

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 corazonas 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).

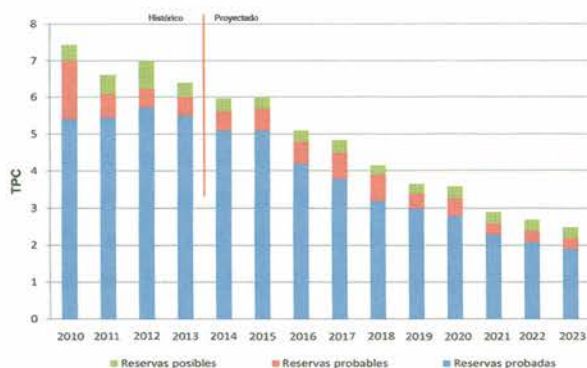


Figura 7.1 Disminución de las reservas de gas natural en Colombia.

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).

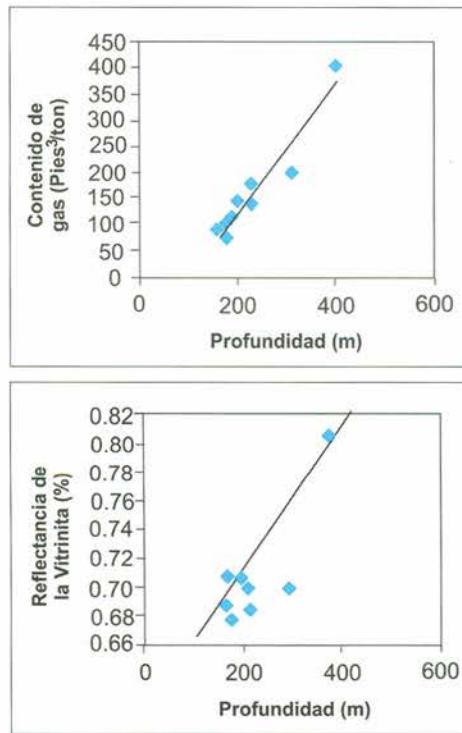


Figura 7.2 Incremento del contenido de gas y de la reflectancia de la vitrinita con la profundidad en la Formación Guaduas en Cucunubá (Cundinamarca).

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.

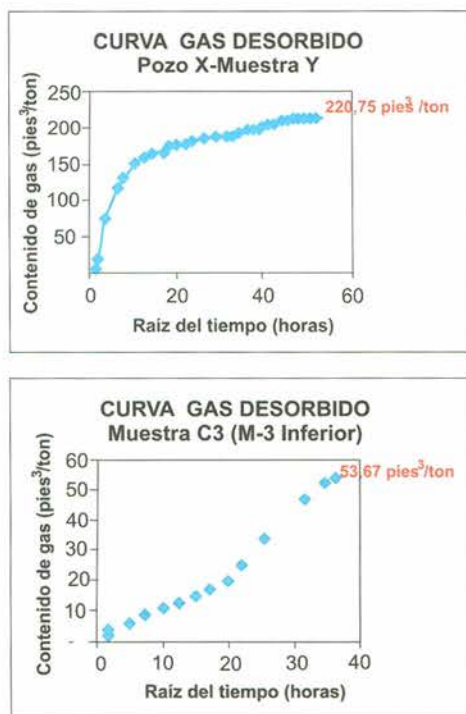


Figura 7.3 Comparación del modelo de desorción entre muestras de corazones (Cundinamarca) y muestras de canal en frente de mina (Boyacá).

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).

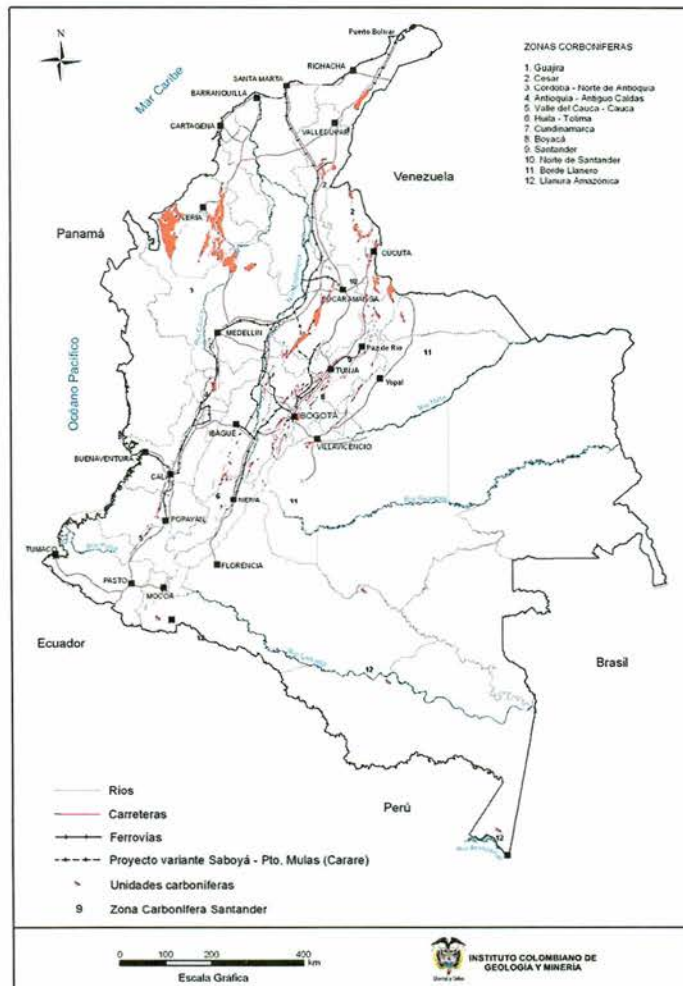


Figura 7.4 Zonas carboníferas de Colombia.

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.