

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).

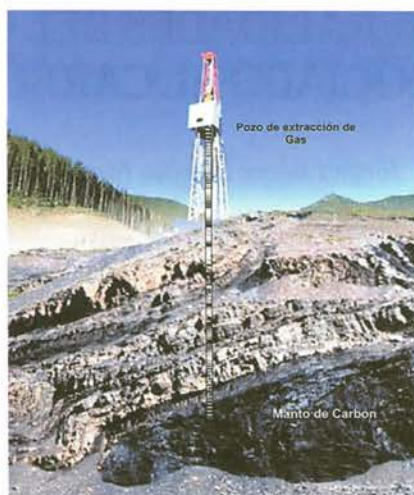


Figura 1.1 Pozo de extracción de gas a partir del carbón
Fuente: adaptado de Schlumberger (2003)

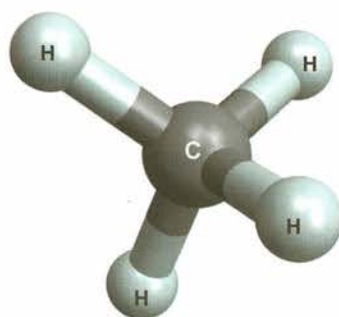


Figura 1.2 Molécula de metano

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.

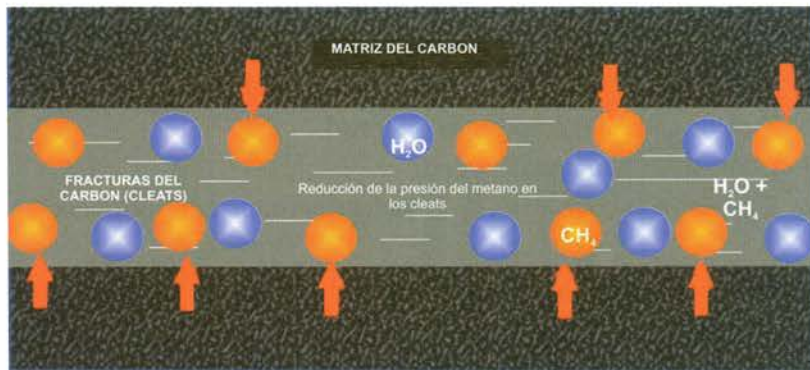


Figura 1.3 Migración del metano. La extracción del agua reduce la presión y esto permite que el metano se desorba desde la matriz hacia las fracturas (cleats), luego el agua y el metano fluyen conjuntamente.

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.

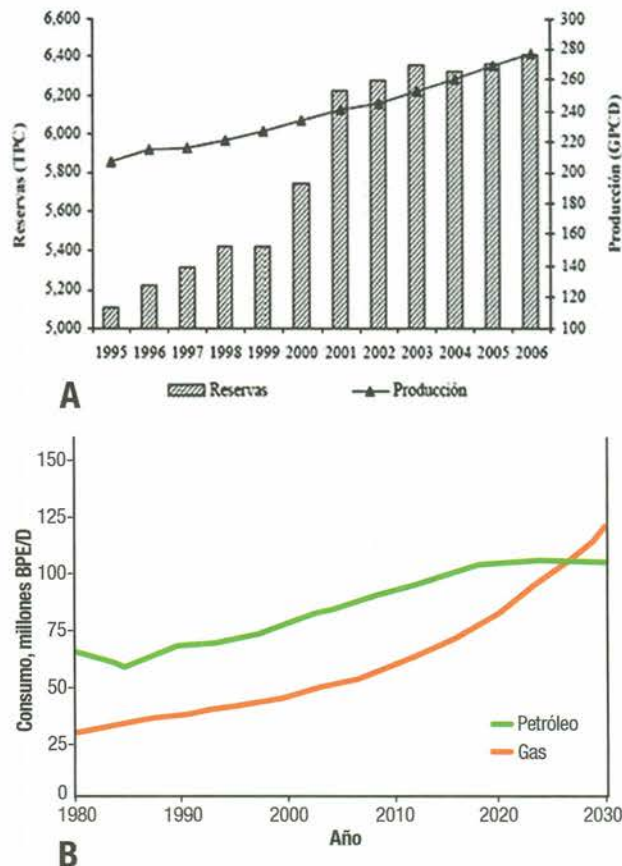


Figura 1.4 A: Reservas vs. Producción de gas en el mundo antes del año 2000 (GPDC= GIGAS o 10⁹ pies³ por día). B: Consumo esperado de petróleo y gas para el futuro.

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).

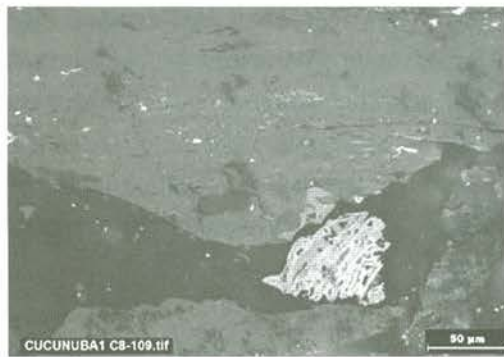
USA (ASTM)	Reflectancia de vitrinita R_o %	Materia volátil (Base Seca) %	Poder calorífico BTU/Lb (kcal/kg)
Turba	0.2		
Lignito	0.3	60	7200 (4000)
Sub-bituminoso	C 0.4	48	9900 (5500)
	B 0.5	44	12600 (7000)
Bituminosos altos en volátiles	A 0.6	40	
	C 0.7	36	
	B 0.8	32	
	A 1.0	28	15500 (8650)
Bituminosos medios en volátiles	1.2	24	
	1.4	20	
Bituminosos bajos en volátiles	1.6	16	
	1.8	12	
Semi-antracita	2.0	8	15500 (8650)
Antracita	3.0	4	
	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 ($\text{CH}_4 = 4\text{\AA}$).

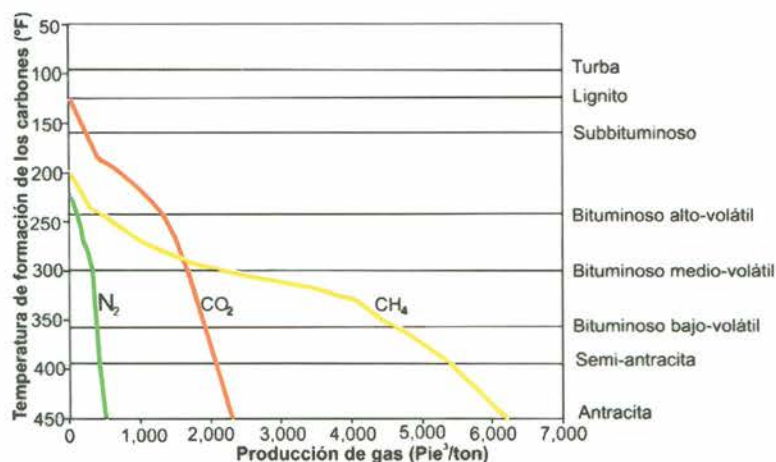


Figura 1.7 Generación termogénica de los gases CH_4 , CO_2 , y N_2 durante la carbonificación. Los contenidos de gas han sido estandarizados a presión y temperatura (STP).

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.

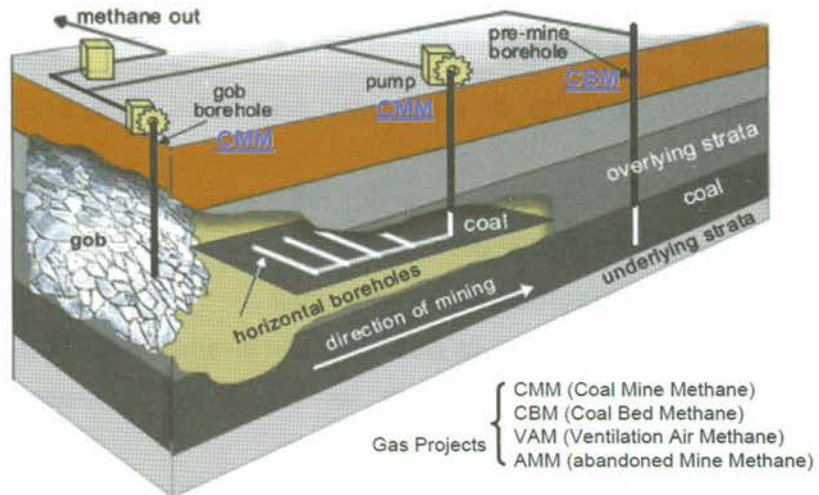


Figura 1.8 Formas o proyectos de extracción del gas asociado al carbón.

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).

