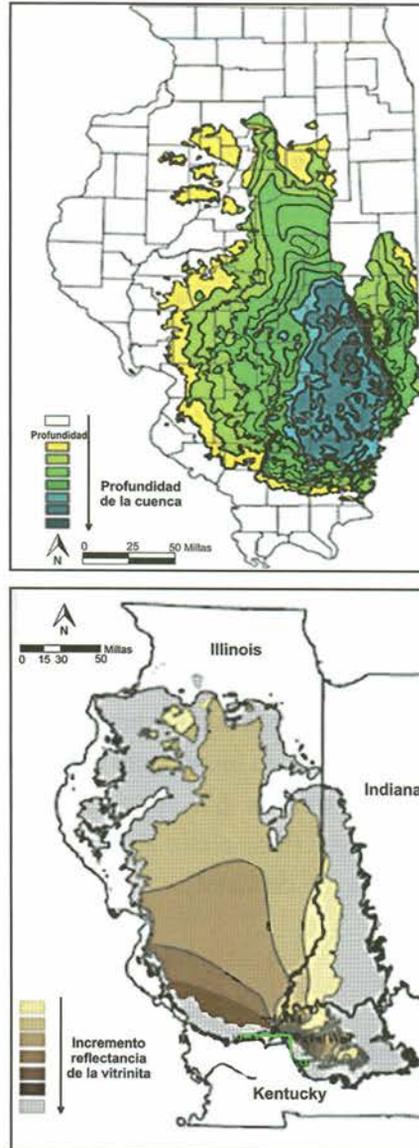


Figura 2.13 Relación entre la profundidad del carbón y la reflectancia de la vitrinita en el manto Herrín en Illinois (USA). Obsérvese cómo a mayor profundidad o cobertera, el rango (reflectancia de la vitrinita) es mayor.

Fuente: adaptado de Demir, et ál. (2004) y Mariño (2007).

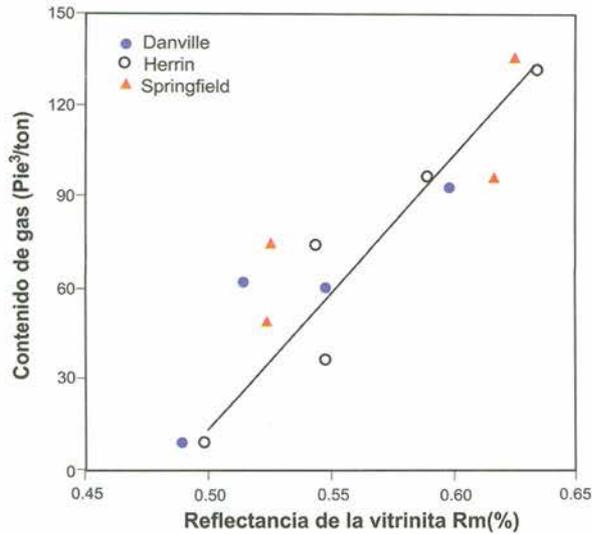


Figura 2.14 La reflectancia de vitrinita (R_m) vs. Contenido de CBM (pies³/ton) para diferentes mantos en la Cuenca de Illinois (USA).

Fuente: adaptado de Demir et ál. (2004).

5. **Contenido de materia mineral o cenizas:** la materia mineral es aquel material que no es combustible. En una muestra de carbón es aproximadamente igual a la materia mineral seca que se determina por medio de análisis próximos en el laboratorio o de análisis petrográficos de carbón. Los contenidos de gas algunas veces son estandarizados en base libre de cenizas secas o libres de materia mineral seca, ya que poca o nula cantidad de gas es almacenada en las cenizas o la materia mineral. La estandarización por materia mineral o ceniza incrementa los contenidos de CBM, y, por ende, el contenido de gas es inversamente proporcional al contenido de ceniza. (Más sobre el contenido de ceniza en el capítulo sobre medición de CBM).

2.5 Hidrogeología

De los aspectos geológicos que deben tenerse en cuenta en un programa de exploración de CBM, los aspectos hidrogeológicos son críticos en el almacenamiento y producción de gas, porque afectan la distribución de los contenidos y composición de gas y controlan el régimen de presiones. No solamente se debe conocer cómo está circulando el agua en la cuenca, sino también cómo ha circulado

en el pasado, porque se ha encontrado que el agua no solamente ejerce la presión para mantener el gas *in situ*, sino que también lo puede transportar y concentrar; adicionalmente, el agua crea las condiciones para la formación de las bacterias que producen el gas biogénico.

Las condiciones geológicas e hidrogeológicas no solamente deben ser óptimas sino que también deben estar trabajando conjuntamente para que un proyecto sea exitoso. Por esto, los estudios hidrogeológicos deben merecer especial atención, y, como parte de esos estudios, se deben considerar aspectos como permeabilidad, potencial y dirección del flujo, presiones, calidad del agua, modelamiento, recarga, temperatura e integración de los diferentes factores geológicos-hidrogeológicos. El modelamiento permite prever el efecto de los cambios en las diferentes variables a lo largo del tiempo. En la Figura 2.15 se modelaron las condiciones hidrotermales de flujo en la Cuenca de Illinois a finales del Paleozoico, a fin de conocer el efecto sobre los carbones. Se encontró que el agua fluía hacia el norte, no solamente por la diferencia de potencial, sino también por el incremento de la temperatura debido a unas intrusiones en la parte sur.

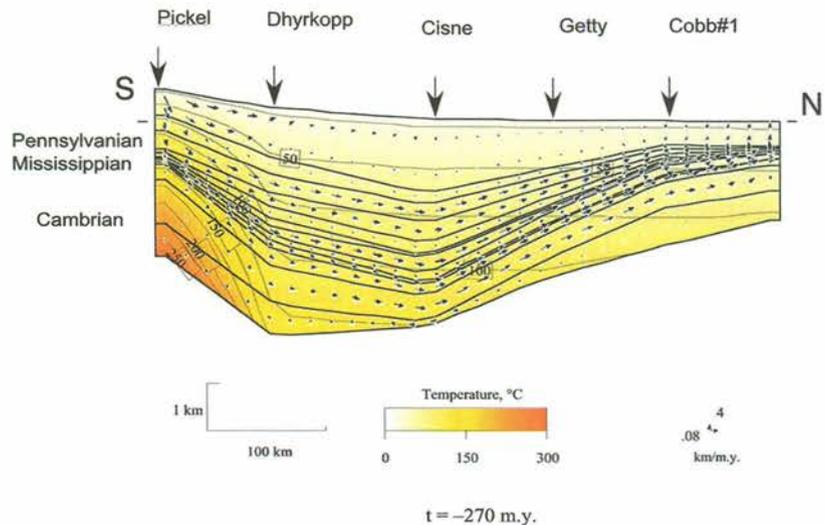


Figura 2.15 Modelamiento hidrogeológico de la Cuenca de Illinois a partir de cinco pozos.

Fuente: adaptado de Mariño (2007).

Permeabilidad. La permeabilidad en una roca se define como la medida de su capacidad para permitir el paso de un fluido bajo un

gradiente hidráulico. Para incluir las características del fluido se utilizan términos como permeabilidad intrínseca o conductividad hidráulica. Por lo tanto, la permeabilidad de una roca no depende solamente de las características de la roca, sino también de la viscosidad y densidad del fluido que la atraviesa, así:

$$\text{Conductividad hidráulica} = \frac{(\text{permeabilidad} * \text{densidad} * \text{gravedad})}{\text{viscosidad del fluido}}$$

Los valores de la permeabilidad se reportan en darcys (1 darcy = $9,89 \times 10^{-9} \text{ m}^2$) o milidarcys. La medición de la permeabilidad del carbón es compleja, porque las muestras (corazones) no salen de la perforación en buen estado y no resisten los ensayos de laboratorio convencionales que se hacen sobre areniscas y otras litologías. Por eso, no se conocen muchos valores de permeabilidad sobre muestras de carbón obtenidas en laboratorio. Algunos valores de permeabilidad calculados en pruebas de pozo y *slug test*, se consideran valores confiables. En los carbones la permeabilidad es relativamente baja y fluctúa entre 1 y 60 milidarcys, y está directamente relacionada con las fracturas naturales o *cleats* que crean las interconexiones para el drenaje del metano.

Los *cleats* son fracturas naturales en el carbón producto de la contracción de la materia orgánica, que se producen perpendiculares a la estratificación. El juego de *cleats* más desarrolladas se llama *face cleats* (fracturas frontales), también se presenta otro juego de *cleats* menos desarrolladas y perpendicular a las *face cleats*, denominadas *butt cleats* (fracturas perpendiculares a las frontales) (véase Figura 2.7).

Como los *face cleats* son más continuos, la permeabilidad es mayor en esa dirección. Los *cleats* pueden estar obstruidos por cementos diagenéticos o mineralizaciones. La permeabilidad del *cleat* está relacionada con las presiones de confinamiento, porque estas pueden cerrar las fracturas y disminuir la permeabilidad. En general, la permeabilidad depende del desarrollo y orientación de los *cleats*, y estos, a su vez, determinan la dirección del flujo.

La permeabilidad disminuye con el aumento del rango del carbón, porque el aumento del rango reduce el espaciado entre los *cleats*. La permeabilidad también decrece con la profundidad al aumentar la presión. Aunque los *cleats* no son las únicas fracturas que afectan la permeabilidad del carbón, sí son las más influyentes por su alto número por unidad de área.

Por el intenso fracturamiento, los carbones son buenos acuíferos y están saturados de agua, por lo que es necesario bombear y desaguar los pozos de explotación de metano antes de que el CH₄ comience a desorberse. Durante la etapa inicial, el pozo produce agua y posteriormente produce agua y metano conjuntamente. Cuando la presión está por debajo de la presión de desorción, se desorben grandes cantidades de gas de los microporos y se difunden a la red de *cleats*.

Potencial y dirección del flujo. En los estudios hidrogeológicos se determinan las características hidráulicas de cada uno de los acuíferos, y los carbones ciertamente son buenos acuíferos. Una de esas características del flujo es la carga hidráulica, que es un campo potencial que representa la altura a la que el agua se elevaría en un piezómetro abierto en ese punto. Esas alturas permiten dibujar mapas potenciométricos o redes de flujo, deducir las direcciones de flujo locales y regionales, y determinar áreas de recarga y descarga. Usualmente, las áreas de recarga son pequeñas con relación al agua almacenada en el acuífero, y las líneas de flujo son divergentes, mientras que en las áreas de descarga, las líneas son convergentes.

Presiones. La presión es la fuerza por unidad de área que actúa sobre una superficie y se mide en kg/cm² o psi. La presión puede ser causada por la presión de la roca, evento en el cual se le conoce como litostática, o puede ser causada por la presión de los fluidos en el espacio poroso de la roca, y se le conoce como hidrostática.

Para la explotación de CBM es importante determinar si el régimen de presiones de la cuenca es subpresurizado, normal o sobrepresurizado. Un régimen de presiones es normal cuando estas son iguales a la presión hidrostática. Muchos depósitos de CBM

están en zonas con presión normal o subpresurizadas, pero los campos con grandes producciones están asociados a condiciones de sobrepresurización artesiana por recarga meteórica, donde se puede producir un flujo vertical hacia arriba, que ayuda no solamente en el aumento de la presión sino también en la concentración del metano. Esa óptima condición es la que da lugar a un *fairway* o zona donde las condiciones óptimas se presentan de manera concordante y como resultado los contenidos de CBM son altos. La Figura 2.16 representa un *fairway* en Nuevo Méjico y Colorado, con recarga en ambos flancos de la estructura sinclinal.

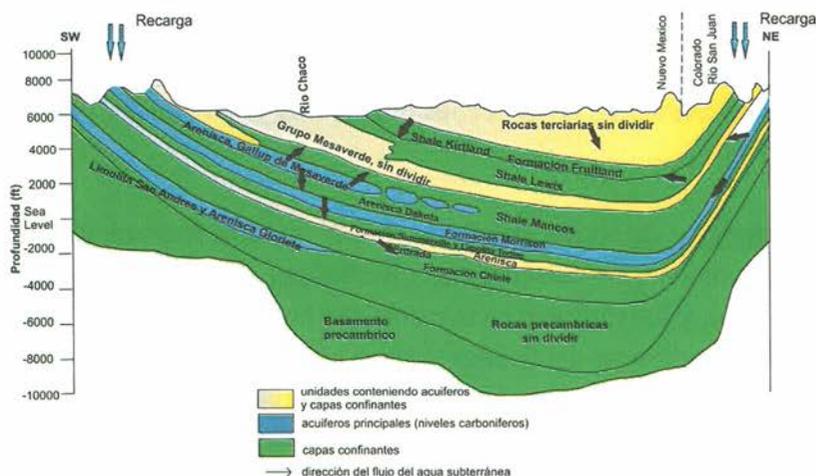


Figura 2.16 Representación esquemática de un *fairway* en la cuenca de San Juan (USA). Nótese la recarga en los costados y como resultado la concentración del gas hacia el eje de la estructura.

Fuente: adaptado de Scott (1994).

Calidad del agua. El contenido de los elementos disueltos en el agua subterránea depende de las rocas con las que entre en contacto, la presión, la temperatura y el tiempo de interacción roca-agua. A partir de los datos de iones en el agua, es posible obtener mapas hidrogeoquímicos que indican la circulación mediante la distribución de los sólidos disueltos, lo que permite registrar el movimiento del agua, junto con mapas de temperatura del agua en profundidad y mapas potenciométricos, etc.

La hidrogeoquímica ayuda a identificar las zonas de recarga y descarga, y a inducir áreas de generación de gas biogénico. Algunos iones se utilizan para construir diagramas de Piper y Stiff, que

permiten caracterizar las diferentes aguas y correlacionarlas. Los isótopos se pueden utilizar para determinar las zonas de recarga y descarga, los modelos de circulación, los acuíferos, las fuentes de sólidos disueltos y la edad del agua.

Modelación. Para poder establecer los efectos hidrodinámicos sobre los recursos de metano, es necesario desarrollar un modelo de flujo en el área de exploración. El modelo puede ser conceptual, mediante una representación esquemática de los diferentes componentes, como en la Figura 2.16, o matemático, como en la Figura 2.15, donde mediante ecuaciones matemáticas que representan las condiciones de frontera, el tipo de acuífero, los potenciales hidráulicos, las conductividades y porosidades, el espesor de las capas, la recarga, etc., se han modelado las condiciones hidrogeológicas de una zona.

Integración de factores hidrogeológicos. Como se mencionó anteriormente, la hidrogeología afecta los contenidos de CBM, debido a las sobrepresiones regionales artesianas que pueden mover el gas, concentrarlo y aumentar el contenido. Las capas de carbón en los flancos de las cuencas tienen mayor permeabilidad por la menor presión, lo que puede facilitar la recarga meteórica. Junto con la recarga se introducen bacterias que pueden metabolizar gases húmedos como n-alcános o compuestos orgánicos para producir gases secundarios biogénicos. La generación de gases secundarios biogénicos puede incrementar el contenido de CBM más allá de lo esperado por el rango del carbón. La recarga meteórica puede aumentar la presión y permitir que el carbón adsorba más gas, ese gas puede ser el secundario de origen biogénico, adicional al gas migrante de origen termogénico. A medida que se producen más recargas, se ocasiona un equilibrio entre la cantidad de gas adsorbido y el gas en los *cleats*; el gas en los *cleats* es transportado por el agua subterránea hacia el centro de la cuenca. A medida que el gas es transportado en solución hacia el eje de la cuenca, este puede ser entrampado en barreras de permeabilidad y las cantidades pueden ser significativas a lo largo del tiempo geológico, generando un *fairway* (Figura 2.16). Los movimientos de gas con el agua meteórica pueden hacer que los contenidos aumenten o disminuyan dependiendo de las condiciones hidrogeológicas. Como generalmente se asume que la capacidad de

adsorción aumenta con la presión y disminuye con la temperatura, se acepta que con el desenterramiento (levantamiento) de la cuenca, los carbones se desgasifican, lo cual explicaría la condición de subsaturación de muchas de las cuencas.

ALMACENAMIENTO, COMPOSICIÓN Y ORIGEN DEL CBM

Diana Paola Granados Cely
Jorge Eliécer Mariño Martínez

El CBM es particular en la forma como se almacena dentro de la estructura interna del carbón, y también es único porque tiene varios orígenes en diferentes etapas de su historia.

3.1 Almacenamiento

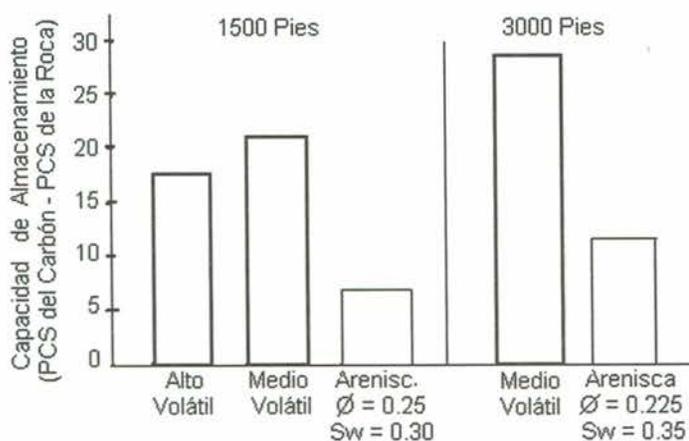
La mayor parte del gas que se encuentra en el interior del carbón está almacenado por absorción en la matriz del mismo, comprimido en una capa monomolecular en estado semilíquido. El restante se encuentra como gas libre en el sistema de fracturas (cleats) y poros (primarios y secundarios) del carbón y como gas disuelto dentro del agua de formación. Gracias a que el carbón tiene la propiedad de poseer un área superficial interna bastante extensa y que las moléculas de gas pueden estar de forma compacta en la capa monomolecular, el carbón tiene la capacidad de retener grandes cantidades de metano en su interior (Figura 3.1).



Figura 3.1 Adsorción y absorción del gas metano en el carbón.

Con el fin de diferenciar la capacidad de almacenaje entre una arenisca y un carbón (bituminoso medio en volátil) (Figura 3.2

izquierda), se analiza el siguiente ejemplo, donde se tiene que 1 pie³ de ambos materiales a una profundidad de 2500 pies, con una porosidad del 15 % y 75 % de saturación de gas de la arenisca, contiene respectivamente 8.4 pie³ y 22 pie³ de gas; o sea que el carbón tiene una capacidad de almacenaje 2.6 veces más que la propia arenisca (Geomet, 1989) (Figura 3.2). La gran capacidad del carbón para almacenar gas se debe a que lo hace en la matriz o estructura interna del carbón, donde contiene muchos microporos que pueden alojar gases, especialmente las moléculas de metano, por su pequeño tamaño (Figura 3.2 derecha). Por el contrario, la arenisca almacena gas en los poros o espacios vacíos (Figura 3.2 izquierda).



COMPARACIÓN ESTRUCTURAL

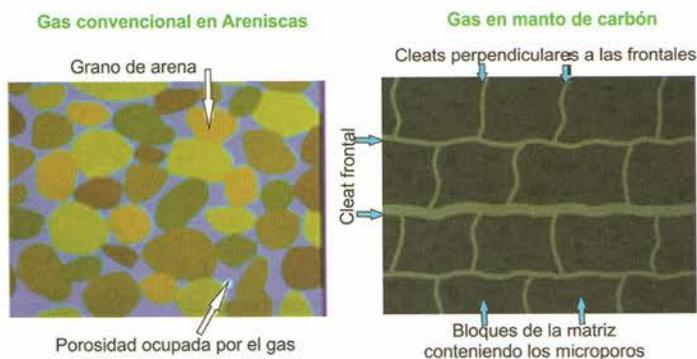


Figura 3.2 Almacenamiento de gas en carbones y areniscas.

Fuente: adaptado de Bonett & Rodríguez (1996) y Papp et ál. (1988).

En el almacenamiento de metano en el carbón, influyen varias propiedades inherentes al material y al medio al cual pertenece.

A medida que el rango y la profundidad a la cual yace el carbón aumentan, así mismo se incrementa la capacidad de absorber gas, como se muestra en la Figura 3.3. Nótese como el mismo carbón, a más de 1000 pies de profundidad, puede aumentar su contenido en 100 pie³/ton.

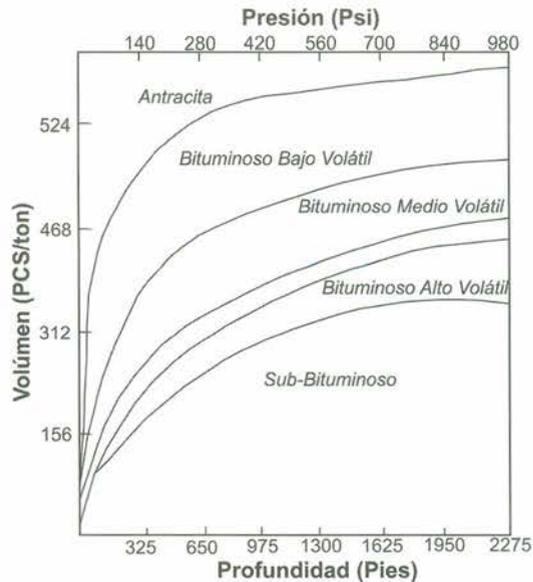


Figura 3.3 La absorción de CBM en diferentes carbones en función de la profundidad.

Fuente: adaptado de Kim (1977).

Después de integrar e investigar las propiedades mencionadas anteriormente, Bonett y Rodríguez (1996) concluyeron que la acumulación y el almacenamiento de CBM están controlados por factores tales como: 1) Composición del carbón. 2) Múltiples mantos de carbón. 3) Estructura geológica. 4) Profundidad. 5) Porosidad y permeabilidad. 6) Espesor del manto de carbón. 7) Rango del carbón.

3.2 Liberación y flujo del gas en el carbón

Para que el gas metano logre ser expulsado del interior del carbón, se necesita que se disminuya toda la presión existente sobre este último; es decir, se requiere evacuar el agua que se encuentra asociada a los mantos de carbón desde el subsuelo a la superficie, para desconfinarlos y bajar la presión hidrostática en dichos mantos y así permitir el flujo del gas. Sin embargo, para poder valorar la

cantidad de agua presente y su efecto sobre la presión del yacimiento, se debe tener información suficiente sobre los acuíferos y las zonas de recarga. Posterior a la liberación, se da paso al movimiento o flujo del gas dentro del carbón, el cual, se puede decir, que se desarrolla en tres etapas o fases que son desorción, difusión y flujo (véanse figuras 3.4 y 3.5).

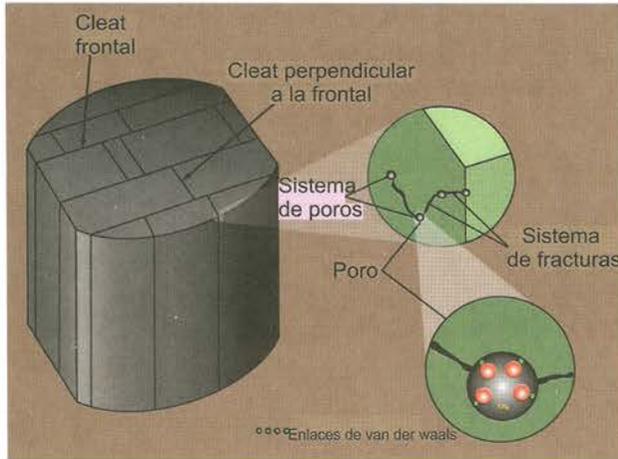


Figura 3.4 Diagrama que muestra la relación entre el sistema de fracturas y el sistema de poros y el movimiento del gas por desorción, difusión y flujo. El proceso de desorción desde la matriz, difusión a través de la matriz y microporos y flujo por medio del sistema de fracturas del carbón.

Fuente: adaptado de Papp et ál. (1988).

Desorción: proceso en el que todas las moléculas que se encontraban empaquetadas en la capa monomolecular en la superficie interna del carbón, comienzan a desprenderse una tras otra, generando así el primer movimiento del metano hacia una superficie más libre.

Difusión: en esta etapa del movimiento, el fluido liberado se propaga a través de la matriz sólida del carbón con vía al sistema de fracturas naturales del mismo (Figura 3.5), donde se pasa de un medio de mayor concentración, la superficie interna, hasta uno de menor concentración como son las fracturas.

Flujo: esta es la última etapa del movimiento del metano en el carbón. Ya aquí el gas fluye desde la matriz hasta una superficie externa (pared de un pozo, frente de explotación, etc.), a través del sistema de fracturas (Figura 3.5). El gas se mueve junto al agua de acuerdo con la ley Darcy y con la relación de permeabilidades relativas.

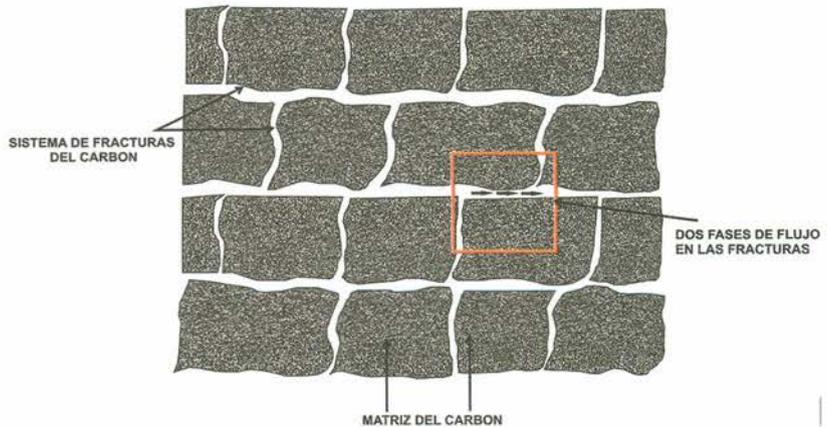


Figura 3.5 Estructura del carbón y movimiento del metano desde la parte interna del carbón (matriz) hacia las fracturas (cleats).

Fuente: adaptado de Law & Rice (1993).

Estas etapas, en un proceso de producción de CBM, pueden integrarse en tres fases que dan lugar a la desorción final del gas, así (véase Figura 3.6):

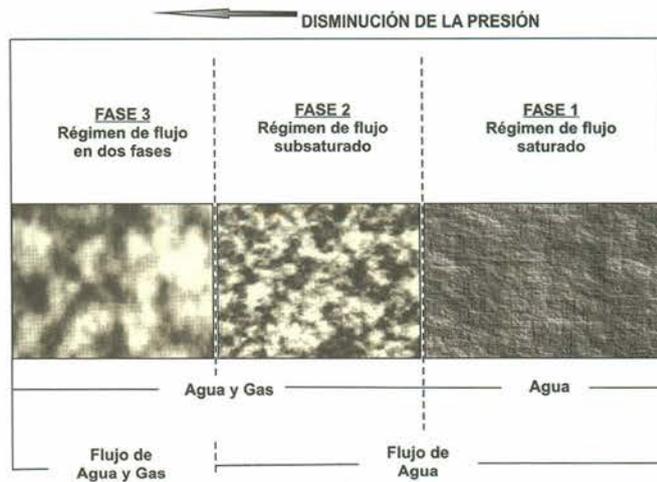


Figura 3.6 Fases de la desorción del gas en un manto de carbón.

Fuente: adaptado de Schlumberger (2003)

1. Inicialmente ocurre la salida del agua en grandes proporciones.
2. En el transcurso de la producción, la presión es reducida y pequeñas burbujas de metano son desconfinadas, atrapadas y transportadas por el agua.

3. Posterior y finalmente ya con la presión baja, fluyen grandes cantidades de metano por las fracturas del carbón.

3.3 Procedimiento para determinar la composición del CBM

La composición química de los gases asociados al carbón se determina por medio de cromatografía de gases. Técnica de análisis en la que la muestra se volatiliza y se inyecta en la cabeza de una columna cromatográfica, donde se identifican los componentes del gas y se presentan en una curva. La cuantificación se basa en cálculos del área bajo la curva que es proporcional a la concentración del analito. En la Figura 3.7 se observa el muestreo del gas en el cánister utilizando una botella metálica al vacío, la que posteriormente se conecta al cromatógrafo.



Figura 3.7 Cromatógrafo de gases y toma de muestra en la UPTC-Sogamoso.

El gas que se produce de los mantos de carbón, generalmente está dispuesto para ser transportado, porque su composición es muy parecida al metano puro, pues contiene entre un 90 a 95 % de metano (CH_4); además, está compuesto por un 3 % de dióxido de carbono (CO_2), en gases húmedos un 3 %, en N_2 1 %, cantidades mínimas de O_2 , H_2 y He y con valores de poder calorífico entre 950 y 1050 BTU/ pie^3 (el valor calorífico del metano puro es de 1012 BTU/ pie^3 a 60°F y presión atmosférica).

Cuando los porcentajes de nitrógeno son muy altos, se debe sospechar infiltración de aire, y cuando los compuestos de hidrocarburos son pesados, se puede sospechar recarga de gases asociados al petróleo.

En zonas donde se presume presencia y porcentaje de algunos compuestos de nitrógeno y azufre, como H_2S , se deben realizar estudios con cromatógrafos muy sensibles, para asegurar que estos gases altamente tóxicos no causen accidentes.

Algunos estudios realizados a gases extraídos de mantos de carbón de rango alto a profundidades superiores a 5000 ft, han dado como resultado concentraciones de 10-5 % de etano e hidrocarburos pesados y no se ha observado la presencia de H_2S y otros compuestos de sulfuro (Geomet, 1989). Tal parece que el proceso de carbonificación, más el tipo de macerales, tiene una incidencia en la composición del CBM.

3.4 Propiedades de un yacimiento de CBM

En una exploración de CBM se puede delimitar una determinada área y, a la vez, caracterizarla, basándose en datos de ingeniería especializada y en propiedades características del CBM, tales como contenido de gas, espesor neto del carbón, porosidad efectiva y permeabilidad (Demir et ál., 2004).

Contenido de gas. Este es el primer paso para decidir si un manto de carbón es viable en la industria del CBM, además de tener grandes reservas del carbón con un rango alto, y una permeabilidad que produzca CBM a tasas económicas. Los recursos calculados para posibles yacimientos de metano (de carbón), dependen del contenido de gas que tenga el carbón y el espesor del carbón. Si los datos de contenido de gas se encuentran disponibles, deben ser chequeados para comprobar su confiabilidad, correcta presentación y estandarización. Los datos más confiables son aquellos que resultan con una mínima cantidad de gas perdido por su rápida recuperación a superficie. Debido a la importancia de este tema y a que es el centro, prácticamente, de cualquier proyecto, se debe hacer suficiente número de ensayos de desorción con la metodología y precisión adecuada. Aunque no existe un contenido mínimo, se ha encontrado que los contenidos de CBM deben estar sobre 200 pies³/ton, a fin de que un proyecto de CBM comience a ser atractivo para los inversionistas (ver capítulo 4).

Espesor neto del carbón. Para determinar los espesores de los diferentes mantos en una zona, es necesaria la aplicación de registros de pozo de alta resolución; y para obtener el espesor neto, se deben realizar análisis en el laboratorio del contenido de materia inerte. Debido a que la densidad del carbón es menor que la densidad de la mayoría de rocas sedimentarias, se deben utilizar registros de densidad como el *density* o el *sonic* para determinar los espesores netos.

El mínimo espesor del carbón puede ser seleccionado de carbones que están incluidos en los cálculos de recursos. El mínimo espesor de un manto depende del grado de separación o aislamiento de los mantos; en carbones que se presentan en grupos, pueden representar una fuente económica de metano debido a las avanzadas técnicas de extracción. Sin embargo, si el espesor de los mantos es muy pequeño, dicha extracción no es económicamente rentable, y hay que tenerlo en cuenta al determinar el espesor real de los mantos, ya que se puede caer en el error de medir un espesor aparente. El espesor de los carbones productores en los Estados Unidos varía de menos de 1 pie (0,3 metros), en la cuenca Warrior donde grupos de carbones de poco espesor son explotados, a cerca de 50 pies (15 metros) en la cuenca de San Juan (Law & Rice, 1993).

Porosidad efectiva del carbón. El carbón tiene la característica especial de presentar dos porosidades naturales, la porosidad primaria (microporos) y la porosidad secundaria (macroporos) (véase Figura 3.8). Los microporos constituyen la matriz del carbón, están delimitados por el sistema *cleat* de fracturas espaciadas equidistantemente y tienen diámetros que van de 5-10 Å (Amstrong), cuyo espacio es minúsculo para las moléculas de agua. Los macroporos están representados por el sistema de fracturas naturales y pueden ser de dos tipos: el sistema dominante de fracturas *cleat face* (frontales), que a lo largo de todo el manto es continuo, y el *cleat butt* (perpendiculares), que generalmente termina en una intersección contra el *face*. Los diámetros de estas fracturas van desde el orden de Armstrongs hasta micrones.

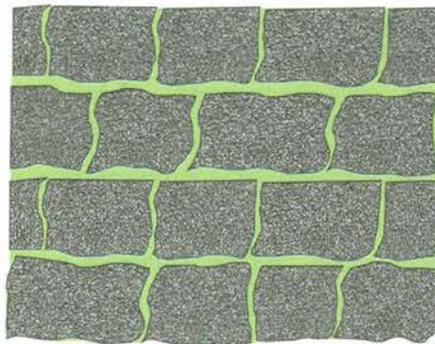


Figura 3.8 Vista en planta del sistema de fracturas del carbón. La matriz se ve de color oscuro (microporos), y las fracturas naturales o *cleats* de color claro (macroporos).

Permeabilidad. La permeabilidad de los mantos de carbón está dominada e íntimamente relacionada con el sistema de fracturas naturales (*cleats*) mencionadas anteriormente, las cuales terminan en ángulo recto en muchas ocasiones y su orientación se debe a las estructuras tectónicas contemporáneas. No es fácil determinar la permeabilidad de una muestra de carbón en el laboratorio, porque muchas muestras de corazones no resisten las presiones de un ensayo convencional, pero la permeabilidad debe estar por encima de un milidarcy, para que se produzca el flujo. La permeabilidad se puede calcular a partir de pruebas de pozo o de pruebas de valdeo o *slug test*, que consisten en sacar agua de manera “instantánea” de un pozo y registrar la recuperación a lo largo del tiempo. De estos datos se puede determinar no solamente la permeabilidad, sino también la conductividad hidráulica.

3.5 Procedimiento para determinar el origen del CBM

El CBM puede ser de origen biogénico, cuando se origina por bacterias, o termogénico, cuando se origina a partir del proceso de enterramiento y calentamiento de la materia orgánica. Para poder diferenciar entre estos dos orígenes en los diferentes ambientes geológicos, se establece la composición isotópica del carbono y el hidrógeno del metano (Demir et ál., 2004).

Metano biogénico. El CBM biogénico tiene un origen primario que resulta de la degradación bioquímica de material orgánico

durante el estado de turba, también tiene un origen tardío durante la exposición del carbón a actividad bacteriana. Esa etapa primaria del CH₄ biogénico, también llamado gas de los pantanos, genera cantidades significativas cuando el ambiente en el que se encuentra la turba es anóxico y tiene bajas concentraciones de sulfato, bajas temperaturas, PH alto, espacio poroso adecuado y sedimentación rápida (Rice, 1993). Este proceso envuelve muchas especies de bacterias y combinaciones de reacciones químicas.

En un pantano, el material vegetal es degradado primeramente por bacterias aeróbicas y por hongos que usan la materia orgánica como alimento y consumen el oxígeno libre. Este proceso oxida parcialmente el material vegetal y genera CO₂. A medida que el oxígeno se agota por la acción de las bacterias aeróbicas y la circulación de oxígeno libre es imposibilitada por el enterramiento de la turba, las bacterias aeróbicas son reemplazadas por bacterias anaeróbicas, que suplen sus necesidades de oxígeno del CO₂ y de la materia orgánica (reducción), enriqueciendo de esta forma los productos en hidrógeno y generando las reacciones carbonohidrógeno que dan lugar al CH₄. Este mecanismo de generación biogénica del CBM se conoce como proceso de reducción, y parte del CH₄ se genera por fermentación igualmente. La mayor parte del gas biogénico formado en esta etapa primaria probablemente esté disuelto en agua y sea expulsado de la turba durante la compactación debido a la baja presión (Scott, 1994).

El metano biogénico también se puede generar después de que el carbón ha sido formado y expuesto a actividad bacteriana a través de la circulación del agua subterránea. El levantamiento tectónico, erosión y suficiente permeabilidad remanente después del enterramiento y la carbonización, pueden facilitar la circulación de aguas meteóricas, que contienen bacterias, a través de las capas de carbón. Esta etapa tardía de generación de gas biogénico probablemente se inicia con oxidación aeróbica, la que elimina el oxígeno disuelto en el agua y provee nutrientes para las bacterias anaeróbicas. Estas bacterias metabolizan los gases húmedos, n-alcanos y otros compuestos orgánicos a temperaturas por debajo de los 150 °F para generar el CH₄ biogénico tardío y CO₂ (Scott,

1994). Este CH₄ tardío probablemente constituye la mayor parte del CH₄ biogénico.

Metano termogénico. La mayor parte de la generación del metano ocurre a través de procesos térmicos a profundidades significativas de enterramiento a lo largo del tiempo geológico o como resultado de la exposición al calor del gradiente geotérmico o de fuentes magmáticas. El efecto termal también es responsable de la carbonificación, o proceso mediante el cual la turba es gradualmente convertida en carbones sub-bituminosos y finalmente a antracita (Figura 2.9). La creciente presión durante el proceso de enterramiento contribuye a la carbonificación al compactar el material vegetal y expulsar el agua y los materiales volátiles. La carbonificación es un proceso de desvolatilización y aromatización conexas de la turba, que es principalmente material húmico de celulosa y lignina rica en oxígeno. Las moléculas orgánicas son craqueadas térmicamente, soltando así oxígeno como agua y CO₂, nitrógeno como N₂, e hidrógeno como H₂O, CH₄ y petróleo pesado, dejando como residuo un producto más sólido y aromático.

Uso de isótopos para determinar origen. Los isótopos son átomos que tienen el mismo número de protones y el mismo número atómico, pero tienen diferente número de neutrones y, por lo tanto, diferente masa. La composición isotópica de una muestra no se expresa en términos absolutos sino en términos relativos. Los isótopos estables se expresan con referencia a un estándar, que puede ser la media de la composición isotópica del agua del océano o SMOW (Standard Mean Ocean Water). Los datos se expresan en unidades de desviación δ (delta):

La composición isotópica de cada muestra se puede expresar como la relación (R) de la abundancia isotópica del isótopo pesado, dividida por la abundancia del isótopo ligero.

$$\delta^{13}\text{C} = \left[\left(\frac{R_{\text{muestra}}}{R_{\text{estándar}}} - \frac{R_{\text{estándar}}}{R_{\text{estándar}}} \right) / \frac{R_{\text{estándar}}}{R_{\text{estándar}}} \right] \times 1000$$
, donde R_{muestra} es la relación $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ de la muestra y $R_{\text{estándar}}$ es la relación $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ del standard. δ se expresa en términos de la diferencia en partes por mil (‰) entre las relaciones de la muestra y el estándar. En general, un valor positivo

de δ indica que la muestra ha sido enriquecida en el isótopo pesado con relación al estándar, mientras que un valor negativo indica lo opuesto.

El metano de origen termogénico se espera que esté enriquecido en C^{13} , que es uno de los isótopos más pesados del carbono y enriquecido en deuterio (D), que es un isótopo pesado del hidrógeno. La Figura 3.9 muestra la composición isotópica de unas muestras de gas metano asociado al carbón de la cuenca de Illinois.

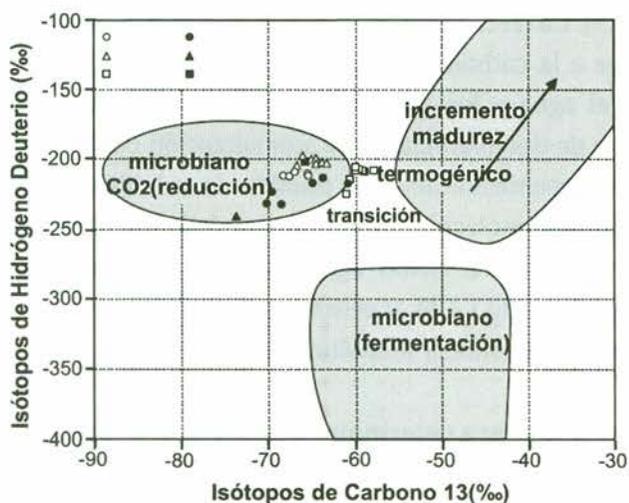


Figura 3.9 Composición isotópica del carbono e hidrógeno en el CBM de carbonos de varios condados del estado de Illinois (Estados Unidos). Los círculos grises determinan el origen microbiano y termogénico.

Fuente: adaptado de Demir et al. (2004).

Los valores de δC^{13} y δD de origen termogénico son más pesados que -55 ‰ y -260 ‰ respectivamente, mientras que el metano de origen biogénico es más empobrecido en δC^{13} y δD o ambos. Algunas muestras indican un origen mezclado, pero la mayor parte de las muestras caen dentro del origen biogénico. El metano biogénico también se puede originar en una etapa posterior o secundaria que puede estar asociada con recarga de aguas meteóricas, por lo que es difícil establecer el tiempo de formación sin una buena determinación de las condiciones hidrogeológicas actuales y pasadas. Esto confirma la necesidad de adelantar estudios hidrogeológicos como parte de un programa de exploración de CBM.

MEDICIÓN DEL CONTENIDO DE GAS

Jorge Eliécer Mariño Martínez

Alberto Ángel Botero

El contenido de gas es el término utilizado para hacer referencia al volumen total del gas por unidad de peso que se encuentra en el carbón y es uno de los factores más críticos para la factibilidad de un proyecto. Los factores que más influyen en la calidad de la medición del volumen de gas son el tipo de muestra de carbón, las metodologías utilizadas en el muestreo y las metodologías de medición. Por lo anterior, este capítulo hace especial énfasis en las metodologías utilizadas para la medición (detalles más específicos para la toma de muestras y medición de gas se presentan en las guías del capítulo 9).

4.1 Medición

Para lograr determinar el contenido de gas en los carbones, se puede escoger entre dos grupos de métodos dependiendo de la precisión que se quiera: métodos indirectos y métodos directos.

Métodos indirectos. Estos métodos no miden directamente el gas presente en el manto de carbón o en la muestra; el contenido de gas es inferido a partir de la profundidad, de la calidad del carbón (ensayos inmediatos o reflectancia de la vitrinita), o de las isothermas de absorción. Aunque de manera indirecta se puede inferir un buen contenido de CBM en cuencas con buen rango y buena profundidad de los carbones, dicha inferencia indirecta solo determina la capacidad de absorción del carbón, pero no provee ninguna indicación de si el gas está realmente presente.

En 1977, Kim propuso una técnica para la determinación del contenido de gas a partir de isotermas de absorción con muestras de carbón representativas y análisis inmediatos asociados. Kim comparó los contenidos de gas predichos a partir de isotermos, con aquellos medidos a partir de la desorción de núcleo, usando el método directo USBM y halló una concordancia razonable entre el rango del carbón y la presión (profundidad) versus el contenido de CBM obtenido de los ensayos de isotermas (Figura 3.3). Debido a que la isoterma representa la capacidad total de absorción, el gas perdido, desorbido y residual, deben ser considerados al hacer comparaciones. De manera indirecta, los valores de la isoterma de adsorción también se pueden obtener usando solamente los datos del rango del carbón (Moore, 2004).

Métodos directos. Los métodos directos definen el contenido total de gas, como la suma de tres categorías: gas perdido, gas desorbido y gas residual. Dichos volúmenes se deben corregir de acuerdo con las temperaturas y presiones del sitio o profundidad donde se tomó la muestra. La ventaja de los métodos directos es que estos proveen una medición del gas realmente contenido en la muestra de carbón. Es decir, aportan pruebas de que el gas está realmente presente. El uso principal de los métodos directos es para el cálculo del gas *in situ* y para la determinación del grado de saturación de gas de un carbón. Los métodos directos también suministran información sobre la tasa de desorción del gas y permiten obtener muestras para hacer ensayos de cromatografía para determinar la composición del gas desorbido. Los métodos directos se dividen en técnicas de desorción convencional y técnicas de núcleo de presión.

4.2 Técnicas de desorción convencional

Estas técnicas usan muestras convencionales de núcleos o ripios de perforación, y los contenidos de gas obtenidos con los diferentes métodos de desorción convencional deberían ser cercanos, si el muestreo es similar sobre la misma muestra. La principal diferencia entre los diferentes métodos estriba en la manera como usan los datos medidos para calcular la pérdida de gas durante la recuperación y manejo de la muestra en la superficie. Sin embargo, la diferencia

puede no ser grande, puesto que la mayoría de los métodos están basados en principios similares. Los métodos son: el método directo de la USBM, el método de Smith and Williams, el método de la curva de declive, y el método GRI.

Método directo USBM. Desarrollado para núcleos, pero igualmente se emplea en rípios de perforación (Barker, Johnson, Crysdale & Clark, 1991). Este método es una adaptación del método desarrollado por Bertard, Bruyet & Gunther (1970) para medir gas en minas. El propósito inicial del método de la Oficina de Minas de USA (USBM) fue determinar el contenido de gas en corazones de carbones vírgenes para usarlo en la estimación de la ventilación para nuevas minas. Los experimentos de laboratorio mostraron que podrían utilizar el método para corazones más grandes que tendrían un mayor tiempo de recobro. Se construyeron cánister de aluminio y las mediciones de volumen se hicieron periódicamente drenando el gas acumulado en un cilindro invertido lleno de agua por la técnica de desplazamiento de agua (Figura 4.1). En este método, las mediciones periódicas de gas desorbido se hacen hasta que la medición disminuye significativamente y entonces se decide terminar el proceso de desorción. Diamond and Levine (1981) sugirieron que una norma para terminar el proceso de desorción es cuando el gas desorbido es menor a 10 cm^3 por día durante una semana, otros han sugerido que se debe terminar cuando varias lecturas consecutivas den cero.

Método de Smith y Williams. Desarrollado para rípios de taladro pero también sirve para núcleos de perforación. Debido a que la desorción es más rápida en rípios, el período de desorción puede ser de una semana (Smith, 1981). El gas residual no se calcula, porque se asume que debido al tamaño pequeño de las muestras, el proceso de desorción se completa durante la prueba de desorción (gas desorbido o medido).

Método de la curva de declive. Se puede usar tanto en núcleos como en rípios de perforación. Consiste en medir la desorción por un corto período de tiempo para obtener una pequeña nube de puntos y luego extrapolar a un tiempo en el que la desorción sería

muy baja ($0.001 \text{ cm}^3/\text{g}$ por día). Esto permite hacer predicciones de contenido hacia el futuro sin tener que medir durante largos períodos de desorción (Chase, 1979).

Método GRI (Gas Research Institute). El método del Instituto de Investigación del Gas de Estados Unidos es una versión mejorada del método USBM, que consiste en medir el gas por desplazamiento de agua pero con un equipo más sofisticado, con una bureta conectada a un reservorio de agua, por un lado, y por el otro lado conectada al cánister, de tal manera que la presión del gas en el cánister al abrir la válvula se equilibre con la presión atmosférica de la manguera conectada con el reservorio de agua (Figura 4.1). Adicionalmente, el método indica que las muestras se deben mantener a la temperatura del reservorio, porque, de otra forma, los valores de desorción serían menores a los que el reservorio desorbería a esa profundidad (Diamond & Schatzel, 1998). Para mantener las muestras a la temperatura del reservorio, se pueden utilizar tinas llenas de agua o gas con la temperatura controlada por un termostato. También se pueden usar resistencias eléctricas conectadas directamente a cánisters de metal.

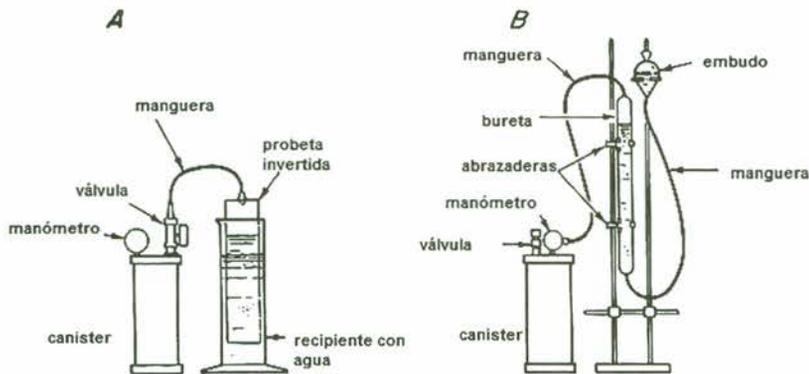


Figura 4.1 Aparato de medición según el método del USBM (A) versus un aparato más sofisticado, tal como se utiliza en el método de GRI (B).

Fuente: adaptado de Diamond & Schatzel (1998).

4.3 Técnicas de desorción del núcleo de presión

Estas técnicas ofrecen el único método por el cual todo el gas almacenado de una muestra de carbón puede medirse directamente

porque se utiliza un sacanúcleos que evita que el gas se escape. Esta técnica presenta mayor exactitud y certeza puesto que no hay gas perdido, también es posible hacer cálculos excelentes de la tasa de desorción del gas, e igualmente, se puede muestrear para composición del gas desorbido. Además, debido a la exactitud mejorada y al mayor grado de certeza en los resultados, la desorción del núcleo de presión es un método excelente para evaluar si un manto de carbón está o no totalmente saturado de gas; también se puede usar para evaluar la exactitud de los cálculos de gas perdido, derivados de los métodos convencionales de desorción.

El equipo utilizado está ceñido a un sacanúcleos de presión, y viene disponible en longitudes de 3.05, 4.57 y 6.10 m, que proveen normalmente una muestra de núcleo de diámetro de 6.35 cm (2.5 pulgadas). Este es un dispositivo mecánico diseñado para capturar núcleo a presión al fondo del pozo y, por lo tanto, evitar la pérdida de fluido por la presión del lodo del taladro. Después de que el núcleo es cortado en el fondo, una válvula mecánica se cierra en el barreno, y el carbón y el gas son traídos hasta la superficie dentro de un sacanúcleos de presión sellado. La medición de gas es generalmente realizada en dos pasos: purga del sacanúcleos, seguida por la desorción convencional del núcleo. La desorción completa se puede realizar desde el sacanúcleos de presión.

Se usa un medidor de ensayo húmedo para determinar los volúmenes de gas durante la purga. Cuando el flujo de gas ha disminuido hasta una tasa muy baja, se abre el sacanúcleos y las muestras son transferidas a contenedores herméticos (cánister), tan rápidamente como sea posible para minimizar la pérdida de gas y continuar la desorción. Para esta técnica, el contenido de gas es calculado comúnmente como la suma del gas perdido, el gas desorbido y el gas residual. Claro que el gas perdido es cero, excepto por esa pequeña cantidad que se pierde durante la transferencia.

4.4 Equipos utilizados para la determinación del contenido de gas

El equipo cánister utilizado para la determinación del contenido de gas en una muestra de carbón, consta de una cámara hermética

hecha de metal o PVC en forma de cilindro, que está sellada en uno de sus extremos (inferior), y en el otro extremo (superior) tiene una tapa, la cual debe garantizar su sellado hermético.



Figura 4.2 Cánister o cámaras herméticas donde se introduce el carbón durante el proceso de desorción.

Las longitudes de este equipo son variables según las necesidades. Se sugieren las siguientes dimensiones: cánister largo 37 cm. y diámetro de 4" y el largo de la tapa 20 cm., junto con la válvula, la cual va conectada con el manómetro de 0-15 psi y tiene un orificio que se conecta a la manguera para la medición del gas (véanse figuras 4.2 y 4.3). Se utilizan cánister de varios tamaños con diversos volúmenes, usualmente de 2,5 litros. Adicional a los cánister, se utiliza un sistema de medición del gas por desplazamiento de una columna de agua, que consiste en una bureta conectada al cánister con un sistema de mangueras. La bureta puede ser de 250 ml en adelante. El montaje se realiza conectando los dos acoples en cada extremo de la bureta con el soporte metálico, de tal manera que la bureta quede totalmente vertical. Se conecta el embudo con la manguera flexible al soporte por medio de los acoples, el otro extremo de la manguera se conecta a la parte inferior de la bureta. La bureta se llena de agua coloreada, para poder observar mejor el desplazamiento de gas metano; el nivel del agua es arbitrario, según la capacidad de la bureta. Por último, se conecta la manguera de una longitud adecuada que no sea muy larga, al extremo superior de la bureta, quedando así un orificio libre de la manguera que será conectado en uno de los cánister para su posterior cálculo de volumen de gas desplazado, evidenciado en el desplazamiento de agua (véase Figura 4.3).



Figura 4.3 Montaje del equipo de medición de gas en el laboratorio de la UPTC-Sogamoso.

4.5 Metodología utilizada por el laboratorio de la UPTC

En el Laboratorio de Materiales, Carbón, Gas asociado al Carbón, y Shales Gas de la UPTC-Sogamoso, en general, se siguen las indicaciones del método de la USBM, pero las muestras se mantienen a temperatura del yacimiento, como lo sugiere el método del GRI. Los contenidos de CBM se miden por métodos directos, los cuales consisten en medir la cantidad de gas que tiene una muestra de carbón mediante la desorción de núcleos de perforación con el equipo cánister (véase Figura 4.3). Como se mencionó en los métodos directos, el proceso de medición comprende tres métodos o etapas diferentes, teniendo en cuenta que el contenido total de GAC es la sumatoria de tres componentes, así:

$$\text{Contenido de gas} = \text{gas perdido} + \text{gas desorbido} + \text{gas residual}$$

El gas perdido. Es el gas que se escapa en el tiempo transcurrido desde que el carbón es extraído de su condición *in situ* y el tiempo en que este es introducido y sellado dentro de un cánister. Para las muestras tomadas en frentes de mina, el gas perdido es el que se escapa durante el tiempo comprendido entre la toma de la muestra en un frente de explotación y la posterior hermetización dentro del

cánister. En el frente de mina, el muestreo es similar al muestreo de carbón en canal (véase Figura 4.4). El gas perdido se determina de la extrapolación de los datos de la prueba de desorción durante las dos primeras horas de medición.



Figura 4.4 Toma de muestra en frente de mina y toma de muestra a partir de corazones.

La cantidad de gas perdido puede ser calculada por el método de la USBM (Oficina de Minas de Estados Unidos) y por el método de Smith y Williams (Smith, 1984). En la UPTC se utiliza el método de la USBM: primero se anota el tiempo en que el carbón fue penetrado y el tiempo en que el cánister es sellado, después se mide el gas desorbido cada 15 minutos por las primeras horas, generalmente dos horas. Posteriormente, esos valores se colocan sobre un gráfico de gas desorbido acumulado versus la raíz cuadrada del tiempo de desorción. La porción inicial de la línea de desorción es extrapolada hasta el punto sobre el eje X, que representa el tiempo de gas perdido (Figura 4.5).

Generalmente, las condiciones de campo (frente de mina o perforación) no permiten llevar un sistema de medición sofisticado de buretas de vidrio, por lo que se utiliza un sistema de probeta invertida, tal como lo muestra la Figura 4.6. El cánister se conecta directamente a la probeta invertida que está metida en un recipiente lleno de agua. Una vez que se abre la válvula del cánister, el gas empuja la columna de agua hacia abajo, ese volumen de agua representa la cantidad de gas desorbida durante ese día (s) o período de tiempo.

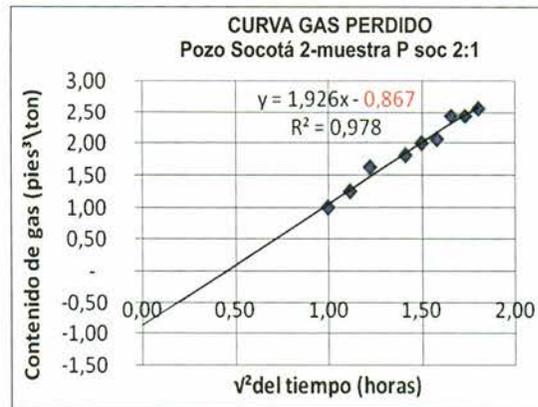
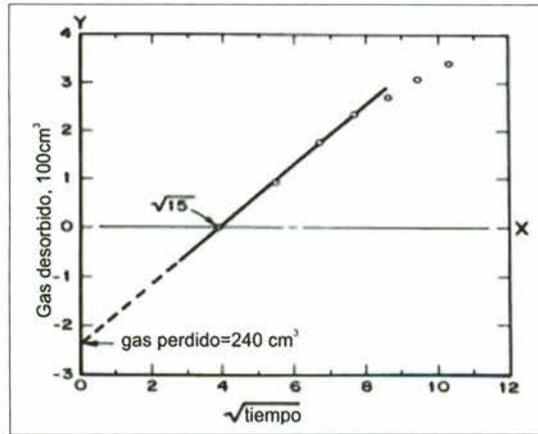


Figura 4.5 Arriba, método directo del USBM para la estimación de gas perdido. Abajo, cálculo del gas perdido en un pozo de gas en Socotá (Boyacá), en este caso el gas perdido corresponde a la intersección de la proyección de las primeras mediciones con el eje Y, da un valor de 0,86 pies³ de gas/ton.

Fuente: Diamond & Schatzel (1998)



Figura 4.6 Medición en campo del gas perdido mediante el sistema de probeta invertida.

El gas desorbido. Es la cantidad de gas que una muestra de carbón libera en la prueba de desorción con el cánister (recipientes sellados herméticamente), también se le conoce como gas desabsorbido. El gas es conducido a través de mangueras hasta una bureta o cilindro graduado que está parcialmente lleno de agua, y el nivel del agua es registrado antes y después de que el gas entra al cilindro. En la UPTC se sigue el sistema de desorción sugerido por el GRI y el USBM, modificado con control de temperatura, en el que las muestras de carbón son introducidas en cánister o recipientes herméticos; posteriormente, el cánister es conectado a la bureta, para así medir la desgasificación del carbón abriendo la válvula que permite la salida del gas, el cual es medido por el desplazamiento del agua en una columna volumétrica en la bureta a temperatura del yacimiento y presión atmosférica (Diamond & Schatzel, 1998). La diferencia de niveles corresponde al volumen de desorción durante esa medición (véase Figura 4.3). El gas desorbido se reporta como centímetros cúbicos por gramo de carbón (cm^3 gas/gr carbón), o también en pies cúbicos por tonelada de carbón (pies^3 gas/ton carbón). La determinación del gas total desorbido corresponderá a la sumatoria de todos los volúmenes medidos en esta prueba (Figura 4.7).

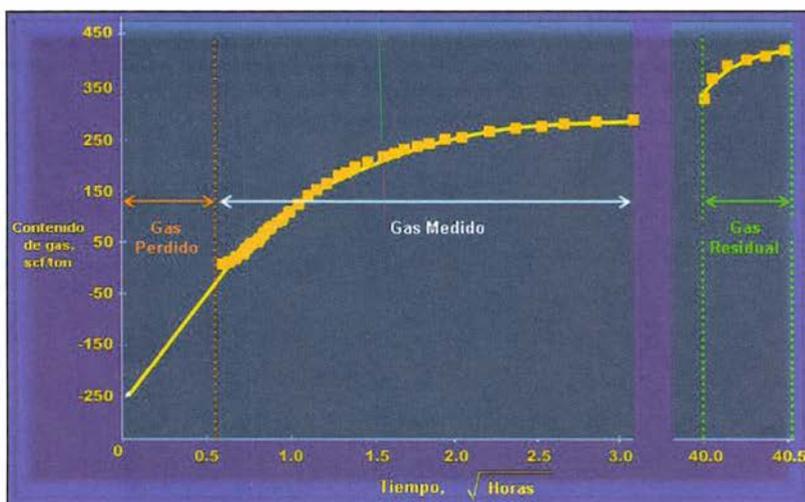


Figura 4.7 Curva de desorción (contenido de gas medido, perdido y residual).

Fuente: modificado de Moore (2004).

Otro sistema de medición consiste en una probeta, cuya función es la misma que la anterior, es decir, el gas es conducido a través de una

manguera hasta la probeta parcialmente llena de agua, e igualmente el nivel del agua es tomado antes y después de que el gas entra a la probeta, ya que este desplaza la columna de agua al salir del cánister (Figura 4.8).

Las mediciones diarias se registran en centímetros cúbicos. Cada lectura de gas medido y acumulado, es dividida por el peso de la muestra seca, para así obtener el contenido de gas de la muestra. Este procedimiento se repite para cada muestra de corazón obtenida de cada uno de los mantos de carbón encontrados durante la perforación del pozo (Tabla 4.1).

Los datos obtenidos en la medición de gas perdido, gas desorbido y gas residual, requieren ser corregidos a presión y temperatura estándar (STP) para propósitos de comparación. Dicha estandarización se hace mediante la ecuación generada por Close en 1989:

$$\text{Volumen de gas a STP} = [\text{Volumen medido} * \text{presión ambiente} / 29,92 * 520] / [460 + \text{temperatura } ^\circ\text{F}]$$

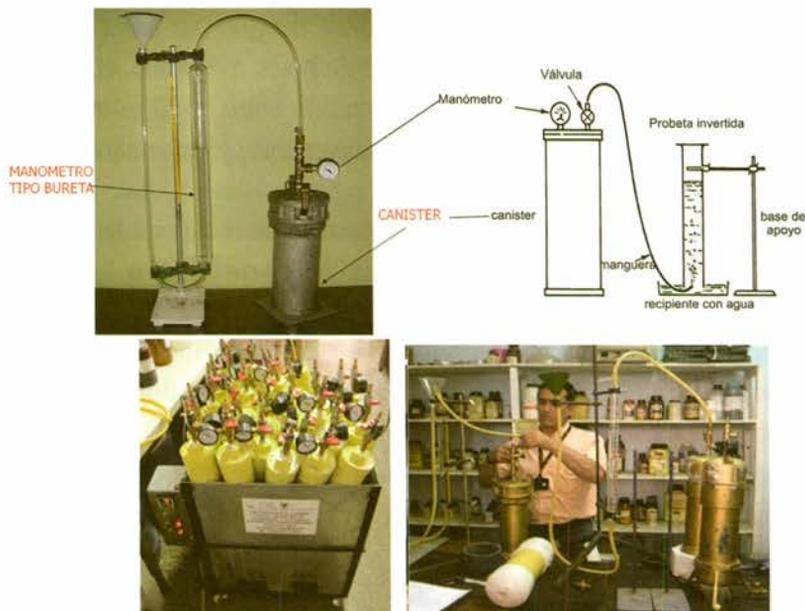


Figura 4.8 En la parte superior, se muestra el sistema de medición del gas desorbido mediante una bureta o cilindro graduado que está parcialmente lleno de agua. La diferencia entre el nivel del agua antes y después de que el gas entra al cilindro, es el volumen de gas desorbido durante ese período de tiempo.

En la parte inferior, se muestra el proceso de medición adelantado en el laboratorio de gases de la UPTC-Sogamoso. Antes de la medición, los cánister han sido mantenidos a la temperatura del yacimiento en tinas con control de temperatura.

El gas desorbido se reporta como centímetros cúbicos por gramo de carbón ($\text{cm}^3 \text{ gas/gr carbón}$), o también en pies cúbicos por tonelada de carbón ($\text{pies}^3 \text{ gas/ton carbón}$). La determinación del gas desorbido corresponderá a la sumatoria de todos los volúmenes medidos en esta prueba y se grafica versus la raíz cuadrada del tiempo. En la Figura 4.9 se muestran las curvas de desorción para un corazón de perforación tomado a más de 500 m de profundidad y la curva de desorción de un frente minero. Nótese la forma parabólica de curva de desorción de la muestra de corazón, que indica una fuerte desorción al comienzo de la curva, y la muestra de frente de mina que, al contrario, muestra un comportamiento más lineal, lo cual indica que parte del gas se ha desorbido antes de la toma de la muestra, debido a la disminución de la presión por el bombeo del agua y las labores mineras.

El gas residual. Es la cantidad de gas que permanece absorbido en la matriz del carbón después de que se ha completado la prueba de desorción, pero que es liberado y medido una vez se ha triturado la muestra. La medición del gas residual se hace retirando la muestra de carbón del cánister y partiéndola en cuartos. Se toma una de estas partes y se coloca en un molino de bolas o rodillos, el carbón es pulverizado en un tiempo comprendido entre 3–10 minutos; el contenedor debe ser sellado herméticamente y conectado a un manómetro para medir el contenido de gas residual. El gas residual, en algunos casos, no es incluido como recurso recuperable, ya que probablemente este no llega a liberarse dentro de un pozo.

Si se presentan las curvas de los tres gases (perdido + medido + residual) en una sola gráfica, se nota que el gas perdido es un gas desorbido más rápidamente, y el gas residual es casi instantáneo, porque se hace una sola medición después de que el carbón es molido. El contenido del gas total es la suma de los tres gases (véase Figura 4.7).

FORMATO PARA EL REGISTRO DE DATOS EN LA PRUEBA DE DESORCIÓN															
Gas Asociado al Carbón - CBM (PROYECTO MINA LA ESPERANZA)															
LUGAR:		Mina La Esperanza - Bocamina Pitufa 2						FORMACIÓN:		Guaduas					
COORDENADAS:		Nivel 1 Norte Tambor 11						BLOQUE:							
ALTURA (m.s.n.m):								MANTO:							
PROYECTO:		Exploracion contenidos de CBM						ESPESOR:							
POZO:								TIEMPO INICIAL PERFORACIÓN DEL MANTO:							
N° DEL CÁNISTER:		1						TIEMPO DE EXTRACCIÓN DEL NÚCLEO:							
PESO DEL CÁNISTER (gr):								TIEMPO DEL NÚCLEO EN SUPERFICIE:							
PROFUNDIDAD(m):								TIEMPO DE SELLADO DEL CÁNISTER:		13:18					
PESO DE LA MUESTRA (gr)		1000						Material:		Carbón					
LECT.	FECHA D/M/A	TIEMPO			TEMP.		PRES. Puig Hg	VOLUMEN(cm ³)		GAS		GAS		CONTENIDO	
		H:Min	ACUM.	VT	°c	°f		INICIAL	FINAL	DESORBIDO(cm ³)		DESORBIDO STP (cm ³)		DE GAS	
										MEDIDO	ACUM.	MEDIDO	ACUM.	cm ³ /gr	pie ³ /Ton
1	19/07/2012	14:30:00	2,15	1,47	29,0	84,2	22,83	75	90	15	15	10,94	10,94	0,011	0,39
2		14:45:00	2,40	1,55	29,0	84,2	22,86	120	135	15	30	10,95	21,89	0,022	0,77
3		15:00:00	2,65	1,63	29,0	84,2	22,86	220	235	15	45	10,95	32,84	0,033	1,16
4		15:15:00	2,90	1,70	29,0	84,2	22,86	135	150	15	60	10,95	43,79	0,044	1,55
5		15:30:00	3,15	1,77	29,0	84,2	22,86	200	210	10	70	7,30	51,09	0,051	1,80
6		15:45:00	3,40	1,84	29,0	84,2	22,86	260	265	5	75	3,65	54,74	0,055	1,93
7		16:00:00	3,65	1,91	29,0	84,2	22,86	100	100	0	75	0,00	54,74	0,055	1,93
8		16:15:00	3,90	1,97	29,0	84,2	22,86	150	150	0	75	0,00	54,74	0,055	1,93
9	20/07/2012	11:30:00	23,15	4,81	29,0	84,2	22,33	275	320	45	120	32,09	86,83	0,087	3,07
10	21/07/2012	13:15:00	48,90	6,99	30,0	86,0	22,33	200	300	100	220	71,08	157,91	0,158	5,58
11	23/07/2012	14:45:00	74,15	8,61	30,0	86,0	22,30	85	190	105	325	74,53	232,44	0,232	8,21
12	25/07/2012	18:00:00	125,40	11,20	30,0	86,0	22,33	50	125	75	400	53,31	285,75	0,286	10,09
13	28/07/2012	14:00:00	193,40	13,91	30,0	86,0	22,30	175	300	125	525	88,73	374,48	0,374	13,22
14	31/07/2012	10:00:00	261,40	16,17	30,0	86,0	22,39	100	220	120	645	85,52	460,00	0,460	16,24
15	04/08/2012	14:00:00	361,40	19,01	30,0	86,0	21,26	90	260	170	815	115,04	575,05	0,575	20,31
16	08/08/2012	10:00:00	453,4	21,29	32,0	89,6	22,33	260	498	238	1053	168,06	743,10	0,743	26,24
17	15/08/2012	09:00:00	620,4	24,91	30,0	86,0	22,39	200	620	420	1473	299,33	1042,44	1,042	36,81
18	29/08/2012	15:00:00	962,4	31,02	30,0	86,0	22,33	175	800	625	2098	444,24	1486,68	1,487	52,50
19	07/09/2012	09:00:00	1172,4	34,24	30,0	86,0	22,39	200	425	225	2323	160,36	1647,03	1,647	58,16
20	12/09/2012	09:00:00	1292,4	35,95	30,0	86,0	22,33	125	200	75	2398	53,31	1700,34	1,700	60,05
21	17/09/2012	18:00:00	1421,4	37,70	30,0	86,0	22,30	50	80	30	2428	21,29	1721,64		

temperatura y presión estándares (STP), y finalmente contenidos de gas en cm³/gr y pie³/ton dependiendo del peso de la muestra.

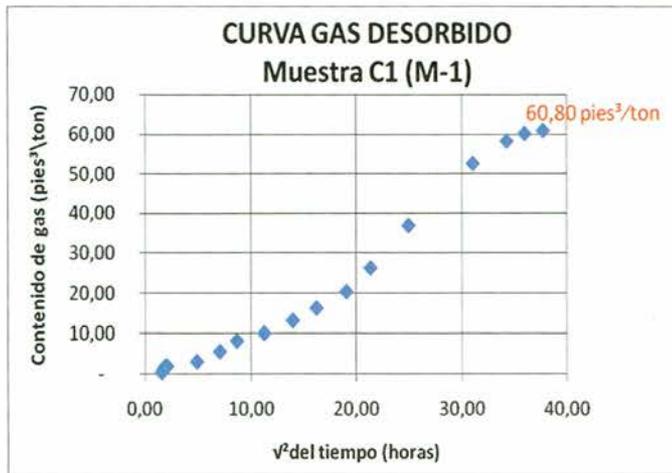
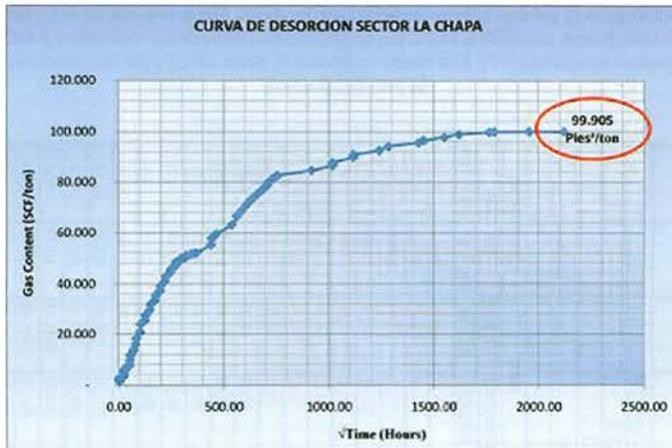


Figura 4.9 Curvas de gas desorbido versus la raíz cuadrada del tiempo en horas. Arriba, muestra tomada en perforación, y abajo, muestra tomada en frente de mina.

Cálculo del contenido de gas libre de cenizas. Los carbones contienen impurezas tales como el contenido de cenizas o materia mineral. El contenido de gas se puede calcular libre de cenizas y materia mineral, donde el contenido de cenizas ha sido eliminado de los cálculos. Si el contenido de gas ha sido calculado libre de cenizas o materia mineral, los recursos estimados también serían calculados de igual modo, para mantener la coherencia. Si el contenido de gas se requiere en base libre de cenizas, se puede utilizar la siguiente fórmula:

$$\text{Contenido de gas (seco libre de cenizas)} = \text{volumen total de gas} / [\text{peso del carbón} - \text{peso de cenizas}]$$

Además de la ceniza o materia mineral, también se puede eliminar la influencia de otros componentes que no aporten gas, como la humedad y el azufre.

4.6 Tendencias generales de los contenidos de gas

Generalmente, el contenido de gas muestra una tendencia a aumentar con el rango del carbón, profundidad y presión. La Figura 4.10 muestra que el contenido de gas se incrementa con la profundidad, debido a que el rango del carbón corrientemente aumenta con la profundidad. El incremento del contenido de gas con la profundidad, es el resultado de las elevadas presiones del reservorio, debido generalmente al incremento de la presión hidrostática (que permite que el gas no se libere del carbón y quede confinado dentro de sí). No obstante, el contenido de gas decrece con el incremento en el contenido de cenizas y materia mineral.

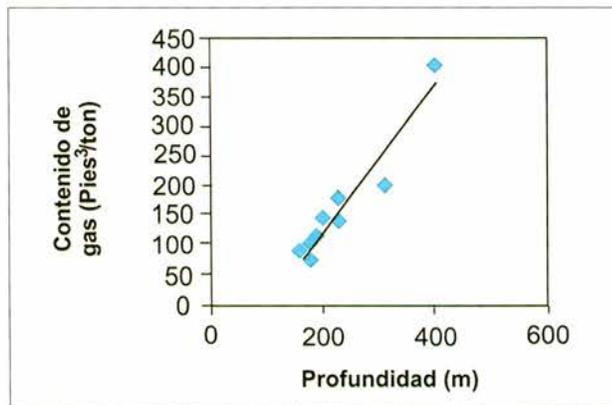


Figura 4.10 Pozo de CBM en Cucunubá (Cundinamarca). El contenido del gas aumenta con la profundidad.

4.7 Contenidos anómalos de gas

A pesar de las tendencias generales existentes y relacionadas con el incremento de la profundidad de enterramiento para el contenido de gas, hay muchas excepciones entre la misma cuenca y entre diferentes cuencas carboníferas. Muchos modelos han sido elaborados para relacionar el rango y la profundidad con el contenido de gas y estos pueden usarse como guías en la evaluación de un yacimiento potencial. Sin embargo, hay que tener cuidado al utilizar

este tipo de guías, especialmente en aquellas áreas donde no se han hecho pruebas de desorción o los datos de rango del carbón no están disponibles, porque existen áreas donde los carbones contienen solamente una fracción del gas que se predijo por medio de la correlación de su rango y profundidad. Pueden existir variaciones en los contenidos de gas dentro de un mismo manto de carbón o entre mantos de carbón en una gran secuencia estratigráfica, y las bajas profundidades de las capas de carbón pueden, en efecto, ser la causa de los más bajos contenidos de gas por una baja sobrecarga. Aunque se conozcan las condiciones óptimas del carbón como rango, espesor y profundidad de la cobertera, las mediciones pueden mostrar valores significativamente reducidos en el contenido de gas, en comparación con los valores que son previstos para estos carbones a partir de la relación profundidad-rango o por extrapolación de datos desde fuentes cercanas.

Los bajos contenidos anómalos de gas pueden darse por una combinación de factores como paleotopografía, paleoclimas y períodos de sequías, que pueden ser la causa de los descensos en la tabla de agua, es decir, descenso en la presión hidrostática donde se tiene como resultado la desorción del metano del carbón. Otra causa del drenaje del agua de los mantos de carbón sucede después de un fallamiento, ya que este generalmente produce numerosas fracturas y fracturas menores que pueden causar la disminución en la presión hidrostática. El contenido de CBM también es determinado por los factores que afectan la permeabilidad del estrato (fracturamiento). El metano pudo haberse liberado y perdido *in situ* debido a extensos periodos de esfuerzos en el pasado geológico, en que el gas pudo haber migrado a la superficie por medio de fracturas verticales. La migración del gas a través del manto de carbón también puede ocurrir pendiente arriba, en mantos muy inclinados.

La relación entre la profundidad de la cobertera y el contenido de gas no está tan claramente definida como sí lo está la relación entre el rango del carbón y el contenido de gas. A pesar de que el contenido de gas se incrementa generalmente con la profundidad, se pueden encontrar áreas donde para unos valores dados por la relación entre la profundidad y el rango, se han obtenido valores inferiores

y lejanos a los que se habían medido por medio de predicciones por métodos indirectos. Por tanto, la profundidad no es un indicador totalmente confiable de contenido de gas para todas las capas de carbón, aunque es una importante herramienta de exploración, ya que los más exitosos proyectos de desgasificación de carbón ocurren dentro de un rango específico de profundidades (Geo Met, 1989).

Otras áreas donde se pueden encontrar bajos contenidos de gas, son las que están cerca de las zonas mineras. Las capas de carbón que se extienden dentro de minas cercanas muestran bajos contenidos de gas, como resultado del drenaje del agua. Esta pérdida de agua (presión) y por lo tanto la desorción, pueden extenderse dentro de áreas aledañas. La extensión de las áreas afectadas depende de la permeabilidad de las capas de carbón y la cantidad de agua que se ha drenado (Figura 4.9).

4.8 Isotermas de adsorción y saturación de gas de los mantos de carbón

La cantidad de gas actualmente presente en el carbón (perdido+desorbido+residual) no necesariamente indica la capacidad de almacenamiento, por tal razón se utilizan las isotermas de adsorción (adsorption isotherms), que son ensayos de laboratorio en los que se inyecta y se extrae gas en la muestra de carbón a temperatura constante, para determinar la cantidad de gas contenida en el carbón en función de la presión del depósito, y ayudar a entender cómo se desorberá el CBM cuando se reduzca la presión del depósito (véanse figuras 4.11 y 4.12). Si la cantidad de gas en el carbón, a la presión y temperatura del reservorio, es menor que la capacidad de almacenamiento que se obtiene de la isoterma de adsorción, el carbón está subsaturado con respecto al gas. La cuantificación de la saturación como un porcentaje del gas medido versus el máximo gas que potencialmente podrá tener, tomado de la isoterma, es importante para la producción y permite a los ingenieros estimar la producción en el tiempo y evaluar las reservas y las perspectivas comerciales.

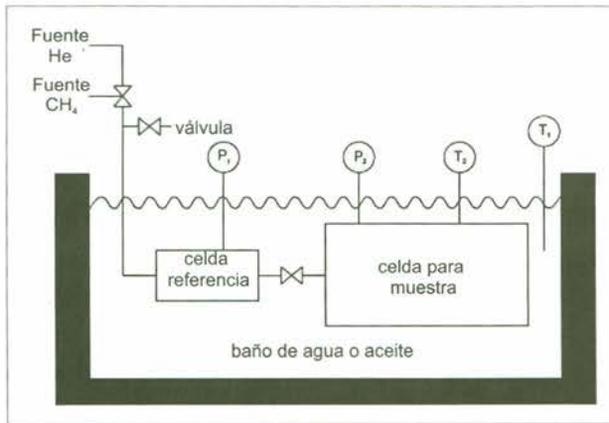


Figura 4.11 Modelo de celda para realizar ensayos de isoterma de adsorción.
Fuente: adaptado de Halliburton (2007).

Para el ensayo de isoterma se utiliza una celda especial. Primero, después de moler la muestra a malla 60, se equilibra a su humedad natural *in situ*. Posteriormente, se le inyecta gas a la temperatura constante del reservorio, incrementando la presión hasta obtener una curva de distribución de equilibrio de las presiones de adsorción (figuras 4.11 y 4.12).

En último término, se obtiene una curva de isoterma final, que muestra la curva de equilibrio de adsorción a diferentes presiones. En el gráfico superior de la Figura 4.12, los contenidos de gas se encontraron entre 50 y 170 pies³/ton y las adsorciones máximas estuvieron entre 300 y 400 pies³/ton, como lo muestra la parte superior de las curvas, lo cual indica que la saturación de los carbones en Illinois es de 50 % o menos, porque se encontró la mitad o menos del volumen de gas que debería tener. Con dichos porcentajes los carbones se consideran subsaturados. Si las presiones medidas en los yacimientos están a la derecha de la curva de la isoterma del manto respectivo, la presión hidrostática del reservorio se debe bajar hasta la presión de la curva, a fin de que el CBM pueda fluir (Figura 4.12). Esa presión hidrostática se baja mediante intenso bombeo de agua en la fase inicial de producción.

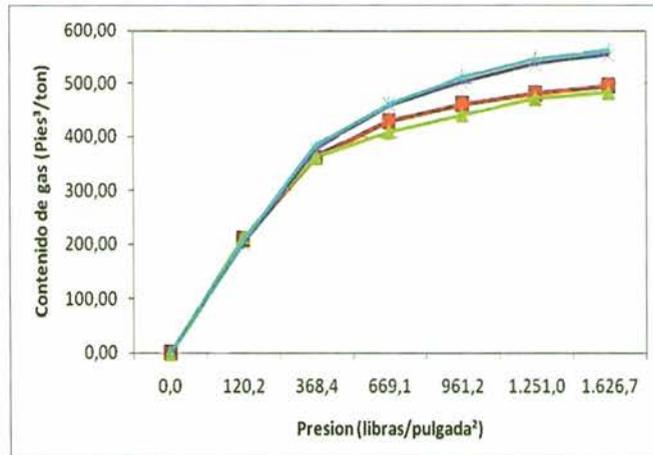
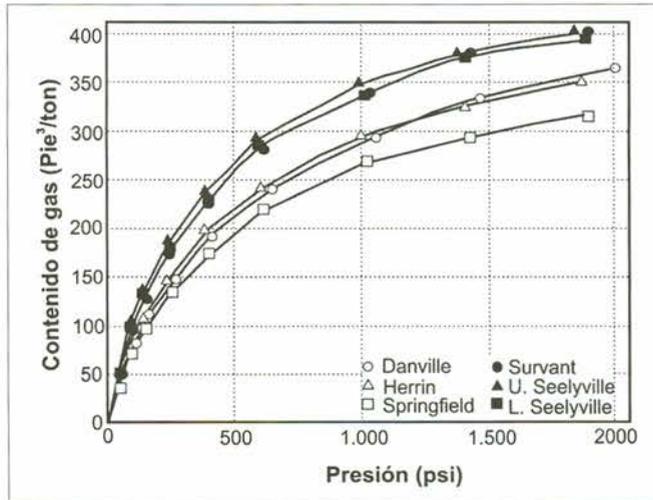


Figura 4.12 Isothermas de adsorción de varios carbones de la cuenca de Illinois (USA) y de 4 carbones de la zona carbonifera de Boyacá (Colombia). Nótese el aumento del contenido de gas con el aumento de la presión a temperatura constante.

Fuente: adaptado de Demir et ál. (2004) y Mojica & Mariño (2013).

MÉTODOS PARA CALCULAR LAS RESERVAS DE GAS

Jorge Eliécer Mariño Martínez

Carlos Acuña Mejía

5.1 Introducción

La investigación del CBM se adelanta, como se adelanta la investigación de cualquier otro recurso, con la idea de determinar si dicho recurso se puede explotar económicamente y si se puede comercializar en el medio. Como el CBM hace parte intrínseca del carbón, el cálculo de reservas del CBM está íntimamente ligado al cálculo de reservas del carbón. Y las reservas de gas en un depósito, bloque o área, se calculan multiplicando las reservas convencionales de carbón en el bloque respectivo por el contenido de gas, tal como se explica su medición y cálculo en el capítulo 4. El término “reserva de carbón” se define como un recurso que ocurre naturalmente en la corteza del planeta en tales formas y cantidades que la extracción económica es actual o potencialmente posible.

El cálculo de las reservas de carbón se debe ver desde dos puntos de vista:

1. El grado de certeza geológica.
2. El grado de factibilidad económica.

Como no todo el carbón calculado se puede recuperar y se producen pérdidas durante la explotación, se debe tener en cuenta la diferencia entre el carbón calculado y el recuperado. La certeza o su contraparte, incertidumbre geológica, resulta de las variaciones topográficas y tectónicas en el ambiente, en el momento en que la turba se estaba

depositando, y también surge de la erosión posdeposicional y la alteración estructural. Como se mencionó en el capítulo 2 sobre aspectos geológicos del CBM, la geometría y la morfología de los carbones varían de acuerdo con el sistema deposicional en el que se formaron. Por ejemplo, si los carbones son lenticulares con gran variación en el espesor, necesitarán más puntos de control que los carbones que se encuentren en áreas amplias, relativamente estables y con espesor constante.

El cálculo de las reservas de carbón y de CBM se puede hacer desde la evaluación general de toda la cuenca, hasta el cálculo de reservas específicas localizadas dentro de trabajos mineros. Aunque no existe un método uniforme e internacional reconocido para la categorización de las reservas, el método del Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS) (Wood, Kehn, Carter & Culbertson, 1983) es el más ampliamente conocido, y es la base para el método del cálculo de reservas utilizado por el Servicio Geológico Colombiano (SGC), por lo tanto, es el que se explica a continuación.

5.2 Método de cálculo de reservas de carbón del USGS

El sistema de clasificación de recursos del Servicio Geológico de los Estados Unidos USGS (Wood et ál., 1983) se apoya en el concepto de que el carbón se clasifica en categorías de reservas sobre la base de la certeza geológica de esas reservas, y de la factibilidad económica de recuperarlas. Las categorías también están restringidas por asuntos legales, ambientales y tecnológicos.

La certeza geológica se relaciona con la distancia a partir de puntos donde el carbón ha sido medido o muestreado, el espesor del carbón y la cobertera, el conocimiento del rango, la calidad del carbón, la historia deposicional, el área de extensión, la correlación de los mantos de carbón con los estratos asociados, y la historia estructural.

La factibilidad económica del carbón que se va a recuperar es afectada no solamente por factores geológicos sino también por variables económicas, tales como el precio del carbón versus los costos de minería, los costos de preparación, costos de transporte

e impuestos, restricciones ambientales, y cambios en la demanda del carbón. La jerarquía de las categorías de reservas y recursos presentada por el Servicio Geológico de los Estados Unidos y adaptado por el Servicio Geológico Colombiano (SGC), se presenta en la Figura 5.1 y la aplicación de la confiabilidad de las categorías basada en la distancia desde puntos de medición en afloramientos y pozos se demuestra en la Figura 5.2 Las subdivisiones se determinan al proyectar el espesor del carbón, el rango y la calidad, a partir de puntos de medición y muestreo de acuerdo con la geología.

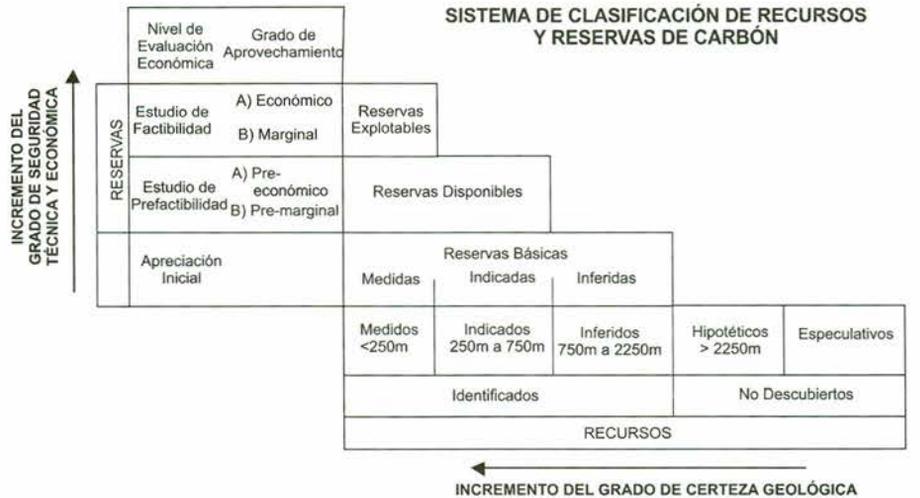


Figura 5.1 Sistema de clasificación de recursos y reservas de carbón utilizada por el SGC.

Fuente: Ingeominas (2004).

A continuación se presenta la definición de algunos términos utilizados en el cálculo de reservas y recursos:

- **Puntos de control.** Son puntos donde se han medido el espesor y la calidad del carbón, y a partir de los cuales se miden los radios de influencia de las reservas y los recursos (Figura 5.2). Generalmente corresponden a perforaciones y frentes mineros donde hay un alto grado de certeza y continuidad de los mantos de carbón.

-
- **Recursos.** Los recursos pueden ser originales o identificados. Los originales corresponden a la cantidad de carbón *in situ* antes de producción; el total de recursos originales es la suma de los recursos identificados y sin descubrir, más el carbón producido y el carbón perdido durante la minería. Los recursos identificados son aquellos de los que se conocen o se pueden inferir sobre bases geológicas, su rango, calidad y cantidad. En general, los recursos se presentan como carbón, cuya extracción económica es potencialmente posible.
 - **Reservas.** El concepto de reserva define la cantidad de carbón cuya extracción es económica, dependiendo del método minero y de las suposiciones económicas que se hayan utilizado.
 - **Reservas básicas.** Incluye todo el carbón hasta un radio de 4,8 km, a partir de puntos de control y con ciertos límites de espesor y profundidad. Para carbones bituminosos –que corresponden a la mayoría de los carbones colombianos– el espesor del carbón debe ser mayor a 0,7 m. El SGC estableció que el radio para reservas base debe ser de 2,25 km.
 - **Reservas inferidas.** Son los carbones asignados a distancias que están entre 1,2 y 4,8 km de los puntos de control, y las profundidades son menores a 1800 m. Para el SGC, las distancias están entre 0,75 y 2,25 km.
 - **Reservas indicadas.** Son los carbones asignados a distancias que están entre 0,4 y 1,2 km de los puntos de control. Para el SGC, los radios están entre 0,25 y 0,75 km.
 - **Reservas medidas.** Son los carbones cobijados por la proyección de un radio de 0,4 km, a partir de un punto de control. Los espesores deben ser mayores a 0,7 m y las profundidades menores a 1800 m. Para el SGC, el radio de medidas es 0,25 km.

A diferencia del carbón, las reservas marginales y subeconómicas se pueden considerar en cálculos de contenido de gas, porque la profundidad a la que se puede extraer gas es mayor a 1,8 km y puede alcanzar hasta los 3 km.

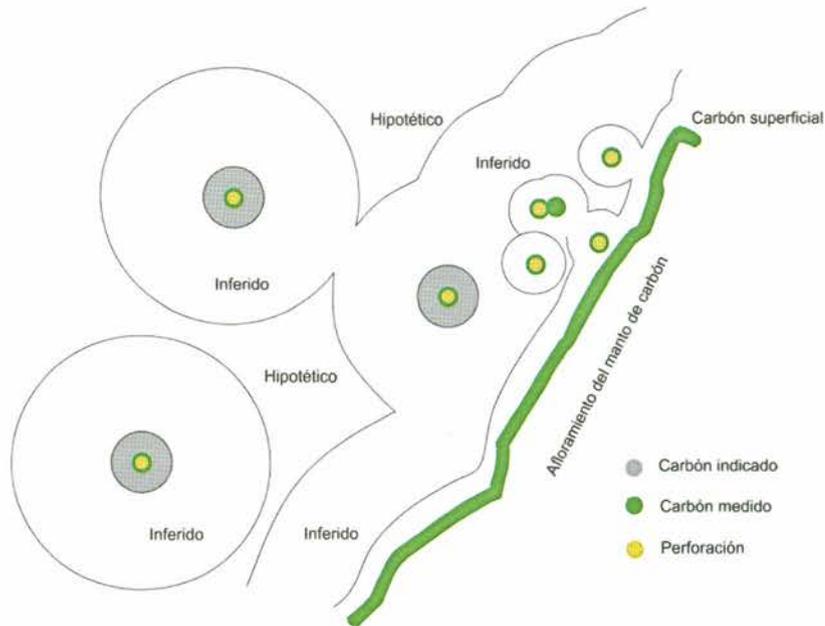


Figura 5.2 Cálculo de reservas a partir de puntos de medición.

Fuente: Rincón, Gómez & Monroy (2010), quienes adaptaron de Wood et ál. (1983).

5.3 Métodos de cálculo de reservas de gas

Desde el punto de vista del gas, como en cualquier cálculo de reservas, se habla de una clasificación de tipo informal entre el gas *in situ* y el gas recuperable. El gas *in situ* es la suma del gas perdido, del gas medido en la prueba de desorción y del gas residual. El gas recuperable es la porción del gas *in situ* que se espera recuperar por medio de un desarrollo comercial, calculándose como un porcentaje del gas *in situ*, con un factor de recuperación que se determina por medio de evaluación ingenieril y económica, donde se considera la presión de la formación, la permeabilidad, la temperatura, el contenido de gas, el diseño de estimulación, la rata de difusión o de tiempo desorción, vida del pozo, etc.

El gas *in situ* y el gas recuperable pueden incluirse dentro de la clasificación de recursos y reservas, teniendo en cuenta que cuando se definen como reservas llevan implícito el uso de una mayor exactitud y factibilidad económica. Generalmente se suele incluir la cantidad de gas *in situ* (V_{is}) y el gas recuperable estimado, como reservas.

Aunque existen diferentes métodos para calcular el gas *in situ* en un área, dependiendo de la cantidad de datos disponibles y la exactitud requerida, se puede hablar de cuatro métodos principales. En los tres primeros métodos, los cálculos están basados únicamente en pocos datos, mientras que en el método 4 se deben tener suficientes datos como para construir mapas de contornos estructurales del carbón, mapas de contenidos de gas y de gas total *in situ*.

- **Método 1 o convencional.** Si hay solamente unos pocos datos y los estudios geológicos y de contenido de gas indican que el espesor del carbón y los contenidos de gas no varían grandemente, se puede utilizar este método. El método convencional indica que el metano proveniente de los mantos de carbón se puede determinar por medio de cálculos volumétricos, donde el volumen del carbón se registra al multiplicar el área por el espesor del manto, el que, multiplicado por la densidad del carbón, nos da la masa del mismo, cuyo resultado se multiplica por el contenido de gas para obtener así las reservas *in situ* de metano presentes en el carbón.

En conclusión, el volumen de gas que encontramos *in situ* (V_{is}) se puede calcular con la fórmula que relaciona el área (A), el espesor del manto (h), la densidad del carbón (ρ) y el contenido de gas ($Cont._{(CBM)}$) así:

$$V_{is} = A * h * \rho * Cont._{(CBM)}$$

- **Método 2 o libre de cenizas.** Si se tienen análisis inmediatos y de petrografía del carbón, es posible realizar un cálculo del contenido volumétrico (V_{is}) con base seca de CBM en el yacimiento. Este método es más preciso porque incorpora la materia mineral (Mm) y la humedad (Hm) como parámetros que controla el gas *in situ*, así:

$$V_{is} = A * h * \rho * Cont._{(CBM)} * [1 - Mm - Hm]$$

También se puede calcular el contenido de CBM *in situ* incorporando ceniza y azufre en la ecuación. En una valoración

típica de reservas, los parámetros son medidos directamente o se aproximan utilizando correlaciones disponibles o promedios obtenidos a partir de estudios previos. Este método permite comparar el área evaluada con otras áreas, así como corregir por ciertas contaminaciones de la muestra del carbón, como arcillas, en las intercalaciones.

- **Método 3 o método del gas *in place* (GIP).** Este método es similar a los anteriores, solo que permite calcular el volumen de gas por acre (1 acre = 0,4 hectáreas) y en billones de pies cúbicos (gigas= 10^9), a fin de que el inversionista pueda evaluar más fácilmente la perspectiva de negocio.

$$GIP=1.3597 (10^{-6}) A * h * Db * Vi$$

Donde:

A: es el área de drenaje o área explotable (acres)

h: es el espesor neto (pies)

Db: es la densidad promedio (g/cm^3)

Vi: es el volumen promedio del contenido de gas obtenido de las pruebas de desorción (pie^3/ton)

- **Método 4 o superposición de mapas.** En este método se requiere de la obtención de suficiente información como el espesor del carbón, los contenidos de gas y el estimativo exacto del contenido de gas *in situ*; lo cual es básico para la construcción de mapas de contenido de gas, mapas isópacos y mapas de contornos de los mantos de carbón. Con los anteriores mapas se pueden, por medio de planimetría, obtener intervalos para hallar áreas que al ser multiplicadas por el promedio del contenido de gas, permiten generar un tercer mapa que represente la cantidad de gas en pies cúbicos por hectárea o por kilómetro cuadrado.

A continuación se presenta un ejemplo tomado de Pitre y Noppe (2003) y Mariño (2010). Dicho cálculo se realizó en el Bloque Chiguata de la Formación Guaduas en Sogamoso, Boyacá.

Los mapas requeridos para la utilización de este método son los isópacos (de igual espesor) y los de isocontenidos (igual contenido de gas) a escala 1:10.000 o mayor, los cuales deben tener, por lo menos, tres puntos de control con sus respectivos nombres e información (espesores y contenido de gas), con los que se trata de generar una serie de líneas que enlacen puntos de igual valor y permitan observar hacia donde van las tendencias de mayores valores de espesores y contenidos de gas del bloque.

El procedimiento para la elaboración del mapa de isocontenidos de gas por área, es el siguiente:

1. Primero se ubican en el mapa los puntos de control o puntos donde fueron tomadas las muestras para el cálculo de contenido de gas total, con su respectivo valor de contenido previamente estandarizado y en pies³/ton (que incluye la suma del gas perdido, el gas medido y el gas residual).
2. Posteriormente, con la ubicación de estos puntos y por el método de los tres puntos, o por interpolación utilizando un *software*, se elabora un mapa de isocontenido de gas que nos va a dar una idea de hacia qué sectores es que se presenta la mayor tendencia o los mayores valores de contenido, así como los de menor valor (Figura 5.3).
3. Se ubican en otro mapa los puntos de control donde se han tomado valores del espesor del carbón (de un solo manto o el acumulado de todos, obtenidos por afloramientos o perforaciones) y se procede de igual forma a la anterior para trazar las líneas isópacas que unen puntos de igual espesor (Figura 5.3).
4. Después de haber elaborado los mapas de isópacos y de isocontenido, se superponen, para así obtener líneas isopácas y de isocontenidos que se interceptan en varios puntos con sus respectivos valores (Figura 5.4).
5. Posteriormente se hace la multiplicación entre los valores de las curvas isópacas y las curvas de isocontenidos en los puntos

de intercepción, teniendo presente que dichos valores estén en un mismo sistema de unidades; en este caso se observa que las líneas de isocontenidos están en pies^3/ton y las isópacas están enunciadas en pies.

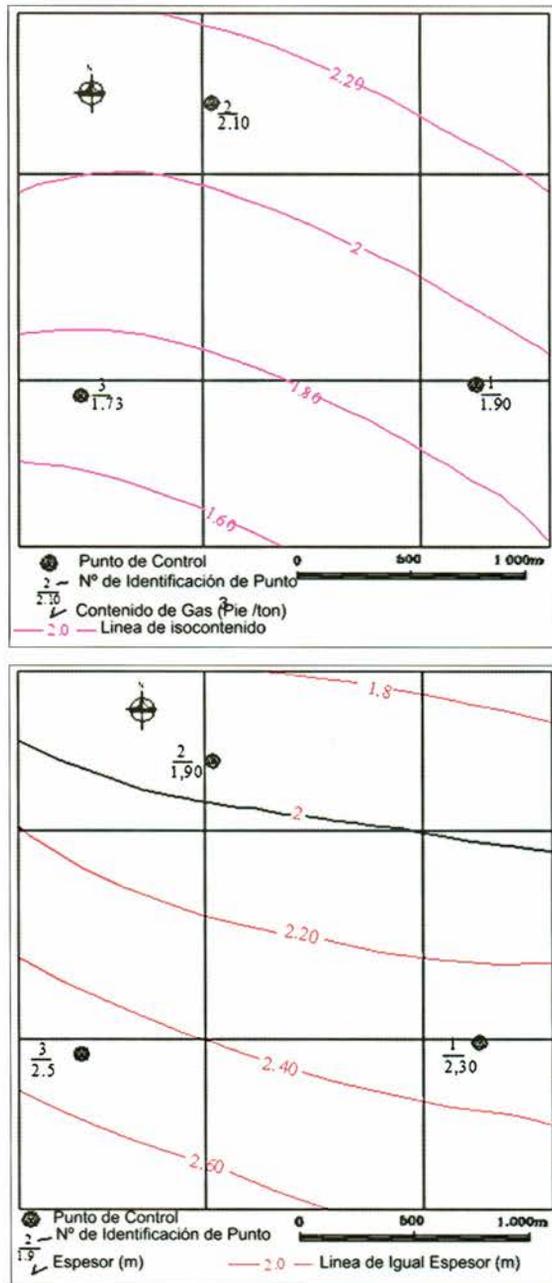


Figura 5.3 Arriba, mapa de isocontenido del bloque Chiguatá.
Abajo, mapa isópaco del bloque Chiguatá (ejemplo).

6. El producto obtenido es multiplicado por la densidad del carbón en toneladas por acre por pie: $[(\text{pies}^3/\text{ton}) * (\text{pie})] * [\text{ton}/(\text{acre} * \text{pie})]$, de modo que las unidades finales del resultado sean $\text{pies}^3/\text{acre}$. Estos cálculos se representan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Determinación del contenido de gas por área. Se utilizó la ecuación: $\text{carbón} (\text{pies}) * \text{contenido} (\text{pies}^3/\text{ton}) * \text{densidad del carbón} (\text{ton}/\text{acre. Pies}) = \text{pies}^3/\text{acre}$. Pitre & Noppe (2003).

Espesor en cada punto (pies)	Cont. de gas STP(pie^3/ton)	Densidad ton /acre.pies	Contenido de gas $\text{pies}^3/\text{acre}$
7,33	2,00	1798,46	26377,413
6,67	2,20	1798,46	26377,413
8,00	1,80	1798,46	25897,824
8,00	1,80	1798,46	25897,824

Si se requiere, se puede hacer la conversión de estos valores a centímetros^3 por kilómetro^2 o cualquier otro que se desee. La razón por la que se trabajó con estos valores es que estos son los que se utilizan comercialmente para cuantificar volúmenes de gas (metano) en un área determinada y para propósitos de comparación con otros estudios.

Después de obtener estas interceptaciones con sus respectivos valores, se procede a realizar las curvas de isovolúmenes de gas por área (Figura 5.4), de igual modo como se realizaron los mapas isópacos y de isocontenidos.

Por último, se multiplica el valor de cada curva de isovolúmenes de gas por su respectiva área de influencia para obtener el total de gas *in situ*. Se observa que el resultado final se obtiene en pies^3 , de modo que no es tan necesario realizar las conversiones de unidades del área, pues estas al final se anulan. Estos últimos cálculos, al igual que los anteriores, se pueden presentar en una tabla donde se muestre el valor de isovolumen de gas por área, multiplicado por cada valor del área de influencia respectiva, como se muestra en la Tabla 5.2. Los valores de área se pueden determinar por cualquier método, ya sea con un planímetro o por digitalización de cada área de influencia. El área de influencia de cada curva de isovolumen corresponderá al área comprendida y delimitada por curvas intermedias entre líneas de isovolumen, como se muestra en la figuras 5.4 y 5.5.

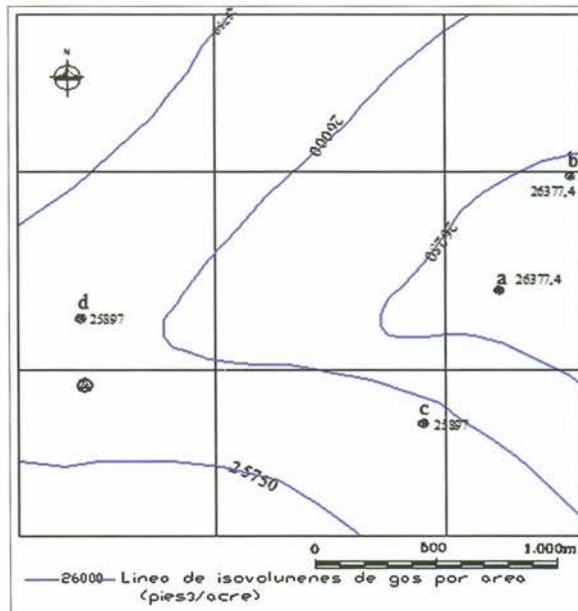
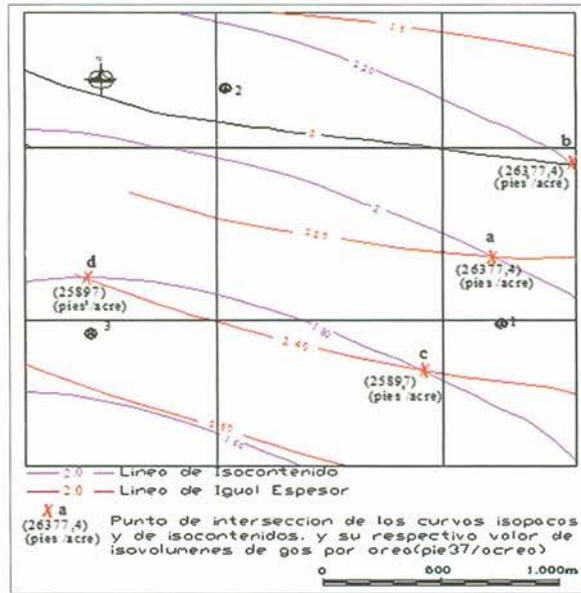


Figura 5.4 Arriba, superposición de mapas isópacos y mapas isocontenidos. Abajo, como resultado de la superposición, se obtiene un mapa de isovolumenes de gas por área (pie³/acre) del bloque Chiguatá (ejemplo).

Lo que se obtiene, por tanto, al final, es un mapa que contiene curvas que unen valores de igual volumen de gas por área, y cada curva de estas tendrá un radio de influencia en una parte del área total de una zona evaluada, como se muestra en la Figura 5.4.

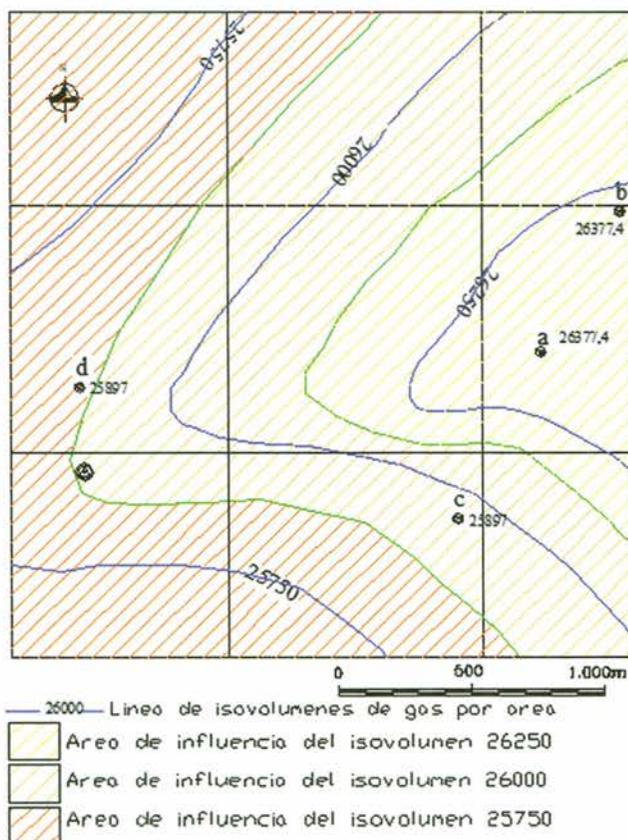


Figura 5.5 Áreas de influencia de las curvas de isovolumenes para el cálculo de gas *in situ*.

Como se observa, la cantidad de gas *in situ* corresponde casi siempre a valores de muchas cifras, que es posible expresarlos de una manera simplificada. En la Tabla 5.1, los contenidos se expresan en pies³, posteriormente se expresan en megas (10⁶ o M), gigas (10⁹ o G), o teras (10¹² o T) pies³ (Tabla 5.2).

Tabla 5.2 Cálculo del gas *in situ*, que se obtiene al multiplicar las líneas de isovolumenes de gas por área de influencia de estas curvas.

Contenido de gas (pie ³ / acre)	Área (acres)	Contenido de gas <i>in situ</i> (pie ³)	Contenido de gas <i>in situ</i> MPie ³
25.500	114,88	2.929.355	2,92
25.750	182,56	4.700.962	4,70
26.000	201,18	5.230.632	5,23
26.250	95,82	2.515.187	2,51

DESARROLLO DEL CBM EN EL MUNDO

Jorge Eliécer Mariño Martínez

6.1 Introducción

A medida que las reservas de petróleo y gas disminuyen, los hidrocarburos no convencionales CBM y *shale gas* se perfilan como complemento y reemplazo del gas natural asociado al petróleo. El carbón se ha utilizado desde hace mucho tiempo y existen registros que indican que antes de Cristo lo utilizaron los ingleses y los chinos, y que los romanos lo emplearon para la fundición de metales y para calentar los sistemas de calefacción. En varias regiones con escasez de leña se ha hallado evidencia de que el carbón se explotó igualmente de manera superficial. Con el tiempo, los antiguos desarrollaron métodos para explotar el carbón a profundidad. Los métodos de cámaras y pilares y de tajo largo permitieron explotar cada vez a mayor profundidad, con el subsecuente aumento del riesgo. Uno de esos riesgos era y sigue siendo el gas metano, un subproducto de la maduración del carbón, que aumenta con el incremento del rango y la profundidad.

El CBM ha sido reconocido en las minas de carbón desde el siglo XVIII. En el año 1733, en Haig Pit, Whitehaven (Gran Bretaña) fue donde por primera vez se pensó en utilizar el gas que provenía de una mina de carbón (Moore, 2004).

En 1844, debido a una explosión en una mina de carbón y después de una investigación, los técnicos determinaron que el responsable de dicha explosión era el gas metano del carbón y sugirieron que para evitar más explosiones y muertes de mineros, se deberían adaptar tuberías que extrajeran el peligroso gas del interior de la mina a

superficie, pero la sugerencia no fue acatada por los ingenieros en la mina por la complejidad del proceso. Esto significa que el metano ha sido reconocido como una amenaza potencial desde el siglo XIX.

En 1900, en los Estados Unidos, se obtuvo por primera vez un pozo para drenar gas desde una mina de carbón hasta superficie. En 1905, en Virginia Occidental, se completó un pozo para la producción de gas de los yacimientos del Manto Pittsburgh, y cuando ya se iba a abandonar dicho pozo, en 1931, se pudo determinar que el manto aún poseía buenas reservas aprovechables de gas, por lo que, en 1949, se construyeron 22 pozos. En la misma localidad de Virginia Occidental, en 1934, se completó un pozo horizontal corto hasta los mantos Pocahontas, pero la tasa de producción de gas era muy baja ante los gastos operacionales.

Entre 1907 y 1961 hubo más de 87.000 muertos en las minas de carbón asociadas con incendios y explosiones. La tragedia en una mina de Virginia, donde murieron 78 mineros, hizo que la Agencia de Minas de Estados Unidos (USBM) empezara una campaña para entender cómo es que el CBM se presenta y se libera en las minas (Moore, 2004).

En 1940, en la población de Mansfield Colliery, Inglaterra, se perforó y se obtuvieron los primeros registros de un pozo vertical destinado a extraer el metano de una mina de carbón a gran escala, con buen éxito. En 1941, Ranney publicó un aspecto importante en la extracción de gas metano derivado del carbón, que consistía en que para iniciar la liberación y el flujo del gas, se debía disminuir la presión sobre los mantos de carbón, ya que el gas se acumulaba en la matriz del carbón por absorción, pero no dio información sobre los equipos de perforación, ni procedimientos. Más tarde, en 1943, Price and Headlee determinaron que las técnicas aplicadas en los pozos petroleros eran ideales para llevarlas a la producción del CBM (Thomas, 2002).

En 1952, en Pennsylvania, se perforó un pozo vertical dotado con una bomba para abatir el nivel freático y liberar el gas. En esta mina fue donde se utilizó por primera vez la estimulación de un pozo

para CBM. Durante la crisis energética de los años 70, la USBM y el Departamento de Energía reconocieron que el CBM no solo era una amenaza, sino también era un recurso energético potencial. En 1977, se inició un proyecto de recobro de metano de mantos de carbón (MRCP) en los Estados Unidos. Para caracterizar y ayudar a la utilización de dicho recurso, las labores de investigación del Instituto de Investigación del Gas (GRI) ayudaron a entender los procesos de desorción y a establecer procedimientos de medición estándares. Estos esfuerzos dieron como resultado el inicio de la producción comercial en varias cuencas (Black Warrior, San Juan, Powder River) de los Estados Unidos. A la fecha, el CBM de tipo comercial tiene un poco más de treinta años de existencia y en Estados Unidos constituye más del 10 % del gas comercializado.

Los riesgos asociados con el gas en el carbón se minimizaron, en parte, con la ventilación o inyección de aire fresco a través de tuberías a los frentes de trabajo, para aportar oxígeno y disminuir las concentraciones de metano. También se están perforando pozos para desgasificar las zonas posteriores a los frentes mineros, a fin de extraer el gas y disminuir el riesgo, una vez que las labores mineras alcancen dichas zonas.

6.2 Reservas de CBM y países productores

Los numerosos accidentes por explosiones de gas forzaron a las compañías y a los gobiernos a desarrollar programas de desgasificación o drenaje del gas mediante perforaciones. Los diferentes sistemas de drenaje pueden remover entre 20 y 70 % del CBM en el manto de carbón. La desgasificación disminuye los costos de ventilación y produce un gas con la calidad suficiente para comercializarlo. Los programas de desgasificación alentaron el estudio de las reservas y en la actualidad se adelantan programas para desgasificar o utilizar el gas en muchos países, especialmente en los principales países productores de carbón donde existen muchas reservas (Tabla 6.1 y Figura 6.1).

Tabla 6.1 Recursos de carbón y gas asociado al carbón (CBM) en el mundo.

PAÍS	RECURSOS DE CARBÓN (109 TON)	RECURSOS DE METANO (TERAS EN PIES ³)
Rusia	6500	600-4000
China	4000	1060-2800
USA	3970	275-650
Canadá	7000	300-4260
Australia	1700	300-500
Alemania	320	100
Reino Unido	190	60
Kazastán	170	40
Polonia	160	100
India	160	30
Sur África	150	40
Ucrania	140	60
Total	24460	2976-12640

Fuente: modificado de Thomas (2002).

La Tabla 6.1 muestra que las mayores reservas de carbón se encuentran en Estados Unidos, Rusia y China (BP, 2013). No es coincidencia entonces que en estos países, especialmente Estados Unidos, Canadá, China y Australia, se estén llevando a cabo los principales proyectos de extracción de metano.



Figura 6.1 Reservas probadas de carbón bituminoso en el mundo.

Fuente: adaptado de BP (2014).

Hasta hace poco tiempo, solo había explotaciones comerciales de CBM en Estados Unidos, gracias a una política de reducción de impuestos que incentivó técnicas de explotación y producción

innovadoras. El sorprendente avance de la explotación de CBM en Estados Unidos se había centrado en las cuencas Foreland de las Montañas Rocosas en el oeste norteamericano y es allí donde se generaron los modelos de exploración y explotación que se utilizan en muchos países. Posteriormente se involucraron otras cuencas, como la de los Apalaches, donde se han obtenido buenos resultados, especialmente en Alabama. En 1999, la producción alcanzó 1,1 teras pies³, y en la actualidad hay más de 8000 pozos produciendo CBM. La Figura 6.2 muestra la distribución del carbón en Estados Unidos, donde se destacan las cuencas con mayores producciones de CBM en las Montañas Rocosas y en los Apalaches, especialmente en los estados de Colorado, Nuevo Méjico, Wayoming y Alabama.

En China también hay grandes reservas de CBM, que se han calculado entre 1000 y 2000 teras pies³. Aunque, en general, las condiciones geológicas en otros países son estructuralmente más complejas que en Estados Unidos, los contenidos están dentro de los rangos encontrados en este país, por lo que se esperarían avances importantes en los próximos años. En Australia, los avances en la exploración han sido significativos, y las reservas se han calculado en más de 300 teras pies³.

Inicialmente, la exploración se centró en carbones bituminosos en los que se asociaba el aumento del contenido de CBM con el aumento de rango; sin embargo, en los últimos años se han encontrado depósitos comerciales en lignitos (Wayoming, EUA) y en antracitas (China) (Zapatero, Pendas & Loredó, 2001). Estos últimos hallazgos demuestran que no solamente se debe tener en cuenta el grado de carbonificación del carbón y los aspectos geológicos, sino también otros aspectos como el origen, la permeabilidad, la hidrogeología, etc. Lo que ha llevado a pensar que cada yacimiento es único y que la extrapolación de reservas a partir de la calidad del carbón, etc., no es recomendable, y que las reservas y el potencial se deben calcular a partir de mediciones directas de CBM, utilizando métodos de desorción convencionales, acompañados con análisis de cromatografía, para determinar el tipo de gases, y con análisis de isotermas de adsorción, para determinar la saturación.

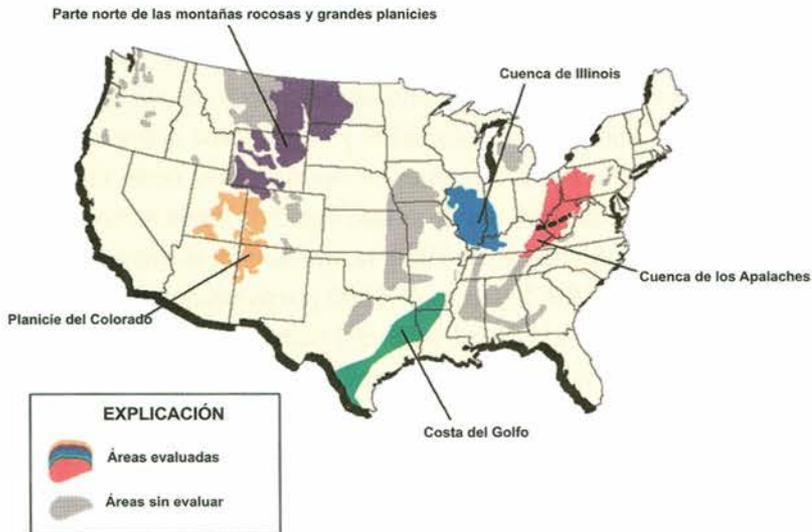


Figura 6.2 Cuencas carboníferas de Estados Unidos. Las áreas de color son las cuencas donde más se ha adelantado exploración para CBM, y, por lo tanto, donde más se explota en la actualidad.

Fuente: Thomas (2002).

A Estados Unidos ya se han sumado otros países y se están adelantando labores de exploración-explotación en naciones como Australia, China y Canadá, donde se tienen buenas reservas de carbón. La Figura 6.3 muestra que más de treinta países ya están haciendo estudios preliminares y proyectos pilotos. La posibilidades a nivel mundial son buenas, teniendo en cuenta que se tienen reservas de carbón significativas en muchos países y que el carbón es el combustible fósil más abundante, con reservas cercanas a 10^{12} ton y una producción anual cercana a los 7860 millones de toneladas, centrada en grandes países como China, Estados Unidos, antigua Unión Soviética; aunque también son grandes productores Indonesia, Polonia, Reino Unido y Colombia (BP, 2014). Los recursos de CBM se calculan en teras m^3 o $pies^3$, a partir de las reservas conocidas del carbón, que están bien identificadas y cuentan con una buena base de datos. La Tabla 6.1 muestra los recursos de metano en teras $pies^3$, en los principales Estados productores de carbón. Las principales reservas están en China con 1060 a 2800 teras $pies^3$, le siguen Rusia, Canadá, Australia y Estados Unidos. El total de los recursos a nivel mundial se ha calculado entre 3000 y 12000 teras $pies^3$.



Figura 6.3 Países y territorios donde se han llevado a cabo actividades exploratorias de CBM.

Fuente: BP (2014)

6.3 Aspectos económicos y legales

Para comienzos de los años 90, los Estados Unidos habían entrado en una etapa de madurez en producción de CBM y tenían miles de pozos en producción, la mayoría de ellos en la cuenca de San Juan en Colorado, Nuevo Méjico (Montañas Rocosas) y con una producción de más del 50 % del total de la producción del país. Esto fue posible gracias a que en los años 80 se introdujo una política de excepción de impuestos (tax credit), que permitió que las compañías recibieran ganancias no solamente por la venta del gas, sino también por la reducción de impuestos, lo que aumentó el número de pozos y mejoró notablemente la tecnología utilizada, de tal forma que para cuando se retiraron los apoyos por impuestos, las mejoras tecnológicas que se habían presentado permitieron que la industria del CBM se mantuviera sin los subsidios y, hay que decirlo, no solamente se mantuvo sino que siguió creciendo.

Al desafío de oportunidad de negocio, se unen aspectos legales por el conflicto que se presenta con las explotaciones de carbón. Y las soluciones se han planteado desde varias perspectivas:

1. El metano de las capas de carbón es carbón.
2. El metano de las capas de carbón es gas.
3. La concesión de carbón tiene prioridad.

-
4. Cada caso se debe estudiar por separado.
 5. Derechos sucesivos de propiedad.
 6. Derechos simultáneos de propiedad.
 7. Propiedad compartida.

Cada país lo ha enfrentado de manera diferente, pero la mayor complicación se ha presentado cuando diferentes entidades del Estado manejan los dos recursos por separado (Zapatero et ál., 2001).

6.4 Proyectos pioneros

Cada cuenca de CBM es diferente y en cada una se deben estudiar juiciosamente las diferentes variables, tales como: tectónica-estructural, estratigráfico-ambientes de depósito, rango del carbón, contenido de gas, permeabilidad e hidrodinámica. Como se mencionó, las cuencas de las Montañas Rocosas en Estados Unidos han liderado el número de perforaciones y la producción, al presentar bajo riesgo y bajo costo de encontrar nuevas reservas. El éxito mencionado se debe a que hay muchos mantos de carbón, a que el espesor de los mantos es considerable y las permeabilidades son buenas. Adicionalmente, los ambientes de depósito son deltaicos de llanura costera y las rocas son cretácico-terciarias. La experiencia desarrollada en esas cuencas ha llevado a concluir que se requieren capas potentes, un buen rango o madurez térmica y un contenido elevado de CBM, además, se debe tener un sistema hidrogeológico favorable y activo con buena recarga. A continuación se mencionan aspectos de las dos cuencas más exitosas en la explotación del CBM en Estados Unidos, la cuenca San Juan y la cuenca Powder River.

Cuenca de San Juan en Colorado, Nuevo Méjico. Esta cuenca es considerada, hasta ahora, como la más productiva del mundo, pues de ella se han obtenido más de $30 \times 10^9 \text{ m}^3$. En las zonas sobrepresurizadas, la producción es mayor y ha llegado a más de $600 \times 10^6 \text{ m}^3$ por día. En estas zonas, los factores favorables (espesor, rango, profundidad e hidrodinámica) se encuentran trabajando concordantemente. En dicha cuenca el contenido de gas es directamente proporcional a la sobrepresurización, o zonas donde la presión hidrostática es mayor a la normal, llegando a ser de $16 \text{ m}^3/\text{ton}$ ($560 \text{ pies}^3/\text{ton}$), donde debería

tener, por rango del carbón, entre 5 y 11 m³/ton (175-400 pies³/ton). Esto se explica no solamente por el rango de los carbones, sino también por la generación de gas biogénico generado por la recarga (determinado con isotopos), y también por gas termogénico migrado de mayores profundidades. La combinación de factores geológicos e hidrogeológicos se armonizó para generar altas concentraciones de CBM y presentar altos contenidos en las zonas de flexión (eje del sinclinal) o donde se presentan barreras al flujo y se producen flujos ascendentes (véase Figura 6.4).

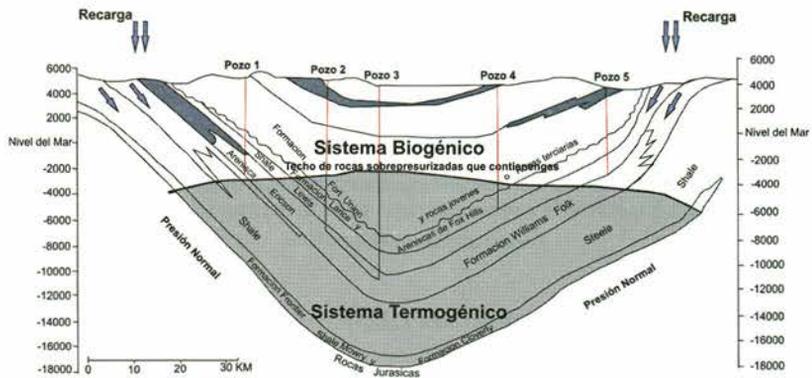


Figura 6.4 Cuenca de San Juan (EUA), donde se ha demostrado la concentración del CBM por recarga hidrogeológica a gran escala (ver flechas) sobre los flancos de la estructura sinclinal.

Fuente: adaptado de Moore (2004).

Cuenca Powder River en Wyoming. Esta cuenca es otro proyecto pionero, donde inicialmente se pensó que el potencial de CBM era bajo, por tratarse de carbones de bajo rango entre lignitos a subbituminosos. Sin embargo se encontraron valores altos, lo que se explica por el alto contenido de gas biogénico, debido a la reducción bacteriana de CO₂. Las bacterias producen el metano como un subproducto de su metabolismo. La influencia de las bacterias metanogénicas en los lignitos se favorece porque son carbones muy porosos, y algunos, junto con las rocas adyacentes, se han convertido en *clinker* por incendios, creando condiciones ideales para la recarga de agua y el acceso de las bacterias.

Otro aspecto importante de este depósito es que las areniscas adyacentes a los carbones y que por condiciones deposicionales dividieron o pincharon los carbones, tienen buen contenido de gas

(que ha migrado del carbón) y, por lo tanto, se presentan como un reservorio convencional de gas, adicional a los carbones (Figura 6.5).

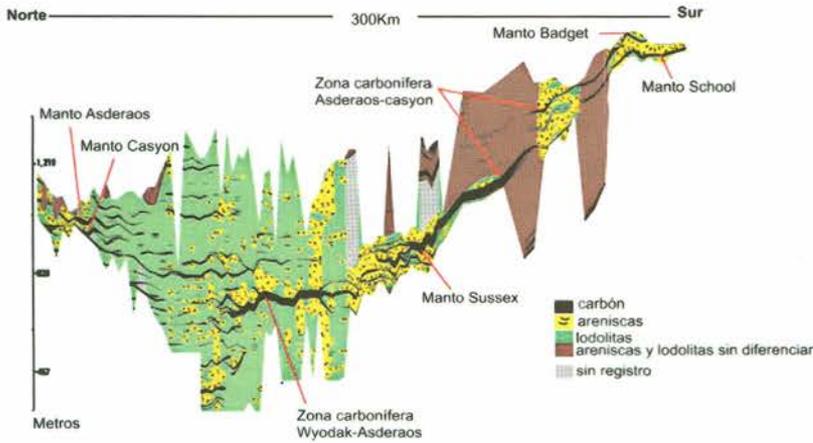


Figura 6.5 Un corte N-S de la cuenca Powder River muestra la intercalación del carbón con las areniscas de origen fluvial, lo que favoreció la posterior migración del gas de los carbones hacia las areniscas.

Fuente: adaptado de Flórez (2004).

6.5 Desafíos en el desarrollo del CBM

Además de los aspectos económicos y técnicos mencionados, algunos de los mayores desafíos del CBM son los aspectos ambientales relacionados con la producción abundante de agua para disminuir la presión y permitir que el CBM fluya, puesto que dicha agua debe ser posteriormente descontaminada y dispuesta, lo que puede ser una limitación para las perforaciones.

Otro aspecto que representa un desafío es la comparación de contenidos y mediciones de CBM en diferentes partes del mundo, pues, a menos que se haya seguido estrictamente la metodología del USBM-GRI, y los contenidos de CBM se hayan estandarizado por presión y temperatura (STP), se debe desconfiar de los resultados, debido a que se presentan muchos problemas asociados a la medición del contenido de gas. Esos desafíos son: errores en la toma de la muestra, calidad de la medición, escapes del cánister, errores en la determinación del gas perdido y del gas residual, problemas durante el transporte, falta de corrección por STP, errores en el peso de la muestra, entrada de aire y con esto, el inicio de reacciones biológicas y químicas.

Un gran desafío adicional que se ha encontrado, es que el fracturamiento de los mantos de carbón es necesario, porque en la mayoría de los pozos el gas no va a fluir por sí solo. Por lo tanto, se requiere incrementar la permeabilidad a través del fracturamiento del carbón. De la efectividad del fracturamiento depende el éxito de muchos proyectos. En el capítulo sobre producción y desarrollo se ilustra más sobre el fracturamiento.

La infraestructura, que incluye carreteras, electricidad, gaseoductos etc., es muy importante en la viabilidad económica de un proyecto. Por ejemplo, la falta de líneas de conducción adecuada del gas, es uno de los grandes desafíos en las nuevas áreas para CBM, puesto que si no existe la infraestructura de gaseoductos, el costo de implementarla puede hacer que el proyecto no sea rentable.

6.6 El CBM como parte de un sistema petrolero total (TPS)

En la actualidad, un recurso energético en una cuenca no se estudia de manera aislada sino como parte de todo un sistema conocido como **sistema petrolero total (TPS)**. Los hidrocarburos en una cuenca se deben estudiar conjuntamente, porque su origen puede estar relacionado y la explotación de uno de ellos puede afectar a los otros hidrocarburos presentes. El CBM se considera una **acumulación continua de gas** como el *shale gas* y se diferencia de las trampas de gas y petróleo convencional, donde el recurso no está localizado a lo largo y ancho de toda la capa, sino en ciertas trampas convencionales estructurales y estratigráficas (Figura 6.6). En la mayoría de los casos se asume que los depósitos de carbón-CBM están por encima de los depósitos de petróleo-gas.

El CBM se puede juzgar como parte de un sistema petrolero, en el que se deben estudiar y considerar todos los eventos de un sistema petrolero total (TPS). El diagrama de eventos de un TPS considera desde la formación de los carbones (roca fuente y reservorio), pasando por la formación de la roca sello, hasta los procesos y momentos que dieron lugar a la generación, movimiento, escape y acumulación del gas (Figura 6.7).

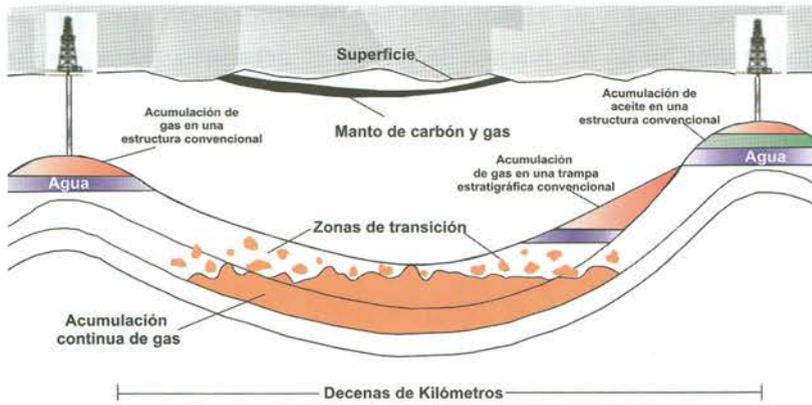


Figura 6.6 El gas asociado al carbón en una cuenca está asociado a otros hidrocarburos más localizados como el petróleo (colores azul-verde-rojo). El gas del carbón pertenece a yacimientos conocidos como acumulación continua de gases que generalmente saturan toda la capa o estrato(s) (colores naranja y negro).

Fuente: adaptado de Flórez (2004).

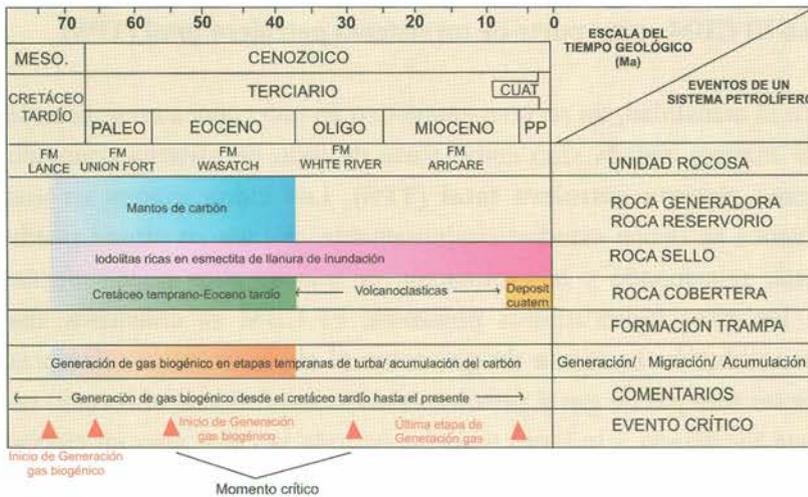


Figura 6.7 Diagrama de eventos que muestran a lo largo del tiempo la formación del carbón, la formación del gas y el entrapamiento del mismo en la Formación Fort Unión en la Cuenca Powder River (Wyoming, USA)

Fuente: adaptado de Flórez (2004).

El CBM es un hidrocarburo no convencional que está tomando cada vez más importancia en el mundo por su abundancia, especialmente en países que no cuentan con yacimientos de petróleo, y por los costos de los hidrocarburos convencionales. En algunos casos se están calculando reservas de manera indirecta a partir de la calidad y profundidad del carbón y según las reservas de carbón existentes.

En otros países se ha ido más lejos y los estudios de exploración han estado acompañados de perforaciones, de estudios de desorción para medir el contenido directo de gas, de ensayos de cromatografía para determinar el tipo de gas y de ensayos de isoterma para determinar la saturación. Igualmente, ya hay varios países que han pasado las etapas anteriores y se encuentran produciendo CBM y aprendiendo de sus condiciones particulares.

DESARROLLO DEL CBM EN COLOMBIA

Jorge Eliécer Mariño Martínez

La revisión del desarrollo del CBM en Colombia se inicia con un resumen de la historia de la exploración del CBM, después se presenta un compendio de los contenidos versus profundidades que se han encontrado en las diferentes cuencas de Colombia, también se muestran los resultados preliminares de la cromatografía o tipos de gases encontrados, las isotermas y los isótopos. Posteriormente se analizan los diferentes cálculos de reservas que se han hecho en el país, y en último término, se hacen algunas consideraciones sobre el futuro del CBM en Colombia.

7.1 Historia del CBM en Colombia

Los estudios y exploración de gas asociado al carbón, tanto en Colombia como en el mundo, han tenido y tienen tres orientaciones: como hidrocarburo no convencional, como factor de riesgo y como gas de efecto invernadero.

Como hidrocarburo no convencional. Este tipo de exploración está orientada a aumentar la oferta energética de gas. En algunos países, como Estados Unidos, el CBM constituye un porcentaje apreciable del gas domiciliario e industrial. En el caso de Colombia, no solamente puede ayudar a ampliar la oferta energética, sino también puede ser la solución para sectores apartados donde no llegan las redes de gas natural convencional.

Como elemento de factor de riesgo de accidentes y explosiones en las labores de minería convencional. El número de muertes por

explosiones de metano constituye el mayor riesgo minero. En algunos departamentos, como Boyacá, ese número de muertos cada año puede estar alrededor de 20 personas. Esto hace que las compañías tengan un seguimiento continuo de los contenidos de gases con ayuda de multidetectores de gases que determinan, por porcentaje, el contenido relativo de cada uno de los gases, pero desconocen los contenidos reales de gas en los carbones. En Colombia, de acuerdo con el reglamento de seguridad en labores subterráneas (Decreto 1335 de 1987 del Ministerio de Minas y Energía) los porcentajes máximos permisibles de metano en los frentes de explotación de carbón son de 1 %. El conocimiento por anticipado de los contenidos de metano en los diferentes mantos y sectores de la mina, facilita el planeamiento y diseño de la ventilación para reducir el riesgo y los costos de ventilación. Las compañías que planean hacer explotación subterránea de carbón a gran escala están haciendo mediciones de gases durante la exploración, sobre corazonos obtenidos en perforaciones, como requisito de los interventores internacionales y de los encargados del diseño minero.

Como gas de efecto invernadero. El gas metano es uno de los gases que contribuye en mayor cantidad al efecto invernadero, al ser 20 veces más perjudicial que el CO₂ en la atmósfera. La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) identificó al CBM, junto con las emisiones de los basureros y el estiércol del ganado vacuno, como uno de los mayores aportantes de metano a la atmósfera, por eso ha decidido desarrollar programas de apoyo a la medición y captura de CH₄.

Algunas de estas tres orientaciones del estudio del CBM, se pueden integrar así: cuando se desgasifica y se utiliza el gas en una mina, se está disminuyendo el riesgo de accidentes por explosión, se están reduciendo los costos por ventilación y se está evitando el vertimiento de esa cantidad de metano a la atmósfera.

La historia del CBM en el país comenzó en 1990, en el Gobierno del presidente Gaviria, cuando, por los frecuentes apagones y racionamientos de energía, se pensó en la posibilidad de obtener otras fuentes de energía provenientes de sectores diferentes al

petróleo. Así, en 1993, se determinó desarrollar una exploración por medio de un contrato de asociación, para la producción de gas metano derivado de los mantos de carbón, en los departamentos de la Guajira y el Cesar, en la cuenca Cesar-Ranchería, ejecutada por empresas norteamericanas (GeoMet y CoEnergy), las cuales tenían la experiencia y los conocimientos sobre el tema, gracias a los estudios y proyectos desarrollados en Estados Unidos. En 1994 se perforaron con optimismo tres pozos en esta concesión, ya que la zona se constituía como una de las más extensas en yacimientos de carbón. Los carbones registrados por los pozos de Cerrejón zona norte, resultaron con propiedades ideales para explotación y producción del gas y se propusieron perforar muchos más pozos dentro de la Concesión Patillal, con toda la tecnología aplicada en la industria petrolera.

Geomet procedió a adelantar la exploración a partir de la implementación de modelos de reservorios exitosos en Estados Unidos, y aunque los contenidos de CBM encontrados fueron buenos (200-300 pie³/ton), el proyecto no fue exitoso por la dificultad que tuvieron de drenar el agua que se encuentra asociada a los mantos de carbón, para así bajar la presión hidrostática en los mantos y permitir el flujo del gas. Posteriormente se pudo establecer que los carbones encontrados sí tenían buenas características para la generación del metano, pero ingenierilmente era compleja la producción de dicho gas, por las condiciones físicas del subsuelo, la baja permeabilidad, las múltiples fracturas, las altas presiones y los daños en la formación (GeoMet, 1989).

Además de la cuenca Cesar-Ranchería, también se evaluó, en 1992, la región cundiboyacense por medio de la Gerencia de Exploración de Ecopetrol, para estimar el potencial de CBM, y se estudiaron las zonas prospectivas más importantes. Igualmente, se evaluó la región de Cúcuta, mediante dos estudios adelantados por la UPTC y el ICP (UPTC-Ecopetrol, 2001). En los últimos años se ha retomado el tema del CBM con las exploraciones iniciadas por Geomet y continuadas por la compañía carbonífera Drummond en la cuenca del Cesar-Ranchería (Bloques La Loma y Río Ranchería), donde se han reportado contenidos de más de 200 pie³/ton en profundidades

mayores a 200 m. Se desconocen detalles de los resultados de producción de los pozos de prueba, pero las reservas se han calculado en un par de teras pies³.

En 2008, el Ministerio de Minas y Energía y la Dirección Nacional de Planeación publicaron el documento CONPES 3517, en el que presentaron los “Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón”, en el que se reconoció la importancia del gas asociado al carbón, pero, al mismo tiempo, surgió un desafío administrativo porque se asignaron dos recursos diferentes, carbón y CBM, que ocupan el mismo lugar, a dos entidades diferentes para administrarlos. El carbón es administrado por la Agencia Nacional Minera, y el gas (CBM o GMDC), por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. En el documento CONPES 3517 se argumenta que “Por las características de los yacimientos de GMDC, tanto las licencias como las operaciones de exploración y producción pueden darse en condiciones de coexistencia geográfica y temporal con operaciones de minería de carbón”. Sin embargo, esa coexistencia no se ha dado y ya se han presentado problemas entre compañías, como el suscitado entre Drummond y Cerrejón, debido a que se asignaron derechos de exploración de CBM a Drummond en la misma área donde a Cerrejón se le concedieron derechos de explotación de carbón. El problema mencionado anteriormente se seguirá presentando, a menos que una sola entidad maneje los dos recursos, tal como sucede en países como Estados Unidos, donde los servicios geológicos de los diferentes estados son los administradores de los dos recursos.

El Instituto Colombiano del Petróleo ICP-Ecopetrol ha retomado el tema del CBM y ha adelantado estudios en diferentes partes del país, aunque estos no se han publicado. El Departamento de Geología de la UIS (Universidad Industrial de Santander) también ha hecho algunos estudios. La UPTC-Sogamoso (Laboratorio de Materiales, Gas asociado al Carbón y Shale Gas), asimismo ha adelantado estudios de desorción de gas en perforaciones y frentes de minas, gracias al apoyo en equipos que ha recibido de Colciencias y la ANH. La mayoría de los estudios se han hecho con el propósito de conocer el potencial de CBM, y diversas instituciones se han

involucrado en la exploración del CBM, con miras a la utilización del gas, tales como la ANH, la Universidad EAFIT y la UPTC. Otros estudios se han hecho con el fin de conocer los factores de riesgo de accidentes en la minería y como parte del planeamiento minero. Los estudios adelantados por la UPTC y el Ingeominas-Servicio Geológico Colombiano, han tenido como objetivo conocer los factores de riesgo de accidentes en la minería, puesto que la siguiente fase de minería del carbón en el país será subterránea y a gran escala, especialmente donde hay carbones de buena calidad, por lo tanto se requiere saber de los contenidos de gas como parte del planeamiento.

La determinación del contenido de gas metano es importante en el planeamiento, porque el metano es una amenaza seria para la seguridad en las minas de carbón subterráneo, por su elevada explosividad en concentraciones en la atmósfera entre el 5 y el 15 %. Por lo anterior, las minas subterráneas utilizan ventilación para asegurar que las concentraciones de metano en las minas subterráneas se mantengan por debajo de los niveles de explosividad. Los reglamentos del Ministerio de Minas y Energía establecen que en los frentes mineros las concentraciones máximas no deben sobrepasar el 1 %, y en las entradas a las minas usadas por el personal y en los retornos, los niveles de metano no pueden exceder el 2 %.

En general, hay dos métodos para controlar el metano en las minas subterráneas: el uso de sistemas de ventilación y el uso de sistemas de desgasificación. Los sistemas de ventilación deben ser empleados en todas las minas subterráneas. La decisión de usar un sistema de desgasificación se basa principalmente en los factores de seguridad, sin embargo, la oportunidad de vender o usar el gas recuperado puede también influir en la decisión. En las minas especialmente gaseosas, además de los sistemas de ventilación, se requiere usar sistemas de desgasificación para remover parte del gas de las minas antes de, durante y después del minado (Figura 1.8). El metano recuperado de estos sistemas normalmente es de calidad suficiente para ser vendido o usado en varias aplicaciones, incluyendo la generación de electricidad. En Colombia, la desgasificación de las minas de carbón por perforaciones no ha comenzado, y es necesario considerar esta

opción porque los costos de ventilación en minas profundas ya son muy altos, puesto que, a mayor profundidad, mayor riesgo, y debido a que se está desperdiciando un gas valioso que, en la mayoría de los casos, se ventea a la atmósfera.

Una tercera razón por la que el CBM ha despertado cierto interés en Colombia, es por los efectos contaminantes del metano y su efecto como gas tipo invernadero. Para esto, el IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) ha establecido metodologías recomendadas para estimar las emisiones de metano en las actividades de minado del carbón. Si en un proyecto minero se logra capturar el metano y generar energía limpia utilizando el metano, se puede acceder a los bonos de carbono por reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual se traducirá en ingresos adicionales para la empresa y en mejores prácticas ambientales.

En Colombia se espera que la demanda de energía se incremente en los próximos años. Este aumento en energía se presume que sea suplido por termoeléctricas a base de carbón, pero dado el alto potencial contaminante del carbón, es aconsejable que se piense alimentar esas termoeléctricas con gas natural. Debido a las reservas considerables de carbón existentes en el país, se debe considerar el CBM como un complemento y un reemplazo del gas natural durante las siguientes décadas, especialmente ahora cuando se ha encontrado que las reservas de gas convencional no son tan significativas como se había pensado (Figura 7.1).

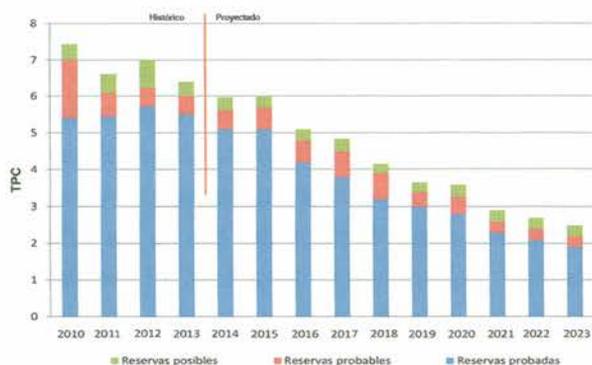


Figura 7.1 Disminución de las reservas de gas natural en Colombia.

Fuente: ANH, 2014.

7.2 Contenidos de CBM en Colombia

Los pozos adelantados para CBM en Colombia ya podrían sumar más de cien, y con esta información se comienza a tener una mejor idea de los contenidos en diferentes regiones y de las variables más incidentes. La variable más importante parece ser el enterramiento, ya que se ha encontrado un incremento del contenido de CBM con la profundidad, lo que, a su vez, está relacionado con el rango. La Tabla 7.1 muestra el contenido versus la profundidad en diferentes cuencas carboníferas de Colombia: altiplano cundiboyacense en la Formación Guaduas, cuenca de Amagá en Antioquia en la Formación Amagá, cuenca Cesar-Ranchería en el Cesar en la Formación los Cuervos, y en la Guajira en la Formación Cerrejón.

Tabla 7.1 Contenido del gas metano en pies³/ton vs. Profundidad en metros en varias zonas del país.

Profundidad (m)	Contenido (pies ³ /ton)			
	Altiplano cundiboy.	Altiplano antioqueño	Cesar-Ranchería	Guajira
5-25	0,5-5			
25-50			5-10	10-80
50-100	5-30	15-25	10-50	80-200
100-200	60-80	15-30	30-150	200-300
200-300	10-100	20-90		
300-400	10-150			
400-500	50-150	20-90	50-175	
500-600	50-300	20-90	70-200	
600-700	100-300			

Fuente: adaptado de Mariño (2010), Mojica (2013), ANH (2011), Drummond (2008).

En Boyacá y Cundinamarca, los contenidos están directamente relacionados con la profundidad y fluctúan entre unos pies cerca de superficie y más de 200 pies³/ton a profundidades mayores a 500 m. En algunos casos, si se grafica el contenido de gas en pies³/ton con la profundidad en metros, se puede encontrar un incremento que confirma el aumento del CBM con la profundidad (Figura 7.2). Lo anterior sugiere que si se perfora a mayor profundidad, los contenidos serían mayores, y en los futuros proyectos las profundidades deben sobrepasar los 500 m y acercarse a los 1000-2000 m, a fin de conocer los reales contenidos a dichas profundidades. Si se compara el contenido de gas contra la reflectancia de la vitrinita, que es un

indicador de rango, también se nota una tendencia aunque no tan marcada como la vista en el contenido de gas contra la profundidad. Esto demuestra la relación entre el contenido de gas y el incremento del rango del carbón (Figura 7.2).

En Boyacá, los mayores contenidos se han encontrado hacia el norte, y centro sur del departamento, lo que coincide con el aumento del rango en la misma dirección, y como resultado del aumento del rango, se encuentran carbones coquizables. En Cundinamarca, los mayores contenidos se han hallado hacia el área de Sutatausa-Cucunubá, donde los valores más altos se han registrado a mayor profundidad y muestran un gradiente bien definido, lo que indica posiblemente un origen termogénico del gas, producto del incremento del rango del carbón (véase Figura 7.2). El origen del gas en el carbón debe precisarse mejor mediante el uso de isótopos que permiten diferenciar entre origen termogénico y biogénico. Hasta ahora, y por el incremento con la profundidad, se cree que el origen de los gases es termogénico principalmente. En Cundinamarca y Boyacá, los estudios de exploración de CBM deben acompañarse con investigaciones adicionales de facies de la Formación Guaduas, porque algunos de estos estudios han permitido determinar cambios laterales en ambientes y zonas más favorables por espesores y números de mantos (Amaya et ál., 2010).

De acuerdo con la Tabla 7.1, en Antioquia se han encontrado los valores más bajos, que no sobrepasan los 100 pies³/ton a 100 m de profundidad; lo que se puede explicar por el bajo rango de los carbones (subbituminosos) y por el posible efecto perturbador de las intrusiones ígneas que abundan en la zona. En la Costa Caribe parecen encontrarse los valores más altos con relación a la profundidad, especialmente en La Guajira, donde se han reportado valores cercanos a 300 pies³/ton a solo 200 m de profundidad. Estos altos contenidos podrían explicarse por una tectónica más tranquila de la zona en comparación con las zonas andinas.

En general, se puede concluir que las mediciones con los equipos cánister existentes han permitido determinar que en frentes de mina o perforaciones muy superficiales los contenidos de CBM son muy

bajos y no sobrepasan los 20 pies³/ton. En profundidades entre 500 y 600 m, los contenidos sobrepasan los 150 pies³/ton (Tabla 7.1).

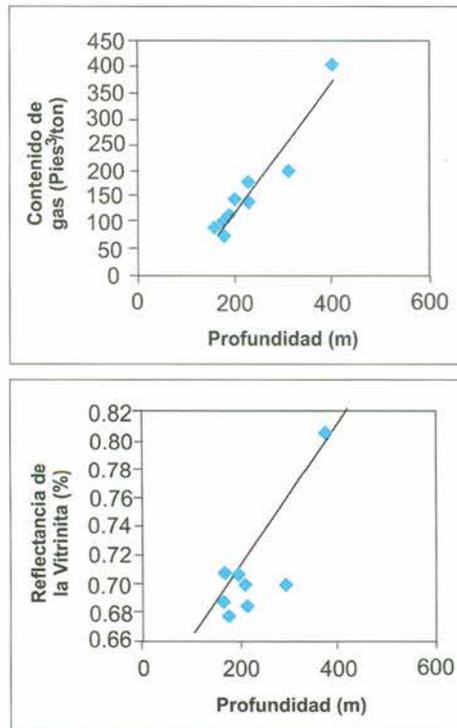


Figura 7.2 Incremento del contenido de gas y de la reflectancia de la vitrinita con la profundidad en la Formación Guaduas en Cucunubá (Cundinamarca).

Los contenidos de gas reportados son contenidos de gas total que incluyen gas perdido, gas medido en el ensayo de desorción y gas residual, más los ajustes por contenido de materia mineral en base seca. De un gas total de 100 pies³/ton, se pueden encontrar los siguientes porcentajes: entre 1-3 % es gas perdido, entre 60-95 % es gas medido en el ensayo desorción, y entre 20-40 % es gas residual. Los contenidos de ceniza y la corrección por materia mineral incrementan los contenidos al hacerle la corrección por carbón libre de materia mineral (dmmf). El contenido de ceniza es el factor preponderante y puede incrementarse notoriamente si en el muestreo del carbón que se introduce en el cánister se adicionan intercalaciones o la muestra no se lava con agua. Los contenidos de ceniza encontrados en los diferentes proyectos varían entre 2-30 % y, en esa medida, se incrementa el contenido del gas total al restarle el peso de la materia mineral que no aporta gas. Los altos contenidos

de ceniza se pueden explicar por las intercalaciones arcillosas presentes en algunos carbones, o por mal muestreo y contaminación de la muestra.

En Colombia, como se mencionó, los estudios de contenido de gas en los carbones se han medido en corazones a partir de perforaciones, y también se han medido en muestras de canal en frentes de explotación subterránea (véase Figura 7.3). Si se comparan las dos curvas de desorción, se encuentra que las muestras tomadas en corazones tienen un comportamiento elíptico convencional, lo que indica una alta desorción de gas al inicio de la prueba, que después se va horizontalizando, pues el gas desorbido disminuye con el tiempo. Por el contrario, en las muestras tomadas en los frentes de mina, las curvas de desorción tienen un comportamiento más lineal, lo cual demuestra que parte del gas se ha perdido por las actividades mineras (Figura 7.3). Esto explica por qué los valores de los contenidos en los frentes de mina se han encontrado más bajos que los hallados en las perforaciones.

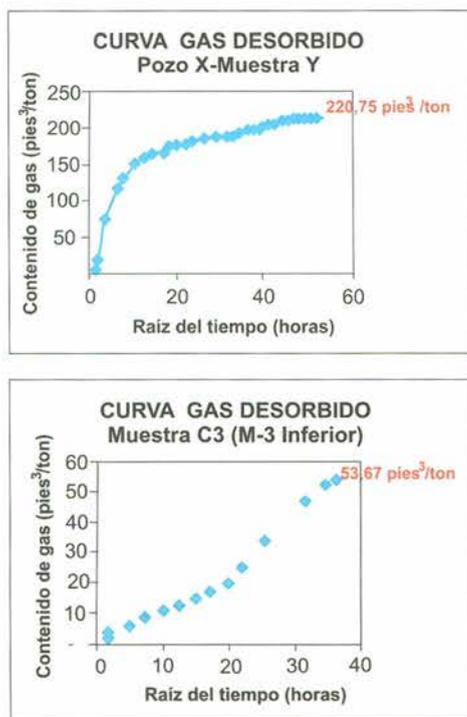


Figura 7.3 Comparación del modelo de desorción entre muestras de corazones (Cundinamarca) y muestras de canal en frente de mina (Boyacá).

7.3 Tipos de gases o cromatografía

Los resultados de los pocos análisis de gases (cromatografía de gases) de los que se conocen los resultados, indican que el CBM del altiplano cundiboyacense está compuesto en un 90 % de metano con pequeños porcentajes de CO₂, etano y nitrógeno. En algunos casos, el contenido de CO₂ es mayor al 10 %, y el contenido de nitrógenos está por encima del 3 %. En los departamentos de Cesar y Guajira se ha encontrado 85 % de metano (CH₄) con pequeños porcentajes de CO₂ (4 %), y nitrógeno (11 %). Análisis realizados a gases extraídos de mantos de carbón de rango alto a profundidades superiores a 5000 ft, dieron como resultado concentraciones de 10-15 % de etano e hidrocarburos pesados, y no se observó la presencia de H₂S y otros compuestos de sulfuro (Geomet, 1989).

En general, los compuestos de sulfuro no se han detectado en Colombia en niveles peligrosos por encima de la norma (< 0,002 %), pero en situaciones donde se sospeche la presencia de H₂S por los olores a huevo podrido en los ensayos de desorción, se deben hacer ensayos de cromatografía con cromatógrafos muy sensibles que detecten los compuesto de azufre por debajo de 0,001. Cada caso se debe analizar de manera específica, pozo por pozo, a fin de evitar sorpresas durante la perforación y el desarrollo minero.

7.4 Isotermas de adsorción

No son muchos los ensayos de isotermas que se han hecho en Colombia, debido al costo del ensayo y a que en el país no se cuenta con una celda apropiada para este ensayo, por eso dichos ensayos deben hacerse fuera del país en laboratorios certificados. Los fundamentos teóricos de la isoterma se explican en el capítulo 4. Los pocos ensayos de isotermas en el altiplano cundiboyacense muestran que los contenidos de gas deberían estar entre 500 y 600 pies³/ton, pero los valores encontrados fluctúan entre 50 y 250 pies³/ton, lo que indica que los carbones están subsaturados con cerca del 30 % de su capacidad de almacenamiento (Figura 4.12 y Tabla 7.1) (Mojica & Mariño, 2013). Por lo anterior, se podría concluir que gran parte del gas se ha desorbido naturalmente, posiblemente debido a

factores asociados a la despresurización relacionada con el intenso fracturamiento de la zona producto de la orogenia andina (Figura 7.5). Este es un factor que se debe analizar con mayor detalle, ya que podría ser parte de la explicación de los bajos contenidos de CBM encontrados hasta ahora. Los valores de saturación en el Cesar y la Guajira son cercanos al 50 %, esto es, son más altos que en Boyacá y Cundinamarca, lo que significa que esos carbones retuvieron más gas, seguramente por el menor plegamiento y fallamiento de esa zona con respecto al interior del país.

Al igual que la cromatografía, los ensayos de isoterma realizados hasta ahora son pocos, pero es importante que se hagan como parte de los estudios de CBM, a fin de tener una base de datos que permita conocer los niveles de saturación, ya que este es un factor clave en los procesos de producción.

7.5 Isótopos

Los análisis de los isótopos en los carbones son necesarios para determinar si el origen de los gases asociados al carbón es biogénico a partir de bacterias, o termogénico a partir del enterramiento y aumento del rango de la materia orgánica. Los pocos análisis de isótopos que se han hecho en Colombia muestran un porcentaje apreciable de componente biogénico, lo que es una buena noticia para la posible explotación del CBM en las minas abandonadas (AMM). Por otra parte, el incremento en el contenido con la profundidad en algunos pozos, por ejemplo, Pozo Cucunubá en Cundinamarca, confirma que hay un fuerte componente termogénico (Figura 7.2).

Las experiencias obtenidas tanto en Colombia como en el mundo y los nuevos descubrimientos en sitios “no convencionales”, como en carbones de bajo rango en que el CBM encontrado se considera de origen biogénico, han llevado a la conclusión de que cada caso es particular y que las condiciones locales deben ser muy bien determinadas. Por eso se deben hacer más análisis de isótopos a los gases de los carbones colombianos para aclarar más su origen.

7.6 Reservas de carbón y CBM en Colombia

Teniendo en cuenta que el territorio colombiano posee un importante recurso carbonífero, con doce zonas carboníferas, y que, según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en su reporte del año 2000, un 30 % aproximado de las reservas totales de carbón en toda Latinoamérica está en Colombia, se puede afirmar que el país ofrece un gran potencial de gas natural asociado al carbón, hecho que permite postularlo como un buen complemento a otras fuentes de energía, especialmente a los conocidos yacimientos de gas natural asociado al petróleo (Figura 7.4 y tablas 7.5 y 7.6).

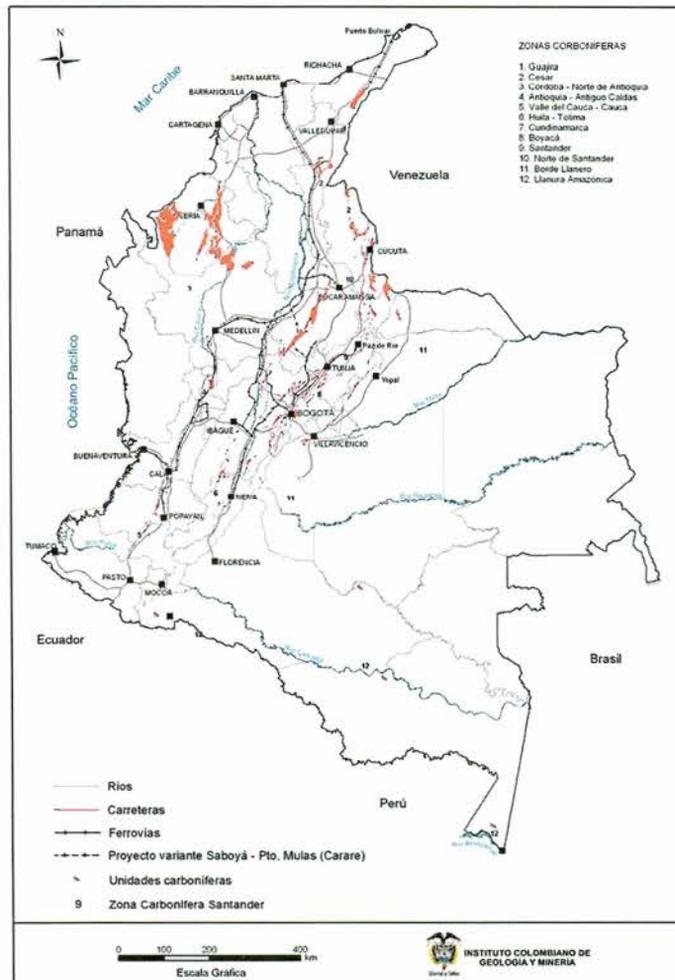


Figura 7.4 Zonas carboníferas de Colombia.

Fuente: Ingeominas (2006).

Tabla 7.2 Demanda nacional de las fuentes de energía en (%) (1995- 2010).

AÑO	PETRÓLEO	LEÑA	HIDROENERGÍA	CARBÓN	GAS NATURAL	OTRA
1995	47.4	16.1	9.8	9.7	11.4	5.6
2000	46.4	14.1	9.0	10.2	14.4	5.9
2010	38.5	11.5	8.9	9.2	20.9	11.0

Fuente: MINMINAS-UPME, 2000

Analizando las reservas de las diferentes fuentes energéticas, se puede anotar, que mientras las reservas de crudo en el país alcanzarían para unos veinte años o menos y el gas natural para unos sesenta años aproximados, las reservas de carbón sobrepasan los 200 años con las tasas actuales de producción; lo cual demuestra la gran importancia del carbón en nuestro país frente a las otras reservas energéticas y, con mayor razón, si se logra mejorar y generalizar la posibilidad de generar CBM comercial (Tabla 7.2 y 7.5).

La demanda nacional del gas natural aumenta cada vez más ante las otras fuentes de energía, como el petróleo y el propio carbón, lo que ubica al gas en un segundo lugar, después del petróleo. Esto se facilita por las extensas redes de transporte de gas, que fácilmente exceden los 4000 km. de longitud, y las redes adicionales que se están construyendo por la masificación del gas natural en el país.

En el país existen grandes reservas de carbón que están geográficamente esparcidas a lo largo y ancho del país en cinco regiones: central, atlántica, del Pacífico, de los Llanos y del Amazonas (Figura 7.4). Las calidades promedios, que se presentan en la Tabla 7.3, ubican a los principales carbones colombianos en el rango de carbones bituminosos altos en volátiles o carbones con buenas posibilidades de CBM.

En la Tabla 7.4 se presentan valores aproximados de algunas propiedades del carbón por rangos, tales como el porcentaje de carbono, la reflectancia de la vitrinita, etc. Con dichos valores se puede tener una guía sobre el incremento o tendencias de los valores máximos y mínimos en cada propiedad, como la materia volátil que va disminuyendo su porcentaje en el carbón a medida que aumenta

el rango. Si se comparan dichos valores con los valores de calidad promedio de los carbones colombianos (véase Tabla 7.3), se puede concluir que un gran porcentaje de los carbones colombianos está dentro del rango de carbones con buen potencial de CBM, con carbones de bituminosos alto volátiles (%Ro=0.5) a bituminosos medios a bajo volátiles (%Ro=1.5).

Tabla 7.3 Calidad promedio de los carbones colombianos.

CUENCA	RANGO	PODER CALORÍFICO (BTU/PIE)	CARBONO FIJO (%)	MATERIA VOLÁTIL (%)	CENIZAS (%)	HUMEDAD (%)
GUAJIRA	HvCb	6158-12200	53.6	38.7	10.25	7.1
CESAR	HvCb	5309-12570	48.4	33.4	11.03	6.6
CÓRDOBA	SubC	4837-8180	39.3	42.9	12.53	11.7
SANTANDERES	HvBb	5058-13807	46.4	44	17.1	4.8
CUNDI-BOYACÁ	HvBb	8112-13914	56.6	31.1	10.5	4.2
ANTIOQUIA	SubA	4031-10960	43.3	42	6.5	8
VALLE - CAUCA	SubA	6150-10180	52.8	31.1	14.5	2.5

Fuente: b-carbones bituminosos, Hv-bituminosos, Sub-subituminosos, Hv-alto volátiles

Tabla 7.4 Valores aproximados de algunas propiedades del carbón en diferentes rangos.

	LIGNITO	BITUMINOSO ALTO VOLA.				MEDIO VOL.	BITUMINOSO	
		SUBBITUMI.	C.	B.	A.		BAJO VOL.	ANTRACITA
% C (Libre M. Mineral)	65 - 72	72 - 76	76 - 78	78 - 80	80 - 87	89	90	93
% H	4.5	5	5.5	5.5	5.5	4.5	3.5	2.5
% O	30	18	13	10	10 - 4	3 - 4	3	2
% Materia Volátil	40-50	35-50	35-45	?	31-40	31-20	20-10	<10
% Reflectancia de la Vitrinita	0.2-0.3	0.3-0.4	0.5	0.6	0.6-1.0	1.4	1.8	4
Densidad						Incrementa →		

Fuente: adaptado de Law & Rice (1993).

Las reservas de carbón en las diferentes cuencas colombianas son apreciables, de acuerdo con los cálculos adelantados por Ingeominas-SGC (Tabla 7.5), lo que aumenta las posibilidades de encontrar CBM comercial. Si las reservas se multiplican por el contenido potencial de CBM de acuerdo con el rango (Tabla 7.1), el contenido de CBM en pies³/ton sería considerable. Naturalmente es un cálculo muy aproximado y arriesgado, por los problemas de subsaturación ya mencionados, y se debe precisar con programas de exploración con mediciones directas de CBM. Las reservas de carbón en Colombia

están concentradas en más del 80 % en la Guajira y el Cesar, y es justamente donde se han encontrado los mayores contenidos de gas asociados a los mantos de carbón. En el resto del país hay menores cantidades, pero están cerca de los grandes centros de consumo, lo que las haría atractivas.

Tabla 7.5 Reservas (en millones de toneladas) de carbón por cuenca en Colombia. T-térmico coquizable.

Zona	Recursos más reservas			Recursos	Potencial	Tipo
	Medidos	Indicados	Inferidos	Hipotéticos		
La Guajira	3.933,30	448,86	127,50	27,16	4.536,82	T
Cesar	2.035,40	1.536,98	1.963,18	993,50	6.556,06	T
Córdoba - Norte de Antioquia	381,00	341,00			722,00	T
Antioquia - Antiguo Caldas	90,06	225,83	132,40	26,45	474,74	T
Valle del Cauca - Cauca	41,45	92,14	97,90	10,98	242,47	T
Cundinamarca	236,23	644,85	539,22	61,77	1482,07	T, C
Boyacá	170,37	682,62	867,22		1.720,21	T, C
Santander	56,08	258,32	149,24		463,64	T, C
Norte de Santander	119,69	314,34	360,77		794,79	T, C
Total	7.063,58	4.571,94	4.237,43	1.119,86	16.992,80	

Fuente: Ingeominas (2004).

Bonett y Rodríguez (1996) hicieron una estimación de las reservas colombianas de CBM a partir del cálculo de reservas del Ingeominas (con base en las reservas explotables) y obtuvieron 16,4 teras pies³ de reservas de CBM. De Little (2008) recalculó las reservas y concluyó que de las 18 teras calculadas, solo el 40 %, o 7,5 teras pies³, son recuperables. La debilidad de los cálculos anteriores radica en que los contenidos de gas se han medido indirectamente a partir de la profundidad y rango del carbón y no sobre mediciones directas con ensayos de desorción. En los últimos años se han adelantado estudios de cálculo de reservas con mediciones directas por la ANH, por Drummond, por el SGC y por otras empresas y universidades. Dichas reservas se deben considerar confiables, si se han utilizado métodos directos y convencionales. El reanálisis de las reservas que se muestran en la última columna de la Tabla 7.6, indican que las reservas conocidas de CBM en el país son solo de 5,622 teras pies³, las mayores reservas de CBM parecen estar en los departamentos de La Guajira y Cesar, donde cada uno de los cálculos supera el límite de 1 tera pies³, que se considera un límite a partir del cual se pueden desarrollar grandes proyectos de CBM. Los anteriores cálculos de

reservas podrían ser mayores si se incluyeran los estudios de CBM adelantados por ECOPETROL-ICP y por compañías mineras que han realizado proyectos de exploración de carbón con un componente secundario de CBM.

Tabla 7.6 Diferentes cálculos de reservas en teras pies³ del potencial de CBM en Colombia.

ZONA	Bonnet & Rodríguez (1996)		De Little (2008)			Drummond (2008), Mariño (2010), Mojica & Mariño (2013)
	Carbón (Gton)	CBM (Teras pies3)	Carbón (Gton)	CBM (Teras pies3)	CBM recuperable (Teras pies3)	CBM (Teras pies3)
Guajira	983	-	13,6	4,8	2,4	3,2
Cesar	3918	2,9	19,7	6,9	3,4	2
Córdoba	3380	2,1	2,2	0,8	-	
Antioquia	595	0,4	1,4	0,5	-	0,002
Valle del Cauca	248	0,2	0,7	0,3	-	
Cundinamarca	12769	10,5	4,4	1,6	0,8	0,367
Boyacá		-	5,2	1,8	0,9	0,053
Santander	604	0,3	1,4	0,5	-	
Norte de Santander		-	2,4	0,8	-	
TOTAL	22497	16,4	51	18	7,5	5,622

Fuente: adaptado de Bonnet & Rodríguez (1996), De Little (2008), Drummond (2008), ANH, UPTC, Mariño (2010), Mojica & Mariño (2013s).

7.7 Consideraciones sobre el futuro del CBM en Colombia

Debido al carácter inicial de la exploración y la industria del CBM en Colombia, se deben establecer incentivos para que la explotación y la comercialización sean competitivas. Dichos incentivos podrían consistir en rebajas de impuestos y sobretasas a otros combustibles. Como argumentos persuasivos se debe recordar que la exploración del CBM disminuirá los riesgos de explosiones y favorecería el ambiente al utilizar un gas con efectos de invernadero que de otra forma se iría a la atmósfera.

Para mejorar las condiciones de exploración es necesario fortalecer la base topográfica, a fin de hacer una cartografía geológica más precisa, que permita el seguimiento de los mantos, la delimitación

de los bloques y el análisis de las condiciones de permeabilidad y porosidad, y las condiciones hidrogeológicas. Igualmente, deben adelantarse programas de medición de contenido de CBM, basados en mediciones con cánister, preferiblemente a partir de perforaciones y siguiendo métodos y procedimientos convencionales. La exploración del CBM se puede hacer conjuntamente con la exploración del carbón, aprovechando los núcleos de las perforaciones de las numerosas exploraciones de carbón que se están adelantando, para ahorrar muchos recursos y permitir un trabajo tripartito entre empresa, Estado y universidad. En la exploración se debe involucrar a la empresa privada a fin de asegurar la utilidad de la exploración y que pueda servir como base de proyectos de explotación rentables.

Las zonas de estudio se deben sectorizar de acuerdo con características como calidad del carbón, espesor de los mantos, profundidades, fracturamiento, condiciones hidrogeológicas, cercanía a los mercados e infraestructura. Dichas características se deben precisar, a fin de determinar la mejor localización para unos pozos de prueba como preámbulo a pozos de explotación (capítulos 8 y 10).

Algunos cálculos se han hecho por bloques muy grandes en zonas muy fracturadas, como el altiplano cundiboyacense. Estos cálculos se deben hacer por bloques más pequeños, al estilo de los bloques carboníferos que ha establecido Ingeominas- Servicio Geológico Colombiano. Los cálculos de CBM que se han hecho sobre los cálculos de reservas de carbón del Ingeominas no son los más correctos, porque las reservas mineras son muy superficiales hasta el nivel base, generalmente establecido por el río más cercano o hasta 1800 m. como lo sugieren Wood et ál. (1983). En el caso del CBM, los cálculos se deben hacer a mayores profundidades, hasta los 3000 m. y desechando las reservas que están cerca de la superficie (parte de las reservas medidas en un cálculo convencional de las reservas de carbón), porque en muchas de estas, gran parte del gas se ha desorbido.

De los pocos estudios de CBM que se han hecho en Colombia, se concluye que las zonas con mejor potencial en Colombia son la Costa Atlántica y el altiplano cundiboyacense. En la Costa Atlántica,

aunque el rango del carbón es menor que en el altiplano, hay un mayor número de mantos, la complejidad estructural es menor, y los contenidos son mayores (100-300 pies³/ton), adicionalmente los cálculos de reservas con mediciones directas ya se conocen y están sobre 1 tera pies³ requisito indispensable para considerar un proyecto de CBM (Tabla 7.6).

En el altiplano, la variabilidad en el contenido de CBM es grande. En general, las zonas más profundas de la Formación Guaduas, que hacen parte de estructuras sinclinales grandes, como el sinclinal de Checua-Lenguazaque, con baja complejidad estructural, han presentado los mayores contenidos de CBM (Figura 7.5). Por el contrario, las zonas muy fracturadas y discontinuas, donde la pequeña minería no ha podido prosperar, los contenidos son muy bajos y se deben desechar en los planes de exploración. Los cálculos de reservas del altiplano, conocidos hasta ahora, son bajos para proyectos comerciales de gran envergadura (Tabla 7.5).



Figura 7.5 Sinclinal de Checua en la localidad de Cucunubá. En el núcleo, la Formación Bogotá (E1b) y hacia los flancos, las formaciones Cacho (E1c), Guaduas (K2E1g) y Labor- Tierna (K2t).

Fuente: Tomado de Cuta & Santos (2011), quienes la adaptaron de Montoya & Reyes (2007).

En general, la exploración ha sido relativamente superficial, y en los siguientes proyectos se debe centrar en profundidades mayores a 500 m, alejada de labores mineras y zonas muy fracturadas. Estudios en diferentes cuencas del mundo sugieren que más del 50% de las reservas de CBM están por debajo de 1500 m y que las fracturas que favorecen la permeabilidad del carbón pueden existir a profundidades de 2000-3000 m. Las grandes estructuras sinclinales se deben preferir sobre los anticlinales, y los estudios se deben acompañar de estudios de fracturas, diagénesis e hidrogeológicos

(presente y pasado). Los contenidos de gas relativamente bajos reportados hasta ahora, la falta de infraestructura y los bajos precios del gas, deben ser factores que se tengan en cuenta al considerar un proyecto comercial de CBM en Colombia. La disminución de las reservas de gas y el aumento del consumo, son factores recientes que incentivan la exploración del CBM.

Al considerar un proyecto de CBM en Colombia, es necesario seguir el consenso internacional que sugiere que en dichos proyectos se deben tener algunas características ideales tales como (Moore, 2004):

1. Tener varios mantos de carbón con una sumatoria de espesores entre 8 y 10 metros.
2. El espesor de la cobertera debe estar sobre 200 o 300 metros.
3. Los contenidos de gas deben estar sobre 300 pies³/ton.
4. Los carbones deben estar saturados (ensayos de isotermas de absorción).
5. Los carbones deben tener buena permeabilidad.
6. La tectónica del lugar debe ser tranquila con poco o nulo fallamiento.
7. Si se quiere hacer perforación horizontal, los mantos deben sobrepasar 1 metro de espesor.
8. Se debe tener buena infraestructura, especialmente gasoductos.

GUÍA DE UN PROGRAMA DE EXPLORACIÓN DE CBM

Jorge Eliécer Mariño Martínez
Adriana Castro Rodríguez

8.1 Introducción

En la exploración y búsqueda de gas asociado al carbón se deben tener en cuenta las teorías precisas y los datos relativos al carbón, desde la perspectiva de las capas de carbón como almacén de gas. Esos aspectos deben cubrir la caracterización geométrica de los mantos de carbón, la composición del carbón y las variaciones de composición, la generación del gas y su almacenamiento en los carbones, el fracturamiento de los carbones y la metodología generalizada para la evaluación de los recursos almacenados.

Un programa de exploración de CBM, en su etapa inicial, incluye los trabajos de exploración que requieren un programa convencional de exploración de carbón, que comprendan estudios de cartografía geológica a la escala apropiada con cortes y columnas estratigráficas, para saber la proyección del carbón a profundidad y el número de mantos, espesor y disposición dentro de la secuencia. Esta etapa requiere seguimiento de los mantos de carbón en afloramientos y trabajos mineros, para establecer puntos de control a partir de los cuales se harán los cálculos de reservas. En esos puntos de control se deben determinar características como disposición del carbón y espesor, y se deben tomar muestras para determinar el rango y la calidad del carbón.

En una segunda etapa, se deben perforar las zonas con mejores posibilidades desde el punto de vista de la profundidad, espesor de

los mantos y calidad del carbón; también deben tenerse en cuenta las condiciones hidrogeológicas. Las perforaciones no solamente se deben utilizar para asegurar las condiciones estratigráficas y estructurales, pues también deben tomarse muestras para determinar la calidad del carbón, el contenido de gas (ensayos de desorción), e hidrogeología. La toma de muestras para gas en los cánister, debe seguir protocolos estrictos para asegurar la calidad de la muestra de gas y para que se pueda asegurar que se puedan medir el gas perdido, el gas desorbido y el gas residual (capítulo 4). Las muestras de carbón deben utilizarse para hacer análisis químicos y petrográficos de calidad del carbón y para hacer isotermas de adsorción, a fin de determinar la saturación de los carbones. Las muestras de gas deben permitir establecer el contenido de gas, y se deben hacer ensayos de isótopos para precisar el origen del gas. También se pueden hacer análisis de la composición química del agua producida por la perforación. Las perforaciones deben incluir registros de pozos, para puntualizar la estratigrafía y la posición de las capas. Los registros de pozo deben incluir registros de densidad, para fijar el espesor de las capas de carbón, y registros de microrresistividad, para tener una indicación cualitativa de la permeabilidad de los carbones (Zuber & Boyer, 2001).

Además de los contenidos de gas, los aspectos geométricos de las capas de carbón también son importantes. Estos últimos son: número de los mantos, espesor de estos, profundidad, extensión superficial de las capas de carbón. Las perforaciones buscan asegurar la geometría de los mantos y, por lo tanto, se deben considerar los ambientes sedimentarios y la existencia de fallas y otras fracturas que afecten la permeabilidad del carbón. Dentro de las fracturas se deben estudiar los *cleats* o fracturas naturales del carbón con sus respectivos rellenos.

Toda la información anterior debe permitir crear mapas de afloramiento de los mantos, espesores, calidades de los mantos, contenido de gas, reservas, etc. Por lo anterior, se propone que la exploración se desarrolle en partes progresivas o fases, a fin de asegurar la calidad y la factibilidad de la inversión en la siguiente fase.

8.2 Fases de exploración

Un programa de exploración y explotación depende del grado de conocimiento y certidumbre geológica de un área determinada. Para que la exploración se desarrolle de manera sistemática y se disminuya la incertidumbre durante la exploración, se sugieren desarrollar las siguientes cinco fases:

1. Fase uno o preliminar. En dicha fase se recopila toda la información geológica- minera existente y se plasma en unas memorias que discutan las expectativas de gas asociado al carbón y la conveniencia de continuar con la siguiente fase. La escala de los mapas geológicos puede estar entre 1:50.000 a 1:100.000. En Colombia, la mayor parte de la información relacionada con el carbón está en el Ingeominas-Servicio Geológico Colombiano (SGC), las universidades y centros de investigación. La ANH, como entidad encargada del tema del gas, cuenta con mucha información sobre carbón-CBM.

2. Fase dos o geología de superficie y minería. En esta fase se recopila y se corrige la información geológica y minera a escalas mayores (1:25.000 o 1:50.000) de las áreas con mejores expectativas de la fase uno. La cartografía geológica debe incluir cortes geológicos soportados con perforaciones y líneas sísmicas existentes, para conocer el comportamiento de la roca a profundidad, y debe permitir elaborar mapas de contornos estructurales y mapas isópacos. Al final de esta etapa se deben determinar las zonas o bloques con mejores expectativas donde se realizarán más estudios geofísicos y perforaciones exploratorias. El grado de incertidumbre en esta etapa es muy alto, por lo que el cálculo de reservas y recursos se restringirá a recursos exclusivamente.

Como resultado de la fase de cartografía de superficie se deben haber evaluado los siguientes aspectos:

- Cuántos mantos de carbón están presentes.
- Espesor de los mantos.

-
- Espesor acumulado del paquete de mantos.
 - Profundidad de los mantos.
 - Área que cubren los mantos con límites y áreas restringidas.

La continuidad es muy importante y en ocasiones solo se puede entender a partir de la determinación del ambiente de depósito, para estudiar la presencia de acuñamientos, fallas, discontinuidades por la presencia de materiales no carbonosos.

Adicional al ambiente de depósito, se deben estudiar los aspectos estructurales posdeposicionales, como fallas y pliegues, que pueden afectar el almacenamiento y la permeabilidad.

3. Fase tres o geología del subsuelo. En dicha fase se trata de determinar el comportamiento de las estructuras geológicas y la estratigrafía a profundidad, mediante la utilización, en primer lugar, de métodos geofísicos como la gravimetría y la sísmica; posteriormente, y a partir de la información anterior, se realizarán las perforaciones que permitirán precisar las estructuras, la ubicación y características de los mantos y, especialmente, proporcionarán las muestras y corazones sobre los que se establecerá el contenido de gas, lo que es vital para el cálculo de reservas y la factibilidad del proyecto.

Debido a que los niveles de carbón son relativamente delgados en comparación con los reservorios arenosos, la descripción de ripios se debe hacer a distancias más cortas y se deben corazonar los niveles carboníferos. Además de la descripción litológica, en cada perforación se debe registrar la profundidad, el espesor, la tasa de perforación, la presencia de gases con su respectivo cromatograma, se deben correr los registros convencionales de resistividad, *caliper*, *gama ray* y, especialmente, los registros que permitan precisar la porosidad y la densidad del carbón, como son los registros sísmico, neutrón y densidad.

Con pozos corazonados se pueden concretar y afinar muchos aspectos de los mantos de carbón mencionados en la fase 2, como espesor y

real ubicación a profundidad de los mantos. Los corazones permiten tener muestras frescas para concluir aspectos fundamentales como: rango del carbón, fracturamiento en el carbón, medición del contenido de gas y cálculo de reservas. La determinación de los ambientes sedimentarios no solamente informa sobre el origen del carbón, sino también sobre la continuidad de los mantos de carbón, lo que puede afectar grandemente las reservas.

Rango del carbón. El rango del carbón se puede establecer por análisis próximos cortos, que incluyen (1) volátiles, (2) carbono fijo, (3) humedad, y (4) contenido de ceniza sobre una base de porcentaje en peso. Los dos primeros contribuyen a la generación y almacenamiento del gas, pero los dos últimos, no. Como la generación del gas está directamente relacionada con el rango, este último se puede utilizar en la evaluación de los depósitos. El rango del carbón también se puede determinar a partir de la reflectancia de la vitrinita, que es uno de los macerales o componentes del carbón. El ensayo consiste en medir el grado de brillantez de la luz reflejada sobre la superficie pulida de la vitrinita. Los componentes no orgánicos (materia mineral) se pueden verificar con análisis petrográficos de macerales. Esto es importante, porque el carbón se genera solamente en la parte orgánica.

Fracturamiento en el carbón. El fracturamiento en el carbón es importante porque crea permeabilidad secundaria y permite el flujo del gas. Además de las fracturas de origen tectónico como fallas y diaclasas, se deben estudiar las fracturas naturales en el carbón (*cleats*), que generalmente se originan en ángulo recto y son perpendiculares a la estratificación. El origen de los *cleats* tiene que ver con la pérdida de volátiles durante el proceso de formación, debido a la presión de confinamiento y compactación, y, como resultado, a la pérdida de volumen del carbón. Los sondeos de prueba deben establecer conexión con el sistema de fracturas o *cleats*, porque son el conducto para el flujo del gas. Algunos factores que favorecen la formación de los *cleats* son el aumento del rango, el mayor contenido de vitrinita, el incremento del bandeamiento del carbón, la disminución de la materia mineral y el aumento de la actividad tectónica.

Medición del contenido de gas. Debido a que el gas originado en el carbón ha pasado por muchos procesos y el gas puede tener origen múltiple, se debe hacer medición directa del contenido de gas, bajo condiciones similares a las del yacimiento. En el capítulo 4 se explican los procedimientos para la medición de gas total, a partir de la sumatoria del gas perdido, desorbido y residual. Básicamente consiste en colocar las muestras extraídas de la perforación en recipientes herméticos y medir el volumen del gas desorbido por algún tiempo, usualmente un par de meses. Para asegurar la calidad de la muestra, evitar fugas y obtener resultados óptimos, se deben seguir procedimientos (ver capítulo 9) establecidos para:

- Muestreo de perforación y prueba de desorción de CBM en campo.
- Medición de gas metano mediante pruebas de desorción con el equipo cánister en el laboratorio.

Profundidad. La profundidad afecta el contenido, porque está directamente relacionada con el rango del carbón y con la presión del yacimiento. Se deben precisar los cambios de contenido con profundidad y, si es posible, se deben establecer gradientes. De acuerdo con la información presentada en el capítulo 7, la profundidad parece ser el factor más influyente en el contenido de gas en Colombia.

Isotermas. Las muestras de perforación permiten hacer ensayos de isotermas de adsorción, para determinar el máximo potencial de contenido de los carbones y la saturación de estos.

Cromatografía. Los ensayos de desorción sobre muestras frescas de perforación permiten obtener muestras de gases para determinar los porcentajes de los gases presentes, porque el metano siempre está acompañado por otros gases. Estos ensayos se deben hacer con un cromatógrafo de gases que esté especialmente estandarizado para los gases que se espera encontrar (metano, CO₂, nitrógeno, etano, etc.).

4. Fase cuatro o prueba piloto. En esta etapa, la geofísica, especialmente la sísmica y las perforaciones, de las fases anteriores, debe permitir tener un buen conocimiento del subsuelo y, por lo tanto, facilitar la localización de los pozos de prueba (usualmente un grupo de pozos), sobre la base de consideraciones geológicas, estructurales y técnicas. Las perforaciones deben atravesar las formaciones productoras de carbón. Se debe medir el contenido de gas y la densidad de los carbones al mismo tiempo que se toman muestras para enviar al laboratorio para análisis próximos de reflectancia de la vitrinita y de contenido de gas. Las muestras de carbón se deben colocar en cánister (recipientes sellados) para mediciones de desorción de gas. Las curvas de desorción deben permitir encontrar una relación entre el contenido de gas y la profundidad. Los cromatogramas deben posibilitar determinar si hay suficiente gas contenido en las areniscas y lutitas adyacentes a los mantos de carbón. Esta fase debe establecer si existen los contenidos, los volúmenes, la infraestructura y, en general, la factibilidad socioeconómica para desarrollar el proyecto. (Las pruebas piloto y de producción se discuten más ampliamente en el capítulo sobre producción y desarrollo).

Desagüe de los pozos. Los depósitos de CBM son complejos, debido a la producción conjunta de agua y gas. Inicialmente, el pozo produce mucha agua y después tiene una tendencia descendente a medida que sale el agua de las fracturas. Al mismo tiempo que la producción de agua desciende, aumenta la producción de gas, hasta alcanzar un máximo, y, a partir de ahí, exhibe una tendencia de producción descendente. Las curvas de producción reflejan la interferencia con otros pozos, los cambios de permeabilidad, el espaciamiento de los pozos, o por otros límites naturales, como fallas (Figura 8.1).

Variabilidad en la producción. Diferentes pozos en el mismo campo o cuenca presentan gran variabilidad de producción a lo largo del tiempo. Estas variaciones están relacionadas con la permeabilidad del depósito, que, a su vez, es controlado por el sistema de fracturas naturales dentro del depósito. Últimamente se reconoce que las variaciones de permeabilidad, además del fracturamiento, están relacionadas con variaciones de esfuerzos en el depósito. En últimas, se busca predeterminar la producción media, el rango de producción y el número de perforaciones.

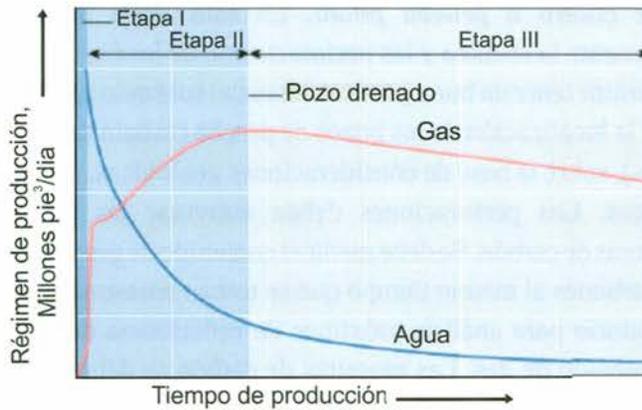


Figura 8.1 Perfil típico de producción en un pozo de CBM. Inicialmente, la producción de agua es alta y va disminuyendo, siendo gradualmente reemplazada por gas.

Fuente: adaptado de Schlumberger (2003).

8.3 Conceptos y modelos para acumulaciones continuas de gas

El Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) ha clasificado el CBM como una acumulación continua y ha diseñado un modelo para la determinación de recursos en unidades geológicas con acumulaciones continuas de hidrocarburos (continuous petroleum accumulations), tales como el *shale gas*, *tight gas*, gas en los hidratos, gas biogénico superficial y CBM. A pesar de que las diferencias entre estos recursos son obvias, todos ellos están relacionados por el hecho de que son acumulaciones continuas, es decir, están presentes a lo largo de la capa, con dos características comunes:

1. Son grandes volúmenes de roca cargados con petróleo o gas.
2. No dependen de la flotación de petróleo o gas sobre el agua para su existencia.

Por estas razones, el CBM y las otras acumulaciones continuas de hidrocarburos no están limitados a estructuras, como lo están los campos convencionales, ni son campos en el sentido tradicional, sino que se definen como áreas con acumulaciones continuas con ciertas áreas con mejores características para producción (sweet spots) (Schmoker, 2004).

A diferencia del gas en el petróleo, el CBM presenta grandes reservas *in-place*, bajos factores de recobro, ausencia de pozos realmente secos, dependencia de la permeabilidad por fracturas, y áreas donde las características de producción son relativamente favorables (sweet spots), las cuales generalmente tienen mejores características de producción.

Para el cálculo de reservas en acumulaciones continuas como el CBM, se pueden emplear dos métodos. El método convencional de calcular los volúmenes *in-place*, al multiplicar las reservas de carbón por un contenido de gas, más un factor de recobro. En este método todo depende de los puntos de control desde donde se trazan los radios que limitan las reservas. El segundo método de cálculo se basa en la producción a partir de pozos, donde no se calculan volúmenes sino adiciones potenciales a las reservas dentro de un tiempo determinado que usualmente es treinta años. Esos cálculos se hacen en áreas que ya han sido desarrolladas y donde existen pozos que sirven para evaluar y pesar todos los factores relevantes del reservorio. Si no existe suficiente información de pozos, el evaluador debe obtenerla de acumulaciones análogas.

En los modelos de evaluación de desempeño de los reservorios del USGS, el gas que se encuentra en una acumulación continua se relaciona con celdas. Una celda es un volumen dentro de un carbón o lutita que tiene dimensiones relacionadas con el área de drenaje de pozos y que se extiende verticalmente al estrato que se está evaluando. Desde este punto de vista, una **acumulación continua** o área de evaluación (assessment area) –que en este caso reemplaza al término *play*– consta de un grupo de celdas que contienen gas, o que potencialmente podrían producir algo de gas, pero que podrían variar en producción y en las características económicas (Figura 8.2).

Las celdas se pueden dividir en tres categorías, según la manera de evaluar los recursos: 1) celdas que ya han sido probadas mediante perforaciones, 2) celdas que no han sido probadas, 3) celdas que no han sido probadas, pero que tienen el potencial de contribuir a las reservas durante el período de tiempo en que se está haciendo la predicción (véase Figura 8.3).

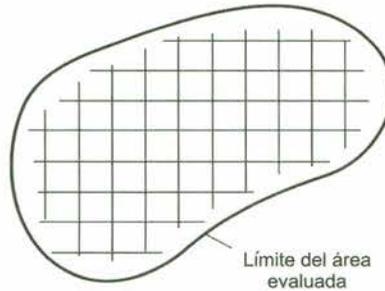


Figura 8.2 Acumulación continua compuesta por celdas cargadas con gas. Todas las celdas pueden producir algo de gas, pero las características de la producción varían grandemente.

Fuente: adaptado de Schmoker (2004).

Como lo muestra la Figura 8.3, la mayoría de las celdas que tienen potencial para agregar reservas durante los siguientes treinta años, se localizarán en áreas donde las características de producción son relativamente favorables (*sweet spot*). Un componente importante de la evaluación es postular, sobre la base de principios geológicos y de ingeniería de petróleo, la presencia o ausencia de *sweet spots* adicionales. Como las incertidumbres asociadas con las diferentes variables son considerables, se ponderan con distribuciones probabilísticas, en esta forma los recursos resultantes estarán afectados por dicha ponderación.

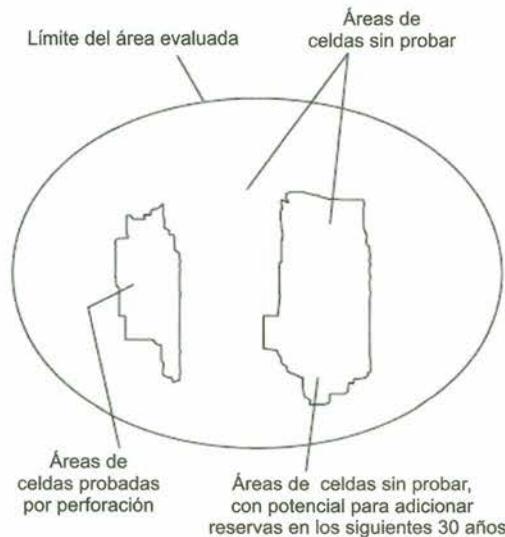


Figura 8.3 Áreas de evaluación para acumulaciones continuas de gas. El círculo corresponde al límite del área en evaluación. El área de la izquierda representa el área de las celdas que ya han sido probadas con perforaciones. El resto del área corresponde a celdas que no han sido probadas. El área de la derecha, aunque son celdas sin probar, tiene el potencial de contribuir a las reservas durante los siguientes treinta años.

Fuente: adaptado de Schmoker (2004).

La esencia de la evaluación es como sigue:

- Se debe escoger un mínimo de recobro de gas por celda (EUR). Si una celda no pasa ese mínimo, no se considera como un recurso significativo dentro de la predicción de los siguientes treinta años y se saca de la evaluación.
- Los riesgos geológicos se evalúan a partir de la recarga, tipo de roca, *timing* adecuado (tiempo apropiado para la generación del gas), etc.
- Los riesgos de acceso se miden por el hecho de que las actividades propias de la exploración serán posibles dentro de los siguientes treinta años.
- Se estima el número de celdas sin probar si tendrían el potencial, durante los siguientes treinta años, de contribuir a las reservas.
- Se establecen los recobros de gas por celda (EUR), para las celdas sin probar con potencial por los siguientes treinta años.
- La probabilidad de agregar reservas potenciales en las celdas sin probar de la acumulación continua, se determina del riesgo geológico y del riesgo de acceso.

Una parte importante de la evaluación es que la producción histórica y los patrones de desarrollo sirven solamente como un punto de inicio para la predicción. También se pueden tener en cuenta los cambios futuros como mejoramientos tecnológicos y desarrollos de nuevos conceptos geológicos y de ingeniería.

GUÍAS METODOLÓGICAS PARA TOMA DE MUESTRAS Y MEDICIONES DE CONTENIDO DE GAS

Lucila Mojica Amaya
Jorge Eliécer Mariño Martínez

Los procedimientos mencionados a continuación corresponden a las guías seguidas en el Laboratorio de Materiales, Carbón, Gas asociado al Carbón, Shale Gas de la UPTC, seccional Sogamoso. Primero se explican los procedimientos para el muestreo de perforación y prueba de desorción de CBM en campo, y luego los procedimientos para la medición de gas metano mediante pruebas de desorción con el equipo cánister en el laboratorio. Finalmente se agrega una lista de chequeo (check list), para asegurar que no se cometan errores durante el muestreo y la medición. En cada caso se listan los materiales y equipos necesarios, se explica la metodología utilizada y se presentan los formatos respectivos para captar la información.

9.1 Procedimientos para el muestreo de perforación y prueba de desorción de CBM en campo

9.1.1 Materiales y equipos

Para la toma de muestras se debe tener en cuenta:

Material de seguridad: el material de seguridad es muy importante, ya que el lugar de muestreo es una perforación, donde se tiene maquinaria pesada y donde existen otros riesgos. Los materiales de protección son:

-
- Casco
 - Botas
 - Tapaoídos
 - Guantes

Materiales

- Agua coloreada
- Núcleo de carbón
- Silicona
- Llaves para tubo
- Bomba de bicicleta o equivalente
- Balanza
- Cinta de teflón
- Bureta
- Recipiente lleno de agua
- Cámara fotográfica

Equipos:

- Equipo de desorción cánister
- GPS

9.1.2 Muestreo de perforación

En un programa de perforación para un yacimiento carbonífero se pueden tener muestras de núcleo y muestras de ripios. En la Tabla 9.1, anexa a esta guía, se presenta el formato para el manejo de información en campo.

Las muestras de núcleos se obtienen mediante perforación con taladro, con un diámetro de la muestra entre una y tres pulgadas, por el espesor del manto.

Metodología

- En el laboratorio se pesa cada uno de los cánister vacíos.
- Antes de llegar a la perforación, se revisan los equipos y se realiza la prueba de hermeticidad, que consiste en:

- Revisar el equipo cánister y reemplazar accesorios, si estos se encuentran en mal estado, como pueden ser el empaque, el indicador de presión, la válvula y los diferentes acoples; además se debe realizar una limpieza en el equipo cánister para evitar posible contaminación de la muestra de carbón.
- La prueba de hermeticidad se lleva a cabo de la siguiente manera: se tapa el cánister, se inyecta aire mediante una bomba manual, a través de su acople de conexión, que se encuentra en la tapa, se cierra la válvula y se registra la lectura del medidor de presión. Luego se sumerge en agua para detectar posibles fugas. Si las hay, la lectura del medidor de presión descenderá después de un tiempo, entonces se debe reparar y probar nuevamente (Figura 9.1).
- Cada cánister debe estar enumerado de acuerdo con la enumeración o códigos establecidos para el proyecto.



Figura 9.1 Utilización de una bomba de aire para determinar la hermeticidad del cánister.

- En el lugar de la perforación, a cargo de la compañía de perforación y siguiendo sus normas de seguridad, se prepara la bureta con el agua coloreada hasta el volumen inicial, el cual puede ser arbitrario de acuerdo con la capacidad de la bureta.

-
- Se preparan los cánister, y el formato que se presenta en la Tabla 9.1 se llena con información sobre el manto de carbón, junto con las coordenadas del pozo.
 - Se registran los tiempos en que se empieza y termina de perforar el manto de carbón, el tiempo en que se comienza a subir el núcleo de perforación y el tiempo de llegada a superficie (Tabla 9.1).
 - Se recolectan los núcleos de perforación de los mantos de carbón, los cuales se lavan rápidamente con agua para remover el lodo de perforación y evitar que se contamine la muestra.
 - Se describe el manto completo (tamaño y compactación de la muestra) y se selecciona una muestra representativa del manto del carbón triturándola un poco para facilitar el desplazamiento del gas.
 - Inmediatamente, la muestra se introduce en uno de los cánister.
 - Para evitar que dentro del cánister quede aire y genere alteraciones en los resultados, se recomienda llenarlo totalmente de carbón. Si la muestra disponible no alcanza a llenar el cánister, el espacio vacío se puede llenar de materiales inertes que no contaminen la muestra (se sugieren canicas de vidrio o arena).
 - Se cierra bien el cánister con la llave de tubos, aplicando cinta teflón en la rosca del cánister.
 - Se comprueba que el sellado del cánister no presente ninguna fuga. Esta prueba se realiza en campo, de la siguiente manera: antes de perforar el manto de carbón, se debe preparar un recipiente lleno de agua, y después de obtener la muestra se introduce cada uno de los cánister que contengan muestra de carbón, y se verifica que no se esté produciendo ningún escape. Pero si esto llega a pasar, se identifica el escape e inmediatamente se corrige. En último término, se aplica silicona semilíquida de secado rápido en el espacio anular de la rosca, como una medida adicional de hermeticidad.

-
- Al comprobar que el cánister est  totalmente sellado, se registra este tiempo en el formato que se presenta en la Tabla 9.1, anexa.

9.1.3 Prueba de desorc n en campo (gas perdido)

Consiste en calcular el gas que se pierde entre el momento en que se perfora el manto, pasando por el tiempo que la muestra permanece en superficie, hasta que se sella el cánister. Las mediciones se hacen conectando la bureta al cánister y abriendo la válvula de este que permite la salida del gas, el cual es medido por el desplazamiento del agua en una columna volumétrica (bureta). Las lecturas se realizan y se registran en el formato de desorc n (Tabla 9.1). Se grafica el volumen acumulado de gas desorbido (eje vertical) versus raíz cuadrada de tiempo acumulado de desorc n (eje horizontal). En el eje horizontal se ubica la raíz cuadrada del tiempo acumulado (horas y minutos en fracciones decimales de horas), y en el eje vertical, los valores del contenido de gas (pie³/ton) en condiciones estándar de presión y temperatura (STP), calculados en la Figura 9.3.

Metodología

- La bureta se ubica en un plano totalmente horizontal con el volumen inicial de agua coloreada.
- Se conecta el cánister a la bureta a través de la manguera flexible.
- Se registran la hora, la temperatura y la presión en la Tabla 9.1.
- Se abre la válvula del cánister, y si presenta succión, se debe cerrar inmediatamente registrando la cantidad de gas succionado, la cual se le resta a las lecturas acumulativas del gas desorbido.
- Si no presenta succión, se registra la primera lectura de gas desorbido (volumen final desplazado en la columna de agua de la bureta).

$$\text{Gas desorbido (cm}^3\text{)} = \text{volumen final} - \text{volumen inicial}$$

FORMATO PARA EL REGISTRO DE DATOS EN CAMPO

LUGAR: _____
 COORDENADAS: X Y _____
 ALTURA (m.s.n.m): _____
 PROYECTO: _____

FORMACIÓN GEOLÓGICA: _____
 BLOQUE: _____
 MANTO: _____
 ESPESOR: _____

POZO: _____
 N° DEL CÁNISTER: _____
 PESO CÁNISTER (gr): _____

TIEMPO INICIAL PERFORACIÓN DEL MANTO: _____
 TIEMPO DE EXTRACCIÓN DEL NÚCLEO: _____
 TIEMPO DEL NÚCLEO EN SUPERFICIE: _____
 TIEMPO DE SELLADO DEL CÁNISTER: _____

DATOS PARA CALCULAR EL GAS PERDIDO:

LECT.	FECHA	TIEMPO		TEMP. °F	PRES.	VOLUMEN (cm ³)		GAS DESORBIDO (cm ³)	
	D/M/A	H:Min	ACUM.	°C	Pulg	INICIAL	FINAL	MEDIDO	ACUM.
					Hg				
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									

Realizado por: _____

Fecha: _____

TABLA N°1 Formato modificado de Fonseca y López (2003), Mariño (2010).

-
- Volumen inicial = punto cero en la bureta (arbitrario dependiendo de la capacidad de la bureta).
 - Se vuelve a cerrar la válvula y se desconecta la manguera del cánister, se espera a que se estabilice el volumen inicial en la bureta.
 - El procedimiento se repite cada quince minutos durante las dos primeras horas.
 - Tiempo de gas perdido = tiempo de sellado del cánister (horas y minutos en fracciones decimales de horas) – tiempo de perforación del manto (horas y minutos en fracciones decimales de horas)
 - Se halla la raíz cuadrada del tiempo de gas perdido.
 - Se ubica el valor hallado en el paso anterior en el eje raíz cuadrada de tiempo (eje horizontal) y se proyecta verticalmente hasta cortar la curva de desorción.
 - El punto de intersección se proyecta horizontalmente hasta el eje volumen acumulado de desorción, obteniendo así el valor correspondiente al volumen de gas perdido (Figura 4.5).

9.2 Procedimientos para la medición de gas metano mediante pruebas de desorción con el equipo cánister en el laboratorio

9.2.1 Material y equipos

- *Equipos:*
 - Cánister
 - Bureta
 - Tina de agua con termostato
- *Materiales:*
 - Termómetro
 - Reloj
 - Agua coloreada

9.2.2 Prueba de desorción en el laboratorio para el cálculo de gas desorbido

La prueba se realiza en el laboratorio de materiales y gas asociado al carbón, en donde se mide a través de la prueba de desorción del gas desorbido de cada cánister obtenido del muestreo en campo. Esta prueba puede durar alrededor de dos meses o más, dependiendo de la cantidad de gas que esté adsorbido en el carbón. Los datos se van registrando en la Tabla 9.2.

Metodología

- En el laboratorio se pesa cada cánister con su respectiva muestra sellada herméticamente en su interior.
- La experiencia en estos análisis ha mostrado que una vez llevados los cánister al laboratorio, estos deben mantenerse en una tina de agua con un sistema de termostato para mantener la temperatura constante y simular la temperatura del yacimiento.
- Se realiza el montaje del equipo de medición cánister (bureta y cánister), ya sea a presión y temperatura ambiente o simulando la temperatura del yacimiento en un sistema de termostato.
- Se conecta la bureta al cánister y se continúa con la prueba de desorción abriendo la válvula del cánister y registrando el volumen desplazado en la bureta. Se toman los datos de temperatura, presión, fecha y hora, registrados en la Tabla 9.2 anexa a esta guía (Figura 9.2).
- Se vuelve a cerrar la válvula y se desconecta la manguera del cánister, se espera a que se estabilice el volumen inicial en la bureta. El procedimiento se repite para las próximas mediciones a intervalos de tiempo cada vez más largos, dependiendo de la cantidad de gas en cm^3 que se desplace en la bureta, hasta llegar a un volumen de gas metano prácticamente nulo (esta medición para calcular el gas desorbido puede tardar meses según el contenido de gas que esté adsorbido en la muestra de carbón).



Figura 9.2 Medición del gas desorbido en el laboratorio por desplazamiento de una columna de agua.

El resultado de graficar el acumulado del gas desorbido versus la raíz cuadrada del tiempo, es una curva ascendente, pero que se torna asintótica después de un par de meses, porque los valores de desorción diarios o periódicos finalmente se acercan a cero (Figura 9.3).



Figura 9.3 Resultado de graficar el gas desorbido acumulado contra la raíz del tiempo de medición.

9.2.3 Procedimiento para calcular el gas residual

Cuando la desorción se ha completado, el gas residual en el carbón se puede medir así:

- Se retira la muestra de carbón del cánister y se parte en cuartos (cuarteo).
- Se toma una de estas partes y se coloca en un contenedor para mezclas de gases o en un molino de bolas. El carbón se pulveriza en un tiempo comprendido entre 15–60 minutos (Figura 9.4).
- El contenedor se debe sellar herméticamente y conectar a un manómetro para medir el contenido de gas residual (el mismo sistema de bureta utilizado en la prueba de desorción).
- Este gas residual se suma al volumen total de los gases liberados (gas perdido y gas desorbido), todos corregidos a STP.



Figura 9.4 Equipos (contenedores herméticos y molinos) utilizados en el laboratorio de la UPTC para determinación del gas residual.

FORMATO PARA EL REGISTRO DE DATOS EN LABORATORIO

POZO: _____ N° DEL CÁNISTER: _____ PESO CÁNISTER (gr): _____ PESO CÁNISTER + MUESTRA (gr): _____ PESO MUESTRA(gr): _____	PROYECTO: _____ TIEMPO INICIAL PERFORACIÓN DEL MANTO: _____ TIEMPO DE EXTRACCIÓN DEL NÚCLEO: _____ TIEMPO DEL NÚCLEO EN SUPERFICIE: _____ TIEMPO DE SELLADO DEL CÁNISTER: _____
--	---

LECT	FECHA	TIEMPO	TEMP.			PRES.	VOLUMEN (cm ³)		GAS		GAS		CONTENIDO	
	D/M/A	H:Min	√T	°c	°f	Pulg	INICIAL	FINAL	DESORBIDO(cm ³)		DESORBIDO STP(cm ³)		DE GAS	
						Hg			MEDIDO	ACUM.	MEDIDO	ACUM.	cm ³ /gr	pie ³ /ton
1														
2														
3														
4														
5														
6														
7														
8														
9														
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														

TABLA N°1 Formato modificado de Fonseca y López (2003), Mariño (2010).

Realizado por: _____ Fecha: _____

9.3 Lista de chequeo (check list) para la toma de muestras de gas asociado al carbón

Debido a que el muestreo no se puede repetir, se sugiere una lista de chequeo que asegure que el muestreador siga todos los procedimientos y no se cometan errores.

- Realizado
 No realizado

1. Inspección inicial de los cánister que se van a utilizar. Debe realizarse con, al menos, 24 horas de anticipación a la medición:

- Revisar el cuerpo y la tapa del cánister en busca de orificios y fisuras. Acción correctiva en caso contrario: reemplazar el cánister o mezclar cantidades iguales de los tubos rojo y azul del pegante *SinteSolda* y luego aplicar suficientemente sobre el orificio o fisura del cánister y dejar secar 24 horas.
- Limpiar cuidadosamente las roscas interna y externa del cánister.
- Verificar que el empaque de caucho interno esté en buen estado y que esté adherido con silicona al cánister. Acción correctiva en caso contrario: retirar completamente el empaque dañado, limpiar la zona del empaque y reemplazarlo; aplicar silicona al nuevo empaque y dejar secar por lo menos una hora.
- Sellar el cánister con cinta teflón (2-3 vueltas) y realizar primera prueba de hermeticidad: bombear suficiente aire al cánister con la bomba y cerrar la válvula, verificar que el medidor de presión (manómetro) suba por lo menos hasta 3 PSI y permanezca quieto, luego sumergir el cánister en agua para identificar fugas de aire. De existir fugas en el cuerpo del cánister, realizar nuevamente los pasos anteriores.

2. Preparación del cánister previamente a la salida de la muestra:

- Retirar el teflón previo y reemplazarlo con tres vueltas (sentido de la vuelta: de izquierda a derecha) en la rosca externa (tapa) y dejar aparte en un lugar seco y limpio.
- Cubrir la rosca interna con papel periódico, para evitar que la rosca se ensucie con partículas al momento de ingresar la muestra.
- Realizar el llenado de datos iniciales del formato para el registro de datos en campo.

3. Sellado de la muestra en el cánister:

- Al momento de la salida de la muestra y después de colocarla en la canaleta, separar rápidamente la sección de carbón por muestrear y registrar profundidades del manto y de muestra.
- Limpiar con agua y secar la muestra de carbón seleccionada para gas. Triturar la muestra en trozos de aproximadamente 3-5 cm³ y depositarlos en el cánister.
- Colocar la tapa y cerrar el cánister con la llave alemana.
- Abrir y cerrar rápidamente con la válvula para sacar el aire encerrado en el cánister.
- Cubrir con silicona el espacio entre roscas de la parte superior del cánister y dejar secar al menos 15 minutos.
- Tomar el cánister y sumergirlo en agua para identificar que no existan fugas. Acción correctiva en caso contrario: realizar rápidamente la primera medición, luego retirar la silicona aplicada, retirar la tapa del cánister y reemplazar el teflón con tres vueltas. Luego resellar siguiendo los tres pasos anteriores. En caso de que reincida la fuga, secar y aplicar silicona abundantemente en la parte en cuestión y seguir haciendo las mediciones.

4. Toma de datos de gas asociado al carbón:

- Llenar de agua con colorante el recipiente de plástico transparente y la probeta plástica y girar la probeta boca abajo dentro del recipiente plástico lleno de agua.
- Asegurar uno de los extremos de la manguera al tubo saliente del cánister y colocar dentro de la probeta el otro extremo de la manguera.
- Registrar (en el formato para el registro de datos en campo Tabla 9.1) el volumen de gas inicial de la probeta. Luego abrir lentamente la válvula del cánister hasta que quede completamente abierta.
- Una vez se halla detenido el desplazamiento del gas en la probeta, cerrar la válvula y registrar el volumen final de gas en la probeta.
- Realizar los tres pasos anteriores nuevamente cada quince minutos por dos horas.
- Al terminar las dos horas, colocar cinta adhesiva sobre la válvula del cánister para su transporte, con el fin de evitar la abertura accidental de la misma en su traslado.
- Transportar el cánister horizontalmente de forma que no se caiga y pueda ocasionar posibles rupturas del mismo.
- Realizar medición de gas desorbido cada 24 horas después de tomada la muestra y registrarlo en el formato para el registro de datos en campo (Tabla 9.1).

CONSIDERACIONES SOBRE PERFORACIÓN, PRODUCCIÓN, DESARROLLO, ASPECTOS AMBIENTALES Y LEGALES

Jorge Eliécer Mariño Martínez

Debido a que los yacimientos de CBM son tan complejos, no es fácil prever la producción y la rentabilidad de los proyectos de CBM, por lo tanto, se deben planear con mucho cuidado las fases de perforación, acabado del pozo, fracturamiento y producción. Los aspectos económicos, legales y ambientales también son importantes, por eso se hacen algunas consideraciones al final de este capítulo.

10.1 Perforación y evaluación

La perforación de pozos se debe hacer como resultado de un completo programa de exploración, que debe incluir cartografía, geofísica, perforaciones estratigráficas, mediciones de contenido y cálculo de reservas (capítulo 8), más otras consideraciones ambientales y jurídicas.

Perforación de pozos. Para la selección del sitio de interés, se deben tener en cuenta los permisos respectivos, el mapa topográfico, el mapa estructural, el mapa de fracturas, la geología de superficie, las labores mineras, los planes de ordenamiento, las restricciones ambientales, etc.

Los pozos exploratorios son perforados de la misma manera que los pozos convencionales, buscando mantener la estabilidad del pozo y controlando la presión con el lodo. Se debe perforar a desbalance, es

decir, a menor presión del yacimiento, usando lodo aireado o agua de formación para evitar taponamiento por aditivos y lodos. El pozo se reviste y se cementa a lo largo del intervalo del manto, el que luego se perfora y estimula con fracturamiento hidráulico, posteriormente las fracturas se rellenan con arena. Los estratos o niveles de carbón se deben corazonar, con el fin de determinar las reservas de carbón y contenidos de gas.

Se han implementado varias técnicas de corazonamiento, tales como corazonamiento convencional, de pared, con cable y con presión. La perforación permite tener corazones de los carbones para hacer pruebas de desorción, aunque las pruebas de contenido de gas se pueden realizar en los ripios de perforación, la calidad de los datos es mucho mejor en las pruebas realizadas en los corazones (Moore, 2004).

Las pruebas de permeabilidad determinarán el espaciamiento de los pozos y si se debe considerar la perforación horizontal. Los fluidos de perforación pueden ser los convencionales, a fin de mantener la estabilidad del pozo a través de formaciones blandas. En algunos casos, el agua normal o salmueras se prefieren, porque tienen un menor efecto en los carbones.

La producción de CBM se lleva a cabo mediante perforación de pozos que pueden ser de exploración, de prueba, piloto o de producción. El diseño del pozo depende del propósito del mismo. A menos que los pozos sean de exploración, los demás pozos se deben estimular para que sean rentables. También se debe tener muy en cuenta la selección de la tubería, la elección del cemento y el diseño de la perforación. Generalmente se utiliza lodo en vez de aire para efectuar la perforación, porque es lo más utilizado en el medio y porque permite correr los registros de pozo con más facilidad, pero la desventaja es que invade los carbones y puede ocasionar colapso.

Evaluación. La evaluación de la formación se hace mediante los registros geofísicos de pozo y mediante ensayos sobre el pozo o sobre las muestras. Con los corazones o ripios obtenidos de la perforación, se puede determinar el espesor del carbón, el contenido

de gas desorbido, la isoterma de adsorción, el tiempo de desorción y el contenido de ceniza-calidad del carbón. Sobre el pozo se puede hacer una prueba de pozo para establecer la conductividad hidráulica, la saturación de agua inicial y la presión inicial. La permeabilidad también se puede determinar a través de la prueba de presión transitoria o a través del *slug test* o prueba de baldeo. Las pruebas sobre el pozo también pueden ayudar a fijar la presión inicial y la saturación de agua inicial.

Los registros geofísicos se pueden utilizar para identificar y determinar el espesor del carbón (densidad y gamma ray), establecer el tamaño del pozo y las condiciones del mismo (caliper), fijar la permeabilidad (resistividad y SP), definir el contenido de gas en el pozo (neutrón), determinar la orientación de las fracturas (escáner), y precisar las propiedades mecánicas del macizo (densidad y sónico). La Figura 10.1 muestra los principales registros de pozo utilizados en CBM y sus respuestas típicas ante la presencia del carbón. Obsérvese que los registros de pozo más utilizados son los que tienen que ver con la densidad del carbón, ya que esta usualmente es menor que la densidad de las rocas adyacentes al manto; y dichos registros son: de densidad, de porosidad y el sónico.

Los dos factores más importantes en la evaluación son el contenido de gas y la permeabilidad. Generalmente se considera que en un buen proyecto el contenido de gas debe estar por encima de 200 pie³/ton, y la permeabilidad debe ser mayor a 1 milidarcy.

Aunque la mayoría de los registros de pozo están diseñados para identificar el carbón y determinar el espesor neto, ya se ha avanzado lo suficiente para suponer la calidad del carbón a partir de rayos gamma; sin embargo, no ha sido posible suponer los contenidos del gas en el carbón a partir de los registros.

10.2 Acabado o completamiento del pozo

Si los pozos son de prueba o de producción, deben ser acabados o terminados, lo que incluye el entubado y la cementación. El diseño del entubado y el cemento dependen del diseño del fracturamiento

hidráulico, por las altas presiones que utiliza y porque fracturar el carbón requiere presiones más altas que las convencionales; por lo tanto, el entubado debe ser resistente. Como generalmente una perforación atraviesa varios mantos de carbón, el cementado debe aislar diferentes intervalos separados y evitar que el cemento afecte las capas de carbón.

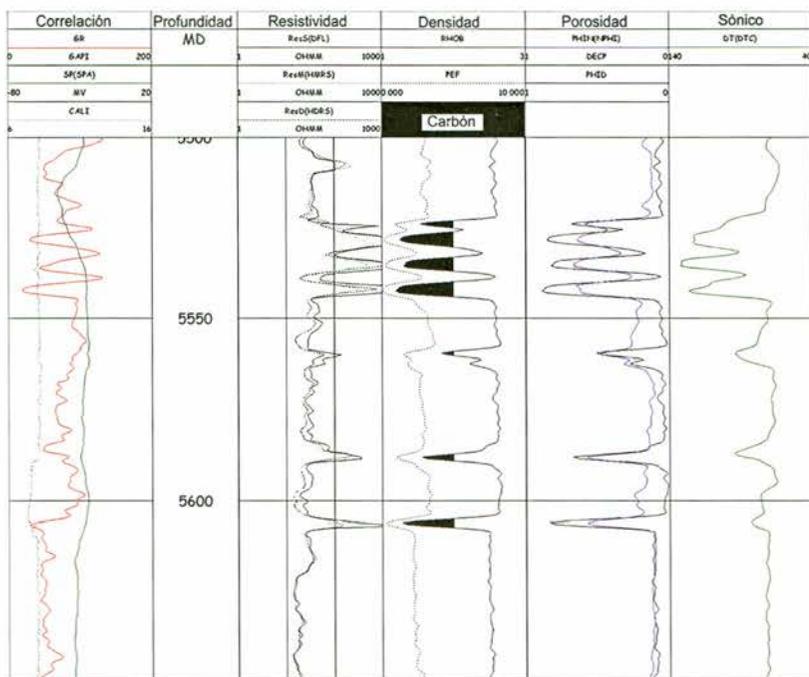


Figura 10.1 Registros de pozos más utilizados en el carbón (carbón en color negro). Obsérvese cómo los registros de densidad, porosidad y sónico reflejan mejor la presencia del carbón.

Fuente: adaptado de Halliburton (2007).

El acabado, o terminación del pozo, tiene como objetivo conectar efectivamente el sistema de fracturas de carbón a la pared del pozo. Se han utilizado diferentes técnicas de completamiento, tales como: hueco abierto, cavidad en hueco abierto, hueco revestido con fracturamiento hidráulico y perforación horizontal. (ICP, 1997; Geomet. Inc, 1989).

Hueco abierto. La mayoría de pozos de CBM han utilizado esta técnica a fin de prevenir el daño a la formación por parte de los fluidos de perforación y el cemento; aunque se minimiza el daño, se presentan otros problemas como la producción de finos de carbón,

la imposibilidad de un adecuado completamiento y control cuando se tiene múltiples zonas para producir, además, problemas de inestabilidad que ocasionan dificultades cuando se corren registros de pozo (Bonett & Rodríguez, 1996; ICP, 1997).

Cavidad en hueco abierto. Es una variación en hueco abierto, en la cual se incrementa el radio del pozo. Primero se coloca un revestimiento en la zona del carbón y luego, una vez creada la cavidad, se instala un *liner* ranurado. Si no hay éxito en la producción, se procede al fracturamiento hidráulico, preferiblemente (ICP, 1997).

Hueco revestido. Esta técnica consiste en revestir con tubería todo el pozo, cementar y perforar los intervalos de interés con disparos (cañoneo) o fracturamiento hidráulico. Hay que anotar que con este último se han tenido mejores resultados. A través de estos métodos se pretende comunicar la formación con el pozo y después, si es necesario, se debe aplicar la estimulación. Este completamiento se utiliza en áreas donde las condiciones geológicas son difíciles, ya que las perforaciones proveen más oportunidades para modificar el diseño según las variaciones geológicas y las condiciones del yacimiento (Geomet, 1989).

Perforación horizontal. Esta técnica ha sido utilizada durante muchos años por operadores mineros y ha demostrado que los pozos horizontales perforados perpendicularmente a la dirección de la *face cleat* (fracturas principales) producen grandes volúmenes de gas. Durante la perforación horizontal de pozos en mantos de carbón, se requiere especial atención a la estabilidad del pozo, a la limpieza y el control de la dirección de perforación. Una de las principales ventajas de esta perforación es que el pozo puede ser orientado perpendicular a la dirección de la máxima permeabilidad e incrementar el área de drenaje (Bonett & Rodríguez, 1996).

Las pruebas han demostrado que se requieren condiciones adecuadas de permeabilidad del reservorio, sobrepresión del reservorio y madurez termal con un rango del carbón no menor a bituminoso alto volátil A. Para seleccionar el método más apropiado de completamiento, se debe tener en cuenta:

-
- Estratigrafía del yacimiento.
 - Profundidad del carbón.
 - Problemas asociados con la producción de finos del carbón.

10.3 Estimulación y fracturación

La estimulación de pozos se emplea para incrementar o restaurar la permeabilidad de la formación (ICP, 1997). Los métodos de estimulación empleados en la técnica de CBM, son los siguientes:

- Cavidad en hueco abierto.
- Fracturamiento hidráulico.
- Perforación de pozos horizontales.

De estos métodos, el más recomendado y utilizado es el de fracturamiento hidráulico (Figura 10.2), el cual tiene las siguientes ventajas:

- Alivia el daño de la formación cerca de la pared del pozo.
- Incrementa el área de drenaje.
- Conecta adecuadamente la pared del pozo con el sistema de fracturas naturales del manto de carbón.
- Incrementa la producción y acelera el desagüe.
- Distribuye la caída de presión alrededor del pozo y reduce la producción de finos de carbón.

El fracturamiento hidráulico en carbones emplea fluidos base agua y arena como el proppant (material de sostén) y difiere del fracturamiento tradicional de las formaciones en lo siguiente:

- Sirve en presencia de múltiples mantos delgados.
- El daño causado por el fluido de fracturamiento a la formación es muy severo.
- Maneja alta presión de tratamiento.

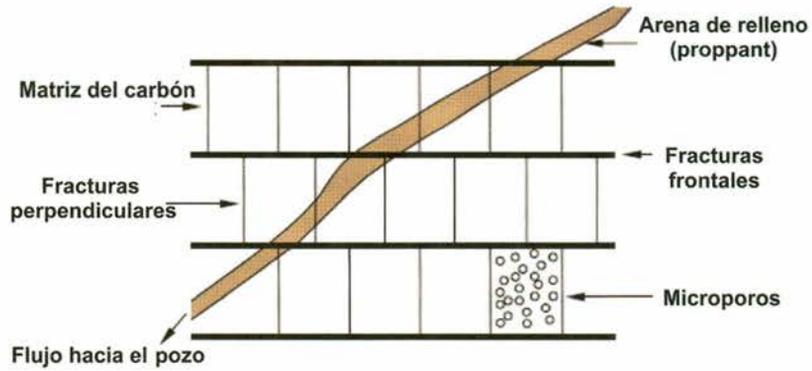


Figura 10.2 Fractura hidráulica rellena y sostenida por arena que se conecta al sistema natural de fracturas del carbón (cleats).

Fuente: adaptado de Halliburton (2007).

El fracturamiento hidráulico de las capas de carbón crea geometrías que pueden presentar muchos desafíos porque se requieren altas presiones, por las fracturas naturales preexistentes y por la presión *in situ*. Las fracturas naturales más el fracturamiento, crean unas fracturas complejas y pueden generar altas pérdidas de presión cerca del pozo y fugas de fluidos a través de las fracturas durante los tratamientos de fracturación.

La selección del fluido de fractura, que estimula las capas de carbón, debe ser muy cuidadosa a partir de las varias opciones existentes tales como: polifásicos en base agua, geles lineales, espumas y agua. El término utilizado para designar el fluido que mantiene las fracturas abiertas es “proppant” (material de sostén) y la selección depende de la cantidad de fuga esperada y de cómo se vaya a transportar el fluido.

Una vez que la perforación, el completamiento y la estimulación han determinado la factibilidad del proyecto, se procede a la siguiente fase o desarrollo.

10.4 Desarrollo

También conocida como la prueba de producción, que busca determinar cuál será la producción diaria aceptable de cada pozo, pues la producción diaria deberá ser suficiente para mantener una producción razonable durante la vida útil del mismo. En términos

generales, se trata de establecer la productividad del área por un tiempo apreciable para, así, satisfacer una demanda fijada. La producción final depende del completamiento y la estimulación de los pozos. Para remover el agua y permitir el flujo del gas, se deben construir varios pozos cercanos que se interfieran unos a otros, pues se ha encontrado que el drenaje del agua es mejor si se tiene un enjambre de pozos, que si se tienen pozos aislados. Un número de cinco pozos es recomendable en un proyecto piloto, con el mejor pozo en el centro, a fin de poder evaluar el desempeño del campo (Schlumberger, 2003).

Durante el desarrollo, se debe considerar lo siguiente:

1. Ubicación del pozo.
2. Método de producción de agua.
3. Procedimientos para la disposición del agua.
4. Monitoreo de las tasa de producción de agua y gas (Thomas, 2002).

Se pueden presentar muchos problemas relacionados con la producción, por ejemplo, mecánicos o climáticos; o relacionados con la formación, como falta de entrenamiento de los técnicos. La producción debe contemplar la cantidad de gas producido, la separación del gas y el agua, la colección y comprensión del gas y la disposición del agua producida (Moore, 2004). Después de fracturar los pozos e inyectar arena, estos se deben limpiar con aire comprimido para sacar los restos de arena; posteriormente se coloca tubería de producción y equipo de bombeo. Este último para evacuar el agua que fluye del yacimiento y facilitar la producción de gas. Los factores finales de diseño se obtienen de la prueba de presión y de las condiciones del subsuelo.

10.5 Producción

Aunque hay varias formas de producir gas de pozos, el método estándar para obtener CBM es disminuyendo la presión del reservorio. La presión del reservorio se reduce al drenar la capa del carbón, lo

que hace que el gas se desorba de la matriz y de los microporos mediante el proceso de difusión, por la diferencia en el gradiente de la concentración en una matriz que tiene una permeabilidad muy baja (Ahmed & McKinney, 2005). Posteriormente, el gas desorbido fluye hacia el pozo a través de las fracturas y *cleats* del carbón. Este método no recupera más del 50 % del CBM.

Las capas de carbón son almacenes que contienen gas y agua. El agua se encuentra en las fracturas, y el gas en las fracturas y en la matriz del carbón. Un típico perfil de producción muestra que inicialmente el pozo produce agua, y a medida que la producción de agua disminuye, aumenta la de gas, hasta alcanzar una cantidad máxima que luego se torna descendente (véase Figura 10.3).

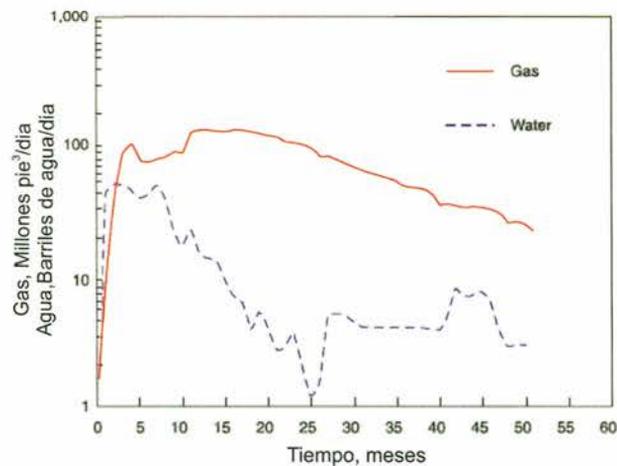


Figura 10.3 Curva típica de producción. Al inicio el pozo produce principalmente agua, pero, a medida que la presión disminuye por el drenado del agua, aumenta la producción de gas.

Fuente: adaptado de Halliburton (2007).

La Figura 10.3 muestra un proceso de producción de CBM en el que la extracción de gas aumenta proporcionalmente a la producción de agua. Entre más agua se drene, más gas se liberará, hasta que se alcance un pico de producción, después del cual le sigue un declive en la extracción, que es lento y prolongado.

La pendiente de la curva de producción está relacionada con los cambios de permeabilidad relativa, porque las fracturas están inicialmente saturadas de agua. A medida que se extrae el agua

del almacén, aumenta la saturación del gas en las fracturas y la permeabilidad relativa para el gas también aumenta y causa un incremento en la producción de gas. Una vez que la producción alcanza su máximo nivel, comienza a declinar. En general, el drenado del depósito depende de los poros y de la permeabilidad del depósito. En una etapa inicial o fase 1, todas las fracturas están saturadas de agua, pero, a medida que el agua se extrae, se disminuye la presión y comienza a fluir gas desde la matriz hacia las fracturas (segunda fase); en una tercera fase se ha sacado suficiente agua para disminuir la presión aún más y para permitir el flujo de más gas, hasta alcanzar un régimen de dos fases de flujo, una fase gaseosa y una fase líquida. Para que la producción de gas sea significativa, se requiere que el pozo alcance la fase 3 (véase Figura 10.4 y 10.5).

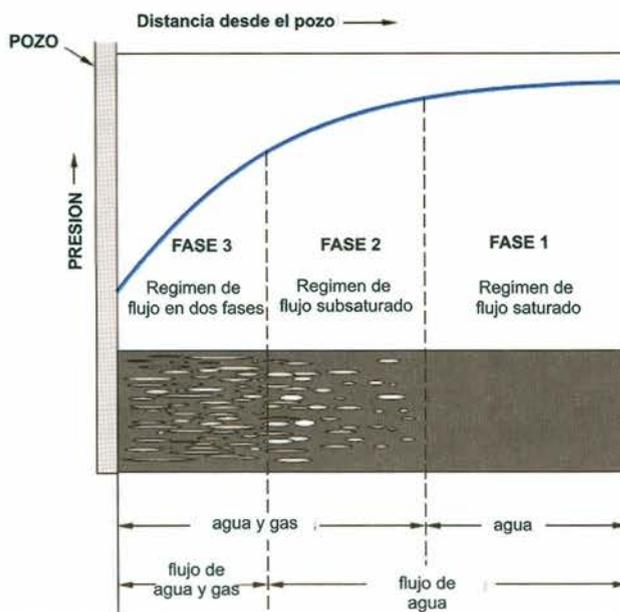


Figura 10.4 Etapas de producción de gas CBM en un pozo. Inicialmente, el pozo produce agua (fase 1). A medida que sale el agua y disminuye la presión, comienza a fluir el gas (fase 2). Posteriormente fluye más gas y agua en un régimen de dos fases (fase 3).

Fuente: adaptado de Schlumberger (2003).

La perforación de pozos de CBM se puede hacer en dos zonas diferentes: 1) drenando zonas de explotación minera activas o zonas de explotación minera abandonadas, o 2) perforando pozos de producción en zonas vírgenes donde los mantos de carbón no han sido explotados.

Producción en zonas mineras. A medida que la mina se profundiza, aumentan los costos de ventilación, lo que conlleva serias implicaciones económicas por el aumento del costo de la energía o por la pérdida de producción. Cuando esto se presenta, las empresas mineras deben pensar en ventear o recuperar y usar el CBM. Ese drenaje o venteo del gas es significativo a nivel mundial y sobrepasa los 35 gigas m³, del cual menos del 10 % es utilizado y el restante se va a la atmósfera como gas de efecto invernadero. Los diferentes sistemas de drenaje pueden remover entre 20 y 70 % de CBM en un manto de carbón, con la consiguiente disminución de presión sobre el sistema de ventilación, al mismo tiempo que se produce gas de buena calidad que se puede comercializar.

Muchas de las operaciones mineras en Colombia se han hecho cada vez más profundas, debido al agotamiento de las reservas superficiales y al mejoramiento de la tecnología en minería. El incremento de la profundidad hace que se llegue a zonas con alto contenido de CBM, lo que aumenta el trabajo del sistema de ventilación que trata de mantener los porcentajes de gases por debajo de los límites establecidos. El Decreto 1335 de 1987 del Ministerio de Minas y Energía, exige que las labores mineras se evacúen cuando el porcentaje de metano en el aire exceda ciertos límites (1 % en los frentes mineros y 1,5 % en los retornos de aire en los tajos, y en los frentes de preparación y desarrollo).

Los métodos de drenaje en minería incluyen (Figura 1.8):

1. Pozos verticales previos a la minería (CBM).
2. Pozos verticales en la explotación actual (pozos vent-CMM).
3. Pozos en las zonas explotadas-derrumbadas (gob well).
4. Pozos horizontales en las zonas mineras (CMM).

Los pozos verticales –que producen CBM casi puro– se perforan desde la superficie para drenar el gas de las zonas que no han sido alcanzadas por la minería. Los pozos *gob* se perforan desde superficie en zonas que ya han sido explotadas o donde se han colapsado los pilares y las cámaras. EL CBM que se produce de los pozos *gob* está mezclado con aire. Los pozos horizontales, que también se hacen

transversales, drenan el CBM de los mantos en producción y de las áreas *gob* adyacentes. En los últimos años ha habido avances significativos en sistemas de perforación direccional controlada, lo que ha aumentado las opciones de drenaje en minas gasíferas.

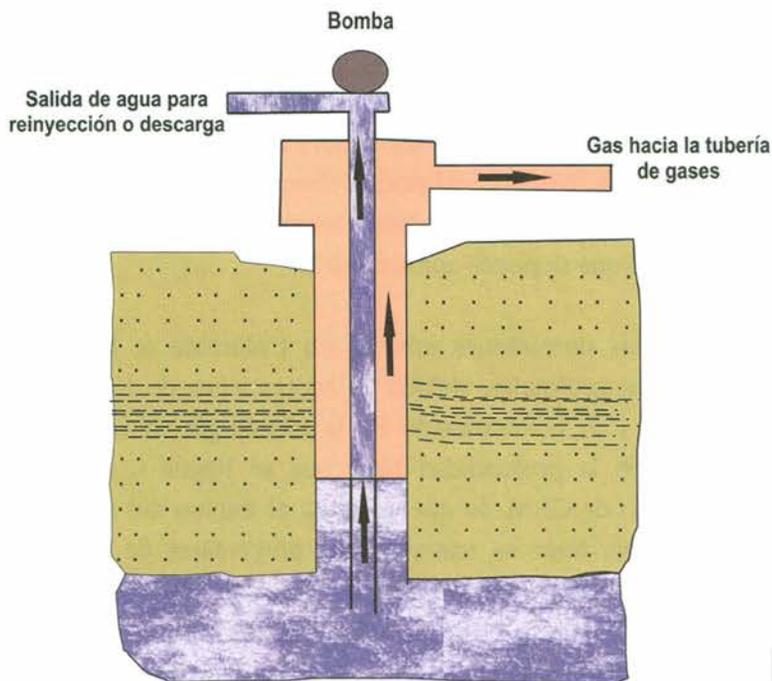


Figura 10.5 Pozo de drenaje de CBM en un manto de carbón. El sistema de bombeo está acompañado de un sistema que separa el gas que va a un gasoducto, y el agua que se reinyecta en el subsuelo o se descarga en la superficie.

La perforación direccional ha ayudado a disminuir los contenidos de CBM *in situ* de grandes áreas y ha permitido drenar zonas fracturadas que contienen CBM. Estos sistemas de drenaje pueden igualmente ayudar a drenar mantos adyacentes, o zonas adyacentes con litologías diferentes donde se ha concentrado el gas, especialmente en los respaldos superiores arenosos. Los métodos mencionados se pueden combinar para un drenaje más efectivo.

Las áreas mineras abandonadas han retomado importancia por los altos contenidos de CBM encontrados en ellas (AMM o Abandoned Mine Methane). Ese gas proviene de la desgasificación del carbón presente, gas migrado de partes activas de la mina y gas biogénico generado recientemente en las labores abandonadas. Para poder

reutilizar el gas de las minas abandonadas, es necesario que la mina haya sido aislada y sellada correctamente.

Producción en zonas no mineras. La producción en zonas no mineras mediante pozos ha experimentado un avance extraordinario en los últimos veinte años. De hecho, la mayor parte de la producción de CBM se está dando en zonas donde no se ha desarrollado minería del carbón por razones económicas o de profundidad. Los estudios de reservas han mostrado que más del 50 % de las reservas de CBM se encuentra a profundidades mayores a 1500 m, y que hasta 3000 m puede haber condiciones de permeabilidad favorable (Thomas, 2002). Lo anterior, a su vez, depende de los esfuerzos regionales y de la saturación de los carbones.

En algunas de las cuencas más productivas de CBM se ha producido abundante gas mediante la perforación de miles de pozos, lo que ha llevado a tener bastante información sobre los yacimientos y a desarrollar nuevas teorías sobre el CBM. Algunas de las cuencas más prolíficas son la cuenca San Juan en Colorado, Nuevo Méjico, la cuenca Powder River en Wayoming, y la cuenca Black Warrior en Alabama (Figura 10.6).

Una de las mayores incertidumbres de la industria del CBM es la variabilidad de la producción en los pozos de una misma cuenca o campo. La Figura 10.7 presenta la producción de muchos pozos en la cuenca Black Warrior en Alabama, durante un período de entre 40 y 80 meses. Nótese que algunos pozos produjeron tres o cuatro veces más de millones de pies cúbicos durante ese período, que otros pozos de la misma cuenca. Esas diferencias de producción de pozos en una misma cuenca se asocian con divergencias de contenidos, presión y fracturamiento.



Figura 10.6 Arriba, machín de bombeo drenando un reservorio de carbón en la cuenca Powder River, Wyoming (EUA). Abajo, pozo profundo de CBM en Colorado, donde se alcanzaron los 2700 m.

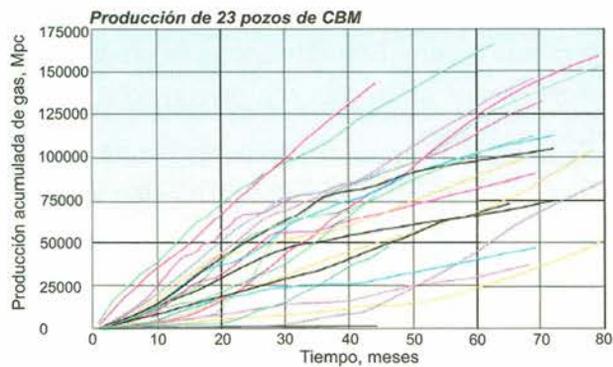


Figura 10.7 Variaciones de producción de diferentes pozos en la cuenca Black Warrior (EUA).

Fuente: Schlumberger (2003).

10.6 Recuperación secundaria

La recuperación secundaria comprende las técnicas que se utilizan para extraer el gas que aún permanece en los carbones y que no fluye naturalmente o por medios convencionales. La recuperación secundaria hace que la vida del campo se extienda al aumentar el recobro, de esta forma, los depósitos marginales pueden resultar atractivos, y, en algunos casos, la explotación de los carbones profundos puede ser posible. Con la recuperación secundaria se logran tres objetivos:

1. Incrementar las reservas probadas.
2. Acelerar la producción.
3. Aumentar las ganancias.

Uno de los métodos de recuperación secundaria más utilizados es la inyección de gases inertes, como nitrógeno, en el carbón. El gas inerte baja la presión parcial en el carbón permitiendo que el metano fluya, obteniendo así una mayor recuperación. También se puede utilizar CO_2 , de la misma manera como se maneja el nitrógeno. El CO_2 tiene la ventaja que puede estar disponible de termoeléctricas o industrias que necesitan secuestrarlo por razones ambientales. La Figura 10.8 muestra que el porcentaje de recuperación de metano aumenta proporcionalmente a la inyección de un gas inerte, en este caso nitrógeno. Un objetivo adicional es que al inyectar el gas inerte se aumenta la presión, lo que disminuye el esfuerzo y mantiene la permeabilidad.

En general, la producción de gas depende del drenaje del depósito, de los esfuerzos dentro del depósito, y de la manera como se aumente la permeabilidad. Generalmente se perfora más de un pozo, y el drenaje de gases se produce a partir de un grupo de pozos, en esta forma el espaciado de esos pozos, más la permeabilidad, determinarán la producción. La curva de producción puede ser diferente en varios pozos en un mismo campo, lo que parece explicarse con base en variaciones de permeabilidad.

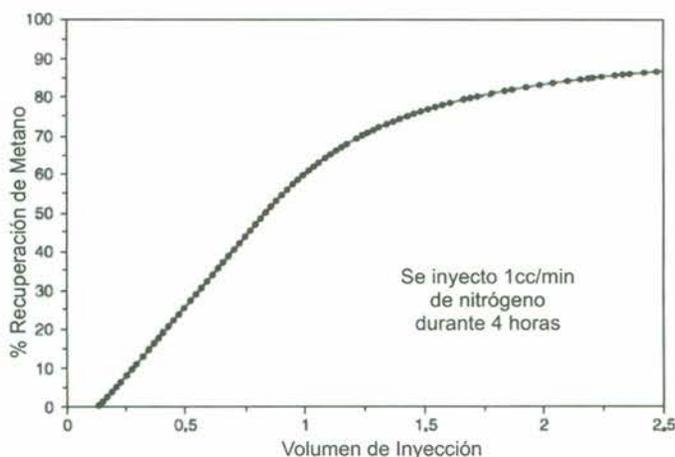


Figura 10.8 Recuperación secundaria de metano utilizando nitrógeno. Nótese que a mayor inyección de nitrógeno, mayor recuperación de metano. Fuente: adaptado de Halliburton (2007).

10.7 Aspectos ambientales

Como ya se mencionó, la producción de agua es alta, especialmente en la primera etapa (primeros meses) de la vida del pozo. Como esa agua se debe tratar –en algunos casos– y disponerse, esto representa costos adicionales por razones ambientales. En proyectos en que las ganancias sean marginales, los costos de tratamiento y disposición se pueden tornar en aspectos críticos en las decisiones económicas, a tal punto de hacer inviable el proyecto.

La Figura 10.9 muestra la producción de agua en los pozos de CBM en la cuenca Powder River (USA) durante diez años. A la derecha se muestra el promedio de la producción de agua en barriles por día por pozo, que fluctúa entre 100 y 500 barriles. A la izquierda se señala el total de millones de barriles de agua por mes, que en el año 98 estuvo cerca de los 50 millones. Las cifras anteriores indican que la producción de agua es significativa en los proyectos CBM y que el manejo de la misma es un desafío en cada proyecto.

A los aspectos ambientales relacionados con el agua hay que agregar los costos ambientales propios de perforaciones, transporte, apertura de vías, etc.

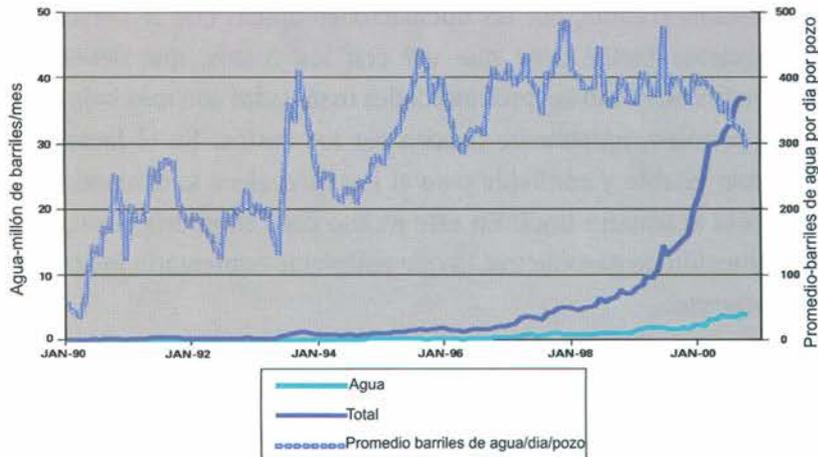


Figura 10.9 Producción de agua en la cuenca Powder River por pozo por día entre 1990 y 2000. En algunos pozos la producción de agua por día sobrepasó los 400 barriles.

Fuente: adaptado de Flórez (2004).

10.8 Consideraciones económicas

La rentabilidad de un proyecto de CBM depende en gran manera de factores como el espesor de los mantos, el contenido de gas y la permeabilidad (ver numeral 7.7). Otras variables adicionales son la profundidad, la cantidad, el manejo y la disposición del agua producida, los accesos a mercados, y los precios del gas. En regiones donde no se conocen las características del yacimiento, los costos se incrementan por pruebas de pozo, registros de pozo y análisis de corazones.

Otro desafío de tipo económico son los altos costos iniciales para desarrollar un proyecto, porque se requieren varios pozos que produzcan interferencia entre sí para drenar grandes cantidades de agua y así poder llegar a saber sobre la producción potencial del campo.

Son varios los factores que determinan que el gas asociado al carbón pueda competir con el gas asociado al petróleo y con otros combustibles. En primer lugar, se encuentra la tasa de producción de gas, que depende de la calidad del yacimiento y del desarrollo de los pozos. Hay que tener en cuenta que la producción debe ser lo

más estable posible, por las fluctuaciones típicas que se presentan. El siguiente factor tiene que ver con los costos, que deben ser competitivos; como las profundidades manejadas son más bajas que en el petróleo, igualmente pueden ser los costos. En el factor del mercado estable y confiable para el gas, prevalece la demanda y la distancia al usuario final. En este último caso se podría requerir la construcción de gasoductos, lo que realmente aumentaría los costos del proyecto.

Se ha determinado que los costos se incrementan con la profundidad, pero igualmente aumenta la producción. En términos generales, los costos se deben considerar en el siguiente orden: estudios geológicos y geofísicos, costos de perforación, completamiento y estimulación del pozo, equipos e infraestructura para la producción del gas, costos de tratamiento y compresión del gas, manejo y disposición de aguas de producción, costos de operación y mantenimiento y finalmente mercados con el sobrecosto que el transporte significa. También se debe considerar que, aunque en CBM se evitan los pozos secos y los costos de separación de gases son menores, en contra se tiene que la curva de producción es diferente, que se debe producir a contrapresión, que se requieren compresores para el manejo del gas y que se necesitan bombas para el manejo de las aguas de producción.

10.9 Aspectos legales

En Colombia no se tiene mucha legislación sobre el CBM, por lo que solo se analizan tres documentos oficiales. El primero es el Decreto 1335 de 1987, del Ministerio de Minas y Energía o *Reglamento de seguridad en las labores subterráneas*, analizado anteriormente en producción en zonas mineras. El segundo es el Documento Conpes 3517 de 2008, denominado *Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón*. Este documento establece que la asignación de áreas y el seguimiento del carbón están a cargo de la Agencia Nacional Minera, pero la exploración y explotación del gas metano está a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH–. Esto hace que dos proyectos tengan que coexistir en la misma zona y en el mismo yacimiento (carbón), manejados por dos

agencias del Estado, con los correspondientes problemas logísticos que pueden resultar de esta coexistencia. Esa coexistencia se puede convertir en un obstáculo para la explotación del CBM en el país.

Un tercer documento que tiene que ver directamente con el tema del CBM, es el Decreto 2100 del 15 de junio de 2011, por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural. En el decreto se da vía libre para que los productores de gas lo comercialicen y participen de la generación termoeléctrica. En dicho documento se reconoce que no existen reglamentos para la exploración y explotación del gas no convencional, por lo que se le da a la ANH un plazo de seis meses para establecer los lineamientos de los programas de exploración y para fijar reglas de coexistencia. En general, existe el consenso de que se requiere un modelo de contratación y de que las regalías de los hidrocarburos no convencionales deben ser menores a las de los convencionales, por la existencia de algunas limitaciones, como las bajas reservas demostradas, la poca experiencia en el país sobre el tema de la explotación debido a las pocas empresas calificadas que podrían participar, el pequeño tamaño de los bloques para CBM y la existencia de superposición de contratos. Los contenidos de gas conocidos son relativamente bajos, hasta la fecha, para yacimientos comerciales (ver capítulo 7). Solo en el Caribe colombiano se han encontrado contenido de gas y condiciones geológicas favorables para considerar proyectos comerciales de explotación. Otra región con posibilidades es el altiplano cundiboyacense, donde se han reportado buenos contenidos de gas (Socotá, Cucunubá y Chinavita), pero se debe clarificar mejor el tamaño de los bloques donde se llevaría a cabo los proyectos piloto.



REFERENCIAS

- Ahmed, T. & Mckinney, P. (2005). *Advance Reservoir Engineering*. Oxford, England: Elsevier.
- Amaya, E., Mariño, J. & Jaramillo, C. (2010). *Litofacies y ambientes de acumulación de la Formación Guaduas en la parte central de la cordillera Oriental, implicaciones paleo-geográficas*. *Boletín de Geología*, 3(21).
- American Society for Testing and Materials -ASTM- (1977). Standard specification for classification of coals by rank, D 388-77. In *Annual Book of ASTM Standards. Part 26. Gaseous Fuels: Coal and Coke. Atmospheric Analysis*. (pp. 214–218). Philadelphia, PA: ASTM.
- Barker, C., Johnson, R., Crysdale, B. & Clark, A. (1991). *A field and laboratory procedure for desorbing coal gases*. USGS Open-File Report 91-563. USA: United States Department of the Interior, Geological Survey.
- Bertard, C., Bruyet, B. & Gunther, J. (1970). Determination of Desorbable Gas Concentration of Coal (direct method). *International Journal of Rock Mechanics and Mining Science*, 7, 43-65.
- Bonett, M. & Rodríguez, A. (1996). *Tecnología aplicada a la explotación del metano proveniente de los mantos de carbón, estado del arte*. Proyecto de grado Ingeniería de Petróleos UIS, Santander, Colombia.

-
- British Petroleum -BP- (2014). *Statistical Review Workbook*. Retrieved from www.bp.com/statistical
- Consejo Nacional de Política Económica y Social CONPES, República de Colombia Departamento Nacional de Planeación (2008). *Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Instituto Colombiano de Geología y Minería.
- Ecopetrol & UPTC (2001). *Definir oportunidades de prospección de gas a partir del carbón en las áreas aledañas al municipio de Cúcuta, Norte de Santander*. Bogotá: Ecopetrol, UPTC.
- Flórez, R. (2004). *Total Petroleum System and Assessment of Coalbed Gas in the powder River Basin Province, Wyoming and Montana*. USA: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-C.
- Fonseca, J. & López, L. (2003). *Determinación del bloque con mejores de posibilidades del gas asociado al carbón en la zona carbonífera ubicada al nororiente del municipio de Sogamoso*. Trabajo de grado. UPTC, Sogamoso.
- Geomet. (1989). *Geological manual for the evaluation and development of coalbed methane*. Bogota: Ecopetrol Editorial.
- Halliburton (2007). *Coalbed Methane: Principles and Practiques*. Retrieved from www.halliburton.com
- ICP & Ecopetrol. (1997). *División de producción y exploración. Gas asociado al carbón, marco conceptual*. Bogotá.
- Ingeominas. (2004). *El carbón colombiano, recursos, reservas y calidad. Publicaciones geológicas especiales*. Bogotá: Ingeominas. Recuperado de www.ingeminas.gov.co
- Ingeominas. (2006). *Tareas para el desarrollo del carbón en*

Colombia. Recuperado de www.ingeminas.gov.co.

- Kim, A.G., (1977). *Estimating methane content of bituminous coalbeds from adsorption data*. USA: US Bur. Mines, Rep. Invest. 8245. 22 p.
- Law, B.E. & Rice, D.D. (1993). Hydrocarbons from Coal. *AAPG Studies in Geology* (38).
- Mariño, J.E. (2007). *Paleogeothermal conditions in the Illinois Basin during Late Paleozoic coalification*. Unpublished Ph.D Thesis. University of Illinois at Urbana-Champaign.
- Mariño, J.E. (2010). *Estudios preliminares del gas asociado al carbón (GAC o CBM) en Boyacá*. Trabajo de ascenso en el escalafón. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Tunja, Colombia.
- Mariño, J. & Mojica, A. (2014). Relación entre la petrografía del carbón y el contenido de gases en la cuenca de Amagá, Colombia. *Revista Facultad de Ingeniería*, 23(37).
- Ministerio de Minas y Energía. (1987). *Decreto 1335 de 1987. Reglamento de seguridad en labores subterráneas*. Tunja, Boyacá: Editorial UPTC.
- Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero-Energética -UPME-. (2000). *La cadena del gas natural en Colombia*. Bogotá: Minminas.
- Mojica, L. & Mariño, J. (2013, jul-dic). Estado de la exploración y posibilidades de gas asociado al carbón (GAC) en Boyacá (Colombia). UIS Bucaramanga, Colombia. *Boletín de Geología*, 35(2).
- Moore, T. (2004). General introduction to coal bed methane. In *First annual Illinois Basin coalbed symposium*, The Midwest PTTC Center. Evansville, Indiana. Oklahoma, USA.

-
- Papp, H., Hower, J. & Peters, K. (1988). Atlas of Coal Geology. *AAPG Studies in Geology*, (45).
- Pitre, D. & Noppe, H. (2003). *Determinación del bloque con mejores posibilidades del gas asociado al carbón en el sector SE de Sogamoso*. Trabajo de grado. UPTC, Sogamoso.
- Rice, D.D. (1993). Composition and origins of coalbed gas. In B.E. Law & D.D. Rice (ed.). *Hydrocarbons from Coal*. (pp. 159–184). Tulsa, OK: Am. Assoc. Pet. Geol.
- Rightmire, C.T. (1984). Coalbed methane resources. In C.T. Rightmire, G.E. Eddy & J.N. Kirr (eds). *Coalbed methane resources of the United States*. Tulsa, Oklahoma, American Association of Petroleum Geologists, USA: AAPG Studies in Geology, Series 17.
- Rincón, M., Gómez, H. & Monroy, W. (2010). *El carbón, muestreo, análisis y clasificación de recursos y reservas*. Bogotá: Ingeominas.
- Schlumberger (2003). *Oilfield Review*. Retrieved from www.slb.com/oilfieldreview.
- Schmoker, W. (2004). *U.S Geological Survey Assessment Concepts and Model for Continuous Petroleum Accumulations*. USA: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-C.
- Scott, A.R. (1994). Thermogenic and Secondary biogenic gases. San Juan Basin Colorado and New Mexico. *AAPG* 78(8), 1186-1209.
- Smith, D.M, F L. (1981). A new technique for determining the methane content of coal. In *Proc. 16 th. Intersociety Energy Conversion Engineering Conf. Am. Soc. Mech. Eng*, New York, NY.

-
- Thomas, L. (2002). *Coal Geology*. England: John Wiley and Sons.
- Wood, G.H., Kehn, T.M., Carter, M.D. & Culbertson, W.C, (1983). Coal Resource Classification System of the US Geological Survey. *Geological Survey*, (891), 1-65.
- Zapatero, M., Pendas, F. & Loredo, J. (2001). *Exploración, evaluación y explotación del metano de las capas de carbón*. España: Instituto Geológico y Minero de España.
- Zuber, M. & Boyer, C. (2001). Evaluación de los depósitos de metano en capas de carbón. En M. Zapatero, F. Pendas & J. Loredo (eds.). *Exploración, evaluación y explotación del metano de las capas de carbón*. España: Instituto Geológico y Minero de España.



GLOSARIO

ABSORCIÓN: proceso mediante el cual las moléculas de un líquido o gas sólido son atraídas hacia un cuerpo, de modo que se difundan en su interior. En el carbón, el gas entra en la estructura interna de este.

ACRE: unidad de área utilizada en Norteamérica y equivalente a ≈ 0.4 hectáreas.

ADSORCIÓN: proceso por el cual átomos, iones o moléculas son atrapadas o retenidas en la superficie de un material, en contraposición a la absorción, que es un fenómeno de volumen. En el carbón, el gas se adhiere a la superficie de los poros del carbón.

ANÁLISIS PRÓXIMOS: corresponde a la evaluación de humedad, cenizas, materia volátil y carbono fijo de una muestra de carbón.

ASTM: Sociedad Americana de Pruebas, Estándares y Calidad de los Materiales.

BURETA: es un tubo corto, graduado, de diámetro interno uniforme, provisto de un grifo de cierre o llave de paso en su parte inferior. Se usa para ver cantidades variables de líquidos, y por ello está graduado con pequeñas subdivisiones.

CÁNISTER: cámara hermética construida de metal o de PVC (plástico), constituida por un cuerpo cilíndrico, en el que se introduce la muestra de carbón y una tapa en su parte superior, compuesta por un manómetro que mide la presión y permite el sellado hermético, va adaptado de un sistema de bureta a través de mangueras flexibles, que permite las mediciones del contenido de gas.

CARBÓN: según el Comité Internacional de Petrografía del Carbón, es “Una roca sedimentaria combustible formada de restos vegetales en varios estados de preservación y afectada por una serie de procesos, que involucran la compactación del material enterrado en cuencas inicialmente de poca profundidad”.

CARBONIFICACIÓN O CARBONIZACIÓN: procesos que transforman los restos vegetales en carbón. Cuanto mayor sea esta transformación, mayor será el grado de carbonificación o rango del mismo.

CENIZA: el residuo inorgánico que permanece después de la combustión del carbón.

CBM (COALBED METHANE) O GAS METANO EN DEPÓSITOS DE CARBÓN (GMDC): también llamado CBG (coalbed gas), se refiere a las siglas en inglés de gas metano asociado a mantos de carbón.

CLEATS: son fracturas naturales en el carbón, producto de la contracción de la materia orgánica, que se crean perpendiculares a la estratificación. El juego de *cleats* más desarrolladas se llama *face cleats* (fracturas frontales); se presenta otro juego de *cleats*, menos desarrollada y perpendicular a las *face cleats*, denominado *butt cleats*.

CMM (COAL MINE METHANE): es el metano que se explota en minas abandonadas.

CONTENIDO DE GAS: es el volumen de gas presente por cada peso de carbón, se expresa en pies³/ton y se obtiene de la sumatoria de gas desorbido, gas perdido y gas residual.

CORAZONES (CORES): núcleos de perforación utilizados para las pruebas de desorción.

CROMATOGRAFÍA DE GASES: técnica utilizada para determinar el tipo de gases asociados al carbón. El metano está acompañado por otros gases.

DESORCIÓN: proceso mediante el cual el gas metano generado durante el proceso de carbonificación y absorbido por el carbón es liberado por diferentes causas, entre estas por flujo hacia zonas de menor presión o de mayor espacio libre.

DIFUSIÓN: etapa del movimiento del gas en la que se propaga a través de la matriz sólida del carbón con vía al sistema de fracturas naturales del mismo, donde se pasa de un medio de mayor concentración, la superficie interna, hasta uno de menor concentración, como son las fracturas.

FACIES: todas la características de una roca sedimentaria que refleja directamente las condiciones físicas, químicas y biológicas que presidieron su depósito.

FAIRWAY: zonas carboníferas donde se presentan condiciones óptimas de espesor, permeabilidad, contenido de gas, recarga, etc., de manera concordante, y, como resultado, los contenidos de CBM son altos.

GASES DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: son los que se encuentran en reservorios diferentes a aquellos en donde se presenta el gas natural. Entre estos gases se suelen incluir: i) los gases extraídos de arenas de baja permeabilidad (tight sands); ii) los gases presentes en arcillas bituminosas (gas shales); y iii) el gas metano en depósitos de carbón (coalbed natural gas, coalbed gas methane o natural gas in coal).

GAS DE ORIGEN BIOGÉNICO: gas asociado al carbón de origen bacteriano.

GAS DE ORIGEN TERMOGÉNICO: gas asociado al carbón producto de la carbonificación o aumento de rango del carbón. Está asociado con el aumento de la presión y temperatura del carbón.

GAS METANO: es el hidrocarburo alcano más sencillo, cuya fórmula química es CH₄. Constituye hasta el 97 % del gas natural. En las minas de carbón se le llama grisú y es muy peligroso, ya que es fácilmente inflamable y explosivo.

GAS DESORBIDO: es el contenido de gas medido en la prueba de desorción en un sistema cánister, durante un tiempo determinado que depende de la cantidad de gas liberado de la muestra de carbón.

GAS PERDIDO: corresponde al gas escapado del carbón entre el tiempo en que el manto de carbón es penetrado por la broca y el tiempo en que la muestra es introducida y sellada herméticamente en el cánister.

GAS RESIDUAL: es el gas que permanece absorbido en la matriz del carbón después de que se ha completado la prueba de desorción. Su contenido se determina pulverizando el carbón.

GIGA: término utilizado para reservas y equivale a 10⁹ m³, pies³, ton, etc.

GOB HOLE: son sondeos que se perforan sobre las capas de carbón previo a las labores mineras para desgasificar los frentes mineros.

GRI (GAS RESEARCH INSTITUTE): Instituto de Investigación del Gas en Estados Unidos, que sirvió de apoyo a diversas investigaciones relacionadas con el CBM.

INGEOMINAS: nombre anterior del Servicio Geológico Colombiano (SGC).

ISOTERMAS: ensayos sobre muestras de carbón a temperatura constante y presión variable, a fin de determinar la capacidad de absorción del carbón con el cambio de presión. Sirven para determinar la saturación de gas en la muestra.

ISÓTOPOS: los isótopos son átomos que tienen el mismo número de protones y el mismo número atómico, pero tienen diferente número de neutrones y por lo tanto diferente masa. Se utilizan para determinar el origen del CBM.

MACERALES: son restos vegetales pero aún microscópicamente reconocibles, que conforman la parte orgánica del carbón. Hay tres grupos de macerales, vitrinita, liptinita e inertinita.

MATERIA MINERAL: los componentes inorgánicos del carbón.

MUESTREO: corresponde a la etapa en la cual se recogen las muestras de los mantos de carbón y se depositan en los respectivos cánister. Se puede hacer en frentes de minas como muestreo de canal, en ripios y en corazones de perforaciones.

PERMEABILIDAD: es la medida de la facilidad con que un fluido circula a través de una roca. Se mide en Darcys.

POZO: perforación o hueco realizado con máquina rotatoria. Las muestras pueden ser ripios o corazones.

RANGO DEL CARBÓN: clasificación del carbón que depende del grado de carbonización alcanzado, desde el momento en que se depositaron los fragmentos vegetales hasta el grado de maduración del mismo. La clasificación más conocida es la de ASTM.

REFLECTANCIA DE LA VITRINITA (RO O RM): medida de la reflectividad de luz incidente sobre la superficie pulida del maceral vitrinita. Es un indicador del rango del carbón.

RIPIO (CUTS): cortes de la perforación producto del avance de una broca tricónica.

SHALE GAS (GAS SHALE): gas asociado a *shales* (lutitas) carbonosas o bituminosas.

STP (STANDARD TEMPERATURE AND PRESSURE): las mediciones de CBM deben estandarizarse a temperaturas y presiones estándares, a fin de poder comparar resultados de diferentes partes.

TERA: término utilizado para reservas y equivale a 10^{12} m³, pies³, ton, etc.

TIPO DE CARBÓN: clasifica el carbón dependiendo de la naturaleza de los fragmentos vegetales que lo originaron.

TPB: Total Petroleum System o sistema petrolero total.

USBM: antigua Oficina de Minas de Estados Unidos.

USGS (UNITES STATES GEOLOGICAL SURVEY): Servicio Geológico de Estados Unidos.