

Reservorios de Coalbed Methane (CBM)

Jorge Ortega – Ingeniero en Petróleos - Universidad Nacional de Cuyo

El término “coal” (carbón) hace referencia a las rocas sedimentarias que contienen más del 50% en peso y más del 70% en volumen de materia orgánica, constituida principalmente por carbono, hidrógeno y oxígeno y con un cierto grado de humedad. Por otro lado, se utiliza el término “methane” (metano), aunque en realidad el gas producido es por lo general una mezcla de C_1 , C_2 y trazas de C_3 , N_2 y CO_2 .

Por lo general el metano, como constituyente del carbón, se presenta en altas concentraciones dependiendo de la composición de éste, la temperatura, la presión y otros factores. Además, de todas las especies moleculares atrapadas en el carbón, el metano puede liberarse fácilmente tan solo con la reducción de la presión en la capa.

Ya desde los años 30 se produce CBM en los Estados Unidos, pero recién a partir de la década de los 80 los proyectos de investigación y desarrollo comenzaron a mostrar el enorme potencial de este recurso energético. En 1979 los ingenieros demostraron que antes de la desorción del gas sería necesaria la desacuaticación de los pozos.

La mayoría de los datos necesarios para estimar el gas-in-place y realizar otros cálculos se obtienen, por lo general, a partir de dos tipos de ensayos:

Ensayo de desorción con filtro canasta

Con este ensayo se determina:

- contenido de gas total G_c adsorbido en la muestra de carbón en unidades de scf/ton de carbón.
- el tiempo de desorción, el cual se define como el tiempo requerido para la desorción del 63% del total de gas adsorbido.

Análisis Cuantitativo

Estos ensayos están diseñados para determinar la composición del carbón en términos de:

- Porcentaje de cenizas
- Carbono fijo
- Contenido de humedad
- Materia volátil

Las características del reservorio de CBM son complejas debido a que se trata de reservorios fracturados, caracterizados por dos sistemas de porosidad diferentes.

1. *Sistema de porosidad primaria:* el sistema de porosidad primaria de la matrix en estos reservorios está formado por poros muy finos o “microporos”, con permeabilidad extremadamente baja. Estos microporos representan una extensa superficie interna sobre la cual se puede adsorber gran cantidad de gas. Debido a la baja permeabilidad, el sistema de porosidad primaria es impermeable al gas e inaccesible al agua. Sin embargo, el gas desorbido puede fluir a través de este sistema mediante el proceso de difusión. Los microporos son los que determinan la porosidad en el carbón.

2. *Sistema de porosidad secundaria:* este sistema está conformado por redes de fracturas naturales, grietas y fisuras (macroporos) inherentes a todos los carbones. Los macroporos, conocidos como “cleats”, son los responsables de la permeabilidad al flujo de fluidos. Actúan como conductos hacia los pozos productores tal como se muestra en la Figura 1. Las principales características de este sistema de redes son las siguientes:

- a. *Face cleat*: conceptualmente se muestra en la Figura 1, es continua a lo largo de todo el reservorio y tiene la capacidad de drenar grandes áreas.
- b. *Butt cleat*: el área de contacto es mucho más pequeña en el reservorio y por lo tanto su capacidad de drenaje es limitada.

Además de las cleats, también se pueden presentar sistemas de fracturas provocadas por actividad tectónica. El flujo de agua y gas hacia el pozo se produce dentro de estos dos sistemas, que combinados representan la permeabilidad global medida a partir de los ensayos de pozos.

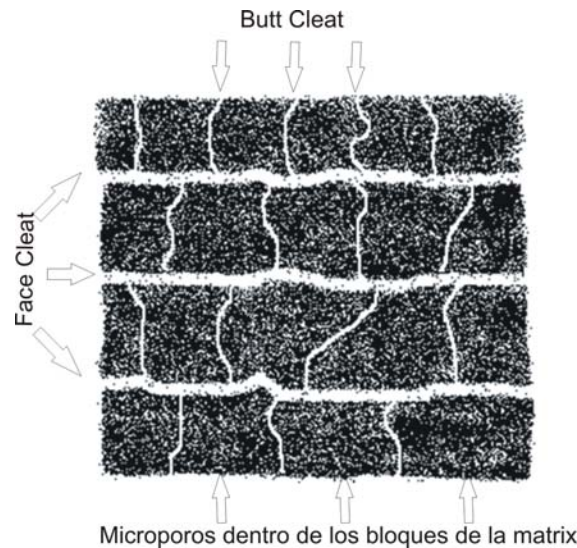


Figura 1. Esquema de la matrix de carbón y el sistema de fracturas naturales

El metano, o gas-in-place, se encuentra almacenado en un estado de adsorción sobre la superficie interna del carbón. Se considera que los canales de carbón están inicialmente saturados con agua y ésta debe ser removida o producida a través de las fracturas naturales, por disminución de la presión del reservorio. Al reducir la presión, el gas se libera (desorbe) de la matrix de carbón hacia el interior de las fracturas.

Resumiendo, podemos decir que la producción de gas está controlada por un proceso de cuatro pasos que incluyen:

- a) Remoción del agua de los canales en el carbón (dewatering: deacuaticación) y disminución de

la presión del reservorio hasta la presión de desorción del gas.

- b) Desorción del gas de la superficie interna del carbón.
- c) Difusión del gas desorbido a través de los canales internos del carbón.
- d) Flujo de gas a través del sistema de fracturas hacia el pozo.

Para que un reservorio de CBM presente interés económico debe presentar las siguientes características: contener una suficiente cantidad de gas adsorbido, tener la adecuada permeabilidad para producir ese gas, tener suficiente presión para una adecuada capacidad de almacenaje y, finalmente, el tiempo de

desorción debe ser tal que la producción de ese gas sea económicamente viable.

Entonces, las variables a evaluar a la hora de decidir por el desarrollo de un reservorio de CBM serán:

1. Contenido de gas, G_c ;
2. Densidad del carbón; ρ_B
3. Productividad y eficiencia de drenaje
4. Permeabilidad y porosidad

1. Contenido de gas

El primer paso en la evaluación del potencial de una capa de carbón es determinar el contenido de gas. Éste está molecularmente adsorbido sobre toda la extensión del área del carbón.

El gas-in-place G es la cantidad total de gas almacenado en un volumen de roca de reservorio específico. La ecuación básica utilizada para calcular G es:

$$G = 1359,7 Ah\rho_b G_c \quad \text{Ec. 1}$$

donde:

- G: gas-in-place inicial, scf
- A: área de drenaje, acres
- h: espesor, ft
- ρ_B : densidad aparente promedio del carbón, g/cm^3
- G_c : contenido de gas promedio, scf/ton

La precisión en el cálculo de G se encuentra limitada por incertidumbres y errores en algunos parámetros como se verá más adelante.

La densidad aparente y el espesor se pueden inferir mediante perfilajes convencionales.

El contenido de gas G_c puede determinarse por dos métodos: directo o indirecto. Con el *método directo* se estima el contenido de gas mediante la obtención de muestras con recipientes herméticos de desorción, midiendo luego el volumen de gas que se desorbe en función del tiempo

en condiciones de temperatura y presión ambiente. Una gran cantidad de gas se pierde por desorción mientras se recupera la muestra. El contenido total de gas será la suma de tres componentes: gas desorbido, gas residual y gas perdido. Si bien los dos primeros pueden ser medidos, el tercero es el que presenta la gran dificultad de estimación.

Tres son las técnicas más utilizadas para determinar el gas perdido: método USBM (United States Bureau of Mines), la aproximación de Smith y Willians y la técnica de Seidle.

La Figura 2 muestra la utilización del método USBM. Consiste en graficar el volumen de gas desorbido versus la raíz cuadrada del tiempo, sobre un eje de coordenadas cartesianas y extrapolar el tiempo de desorción a $t=0$. La experiencia muestra que esta técnica funciona adecuadamente en capas de carbón poco profundas, con bajas presiones y bajas temperaturas, cuando la pérdida de gas representa el 5% y 10% del contenido total de gas adsorbido en el carbón. Sin embargo, en estratos de carbón con altas presiones, el volumen de gas perdido puede superar el 50% del contenido total de gas adsorbido en la muestra.

Una cierta cantidad de gas permanecerá adsorbido en la muestra (gas residual) hacia el final de la medición, teniendo en cuenta que para la desorción total se necesitarían intervalos de tiempos impracticablemente largos.

Luego, el contenido de gas residual se determina por destrucción de la muestra y posterior medición del gas liberado.

Este método presenta grandes limitaciones en la estimación del contenido de gas, G_c , dependiendo del tipo de muestra de carbón, de las condiciones del ensayo y del método de estimación del gas perdido.

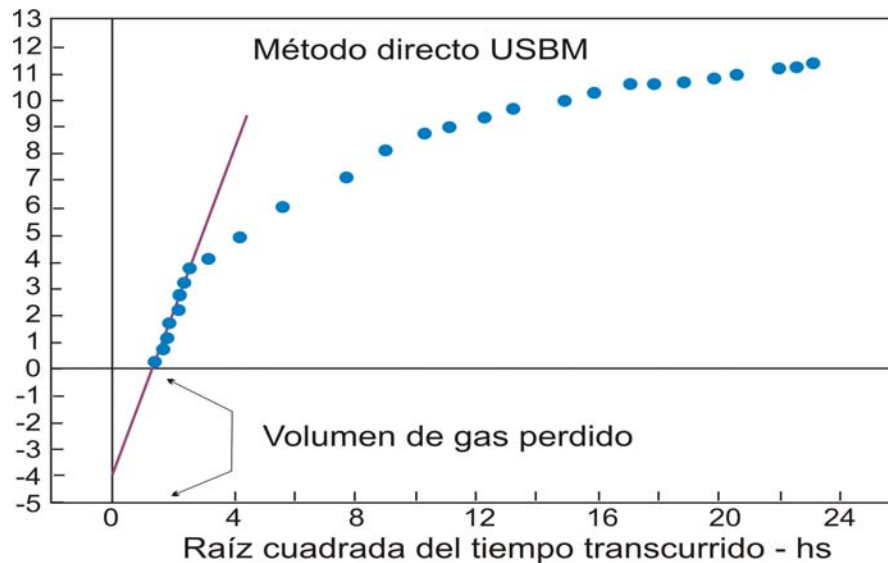


Figura 2. Gráfico de los datos de ensayo utilizados para determinar el volumen de gas perdido.

Una mala estimación del gas residual en la muestra también nos llevará a errores considerables en la estimación del gas-in-place.

Los *métodos indirectos* infieren el contenido de gas utilizando una isoterma de sorción y datos de presión.

Una isoterma de sorción describe la capacidad de almacenamiento de gas de una muestra de carbón en función de la presión a una temperatura constante. Esta información es esencial para predecir el volumen de gas que se liberará del carbón a medida que declina la presión del reservorio.

El contenido de gas G_c es una medida del gas real (total) contenido en un reservorio de carbón dado, mientras que la isoterma de sorción define la relación de la presión a la capacidad de un carbón dado para contener gas a una temperatura constante.

Serán necesarias determinaciones precisas, tanto del contenido de gas como de la isoterma de sorción para estimar las

reservas recuperables y el perfil de producción. La Figura 3 muestra la utilización de la isoterma obtenida a partir de una muestra de un pozo de la Fruitland Formation Coal Seam de San Juan Basin en New Mexico. El contenido de gas total, G_c , determinado por ensayo de desorción con canasta fue de 355 scf/ton. A la presión inicial del reservorio de 1620 psia, el contenido de gas es menor que la capacidad de almacenamiento dado por la isoterma de sorción, 440 scf/ton a esa misma presión. Esto implica que reduciendo la presión a 648 psia permitiría obtener 355 scf/ton sobre la curva de la isoterma. Esta presión es conocida como la presión crítica o presión de desorción p_d . Este valor permitirá determinar si un manto de carbón se encuentra saturado o subsaturado.

La cantidad de gas adsorbido por una capa saturada dependerá de la presión y temperatura del reservorio. Se puede establecer una analogía con un reservorio

de petróleo con su punto de burbuja igual a la presión inicial del reservorio. Si la presión inicial del reservorio es mayor que la presión de desorción crítica, se considera que la capa esta subsaturada.

En consecuencia, es indeseable una capa de carbón subsaturada, ya que será necesario producir mayor cantidad de agua antes que el gas comience a fluir.

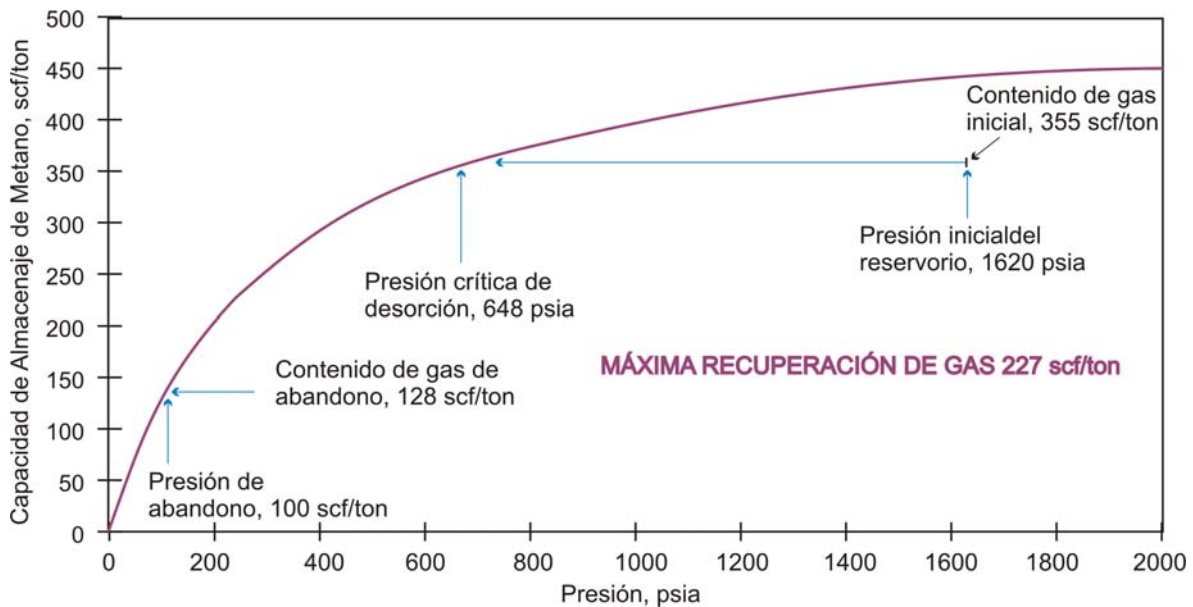


Figura 3. Utilización de la isoterma de sorción para el cálculo del contenido de gas a recuperar

Se asume que la relación entre la capacidad de almacenamiento y la presión puede describirse con la relación originalmente propuesta por Langmuir (1918), conocida como “isoterma de Langmuir”, dada por:

$$V = V_L \frac{p}{p + p_L} \quad \text{Ec. 2}$$

donde:

V: volumen de gas actualmente adsorbido a la presión p , scf/ft³ de carbón

V_L : volumen de Langmuir, scf/ft³

p_L : presión de Langmuir, psi

p : presión de reservorio, psi

Debido a que la cantidad de gas adsorbido depende de la masa de carbón y no del volumen, se puede utilizar la ecuación de

Langmuir expresando el volumen adsorbido en scf/ton

$$V = V_m \frac{b \cdot p}{1 + b \cdot p} \quad \text{Ec. 3}$$

donde:

V: volumen de gas actualmente adsorbido a la presión p , scf/ton

V_m : constante de la isoterma de Langmuir, scf/ton

b : constante de presión de Langmuir, psi⁻¹

p : presión, psi

Los dos grupos de constantes de Langmuir se relacionan con:

$$V_L = 0,031214 V_m \rho_b \quad \text{Ec. 4}$$

y :

$$p_L = \frac{1}{b} \quad \text{Ec. 5}$$

donde ρ_B es la densidad aparente del depósito de carbón en g/cm^3 .

Muchos factores influyen en la medición del contenido de gas G_c y la isoterma de sorción, afectando la determinación del gas-in-place inicial. Entre estos factores tenemos:

- ✓ Contenido de humedad del carbón
- ✓ Temperatura
- ✓ Tipo de carbón

2. Densidad del Carbón

La densidad del carbón es una función directa de su composición. La materia mineral componente del carbón tiene una densidad significativamente mayor que la materia orgánica del mismo y por lo tanto su densidad se correlacionará directamente con el contenido de materia mineral.

La densidad y la composición del carbón varían vertical y lateralmente en función del tipo de carbón, el contenido de humedad y el contenido de materia mineral entre otras variables geológicas del ambiente deposicional.

Debido a su riqueza orgánica, el carbón tiene una densidad aparente mucho menor que, por ejemplo, la arcilla o arenisca y por lo tanto el espesor neto puede obtenerse rápidamente a partir de datos de perfiles geofísicos.

Se debe tener en cuenta que el contenido de humedad, el cual varía inversamente con el tipo de carbón, afecta sustancialmente su densidad. Distintas observaciones mostraron que carbones de alto grado (carbones bituminosos: antracita) presentan un bajo contenido de humedad ($< 10\%$), mientras que los de bajo grado (carbones sub-bituminosos: turba) presentan contenidos de humedad elevados ($>25\%$).

3. Productividad y eficiencia de drenaje

Como ya se ha indicado, el metano se encuentra adsorbido en la superficie de los poros del carbón como consecuencia de la presión del reservorio. Se debe reducir esta presión para permitir la desorción y la consecuente producción del gas. La presión del reservorio es causada por una presión estática existente debido al acuífero. Por lo tanto, a diferencia de un reservorio de gas convencional, la producción de gas se obtiene por producción de agua y despresurización de la capa de carbón. Normalmente, la capa de carbón se encuentra naturalmente fracturada y contiene fracturas verticales espaciadas, cerradas y lateralmente extensas. Debido a que la permeabilidad intrínseca de la matrix de carbón es muy pequeña, esta red de fracturas debe presentar un mínimo de permeabilidad ($>1\text{md}$).

Por lo tanto, y de acuerdo a los criterios para el desarrollo de un campo de CBM a gran escala, será necesaria una abundante investigación inicial antes de comenzar con la producción de gas.

Para mejorar la productividad, en la mayoría de los reservorios de CBM se realizan estimulaciones mediante fracturas hidráulicas de modo de contribuir a la red de fracturas e interconectarlas con el pozo; se extrae por medios artificiales el agua del reservorio; se debe contar con instalaciones para la disposición del agua; y prever un completo desarrollo del arreglo de pozos.

Respecto a esto último, en los reservorios convencionales de gas y petróleo es deseable una mínima interferencia entre pozos. En cambio, para diseñar un sistema eficiente de desacuatización y despresurización se deberá tener en cuenta una máxima interferencia para lograr un máximo descenso de nivel. Esta interferencia permitirá una rápida disminución de la presión del reservorio

con el consecuente desprendimiento del gas de la matrix de carbón.

4. Permeabilidad y porosidad

La permeabilidad en las capas de carbón está fundamentalmente controlada por la magnitud de los esfuerzos en el reservorio. También se ha observado que la permeabilidad puede aumentar a medida que el gas se va desorbiendo de la matrix de carbón. Numerosos estudios de laboratorio muestran la dependencia de la permeabilidad y la porosidad sobre las condiciones de esfuerzos que se presentan en la capa de carbón, con relaciones que son únicas para cada capa.

Con la producción, las propiedades de la red de fracturas experimentan cambios debido a mecanismos distintos y opuestos:

- (1) La porosidad y permeabilidad de la red de fracturas declina debido a la compactación y la reducción de los esfuerzos netos.
- (2) La porosidad y permeabilidad de la red de fracturas aumentan

debido a la contracción de la matrix de carbón como resultado de la desorción del gas.

Referencias:

- R.S. Metcalfe, D. Yee, J.P. Seidle y R. Puri
“Review of Research Efforts in Coalbed Methane Recovery”. SPE 23025
- Tarek AKMED, Paul D. McKINNEY, “Advanced Reservoir Engineering”. Editorial Elsevier.
- S.J. Jeu, T.L. Logan, R.A. McBane. “Exploitation of Deeply Buried Coalbed Methane Using Different Hydraulic Fracturing Techniques in the Piceance Basin, Colorado and San Juan Basin New Mexico”. SPE 18253.
- I. Palmer, H. Vaziri, M. Khodaverdian, J. McLennan, K. Prasad, P. Edwards, C. Brackin, M. Kutas, R. Fincher.
“Completions and Stimulations for Coalbed Methane Wells”. 30012-MS