

CONSIDERACIONES SOBRE PERFORACIÓN, PRODUCCIÓN, DESARROLLO, ASPECTOS AMBIENTALES Y LEGALES

Jorge Eliécer Mariño Martínez

Debido a que los yacimientos de CBM son tan complejos, no es fácil prever la producción y la rentabilidad de los proyectos de CBM, por lo tanto, se deben planear con mucho cuidado las fases de perforación, acabado del pozo, fracturamiento y producción. Los aspectos económicos, legales y ambientales también son importantes, por eso se hacen algunas consideraciones al final de este capítulo.

10.1 Perforación y evaluación

La perforación de pozos se debe hacer como resultado de un completo programa de exploración, que debe incluir cartografía, geofísica, perforaciones estratigráficas, mediciones de contenido y cálculo de reservas (capítulo 8), más otras consideraciones ambientales y jurídicas.

Perforación de pozos. Para la selección del sitio de interés, se deben tener en cuenta los permisos respectivos, el mapa topográfico, el mapa estructural, el mapa de fracturas, la geología de superficie, las labores mineras, los planes de ordenamiento, las restricciones ambientales, etc.

Los pozos exploratorios son perforados de la misma manera que los pozos convencionales, buscando mantener la estabilidad del pozo y controlando la presión con el lodo. Se debe perforar a desbalance, es

decir, a menor presión del yacimiento, usando lodo aireado o agua de formación para evitar taponamiento por aditivos y lodos. El pozo se reviste y se cementa a lo largo del intervalo del manto, el que luego se perfora y estimula con fracturamiento hidráulico, posteriormente las fracturas se rellenan con arena. Los estratos o niveles de carbón se deben corazonar, con el fin de determinar las reservas de carbón y contenidos de gas.

Se han implementado varias técnicas de corazonamiento, tales como corazonamiento convencional, de pared, con cable y con presión. La perforación permite tener corazones de los carbones para hacer pruebas de desorción, aunque las pruebas de contenido de gas se pueden realizar en los ripios de perforación, la calidad de los datos es mucho mejor en las pruebas realizadas en los corazones (Moore, 2004).

Las pruebas de permeabilidad determinarán el espaciamiento de los pozos y si se debe considerar la perforación horizontal. Los fluidos de perforación pueden ser los convencionales, a fin de mantener la estabilidad del pozo a través de formaciones blandas. En algunos casos, el agua normal o salmueras se prefieren, porque tienen un menor efecto en los carbones.

La producción de CBM se lleva a cabo mediante perforación de pozos que pueden ser de exploración, de prueba, piloto o de producción. El diseño del pozo depende del propósito del mismo. A menos que los pozos sean de exploración, los demás pozos se deben estimular para que sean rentables. También se debe tener muy en cuenta la selección de la tubería, la elección del cemento y el diseño de la perforación. Generalmente se utiliza lodo en vez de aire para efectuar la perforación, porque es lo más utilizado en el medio y porque permite correr los registros de pozo con más facilidad, pero la desventaja es que invade los carbones y puede ocasionar colapso.

Evaluación. La evaluación de la formación se hace mediante los registros geofísicos de pozo y mediante ensayos sobre el pozo o sobre las muestras. Con los corazones o ripios obtenidos de la perforación, se puede determinar el espesor del carbón, el contenido

de gas desorbido, la isoterma de adsorción, el tiempo de desorción y el contenido de ceniza-calidad del carbón. Sobre el pozo se puede hacer una prueba de pozo para establecer la conductividad hidráulica, la saturación de agua inicial y la presión inicial. La permeabilidad también se puede determinar a través de la prueba de presión transitoria o a través del *slug test* o prueba de baldeo. Las pruebas sobre el pozo también pueden ayudar a fijar la presión inicial y la saturación de agua inicial.

Los registros geofísicos se pueden utilizar para identificar y determinar el espesor del carbón (densidad y gamma ray), establecer el tamaño del pozo y las condiciones del mismo (caliper), fijar la permeabilidad (resistividad y SP), definir el contenido de gas en el pozo (neutrón), determinar la orientación de las fracturas (escáner), y precisar las propiedades mecánicas del macizo (densidad y sónico). La Figura 10.1 muestra los principales registros de pozo utilizados en CBM y sus respuestas típicas ante la presencia del carbón. Obsérvese que los registros de pozo más utilizados son los que tienen que ver con la densidad del carbón, ya que esta usualmente es menor que la densidad de las rocas adyacentes al manto; y dichos registros son: de densidad, de porosidad y el sónico.

Los dos factores más importantes en la evaluación son el contenido de gas y la permeabilidad. Generalmente se considera que en un buen proyecto el contenido de gas debe estar por encima de 200 pie³/ton, y la permeabilidad debe ser mayor a 1 milidarcy.

Aunque la mayoría de los registros de pozo están diseñados para identificar el carbón y determinar el espesor neto, ya se ha avanzado lo suficiente para suponer la calidad del carbón a partir de rayos gamma; sin embargo, no ha sido posible suponer los contenidos del gas en el carbón a partir de los registros.

10.2 Acabado o completamiento del pozo

Si los pozos son de prueba o de producción, deben ser acabados o terminados, lo que incluye el entubado y la cementación. El diseño del entubado y el cemento dependen del diseño del fracturamiento

hidráulico, por las altas presiones que utiliza y porque fracturar el carbón requiere presiones más altas que las convencionales; por lo tanto, el entubado debe ser resistente. Como generalmente una perforación atraviesa varios mantos de carbón, el cementado debe aislar diferentes intervalos separados y evitar que el cemento afecte las capas de carbón.

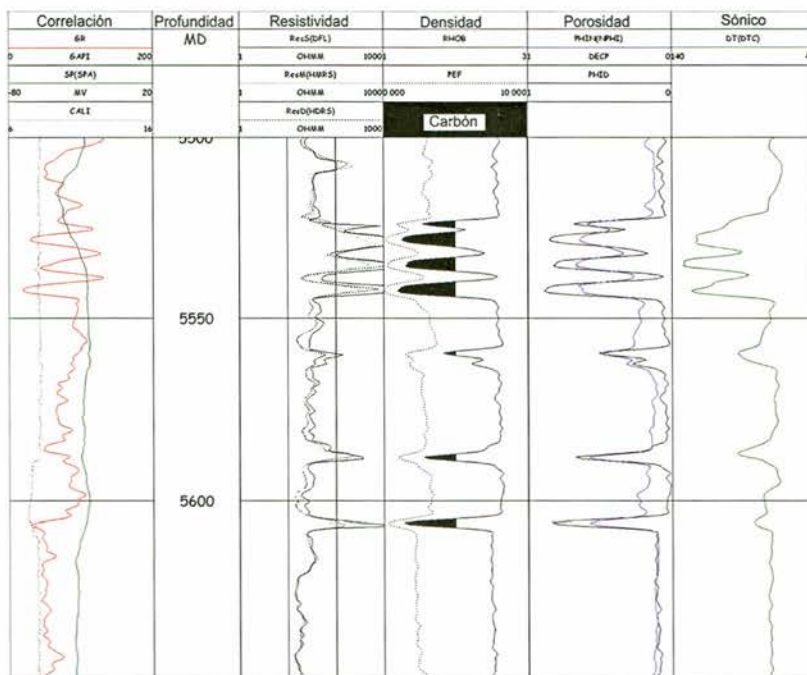


Figura 10.1 Registros de pozos más utilizados en el carbón (carbón en color negro). Obsérvese cómo los registros de densidad, porosidad y sónico reflejan mejor la presencia del carbón.

Fuente: adaptado de Halliburton (2007).

El acabado, o terminación del pozo, tiene como objetivo conectar efectivamente el sistema de fracturas de carbón a la pared del pozo. Se han utilizado diferentes técnicas de completamiento, tales como: hueco abierto, cavidad en hueco abierto, hueco revestido con fracturamiento hidráulico y perforación horizontal. (ICP, 1997; Geomet. Inc, 1989).

Hueco abierto. La mayoría de pozos de CBM han utilizado esta técnica a fin de prevenir el daño a la formación por parte de los fluidos de perforación y el cemento; aunque se minimiza el daño, se presentan otros problemas como la producción de finos de carbón,

la imposibilidad de un adecuado completamiento y control cuando se tiene múltiples zonas para producir, además, problemas de inestabilidad que ocasionan dificultades cuando se corren registros de pozo (Bonett & Rodríguez, 1996; ICP, 1997).

Cavidad en hueco abierto. Es una variación en hueco abierto, en la cual se incrementa el radio del pozo. Primero se coloca un revestimiento en la zona del carbón y luego, una vez creada la cavidad, se instala un *liner* ranurado. Si no hay éxito en la producción, se procede al fracturamiento hidráulico, preferiblemente (ICP, 1997).

Hueco revestido. Esta técnica consiste en revestir con tubería todo el pozo, cementar y perforar los intervalos de interés con disparos (cañoneo) o fracturamiento hidráulico. Hay que anotar que con este último se han tenido mejores resultados. A través de estos métodos se pretende comunicar la formación con el pozo y después, si es necesario, se debe aplicar la estimulación. Este completamiento se utiliza en áreas donde las condiciones geológicas son difíciles, ya que las perforaciones proveen más oportunidades para modificar el diseño según las variaciones geológicas y las condiciones del yacimiento (Geomet, 1989).

Perforación horizontal. Esta técnica ha sido utilizada durante muchos años por operadores mineros y ha demostrado que los pozos horizontales perforados perpendicularmente a la dirección de la *face cleat* (fracturas principales) producen grandes volúmenes de gas. Durante la perforación horizontal de pozos en mantos de carbón, se requiere especial atención a la estabilidad del pozo, a la limpieza y el control de la dirección de perforación. Una de las principales ventajas de esta perforación es que el pozo puede ser orientado perpendicular a la dirección de la máxima permeabilidad e incrementar el área de drenaje (Bonett & Rodríguez, 1996).

Las pruebas han demostrado que se requieren condiciones adecuadas de permeabilidad del reservorio, sobrepresión del reservorio y madurez termal con un rango del carbón no menor a bituminoso alto volátil A. Para seleccionar el método más apropiado de completamiento, se debe tener en cuenta:

-
- Estratigrafía del yacimiento.
 - Profundidad del carbón.
 - Problemas asociados con la producción de finos del carbón.

10.3 Estimulación y fracturación

La estimulación de pozos se emplea para incrementar o restaurar la permeabilidad de la formación (ICP, 1997). Los métodos de estimulación empleados en la técnica de CBM, son los siguientes:

- Cavidad en hueco abierto.
- Fracturamiento hidráulico.
- Perforación de pozos horizontales.

De estos métodos, el más recomendado y utilizado es el de fracturamiento hidráulico (Figura 10.2), el cual tiene las siguientes ventajas:

- Alivia el daño de la formación cerca de la pared del pozo.
- Incrementa el área de drenaje.
- Conecta adecuadamente la pared del pozo con el sistema de fracturas naturales del manto de carbón.
- Incrementa la producción y acelera el desagüe.
- Distribuye la caída de presión alrededor del pozo y reduce la producción de finos de carbón.

El fracturamiento hidráulico en carbones emplea fluidos base agua y arena como el proppant (material de sostén) y difiere del fracturamiento tradicional de las formaciones en lo siguiente:

- Sirve en presencia de múltiples mantos delgados.
- El daño causado por el fluido de fracturamiento a la formación es muy severo.
- Maneja alta presión de tratamiento.

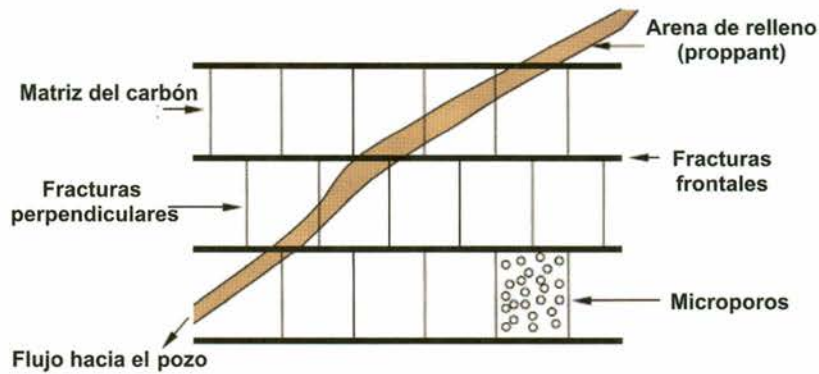


Figura 10.2 Fractura hidráulica rellena y sostenida por arena que se conecta al sistema natural de fracturas del carbón (cleats).

Fuente: adaptado de Halliburton (2007).

El fracturamiento hidráulico de las capas de carbón crea geometrías que pueden presentar muchos desafíos porque se requieren altas presiones, por las fracturas naturales preexistentes y por la presión *in situ*. Las fracturas naturales más el fracturamiento, crean unas fracturas complejas y pueden generar altas pérdidas de presión cerca del pozo y fugas de fluidos a través de las fracturas durante los tratamientos de fracturación.

La selección del fluido de fractura, que estimula las capas de carbón, debe ser muy cuidadosa a partir de las varias opciones existentes tales como: polifásicos en base agua, geles lineales, espumas y agua. El término utilizado para designar el fluido que mantiene las fracturas abiertas es “proppant” (material de sostén) y la selección depende de la cantidad de fuga esperada y de cómo se vaya a transportar el fluido.

Una vez que la perforación, el completamiento y la estimulación han determinado la factibilidad del proyecto, se procede a la siguiente fase o desarrollo.

10.4 Desarrollo

También conocida como la prueba de producción, que busca determinar cuál será la producción diaria aceptable de cada pozo, pues la producción diaria deberá ser suficiente para mantener una producción razonable durante la vida útil del mismo. En términos

generales, se trata de establecer la productividad del área por un tiempo apreciable para, así, satisfacer una demanda fijada. La producción final depende del completamiento y la estimulación de los pozos. Para remover el agua y permitir el flujo del gas, se deben construir varios pozos cercanos que se interfieran unos a otros, pues se ha encontrado que el drenaje del agua es mejor si se tiene un enjambre de pozos, que si se tienen pozos aislados. Un número de cinco pozos es recomendable en un proyecto piloto, con el mejor pozo en el centro, a fin de poder evaluar el desempeño del campo (Schlumberger, 2003).

Durante el desarrollo, se debe considerar lo siguiente:

1. Ubicación del pozo.
2. Método de producción de agua.
3. Procedimientos para la disposición del agua.
4. Monitoreo de las tasa de producción de agua y gas (Thomas, 2002).

Se pueden presentar muchos problemas relacionados con la producción, por ejemplo, mecánicos o climáticos; o relacionados con la formación, como falta de entrenamiento de los técnicos. La producción debe contemplar la cantidad de gas producido, la separación del gas y el agua, la colección y comprensión del gas y la disposición del agua producida (Moore, 2004). Después de fracturar los pozos e inyectar arena, estos se deben limpiar con aire comprimido para sacar los restos de arena; posteriormente se coloca tubería de producción y equipo de bombeo. Este último para evacuar el agua que fluye del yacimiento y facilitar la producción de gas. Los factores finales de diseño se obtienen de la prueba de presión y de las condiciones del subsuelo.

10.5 Producción

Aunque hay varias formas de producir gas de pozos, el método estándar para obtener CBM es disminuyendo la presión del reservorio. La presión del reservorio se reduce al drenar la capa del carbón, lo

que hace que el gas se desorba de la matriz y de los microporos mediante el proceso de difusión, por la diferencia en el gradiente de la concentración en una matriz que tiene una permeabilidad muy baja (Ahmed & McKinney, 2005). Posteriormente, el gas desorbido fluye hacia el pozo a través de las fracturas y *cleats* del carbón. Este método no recupera más del 50 % del CBM.

Las capas de carbón son almacenes que contienen gas y agua. El agua se encuentra en las fracturas, y el gas en las fracturas y en la matriz del carbón. Un típico perfil de producción muestra que inicialmente el pozo produce agua, y a medida que la producción de agua disminuye, aumenta la de gas, hasta alcanzar una cantidad máxima que luego se torna descendente (véase Figura 10.3).

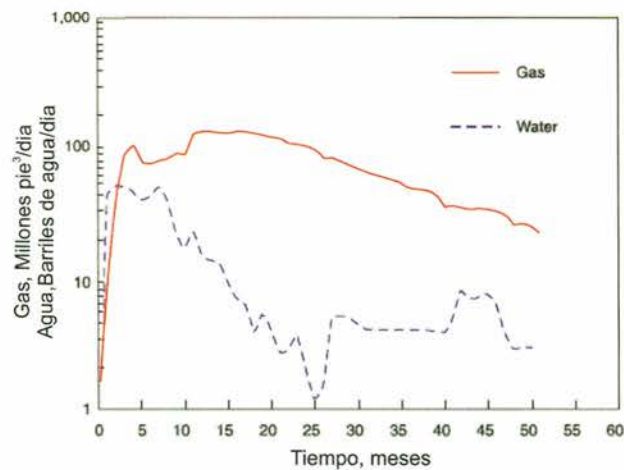


Figura 10.3 Curva típica de producción. Al inicio el pozo produce principalmente agua, pero, a medida que la presión disminuye por el drenado del agua, aumenta la producción de gas.

Fuente: adaptado de Halliburton (2007).

La Figura 10.3 muestra un proceso de producción de CBM en el que la extracción de gas aumenta proporcionalmente a la producción de agua. Entre más agua se drene, más gas se liberará, hasta que se alcance un pico de producción, después del cual le sigue un declive en la extracción, que es lento y prolongado.

La pendiente de la curva de producción está relacionada con los cambios de permeabilidad relativa, porque las fracturas están inicialmente saturadas de agua. A medida que se extrae el agua

del almacén, aumenta la saturación del gas en las fracturas y la permeabilidad relativa para el gas también aumenta y causa un incremento en la producción de gas. Una vez que la producción alcanza su máximo nivel, comienza a declinar. En general, el drenado del depósito depende de los poros y de la permeabilidad del depósito. En una etapa inicial o fase 1, todas las fracturas están saturadas de agua, pero, a medida que el agua se extrae, se disminuye la presión y comienza a fluir gas desde la matriz hacia las fracturas (segunda fase); en una tercera fase se ha sacado suficiente agua para disminuir la presión aún más y para permitir el flujo de más gas, hasta alcanzar un régimen de dos fases de flujo, una fase gaseosa y una fase líquida. Para que la producción de gas sea significativa, se requiere que el pozo alcance la fase 3 (véase Figura 10.4 y 10.5).

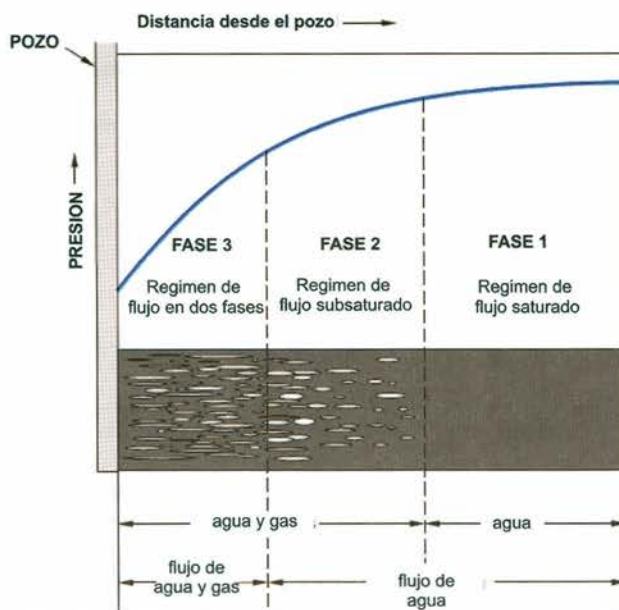


Figura 10.4 Etapas de producción de gas CBM en un pozo. Inicialmente, el pozo produce agua (fase 1). A medida que sale el agua y disminuye la presión, comienza a fluir el gas (fase 2). Posteriormente fluye más gas y agua en un régimen de dos fases (fase 3).

Fuente: adaptado de Schlumberger (2003).

La perforación de pozos de CBM se puede hacer en dos zonas diferentes: 1) drenando zonas de explotación minera activas o zonas de explotación minera abandonadas, o 2) perforando pozos de producción en zonas vírgenes donde los mantos de carbón no han sido explotados.

Producción en zonas mineras. A medida que la mina se profundiza, aumentan los costos de ventilación, lo que conlleva serias implicaciones económicas por el aumento del costo de la energía o por la pérdida de producción. Cuando esto se presenta, las empresas mineras deben pensar en ventear o recuperar y usar el CBM. Ese drenaje o venteo del gas es significativo a nivel mundial y sobrepasa los 35 gigas m³, del cual menos del 10 % es utilizado y el restante se va a la atmósfera como gas de efecto invernadero. Los diferentes sistemas de drenaje pueden remover entre 20 y 70 % de CBM en un manto de carbón, con la consiguiente disminución de presión sobre el sistema de ventilación, al mismo tiempo que se produce gas de buena calidad que se puede comercializar.

Muchas de las operaciones mineras en Colombia se han hecho cada vez más profundas, debido al agotamiento de las reservas superficiales y al mejoramiento de la tecnología en minería. El incremento de la profundidad hace que se llegue a zonas con alto contenido de CBM, lo que aumenta el trabajo del sistema de ventilación que trata de mantener los porcentajes de gases por debajo de los límites establecidos. El Decreto 1335 de 1987 del Ministerio de Minas y Energía, exige que las labores mineras se evacúen cuando el porcentaje de metano en el aire exceda ciertos límites (1 % en los frentes mineros y 1,5 % en los retornos de aire en los tajos, y en los frentes de preparación y desarrollo).

Los métodos de drenaje en minería incluyen (Figura 1.8):

1. Pozos verticales previos a la minería (CBM).
2. Pozos verticales en la explotación actual (pozos vent-CMM).
3. Pozos en las zonas explotadas-derrumbadas (gob well).
4. Pozos horizontales en las zonas mineras (CMM).

Los pozos verticales –que producen CBM casi puro– se perforan desde la superficie para drenar el gas de las zonas que no han sido alcanzadas por la minería. Los pozos *gob* se perforan desde superficie en zonas que ya han sido explotadas o donde se han colapsado los pilares y las cámaras. EL CBM que se produce de los pozos *gob* está mezclado con aire. Los pozos horizontales, que también se hacen

transversales, drenan el CBM de los mantos en producción y de las áreas *gob* adyacentes. En los últimos años ha habido avances significativos en sistemas de perforación direccional controlada, lo que ha aumentado las opciones de drenaje en minas gasíferas.

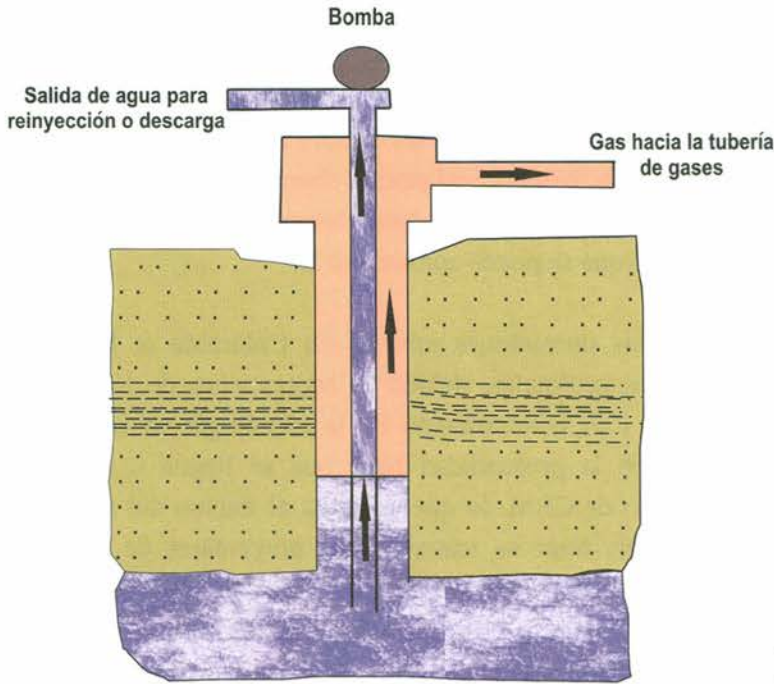


Figura 10.5 Pozo de drenaje de CBM en un manto de carbón. El sistema de bombeo está acompañado de un sistema que separa el gas que va a un gasoducto, y el agua que se reinyecta en el subsuelo o se descarga en la superficie.

La perforación direccional ha ayudado a disminuir los contenidos de CBM *in situ* de grandes áreas y ha permitido drenar zonas fracturadas que contienen CBM. Estos sistemas de drenaje pueden igualmente ayudar a drenar mantos adyacentes, o zonas adyacentes con litologías diferentes donde se ha concentrado el gas, especialmente en los respaldos superiores arenosos. Los métodos mencionados se pueden combinar para un drenaje más efectivo.

Las áreas mineras abandonadas han retomado importancia por los altos contenidos de CBM encontrados en ellas (AMM o Abandoned Mine Methane). Ese gas proviene de la desgasificación del carbón presente, gas migrado de partes activas de la mina y gas biogénico generado recientemente en las labores abandonadas. Para poder

reutilizar el gas de las minas abandonadas, es necesario que la mina haya sido aislada y sellada correctamente.

Producción en zonas no mineras. La producción en zonas no mineras mediante pozos ha experimentado un avance extraordinario en los últimos veinte años. De hecho, la mayor parte de la producción de CBM se está dando en zonas donde no se ha desarrollado minería del carbón por razones económicas o de profundidad. Los estudios de reservas han mostrado que más del 50 % de las reservas de CBM se encuentra a profundidades mayores a 1500 m, y que hasta 3000 m puede haber condiciones de permeabilidad favorable (Thomas, 2002). Lo anterior, a su vez, depende de los esfuerzos regionales y de la saturación de los carbones.

En algunas de las cuencas más productivas de CBM se ha producido abundante gas mediante la perforación de miles de pozos, lo que ha llevado a tener bastante información sobre los yacimientos y a desarrollar nuevas teorías sobre el CBM. Algunas de las cuencas más prolíficas son la cuenca San Juan en Colorado, Nuevo Méjico, la cuenca Powder River en Wayoming, y la cuenca Black Warrior en Alabama (Figura 10.6).

Una de las mayores incertidumbres de la industria del CBM es la variabilidad de la producción en los pozos de una misma cuenca o campo. La Figura 10.7 presenta la producción de muchos pozos en la cuenca Black Warrior en Alabama, durante un período de entre 40 y 80 meses. Nótese que algunos pozos produjeron tres o cuatro veces más de millones de pies cúbicos durante ese período, que otros pozos de la misma cuenca. Esas diferencias de producción de pozos en una misma cuenca se asocian con divergencias de contenidos, presión y fracturamiento.



Figura 10.6 Arriba, machín de bombeo drenando un reservorio de carbón en la cuenca Powder River, Wyoming (EUA). Abajo, pozo profundo de CBM en Colorado, donde se alcanzaron los 2700 m.

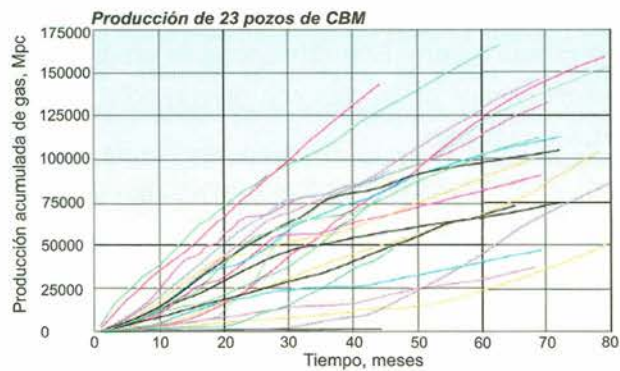


Figura 10.7 Variaciones de producción de diferentes pozos en la cuenca Black Warrior (EUA).

Fuente: Schlumberger (2003).

10.6 Recuperación secundaria

La recuperación secundaria comprende las técnicas que se utilizan para extraer el gas que aún permanece en los carbones y que no fluye naturalmente o por medios convencionales. La recuperación secundaria hace que la vida del campo se extienda al aumentar el recobro, de esta forma, los depósitos marginales pueden resultar atractivos, y, en algunos casos, la explotación de los carbones profundos puede ser posible. Con la recuperación secundaria se logran tres objetivos:

1. Incrementar las reservas probadas.
2. Acelerar la producción.
3. Aumentar las ganancias.

Uno de los métodos de recuperación secundaria más utilizados es la inyección de gases inertes, como nitrógeno, en el carbón. El gas inerte baja la presión parcial en el carbón permitiendo que el metano fluya, obteniendo así una mayor recuperación. También se puede utilizar CO_2 , de la misma manera como se maneja el nitrógeno. El CO_2 tiene la ventaja que puede estar disponible de termoeléctricas o industrias que necesitan secuestrarlo por razones ambientales. La Figura 10.8 muestra que el porcentaje de recuperación de metano aumenta proporcionalmente a la inyección de un gas inerte, en este caso nitrógeno. Un objetivo adicional es que al inyectar el gas inerte se aumenta la presión, lo que disminuye el esfuerzo y mantiene la permeabilidad.

En general, la producción de gas depende del drenaje del depósito, de los esfuerzos dentro del depósito, y de la manera como se aumente la permeabilidad. Generalmente se perfora más de un pozo, y el drenaje de gases se produce a partir de un grupo de pozos, en esta forma el espaciado de esos pozos, más la permeabilidad, determinarán la producción. La curva de producción puede ser diferente en varios pozos en un mismo campo, lo que parece explicarse con base en variaciones de permeabilidad.

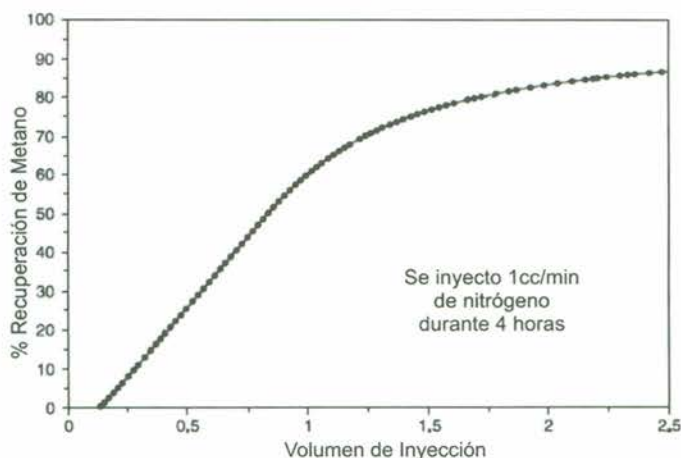


Figura 10.8 Recuperación secundaria de metano utilizando nitrógeno. Nótese que a mayor inyección de nitrógeno, mayor recuperación de metano. Fuente: adaptado de Halliburton (2007).

10.7 Aspectos ambientales

Como ya se mencionó, la producción de agua es alta, especialmente en la primera etapa (primeros meses) de la vida del pozo. Como esa agua se debe tratar –en algunos casos– y disponerse, esto representa costos adicionales por razones ambientales. En proyectos en que las ganancias sean marginales, los costos de tratamiento y disposición se pueden tornar en aspectos críticos en las decisiones económicas, a tal punto de hacer inviable el proyecto.

La Figura 10.9 muestra la producción de agua en los pozos de CBM en la cuenca Powder River (USA) durante diez años. A la derecha se muestra el promedio de la producción de agua en barriles por día por pozo, que fluctúa entre 100 y 500 barriles. A la izquierda se señala el total de millones de barriles de agua por mes, que en el año 98 estuvo cerca de los 50 millones. Las cifras anteriores indican que la producción de agua es significativa en los proyectos CBM y que el manejo de la misma es un desafío en cada proyecto.

A los aspectos ambientales relacionados con el agua hay que agregar los costos ambientales propios de perforaciones, transporte, apertura de vías, etc.

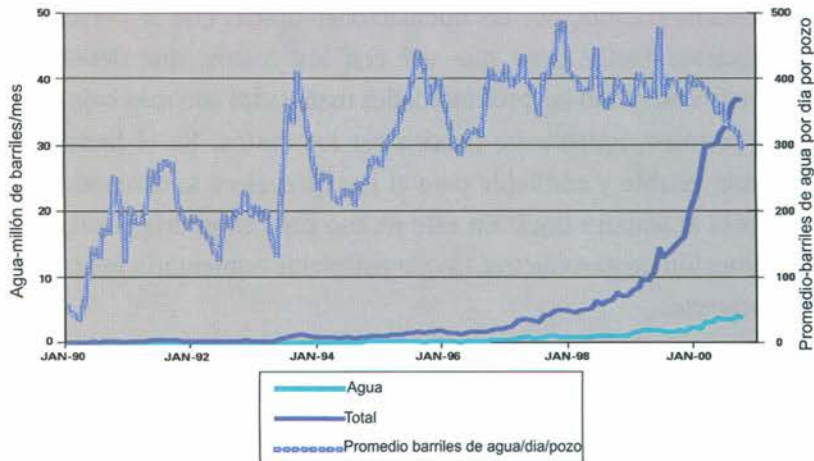


Figura 10.9 Producción de agua en la cuenca Powder River por pozo por día entre 1990 y 2000. En algunos pozos la producción de agua por día sobrepasó los 400 barriles.

Fuente: adaptado de Flórez (2004).

10.8 Consideraciones económicas

La rentabilidad de un proyecto de CBM depende en gran manera de factores como el espesor de los mantos, el contenido de gas y la permeabilidad (ver numeral 7.7). Otras variables adicionales son la profundidad, la cantidad, el manejo y la disposición del agua producida, los accesos a mercados, y los precios del gas. En regiones donde no se conocen las características del yacimiento, los costos se incrementan por pruebas de pozo, registros de pozo y análisis de corazones.

Otro desafío de tipo económico son los altos costos iniciales para desarrollar un proyecto, porque se requieren varios pozos que produzcan interferencia entre sí para drenar grandes cantidades de agua y así poder llegar a saber sobre la producción potencial del campo.

Son varios los factores que determinan que el gas asociado al carbón pueda competir con el gas asociado al petróleo y con otros combustibles. En primer lugar, se encuentra la tasa de producción de gas, que depende de la calidad del yacimiento y del desarrollo de los pozos. Hay que tener en cuenta que la producción debe ser lo

más estable posible, por las fluctuaciones típicas que se presentan. El siguiente factor tiene que ver con los costos, que deben ser competitivos; como las profundidades manejadas son más bajas que en el petróleo, igualmente pueden ser los costos. En el factor del mercado estable y confiable para el gas, prevalece la demanda y la distancia al usuario final. En este último caso se podría requerir la construcción de gasoductos, lo que realmente aumentaría los costos del proyecto.

Se ha determinado que los costos se incrementan con la profundidad, pero igualmente aumenta la producción. En términos generales, los costos se deben considerar en el siguiente orden: estudios geológicos y geofísicos, costos de perforación, completamiento y estimulación del pozo, equipos e infraestructura para la producción del gas, costos de tratamiento y compresión del gas, manejo y disposición de aguas de producción, costos de operación y mantenimiento y finalmente mercados con el sobrecosto que el transporte significa. También se debe considerar que, aunque en CBM se evitan los pozos secos y los costos de separación de gases son menores, en contra se tiene que la curva de producción es diferente, que se debe producir a contrapresión, que se requieren compresores para el manejo del gas y que se necesitan bombas para el manejo de las aguas de producción.

10.9 Aspectos legales

En Colombia no se tiene mucha legislación sobre el CBM, por lo que solo se analizan tres documentos oficiales. El primero es el Decreto 1335 de 1987, del Ministerio de Minas y Energía o *Reglamento de seguridad en las labores subterráneas*, analizado anteriormente en producción en zonas mineras. El segundo es el Documento Conpes 3517 de 2008, denominado *Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón*. Este documento establece que la asignación de áreas y el seguimiento del carbón están a cargo de la Agencia Nacional Minera, pero la exploración y explotación del gas metano está a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH–. Esto hace que dos proyectos tengan que coexistir en la misma zona y en el mismo yacimiento (carbón), manejados por dos

agencias del Estado, con los correspondientes problemas logísticos que pueden resultar de esta coexistencia. Esa coexistencia se puede convertir en un obstáculo para la explotación del CBM en el país.

Un tercer documento que tiene que ver directamente con el tema del CBM, es el Decreto 2100 del 15 de junio de 2011, por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural. En el decreto se da vía libre para que los productores de gas lo comercialicen y participen de la generación termoeléctrica. En dicho documento se reconoce que no existen reglamentos para la exploración y explotación del gas no convencional, por lo que se le da a la ANH un plazo de seis meses para establecer los lineamientos de los programas de exploración y para fijar reglas de coexistencia. En general, existe el consenso de que se requiere un modelo de contratación y de que las regalías de los hidrocarburos no convencionales deben ser menores a las de los convencionales, por la existencia de algunas limitaciones, como las bajas reservas demostradas, la poca experiencia en el país sobre el tema de la explotación debido a las pocas empresas calificadas que podrían participar, el pequeño tamaño de los bloques para CBM y la existencia de superposición de contratos. Los contenidos de gas conocidos son relativamente bajos, hasta la fecha, para yacimientos comerciales (ver capítulo 7). Solo en el Caribe colombiano se han encontrado contenido de gas y condiciones geológicas favorables para considerar proyectos comerciales de explotación. Otra región con posibilidades es el altiplano cundiboyacense, donde se han reportado buenos contenidos de gas (Socotá, Cucunubá y Chinavita), pero se debe clarificar mejor el tamaño de los bloques donde se llevaría a cabo los proyectos piloto.