

GUÍA DE UN PROGRAMA DE EXPLORACIÓN DE CBM

Jorge Eliécer Mariño Martínez
Adriana Castro Rodríguez

8.1 Introducción

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

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

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

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

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

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

8.2 Fases de exploración

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

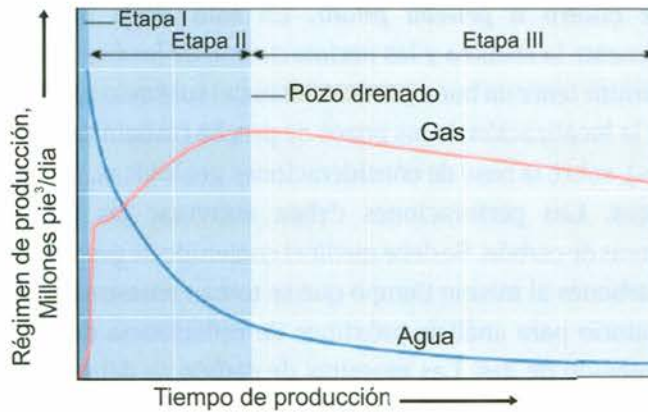


Figura 8.1 Perfil típico de producción en un pozo de CBM. Inicialmente, la producción de agua es alta y va disminuyendo, siendo gradualmente reemplazada por gas.

Fuente: adaptado de Schlumberger (2003).

8.3 Conceptos y modelos para acumulaciones continuas de gas

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

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

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

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

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

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

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

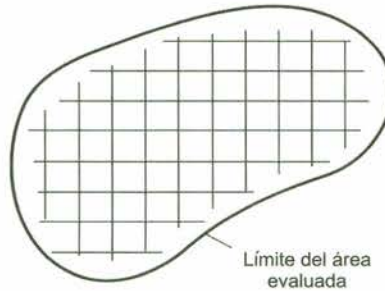


Figura 8.2 Acumulación continua compuesta por celdas cargadas con gas. Todas las celdas pueden producir algo de gas, pero las características de la producción varían grandemente.

Fuente: adaptado de Schmoker (2004).

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

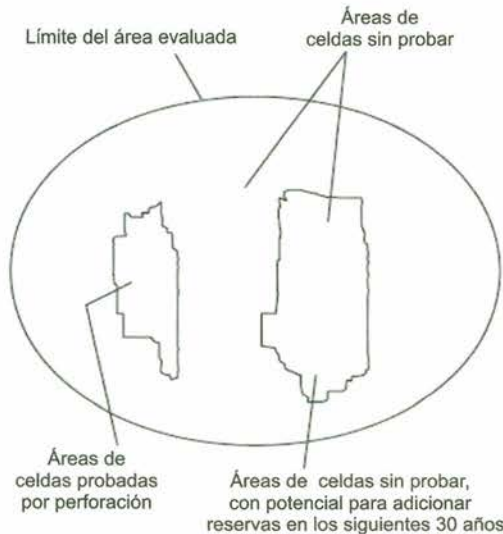


Figura 8.3 Áreas de evaluación para acumulaciones continuas de gas. El círculo corresponde al límite del área en evaluación. El área de la izquierda representa el área de las celdas que ya han sido probadas con perforaciones. El resto del área corresponde a celdas que no han sido probadas. El área de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

Fuente: adaptado de Schmoker (2004).

La esencia de la evaluación es como sigue:

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

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