

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).

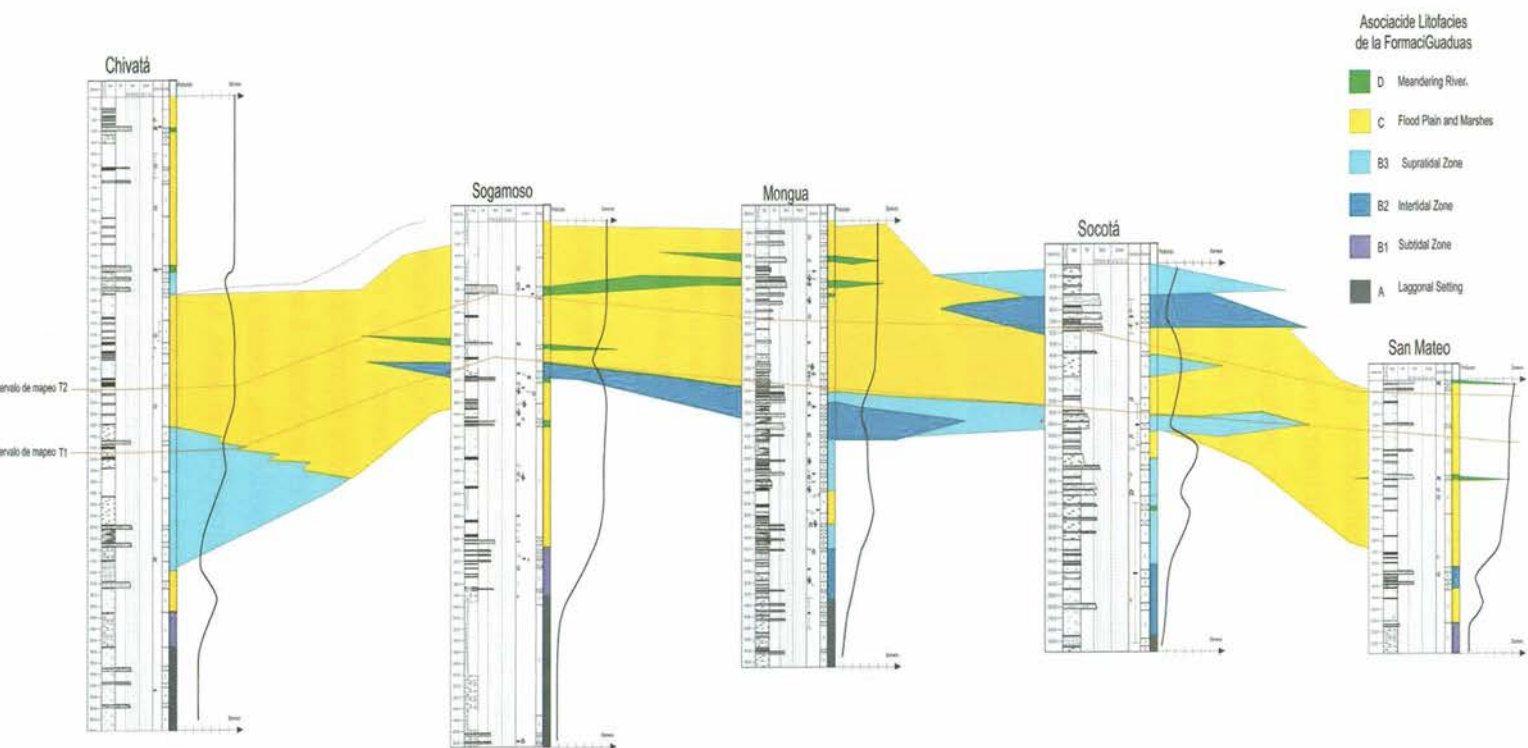


Figura 2.1 Correlación estratigráfica regional de la Formación Guaduas en Boyacá, basada en litofacies.

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.

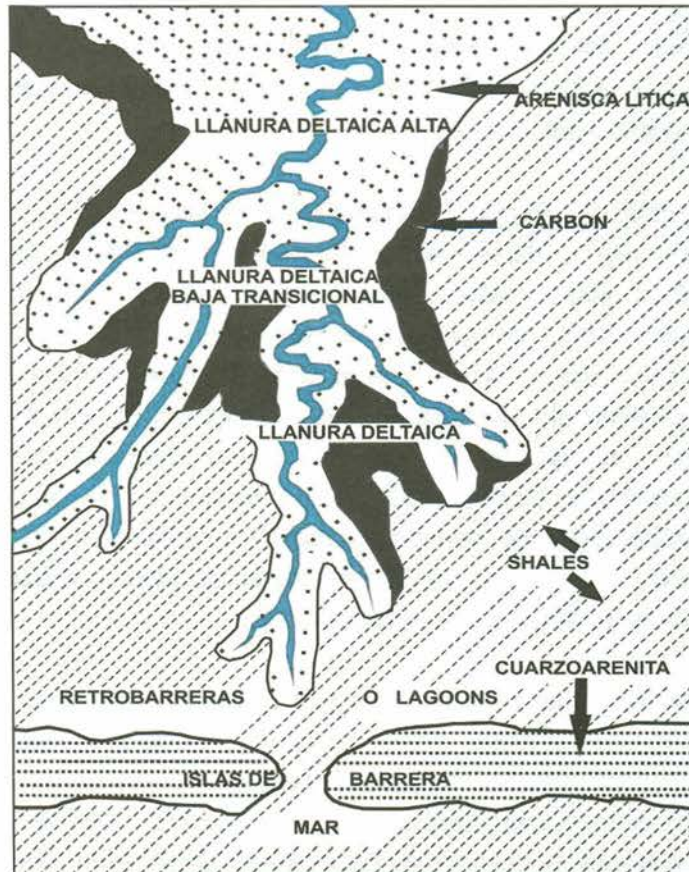


Figura 2.3 Modelo deposicional generalizado para carbones y sus rocas sedimentarias asociadas en un ambiente deltaico.

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.

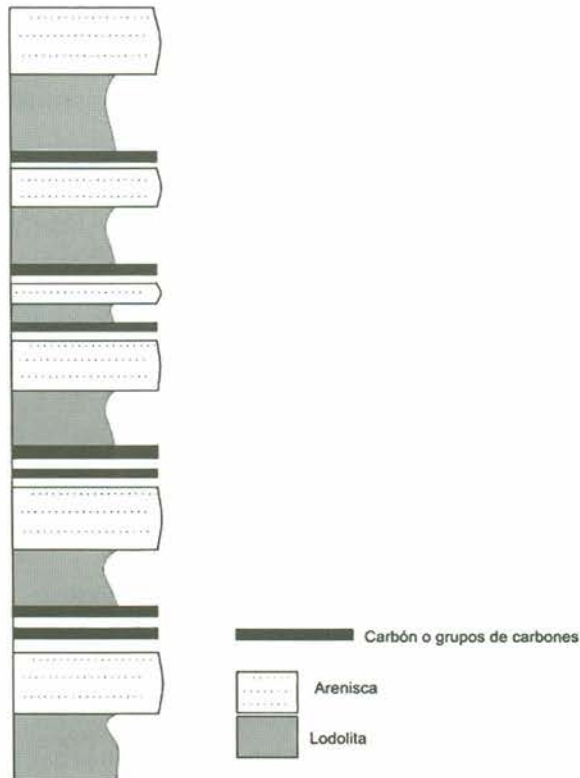


Figura 2.4 Ubicación estratigráfica del carbón en secuencias regresivas granocrecientes.

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.

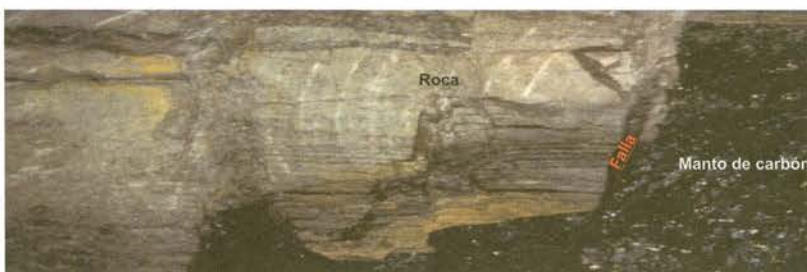


Figura 2.6 Falla en frente de mina que interrumpe la continuidad del manto de carbón.

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.

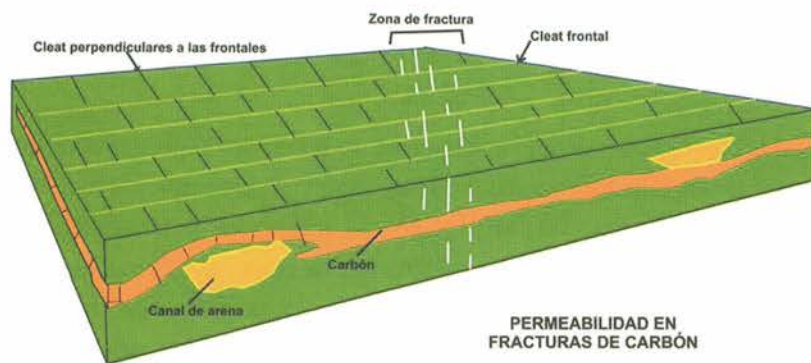


Figura 2.7 Diaclasas naturales en el carbón (cleats) que, a su vez, se superponen a otras fracturas como fallas y diaclasas. La permeabilidad del carbón depende de las fracturas.

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).

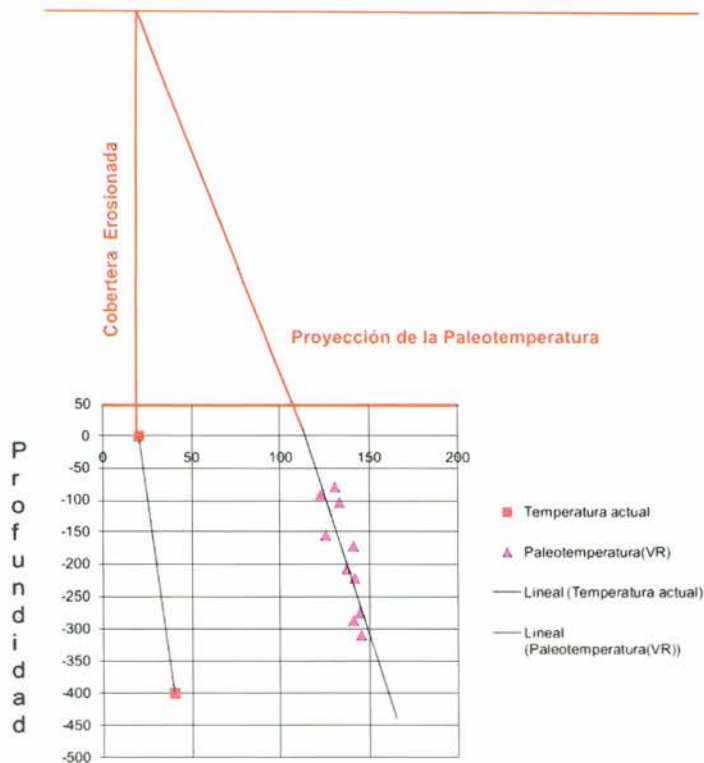


Figura 2.8 Determinación del máximo enterramiento de los carbones a partir de la cobertera erosionada (700 m) calculada desde las paleotemperaturas de los diferentes carbones; estas, a su vez, obtenidas de la reflectancia de la vitrinita.

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.

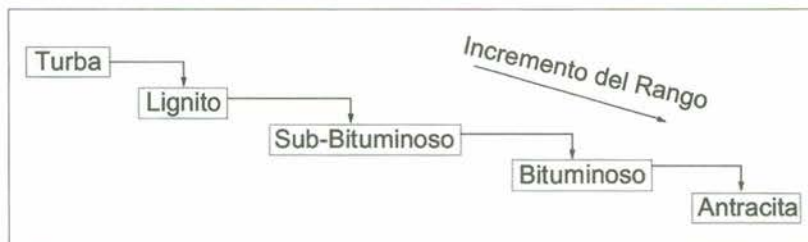


Figura 2.9 Ciclo del carbón.

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).

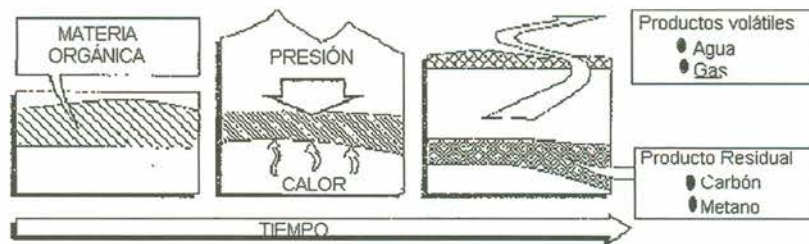


Figura 2.10 Proceso de carbonificación
Fuente: adaptado de Moore (2004).

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 isotopos (Demir, Morse & Scott, 2004).

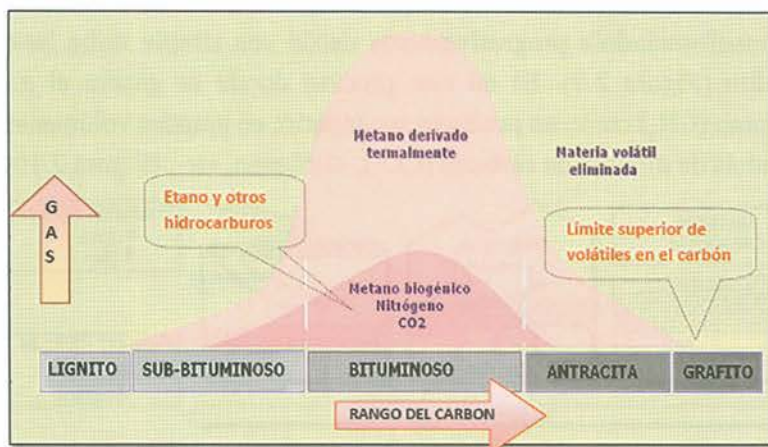


Figura 2.11 Generación del gas (biogénico y termogénico) en el carbón.

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.

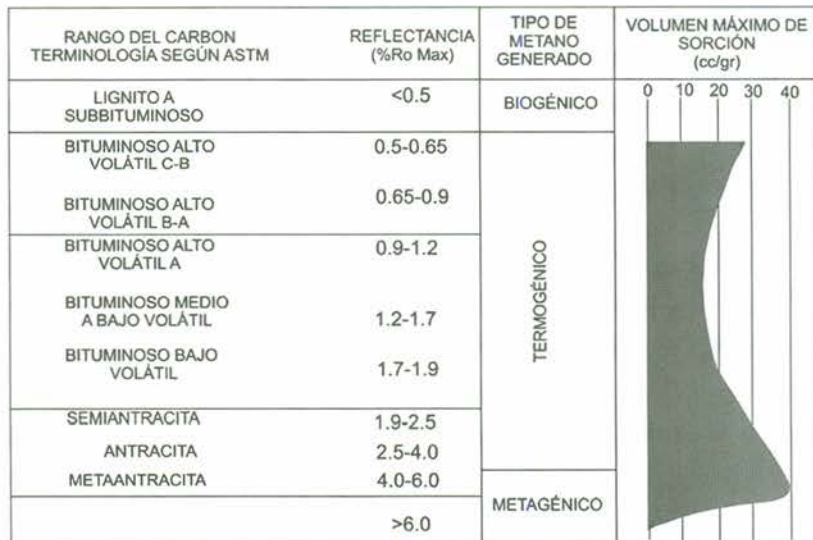


Figura 2.12 Reflectancia de la vitrinita, tipo de metano generado y volumen máximo desorción según el rango del carbón.

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.

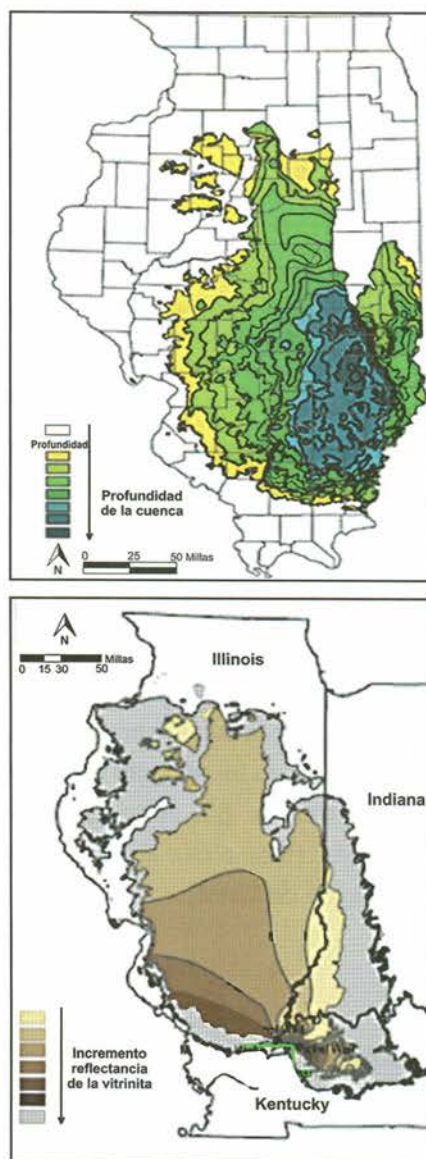


Figura 2.13 Relación entre la profundidad del carbón y la reflectancia de la vitrinita en el manto Herrín en Illinois (USA). Obsérvese cómo a mayor profundidad o cobertera, el rango (reflectancia de la vitrinita) es mayor.

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

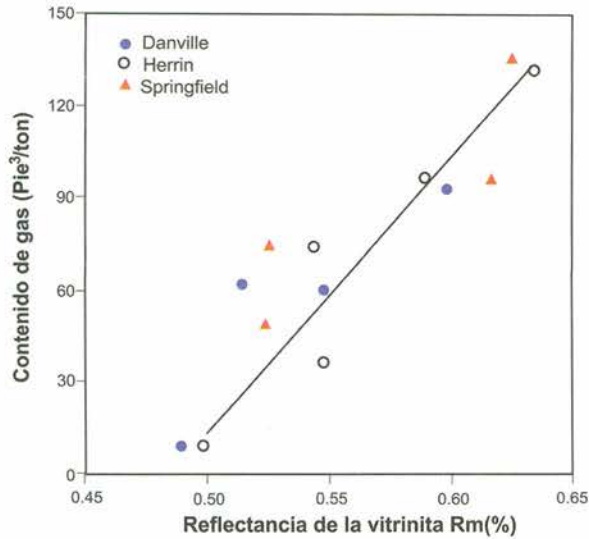


Figura 2.14 La reflectancia de vitrinita (Rm) vs. Contenido de CBM (pies³/ton) para diferentes mantos en la Cuenca de Illinois (USA).

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.

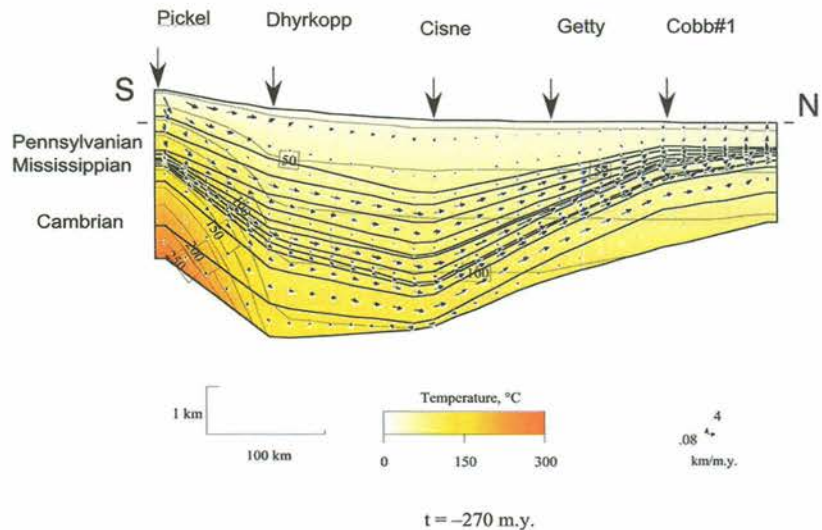


Figura 2.15 Modelamiento hidrogeológico de la Cuenca de Illinois a partir de cinco pozos.

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.

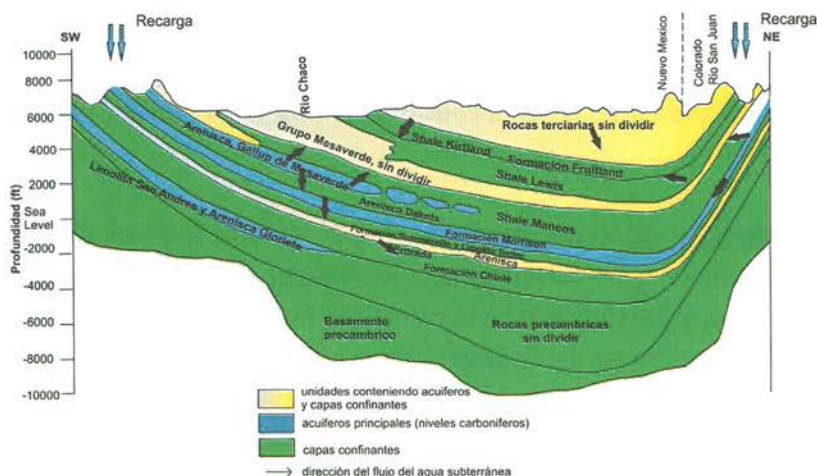


Figura 2.16 Representación esquemática de un *fairway* en la cuenca de San Juan (USA). Nótese la recarga en los costados y como resultado la concentración del gas hacia el eje de la estructura.

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.