

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

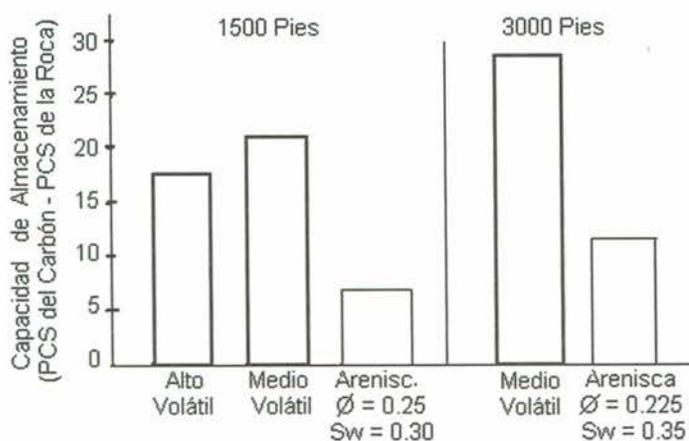
La mayor parte del gas que se encuentra en el interior del carbón está almacenado por absorción en la matriz del mismo, comprimido en una capa monomolecular en estado semilíquido. El restante se encuentra como gas libre en el sistema de fracturas (cleats) y poros (primarios y secundarios) del carbón 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

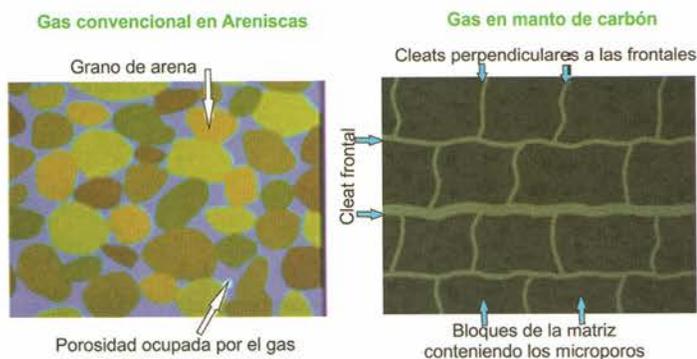


Figura 3.2 Almacenamiento de gas en carbones y areniscas.

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.

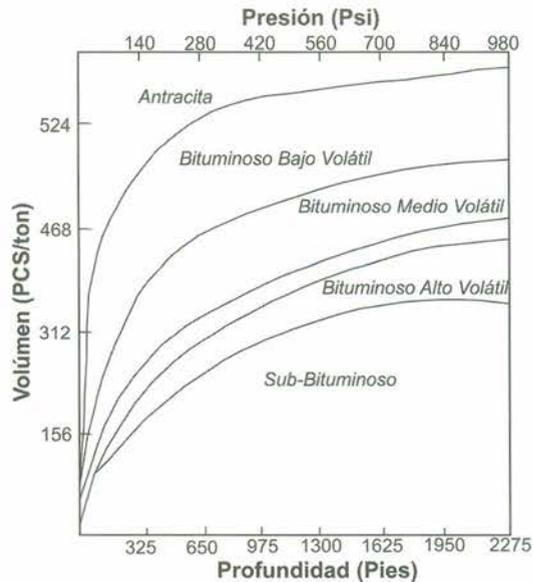


Figura 3.3 La absorción de CBM en diferentes carbones en función de la profundidad.

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).

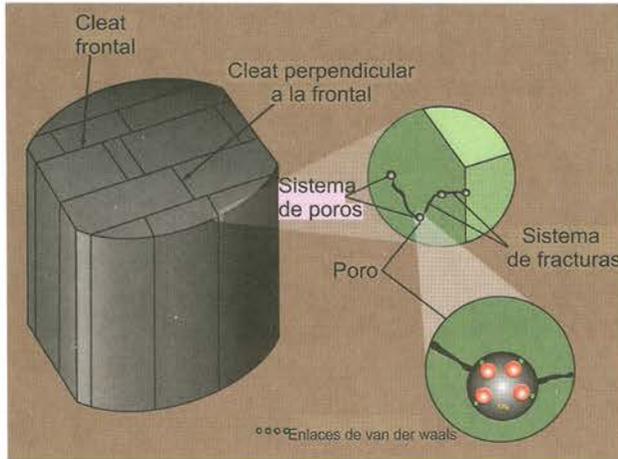


Figura 3.4 Diagrama que muestra la relación entre el sistema de fracturas y el sistema de poros y el movimiento del gas por desorción, difusión y flujo. El proceso de desorción desde la matriz, difusión a través de la matriz y microporos y flujo por medio del sistema de fracturas del carbón.

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.

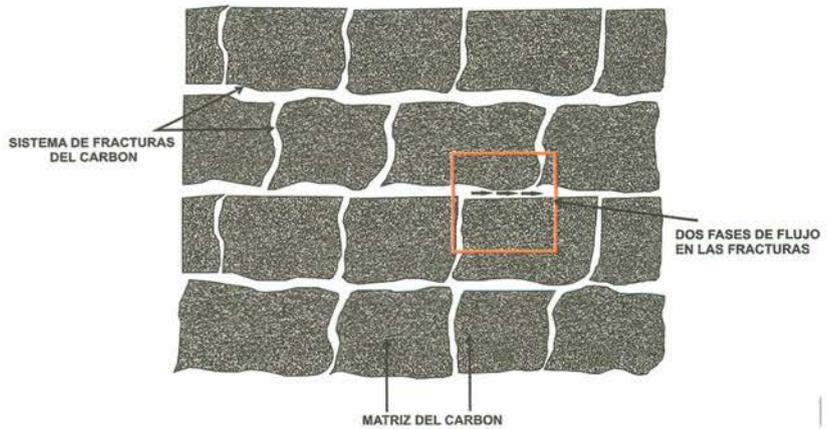


Figura 3.5 Estructura del carbón y movimiento del metano desde la parte interna del carbón (matriz) hacia las fracturas (cleats).

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):

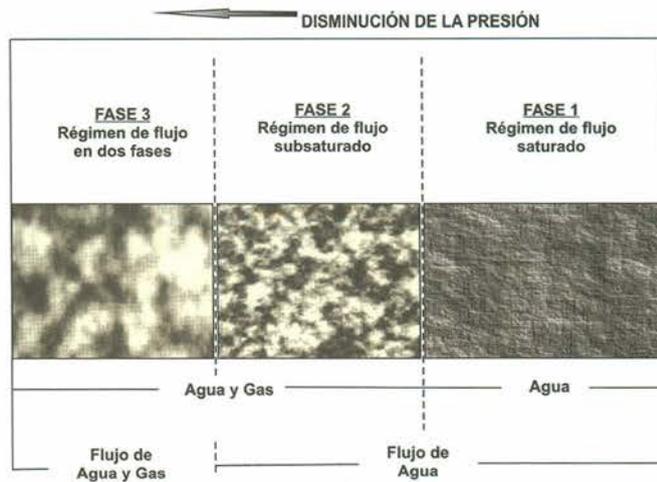


Figura 3.6 Fases de la desorción del gas en un manto de carbón.

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.

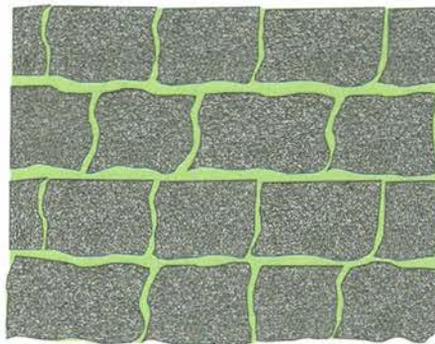


Figura 3.8 Vista en planta del sistema de fracturas del carbón. La matriz se ve de color oscuro (microporos), y las fracturas naturales o *cleats* de color claro (macroporos).

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.

$$\delta^{13}\text{C} = \left[\frac{R_{\text{muestra}} - R_{\text{estándar}}}{R_{\text{estándar}}} \right] \times 1000$$
, 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.

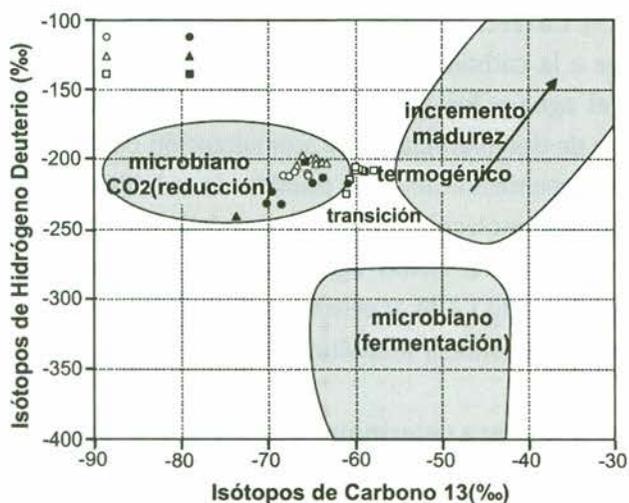


Figura 3.9 Composición isotópica del carbono e hidrógeno en el CBM de carbones de varios condados del estado de Illinois (Estados Unidos). Los círculos grises determinan el origen microbiano y termogénico.

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.