



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“EXPLOTACIÓN DE GAS METANO A TRAVÉS DE YACIMIENTOS DE CARBÓN”

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

RODRÍGUEZ LÓPEZ EDGAR

DIRECTOR DE TESIS: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA.

DIRECTOR ADJUNTO: M.C. HERÓN GACHUZ MURO.



MÉXICO D.F. CD. UNIVERSITARIA, OCTUBRE DE 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Me parece que has elegido bien
la vida que quieres vivir...
Una vida de calidad que exige la entrega total
que tú tienes.

No has improvisado nada,
simplemente te has preparado,
día a día,
para dar una respuesta comprometida.

Ciertamente todo camino es un proceso...
pero no cabe duda que tú has dado
importancia a las oportunidades
que se han presentado.

Lo que has realizado es de gran valor...
pues has puesto en juego
tu espíritu de lucha y de victoria,
tu valor humano y tu compromiso cotidiano.

Y tu sueño se ha hecho realidad...
Conseguiste lo que tanto anhelabas;
en verdad me alegro mucho por ti
Y te felicito, porque ¡lo lograste!

La elaboración de esta tesis está dedicada:

A Dios, por permitirme vivir.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por enseñarme.

A mis padres María y Noé, a mis hermanos: Yeudiel, Aleidit (+) y Mitzy, por su cariño, comprensión, y apoyo.

Al Sr. Bernardo, Ramiro y Luis Rodríguez Mendoza que con su ejemplo han sabido guiarme.

Al Sr. Rafael E. Cortés, por enseñarme a no desistir.

A la Familia Jiménez Bautista por su cariño y por estar siempre conmigo.

A la Familia Hernández Rodríguez por el apoyo.

Al M.C. Herón Gachuz Muro por: la amistad, la paciencia, la orientación, el tiempo dedicado, el apoyo moral e incondicional, la confianza suficiente, y sobre todo por creer en mí.

A mis sinodales y profesores de la carrera de Ing. Petrolera.

Al Ing. Israel Castro Herrera por las facilidades para la realización de este trabajo.

Al Ing. Miguel Idelfonso Vera Ocampo, por mejorar la calidad de este trabajo.

A las secretarias de la división de Ciencias de la Tierra en especial a Leticia Figueroa,

Irene Lazcano y Verónica Galán

A mis amigos... aquellos que han estado a lo largo de mi vida.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. EDGAR RODRÍGUEZ LÓPEZ
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-238

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Israel Castro Herrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

EXPLOTACIÓN DE GAS METANO A TRAVÉS DE YACIMIENTOS DE CARBÓN

- I DEFINICIONES GENERALES
 - II YACIMIENTOS DE CARBÓN
 - III EL METANO
 - IV PROCESOS DE LA EXPLOTACIÓN DEL METANO A TRAVÉS DE YACIMIENTOS DE CARBÓN
 - V EVALUACIÓN ECONÓMICA Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS
- CONCLUSIONES
REFERENCIAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 3 de Marzo del 2011

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

RJPYS*RGTS*srs

Índice

Objetivo.....	1
Resumen.....	2
Introducción.....	4
1.- Definiciones generales.....	7
1.1.- Adsorción y absorción.....	8
1.2.- Isoterma de Langmuir.....	8
1.3.- Isoterma Frumkin.....	10
1.4.- Isoterma Bet.....	10
1.5.- Entalpía de adsorción.....	12
1.6.- Carbón.....	13
1.7.- Gas grisú.....	14
1.8.- Índice de productividad.....	15
2.- Yacimientos de carbón.....	17
2.1.- Origen.....	18
2.2.- Tipos de carbón.....	21
2.3.- Clasificación del carbón de origen mineral.....	22
2.4.- Propiedades.....	24
2.5.- Usos.....	25
2.6.- Localización de los yacimientos en el mundo.....	27
2.7.- Reservas de carbón en el mundo.....	27
2.8.- Localización de los yacimientos en México.....	28
2.9.- Otras cuencas sedimentarias con posibilidad en México.....	29
3.- El metano.....	32
3.1.- Datos generales.....	33

3.2.- Usos.....	35
3.3.- Producción.....	36
3.3.1.- Fuentes naturales.....	36
3.3.2.- Fuentes alternativas.....	37
3.3.3.- El metano en la atmósfera de la Tierra.....	38
3.3.4.- Yacimientos de gas natural.....	38
3.3.5.- Producción alternativa.....	39
3.3.6.- Producción de gas a través de yacimientos de carbón.....	39
4.- Procesos de la explotación del metano a través de yacimientos de carbón.....	44
4.1.- Introducción.....	45
4.2.- Geología.....	46
4.2.1.- Origen de los yacimientos de carbón.....	46
4.2.2.- Origen de las fracturas naturales y tipos.....	50
4.2.2.1.- Desarrollo del sistema de fracturas.....	51
4.2.2.2.- Orientación de las fracturas.....	52
4.2.2.3.- Espaciamiento entre el sistema de fracturas.....	52
4.2.2.4.- Compresibilidad del sistema de fracturas y la porosidad efectiva.....	53
4.2.2.5.- Predicción de la tendencia de la porosidad efectiva en el sistema de fracturas.....	54
4.2.2.6.- Análisis de la porosidad efectiva del sistema natural de fracturas.....	54
4.2.2.7.- Predicción de la porosidad del sistema de fracturas.....	54
4.2.3.- Migración del gas natural.....	55
4.2.4.- Métodos de evaluación.....	56
4.2.5.- Desarrollo de los hidrocarburos y otros fluidos.....	56
4.3.- Yacimientos.....	57
4.3.1.- Características de los yacimientos.....	57
4.3.1.1.- Almacenamiento.....	58
4.3.1.2.- Reserva de gas.....	58
4.3.1.3.- Propiedades mecánicas.....	61
4.3.1.4.- Volumen original de gas.....	63

4.3.1.5.- Contenido de gas.....	64
4.3.1.6.- Área del yacimiento.....	67
4.3.1.7.- Espesor del yacimiento.....	67
4.3.1.8.- Densidad in-situ.....	67
4.3.1.9.- Producción (productividad).....	68
4.3.2.- Una ecuación generalizada de balance de materia para la explotación del metano a través de yacimientos de carbón.....	71
4.3.3.- Presión promedio del yacimiento.....	82
4.3.4.- Predicción del comportamiento de la producción de los coalbed methane (CBM).....	84
4.4.- Perforación de pozos.....	90
4.4.1.- Tipo de terminación de pozos.....	90
4.4.2.- Yacimientos de capas suaves.....	92
4.4.3.- Yacimientos de capas duras.....	93
4.5.- Producción.....	94
4.5.1.- Introducción.....	94
4.5.2.- Producción de los coalbed methane (CBM)	98
4.5.2.1.- Bomba de vástago (bombeo mecánico).....	100
4.5.2.2.- Bombeo por cavidades progresivas (PCP).....	100
4.5.2.3.- Bombeo neumático (gas lift).....	102
4.5.2.4.- Bombas tipo jet.....	103
4.5.2.5.- Bomba eléctrica semi-sumergible (ESP).....	104
4.5.3.- Comportamiento de pozos en yacimientos de carbón bajosaturados....	105
4.5.4.- Mecanismos de producción de los yacimientos de carbón.....	106
4.5.5.- Trabajos anteriores en curvas IPR en yacimientos de carbón.....	107
4.5.6.- Efecto de encogimiento.....	109
4.5.7.-Metodo para construir curvas IPR para yacimientos bajosaturados de carbón.....	111
4.5.7.1.- Producción de agua (una simple fase).....	112
4.5.7.2.- Producción de gas y agua (dos fases).....	112
4.5.7.3.- Producción de gas (una simple fase).....	113
4.5.7.4.- Ecuación del comportamiento del pozo fase agua.....	114

4.5.7.5.- Ecuación del comportamiento del pozo fase gas.....	114
5.- Evaluación económica y clasificación de reservas.....	116
5.1.- Introducción.....	117
5.2.- Evaluación de reservas.....	118
5.2.1.- Reservas probadas.....	118
5.2.2.- Reservas probables.....	119
5.2.3.- Reservas posibles.....	119
5.3.- Análisis económico.....	120
5.3.1.- Metodología del análisis económico y suposiciones.....	120
5.3.2.- Costo inicial del desarrollo.....	120
5.3.3.- Costos de operación.....	121
5.3.4.- Impuesto de crédito por el combustible no convencional.....	122
5.3.5.- Análisis de regresión.....	122

Conclusiones

Bibliografía

Tablas

Tabla 3.1.- Datos generales del metano.....	33
Tabla 4.1.- Características químicas y físicas en el rango de maduración.....	48
Tabla 4.2.- Características de los yacimientos.....	57
Tabla 4.3.- Análisis de explotación del metano.....	63
Tabla 4.4.- Propiedades del carbón.....	78
Tabla 4.5.- La producción actual del gas, agua acumulada, y la presión promedio.....	78
Tabla 4.6.- Resultados de la ecuación 4.32.....	79
Tabla 4.7.- Resultados de la ecuación 4.20.....	80
Tabla 4.8.- Temperaturas de compresión para $k=1.31$, 1.0568 kg/cm^2 (15 Psia), $T=38^\circ\text{C}$ (100°F), y 2.1136 kg/cm^2 (30 psia) de presión en el cabezal del pozo.....	102
Tabla 5.1.- Datos de las propiedades de los yacimientos.....	117

Figuras

Fig. 1.1.- Isoterma de Langmuir en rojo, isoterma BET en verde.....	11
Fig. 1.2.- El carbón.....	13
Fig. 2.1.- Origen del carbón mineral.....	18
Fig. 2.2.- Carbonificación.....	20
Fig. 2.3.- Escala geológica del carbón.....	21
Fig. 2.4.- Tipos de carbón.....	22
Fig. 2.5.- Reservas de carbón en el mundo.....	28
Fig. 3.1.- Clatratos o hielos de metano.....	37
Fig. 4.1.- Sedimentación de la turba.....	47
Fig. 4.2.- Principales cuencas de carbón y estimación de recursos de los EE.UU.....	49
Fig. 4.3.- Orientación de las fracturas.....	50
Fig. 4.4.- Una típica isoterma de Langmuir.....	60
Fig. 4.5.- Ecuación de balance de materia como línea recta.....	79
Fig. 4.6.- Ecuación de balance de materia como línea recta.....	81
Fig. 4.7.- Presión Match.....	84
Fig. 4.8.- Producción total vs. presión.....	90
Fig. 4.9.- Pozo horizontal.....	91
Fig. 4.10.- Pozo vertical.....	92
Fig. 4.11.- Historia de producción de la explotación de yacimientos de carbón.....	97
Fig. 4.12.- Sistemas usados para los CBM.....	99
Fig. 4.13.- Isoterma de adsorción de los CBM.....	107

Objetivo:

El objetivo de esta investigación es hacer un énfasis sobre la explotación de gas metano en yacimientos de carbón, incluirá no sólo la explotación del metano sino también su origen, características, tipo de terminación, sistemas de producción, usos principales, resultados ecológicos, riesgos, así como la implementación de herramientas matemáticas para estimar el contenido de gas y analizar si es económicamente explotable para usar el gas productivamente, controlar mejor el peligro de explosiones en yacimientos de carbón y reducir las emisiones de metano a la atmósfera.

El carbón se formó hace varios millones de años como materia orgánica transformada por el proceso conocido como carbonificación, la carbonificación es controlada por los procesos químicos y físicos, la temperatura, la presión, y la historia geológica.

Los coalbed methane (CBM) son definidos como yacimientos de gas natural atrapado en las fracturas del carbón. El metano se forma como un proceso de carbonificación y con el incremento de la temperatura se incrementa el rango de carbón (contenido de carbón).

A diferencia de los yacimientos convencionales de gas, donde esencialmente todo el gas es atrapado en los poros y en las fracturas, el gas adsorbido es el recurso dominante de los yacimientos de carbón y juega el papel más importante en su producción.

Aunque mucho del gas generado migra fuera de la formación de carbón, algo permanece en las capas de carbón adsorbido por los poros de la superficie y poco es atrapado en los espacios porosos y en el sistema de fracturas por la presión del yacimiento.

La producción de metano es considerablemente diferente de la producción de los yacimientos convencionales de gas. Los gastos de producción en los yacimientos convencionales son una función de la permeabilidad, mientras que en los CBM la producción de metano depende solamente del metano adsorbido en la fractura y produce por desadsorción a través del sistema de fracturas.

El metano se encuentra almacenado en un estado de adsorción sobre la superficie interna del carbón. El yacimiento de carbón inicialmente está saturado con agua y ésta es producida a través de las fracturas naturales, por disminución de la presión del yacimiento.

La producción de gas está controlada por 4 pasos:

- La remoción del agua del sistema de fracturas hasta la presión de desadsorción.
- Desadsorción del gas de la superficie del carbón.
- Difusión del gas desadsorbido.
- Flujo de gas a través del sistema de fracturas.

El volumen de gas adsorbido está en función de la profundidad (presión) y del rango del carbón. El metano contenido en el carbón es altamente variable de una capa a otra. Muchas capas de carbón contienen agua, así la presión del yacimiento es parcialmente generada por la presión hidrostática causada por el agua subterránea.

Las variables importantes para determinar el desarrollo de un yacimiento son: el contenido de gas, densidad del carbón, productividad, permeabilidad y porosidad.

La explotación del metano en yacimientos de carbón es una de las actividades importantes para la obtención de energía en los EE.UU. ya que actualmente el abastecimiento de gas natural es del 7% en ese país y se espera que la explotación del metano en yacimientos de carbón pueda llegar a ser más importante.

La explotación del metano en yacimientos de carbón como un hidrocarburo no convencional es fundamentalmente diferente en cuanto a los procesos de acumulación y tecnología de producción. El gas de los yacimientos de carbón ha pasado de ser un gas no convencional que las compañías preferirían no explotarlo hace 20 años, a ser hoy en día un recurso económicamente importante, sin embargo la explotación del metano en yacimientos de carbón dio inicio en 1926 en Oklahoma, y en 1951 en la cuenca de San Juan. Mundialmente, el carbón se presenta en cuencas sedimentarias del Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico.

El desarrollo más grande comenzó en los EE.UU. hasta 1988, debido a los incentivos que el Congreso de ese país realizó para incrementar la exploración y la explotación. La explotación continúa avanzando y desarrollando nuevas técnicas para la perforación y producción en este tipo de yacimientos.

En México se conocen yacimientos de carbón mineral desde 1850, sin embargo la primera producción comercial de la que se tiene referencia se inició en el año 1884 en el estado de Coahuila. El carbón se utilizó primero para fundir cobre en las minas de Pánuco, Coahuila, después para proveer de energía a los ferrocarriles y hacia fines del siglo XIX, para las recientes industrias metalúrgicas y del acero.

Los principales yacimientos de carbón en México se localizan en 3 regiones que, por orden de importancia actual, corresponden a los estados de Coahuila, Oaxaca y Sonora. También se encuentran evidencias de carbón en otros estados de la República Mexicana como: Colima, Chiapas, Chihuahua, Durango, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, Nuevo León,

Michoacán, Puebla, San Luis Potosí, Tabasco, y Veracruz. Las rocas que afloran dentro de la región carbonífera de Coahuila varían en edad del Jurásico tardío al Cuaternario y se emplazan en estructuras anticlinales y sinclinales de dimensiones relativamente grandes.

El carbón de la Cuenca de Sabinas es de tipo sub-bituminoso apropiado para su transformación en coque, tiene volatilidad media a baja, presenta preponderadamente vitrinita como constituyente con un poder reflector de 0.6 - 1.2 %. Las reservas estimadas de carbón en esta cuenca son de 1,200 millones de toneladas.

El ritmo de producción de la explotación de metano en yacimientos de carbón depende de diferentes factores que varían de yacimiento en yacimiento, por ejemplo: el desarrollo de la permeabilidad de fractura, la migración de gas, la maduración del carbón, la distribución del carbón, la estructura geológica, los diferentes tipos de terminación de los pozos y del control de agua producida, entre algunos de los factores más relevantes.

En muchas áreas, lo más buscado es la presencia de sistemas naturalmente fracturados para el desarrollo de áreas para la explotación de metano en yacimientos de carbón. Las áreas donde han ocurrido eventos geológicos que han originado deformación tienden a inducir fracturas naturales, lo cual incrementa los canales de flujo de gas en las capas de carbón.

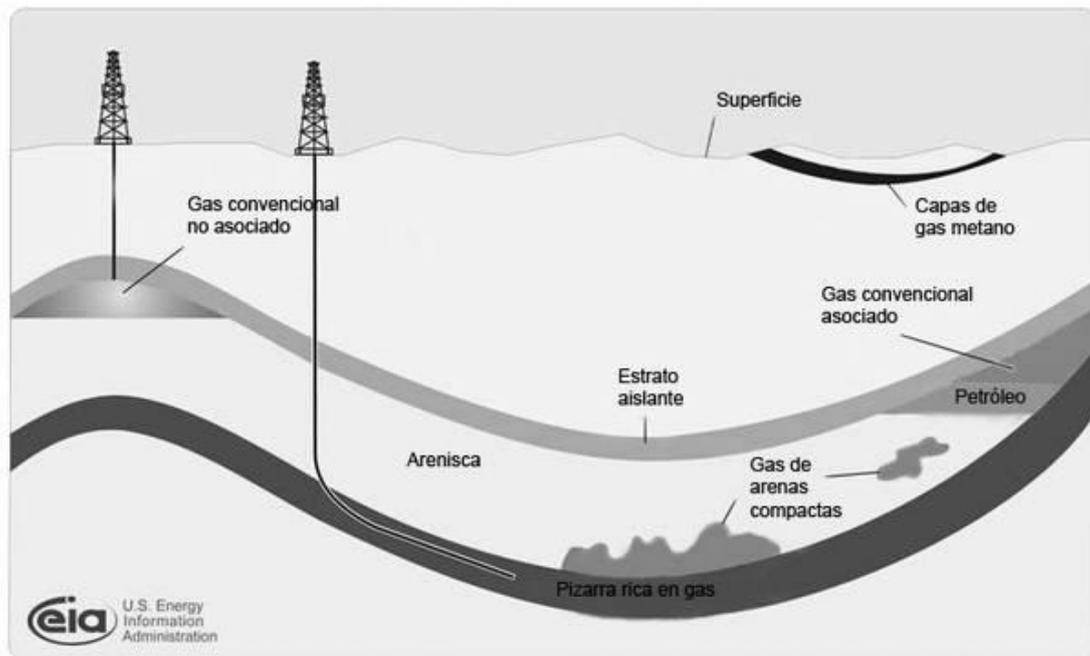
Muchos yacimientos de carbón producen agua, debido a que el sistema de fracturas está conectado a un acuífero. Típicamente, el agua tiene que ser producida continuamente de las capas para reducir la presión del yacimiento y liberar el gas. Como el proceso de liberación es continuo, la saturación de gas libre se incrementa dentro del sistema de fracturas. Una vez que la saturación excede la saturación crítica, el gas liberado fluirá junto con el agua a lo largo del sistema de fracturas hacia los pozos productores.

El carbón ha sido y aún continúa siendo uno de los recursos energéticos no renovables más utilizados por la humanidad. A partir de la revolución industrial, la exploración y explotación de los yacimientos de carbón ha incidido en la evolución y modernización de la sociedad, pasando de ser prácticamente la única fuente de energía a un complemento de los

hidrocarburos utilizados en la generación de electricidad. La crisis anunciada desde hace algunos años tanto en la calidad como en la cantidad de petróleo de los yacimientos convencionales, hace que el carbón gane otra vez importancia en el desarrollo económico del país. En consecuencia, resulta oportuno revisar el conocimiento, que se tiene actualmente sobre la geología y características de los yacimientos de este recurso.

CAPÍTULO 1

DEFINICIONES GENERALES



1.1.- ADSORCIÓN Y ABSORCIÓN

La adsorción es un proceso que ocurre cuando un gas o líquido (llamado soluto) se acumula en la superficie de un sólido o raramente en un líquido (llamado adsorbente) formando una película molecular o atómica. Esto es diferente de la absorción, donde una sustancia se difunde en un líquido o sólido para formar una solución.

La adsorción es operativa en la mayoría de la física natural, biológica y sistemas químicos y es ampliamente usada en aplicaciones industriales tal como el carbón, resinas sintéticas y la purificación de agua. Similar a la tensión superficial, la adsorción es una consecuencia de la energía superficial.

1.2.- ISOTERMA DE LANGMUIR

En 1916, Irving Langmuir publicó una nueva isoterma para gases adsorbidos en sólidos, por el cual conserva su nombre. Esta es una isoterma empírica derivada de una propuesta de un mecanismo cinético. Está basada en 4 hipótesis:

- 1.1.- La superficie del sólido es uniforme, es decir, la adsorción en todos los sitios es igual.
- 1.2.- Las moléculas adsorbidas no interactúan.
- 1.3.- Toda la adsorción ocurre a través de los mismos mecanismos.
- 1.4.- En la adsorción máxima sólo una capa es formada: las moléculas de adsorción no se depositan en otras moléculas ya adsorbidas, las moléculas de adsorción se depositan sólo en la superficie libre de la adsorción.

Estos 4 puntos están raramente presentes, ya que casi siempre se tienen imperfecciones en la superficie, las moléculas adsorbidas no son necesariamente inertes, los mecanismos claramente no son los mismos para las primeras moléculas, que para las últimas, etc., las 4 condiciones tienen la mayoría de los mismos problemas, estos problemas son resueltos por la isoterma BET.

Langmuir sugiere que la adsorción toma un lugar a través del siguiente mecanismo:



Donde A es una molécula de gas y S es un sitio de adsorción.

El gasto constante directo e inverso es k y k_{-1} . Si se define a la superficie cubierta θ , como la fracción de la adsorción del sitio ocupado, en el equilibrio se tiene:

$$K = \frac{k}{k_{-1}} = \frac{\theta}{(1-\theta)P} \dots\dots\dots(1.2)$$

ó

$$\theta = \frac{KP}{1+KP} \dots\dots\dots(1.3)$$

Para muy bajas presiones $\theta \approx KP$ y para altas presiones $\theta \approx 1$. θ , es difícil de medir experimentalmente, usualmente, la adsorción es un gas, y la cantidad adsorbida es dada en temperatura y presión estándar (STP), el volumen en gramos por sólido.

Por tanto, si se llama a v_{mon} , un volumen STP de líquido y gas requerido para formar una capa (gramo por sólido).

$$\theta = \frac{v}{v_{mon}} \dots\dots\dots(1.4)$$

Se obtiene una expresión para una línea recta:

$$\frac{1}{v} = \frac{1}{Kv_{mon}} \frac{1}{P} + \frac{1}{v_{mon}} \dots\dots\dots(1.5)$$

A través de esto, la inclinación y la intersección pueden obtenerse v_{mon} y K , las cuales son constantes para cada par sólido/líquido-gas a una temperatura dada. v_{mon} , es relativo al número de adsorción situado a través de la ley de los gases ideales.

Se asume que el número de sitios es justo la totalidad del área del sólido dividido en la sección cruzada de las moléculas de líquido y gas, se puede fácilmente calcular el área superficial del sólido. El área superficial de los sólidos depende de su estructura, tiene más poros si es más grande el área, la cual tiene una gran influencia en reacciones en la superficie.

Si más de un gas es liberado en superficie, se llama θ_E a la fracción de sitios vacíos, entonces:

$$\theta_E = \frac{1}{1 + \sum_{i=1}^n K_i P_i} \dots\dots\dots(1.6)$$

y

$$\theta_j = \frac{K_j P_j}{1 + \sum_{i=1}^n K_i P_i} \dots\dots\dots(1.7)$$

Donde i es cada uno de los gases adsorbidos.

1.3.- ISOTERMA FRUMKIN

La isoterma Frumkin es una extensión de la isoterma de Langmuir, en este estado las moléculas adsorbidas interactúan y afectan adicionalmente la adsorción por repulsión o atracción de las moléculas.

$$\delta G_{Frumkin} = \delta G_{Langmuir} - 2g\Gamma_i \dots\dots\dots(1.8)$$

1.4.- ISOTERMA BET

Frecuentemente las moléculas adquieren formas multilaterales, las mismas son adsorbidas alrededor de las moléculas ya adsorbidas, entonces la isoterma de Langmuir no es válida. En 1938 Stephan Brunauer, Paul Emmett y Edward Teller desarrollaron una isoterma que toma en cuenta esa posibilidad (fig. 1.1).

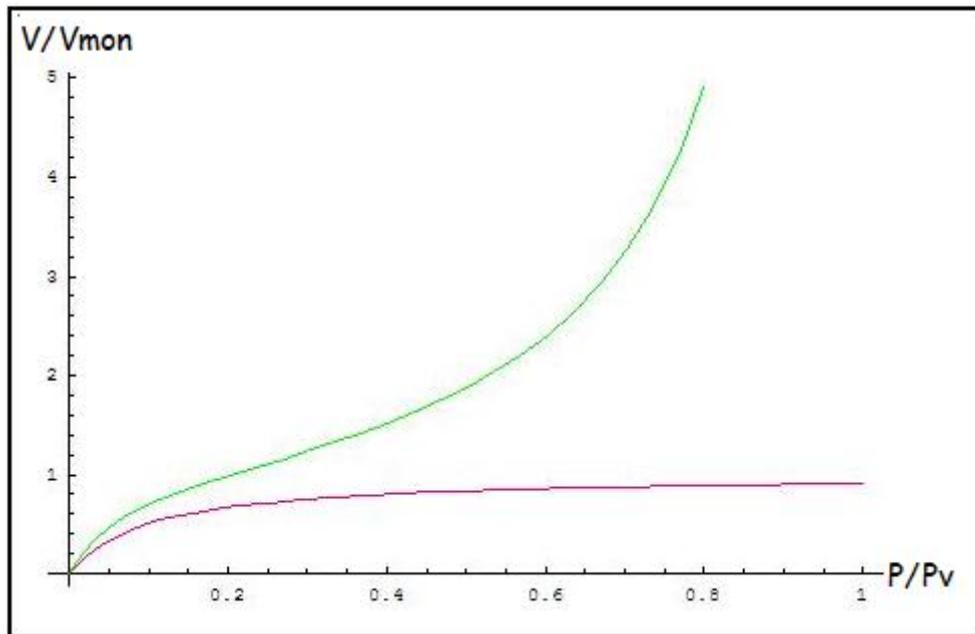


Fig. 1.1.- Isoterma de Langmuir en rojo, Isoterma BET en verde
(tomada de <http://en.wikipedia.org/wiki/Adsorption>)

El mecanismo propuesto ahora es:



La derivación de la fórmula es más complicada que la isoterma de Langmuir (para una completa derivación). Se obtiene:

$$\frac{x}{v(1-x)} = \frac{1}{v_{mon}c} + \frac{x(c-1)}{v_{mon}c} \dots\dots\dots(1.12)$$

Donde:

x es la presión dividida a la presión de vapor para el líquido-gas a esa temperatura

v es el volumen STP de adsorción del líquido y gas

v_{mon} es el volumen STP de la cantidad del líquido-gas requerida para formar una capa

c es la constante de equilibrio

K es usada en la isoterma de Langmuir multiplicada por la presión de vapor del líquido-gas

La más grande etapa en la isoterma BET considera el equilibrio sucesivo para todas las capas excepto para la primera, igual a la licuefacción del líquido-gas.

La isoterma de Langmuir es usualmente mejor para la adsorción química y la isoterma de BET mejor para la adsorción física.

1.5.- ENTALPÍA DE ADSORCIÓN

La adsorción es un proceso isotérmico causado por la energía liberada, por tanto la entalpía siempre es negativa. Las constantes de adsorción son constantes de equilibrio, que obedecen a la ecuación de Hoff:

$$\left(\frac{\delta \ln K}{\delta \frac{1}{T}} \right)_{\theta} = - \frac{\Delta H}{R} \dots \dots \dots (1.13)$$

Como puede verse en la fórmula, la variación de K puede ser esotérica, es una constante cubierta. Si se inicia de una isoterma BET y se asume que el cambio de entropía es el mismo para la licuefacción y adsorción, se obtiene:

$$\Delta H_{ads} = \Delta H_{liq} - RT \ln c, \text{ es decir la adsorción es más exotérmica que la licuefacción.}$$

1.6.- CARBÓN

El carbón mineral es compacto, cuyo color va del pardo oscuro al negro y está compuesto principalmente por carbono, hidrógeno, oxígeno y nitrógeno. Arde fácilmente y es uno de los combustibles cetiles tanto para uso doméstico como industrial. El carbón o carbón mineral es una roca sedimentaria, muy rico en carbono (fig. 1.2).



Fig. 1.2.- El carbón (tomada de <http://es.wikipedia.org/wiki/Carb%C3%B3n>)

Suele localizarse bajo una capa de lutita o sobre una capa de arena y arcilla. Se tiene documentado que la mayor parte del carbón se formó durante la Era Paleozoica, en el periodo Carbonífero (de 280 a 345 millones de años).

El carbón es un combustible fósil sólido, formado a partir de antiguas plantas (incluyendo árboles, helechos y musgos) que crecieron en pantanos, ciénagas y estuarios o a lo largo de las costas. Generaciones de esas plantas murieron y fueron enterradas gradualmente bajo capas de sedimentos. A medida que el peso de los sedimentos aumentaba, el material orgánico experimentaba un incremento de temperatura y de presión que provocaba en él una serie de estados de transición. El material orgánico originario, que era rico en carbono, hidrógeno y oxígeno, se hizo con el sepultamiento cada vez más rico en carbono e hidrógeno y más pobre en oxígeno.

Las sucesivas etapas en la formación del carbón son turba (materia vegetal parcialmente carbonizada), lignito (carbón blando de color pardusco o negro con un bajo contenido en carbono), carbón subbituminoso (carbón blando con un contenido medio de carbono), carbón bituminoso (carbón blando con un contenido más alto en carbono y más bajo en humedad que el carbón subbituminoso) y antracita (carbón duro con un contenido muy alto en carbono y muy bajo en humedad). Como la antracita es el carbón más rico en carbono y con menor contenido de humedad, es el de más alto valor energético (Mariano, 2009)¹.

1.7.- GAS GRISÚ²

El gas metano que se libera del carbón en minas es llamado gas grisú, es un gas inflamable, que puede encontrarse en las minas subterráneas de carbón, se desprende sobre todo durante la excavación, durante el minado y a través de fisuras abiertas en las rocas que contienen carbón. Es capaz de formar atmósferas altamente contaminantes y explosivas.

También conocido como gas metano de capas de carbón ó en inglés coalbed methane (CBM); es un gas natural generado dentro del carbón mineral y almacenado muy eficazmente dentro de la microestructura del carbón (in-situ) aproximadamente el 95%, por lo que se considera como “yacimientos de gas no convencional”.

El contenido y la composición química del gas grisú es el metano (CH₄), con cantidades menores aparecen otros gases, principalmente dióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂), oxígeno (O₂), agua (H₂O), ácido sulfhídrico (H₂S) y otros hidrocarburos (Querol, 2005), también pueden venir asociados en menor proporción argón (Ar), helio (He) e hidrógeno (H).

El metano que compone al gas grisú es y ha sido un problema para la explotación de las minas de carbón, debido al gran riesgo de explosión. Una de las posibilidades que se ha manejado es el drenado de dicho gas, previo a la explotación de los mantos de carbón, o su explotación “a posteriori” una vez abandonada la mina.

En cuanto a la inflamabilidad, la mezcla de metano y aire (con oxígeno), es explosiva entre el 5% y el 15%, siendo estos porcentajes los límites inferior de explosividad (LIE) y límite superior de explosividad (LSE), respectivamente. Por encima del 15% la mezcla arde pero sin explotar y por debajo del 5% ni arde ni explota. La concentración más peligrosa es la correspondiente al 9.5%, que es la mezcla que menor energía se necesita para provocar una explosión.

Este gas es el responsable de las explosiones en las minas de carbón al encontrarse adsorbido en los yacimientos de carbón, por lo cual es recomendable extraerlo y aprovecharlo como fuente de energía.

1.8.- ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD³

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial. El potencial es el gasto máximo que aportaría un pozo con las mejores condiciones posibles.

El conocimiento del yacimiento, las propiedades de los fluidos, estado actual de depresionamiento, saturaciones de los fluidos, permeabilidades relativas, daño al pozo y características de la T.P. y la L.D., permiten determinar lo que un pozo en particular puede producir.

Las curvas IPR (Inflow Performance Relationships sus siglas en inglés) representan el comportamiento no lineal del flujo en el yacimiento de un pozo.

1 Los combustibles fósiles, <http://www.grupopaleo.com.ar/paleoargentina/combustibles.htm>, consultado el 31 de agosto de 2011.

2 Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de Sabinas, Coahuila. Autor: Félix Alberto Galindo Ixpango. Director de tesis: Ing. Javier Arellano Gil. UNAM, Facultad de Ingeniería, Cd. Universitaria, México D.F. octubre 2010.

3 Transporte de hidrocarburos por ductos. Autores: Ing. Francisco Garaicochea Petirena, Ing. César Bernal Huicochea, Ing. Oscar López Ortiz. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991

CAPÍTULO 2

YACIMIENTOS DE CARBÓN



2.1.- ORIGEN

El carbón es un mineral cuyo origen proviene de la acumulación y alteración físico-química de la materia vegetal continental. Las acumulaciones originales de la vegetación (primordialmente plantas leñosas) dan por resultado la formación de la turba, sustancia precursora del carbón. La turba se convierte en carbón después de quedar sepultada, con un incremento de presión y temperatura, alternando éstas de forma progresiva comprimen y endurecen hasta alterar la materia y convertirla en grafito, cuando se llega al metamorfismo (fig. 2.1).

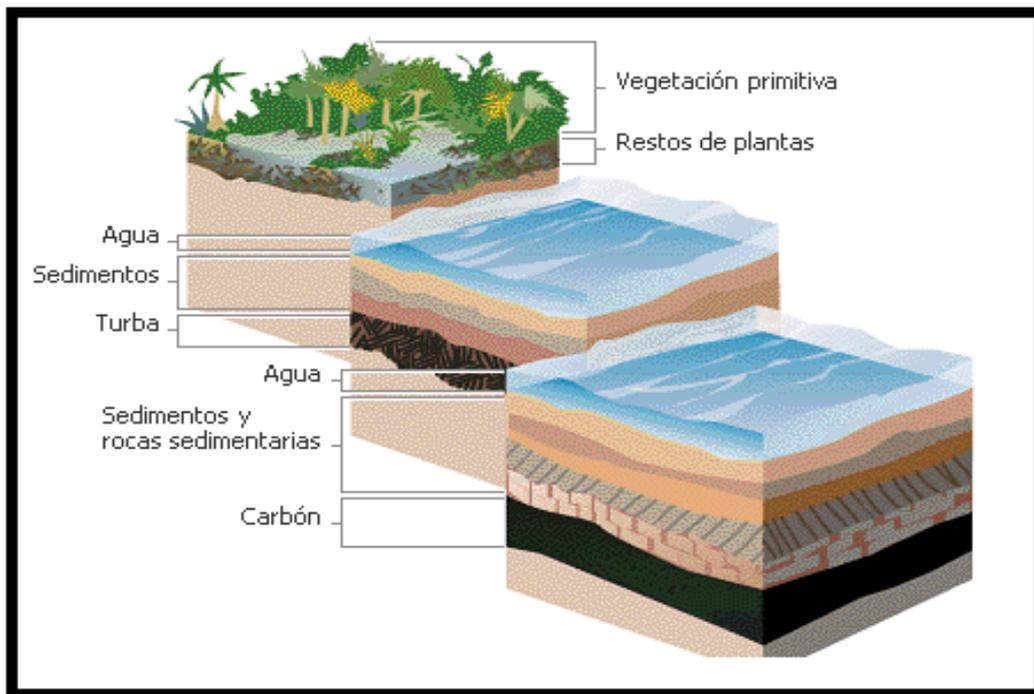


Fig. 2.1.- Origen del carbón mineral (tomada de <http://enroquedeciencia.blogspot.com/2011/06/que-se-dice-carbon-o-carbono-i.html>)

En eras geológicas remotas, en el periodo Carbonífero, grandes extensiones del planeta estaban cubiertas por una vegetación abundante que crecía en gran medida asociada a pantanos. Al morir las plantas, quedaban sumergidas por el agua y se descomponían poco a poco. A medida que se producía esa descomposición, la materia vegetal perdía átomos de oxígeno e hidrógeno, con lo que quedaba un depósito, con un elevado

porcentaje de carbono. Con el paso de tiempo, la presión de las capas superiores, el calor interno del planeta, así como los movimientos de la corteza terrestre, compactaron y endurecieron los depósitos de materia orgánica hasta formar el carbón.

Las operaciones de extracción de carbón en la superficie, en las llamadas minas a cielo abierto, utilizan palas mecánicas para retirar la tierra y las rocas que hay por encima del carbón, perturbando el paisaje natural. Otro problema medioambiental asociado con la extracción del carbón se produce cuando mantos de carbón recientemente excavados son expuestos al aire. Como medidas de protección del suelo existentes en algunos países exigen que las compañías mineras devuelvan al paisaje un aspecto similar al que tenían en un principio, antes de la explotación. Los compuestos de azufre que contiene el carbón se oxidan en presencia de agua, formando ácido sulfúrico. Si esa disolución de ácido sulfúrico sale a la superficie o entra en contacto con aguas subterráneas, puede perjudicar la calidad del agua y de la vida acuática. En la actualidad, se están realizando esfuerzos para eliminar el ácido sulfúrico antes de que alcance los océanos, ríos, lagos y arroyos⁴.

La carbonificación es el proceso geológico de la formación del carbón a partir de materiales orgánicos. El carbón es formado cuando la turba es alterada tanto físicamente como químicamente, como resultado de su transformación gradual, por su compactación, el calor, la presión y el tiempo. La carbonificación es un proceso de deshidrogenación incompleta, con una cinética muchísimo más lenta que la de la carbonización (eliminación de los volátiles de la materia orgánica por calentamiento en ausencia de aire).

La carbonificación no es una fosilización ya que en el caso de la fosilización la materia orgánica se sustituye gradualmente por materia mineral mientras que en el caso de la carbonización el carbón mineral resultante sigue siendo un compuesto orgánico. En la carbonificación existen dos grandes etapas: la diagénesis y el metamorfismo. En la diagénesis la materia orgánica se descompone por bacterias hasta formar turba y en el metamorfismo la carbonificación continúa por la acción del calor y la presión⁵, figura (2.2).

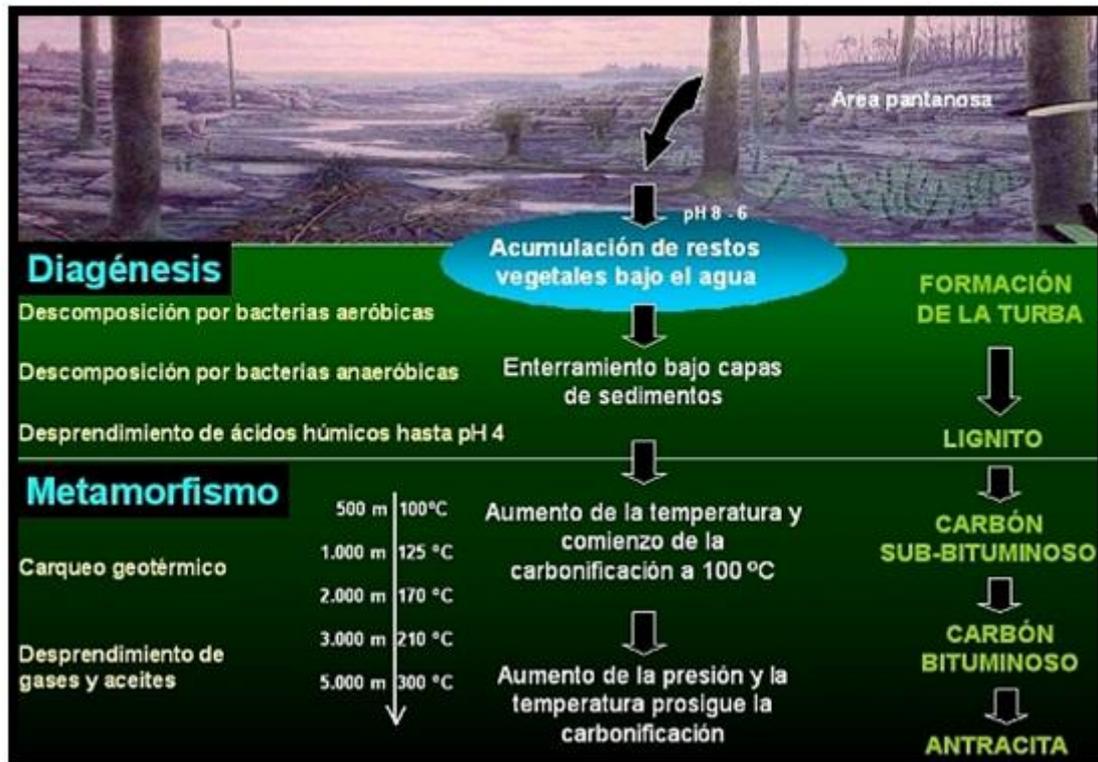


Fig. 2.2.- Carbonificación

(tomada de <http://es.wikipedia.org/wiki/Carbonificaci%C3%B3n>)

La gran mayoría de los depósitos de carbón mineral a nivel mundial se formaron durante el periodo geológico del Carbonífero (fig. 2.3), y otros durante el Pérmico. Existen también depósitos, menos abundantes pero importantes, formados durante el Triásico y el Jurásico y en menor cantidad en el Cretácico y en el Cenozoico.

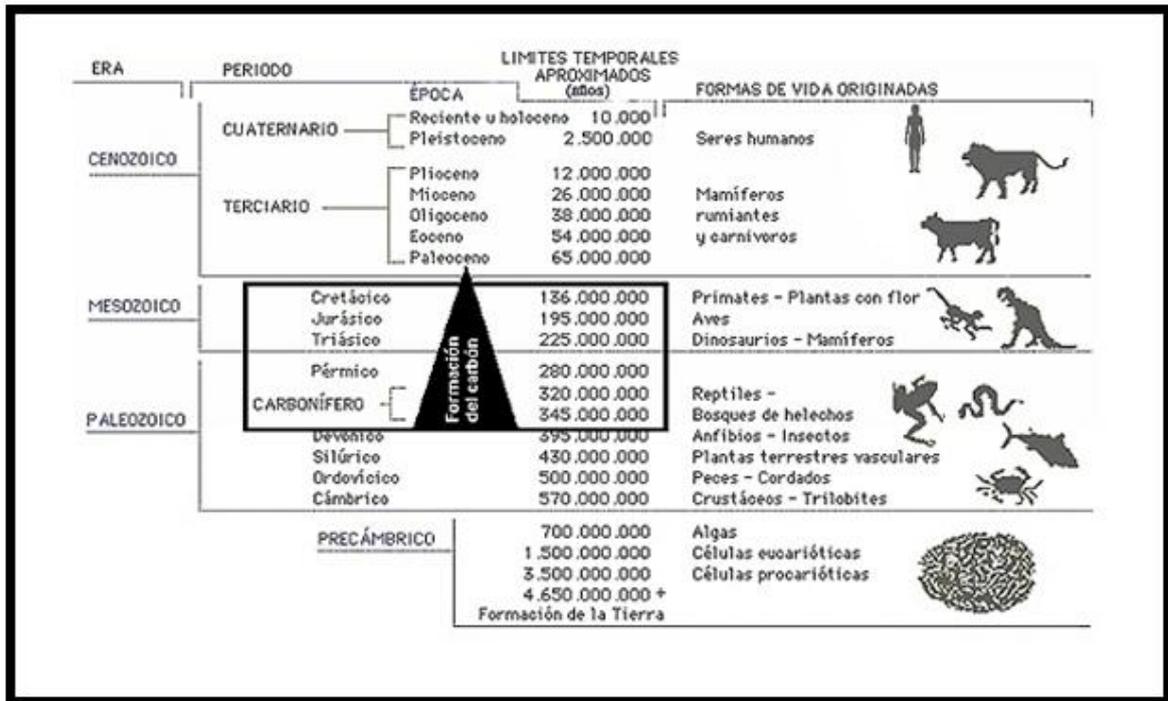


Fig. 2.3.- Escala geológica del carbón

(tomada de <http://es.wikipedia.org/wiki/Carbonificaci%C3%B3n>)

2.2.- TIPOS DE CARBÓN⁶

- Carbón activo: Carbón amorfo granular y en polvo, caracterizado por su gran porosidad. Se utiliza principalmente como absorbente.
- Carbón del petróleo: Se produce por destilación del petróleo, normalmente no se utiliza.
- Carbón de origen vegetal: Se obtiene quemando madera. Apila en montones recubiertos de barro, para evitar el contacto con el aire y conseguir que la combustión sea parcial.
- Carbón de origen mineral: Carbón natural, sólido o combustible, de consistencia pétrea o terrosa, constituido por carbono amorfo acompañado de hidrocarburos, compuestos orgánicos complejos y materiales inorgánicos.

2.3.- CLASIFICACIÓN DEL CARBÓN DE ORIGEN MINERAL⁵

Existen diferentes tipos de carbones minerales en función del grado de carbonificación. Estos van desde la turba, que es menos evolucionada y en que la materia vegetal muestra poca alteración, hasta la antracita, que es el carbón mineral con una mayor evolución. Esta evolución depende de la edad del carbón, así como de la profundidad y condiciones de presión, temperatura, entorno, etc., en las que la materia vegetal evolucionó hasta formar el carbón mineral.

El rango de un carbón mineral se determina en función de criterios tales como su contenido de materia volátil, contenido de carbón fijo (es decir, la cantidad de residuos de carbón o coque que quedan después de calentar el carbón), humedad, poder calorífico, etc., así a mayor rango, mayor es el contenido de carbón fijo y mayor el poder calorífico, mientras que disminuyen su humedad natural y la cantidad de materia volátil (ver fig. 2.4).

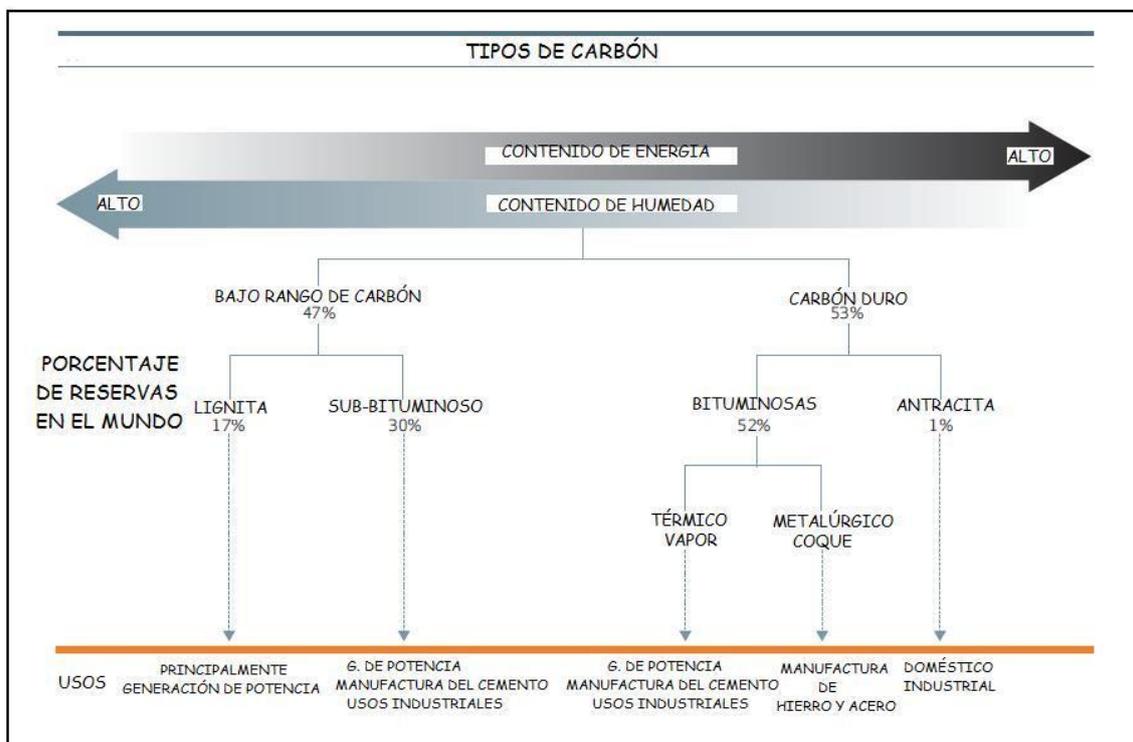


Fig. 2.4.- Tipos de carbón

(tomada de [http://www.worldcoal.org/bin/pdf/original_pdf_file/coal_resource_overview_of_coal_report\(03_06_2009\).pdf](http://www.worldcoal.org/bin/pdf/original_pdf_file/coal_resource_overview_of_coal_report(03_06_2009).pdf))

Existen varias clasificaciones de los carbones según su rango⁵. Una de las más utilizadas divide a los carbones de mayor a menor rango en:

- Antracita
- Bituminoso bajo en volátiles
- Bituminoso medio en volátiles
- Bituminoso alto en volátiles
- Sub-bituminoso
- Lignita
- Turba

Existe una clasificación más sencilla⁶ que toma en cuenta el contenido de carbón, el grado de transformación que ha experimentado en su proceso y el uso al que se adaptan. La escala más recomendada establece 4 clases: antracita, hulla, lignita y turba.

- Antracita. Carbón duro que tiene el mayor contenido de carbón fijo y el menor en materia volátil de los 4 tipos. Contiene aproximadamente un 87.1% de carbono, un 9.3% de cenizas y un 3.6% de materia volátil; tiene un color negro brillante de estructura cristalina. Se utiliza sobre todo como combustible y como fuente de carbón industrial; aunque se inflama con más diferencia que otros carbones, libera una gran cantidad de energía al quemarse y desprende poco humo y hollín. Su poder calorífico varía entre 23 y 69 MJ/Kg, ligeramente inferior al de los carbones bituminosos.
- Hullas. Combustible fósil con una riqueza entre 75% y 90% de carbono y un contenido en volátiles que oscila entre 20 y 35%. Es negra, mate, arde con dificultad con una llama amarillenta. Se diferencia de la lignita, por su mayor poder calorífico (entre 30 y 36 MJ/Kg). En la revolución industrial se le llamó carbón de piedra, se empleaba como combustible y en la siderurgia se usaba para obtener una gran cantidad

de productos químicos, dando lugar a la carboquímica; su uso ha sido sustituido por el petróleo y el gas natural.

- Lignita. Variedad del carbón de calidad intermedia entre el carbón de turba y el bituminoso. Suele tener color negro pardo y estructura fibrosa o leñosa. Tiene un poder calorífico inferior (17.2 MJ/Kg) a la del carbón común debido al contenido de agua (43.4%) y bajo en carbono (37.8%), generalmente presenta el alto contenido de materia volátil (18.8%) provoca la desintegración de la lignita expuesta al aire.
- Turba. Material orgánico compacto, de color pardo amarillento a negro. Se produce una carbonificación lenta, en la que la turba es la primera etapa de la transformación del tejido vegetal en carbón. El contenido de carbono aumenta de un 40% en el material vegetal original, a un 60% en la turba. Tiene un poder calorífico inferior a 8.4 MJ/Kg.

El término grado se refiere al estado de carbonización a que ha llegado el proceso de metamorfismo. En otro tipo de clasificación del carbón se tendría en cuenta el aumento de grado, acompañado de:

- Disminución de la humedad natural del carbón.
- Disminución de la cantidad de materias volátiles que se desprenden por calentamiento.
- Aumento de carbón fijo.
- Aumento del poder calorífico.

2.4.- PROPIEDADES⁶

El carbón se evalúa de acuerdo a sus propiedades, las más importantes son:

- Poder calorífico: Es la más importante, depende de la cantidad de humedad y de cenizas, así como de la composición de la materia orgánica.
- Humedad: Componente no combustible que aumenta el peso muerto del carbón, consume calor de la parte combustible y debilita su estructura física.
- Ceniza: Materia mineral inorgánica que queda como residuo de la combustión.
- Azufre: Impureza inorgánica del carbón, es perjudicial ya que en la combustión se forman ácidos corrosivos.

2.5.- USOS⁵

Sus usos han variado ampliamente de acuerdo con su grado, pero son tres los campos en los que más se ha utilizado, estos son: el uso de mayor importancia ha sido como combustible para generar energía eléctrica y calor (plantas termoeléctricas, uso industrial, doméstico y ferrocarrilero). Un porcentaje considerable del uso mundial del carbón que tiene las propiedades adecuadas ha sido la manufactura metalúrgica. En el pasado se usó carbón en forma extensa para la producción de gas, y las nuevas investigaciones parecen indicar la tendencia hacia un desarrollo importante en la conversión del carbón a combustibles líquidos y gaseosos para reemplazar el petróleo y el gas natural.

El carbón fue una de las fuentes principales en numerosos y variados productos químicos antes de ser suplantados en gran parte por el petróleo y gas natural; pero los nuevos desarrollos pueden renovar en el futuro en la misma forma como sucede con su conversión a combustibles líquidos y gaseosos.

El carbón suministra el 24% de la energía primaria consumida en el mundo, sólo por detrás del petróleo. Además es de las primeras fuentes de electricidad, con un 40% de la producción mundial (cifras del 2003)⁵. Aplicaciones principales:

- Combustible. Históricamente el primer uso del carbón fue como combustible doméstico. Aún hoy sigue siendo usado para calefacción, principalmente en los países en vías de desarrollo, mientras que en los países desarrollados ha sido desplazado por otras fuentes más limpias de calor (gas natural, propano, butano, electricidad, etc.).
- Carboquímica. En el 2006 la carboquímica fue practicada principalmente en África del Sur y China. Mediante el proceso de gasificación se obtiene del carbón un gas llamado gas de síntesis, compuesto principalmente de hidrógeno y monóxido de carbono. El gas de síntesis es una materia prima básica que puede transformarse en numerosos productos químicos de interés como por ejemplo: amoníaco, metanol, gasolina, y gasóleo de automatización, a través del proceso Fischer-Tropsch.
- Generación de energía eléctrica. Las centrales térmicas de carbón pulverizado constituyen la principal fuente mundial de energía eléctrica. En los últimos años se han desarrollado otros tipos de centrales que tratan de aumentar el rendimiento y reducir las emisiones contaminantes. Otra tecnología en auge es la de los ciclos combinados que utilizan como combustible gas de síntesis obtenido mediante la gasificación del carbón.
- Coque. El coque es el producto de la pirolisis del carbón en ausencia del aire. Es utilizado como combustible y reductor en distintas industrias, principalmente en los altos hornos (coque siderúrgico). Dos tercios del acero mundial se producen utilizando coque de carbón, consumiendo en ello el 12% de la producción mundial del carbón (cifras del 2003)⁵.
- Petróleo sintético. Mediante el proceso de licuefacción directa, el carbón puede ser transformado en un crudo similar al petróleo. La

licuefacción directa fue practicada ampliamente en Alemania durante la Segunda Guerra Mundial pero en la actualidad no existe ninguna planta de escala industrial en el mundo.

2.6.- LOCALIZACION DE LOS YACIMIENTOS EN EL MUNDO⁶

El carbón se encuentra en casi todas las regiones del mundo, pero en la actualidad los únicos depósitos de importancia comercial están en Europa, Asia, Australia, y América del Norte. Gran Bretaña, fue líder mundial en producción de carbón hasta el siglo XX.

Existen yacimientos en el sur de Escocia, Inglaterra y Gales. En el centro de Europa hay yacimientos en Polonia, la República Checa y Hungría. El yacimiento de carbón más extenso y valioso de la ex Unión Soviética es el situado en la Cuenca de Donetsk, en Ucrania.

Hablando de la clasificación de los tipos de carbón: la lignita es muy frecuente en los países de Europa del Este y España, en especial en la provincia de Teruel y en la Cuenca del Llobregat. Los principales productores de antracita son: China, Corea del Norte, Corea del Sur, España, Alemania y EE.UU.

2.7.- RESERVAS DE CARBÓN EN EL MUNDO⁶

Las reservas mundiales de carbón son enormes. La cantidad de carbón recuperado desde un punto de vista técnico y económico, proporcionaría cinco veces más energía que las reservas del petróleo crudo.

Según el Consejo Mundial de la Energía, las reservas recuperables de antracita y carbón bituminoso ascendían a finales de 1980 a más de 1.2 billones de toneladas. De ese carbón recuperable, China tenía aproximadamente un 43%, EE.UU. un 17%, la ex Unión Soviética un 12%, Sudáfrica un 5% y Australia un 4%, (fig. 2.5).

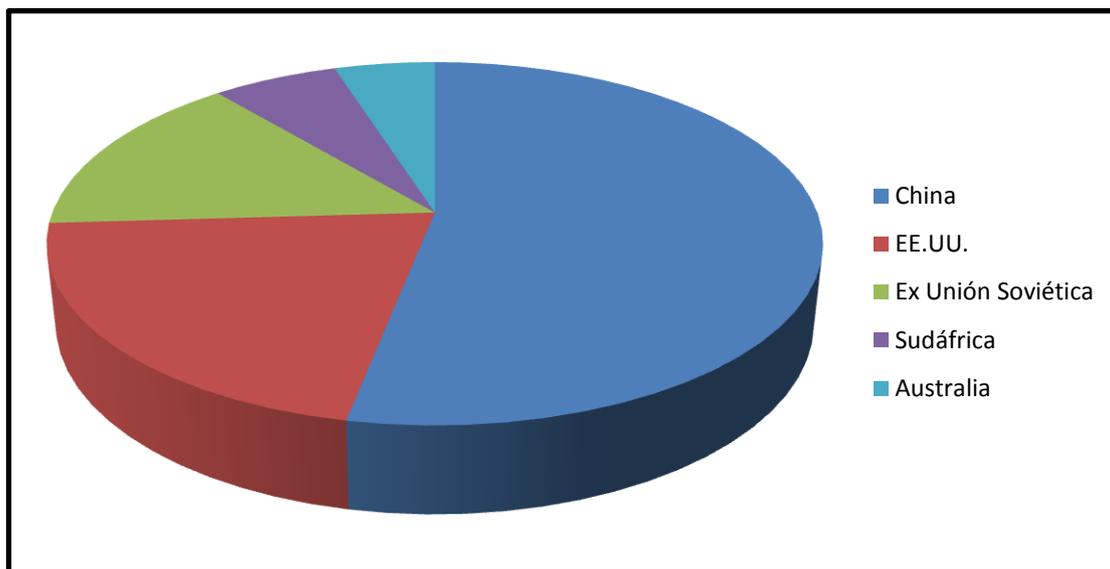


Fig. 2.5.- Reservas de carbón en el mundo

2.8.- LOCALIZACION DE LOS YACIMIENTOS EN MEXICO⁷

Los principales yacimientos de carbón en México se localizan en tres regiones, que por orden de importancia actual, corresponden a los estados de Coahuila, Oaxaca y Sonora. También hay evidencias de carbón en otros estados: Colima, Chihuahua, Chiapas, Durango, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, Nuevo León, Michoacán, Puebla, San Luis Potosí, Tabasco y Veracruz.

La región carbonífera de Coahuila es la más importante del país. Una de las cuencas que tiene mayor potencial para la exploración y explotación del carbón es la Cuenca de Sabinas.

La Cuenca de Sabinas posee un área de 37,000 km², está situada en el noreste de México, en la parte central del Estado de Coahuila y en la porción occidental de Nuevo León. Es una cuenca sedimentaria mesozoica, con un espesor de más de 5000 m de rocas depositadas en ambiente marino, su génesis está relacionada con la apertura del protogolfo de México, en el Jurásico medio y su extinción y deformación principal se debió al levantamiento tectónico laramídico, en el Paleógeno (Eguiluz, 2000).

De acuerdo a Eguiluz, 2007, la Cuenca de Sabinas tiene una madurez muy elevada, indicada por el contenido de isótopos de Carbono 13 en metano y el contenido de isótopos de carbono 13 y Deuterio. Estos componentes definen a los gases como termogénicos no asociados o gas seco, generados por rocas con una madurez que varía de entre 2 a 3% de reflectancia a la vitrinita (Ro) y materia orgánica sapropélica (kerógeno I y II), los valores de reflectancia por encima de 1.5% nos indica que puede contener predominantemente gas seco en su roca generadora.

Las condiciones están dadas para pensar que en la Cuenca de Sabinas tiene el mayor potencial de contener campos gasíferos no convencionales en lutitas, siendo también la que probabilísticamente es la más rentable de entre las cuencas con posibilidades de gas no convencional en nuestro país.

La región Mixtepec-El Consuelo-Tezoatlán se localiza en la porción noroccidental del estado de Oaxaca y se extiende hacia los vecinos estados de Puebla y de Guerrero. Los mantos de carbón se encuentran en la parte inferior de las formaciones Rosario, Zorrillo y Simón del Jurásico Medio, constituidas por una alternancia de areniscas, lutitas y limolitas, depositadas probablemente en un ambiente deltaico. El espesor de las capas de carbón varía de unos cuantos centímetros hasta 3 m, se estima que esa área contiene un tonelaje mayor a los 30 millones de toneladas de carbón.

El carbón de Sonora, se localiza aproximadamente a 90 km al sur de Hermosillo. La unidad portadora, tanto de los mantos de carbón como del grafito, es la Formación Barranca del Triásico, constituida por conglomerados, areniscas y limolitas rojas con intercalaciones de lutitas y mantos de carbón y grafito. Las reservas de carbón en el estado son del orden de los 85 millones de toneladas estimadas.

2.9.- OTRAS CUENCAS SEDIMENTARIAS CON POSIBILIDAD EN MÉXICO⁷

En la provincia de Coahuila se tiene también la Cuenca de Parras, misma que representa condiciones que indican que puede tener posibilidad de resultar productora de gas en lutitas.

La Cuenca de Parras tiene la Formación Parras, misma que se ubica en el Conaciano-Santoniano, es también conocida como Lutita Parras debido a que se trata de una masa potente de lutitas negras comprendidas entre la Formación Indidura y la Formación Difunta. La localidad tipo está situada en las Lomas de San Pablo a 6.4 km., al NE de la ciudad de Parras, Coahuila. El espesor de la columna general según Tardy es de 600 m.

Por otro lado la Cuenca del Golfo de California también presenta posibilidades, pues los estudios geoquímicos han definido la presencia de rocas generadoras en lutitas del Mioceno, que pudieron haber formado gas, el cual se originó recientemente, por el fuerte sepultamiento y los altos gradientes geotérmicos, superiores a 30°C/Km y que llegan a alcanzar los 70°C/Km en las zonas de apertura. En general, se considera que las condiciones adecuadas para la generación están restringidas a los puntos calientes relacionados a dichas zonas de apertura.

Otras cuencas con potencial a evaluar corresponden con la Cuenca Mesozoica del centro de México, Cuenca de Tlaxiaco, Cuenca de Guerrero-Morelos, etc. y todas las cuencas con yacimientos de gas convencional.

De esta manera podrían descubrir yacimientos de gas no convencional que contribuiría a mantener o elevar la producción de gas natural en México.

4 Desechos contaminantes, <http://html.rincondelvago.com/desechos-contaminantes.html>, consultado el 31 de agosto de 2011.

5 Wikipedia, la enciclopedia libre, <http://es.wikipedia.org/wiki/carb%c3%b3n>, consultado el 10 de diciembre de 2009.

6 Diccionario Español de las Ciencias, Editorial Espasa 1999; Enciclopedia Ilustrada, Editorial Durvan. Ed. 2002; Enciclopedia Microsoft Encarta 99, Ciencia y Tecnología, Editorial McGraw-Hill 1998; Tecnología Industrial 1º. Bachillerato, Editorial McGraw-Hill.

7 Exploración y producción en lutitas gasíferas. Un recurso no convencional en México. Autor: Oscar Daniel Hernández Rodríguez. Director de tesis: Ing. Javier Arellano Gil. UNAM, Facultad de Ingeniería, Cd. Universitaria, México D.F. agosto 2009.

CAPÍTULO 3

EL METANO



3.1.- DATOS GENERALES DEL METANO

El metano (del griego methy vino, y el sufijo -ano) es el hidrocarburo alcano más sencillo, cuya fórmula química es CH₄ (tabla 3.1). Es incoloro e inodoro y apenas soluble en agua en su fase líquida⁸.

Sus átomos de hidrógeno están unidos al carbono por medio de un enlace covalente. Es una sustancia no polar que se presenta en forma de gas a temperaturas y presiones ordinarias.

Tabla 3.1.- Datos generales del metano
(tomada de <http://en.wikipedia.org/wiki/Methane>)

CARACTERISTICAS GENERALES	
OTRO NOMBRE	Gas Marsh
FÓRMULA MOLECULAR	CH ₄
MASA MOLECULAR	16.0425 g/mol
APARIENCIA	Incoloro
NÚMERO CAS	74-82-8
PROPIEDADES	
DENSIDAD, FASE	0.717 kg/m ³ , gas
SOLUBILIDAD EN AGUA	3.5 mg/100ml (17 °C)
PUNTO DE FUSIÓN	-182.5 °C (90.6 K, -296.5 °F)
PUNTO DE EBULLICIÓN	-161.6 °C (111.55 K, -258.88 °F)
PUNTO TRIPLE	-182 °C (90.7 K), 0.117 bar
TEMPERATURA CRÍTICA	190.5 K (-82.6 °F) a 4.6 MPa (45 atm)
ESTRUCTURA	
FORMA MOLECULAR	Tetraedro
GRUPO DE SIMETRIA	T _d
MOMENTO DIPOLAR	Zero
PELIGRO	
CLASIFICACION EU	Altamente Inflamable (F+)
PUNTO FLASH	85 K (-188 °C)
TEMPERATURA DE AUTOIGNICIÓN	810 K (537 °C)
TEMP. DE MAXIMA COMBUSTIÓN	2421 K (2148 °C)
LÍMITES EXPLOSIVOS	5-15%
COMPUESTOS RELACIONADOS	
ALCANOS RELACIONADOS	Etano, Propano
COMPUESTOS RELACIONADOS	Metanol, Clorometano, Ácido Fórmico, Formaldehídos
Excepto donde se destaca lo contrario, los datos muestran para los materiales su estado estándar (a 25 °C, 100 KPa)	

El metano también es llamado gas del pantano o hidruro de metilo. En las minas de carbón se le llama grisú y es muy peligroso ya que es fácilmente inflamable y explosivo. Es un importante y abundante combustible, el cual es el principal componente del gas natural, representa cerca del 97% de todo el volumen de los yacimientos de gas convencionales.

A temperatura y presión estándar el metano es incoloro e inodoro; el olor característico del gas natural es una medida de seguridad artificial, causada por la adición de un olor, a menudo metanotiol. El metano tiene un punto de ebullición de -162°C a 1 atmósfera, como es un gas inflamable, tiene un rango cerrado de concentraciones (5 – 15%) en el aire. El metano líquido no se quema.

La abundancia relativa del metano y el proceso de combustión lo hace un combustible atractivo porque es un gas; en algunos casos es difícil de transportar de las áreas productoras a las áreas de consumo.

El metano no es tóxico, es altamente inflamable y puede generar mezclas explosivas con el aire. Reacciona violentamente con oxidantes, halógenos y varios compuestos halogenados y es un asfixiante al desplazar el oxígeno en un espacio cerrado, su principal peligro es provocar quemaduras si entra en ignición. Por lo que en general el metano es difícil de controlar.

Las reacciones del metano son: combustión, activación del hidrógeno, y reacción de halógenos. En la combustión, se considera en primer lugar que el metano reacciona con el oxígeno para formar formaldehído (HCHO o H_2CO), posteriormente se descompone en el radical formil, para generar monóxido de carbono e hidrógeno. Este proceso se conoce como pirolisis oxidativa.



Continuando con la pirolisis oxidativa, el H_2 se oxida formando H_2O , liberando calor. Este proceso es muy rápido, su duración habitual es inferior a un milisegundo.



Finalmente el CO se oxida formando CO₂ y libera más calor, este proceso es más lento que el resto, y requiere de unos cuantos milisegundos para producirse.

3.2.- USOS⁸

Por medio de la combustión, el metano es importante para la generación eléctrica, como combustible en una turbina de gas o una caldera de vapor. Comparado con otros combustibles de hidrocarburos, la combustión del metano produce dióxido de carbono por cada unidad de calor liberado.

El calor de combustión del metano es de 802 KJ/mol, el cual es más bajo que otro hidrocarburo; si un gasto es hecho con el peso atómico de 16 g/mol dividido por el calor de combustión (802 KJ/mol) funde al metano, siendo el hidrocarburo más simple.

Actualmente produce la mayoría de calor por unidad de masa que otros hidrocarburos complejos. En muchas ciudades, el metano se transporta en tuberías, en casa para uso doméstico se conoce usualmente como gas natural. Un pie cúbico estándar de metano puede producir aproximadamente 1000 BTU (1.06 MJ = 293 W.hr) de energía.

El metano es usado en procesos industriales químicos y puede ser transportado como líquido refrigerado (gas licuado natural o LNG). Aunque inicialmente es más pesado que el aire, debido a que se incrementa su densidad con el frío. El gas a temperatura ambiente es ligero como el aire. Los gasoductos distribuyen grandes cantidades de gas natural, del cual el metano es el principal componente.

En la industria química, el metano es utilizado por la producción de hidrógeno, metanol, ácido acético y ácido anhídrido. Cuando su uso produce sólo éstos químicos, el metano primero se sintetiza en gas, como una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno, para formar vapor. En este proceso, el metano y el vapor reaccionan con una catálisis de níquel a altas temperaturas (973-1373 K, ó 700-1100°C).

Los derivados menos importantes del metano, incluyen acetileno, preparado para pasar a través de un arco eléctrico, y clorometanos (clorometano, diclorometano, cloroformo,

y carbón tetraclorhídrico) producidos por reacciones del metano con el cloro. Sin embargo, el uso de esos químicos declina, por lo que el acetileno es reemplazado por un sustituto menos caro o clorometanos, debido a la salud y a lo relacionado con el medio ambiente.

3.3.- PRODUCCIÓN

3.3.1.- FUENTES NATURALES⁸

La principal fuente de metano es su extracción, proviene de los depósitos geológicos conocidos como campos de gas natural o campos de aceite-gas.

El gas, se sitúa en formaciones de diferente profundidad; se forma por la descomposición anaeróbica de materia orgánica y el resto se cree que proviene de la lenta desgasificación de los materiales primordiales situados en las partes más profundas de las cuencas sedimentarias, tal como lo demuestra la presencia de hasta un 7% de helio en ciertos yacimientos de gas natural.

Los depósitos de gas se generan en sedimentos enterrados a mayor profundidad y más altas temperaturas que los que dan lugar al petróleo.

También se puede extraer metano de los depósitos de carbón (coalbed methane, CBM son sus siglas en inglés) mediante la perforación de pozos en las capas de carbón, bombeando agua de los mantos para producir una despresurización.

Los hidratos de metano o clatratos (combinaciones de hielo y metano en el fondo marino) son también una futura fuente potencial de metano, si bien hasta ahora su explotación comercial está iniciando.



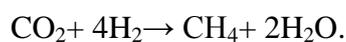
Fig. 3.1.- Clatratos o hielos de metano

(tomada de <http://www.madrimasd.org/blogs/universo/2009/11/02/127958>)

3.3.2.- FUENTES ALTERNATIVAS⁸

Además de los campos de gas natural en yacimientos convencionales, se obtiene metano mediante el biogas como una forma alternativa, generado por la fermentación de materia orgánica encontrada en los estiércoles, en los lodos de las aguas residuales, en la basura doméstica, o en cualquier otra materia prima biodegradable, bajo condiciones anaeróbicas.

También se puede obtener industrialmente empleando como materias primas el hidrógeno (el cual se puede obtener mediante electrólisis) y el dióxido de carbono mediante el proceso Sabatier.



3.3.3.- EL METANO EN LA ATMÓSFERA DE LA TIERRA⁸

Al inicio de la historia de la Tierra (aproximadamente hace 4,500 millones de años) había 1000 veces más metano en la atmósfera que en la actualidad, liberado por la actividad volcánica durante el precámbrico cuando apareció la vida en la Tierra. Formas de vida como bacterias metanógenas mediante hidrógeno y dióxido de carbono generaban metano y agua.

El metano se forma cerca de la superficie terrestre, y es transportado a la estratósfera por el aire ascendente de los trópicos. El aumento del metano es controlado naturalmente, aunque la influencia humana puede interferir en este control. La concentración de metano es más alta en el hemisferio norte por la mayoría de fuentes naturales y antropogénicas.

La concentración de metano en la atmósfera ha aumentado durante los últimos 5000 años. La explicación más correcta de este aumento se debe a las innovaciones asociadas a la agricultura, sobre todo el desvío de los ríos para el riego de arroz.

Por la importancia en la atmósfera de la tierra, el metano es un gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento global de 23. Significa que en un promedio de 100 años cada Kg. de metano calienta la tierra 23 veces más que la misma masa de bióxido de carbono.

El metano tiene un gran efecto por un breve período (aproximadamente 10 años), mientras que el dióxido de carbono tiene un pequeño efecto por un período prolongado (sobre los 100 años). Debido a esta diferencia en el efecto y el periodo, el potencial de calentamiento global del metano en un plazo de 20 años es de 63.

3.3.4.- YACIMIENTOS DE GAS NATURAL

La mejor producción del metano es la que se extrae de depósitos geológicos conocidos como campos de gas natural. Se asocia con otros combustibles, a veces acompañados de helio y de nitrógeno. El gas en niveles poco profundos (baja presión) se forma por bacterias anaeróbicas de materia orgánica, en este caso se conoce como gas biológico o biogénico.

3.3.5.- PRODUCCIÓN ALTERNATIVA

Aparte de los yacimientos de gas, como método alternativo, se obtiene metano vía biogas, generado por la fermentación de materia orgánica incluyendo estiércol, agua residual, desechos y otros biodegradables, almacenados bajo condiciones anaeróbicas. Los hidratos/clatratos de metano (combinaciones de metano y agua en el fondo marino, se encuentra en vastas cantidades) son un futuro potencial en la producción del metano.

Industrialmente el metano puede ser creado de gases atmosféricos e hidrógeno (se produce tal vez por electrólisis) a través de reacciones químicas como el proceso de Sabatier o el proceso de Fischer-Tropsch.

3.3.6.- PRODUCCIÓN DE GAS A TRAVÉS DE YACIMIENTOS DE CARBÓN

El metano (CH_4) liberado por la explotación de carbón es un gas natural que se encuentra entre las capas de carbón y se genera durante la transformación de material orgánico (proceso conocido como carbonificación). El metano contiene bióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2), y bajas cantidades de otros hidrocarburos (etano, propano, butano, etc.) y a veces ácido sulfhídrico (H_2S).

El metano producido por pozos en yacimientos de carbón tiene una capacidad calorífica cerca de 1000 ± 25 BTU (British Thermal Units) por SCF. Un millón de Btu's (energía equivalente a 1000 pies cúbicos de metano) es la energía aproximada consumida por persona en los EE.UU. cerca de 1.2 días. Un millón de Btu's de combustible fósil pueden generar cerca de 100 Kilowatt-hora de electricidad útil⁹.

Durante la carbonificación, el material orgánico acumulado es preservado en pantanos, los pantanos previenen la putrefacción (oxidación). Primero el material se convierte en turba, se expulsa mucha agua de la materia original, se incrementa la temperatura conforme más esté enterrada, se incrementa el rango de la formación de carbón, empieza como lignita, sigue por carbón subbituminoso y carbón bituminoso. Si la

temperatura y la presión se incrementan lo suficiente se forma la antracita (que es el más grande rango del carbón).

Cuando la temperatura excede y hace que una bacteria pueda vivir se forma metano termogénico atribuido a la calefacción.

A diferentes cambios de carbonificación, varios hidrocarburos (llamados materia volátil, incluyendo metano) con CO₂, N₂, y H₂O, son liberados al incrementarse la temperatura durante la depositación, conduciendo materia volátil. El proceso de carbonificación puede parar en algún tiempo, dependiendo de las condiciones geológicas. Mucho del metano generado por el proceso de carbonificación escapa a superficie o migra adyacente al yacimiento u otras rocas, pero una porción es atrapada en el carbón. Primeramente se adsorbe en los microporos del carbón.

Durante las tempranas etapas de carbonificación, el metano biogénico es generado como un producto de la respiración bacterial. Las bacterias aeróbicas (usan el oxígeno en la respiración) primero metabolizan, y después liberan oxígeno de los restos de las plantas y de los sedimentos circundantes. En el agua dulce del medio ambiente, la producción del metano se origina inmediatamente después de que la oxigenación se agota. Las bacterias anaeróbicas (que no usan oxígeno) reducen el bióxido de carbono y producen metano a través de la respiración anaeróbica.

Cuando la temperatura del carbón bajo la superficie de la Tierra alcanza cerca de 122°F (50°C), después de una cantidad suficiente de tiempo, la mayoría del metano biogénico se genera, de dos a tres partes la humedad original ya ha sido expulsada, y el carbón llega a un rango subbituminoso. Como la temperatura se incrementa cerca de 122°F (50°C) a través de la depositación o del gradiente geotérmico comienza el proceso termogénico, adicionando agua, bióxido de carbono, y nitrógeno, generados como un proceso de carbonificación, aproximadamente en el alto rango de bituminosos volátiles.

La máxima generación de bióxido de carbono, con la generación de pequeñas cantidades de metano ocurre alrededor de los 210°F (99°C). La generación del metano termogénico, comienza en el alto rango del carbón bituminoso altamente volátil, y cerca

de los 250°F (121°C) la generación del metano excede la generación del bióxido de carbono. La máxima generación de metano del carbón ocurre cerca de los 300°F (149°C), con altas temperaturas y un alto rango de carbón el metano se genera, pero en volúmenes bajos.

El almacenamiento de las capas de carbón, es más complejo que en muchos yacimientos convencionales (carbonatos y areniscas), porque el metano migra a las rocas de las reservas que no son de carbón. Una vez que el gas migra, las capas de carbón no se consideran como metano. Los yacimientos de gas compuestos de carbón contienen propiedades únicas para su almacenamiento, que no son presentadas en otros yacimientos.

El metano es almacenado de 4 maneras:

- 1.1.- Como gas libre en los microporos (diámetros menores de 0.0025 pulgadas) y un sistema natural de fracturas del carbón.
- 1.2.- Como gas disuelto en agua con carbón.
- 1.3.- Como gas adsorbido. Por la atracción molecular en superficies de compuestos macerales (compuestos orgánicos que comprimen la masa del carbón), microporos y un sistema natural de fracturas del carbón.
- 1.4.- Como gas adsorbido con la estructura molecular de las moléculas de carbón. Las cantidades de metano presentes con un volumen particular de carbón, son muy grandes. El carbón poco profundo, con un buen desarrollo de limpieza contiene grandes cantidades de gas disuelto y gas libre, mientras el porcentaje de metano adsorbido generalmente incrementa la presión a mayor profundidad y el rango del carbón.

La explotación del metano en yacimientos de carbón es con agujeros abiertos. Usando este método, la tubería de revestimiento juega un papel importante en la producción de las capas de carbón, rectifica la perforación y limpia la zona con agua dulce. Una bomba sumergible produce agua en la tubería de producción, separa el gas del agua y lo expelle por el espacio anular.

El gas y el agua producidos en pozos individuales son conducidos por tuberías, donde la cantidad de producción para cada pozo es registrada, entonces el metano fluye a la estación de compresión, donde se comprime el gas al enviarse en la tubería. El agua va a al punto central de descarga del desagüe.

Después que se estima el total del volumen original de gas, los recursos recuperables son basados en factores económicos y geológicos. El total de los recursos recuperables de gas de las capas de carbón son casi del 70% de la acumulación total de la producción del gas natural.

La vida de explotación de un pozo de un yacimiento de carbón depende de la distancia de los pozos colindantes (espaciamiento entre los pozos del campo).

Los yacimientos de carbón pueden producir de 10 a 12 años. Cuando en una capa de carbón la producción original de metano en la zona se agota, el pozo puede volverse a explotar produciendo gas de las capas más profundas de carbón. Dependiendo de la situación, las capas múltiples pueden extender la vida del pozo de 10 a 30 años.

En general los pozos que producen metano por la explotación de yacimientos de carbón pasan a través de 3 etapas durante su ciclo de producción. Durante la etapa de deshidratación las cantidades de agua producidas inicialmente sobrepasan la cantidad del gas, conforme continúa la producción, el volumen de agua continúa decrementándose mientras que el volumen de metano se incrementa.

En una etapa de producción estable se llega a la máxima producción de metano, con la producción de agua estable. Durante la declinación de la etapa, la cantidad de metano producida continúa hasta declinar la producción y que no sea económica. La producción promedio llega a ser cerca de 16000 pies cúbicos de gas por día y 400 barriles (42 galones por barril) de agua por día. La cantidad de gas disponible por pozo es de 400 millones de pies cúbicos.

Si la producción de agua es poca, no puede ser descargada en las tuberías de descarga. Las opciones tales como evaporación en el estanque, tratamientos químicos, reinyección del agua dentro de otros acuíferos, pueden ser consideradas en áreas aisladas.

Debido a que en la mayoría de los pozos la cantidad de agua es buena, ésta puede sustituirse para muchos usos, como en la agricultura, agua para ganado, ranchos, campos de irrigación y agua potable. Esto tiene como propósito separar o complementar el agua municipal en algunas áreas. Los grupos que administran la flora y la fauna ven la creación de nuevas reservas ecológicas como un plus para muchas especies, un uso adicional incluye procesos industriales como la gasificación del carbón.

8 Wikipedia, La enciclopedia libre, <http://en.wikipedia.org/wiki/Methane>, consultado el 10 de diciembre de 2009.

9 Black Diamond Energy Coalbed Methane, Energy, Inc., A Wyoming Corporation <http://www.blackdiamondenergy.com/coalbed.html>, consultado el 10 de diciembre de 2009.

CAPÍTULO 4

PROCESOS DE LA EXPLOTACIÓN DEL METANO A TRAVÉS DE YACIMIENTOS DE CARBÓN



4.1.- INTRODUCCIÓN

El gas de los yacimientos de carbón (CBM) contiene virtualmente un 100% de metano (CH_4), proveniente de las capas de carbón. La explotación de metano a través de los yacimientos de carbón frecuentemente es producida en profundidades muy someras, y con grandes volúmenes de agua de diversas calidades. El gas proveniente de la explotación de yacimientos de carbón es un gas natural que se almacena en las capas de carbón.

El gas y agua producidos son llevados hacia la superficie a través de un pozo. Los acuíferos de agua potable necesitan ser protegidos, sin embargo, en el Oeste de los EE.UU. la producción de agua que proviene de los yacimientos de carbón es utilizada para uso agrícola o industrial. El gas proveniente de los yacimientos de carbón representa volúmenes valiosos de gas natural cerca y fuera de las áreas convencionales de producción de gas y aceite. Muchas áreas en donde existen minas de carbón tienen producciones de gas metano.

La demanda de gas natural continúa incrementándose. Al mismo tiempo, los avances tecnológicos fueron un instrumento para poner al metano de estos yacimientos como un recurso adicional. Estos avances incluyeron: a) una comprensión de los mecanismos que gobiernan la producción, b) el desarrollo de técnicas exactas para la determinación del contenido de gas, c) el desarrollo de la interpretación de registros geofísicos y de técnicas de pruebas de presión usadas para medir las propiedades de los yacimientos, y d) el desarrollo de modelos alternativos de la simulación de yacimientos. Estas técnicas avanzadas, unidas a favorables condiciones económicas dieron origen al segundo periodo de desarrollo en 1997. Durante esta etapa, el impulso se expandió a nuevas áreas tales como las Cuencas de Powder River, del Centro de los Apalaches y de Ratón.

Se espera que en los yacimientos de carbón las reservas probadas incrementen conforme más yacimientos sean descubiertos y haya un mejor entendimiento de los existentes. La contribución de los CBM a la producción de gas natural en los EE.UU. espera que se incremente durante las dos próximas décadas. Sin embargo, en la realidad este

incremento proyectado en la producción en los EE.UU. no puede cumplirse sin un sustancial aumento en la producción en las áreas menos desarrolladas, tal como las cuencas de Illinois y del Norte de los Apalaches.

Mundialmente, el carbón se presenta en cuencas sedimentarias del Terciario y del Devoniano. Los depósitos de carbón localizados al Este y centro de los EE.UU. son Mississippi y Pensilvania; al Oeste de los EE.UU. y Costa del Golfo, los carbones son del Cretácico y Terciario. Esta diversidad de eras ha mostrado dos tipos de cuencas de los yacimientos de carbón. Los carbones del Este son los más delgados y más grandes del rango.

Las capas de carbón contienen menos agua y requieren incrementar la fractura para incrementar la productividad. El agua contenida en el carbón es de una cantidad baja, lo cual no permite muchos beneficios para su uso. En el Oeste los carbones son más bajos en rango pero muy gruesos. Esos contenidos de carbón contienen grandes concentraciones de agua que requieren remover la producción inicial. La producción de agua es una gran cantidad que da muchos beneficios y usos.

4.2.- GEOLOGÍA

4.2.1.- ORIGEN DE LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN¹⁰

Los yacimientos de carbón son rocas sedimentarias y se originan como una acumulación de residuos orgánicos e inorgánicos. El carbón predominante es un residuo orgánico generalmente de plantas acuáticas y terrestres, en particular: madera, hojas, tallos, ramas, semillas, esporas, polen. Cuando los residuos empiezan a apilarse terminan formando la turba. Los estratos de turba se separan por arcillas y arenas depositadas durante periodos de flujo u otras acumulaciones de turba.

Como la turba se acumula, los procesos orgánicos comienzan a transformar los residuos, tanto físicamente como químicamente. Físicamente, insectos pequeños, gusanos y hongos, destruyen los fragmentos en piezas muy pequeñas. Como la turba se

solidifica, los pequeños fragmentos se convierten en compuestos macerales, que pueden ser identificadas microscópicamente.

Al ser compactada excesivamente la turba por el material, libera agua. Químicamente la materia es convertida en componentes orgánicos cada vez más ricos en carbón. Este proceso es llamado sedimentación y es ilustrado en la siguiente figura 4.1.

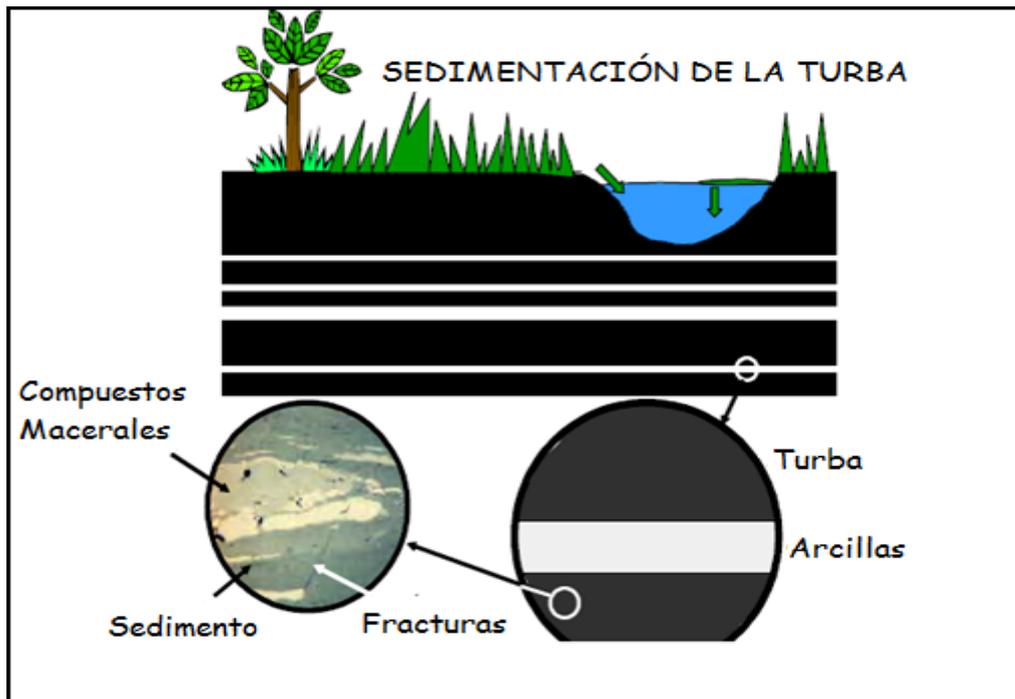


Fig. 4.1.- Sedimentación de la turba

(tomada de <http://bogc.dnrc.state.mt.us/website/mtcbm/cbm/BruceWorkshop.htm>)

La turba es enterrada cada vez más mientras la presión y la temperatura se incrementan. La temperatura y la presión lentamente transforman la turba en carbón a través del proceso de carbonificación. Los carbonos son depositados sobre un estrecho rango de ambientes sedimentarios, en todos los casos la materia orgánica (plantas) necesita ser enterrada y protegida de la oxidación. Para que la materia orgánica sea preservada, los residuos de plantas tienen que acumularse en áreas locales restringidas del oxígeno.

Además, el carbón contiene concentraciones variables de material inorgánico, denominado cenizas, que consisten de arcillas, arenas, y limos. Las capas predominantemente están compuestas por arcillas. Esos estratos pueden afectar el

movimiento del fluido junto a una capa gruesa de carbón. La ceniza diseminada retarda el desarrollo de las fracturas en el carbón. La transformación de la turba en carbón es un proceso gradual denominado maduración.

En la tabla 4.1 se enlistan las características químicas y físicas de los restos de plantas y carbón así como su incremento en el rango de maduración.

Tabla 4.1.- Características químicas y físicas en el rango de maduración

(tomada de <http://bogc.dnrc.state.mt.us/website/mtcbm/cbm/BruceWorkshop.htm>)

ETAPAS	Carbón (%)	Materia Volátil (%)	Energía Específica (MJ/Kg)	Humedad In-Situ (%)	Reflectancia a la Vitrinita (%)
RESIDUOS DE MADERA	50	>65	-	≈90	-
TURBA	60	>60	14.7	75	0.20
CARBÓN CAFÉ	71	52	23	30	0.42
SUB-BITUMINOSO	80	40	33.5	5	0.63
CARBÓN BITUMINOSO ALTAMENTE VOLÁTIL	86	31	35.6	3	1.03
CARBÓN BITUMINOSO MEDIANAMENTE VOLÁTIL	90	22	36	<1	1.58
CARBÓN BITUMINOSO BAJAMENTE VOLÁTIL	91	14	36.4	1	1.97
SEMI-ANTRACITA	92	8	36	1	2.83
ANTRACITA	95	2	35.2	2	7.00

La maduración es medida como una reflexión de la vitrinita. La vitrinita es un tipo de carbón muy común, y abundante en las capas de carbón. Está sujeta a la maduración, esto incrementa el contenido de carbón y disminuye su volatilidad y con ello llega a ser más duro y brillante. Esto refleja el incremento en la maduración. Mientras el brillo es subjetivo, la reflexión puede ser fácilmente medida. La reflexión de la vitrinita es medida como la reflexión del carbón, por tanto el grado de maduración puede ser

determinado. En la tabla anterior se muestra el grado de carbón, la maduración y la reflexión, todo en orden ascendente.

Debido a los procesos de maduración y compactación, los componentes orgánicos producen agua, CO₂, metano y otros gases. Físicamente los materiales pierden su porosidad por cambios en la compactación y maduración. La reducción de la porosidad sucede a causa de la compactación y la deformación de los constituyentes del carbón o macerales.

Los yacimientos de carbón en los EE.UU. contienen un estimado de 703×10^{12} pies cúbicos de gas natural (TSCF), ver fig. 4.2. Las capas de carbón funcionan como un depósito natural de los yacimientos de gas en donde los elementos del sistema petrolero como son la roca generadora, la roca almacenadora y la roca sello, están localizados en una misma unidad geológica. Así, los yacimientos de este tipo representan una situación de exploración de bajo riesgo con respecto a las acumulaciones de gas natural.

El mayor riesgo en este tipo de yacimientos no es perforar un pozo seco; sino ser incapaz de producir cantidades comerciales de gas.

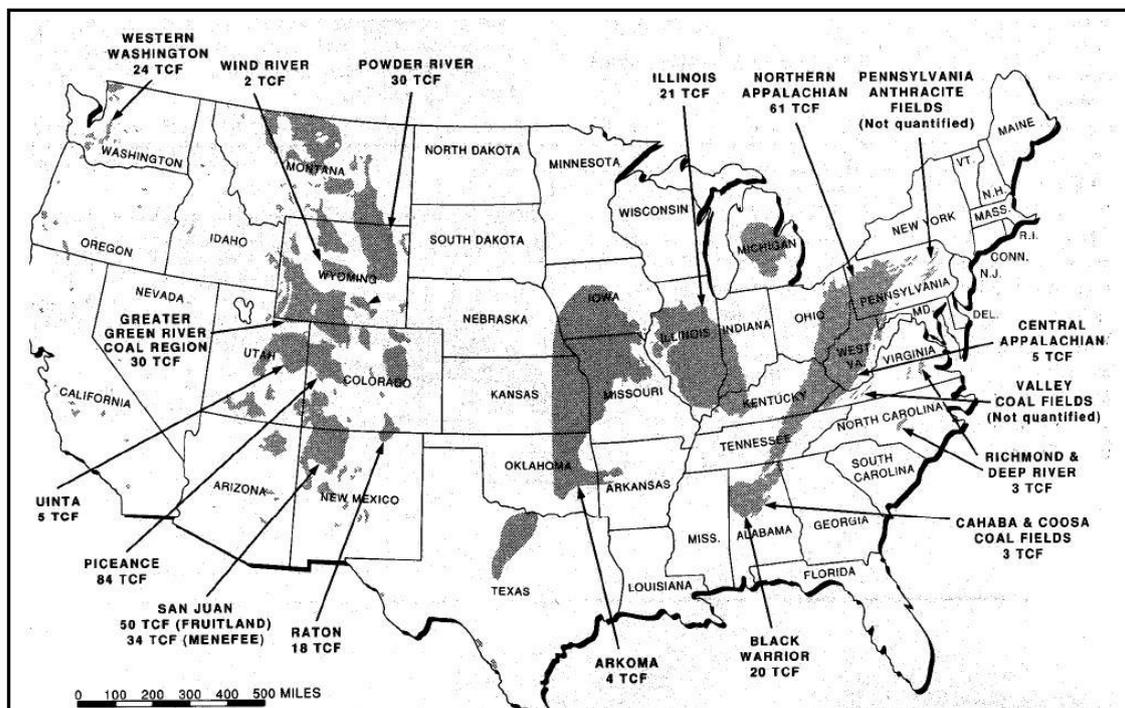


Fig. 4.2.- Principales cuencas de carbón y estimación de recursos de los EE.UU (tomada de Thungsuntonkhun W., Engler T.W., 2001.)

4.2.2.- ORIGEN DE LAS FRACTURAS NATURALES Y TIPOS¹¹

Las fracturas naturales en los yacimientos de carbón resultan de los esfuerzos generados por varios procesos geológicos tal como deformaciones estructurales, compactación diferencial y la contracción del volumen. Cinco tipos de fracturas naturales son distinguidas en este tipo de yacimientos. Las dos más comúnmente observadas son las ortogonales, tipos de fracturas muy poco espaciadas subparalelas llamadas “Face” y “Butt” que están orientadas esencialmente perpendiculares al plano de depósito de las capas de carbón (fig.4.3). Estas fracturas son extensiones que se forman como resultado de los esfuerzos generados por la contracción o el encogimiento de la matriz como resultado de la deshidratación durante la maduración térmica.

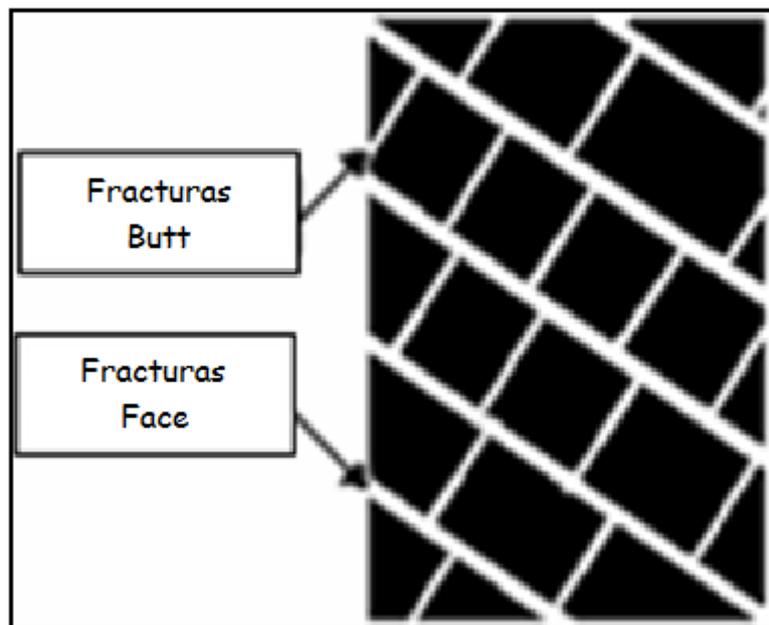


Fig. 4.3.- Orientación de las fracturas

(tomada de <http://bogc.dnrc.state.mt.us/website/m tcbm/cbm/BruceWorkshop.htm>)

Las fracturas “Face” y “Butt” son referidas también como sistemas primarios y secundarios, respectivamente. Por convención, las más viejas y generalmente más prominentes son las llamadas “Face”. Las otras terminan cortando a las “Face”, lo cual

es interpretado como una indicación de que ellas fueron formadas posteriormente en el tiempo geológico.

Los otros tres sistemas, referidos como sistemas fracturados terciarios, juntas, fallas, pueden estar presentes en estos yacimientos. El tipo terciario son microfracturas cuya orientación es diferente a las de las “Face” y “Butt”. Estas pueden intersectar ya sea a las “Face” o a las “Butt”, lo cual es interpretado como una indicación de que ellas fueron formadas posteriormente. Las juntas y las fallas son fracturas a larga escala que típicamente cortan los yacimientos y no sólo a las capas de carbón.

Los sistemas “Face” son largos, lineales o curvilíneales mientras que las “Butt” y las terciarias son cortas y discontinuas. Algunas propiedades tales como la orientación, el espesor, el espaciamiento, y la porosidad efectiva no son uniformes en toda la capa, éstas varían lateralmente y verticalmente como una función de variables geológicas tales como la profundidad, el tipo de carbón, el contenido de agua, el esfuerzo efectivo y el grado de mineralización. Las fracturas son un requerimiento esencial para el flujo en los yacimientos de carbón.

4.2.2.1.- DESARROLLO DEL SISTEMA DE FRACTURAS

El carbón contiene porosidad pero muy baja permeabilidad. Para que los fluidos sean producidos fuera de las capas de carbón y hacia los pozos, el carbón tiene que poseer un sistema de permeabilidad secundario tal como las fracturas. Las fracturas permiten al agua, al gas natural y a otros fluidos emigrar de la matriz hacia los pozos productores.

“Cleave” es el término para el sistema de fracturas naturales que se forman en las capas de carbón como parte del proceso de maduración. El sistema se forma como resultado de la deshidratación del carbón, de los esfuerzos locales y regionales y de la sobrecarga. El sistema ampliamente controla la dirección de la permeabilidad en las capas de carbón, por tanto, son muy importantes para la explotación de los CBM ya que pueden permitir un buen espaciamiento entre los pozos.

La presencia de microfracturas, llamadas también “cleats”, provee la permeabilidad esencial para que exista flujo de metano en los yacimientos de carbón. El flujo es controlado por las propiedades del sistema natural de fracturas, específicamente de su orientación, espaciamiento, compresibilidad y de la porosidad efectiva. La información de las propiedades del sistema de fracturas indica que la maduración térmica y los esfuerzos efectivos actúan opuestos a la dirección de la porosidad efectiva del sistema fracturado. Estas dos variables son la base para el modelo geológico que permite calcular los valores de la porosidad efectiva en el sistema de fracturas.

4.2.2.2.- ORIENTACIÓN DE LAS FRACTURAS.

Dos tipos de sistemas están presentes en los yacimientos de carbón, ambos son perpendiculares a la estratificación. El sistema principal “face” domina más continuamente y lateralmente las capas. Este tipo de sistema es paralelo al esfuerzo máximo compresivo y es perpendicular a la dirección de depositación del yacimiento. El otro sistema secundario “butt”, corta al sistema principal.

La orientación es una importante propiedad física que controla la dirección del flujo. En una escala regional, la orientación de los sistemas “face” y “butt” son frecuentemente alineados perpendiculares y paralelos, respectivamente, a las grandes estructuras tales como fallas o pliegues. Debido a la orientación ortogonal y a las diferencias en las longitudes de los sistemas “face” y “butt” hay una significativa permeabilidad anisotrópica en las capas de carbón.

La permeabilidad absoluta paralela a la dirección del sistema “face” es generalmente de 2 a 4 veces más grande que en la dirección del sistema “butt”. Esta permeabilidad anisotrópica causa al área de drene cercana a pozos horizontales, una pronunciada forma elíptica.

4.2.2.3.- ESPACIAMIENTO ENTRE EL SISTEMA DE FRACTURAS

El espaciamiento entre el sistema de fracturas es una propiedad física importante ya que este parámetro afecta el desmoronamiento del carbón y la magnitud de la permeabilidad de la matriz, la cual varía inversamente como una función del espaciamiento del sistema

de fracturas. El desmoronamiento es una de las variables geológicas que afectan el éxito de las terminaciones en pozos. El espaciamiento comúnmente es observado que varía inversamente al tipo de carbón y al espesor.

El espaciamiento entre las fracturas está relacionado al tipo, al espesor de las capas, a la composición maceral y al contenido de ceniza. Los yacimientos con un buen sistema de fracturas son muy frágiles. En general, los sistemas de fracturas están más ligados con el tipo de maduración. El promedio del espaciamiento en las fracturas para los tipos de carbón incluye: subbituminosos (0.7874 - 5.90 ft) ó (2 - 15 cm), bituminosos de alta volatilidad (0.1181 - 0.7874 ft) ó (0.3 - 2 cm) y bituminosos de baja volatilidad (<0.3937 ft) ó (<1 cm). El espaciamiento es más reducido en capas delgadas, en yacimientos ricos en vitrinita y en yacimientos de poco contenido de ceniza.

4.2.2.4.- COMPRESIBILIDAD DEL SISTEMA DE FRACTURAS Y LA POROSIDAD EFECTIVA

El sistema es relativamente compresible comparado con la matriz del carbón. La compresibilidad del sistema es una importante propiedad física del yacimiento puesto que afecta la apertura de las fracturas naturales y la permeabilidad efectiva. La porosidad efectiva viene siendo el radio del volumen vacío de las fracturas interconectadas con la matriz. Estudios de laboratorio usando muestras comprimidas bajo esfuerzos uniaxiales han demostrado que la porosidad efectiva y la permeabilidad relativa del sistema decrecen con el incremento del esfuerzo efectivo.

El esfuerzo efectivo es la diferencia entre la presión total de confinamiento y la presión de poro. Ya que la presión de poro en los yacimientos de carbón progresivamente decrece con la producción de gas, el esfuerzo efectivo se incrementa y tanto la porosidad efectiva del sistema natural de fracturas como la permeabilidad absoluta de la matriz decrecen debido a la compresión del sistema.

En general, la compresibilidad del sistema de fracturas será constante solamente bajo ciertas condiciones. Por ejemplo, durante la producción de gas, los valores de la compresibilidad pueden variar como una función del tiempo ya que otros fenómenos

físicos tal como la contracción de la matriz debido a la liberación del metano, también causarán una alteración en el volumen que se tiene en las fracturas.

4.2.2.5.- PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA DE LA POROSIDAD EFECTIVA EN EL SISTEMA DE FRACTURAS

Los yacimientos comúnmente producen tanto gas como agua. La tendencia de la porosidad efectiva en el sistema es necesaria para optimizar el espaciamiento entre pozos y también optimizar las predicciones de los comportamientos de los gastos de producción de estos yacimientos. Altos volúmenes de agua pueden ser una barrera económica en la explotación del metano.

4.2.2.6.- ANÁLISIS DE LA POROSIDAD EFECTIVA DEL SISTEMA NATURAL DE FRACTURAS.

En yacimientos de carbón, la porosidad efectiva es determinada por ajuste de la historia de producción del gas y del agua, usando un simulador numérico. Esto requiere que un pozo sea perforado, terminado y puesto en producción. Alternativamente, la porosidad efectiva puede ser medida en el laboratorio, pero se requiere perforar un pozo para recolectar una muestra. Sin embargo, los análisis de laboratorio presentan algunos cambios únicos por la susceptibilidad a la oxidación, debida al contacto con el aire y a la formación de microfracturas. Sería útil ser capaces de predecir los valores de la porosidad efectiva y las tendencias en los yacimientos antes de perforar los pozos.

4.2.2.7.- PREDICCIÓN DE LA POROSIDAD DEL SISTEMA DE FRACTURAS

El esfuerzo vertical efectivo debido a la presión de sobrecarga se incrementa con la profundidad y es comúnmente asumido que la porosidad efectiva y la permeabilidad relativa también varían inversamente como una función de la profundidad. Los procesos geológicos asumen que el gradiente de sobrecarga es de $0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{cm}$ (22.63 KPa/m) mientras el gradiente hidrostático es de $0.100 \text{ kg/cm}^2/\text{cm}$ (9.81 KPa/m). El gradiente efectivo para condiciones litoestáticas es de aproximadamente $0.130 \text{ kg/cm}^2/\text{cm}$ (12.8 KPa/m).

En general, la reflexión a la vitrinita y el esfuerzo efectivo incrementan progresivamente conforme la profundidad del yacimiento incrementa. Esto sugiere que un segundo parámetro en un modelo basado en los procesos geológicos pueda ser formulado como se muestra en la siguiente ecuación, donde ofrece un camino para predecir los valores de la porosidad efectiva del sistema natural de fracturas en yacimientos de carbón de la Formación Fruitland¹¹:

$$\emptyset = A(\%R_o) - B(\text{Esfuerzo Efectivo}) - C \dots\dots\dots(4.1)$$

Los tres coeficientes A, B y C no tienen significancia física intrínseca y son derivados empíricamente por regresión lineal. El análisis de la regresión da coeficientes de correlación de 0.982, 1 y 0, respectivamente.

Este modelo geológico debería ser aplicable en otras partes donde se cumplan con dos condiciones críticas. Primero, tiene que haber una relación lineal entre la frecuencia de las fracturas y la reflexión a la vitrinita. Segundo, la compresibilidad del sistema de fracturas tiene que ser relativamente constante sobre el rango del esfuerzo efectivo de interés. Así, es razonable esperar que el modelo basado en los procesos geológicos sea útil para predecir los valores de la porosidad efectiva en los yacimientos alrededor del mundo.

4.2.3.- MIGRACIÓN DEL GAS NATURAL

En los CBM más gas es adsorbido en las laminaciones microscópicas y en los microporos junto a los compuestos macerales. Como la presión hidrostática decrece por la producción de agua, el gas es liberado y se dirige hacia el sistema de fracturas donde comienza a fluir hacia los pozos productores. El gas natural también puede migrar a través de fracturas relacionadas a fallas o eventos tectónicos. Estas fallas o eventos tectónicos pueden ser una fuente de los movimientos que pueden dar a conocer los patrones de migración del metano.

4.2.4.-MÉTODOS DE EVALUACIÓN

El carbón puede ser analizado para conocer el contenido de gas usando técnicas estándares. El contenido de gas está presente en rangos de varios cientos de pies cúbicos por tonelada (SCF/TON) de carbón a menos de 50 SCF/TON de carbón, esto es debido a que no todo el gas puede ser liberado y producido por las capas de carbón. En las cuencas productoras de los EE.UU., los rangos van de los 800 SCF/TON en Oklahoma, a 450 SCF/TON en la Cuenca de San Juan, hasta un promedio de 45 SCF/TON en la Cuenca de Powder River.

4.2.5.- DESARROLLO DE LOS HIDROCARBUROS Y OTROS FLUIDOS.

Si el carbón madura de la turba a la antracita, los fluidos asociados también se transforman. Bajas cantidades de turba y lignita tienen altas porosidades, alto contenido de agua, baja temperatura del metano biogénico y un poco de otros fluidos. Si el carbón madura en algunos tipos de bitúmenes, el agua es expulsada, la porosidad decrece y la formación del metano biogénico decrece también a causa del incremento de la temperatura.

Al mismo tiempo, el calor rompe los compuestos orgánicos liberando metano e hidrocarburos pesados. Los gases inorgánicos pueden ser generados por la descomposición térmica del carbón. Pero si el carbón madura a antracita, menos metano es generado y poca agua permanece en la matriz (baja porosidad).

Por ejemplo, menores producciones han sido reportadas de la lignita en el norte de Dakota y en Louisiana, más producciones vienen de los carbones subbituminosos y bituminosos del Oeste de los EE.UU. y en el Este de la Unión Americana se originan las más altas categorías de carbón.

4.3.- YACIMIENTOS

4.3.1.- CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS

Las características de los yacimientos de carbón difieren de los yacimientos convencionales de gas en varias áreas, ver tabla 4.2.

Tabla 4.2.- Características de los yacimientos

(tomada de http://www.pe.tamu.edu/wattenbarger/public_html/Selected_papers/--Coalbed%20Methane/CoalbedMethane_Aminian_Paper_1.pdf)

CARACTERÍSTICAS	CONVENCIONAL	CBM
Generación de gas	El gas es originado en la roca generadora y después migra a la roca almacenadora (yacimiento)	El gas es generado y entrampado en las capas de carbón
Estructura	Fracturas espaciadas sin una uniformidad	Sistema de fracturas uniformemente espaciadas
Mecanismo de almacenamiento	Compresión	Adsorción
Transporte	Gradiente de presión (Ley de Darcy)	Gradiente de concentración (Ley de Fick) Gradiente de Presión (Ley de Darcy)
Producción	Los gastos comienzan altos y después declinan. Poca o nula producción de agua inicial. La RGW decrece con el tiempo.	Los gastos se incrementan con el tiempo, posteriormente declina. Al principio de la producción es solo agua. La RGW incrementa con el tiempo.
Propiedades Mecánicas	Módulo de Young $\sim 10^6$ Compresibilidad de poro $\sim 10^{-6}$	Módulo de Young $\sim 10^5$ Compresibilidad de poro $\sim 10^{-4}$

Completamente diferente a los yacimientos convencionales de gas, el carbón es la roca almacenadora del metano. El carbón es un medio anisotrópico y heterogéneo el cual es caracterizado por dos sistemas distintos de porosidad (sistemas de doble porosidad): a) macroporos y b) microporos.

Los macroporos, también conocidos como sistemas naturales de fracturas “cleat”, constituyen las fracturas a lo largo de todas las capas de carbón. Los microporos en la matriz, contienen la vasta mayoría del gas. Esta única característica del carbón ha resultado en la clasificación de los CBM como un recurso no convencional del gas.

4.3.1.1.- ALMACENAMIENTO

El gas en las capas de carbón puede estar presente como gas libre cerca de los macroporos o como una película adherida en la superficie interna de los microporos del carbón. El microporo tiene una gran capacidad de almacenar metano. Típicamente, las capas de carbón pueden almacenar más gas en el estado de adsorción que lo que los yacimientos convencionales pueden sostener por compresión a presiones por debajo de 1000 psia. La porosidad del sistema natural de fracturas es pequeña, y si algo de gas está presente, sólo contaría como una pequeña cantidad del gas almacenado en las capas de carbón.

Una cantidad considerable del gas es almacenado por adsorción en la matriz del carbón. Como un resultado, la relación presión-volumen es definida por la isoterma de adsorción y no por la ley de los gases reales.

Una isoterma de adsorción asocia la capacidad de almacenamiento de la capa de carbón a la presión y depende de la clase de carbón, de la temperatura y de la cantidad de agua en las capas de carbón. La isoterma de adsorción puede ser usada para predecir el volumen de gas que será liberado de las capas de carbón en cuanto la presión del yacimiento sea reducida.

4.3.1.2.- RESERVA DE GAS

Una suposición común es que la relación entre la capacidad de almacenamiento y la presión pueden ser descritas en una ecuación presentada por Langmuir:

$$G_S = \frac{V_L P}{P_L + P} \dots\dots\dots(4.2)$$

Donde:

G_S = Capacidad de almacenamiento, SCF/TON

V_L = Constante de volumen de Langmuir, SCF/TON

P = Presión, Psia

P_L = Constante de presión de Langmuir, SCF/TON

Para estimar un confiable valor de las reservas de gas en los yacimientos de carbón, el comportamiento de gas durante la liberación tiene que ser determinado. Una variedad de modelos han sido utilizados para describir el comportamiento de la liberación como una función de la presión.

La ecuación (4.2) asume carbón puro y la aplicación en el campo, la ecuación es modificada si se consideran los contenidos de ceniza y humedad:

$$G_s = (1 - f_a - f_w) \frac{V_L P}{P_L + P} \dots \dots \dots (4.3)$$

Donde:

G_s = Capacidad de almacenamiento, SCF/TON

V_L = Constante de volumen de Langmuir, SCF/TON

P = Presión, psia

P_L = Constante de presión de Langmuir, SCF/TON

f_a = Contenido de ceniza, fracción

f_w = Contenido de humedad, fracción

La obtención de las isotermas requiere que se haga un adecuado proceso en el laboratorio. La isoterma es determinada moliendo el núcleo o la muestra en una malla muy fina y sistemáticamente se mide la cantidad de gas que el carbón almacena a diferentes presiones. Con los resultados se adquieren los parámetros V_L y P_L .

Es crítico emplear el correcto valor del contenido de agua y llevar a cabo las pruebas a temperatura del yacimiento. Los datos medidos de la isoterma tienen que ser normalizados a una muestra seca y libre de ceniza ya que es muy importante tener la isoterma de adsorción y los valores del contenido de gas en el mismo análisis. Si otros gases están presentes en el carbón, las isotermas necesitan también ser obtenidas a una isoterma de metano puro.

El contenido de gas inicial es colocado en la misma gráfica. Debe de ser notado que la isoterma define la máxima capacidad de adsorción del gas como una función de la presión. El contenido de gas en el carbón podría ser menor que este máximo valor tal como se ilustra en la figura 4.4.

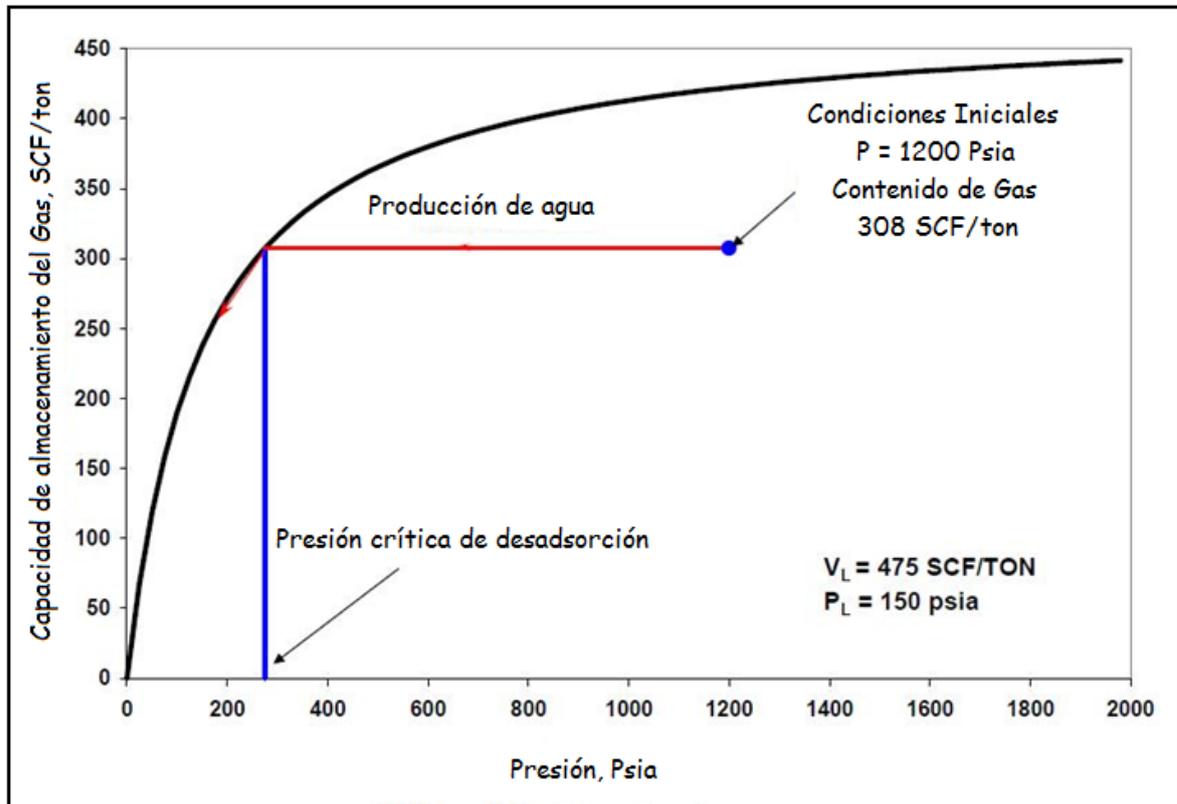


Fig. 4.4.- Una típica isoterma de Langmuir

(tomada de http://karl.nrcce.wvu.edu/regional/CoalbedMethane_Aminian_Paper_2.pdf)

Cuando el contenido inicial está por debajo del equilibrio con la isoterma, el gas no libre estará presente y el sistema natural de fracturas estará lleno con agua. La liberación del gas inicia una vez que la presión en el sistema de fracturas es reducida a una “presión crítica de liberación (desadsorción)” normalmente debida a la producción de agua. Debajo de la presión crítica de desadsorción, el contenido de gas será el máximo valor (determinado por la isoterma) hasta la presión de abandono. Si las condiciones iniciales del yacimiento (presión y contenido del gas), la isoterma de desadsorción, y la presión de abandono son disponibles, el factor de recuperación al límite económico es estimado usando la siguiente ecuación:

$$R_f = \frac{C_{gi} - C_{ga}}{C_{gi}} \dots\dots\dots(4.4)$$

Donde:

R_f = Factor de recuperación del gas al límite económico, fracción

C_{gi} = Promedio del contenido inicial de gas, ft/ton (muestra seca limpia de ceniza)

C_{ga} = Capacidad de almacenamiento del gas a la presión de abandono, ft/ton (muestra seca limpia de ceniza)

4.3.1.3.- PROPIEDADES MECÁNICAS

Varias propiedades mecánicas presentes en los yacimientos de carbón son diferentes de las rocas almacenadoras. El carbón es relativamente compresible comparado con los yacimientos convencionales. La orientación y magnitud de los esfuerzos pueden fuertemente influir en la recuperación de metano en estos yacimientos. La permeabilidad y porosidad son función del esfuerzo neto en el sistema. Debido a que el esfuerzo vertical no cambia durante la producción, los cambios en la presión de poro resultan en cambios en los esfuerzos efectivos.

En la ausencia de otros factores, la porosidad y la permeabilidad decrecerán conforme la presión de poro caiga. Al mismo tiempo, se piensa que el gas liberado causa una reducción del volumen de roca de la matriz. Cuando esto ocurre, se supone que el volumen de poro del sistema natural de fracturas incrementa, resultando un incremento en la porosidad y permeabilidad del sistema de fracturas.

Lo deleznable del carbón y su sistema de fracturas afectan el éxito de los tratamientos del fracturamiento hidráulico, y en ciertos casos permite a otras técnicas aumentar la producción. La resistencia del carbón alcanza un mínimo donde los sistemas de fracturas están cercanos.

Como un resultado de esto, obtener buenas muestras de núcleos con los sistemas de fracturas bien desarrollados es casi imposible. Por tanto, la porosidad, la permeabilidad y la permeabilidad relativa del sistema de fracturas no pueden ser exactamente determinadas de núcleos. Las propiedades son comúnmente determinadas de registros geofísicos y/o del ajuste de la historia a través de un simulador numérico de yacimientos.

Los parámetros clave para la evaluación de la explotación del metano en yacimientos de carbón son los recursos naturales, la reserva y la entrega. Los yacimientos de carbón son de doble porosidad donde la gran mayoría del gas es almacenado en una matriz de baja permeabilidad (porosidad primaria).

El almacenamiento se debe al fenómeno de adsorción. El flujo hacia el pozo, ocurre a través de un sistema natural de fracturas del carbón (porosidad secundaria), el cual almacena pequeñas cantidades de gas, porque prácticamente la matriz de carbón no tiene mucha permeabilidad. Por tanto, las propiedades de la matriz de carbón tienen un gran efecto en estimar el volumen original de gas y de la recuperación del mismo, en tanto que las propiedades de la matriz del sistema fracturado controlan la disponibilidad del poder de la producción.

Las propiedades de la matriz de carbón pueden ser con seguridad obtenidas de la interpretación e integración de núcleos y registros. Sin embargo, numerosos problemas con la adquisición y análisis de datos llegan a complicar la determinación exacta del volumen original del gas. El contenido de gas y la capacidad de almacenamiento, son parámetros claves para determinar la cantidad que se tiene y la reserva del gas, ambos pueden ser medidos directamente de núcleos.

La adquisición y el análisis de la información es un paso indispensable en la evaluación de algunos proyectos para la explotación de metano en yacimientos de carbón. La permeabilidad del sistema de fracturas y la permeabilidad relativa influyen directamente en la producción. La permeabilidad del sistema natural de fracturas sólo puede ser estimada por pruebas de presión.

La tabla 4.3 lista las propiedades más importantes para el análisis de la explotación del metano en yacimientos de carbón, así como el origen de esa información.

Tabla 4.3.- Análisis de explotación del metano

(tomada de http://karl.nrcce.wvu.edu/regional/CoalbedMethane_Aminian_Paper_2.pdf)

PROPIEDADES	FUENTES
Capacidad de almacenamiento	Mediciones de núcleos
Contenido de gas	Mediciones de núcleos
Difusividad	Mediciones de núcleos
Compresibilidad del volumen de poro	Mediciones de núcleos
Espesor bruto	Registros geofísicos de pozos
Espesor efectivo	Registros geofísicos de pozos
Presión	Pruebas de presión en pozos
Permeabilidad absoluta	Pruebas de presión en pozos
Permeabilidad relativa	Simulación de yacimientos
Porosidad	Simulación de yacimientos
Propiedad de los fluidos	Análisis composicional y correlaciones
Composición del gas	Gas producido y liberado
Volumen de drene	Estudios geológicos

4.3.1.4.- VOLUMEN ORIGINAL DE GAS

La mayoría del gas de la explotación del metano en yacimientos de carbón es almacenado en la matriz de carbón por adsorción. La siguiente ecuación es usada para estimar la adsorción inicial de gas en un yacimiento de carbón:

$$G = 1359.7Ah\bar{\rho}_c\bar{G}_c \dots\dots\dots (4.5)$$

Donde:

G = Volumen original de gas, SCF

A = Área del yacimiento, acres

h = espesor, ft

$\bar{\rho}_c$ = Densidad promedio del carbón, g/cm³

\bar{G}_c = contenido de gas promedio SCF/ TON

La ecuación (4.5) muestra el promedio del contenido del volumen original de gas, el espesor del carbón, el yacimiento o el área de descarga del pozo y la densidad media del carbón in-situ, son los parámetros que se necesitan para la estimación del volumen original de gas en la explotación del metano en yacimientos de carbón.

Numerosos cambios son considerados evidentes en la adquisición y el análisis de datos para determinar varios parámetros en la ecuación (4.5). Por tanto, minimiza errores, establece protocolos que se tienen que seguir cuando se evalúa el volumen original de gas en los yacimientos de carbón.

4.3.1.5.- CONTENIDO DE GAS

El contenido de gas es el volumen en condiciones estándar por unidad de peso del carbón o roca y usualmente es reportado en unidades SCF/TON. El gas liberado es estimado por el “método Directo” o “Pruebas de liberación”. Esta última es conducida con un núcleo reciente colocado dentro de un recipiente metálico sellado donde en función del tiempo se mide la cantidad del gas liberado.

Esta prueba; si es realizada apropiadamente; comúnmente provee una excelente estimación del contenido de gas. Debido a que la temperatura tiene un significativo impacto, se recomienda que la misma sea efectuada a temperatura del yacimiento. Los volúmenes liberados tienen que ser corregidos para la presión en condiciones estándar durante la medición.

Además, durante el proceso de la medición de la liberación, los volúmenes de gas “perdido” y el gas “residual” tienen que ser evaluados para determinar el volumen total liberado. El gas “perdido” es el volumen que se libera del núcleo durante el proceso de recuperación antes de que la muestra sea sellada en el contenedor. El gas “residual” es el gas que permanece adherido en la muestra al final de la prueba.

El volumen que se pierde es estimado analizando la información obtenida durante la prueba. Este método de medición está basado en la solución de la ecuación diferencial

parcial. Esta sugiere que el volumen acumulado (gas liberado) es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo transcurrido desde el comienzo de la liberación.

El inicio de la liberación es referido como un tiempo cero, el cual ocurre durante el proceso de la recuperación del núcleo. La estimación apropiada del tiempo cero tiene un impacto significativo en la precisión del volumen estimado de gas “perdido” y por ende puede generar errores que impacten en el volumen total de gas. El volumen de gas “residual” es calculado moliendo el núcleo hasta alcanzar medidas de malla de 60 y midiendo el volumen liberado en condiciones de temperatura del yacimiento.

El volumen total de gas es la suma del volumen de gas perdido, de gas liberado, y de gas residual. El volumen es reportado a presión y temperatura estándar y refleja el volumen total en el yacimiento a la temperatura y a la presión inicial del yacimiento. El volumen es dividido entre la masa del núcleo y entonces convertido a unidades SCF/TON. Esto permite comparar los volúmenes de gas de varias muestras. La base para reportar el contenido de gas depende de la manera en la cual el peso es determinado.

Comúnmente las bases usadas para reportar el contenido de gas en el carbón son las muestras brutas, las muestras secas, las muestras secas y libres de ceniza, las muestras secas y libres de material mineral, las muestras puras de carbón y las muestras completas.

La muestra bruta usa el peso actual del núcleo, a pesar de encontrar contenidos de ceniza o de materia no carbónica. La muestra seca implica que toda la materia ajena es removida del núcleo y que se alcanza un peso. Como el gas es almacenado por adsorción solamente en la matriz, el peso tiene que ser corregido para los componentes no carbónicos tales como la ceniza y el agua residual.

Los siguientes análisis de las muestras son diseñados para determinar el contenido de agua, el contenido de materia volátil, el contenido de ceniza y el contenido de carbón en las capas. Para estimar la materia mineral y el análisis composicional a detalle, tienen que ser usados algunos análisis, denominados análisis finales. Estos análisis son un

procedimiento analítico que provee la composición química del carbón como porcentaje de carbono, de oxígeno, de hidrógeno, de nitrógeno, de azufre y de ceniza. Si la corrección al contenido de gas es basado en una muestra individual, el contenido de gas es referido como muestra seca y libre de ceniza o muestra seca libre de materia mineral.

La composición no es uniforme a través del yacimiento, por tanto, el contenido de gas no es constante. Para obtener una estimación precisa del contenido de gas in-situ, el gas tiene que ser medido de múltiples muestras donde se tenga un amplio rango de valores composicionales. Una relación lineal inversa entre el contenido de gas y la fracción no-carbónica ha sido presentada. Consecuentemente, un análisis de regresión lineal en los resultados del contenido de gas en las diferentes muestras ha sido diseñado para establecer la relación entre el contenido total de gas y la fracción no carbónica.

El contenido de gas (carbón puro) es estimado extrapolando la regresión lineal del carbón puro (nada de ceniza ni de agua). La estimación del contenido de gas del carbón puro puede ser usada para comparar los contenidos de gas de diferentes localizaciones geográficas o geológicas. En casos donde muchas muestras no son disponibles, la muestra seca libre de ceniza y la muestra seca libre de material mineral puede ser usada para obtener el contenido de gas del carbón puro.

La relación lineal entre el contenido total de gas y la fracción no carbónica desarrollada por regresión lineal puede ser usada para determinar el contenido de gas in-situ para alguna cantidad de ceniza presente en la formación. Desde que la densidad de la roca puede ser correlacionada con el contenido de ceniza, existe una correlación entre el contenido de gas y la densidad de la roca la cual permite estimar el contenido de gas. Igualmente la densidad promedio del yacimiento y los contenidos de ceniza pueden ser usados para determinar el promedio del contenido de gas in-situ. Este contenido es el valor que tiene que ser utilizado para los cálculos del volumen original de gas.

El término “explotación del metano en capas de carbón” es comúnmente utilizado, aunque frecuentemente el gas producido del carbón contiene algunas cantidades significantes de dióxido de carbono, nitrógeno, agua y otros hidrocarburos pesados. Por tanto, la composición del gas liberado debería ser medida durante las pruebas de

liberación, ello para determinar el contenido total de metano, el cual sería diferente del contenido total de gas.

4.3.1.6.- ÁREA DEL YACIMIENTO

El área del yacimiento es estimada normalmente con base en el espaciamiento entre pozos siempre y cuando se considere que el yacimiento es lateralmente continuo. Las variaciones estratigráficas y estructurales en todo el yacimiento determinan su distribución dimensional (3D). Así las evaluaciones geológicas pueden proveer pistas sobre la continuidad de las capas y sus características. Sin embargo, puede ser difícil identificar las variaciones estratigráficas. Información de la sísmica 3D puede también usarse para establecer la geometría del yacimiento.

4.3.1.7.- ESPESOR DEL YACIMIENTO

El espesor bruto habitualmente es determinado con exactitud con base en registros geofísicos. Los registros de densidad en agujero descubierto dan más confiabilidad si se toman en pozos nuevos. La estimación del espesor neto es un poco más complicada debido a que se requiere evaluar cuanto espesor bruto contribuye a la producción. Los registros de resistividad, los registros de producción y las pruebas de presión-producción también son utilizados para conocer el valor del espesor neto.

4.3.1.8.- DENSIDAD IN-SITU (En el sitio)

El valor correcto de la densidad in-situ debería ser calculado a partir de la información de registros de densidad en agujero descubierto. Una práctica común es usar un valor de 1.32 a 1.36 g/cm³ como densidad in-situ promedio, pero esto en algunos casos lleva a resultados erróneos. En la ausencia de datos a partir de los registros geofísicos, la densidad es estimada de la densidad de la ceniza, de la cantidad de agua y de la fracción orgánica (carbón puro) con base en la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{\rho} = \frac{f_a}{\rho_a} + \frac{1-(f_a+f_w)}{\rho_o} + \frac{f_w}{\rho_w} \dots\dots\dots(4.6)$$

Donde:

ρ = Densidad de la roca, gr/cm³

ρ_a = Densidad de la ceniza, gr/cm³

ρ_o = Densidad del carbón, gr/cm³

ρ_w = Densidad del agua, gr/cm³

f_a = Contenido de ceniza, fracción

f_w = Contenido de humedad, fracción

4.3.1.9.- PRODUCCIÓN (PRODUCTIVIDAD)

El flujo de fluidos (agua y gas) al pozo toma lugar a través del sistema natural de fracturas “cleat”. Por tanto, las propiedades del sistema de fracturas tiene el más grande efecto en las producciones de gas y agua. La estimación correcta de la productividad requiere una buena estimación de las propiedades del sistema de fracturas. La permeabilidad absoluta y relativa son dos de las más importantes propiedades que afectan las producciones de agua y gas.

Las pruebas de presión son el camino más confiable para estimar con mayor precisión la permeabilidad del sistema natural de fracturas. La medición de la permeabilidad a partir de núcleos no es representativa del yacimiento debido a la dificultad de obtener muestras de las partes más fracturadas del yacimiento. La tecnología del diseño, la conducción y la interpretación de pruebas de presión pueden ser llevadas a cabo en yacimientos de carbón. Sin embargo, las características de estos yacimientos tienen que ser considerados en la interpretación de los resultados. Estas características incluyen sistemas de doble porosidad, flujo en dos fases, propiedades dependientes de los esfuerzos y múltiples capas.

La producción es caracterizada por la difusión del gas en una sola fase a través de la matriz y el flujo de gas en dos fases y agua a través del sistema de fracturas. El flujo de gas de la matriz al sistema de fracturas es controlado por el proceso de liberación. Para representar la liberación del gas, un nuevo término referido como compresibilidad de adsorción es incluido en la definición del factor total de la compresibilidad.

$$C_t = S_g C_g + S_w C_w + C_f + C_d \dots\dots\dots(4.7)$$

Donde:

C_t = Compresibilidad total, psi^{-1}

S_g = Saturación de gas en el sistema fracturado, fracción

C_g = Compresibilidad del gas, psi^{-1}

S_w = Saturación de agua en el sistema fracturado, fracción

C_w = Compresibilidad del agua, psi^{-1}

C_f = Compresibilidad del volumen de poro en el sistema fracturado, psi^{-1}

C_d = Compresibilidad de adsorción, psi^{-1}

El término de la compresibilidad de adsorción es definido como:

$$C_d = \frac{B_g \bar{\rho}_c V_L (1 - f_a - f_w)}{32.0368 (P_L + \bar{p})^2 \phi} \dots\dots\dots(4.8)$$

Donde:

$\bar{\rho}_c$ = Densidad promedio del carbón, g/cm^3

V_L = Constante de volumen de Langmuir, SCF/TON

P_L = Constante de presión de Langmuir, SCF/TON

B_g = Factor de volumen del gas de formación, ft^3/SCF

\bar{p} = Presión promedio del sistema fracturado, Psia

ϕ = Porosidad del sistema fracturado, la fracción es cero cuando no existe fluido

La compresibilidad de adsorción es cero cuando no hay flujo de la matriz al sistema de fracturas. Cuando la matriz está contribuyendo al flujo de fluidos, la compresibilidad de adsorción dominaría el factor total de la compresibilidad.

Aunque es posible conseguir estimaciones de la permeabilidad del sistema fracturado de pruebas de presión, los resultados serían muy dependientes en la relación tomada de la

permeabilidad relativa. Por tanto, es conveniente tomar pruebas bajo condiciones de flujo en una sola fase. En un yacimiento de carbón bajosaturado, la presión inicial está por encima de la presión crítica de liberación (desadsorción) y el sistema fracturado estaría principalmente saturado con agua.

Si una prueba de inyección (fall off) es conducida inyectando agua, la presión en el sistema fracturado permanece por encima de la presión crítica de adsorción y las condiciones de flujo en una sola fase prevalecerán durante la prueba. Además, el yacimiento se comporta como un sistema de porosidad primaria ya que la matriz no es afectada durante la prueba. Esto permite el uso de un modelo de simple porosidad para interpretar la prueba.

Cuando son diseñadas las pruebas de inyección (fall off), es importante inyectar a bajos gastos para evitar fracturar la formación y minimizar los cambios de permeabilidad debido a los efectos de los esfuerzos. Un procedimiento no caro para realizar una prueba de este tipo es la llamada “prueba tanque” que reduce la presión de inyección. Esta consiste en usar la presión hidrostática desde un tanque en vez de usar una bomba para inyectar el agua. Este tipo de prueba puede ser ejecutada en yacimientos de baja presión donde el gradiente de presión es menos de 0.4 Psi/ft.

En yacimientos que primeramente producen gas, puede ser más deseable inyectar gas para las pruebas fall off o conducir pruebas de incremento-decremento. Estimaciones exactas de la permeabilidad relativa del sistema fracturado pueden ser obtenidas de métodos de interpretación de flujos multifásicos siempre y cuando los cambios de saturación sean pequeños. Esto ocurrirá si un yacimiento está produciendo a bajos cambios de la relación gas-agua. Cuando la saturación de fluidos cambia rápidamente, tal como cuando la presión de yacimiento es cercana a la presión crítica de desadsorción, los análisis exactos o precisos serán difíciles.

El objetivo primario de las pruebas de presión en los CBM es obtener la estimación de la presión en el sistema de fracturas, la permeabilidad y el factor daño. Sin embargo, las pruebas también pueden ser conducidas después del fracturamiento hidráulico para estimar las propiedades de la fractura. Los resultados tienen que ser combinados con la

información geológica, con la información de registros geofísicos, con los datos de los análisis de núcleos y de los fluidos, para predecir los gastos bajo diferentes condiciones de operación.

Ha sido reportado que como el gas es liberado de la matriz, ésta encoge con un cambio en la porosidad y permeabilidad del sistema de fracturas. Los efectos del encogimiento generalmente llegan a ser insignificantes a bajas presiones. Esto podría inducir a mejores producciones durante las últimas etapas. Los efectos de encogimiento de la matriz han sido mostrados por diferentes autores, esto para prever la predicción de largos periodos de explotación de estos yacimientos.

La permeabilidad relativa es una de las llaves que determinan la correcta explotación de los CBM. Los reportes de las mediciones de las permeabilidades relativas son escasos a pesar de la importancia de estos valores. Es aceptado en el ambiente que las mediciones de laboratorio no dan buenos indicadores de los valores de permeabilidad relativa. Las curvas derivadas de un ajuste de la historia no se asemejan a las curvas de laboratorio.

Las discrepancias son atribuidas al hecho de que los núcleos usados en el laboratorio son pequeños y no reflejan la presencia de fracturas. Además, es difícil obtener buenos núcleos de las secciones fracturadas. El ajuste de la historia es solamente un método práctico para conseguir valores realistas. Los ajustes implican el uso de simuladores de yacimientos que reproducen la historia del agua y del gas. Estos simuladores han sido desarrollados específicamente para describir las características complejas de este tipo de yacimientos. Cuando la producción no ha comenzado o la historia es limitada, los valores de las permeabilidades relativas tienen que ser inferidas o estimadas.

4.3.2.- UNA ECUACIÓN GENERALIZADA DE BALANCE DE MATERIA PARA LA EXPLOTACIÓN DE METANO A TRAVÉS DE YACIMIENTOS DE CARBÓN¹²

La ecuación de balance de materia “MBE” es una herramienta fundamental para la estimación del volumen original del gas “G” y la predicción del comportamiento de la recuperación de los yacimientos de gas convencional. Para los yacimientos de gas convencional, la MBE es expresada por la siguiente ecuación lineal:

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \left(\frac{p_{sc} T}{T_{sc} V} \right) G_p \dots\dots\dots(4.9)$$

La gran utilidad de trazar las gráficas p/Z y la facilidad de su construcción para los yacimientos de gas convencional ha conducido a muchos esfuerzos, en particular el trabajo de King (1993)¹², y Seidle (1999)¹², para extender una aproximación a los yacimientos de gas no convencional, tales como los yacimientos de carbón.

La MBE para los CBM puede ser expresada de la siguiente forma generalizada:

$$G_p = G + G_F - G_A - G_R \dots\dots\dots(4.10)$$

Donde:

G_p = Gas acumulado producido, SCF

G = Gas originalmente adsorbido, SCF

G_F = Gas original libre, SCF

G_A = Gas actualmente adsorbido, SCF

G_R = Gas libre remanente, SCF

Para un yacimiento saturado (presión del yacimiento inicial = presión de desadsorción o de liberación, $p_i = p_d$) sin entrada de agua, los 4 principales componentes de la derecha de la ecuación (4.10) pueden ser determinados individualmente como sigue:

- i. Gas originalmente adsorbido, "G": en términos de densidad de carbón, ρ_B y del contenido del gas inicial G_c , el volumen del gas in-situ está dado por:

$$G = 1359.7Ah\rho_B G_c \dots\dots\dots(4.11)$$

Donde:

G = Gas originalmente adsorbido, SCF

ρ_B = Densidad de la matriz del carbón, gr/cm³

G_c = Contenido del gas inicial, SCF/TON

A = Área de drene, acres

h = Espesor neto promedio, ft

- ii. Gas original libre “ G_F ”: el gas libre original que ocupa el sistema natural de fracturas es expresado por:

$$G_F = 7758Ah\phi(1 - S_{wi})E_{gi} \dots \dots \dots (4.12)$$

Donde:

G_F = Gas original libre, SCF

S_{wi} = Saturación de agua inicial, fracción

ϕ = Porosidad, fracción

E_{gi} = Factor de expansión del gas a la P_i en SCF/bbl y se muestra por:

$$E_{gi} = \frac{5.615Z_{sc}T_{sc}}{p_{sci}} \frac{p_i}{TZ_i} = 198.6 \frac{p_i}{TZ_i} \dots \dots \dots (4.13)$$

- iii. Gas actualmente adsorbido “ G_A ”: el gas almacenado por adsorción a alguna presión “ p ” es expresado con la isoterma de adsorción o matemáticamente por la ecuación de Langmuir, como sigue:

$$V = V_m * \left(\frac{bp}{1+bp} \right) \dots \dots \dots (4.14)$$

Donde:

V = Volumen del gas actualmente adsorbido a la presión “ p ”, SCF/TON

V_m = Constante de la isoterma de Langmuir, SCF/TON

P = Presión actual, psi

b = Constante de presión de Langmuir, $Psia^{-1}$

El volumen del gas adsorbido “ V ” es expresado en SCF/TON a la presión del yacimiento “ p ”, puede ser convertido en SCF por la siguiente relación:

$$G_A = 1359.7Ah\rho_B V \dots\dots\dots(4.15)$$

Donde:

G_A = Gas actualmente adsorbido a la “p”, SCFT
 V = Gas adsorbido a la presión “p”, SCFT/TON

iv. Gas libre remanente “G_R”: Durante la fase de la expulsión de agua del yacimiento, la compactación de la formación y la expansión del agua puede afectar significativamente la producción de agua. Algo del gas liberado remanente permanece en el sistema natural de fracturas del carbón y ocupa un volumen de poro, que puede ser disponible con la producción de agua. King(1993) (op.cit.) derivó de la siguiente expresión para calcular el porcentaje de la saturación de agua remanente en el sistema de fracturas durante la fase de expulsión de agua:

$$S_w = \frac{S_{wi}[1+C_w(p_i-p)] - \frac{B_w W_p}{7758Ah\phi}}{1-(p_i-p)C_f} \dots\dots\dots(4.16)$$

Donde:

p_i = Presión inicial, Psia
 W_p = agua acumulada producida, STB
 B_w = Factor de volumen del agua de formación, bbl/STB
 A = Área de drene, acres
 C_w = Compresibilidad del agua, Psia⁻¹
 C_f = Compresibilidad de la formación, Psia⁻¹
 S_{wi} = Saturación de agua inicial, fracción

Usando la estimación de la saturación promedio del agua, la siguiente relación para gas remanente en el sistema de fracturas es desarrollada por:

$$G_R = 7758Ah\phi \left[\frac{\frac{B_w W_p}{7758Ah\phi} + (1 - S_{wi}) - (p_i - p)(C_f + S_{wi}C_w)}{1 - (p_i - p)C_f} \right] E_g \dots\dots\dots(4.17)$$

Aquí G_R es el gas remanente a la presión “p”, SCF, y el factor de expansión del gas es dado por:

$$E_g = 198.6 \frac{p}{TZ} \dots\dots\dots(4.18)$$

Las unidades están dadas en SCF/bbl.

Sustituyendo las ecuaciones (4.11, 4.12, 4.15, 4.17) en la ecuación (4.10), reordenando se tiene:

$$G_p + \frac{B_w W_p E_g}{1 - (C_f \Delta P)} = Ah \left[1359.7 \rho_B \left(G_c - \frac{V_m * bp}{1 + bp} \right) + \frac{7758\phi [\Delta P (C_f + S_{wi}C_w) - (1 - S_{wi})] E_g}{1 - (C_f \Delta P)} \right] + 7758Ah\phi(1 - S_{wi})E_{gi} \dots\dots\dots(4.19)$$

En términos del volumen del gas adsorbido “V” la ecuación anterior puede ser escrita como:

$$G_p + \frac{B_w W_p E_g}{1 - (C_f \Delta P)} = Ah \left[1359.7 \rho_B (G_c - V) + \frac{7758\phi [\Delta P (C_f + S_{wi}C_w) - (1 - S_{wi})] E_g}{1 - (C_f \Delta P)} \right] + 7758Ah\phi(1 - S_{wi})E_{gi} \dots\dots\dots(4.20)$$

Las ecuaciones (4.19) y (4.20) son dos formas de la MBE que pueden ser expresadas convenientemente como una ecuación de una línea recta.

$$y = mx + b \dots\dots\dots(4.21)$$

Con:

$$y = G_p + \frac{B_w W_p E_g}{1 - (C_f \Delta P)} \dots\dots\dots(4.22)$$

y

$$x = 1359.7\rho_B \left(G_c - \frac{V_m * bp}{1+bp} \right) + \frac{7758\phi[\Delta P(C_f+S_{wi}C_{wi})-(1-S_{wi})]E_g}{1-(C_f\Delta P)} \dots\dots\dots(4.23)$$

Usando la ecuación (4.20), la variable “x” se muestra como:

$$x = 1359.7\rho_B(G_c - V) + \frac{7758\phi[\Delta P(C_f+S_{wi}C_{wi})-(1-S_{wi})]E_g}{1-(C_f\Delta P)} \dots\dots\dots(4.24)$$

Usando la historia de producción, una gráfica de las variables “y” vs. “x” generan una línea recta con una inclinación de “m” y una intercepción “b” que son definidas por:

$$m = Ah \dots\dots\dots(4.25)$$

$$b = 7758Ah\phi(1 - S_{wi})E_{gi} \dots\dots\dots(4.26)$$

El área del drene “A” puede entonces ser calculado de “m” y “b”:

$$A = \frac{m}{h} \dots\dots\dots(4.27)$$

$$A = \frac{b}{7758h\phi(1-S_{wi})E_{gi}} \dots\dots\dots(4.28)$$

Para los puntos dispersos, la correcta línea recta debe de proporcionar el mismo valor de “A” como cálculo de las dos ecuaciones anteriores.

Despreciando la compresibilidad de la roca y del fluido la ecuación (4.19) se reduce a:

$$G_p + B_w W_p E_g = Ah \left[1359.7\rho_B \left(G_c - \frac{V_m * bp}{1 + bp} \right) - 7758\phi(1 - S_{wi})E_g \right] + 7758Ah\phi(1 - S_{wi})E_{gi} \dots\dots\dots(4.29)$$

De la ecuación de la línea recta:

$$y = mx + b$$

Donde:

$$y = G_p + B_w W_p E_g \dots\dots\dots(4.30)$$

$$x = 1359.7 \rho_B \left(G_c - \frac{V_m * b p}{1 + b p} \right) - 7758 \phi (1 - S_{wi}) E_g \dots\dots\dots(4.31)$$

Pendiente:

$$m = Ah$$

Intersección:

$$b = 7758 Ah \phi (1 - S_{wi}) E_{gi} \dots\dots\dots(4.32)$$

En términos del volumen del gas adsorbido “V”, la ecuación (4.29) es expresada como:

$$G_p + B_w W_p E_g = Ah [1359.7 \rho_B (G_c - V) - 7758 \phi (1 - S_{wi}) E_g] + 7758 Ah \phi (1 - S_{wi}) E_{gi} \dots\dots\dots(4.33)$$

Con los cálculos del volumen de la matriz “Ah”, el volumen original de gas "G" puede ser calculado como:

$$G = 1359.7 (Ah) \rho_B G_c \dots\dots\dots(4.34)$$

La validación de la propuesta de la MBE y sus dos derivaciones, indican que la presión promedio del yacimiento y la producción futura, fueron probadas con la historia de producción de diferentes yacimientos.

Los resultados muestran un excelente ajuste con la información reportada, para ilustrar el uso del modelo generalizado, la simulación de la información representada por King (1993) y Seidle (1999) (op.cit.) fueron adoptados a este estudio para confirmar el gas inicial y otras historias de producción.

King(1993) y Seidle(1999) (op.cit.) utilizaron un modelo regional 2-D con un simple pozo de carbón, drenando un yacimiento homogéneo, extendido a una formación de 320 acres de un yacimiento de carbón, que tiene una estimación de la saturación de agua

inicial de un 95%. El volumen de gas inicial reportado es de 12.763 BSCF a una presión inicial del yacimiento de 1500 psia. Las propiedades de la capa de carbón son listadas en la tabla 4.4:

Tabla 4.4.- Propiedades del carbón
(tomada de T. Ahmed, A. Centilmen, B. Roux, 2006)

Presión constante de Langmuir	$b = 0.00276 \text{ psi}^{-1}$
Volumen constante de Langmuir	$V_m = 428.5 \text{ scf/ton}$
Densidad de la matriz promedio	$\rho_B = 1.70 \text{ gr/cm}^3$
Espesor promedio	$h = 50 \text{ ft}$
Saturación de agua inicial	$S_{wi} = 0.95$
Área de descarga	$A = 320 \text{ acres}$
Presión inicial	$p_i = 1500 \text{ psia}$
Presión crítica (desadsorción)	$p_d = 1500 \text{ psia}$
Temperatura	$T = 105^\circ\text{F}$
Contenido de gas inicial	$G_c = 345.1 \text{ scf/ton}$
Factor del volumen de formación	$B_w = 1.00 \text{ bbl/STB}$
Porosidad	$\phi = 0.01$
Compresibilidad del agua	$C_w = 3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Compresibilidad de la formación	$C_f = 6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

La producción actual del gas y agua acumulada, así como la presión promedio del yacimiento, en tiempos determinados, se muestran en la tabla 4.5, mostrada a continuación:

Tabla 4.5.- La producción actual del gas, agua acumulada, y la presión promedio
(tomada de T. Ahmed, A. Centilmen, B. Roux, 2006)

Tiempo Días	G_p MMSCF	W_p MSTB	p Psia	p/Z Psia	E_g SCF/bbl	$V = \frac{1.18266p}{1 + 0.00276p}$
0	0	0	1500	1704.5	599.21728	345.0968
730	265.086	157.490	1315	1498.7	526.86825	335.903
1460	968.41	290.238	1021	1135.1	399.04461	316.233
2190	1704.033	368.292	814.4	887.8	312.10625	296.5301
2920	2423.4	425.473	664.9	714.1	251.04198	277.3301
3650	2992.901	464.361	571.1	607.5	213.56673	262.1436

Para probar la sensibilidad de la estimación del gas original a las compresibilidades del agua y de la formación, los cálculos son hechos despreciando la C_w y la C_f y repite los

cálculos incluyendo estas compresibilidades. Despreciando la C_w y la C_f usando la ecuación (4.33) y la información del yacimiento, se construye la tabla 4.6:

Tabla 4.6.- Resultados de la ecuación 4.32
(tomada de T. Ahmed, A. Centilmen, B. Roux, 2006)

p Psia	V SCF/TON	G_p MMSCF	W_p MMSTB	E_g SCF/bbl	y $= G_p + W_p E_g B_w$ MMSCF	$2322.66(345.1 - V) - 3.879E_g$
1500	345.0968	0	0	599.21728	0	0
1315	335.903	265.086	0.157490	526.86825	348.06	19310
1021	316.233	968.41	0.290238	399.04461	1084.23	65494
814.4	296.5301	1704.033	0.368292	312.10625	1818.98	1115936
664.9	277.3301	2423.4	0.425473	251.04198	2530.21	156425
571.1	262.1436	2992.901	0.464361	213.56673	3092.07	191844

Graficando $[G_p + B_w W_p E_g]$ vs. $[2322.66(345.1 - V) - 3.879E_g]$ en una escala cartesiana, como se muestra en la fig. 4.5, produce una línea recta con una pendiente de 15,900 acre-ft que muestra una predicción del área de drene de 318 acres, comparada con la actual de 320 acres.

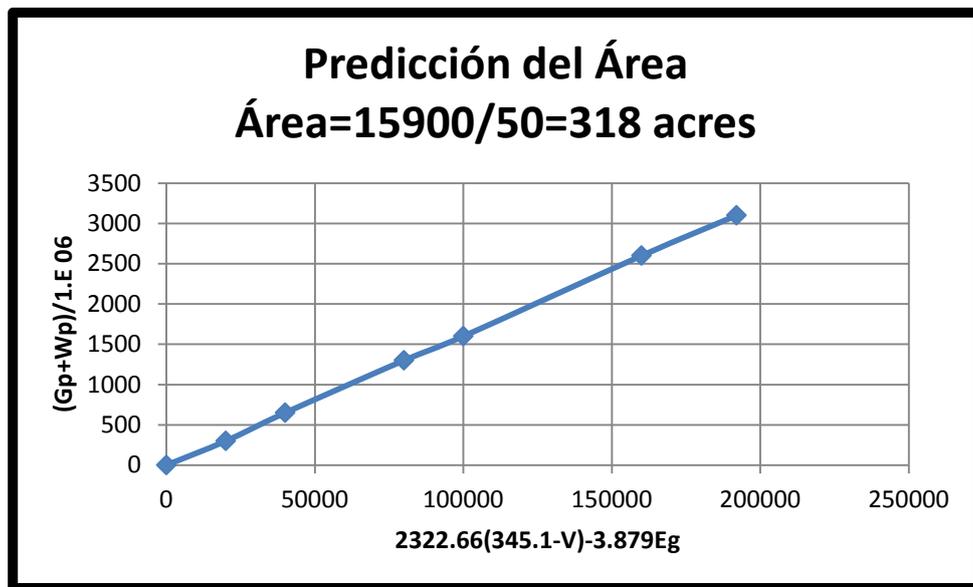


Fig. 4.5.- Ecuación de Balance de Materia como línea recta

El gas original es entonces:

$$G = 1359.7(Ah)\rho_B G_c$$

$$G = 1359.7(318)(50)(1.7)(345.1) = 12.68 \text{ BSCF}$$

$$G_F = 7758Ah\phi(1 - S_{wi})E_{gi}$$

$$G_F = 77.58(318)(50)(0.01)(0.05)(599.2) = 0.0369 \text{ BSCF}$$

$$\text{El total } GIIP = G + G_F = 12.68 + 0.0369 = 12.72 \text{ BSCF}$$

Incluyendo los coeficientes isotérmicos C_w y la C_f , expresando la ecuación (4.20) de una ecuación con forma de línea recta da la ecuación:

$$y = G_p + \frac{W_p E_g}{1 - [6 \times 10^{-6}(1500 - p)]} \dots \dots \dots (4.35)$$

$$x = 1359.7(1.7)(345.1 - V) + \frac{7758(0.01)[(1500 - p)(6 \times 10^{-6} + (0.95 \times 3 \times 10^{-6})) - (1 - 0.95)]E_g}{1 - [6 \times 10^{-6}(1500 - p)]} \dots \dots \dots (4.36)$$

Con los siguientes valores tabulados, se tiene la tabla 4.7:

Tabla 4.7.- Resultados de la ecuación 4.20
(tomada de T. Ahmed, A. Centilmen, B. Roux, 2006)

p Psia	V SCF/TON	x	y
1315	335.903	1.90 E+04	3.48 E+08
1021	316.233	6.48 E+04	1.08 E+09
814.4	296.5301	1.11 E+05	1.82 E+09
664.9	277.3301	1.50 E+05	2.53 E+09
571.1	262.1436	1.91 E+05	3.09 E+09

La fig. 4.6 muestra la relación de la línea recta (con una pendiente de 15, 957 acre-ft) resultado de una gráfica, los valores de las variables “x” y “y” en una escala cartesiana con un área de drene de:

$$A = \frac{15957}{50} = 319 \text{ acres}$$

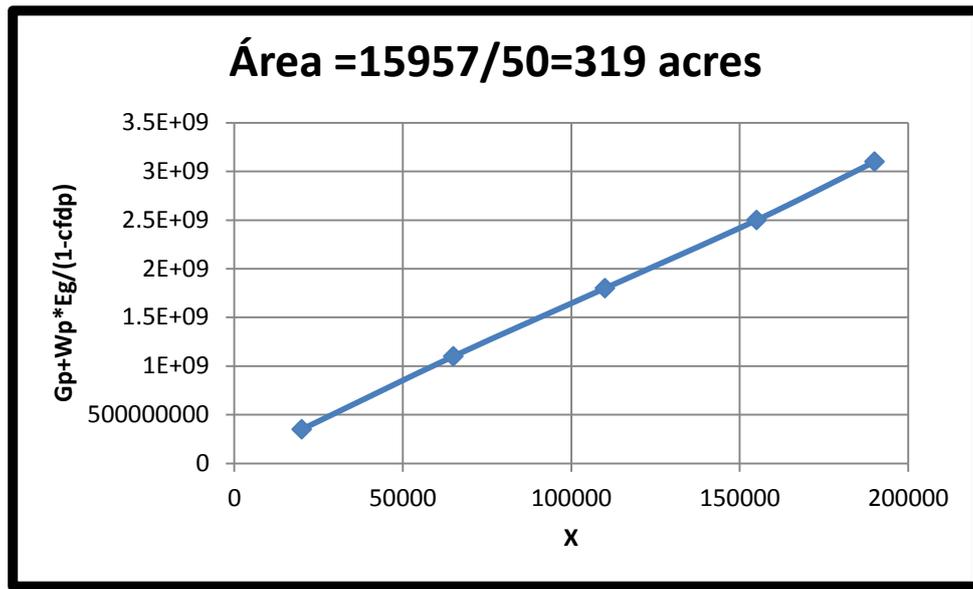


Fig. 4.6.- Ecuación de Balance de Materia como línea recta

El volumen original de gas $12.72+0.037=12.76$ BSCF es comparado con un valor reportado de 12.763 BSCF

Debería ser dicho que debajo de la presión de desadsorción, la recuperación de gas fraccional puede ser mas o menos estimada de la siguiente relación:

$$RF = \left[\left(\frac{V_m}{G_c} \right) \left(\frac{bp}{1+bp} \right) \right]^a \dots\dots\dots(4.37)$$

Donde:

RF = Factor de recuperación del gas

p = Presión del yacimiento, Psi

a = Exponente de la recuperación

El exponente de recuperación " a " es incluido para explicar la entrega, heterogeneidad, espaciamiento, entre otros factores, que afectan la recuperación del gas. El exponente de recuperación usualmente colocado entre 0.7 y 1.0, y puede ser estimado para registrar el factor de recuperación promedio del campo a la presión p .

4.3.3.-PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO.

Bajo las condiciones impuestas en la ecuación (4.29) y asumiendo una saturación de agua inicial del 100%, la utilidad de la ecuación puede ser extendida para estimar la presión promedio del yacimiento "p" de la historia de producción. Esto es G_p y W_p . La ecuación (4.29) se muestra como:

$$G_p + W_p E_g = (1359.7 \rho_B A h) \left(G_c - \frac{V_m * b p}{1 + b p} \right) \dots \dots \dots (4.38)$$

ó en términos de G:

$$G_p + W_p E_g = G - (1359.7 \rho_B A h) V_m \left(\frac{b p}{1 + b p} \right) \dots \dots \dots (4.39)$$

A la presión inicial del yacimiento p_i , el gas original queda como:

$$G = (1359.7 \rho_B A h) G_c = (1359.7 \rho_B A h) V_m \left(\frac{b p_i}{1 + b p_i} \right) \dots \dots \dots (4.40)$$

Combinando la ecuación (4.39) con la (4.38), sustituyendo queda:

$$\left[\left(\frac{p}{p_i} \right) \left(\frac{1 + b p_i}{1 + b p} \right) \right] + \left[\left(\frac{1}{G} (G_p + B_w W_p E_g) \right) \right] - 1 = 0 \dots \dots \dots (4.41)$$

ó

$$\left[\left(\frac{p}{p_i} \right) \left(\frac{1 + b p_i}{1 + b p} \right) \right] + \left[\left(\frac{1}{G} (G_p + 198.6 \frac{p}{T Z} B_w W_p) \right) \right] - 1 = 0 \dots \dots \dots (4.42)$$

Donde:

W_p = Agua acumulada producida, STB

E_g = Factor de volumen del gas de formación, SCF/bbl

p_i = Presión inicial

T = Temperatura, °R

Z = Factor Z a la presión P

La ecuación (4.42) es una ecuación de la línea recta con una pendiente de “-1/G” e intersección de 1.0 en una forma más conveniente la ecuación (4.42) se puede escribir como:

$$y = 1 + mx \dots\dots\dots(4.43)$$

Donde:

$$y = \left[\left(\frac{p}{p_i} \right) \left(\frac{1+bp_i}{1+bp} \right) \right] \dots\dots\dots(4.44)$$

$$x = G_p + 198.6 \frac{p}{TZ} B_w W_p \dots\dots\dots(4.45)$$

$$m = -\frac{1}{G} \dots\dots\dots(4.46)$$

La ecuación (4.42) puede solucionarse iterativamente para la presión promedio del yacimiento usando el método de Newton-Raphson. El método es basado suponiendo la presión promedio del yacimiento, denotado como: " P_{old} " y el cálculo de una nueva presión, denotada como " P_{new} ", se emplea la siguiente expresión matemática:

$$P_{new} = P_{old} - \frac{f(P_{old})}{f'(P_{old})} \dots\dots\dots(4.47)$$

Donde:

$$f(P_{old}) = \left[\left(\frac{P_{old}}{p_i} \right) \left(\frac{1+bp_i}{1+bP_{old}} \right) \right] + \left[\left(\frac{1}{G} \left(G_p + 198.6 \frac{P_{old}}{TZ} B_w W_p \right) \right) \right] - 1 \dots\dots\dots(4.48)$$

$$f'(P_{old}) = \left[\left(\frac{1}{p_i} \right) \left(\frac{1+bp_i}{1+bP_{old}} \right) - \frac{bP_{old}(1+bp_i)}{p_i(1+bP_{old})^2} \right] + \frac{198.6B_w W_p}{TZG} \dots\dots\dots(4.49)$$

Los dos valores son comparados para una convergencia, la solución se considera cuando $|P_{old} - P_{new}| \leq 10^{-6}$, de lo contrario, P_{old} es colocada a una P_{new} , y el proceso de iteración se repite.

La expresión propuesta asume una capa, y requiere:

- Un conocimiento de la presión inicial del yacimiento
- La relación de Langmuir
- Gas inicial

La fig. 4.7 muestra un excelente ajuste, comparado con la simulación presentada por King (1993) y Seidle (1999) (op.cit.)

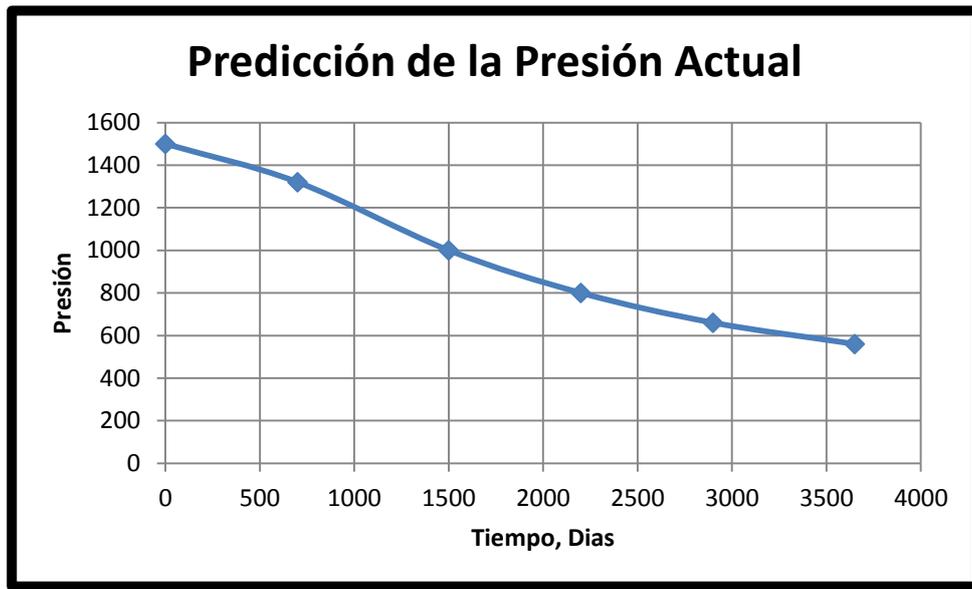


Fig. 4.7.- Presión Match

4.3.4.- PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE LOS COALBED METHANE (CBM)

La ecuación de balance de materia está dada por sus formas matemáticas variadas tal como se mostró al principio. La ecuación (4.19) a través de (4.33) puede ser usada para predecir el comportamiento futuro de los CBM como una función de la presión del yacimiento. Se asume por simplicidad que las compresibilidades del agua y de la formación son despreciables, entonces la expresión (4.19) puede ser expresada de la siguiente manera:

$$G_p + B_w W_p E_g = G - (1359.7 \rho_B A h V_m b) \left(\frac{p}{1 + b p} \right) - 7758 A h \phi (1 - S_{wi}) E_g + 7758 A h \phi (1 - S_{wi}) E_{gi} \dots \dots \dots (4.50)$$

En una forma más conveniente, la expresión anterior puede ser escrita como:

$$G_p + B_w W_p E_g = G - \frac{a_1 p}{1+bp} + a_2 (E_{gi} - E_g) \dots \dots \dots (4.51)$$

Donde los coeficientes a_1 y a_2 son:

$$a_1 = 1359.7 \rho_B A h V_m b \dots \dots \dots (4.52)$$

$$a_2 = 7758 A h \phi (1 - S_{wi}) \dots \dots \dots (4.53)$$

Diferenciando con respecto a la presión se tiene:

$$\frac{\partial(G_p + B_w W_p E_g)}{\partial p} = - \frac{a_1}{(1+bp)^2} - a_2 \frac{\partial E_g}{\partial p} \dots \dots \dots (4.54)$$

La expresión se deriva en la forma de diferencias finitas, da:

$$G_p^{n+1} + B_w^{n+1} W_p^{n+1} E_g^{n+1} = G_p^n + B_w^n W_p^n E_g^n + \frac{a_1 (p^n - p^{n+1})}{(1+bp^{n+1})^2} + a_2 (E_g^n - E_g^{n+1}) \dots \dots \dots (4.55)$$

Donde los superíndices “n” y “n+1” indican los niveles de tiempo actual y futuro respectivamente, y

- p^n, p^{n+1} = Presión actual y futura del yacimiento, Psia
- G_p^n, G_p^{n+1} = Gas acumulado producido actual y futuro, SCF
- W_p^n, W_p^{n+1} = Producción acumulada de agua actual y futura, STB
- E_g^n, E_g^{n+1} = Factor de expansión del gas actual y futuro, SCF/bbl

La ecuación 4.55 contiene dos términos desconocidos G_p^{n+1} y W_p^{n+1} , y requiere de dos relaciones adicionales:

- La ecuación de la relación gas-agua producida “RGW” y
- La ecuación de la saturación del gas

La relación gas-agua se obtiene de:

$$\frac{Q_g}{Q_w} = RGW = \frac{k_{rg}\mu_w B_w}{k_{rw}\mu_g B_g} \dots\dots\dots(4.56)$$

Donde:

RGW = Relación gas-agua, SCF/STB

k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

μ_w = Viscosidad del agua, cp

μ_g = Viscosidad del gas, cp

B_w = Factor del volumen del agua, bbl/STB

B_g = Factor del volumen del gas, bbl/STB

La producción acumulada de gas " G_p " es relacionada a la relación gas-agua, con la siguiente ecuación:

$$G_p = \int_0^{W_p} (RGW) dW_p \dots\dots\dots(4.57)$$

El incremento de la producción de gas acumulado ΔG_p entre W_p^n, W_p^{n+1} está dado por:

$$G_p^{n+1} - G_p^n = \Delta G_p = \int_{W_p^n}^{W_p^{n+1}} (RGW) dW_p \dots\dots\dots(4.58)$$

La expresión anterior puede ser utilizada usando la regla trapezoidal, lo cual da:

$$G_p^{n+1} - G_p^n = \Delta G_p = \left[\frac{(RGW)^{n+1} + (RGW)^n}{2} \right] (W_p^{n+1} - W_p^n) \dots\dots\dots(4.59)$$

ó

$$G_p^{n+1} = G_p^n + \sum RGW_{avg} \Delta W_p \dots\dots\dots(4.60)$$

La ecuación de la saturación de gas es otra importante herramienta matemática necesaria para predecir el comportamiento de la recuperación del metano en yacimientos de carbón. Despreciando las compresibilidades del agua y de la formación la ecuación de la saturación de gas es:

$$S_g^{n+1} = \frac{(1-S_{wi})-(p_i-p^{n+1})(C_f+S_{wi}C_w)+\frac{B_w^{n+1}W_p^{n+1}}{7758Ah\phi}}{1-[(p_i-p^{n+1})C_f]} \dots\dots\dots(4.61)$$

Las iteraciones requeridas son realizadas en una serie de variaciones de presión que preceden de unas condiciones conocidas del yacimiento de la presión p^n , a una nueva pero baja presión p^{n+1} . Por consiguiente se asume que la producción acumulada de gas y producción de agua se han incrementado de G_p^n y W_p^n a G_p^{n+1} y W_p^{n+1} , mientras los gastos han cambiado de Q_g^n y Q_w^n a Q_g^{n+1} y Q_w^{n+1} . La metodología propuesta para la predicción del comportamiento de la producción consiste de los siguientes pasos:

Paso 1: Se selecciona una presión de yacimiento futura p^{n+1} debajo de la presión actual del yacimiento p^n que es la presión inicial del yacimiento, poner G_p^n y W_p^n igual a cero.

Paso 2: Se calculan B_w^{n+1} , E_g^{n+1} y B_g^{n+1} a la presión p^{n+1} .

Paso 3: Suponer o estimar la producción de agua acumulada W_p^{n+1} y resolver la ecuación (4.55) para G_p^{n+1} , dada como sigue:

$$G_p^{n+1} = G_p^n (B_w^n W_p^n E_g^n - B_w^{n+1} W_p^{n+1} E_g^{n+1}) + \frac{a_1(p^n - p^{n+1})}{(1+bp^{n+1})^2} + a_2(E_g^n - E_g^{n+1}) \dots\dots\dots(4.62)$$

Paso 4: Calcular la saturación de gas a la p^{n+1} y W_p^{n+1} aplicando la ecuación (4.61)

$$S_g^{n+1} = \frac{(1-S_{wi})-(p_i-p^{n+1})(C_f+S_{wi}C_w)+\frac{B_w^{n+1}W_p^{n+1}}{7758Ah\phi}}{1-[(p_i-p^{n+1})C_f]} \dots\dots\dots(4.63)$$

Paso 5: Determinar la relación de la permeabilidad relativa k_{rg}/k_{rw} en la S_g^{n+1} , y estimar la relación gas-agua de la siguiente ecuación:

$$(RGW)^{n+1} = \frac{k_{rg}}{k_{rw}} \left(\frac{\mu_w B_w}{\mu_g B_g} \right)^{n+1} \dots\dots\dots(4.64)$$

Paso 6: Recalcular la producción de gas acumulado G_p^{n+1} aplicando la ecuación (4.59)

$$G_p^{n+1} = G_p^n + \left[\frac{(RGW)^{n+1} + (RGW)^n}{2} \right] (W_p^{n+1} - W_p^n) \dots\dots\dots(4.65)$$

Paso 7: El gas producido G_p^{n+1} como fue calculado de la MBE en el paso 3 y la relación de gas-agua en el paso 6 darán dos métodos independientes para la determinación de la producción de gas acumulado. Si los dos valores coinciden se asume que los valores de W_p^{n+1} y G_p^{n+1} son correctos. De lo contrario se asume un nuevo valor para W_p^{n+1} y se repite del paso 3 al paso 7. En orden para simplificar el proceso iterativo, tres valores de W_p^{n+1} pueden ser asumidos los cuales resultan de tres diferentes soluciones de G_p^{n+1} para cada una de las ecuaciones. Cuando los valores G_p^{n+1} son graficados contra los valores asumidos de W_p^{n+1} , resultarán dos curvas que se cruzarán. La intersección muestra las coordenadas G_p^{n+1} y W_p^{n+1} una representa los resultados del paso 3 y la otra los resultados del paso 8.

Paso 8: Calcular el incremento de la producción de gas acumulada ΔG_p de:

$$\Delta G_p = G_p^{n+1} - G_p^n \dots\dots\dots(4.66)$$

Paso 9: Calcular el gasto de gas y agua con las siguientes ecuaciones:

$$Q_g^{n+1} = \frac{0.703kh(k_{rg})^{n+1}(p^{n+1}-p_{wf})}{T(\mu_g Z)_{avg} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \dots\dots\dots(4.67)$$

$$Q_w^{n+1} = \left(\frac{k_{rw}}{k_{rg}} \right)^{n+1} \left(\frac{\mu_g B_g}{\mu_w B_w} \right)^{n+1} Q_g^{n+1} \dots\dots\dots(4.68)$$

Paso 10: Calcular el gasto promedio del gas a partir de la presión del yacimiento que declina de p^n a p^{n+1} , con:

$$(Q_g)_{avg} = \frac{Q_g^n + Q_g^{n+1}}{2} \dots\dots\dots(4.69)$$

Paso 11: calcular el incremento de tiempo requerido Δt para un incremento en la producción de gas, durante la caída de la presión de p^n a p^{n+1} , como:

$$\Delta t = \frac{\Delta G_p}{(Q_g)_{avg}} = \frac{G_p^{n+1} - G_p^n}{(Q_g)_{avg}} \dots\dots\dots(4.70)$$

Donde:

Δt = incremento de tiempo, días

Paso 12: Calcular el tiempo "t"

$$t = \sum \Delta t \dots\dots\dots(4.71)$$

Paso 13: Colocar:

$$W_p^n = W_p^{n+1}$$

$$G_p^n = G_p^{n+1}$$

$$Q_g^n = Q_g^{n+1}$$

$$Q_w^n = Q_w^{n+1}$$

Y se repiten los pasos del 1 al 13.

Debería ser apuntado que la precisión de la metodología puede ser incrementada substancialmente seleccionando pequeñas presiones. La validación de la metodología propuesta fue probada contra la producción acumulada del agua y del gas, y contra la presión promedio del yacimiento reportada en los datos de King (1993) y Seidle (1999) (op.cit.).

Las permeabilidades relativas del gas-agua fueron tomadas de Gash (1991)¹². La fig. 4.8 muestra una ecuación ajustada con la información de la producción donde una pequeña presión de la caída de presión es seleccionada.

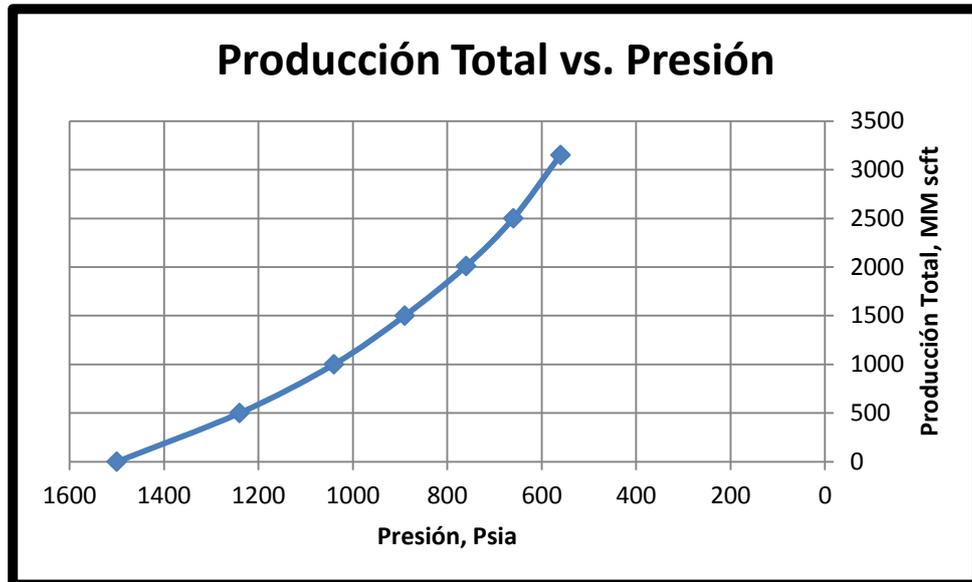


Fig. 4.8.- Producción total vs. presión

4.4.- PERFORACIÓN DE POZOS

4.4.1.- TIPO DE TERMINACIÓN DE POZOS

Los pozos de este tipo de yacimientos son terminados en diferentes formas, dependiendo del tipo de carbón y de los fluidos. Cada tipo ofrece diferentes opciones de producción debido a la naturaleza misma de los yacimientos o al sistema natural de fracturas que está presente.

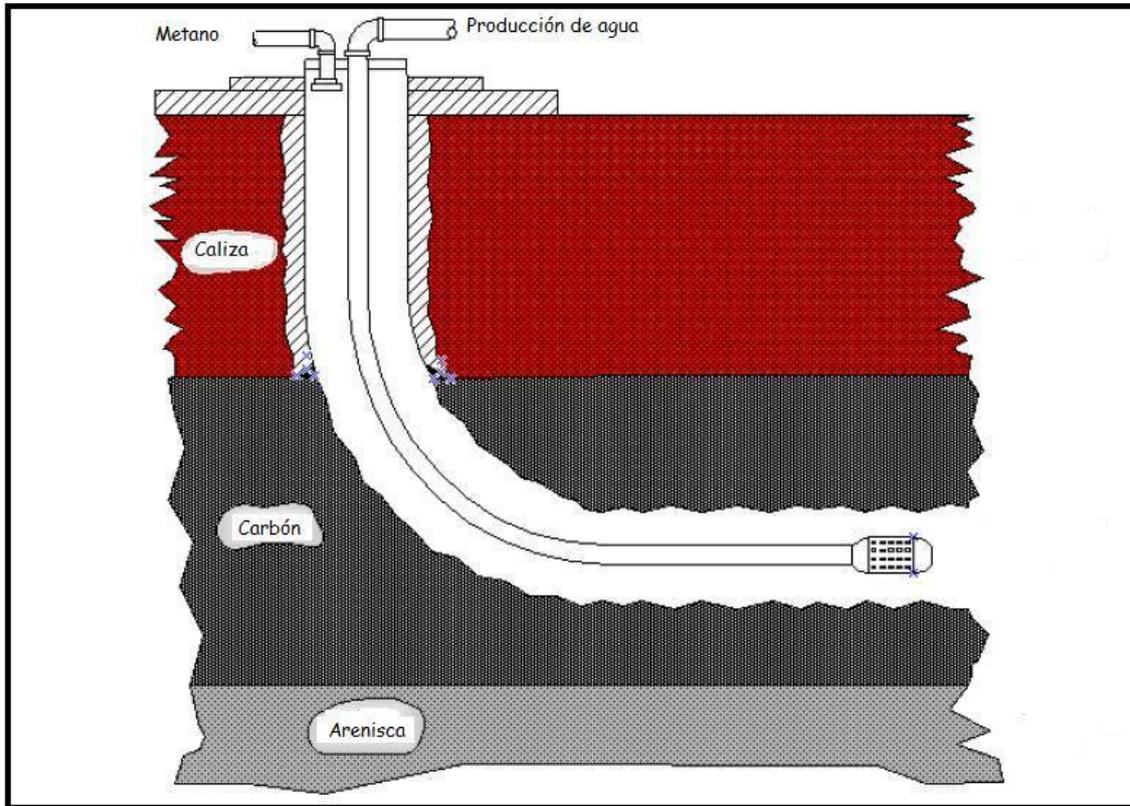


Fig. 4.9.- Pozo Horizontal

(tomada de <http://bogc.dnrc.state.mt.us/website/mtcbm/cbm/BruceWorkshop.htm>)

Los carbones subbituminosos son más blandos que los bituminosos con baja volatilidad, por tanto son típicamente terminados usando pozos verticales. Las mejores clases se prestan para usar terminaciones verticales u horizontales (figuras 4.9 y 4.10).

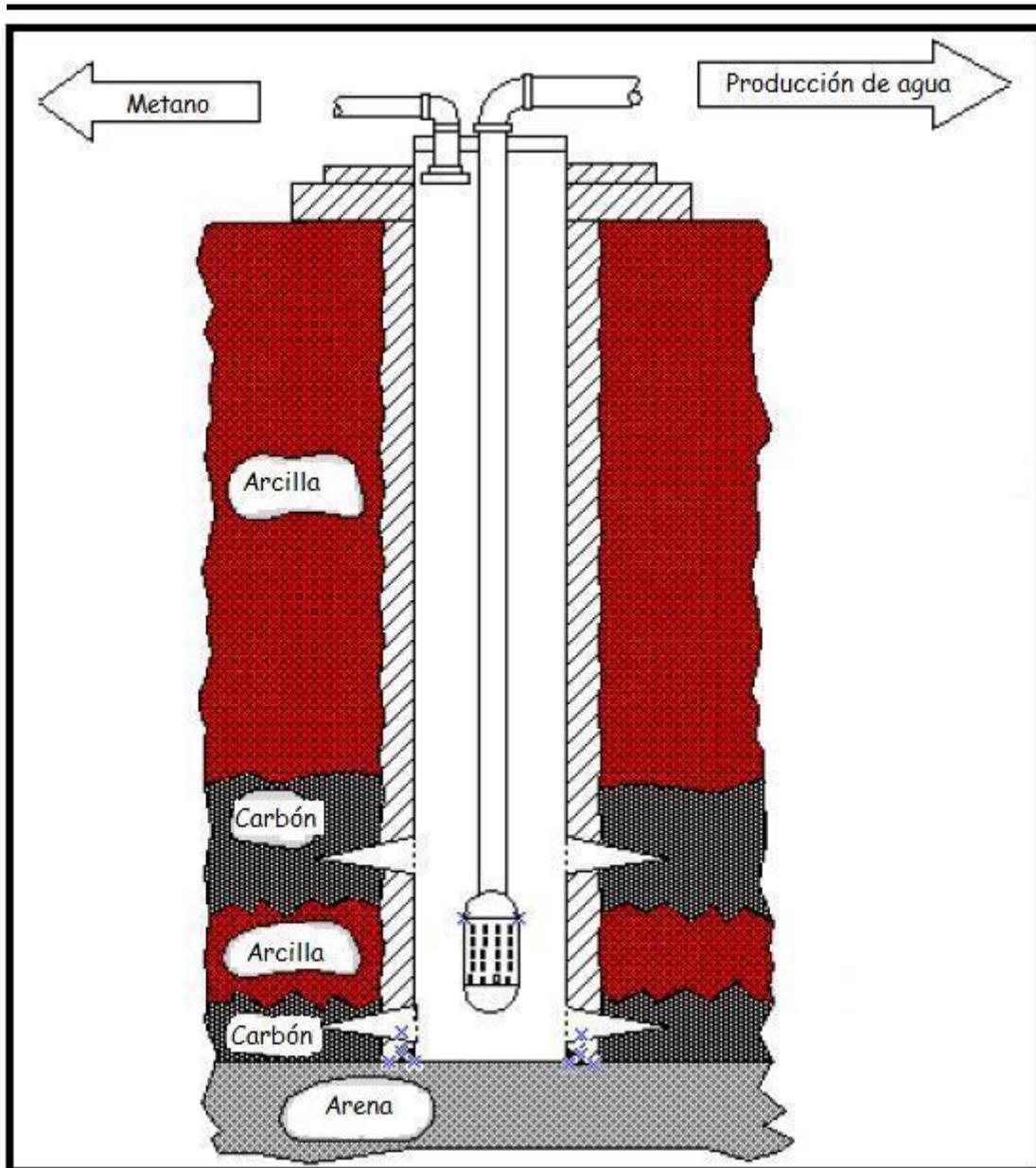


Fig. 4.10.- Pozo Vertical

(tomada de <http://bogc.dnrc.state.mt.us/website/mtcbm/cbm/BruceWorkshop.htm>)

4.4.2.- YACIMIENTOS DE CAPAS SUAVES

Muchos de estos yacimientos se encuentran en el Oeste de los EE.UU. y son del tipo subbituminoso y tienen que ser terminados usando técnicas de agujero descubierto. Son frecuentemente muy blandos para permitir el uso de técnicas horizontales, sin embargo, las técnicas de pozos desviados han sido usadas en la cuenca de San Juan donde han

sido más exitosas las técnicas de terminación convencional. En la Cuenca Powder River se usa una tubería de revestimiento cementada desde la cima del yacimiento de carbón hasta la superficie y se deja en agujero descubierto a la formación productora. El yacimiento expuesto es limpiado con un bache de agua (water-flush) en áreas donde el sistema de fracturas no está bien desarrollado, el yacimiento tiene que ser fracturado usando técnicas de estimulación a baja presión.

Una vez que el pozo es terminado, una bomba eléctrica semi-sumergible es corrida en el pozo para bombear el agua del fondo. La bomba es necesaria para sacar el agua del yacimiento a fin de ayudar a la liberación de metano, el cual es mantenido en la formación por la presión y la producción inicial del agua. El gas fluye al pozo y es enviado vía tubería a un separador. El metano puede ser entonces comprimido para su venta o distribución.

En muchas zonas, sólo una formación es puesta en producción por pozo. Muchos esfuerzos de hacer producir más de una formación a la vez han fracasado debido al problema inherente al control del agua. Las restricciones de los diámetros de los pozos y de los equipos de producción hacen complicado y también caro el uso de terminaciones dobles y/o múltiples.

Con pozos poco profundos, es menos caro y complicado perforar pozos en cada formación, que usar otro tipo de terminación. Normalmente, cuando el agua es sacada de la formación, se tienen incrementos considerables de producción de metano. La producción de agua es muy alta al inicio de la explotación, pero declina con el tiempo, entonces la producción de gas incrementa a causa de la extracción del agua de las fracturas y de la liberación del metano dentro de la matriz.

4.4.3.- YACIMIENTOS DE CAPAS DURAS

Los yacimientos encontrados en el Este de los EE.UU. son frecuentemente de una clasificación media-alta a bituminosos de baja volatilidad. Este tipo de yacimientos son perforados y entubados en su totalidad para mantener la estabilidad del pozo después de los tratamientos de fracturamiento. Los pozos son disparados y estimulados para

remover el daño causado por la perforación. Muchos de estos yacimientos no tienen cantidades significativas de agua. Para este tipo de formaciones es normal disparar y producir varios yacimientos al mismo tiempo.

Los yacimientos localizados en esta región de EE.UU. son explotados a través de pozos desviados u horizontales (desplazamiento horizontal en agujero descubierto). Cada pozo puede tener hasta 1066.8 m (3,500 ft), de desplazamiento. Varios laterales pueden ser perforados de pozos verticales con el objeto de producir por varias formaciones o para tomar ventajas del sistema de fracturas presentes en las capas de carbón. Algunas de las capas sólo alcanzan espesores de 1.524 m (5 ft), requiriendo que las compañías controlen la dirección de la perforación.

La producción de los CBM de los yacimientos del Este es muy similar a los del Oeste de los EE.UU excepto por el uso de pozos horizontales o desviados y por el fracturamiento mecánico. Con las capas de carbón siendo de una alta clasificación, el contenido de metano por tonelada también es alto pero requiere que en algunos casos se le proporcione ayuda adicional al sistema de fracturas para maximizar la producción. Los gastos en sí dependen del contenido de gas en las capas de carbón, de la permeabilidad local, de la presión hidrostática, de los tipos de terminación y de las técnicas de producción.

4.5.- PRODUCCIÓN

4.5.1.- INTRODUCCIÓN

El gasto de producción de la explotación de metano en yacimientos de carbón es un proceso que involucra diferentes factores que varían de yacimiento en yacimiento, por ejemplo: el desarrollo de la permeabilidad de fractura, la migración de gas, la maduración del carbón, la distribución del carbón, la estructura geológica, los diferentes tipos de terminación de los pozos y del control de agua producida, entre algunos.

En muchas áreas, lo más buscado es la presencia de sistemas naturalmente fracturados para el desarrollo de áreas para la explotación de metano en yacimientos de carbón. Las áreas donde han ocurrido movimientos geológicos tienden a inducir fracturas naturales lo cual incrementa los canales de flujo en las capas de carbón.

Muchos yacimientos de carbón producen agua, debido a que el sistema de fracturas está lleno de agua. Típicamente, el agua tiene que ser producida continuamente de las capas para reducir la presión del yacimiento y liberar el gas. El costo para tratar y disponer del agua de formación puede ser un factor crítico en los proyectos económicos.

Una vez que la presión en el sistema de fracturas es reducida a causa de la producción de agua a la presión crítica de desadsorción, el gas será liberado de la matriz. La presión crítica de liberación ó desadsorción es la presión en la isoterma de adsorción que corresponde al contenido inicial de agua. Como el proceso de liberación continúa, la saturación de gas libre se incrementa dentro del sistema de fracturas. Una vez que la saturación excede la saturación crítica, el gas liberado fluirá junto con el agua a lo largo del sistema de fracturas hacia los pozos productores.

El gas liberado de la matriz del carbón causa difusión molecular dentro de la propia matriz. La difusión a través de la matriz es controlada por el gradiente de concentración y puede ser descrito por la ley de Fick¹³:

$$q_{gm} = 2.697\sigma D\rho_c V_c(\bar{G}_c - G_s) \dots\dots\dots(4.72)$$

Donde:

q_{gm} = Gasto de gas (difusión), MSCF/día

σ = Factor de la estructura de la matriz, adimensional

D = Constante de difusividad de la matriz, sec^{-1}

ρ_c = Densidad de la matriz, gr/cm^3

V_c = Volumen de la matriz, ft^3

$\overline{G_c}$ = Cantidad de gas contenido en la matriz, SCF/TON

G_s = Capacidad de almacenamiento, SCF/TON

La difusividad y la constante de la estructura de la matriz son usualmente combinados en un parámetro denominado como tiempo de adsorción, y es:

$$\tau = \frac{1}{\sigma D} \dots \dots \dots (4.73)$$

τ es el tiempo requerido para liberar el 63.2% del volumen original de gas. Este tiempo caracteriza los efectos de la difusión y generalmente es determinado de los resultados de las pruebas de liberación.

La ley de Darcy puede representar el flujo de las dos fases en el sistema de fracturas. La porosidad, la permeabilidad y la permeabilidad relativa controlan el flujo de fluidos dentro del sistema de fracturas. Si el proceso de liberación continúa, la saturación de gas se incrementa dentro del sistema y el flujo de metano llega a ser cada vez más dominante. Así que, la producción de agua declina rápidamente hasta que el gasto de gas alcanza los máximos valores y la saturación de agua se aproxima a la saturación de agua irreductible fig. 4.11.

Después que la máxima producción es alcanzada, el comportamiento de este tipo de yacimientos llega a ser muy similar a los yacimientos convencionales de gas.

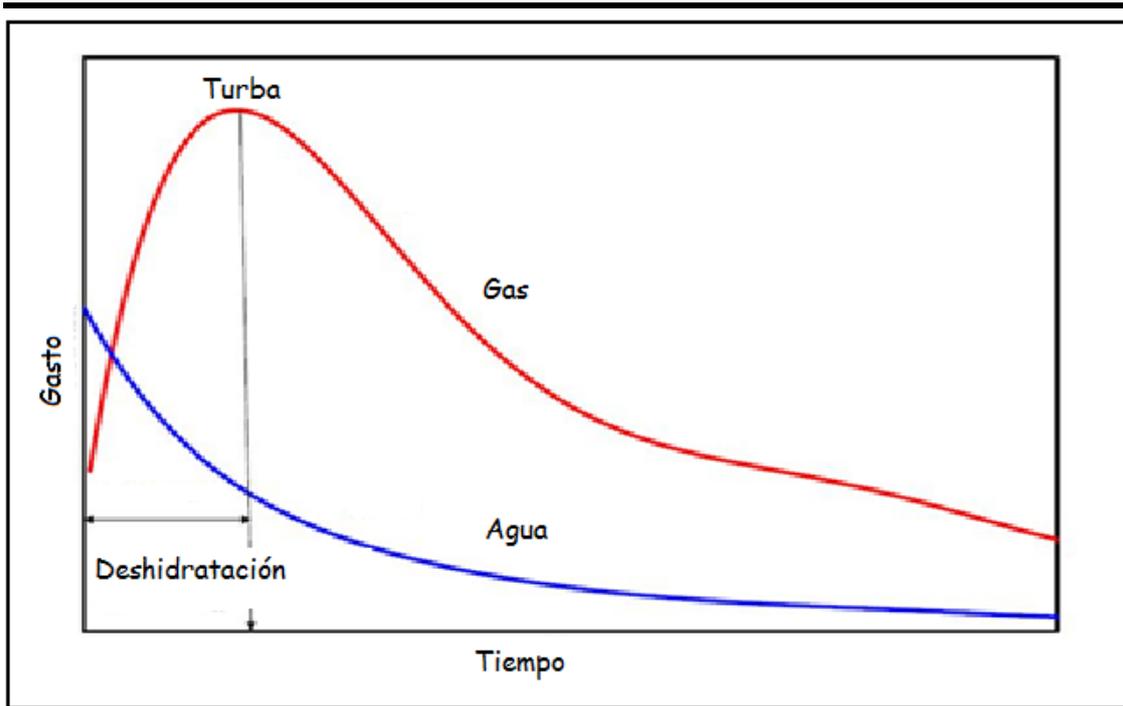


Fig. 4.11.- Historia de producción de la explotación de yacimientos de carbón (tomada de http://www.pe.tamu.edu/wattenbarger/public_html/Selected_papers/--Coalbed%20Methane/CoalbedMethane_Aminian_Paper_1.pdf)

El comportamiento de la producción en estos yacimientos es complejo y difícil de predecir o analizar, especialmente en las primeras etapas de recuperación. Esto es porque la producción es gobernada por la compleja interacción de la difusión de la fase simple del gas a través de la matriz (microporos) y de las dos fases del gas y del agua a través del sistema natural de fracturas (macroporos).

Por tanto, las técnicas convencionales de ingeniería de yacimientos no pueden ser usadas para predecir el comportamiento de la producción. La mejor herramienta para pronosticar el comportamiento de los yacimientos de carbón es un simulador numérico que incorpore las características de flujo y de almacenamiento y que considere los mecanismos que controlan la producción de metano. Además, el ajuste de la historia de un yacimiento con un simulador, es una de las claves para determinar los parámetros del yacimiento, los cuales son difíciles de obtener por otras técnicas.

4.5.2.- PRODUCCIÓN DE LOS COALBED METHANE (CBM)¹⁴

La estrategia del manejo y elevación del agua puede ser desarrollada para mantener la presión hidrostática de la superficie del carbón. Una estrategia aplicada en diversos campos puede asignar el tipo de tubería de producción del pozo para la administración del agua, y del espacio anular en la tubería de producción y de revestimiento para la producción de gas. Esta estrategia hace fácil la selección del tamaño de la tubería para un considerable rango de la producción del pozo.

Cada yacimiento de carbón en el que se explota metano alguna vez produce agua. El agua producida va en rangos de 300 bbl/MMCF en el Norte de la Cuenca de San Juan a 2-6 bbl/MMCF en muchos otros campos. Un pozo con un gasto de 1 bbl/día por encima de un gasto de evaporación puede juntar 6.096 m de agua por día (20 ft), en una tubería de revestimiento de 17.78 cm (7 pulgadas (in)), ejerciendo una presión de 0.7045 kg/cm² (10 psi) en la formación.

La producción y estrategias de bombeo necesitan ser construidas de acuerdo a los requerimientos particulares de cada campo. Para pozos con altos volúmenes de agua, son muchas las opciones disponibles. Para bombear gastos normales de agua las opciones son pocas.

El gas de los yacimientos de carbón se produce de las capas finas de carbón, que pueden comprimirse por la presencia de un cambio estático o de hidrocarburos líquidos. Cuando se comprimen capas de carbón de 10.16 - 20.32 cm (4 – 8 in) de diámetro comúnmente pueden taponar el fondo del agujero y la tubería superficial y el equipo. La tubería, la bomba de vástago, y la bomba de chorro de agua, son las más susceptibles al taponamiento.

La siguiente correlación describe las condiciones donde una bomba eléctrica semi-sumergible (ESP) puede o no ser efectiva, donde los gastos de líquido y gas in-situ en bbl/día a las condiciones del tubo de admisión:

$$\varphi = \left(\frac{666}{P_{in}}\right) \left(\frac{q_{gas}}{q_{liquido}}\right) \dots \dots \dots (4.74)$$

Donde:

q_{gas} = Gasto de gas, en bbl/día

$q_{liquido}$ = Gasto de líquido, en bbl/día

Cuando $\varphi > 1.0$ un ESP puede no ser eficiente la curva.

Una bomba tipo jet necesita suficiente presión para evitar la cavitación en el difusor. Un sistema de bombeo neumático trabaja mejor que con los mismos requerimientos de gas de la formación, pero si se produce a altos gastos el bombeo neumático puede no beneficiar al sistema. La figura 4.12, muestra una aproximación de las capacidades para algunos métodos comúnmente usados para la aplicación de los CBM.

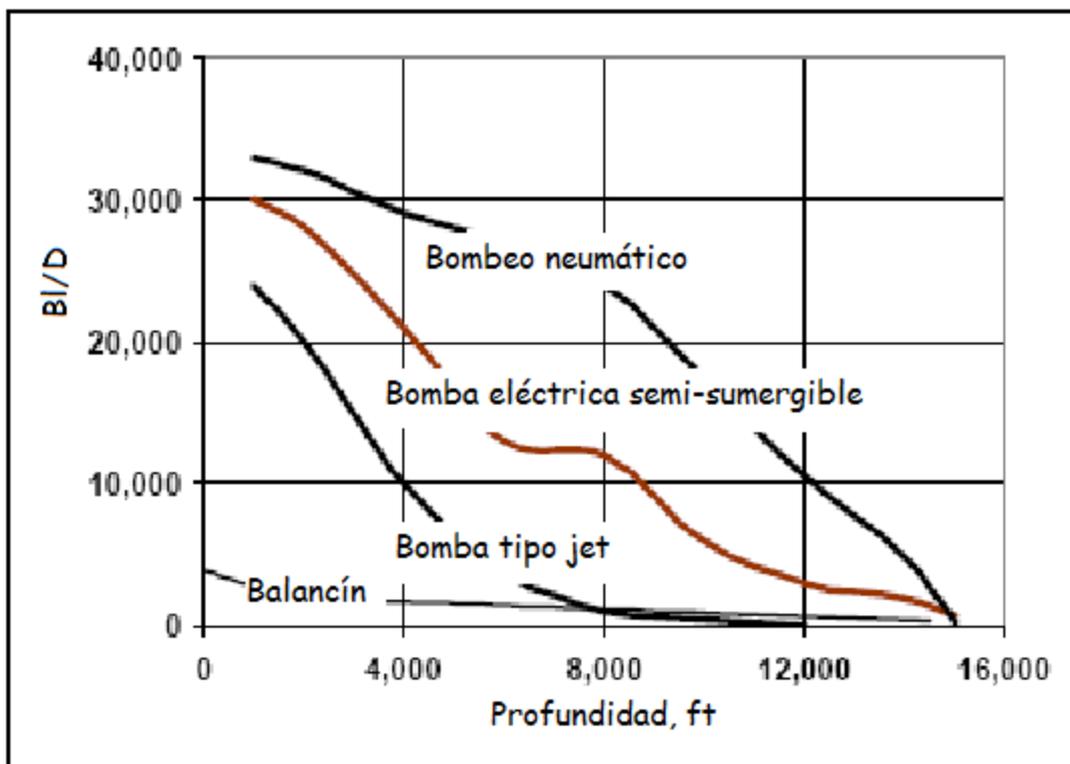


Fig. 4.12.- Sistemas usados para los CBM
(tomada de Simpson D. A., Lea J. F., Cox J. C., 2003)

4.5.2.1.- BOMBA DE VÁSTAGO (BOMBEO MECÁNICO)

Las bombas con balancín son probablemente, en la mayoría de los casos, el método más común para remover líquidos de los pozos en la explotación del metano en yacimientos de carbón. Pueden ser usadas para bombear líquidos a través de la tubería de producción y permitir el flujo de gas por la tubería de revestimiento. Su lectura disponible y su fácil operación promueven su uso en varias aplicaciones.

En la instalación de bombas con balancín se tienen problemas con la gasificación y con la producción cargada de sólidos. El gas en la bomba es en general manejado a través de:

- 1.1.- Separación natural
- 1.2.- Separador de empaques
- 1.3.- Dispositivo colador
- 1.4.- Dispositivo mecánicamente abierto a la válvula viajera que evita el atasco por gas y otros dispositivos que alivian los efectos del golpeteo del fluido.
- 1.5.- Por bombas de construcción para un alto recorrido de compresión.

Las bombas con balancín tienen muchas características recomendadas para las operaciones de los CBM. Con muy bajo flujo en el fondo del pozo, la presión a menudo es un factor, en el bombeo, del cierre del gas en los pozos de los CBM.

4.5.2.2.- BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Tiene la capacidad de tratar sólidos y fluidos viscosos, son inútiles para muchas aplicaciones. El sistema es comúnmente usado para materiales viscosos y arenosos primeramente en Canadá y Venezuela, y también para la elevación del agua de los campos de los CBM. La bomba tiene sólo una parte movable, sin válvulas. La bomba no puede cerrarse con gas pero puede recalentar el gas. Puede producir fluidos con formaciones abrasivas y arenosas, usualmente no se tapa con sólidos.

Las bombas tienen limitaciones. El estator de hule puede ser susceptible a ataques químicos, el estator del elastómero de la bomba puede contener altas temperaturas, y

generalmente limitado a profundidades menores que ≈ 1219.2 - 1524 m (4000 - 5000 ft) debido al resbalamiento entre el rotor/estator.

Consisten principalmente en 2 partes:

1.1.- Una hélice móvil de acero del rotor

1.2.- Una hélice estacionaria de doble tratamiento con elastómero en el estator

Son usadas para elevar el agua de los CBM y pueden contener sólidos, las principales aplicaciones probablemente son interferencia de gas, compatibilidad química y compatibilidad de sólidos. La mayoría de las operaciones inicialmente evitan taponamiento de sólidos y más tarde bajan su producción para un bajo BHP y una mejor separación de gas. La separación de gas es crítica.

Las prácticas operacionales de campo muestran que cerca del 50-50 mezcla de gas-líquido pueden ser bombeadas sin daño al rotor.

El actual desgaste en la mayoría de las aplicaciones ocurre en los estatores, con dos o tres estatores el desgaste ocurre en un rotor hasta que sea reemplazado. También incluso a través de los fluidos de las aplicaciones de los pozos de los CBM son usualmente apacibles para el rotor, aditivos para la escala de inhibición, control de la corrosión o tratamientos de bacterias muestran ser probados para la compatibilidad del elastómero del estator.

La presencia de CO_2 , es causa de muchos fracasos en las bombas de cavidades progresivas en las operaciones de los CBM. Una regla general es que niveles de CO_2 alrededor del 8-10% pueden ser incompatibles con el uso de este tipo de bombas. Niveles menores del 8% pueden trabajar adecuadamente con los elastómeros, pero el éxito es limitado por encima de un 4%. Para pozos con grandes volúmenes de gas (1, 2, incluso 4 MMSCF/día) con pequeñas cantidades de la producción de líquido (≈ 30 bbl/día) viene a dificultar el control del nivel del fluido sobre la bomba y en las aplicaciones de las bombas de cavidades progresivas.

4.5.2.3.- BOMBEO NEUMÁTICO (GAS LIFT)

De todos los métodos de extracción artificial, el bombeo neumático es el que más se asemeja al flujo natural, y tiene un largo recorrido como uno de los métodos más versátiles de extracción artificial. El bombeo neumático es un buen candidato para extraer líquidos de pozos de gas bajo ciertas condiciones.

Tabla 4.8.- Temperaturas de compresión para $k=1.31$, 1.0568 kg/cm^2 (15 Psia), $T=38^\circ\text{C}$ (100°F), y 2.1136 kg/cm^2 (30 psia) de presión en el cabezal del pozo.
(tomada de Simpson D. A., Lea J. F., Cox J. C., 2003)

BHP (Psia)	304.8 m (1000 ft)	609.6 m (2000 ft)	914.4 m (3000 ft)	1524 m (5000 ft)
50	257°C (495 °F)	345°C (653 °F)	404°C (760 °F)	489°C (913 °F)
75	209°C (408 °F)	288°C (551 °F)	343°C (649 °F)	419°C (787 °F)
100	177°C (351 °F)	252°C (485 °F)	302°C (576 °F)	374°C (705 °F)

La ventaja del bombeo neumático, incluye flexibilidad en el diseño del gasto, recuperación de la línea de acero, tratamiento de sólidos, el área de la tubería abierta, bajo perfil en la cabeza del pozo, un compresor que puede servir para diversos pozos, y puede ser usado con pozos múltiples o pozos con diámetro reducido.

La desventaja incluye la necesidad de gas a altas presiones, el pobre rendimiento por la alta viscosidad de líquidos no puede llevar a elevar la presión de la producción del pozo, a un valor tan bajo como en la mayoría de los sistemas de extracción artificial de gas y sistemas de bombeo.

El bombeo neumático puede significativamente aligerar en la tubería el gradiente de presión primeramente por la reducción de la densidad promedio de la mezcla agua-gas y por efecto de la velocidad de las burbujas “depurador de gas” de los líquidos. Sin embargo, no importa el diseño del pozo para pozos de aceite ó pozos de los CBM, la presión en la producción en el fondo del pozo típicamente no puede ser bajada a valores factibles para la mayoría de otros sistemas de bombeo. Por tanto, para los pozos CBM manejan sólidos como un plus, pero la inhabilidad para llevar la formación a bajas presiones es negativa.

Se considera al bombeo neumático, factible en la producción en el fondo del pozo, la presión puede ser evaluada si la producción es lo suficientemente baja, a gastos deseados. El bombeo neumático de pozos de gas se considera de manera convencional con gas adicional, estableciendo un gradiente mínimo o económico en la tubería. Sin embargo, también puede agregarse suficiente gas a la tubería para conservar la velocidad por encima del “gasto crítico”, por lo que el líquido no se presenta.

Se recomienda un sistema convencional de bombeo neumático con válvulas en la tubería de producción 1 ¼”, con líquido y gas una tubería de producción de 4 ½”, y la producción de gas de un yacimiento en tuberías de revestimiento arriba de 7”.

Este sistema es operado a un tiempo intermitente cuando la presión se ha incrementado. Para grandes gastos de producción de líquido, la presión producida en el fondo de la tubería de producción puede ser también alta en las aplicaciones de los CBM.

El bombeo neumático es un método flexible de elevación que no tiene problemas con la interferencia de gas o sólidos para la mayoría de las partes. Sin embargo, al producir, la presión en la cabeza del pozo no tiene valores bajos factibles como otros sistemas de bombeo. No tiene problemas con desgaste de sólidos e interferencia de gas a un grado.

4.5.2.4.- BOMBAS TIPO JET

En el fondo del pozo las bombas tipo jet son usadas en yacimientos de aceite desde los años 1950. Estas bombas son raramente efectivas en pozos de gas debido a que sus partes internas son pequeñas para flujo compresible de baja densidad.

Las bombas tipo jet tienen una poca capacidad para bombear partículas de carbón. El flujo sobre el control de la superficie en el bombeo puede generar suficiente estática eléctrica al comprimir las partículas de carbón. Las partes pequeñas al comprimirse rápidamente, provocan que los fluidos de la formación inicien la cavitación.

4.5.2.5.- BOMBA ELÉCTRICA SEMI-SUMERGIBLE (ESP)

Las bombas eléctricas semi-sumergibles son típicamente reservadas para aplicaciones donde se produce primeramente líquido a grandes volúmenes. Es importante que llegue el gas a la bomba ya que puede causar interferencia de gas si la instalación no es la diseñada apropiadamente.

El gas libre reduce dramáticamente la producción en la cabeza de una bomba eléctrica semi-sumergible y puede impedir el bombeo del líquido a la superficie. En yacimientos de gas se producen grandes volúmenes de líquido, la instalación de la bomba puede realizar efectivamente la eliminación de los líquidos de los pozos mientras permite al gas fluir libremente a la superficie.

Este sistema de bombeo consiste de un motor en el fondo del pozo conectado a una sección sellada, fijo a una bomba centrífuga. Para pozos de carbón poco profundos y bajos gastos, la industria ha adaptado pequeñas bombas para pozos de agua y motores que son baratos, normalmente con etapas plásticas, o etapas de acero inoxidable. Las operaciones son fáciles si los sólidos pueden ser llevados a través de la bomba las operaciones periódicas seguidas no son necesarias si los sólidos son filtrados en el tubo de admisión de la bomba.

La instalación de esta bomba es cara y usualmente consume más energía que un sistema de bombeo con balancín, con los mismos gastos. Puede ser comparada sólo cuando los gastos en pozos tienen un rango operacional de ambos sistemas. Su eficiencia es significativamente reducida (similarmente al sistema de bombeo con balancín y otro sistema, excluyendo al bombeo neumático) cuando la bomba permite que entre el gas.

El control externo del bombeo generalmente se evita con esta bomba en los CBM porque los sólidos pueden rápidamente establecerse fuera de la descarga estática de vapor y pueden atascar la bomba. Una bomba eléctrica semi-sumergible muestra tener una fácil manera de monitorear el hundimiento actual, usando los registros de datos con buenos resultados.

4.5.3.- COMPORTAMIENTO DE POZOS EN YACIMIENTOS DE CARBÓN BAJOSATURADOS.

Los mecanismos de producción de metano en los yacimientos de carbón son diferentes de los yacimientos convencionales de gas. Por ejemplo, un típico yacimiento de carbón primero produce agua hasta que la presión del yacimiento decrece por debajo de la presión de desadsorción en la cual el gas comienza a fluir. Así como el gas es liberado, la matriz se encoje y la permeabilidad del yacimiento cambia con el tiempo.

Debido a esto el método convencional para calcular el comportamiento del pozo no puede ser aplicado a yacimientos de carbón.

Se presenta un método para calcular el comportamiento del pozo (curvas IPR) para yacimientos de carbón bajosaturados basados en una aproximación tipo Fetkovich. Un nuevo concepto para predecir el comportamiento del gas incluye los efectos del encogimiento de la matriz a lo largo de la etapa de producción. La etapa de producción es dividida en tres partes en respuesta a los mecanismos de producción de los yacimientos de carbón. Primeramente, la curva IPR para el agua es calculada en una simple fase. Seguida de una producción de agua y gas. Por último, la tercera parte es la producción solamente de gas. Trabajos previos, consideran esta etapa como la producción solamente de gas, es decir como la explotación de un yacimiento convencional de gas, sin embargo se demuestra que la permeabilidad se incrementa a bajas presiones del yacimiento, resultando en un incremento de producción para una presión de fondo fluyendo (P_{wf}).

Los yacimientos de carbón son yacimientos naturalmente fracturados donde el gas es adsorbido en la matriz mientras el sistema natural de fracturas está inicialmente saturado con 100% de agua. El proceso para producir gas de los yacimientos de carbón es diferente de los yacimientos convencionales de gas. Además, el método común para calcular las curvas IPR es también inadecuado.

Un nuevo concepto para calcular el comportamiento del pozo incluyendo los efectos de encogimiento de la matriz se muestra a continuación.

4.5.4.- MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN¹⁴

Cuando la presión del yacimiento está arriba de la presión de desadsorción el yacimiento es llamado bajosaturado. En este tipo de yacimientos la producción puede ser dividida en tres etapas: sólo producción de agua, producción de agua y gas y por último producción de gas. Inicialmente el agua será producida hasta que la presión del yacimiento caiga por debajo de la presión de desadsorción. En este punto el gas comienza a fluir de la matriz al sistema de fracturas.

Como la saturación de gas incrementa las fracturas, la k_{rg} se incrementa hasta conseguir la saturación crítica en la cual el yacimiento comienza a producir gas con agua. En la tercera etapa como la k_{rg} incrementa la k_{rw} se aproxima a cero donde el agua cesa su producción y el yacimiento produce solamente gas. Kohler y Ertekin (1995) determinaron que el gas almacenado en un yacimiento de carbón es dependiente de la isoterma de Lagmuir.

De la fig. 4.13 el punto **A** es llamado punto de equilibrio. En este punto, la cantidad de gas adsorbido en la matriz es la misma cantidad de gas provista por la isoterma. El punto **B** es un punto llamado saturado, la cantidad de gas adsorbido es igual al punto **A** pero en este punto tiene gas libre apareciendo en el sistema de fracturas y es conformado por una saturación de gas libre (parte alta de la fig. 4.13), el punto **C** es el punto donde la presión del yacimiento es bajosaturado, no habrá gas libre presente en el sistema de fracturas y el gas no se producirá hasta que la presión decrezca a la presión de desadsorción.

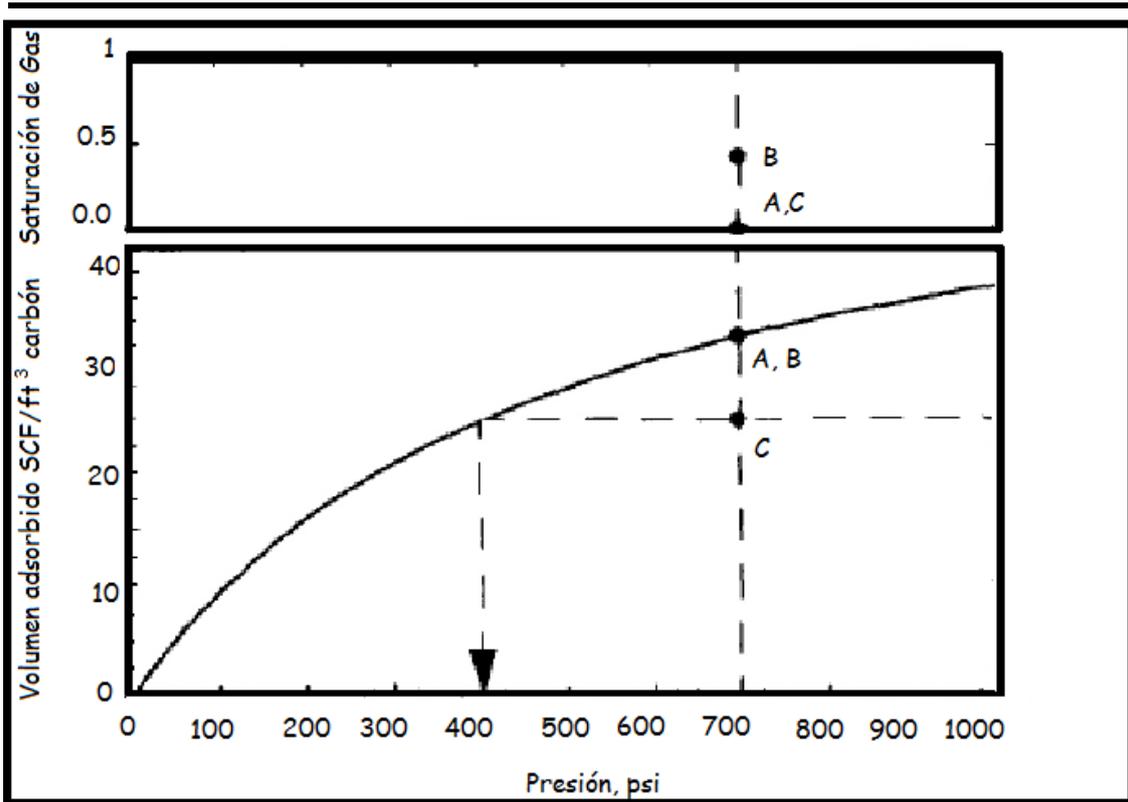


Fig. 4.13.- Isoterma de adsorción de los CBM
(tomada de Thungsuntonkhun W., Engler T.W., 2001)

4.5.5.- TRABAJOS ANTERIORES EN CURVAS IPR EN YACIMIENTOS DE CARBÓN¹⁵

Seidle (1991), trató el gas de este tipo de yacimientos como un yacimiento normal de gas y despreció el periodo de producción de agua. El usó una ecuación de estado pseudoestacionaria para calcular el comportamiento del pozo en este tipo de yacimientos.

$$q_g = \frac{k_g h [m(P_e) - m(P_{wf})]}{1422T \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s + Dq_g \right]} \dots \dots \dots (4.75)$$

La ecuación está en unidades de campo. Seidle (1991) calculó las curvas IPR usando información de un campo de Alabama, la curva IPR calculada por la ecuación (4.75) es razonable a altas presiones; sin embargo, a bajas presiones el ajuste se pierde

rápidamente. Una posible explicación es que la ecuación de Seidle (1991), no toma en cuenta los efectos del encogimiento de la matriz a bajas presiones.

King y Ertekin (1995) aplicaron un método de balance de materia modificado. El modelo trata con el tiempo dependiente de la desadsorción y la difusión así como la producción de ambas fases (agua-gas) pero no toma en cuenta los efectos del cambio de permeabilidad debido a los efectos de encogimiento de la matriz. La información de la permeabilidad relativa es incluida en el modelo a través de la ecuación del comportamiento del pozo y resuelto iterativamente por el método Newton-Raphson.

Otro modelo es la modificación de Kamal y Six por King y Ertekin (1995). Este modelo consideró la producción aplicando un análisis de la presión transitoria y definiendo una pseudopresión para yacimientos de carbón como lo muestra la siguiente ecuación:

$$m(p) = 2 \int_{P_{ref}}^P k_{ma} \left[\frac{\rho_g k_{rg}}{\rho_w s c \mu_g} + \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \right] dp' \dots\dots\dots (4.76)$$

Este modelo es basado en:

- a) El yacimiento tiene un equilibrio en la desadsorción sin tener en cuenta la capilaridad y los efectos de la gravedad
- b) Los gastos de gas y agua son proporcionales al volumen de su yacimiento.

Asumiendo esto, la ecuación puede ser resuelta.

Los resultados de este método fueron soportados por los resultados de previas simulaciones y verificados con información de dos pozos en la Cuenca de San Juan. Las ecuaciones mostradas anteriormente son tentativas para construir las correctas curvas IPR para la explotación del metano en los yacimientos del carbón; sin embargo, ninguna de ellas ha considerado los efectos del encogimiento. El encogimiento de la matriz llegará a ser importante en el periodo final de la producción debido a que la presión disminuye, con un subsecuente cambio en la porosidad y permeabilidad del sistema naturalmente fracturado.

Por tanto, el efecto de encogimiento de la matriz tiene que ser incluido en el cálculo de las curvas IPR.

4.5.6.- EFECTO DE ENCOGIMIENTO¹⁵

Como el agua y el gas son producidos, la presión del yacimiento disminuye.

Harpalani (1990) y coautores presentaron que el encogimiento puede causar que la permeabilidad del sistema fracturado se incremente especialmente cuando la presión cae por debajo de la presión de desadsorción. De acuerdo al trabajo de Harpalani (1990), a presiones mucho más altas que las presiones de desadsorción la permeabilidad del sistema de fracturas es influenciada por la compresibilidad del volumen del poro y tiende a reducir la permeabilidad. Sin embargo, después de que la presión cae por debajo de la presión de desadsorción, el efecto de encogimiento llega a ser dominante resultando en el incremento de la permeabilidad. Ellos también desarrollaron una ecuación empírica para calcular el cambio de la permeabilidad con respecto a la presión.

$$k = \frac{3.3}{p} + 0.76 + 0.0206p^2 \dots\dots\dots(4.77)$$

Donde:

k = Permeabilidad, md

p = Presión, psi

Seidle y Huitt (1995) midieron el encogimiento de la matriz debido a la liberación de gas y concluyeron que este encogimiento depende del tipo de carbón y de la composición del gas. Ellos reportaron que el encogimiento de la matriz de carbón incrementa las fracturas y subsecuentemente incrementa la permeabilidad.

Las ecuaciones para el cálculo de cambio de porosidad y permeabilidad descritas por Seidle y Huitt (1995) son como se presentan abajo:

$$\frac{\phi_f}{\phi_{fi}} = 1 + \left(1 + \frac{2}{\phi_{fi}}\right) Cm(10^{-6})Vm \left(\frac{bp_i}{1+bp_i} - \frac{bp}{1+bp}\right) \dots\dots\dots(4.78)$$

Donde:

Vm = Constante de la isoterma de Langmuir, scf/ton

ϕ_f = Porosidad de la fractura, fracción

ϕ_{fi} = Porosidad de la fractura inicial, fracción

Cm = Coeficiente de encogimiento, $\mu s - ton/scf$

Que pueden ser obtenidas ya sea por medición o por cálculo. La ecuación para Cm es descrita como sigue:

$$Cm = \frac{\varepsilon_{exp} + C_p p}{Vm * \left(\frac{bp}{1+bp}\right)} \dots\dots\dots(4.79)$$

La relación entre la permeabilidad del sistema de fracturas y la porosidad es descrita por:

$$\frac{k_f}{k_{fi}} = \left(\frac{\phi_f}{\phi_{fi}}\right)^3 \dots\dots\dots(4.80)$$

Donde:

k_f = Permeabilidad de la fractura, md

k_{fi} = Permeabilidad de la fractura inicial, md

Palmer y Mansori (1996) desarrollaron una nueva ecuación hipotética para la permeabilidad. La nueva ecuación incluye los efectos de esfuerzo y compresión de la matriz. La formula también se aplica para esfuerzos uniaxiales a condiciones esperadas en la mayoría de los yacimientos, la ecuación es derivada de una ecuación lineal de elasticidad para cambios de esfuerzos en roca porosa, puede ser escrita como sigue:

$$\frac{\phi}{\phi_i} = 1 + \frac{Cm}{\phi_i} (p - p_i) + \frac{C_o}{\phi_i} \left(\frac{K}{M} - 1\right) * \left(\frac{bp}{1+bp} - \frac{bp_i}{1+bp_i}\right) \dots\dots\dots(4.81)$$

$$C_m = \frac{1}{M} - \left[\frac{K}{M} + f - 1 \right] \beta \dots\dots\dots(4.82)$$

Donde:

C_o = Parámetro del ajuste de la curva de Langmuir al cambio volumétrico debido al encogimiento de la matriz,

M = Módulo axial, psi^{-1}

K = Módulo volumétrico, psi^{-1}

f = Coeficiente de fracción en la ecuación C_m de 0 a 1

β = Compresibilidad del grano

La relación entre la porosidad y la permeabilidad se muestra en la ecuación (4.80)

Palmer y Mansori (1996) concluyeron que los cambios en la permeabilidad son función del módulo de elasticidad, porosidad inicial, parámetros de la isoterma de adsorción y de la presión. Además esta ecuación es válida sólo para un componente de gas. También presentaron la ecuación que predice la presión a la cual la permeabilidad empieza a incrementar.

$$P_c = \left(\frac{0.48C_oE}{b} \right)^{\frac{1}{2}} - \frac{1}{b} \dots\dots\dots(4.83)$$

Donde:

E = Módulo de Young, psi^{-1}

b = Constante de presión de Langmuir, psi^{-1}

4.5.7.-MÉTODO PARA CONSTRUIR CURVAS IPR PARA YACIMIENTOS BAJOSATURADOS DE CARBÓN¹⁵

La generación de curvas IPR para yacimientos bajosaturados de carbón se divide en 3 etapas:

-
1. Producción de agua (una simple fase)
 2. Producción de gas y agua (dos fases)
 3. Producción de gas (una simple fase)

La metodología está basada en la aproximación de Fetkovich.

4.5.7.1.- PRODUCCIÓN DE AGUA (UNA SIMPLE FASE)

Se asume que no hay gas libre en el sistema natural de fractura, el pozo inicialmente sólo produce agua desde la presión inicial hasta que la presión cae por debajo del punto llamado presión de desadsorción. Posteriormente, los pozos comienzan a producir gas y agua. Así el comportamiento del flujo del pozo para la fase líquida la ecuación puede ser aplicada en este caso.

$$q_w = \frac{0.00708kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left[\frac{p_o - p_d}{\mu_w B_w} \right] \dots\dots\dots (4.84)$$

4.5.7.2.- PRODUCCIÓN DE GAS Y AGUA (DOS FASES)

Después de que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de desadsorción el yacimiento comienza a producir gas y agua. En este caso la permeabilidad relativa del agua y gas cambian. La permeabilidad relativa del agua decrece como la presión decrece, pero la permeabilidad del gas se incrementa. Se asume que hay gas disuelto en el agua, por tanto dos ecuaciones separadas para gas y agua pueden ser definidas.

Para la fase agua, la ecuación de un flujo no lineal para líquidos puede ser aplicada y modificada como sigue:

$$q_w = \frac{0.00708kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left(\int_{P_d}^P \frac{k_{rw}(S_w, p)}{\mu_w(p) B_w(p)} dp \right) \dots\dots\dots (4.85)$$

Donde la k_{rw} decrece como la presión decrece, mientras la μ_w y B_w son casi constantes, entonces la ecuación (4.85) puede ser escrita como sigue:

$$q_w = \frac{0.00708kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)\mu_w B_w} \left(\int_{P_d}^{P_{at}} k_{rw} \approx 0 k_{rw}(S_w, p) dp \right) \dots\dots\dots(4.86)$$

La función integral de la permeabilidad relativa del agua con la presión pueden ser graficados, k_{rw} vs. p .

En el caso de la fase de gas, la ecuación para el gasto convencional puede ser aplicada al gas de los yacimientos de carbón.

$$q_g = \frac{703 \cdot 10^{-6} kh}{T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left(\int_{P_d}^{P_{at}} k_{rg}(S_g, p) \frac{p}{\mu_g(p)Z(p)} dp \right) \dots\dots\dots(4.87)$$

A bajas presiones, los valores promedio de la μ_g y Z pueden ser asumidos, así como la ecuación (4.87) puede ser reagrupada como:

$$q_g = \frac{703 \cdot 10^{-6} kh}{T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)\mu_g Z} \left(\int_{P_d}^{P_{at}} k_{rg}(S_g, p) * p dp \right) \dots\dots\dots(4.88)$$

La función integral $f(p) = k_{rg}(S_g, p)$ puede ser obtenida de la gráfica de $f(p)$ vs. p

4.5.7.3.- PRODUCCIÓN DE GAS (UNA SIMPLE FASE)

Como la presión del yacimiento continúa cayendo debajo de la presión de desadsorción, la permeabilidad relativa del gas se incrementa, consecuentemente la producción de agua se reduce, por tanto, el gasto de gas puede ser aproximado como una fase de gas convencional. Sin embargo, el concepto de gas seco convencional no puede ser aplicado al gas de los yacimientos de carbón debido a los efectos del encogimiento de la matriz.

Debido a que los efectos de encogimiento de la matriz y la permeabilidad vienen a ser función de la presión, la ecuación para la producción de gas de una simple fase del carbón con los efectos del encogimiento de la matriz pueden ser descritos como sigue:

$$q_g = \frac{703 \cdot 10^{-6} h}{T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \mu_g Z} \left(\int_{P_{k_{rw} \approx 0}}^P k(p) * p dp \right) \dots \dots \dots (4.89)$$

La integración de la ecuación (4.89) es:

$$q_g = \frac{703 \cdot 10^{-6} h}{T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \mu_g Z} \left(\left(k(p) * (p^2 - p_{wf}^2) \right) \right) \dots \dots \dots (4.90)$$

Donde $k(p)$ es la permeabilidad en función de la presión. Los valores de la permeabilidad son obtenidos de las ecuaciones (4.78) a (4.80) por Seidle y Huitt (1995) y las ecuaciones (4.80) y (4.81) por Palmer y Mansori (1996).

4.5.7.4.- ECUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO FASE AGUA

La ecuación del comportamiento del pozo para la producción de agua en la explotación de metano a través de yacimientos de carbón es escrita como:

$$q_w = \frac{0.00708 kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \mu_w B_w} \left((p_o - p_d) - \int_{P_d}^{P_{at_{k_{rw} \approx 0}}} k_{rw}(S_w, p) dp \right) \dots \dots \dots (4.91)$$

4.5.7.5.- ECUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL POZO FASE GAS

Combinando las ecuaciones de gas para la etapa de dos fases y la etapa de una fase, la ecuación del comportamiento del pozo para la producción de gas en la explotación de metano en yacimientos de carbón es escrita como:

$$q_g = \frac{703 \cdot 10^{-6} h}{T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \mu_g Z} \left[\left(k \int_{P_d}^{P_{k_{rw} \approx 0}} k_{rg}(S_g, p) * p \right) dp + \int_{P_{k_{rw} \approx 0}}^P k(p) * p dp \right] \dots \dots \dots (4.92)$$

10 Introduction to Coal Bed Methane, <http://bogg.dnrc.state.mt.us/website/mtcbm/cbm/BruceWorkshop.htm>, consultado el 6 de enero de 2010.

11 Nelson C. R., “Effects of Geologic Variables on Cleat Porosity Trends in Coalbed Gas Reservoirs”, SPE 59787, Alberta Canadá, 3-5 de abril de 2000.

12 T. Ahmed, A. Centilmen, and B. Roux, “A Generalized Material Balance Equation For Coalbed Methane Reservoirs”, SPE 102638, San Antonio, Texas, U.S.A., 24-27 de Septiembre de 2006.

13 Aminiam K., “Coalbed Methane- Fundamental Concepts”, Petroleum & Natural Gas Engineering, Department West Virginia University, http://www.pe.tamu.edu/wattenbarger/public_html/Selected_papers/--Coalbed%20Methane/CoalbedMethane_Aminian_Paper_1.pdf, consultado el 10 de diciembre de 2009.

14 Simpson D. A., Lea J. F., Cox J. C., “Coalbed Methane Production”, SPE 80900, Oklahoma, U.S.A., 22-25 de Marzo de 2003.

15 Thungsuntonkhun W., Engler T.W., “Well Deliverability Of Undersaturated Coalbed Reservoir”, SPE 71068, Keystone Colorado, 21-23 de Mayo de 2001.

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN ECONÓMICA Y CLASIFICACIÓN DE RESERVAS



5.1.- INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de carbón están caracterizados por la doble capacidad de almacenamiento de fluidos. Los yacimientos comprenden bloques de matriz interlineados con fracturas naturales. Una gran cantidad de gas in-situ es adsorbido en la matriz. Otra cantidad puede también existir como gas libre en el sistema de fracturas, el cual típicamente tiene una alta saturación de agua. El gas es liberado en la matriz siguiendo una reducción en la presión, a través de la producción de agua. El transporte de la masa en la matriz de carbón es predominante por difusión. El flujo de gas y agua en las fracturas es descrito por la ley de Darcy.

Las propiedades esenciales de los yacimientos requieren predecir los gastos de producción para la explotación del metano, llamadas propiamente propiedades primarias del yacimiento.

Tabla 5.1.- Datos de las propiedades de los yacimientos
(tomada de Dhir R., Dern Jr. R. R., y Mavor, 1991)

PROPIEDAD PRIMARIA	ESTIMACIÓN DE RECURSOS
Espesor	Registros de densidad en agujero descubierto
Contenido de gas	Pruebas de desadsorción en el lugar
Capacidad de adsorción	Isoterma de adsorción
Coefficiente de difusión	Pruebas de desadsorción en el lugar
Permeabilidad de la fractura	Registro DST en agujero descubierto
Presión del yacimiento	Registro DST en agujero descubierto
Diagnóstico de terminación	Pruebas de producción

La permeabilidad del sistema natural de fracturas del carbón controla la magnitud de los gastos de producción. El contenido de gas de los yacimientos de carbón es mejor determinarlo por la medición del volumen de gas liberado de muestras de carbón recuperadas en la superficie.

El propósito primario de recolectar la información durante el desarrollo de un proyecto de gas a partir de los yacimientos de carbón, es facilitar la caracterización y la estimación de reservas del yacimiento. La medición exacta de los gastos de producción de gas y agua, así como los análisis de las pruebas de presión-producción para el

monitoreo de la presión y la estimación de la permeabilidad, son necesarios para incrementar el nivel de confianza en el modelo del yacimiento y la estimación de reservas.

La producción de gas y agua de los yacimientos de carbón es influida en menor grado por tres propiedades del yacimiento llamadas propiedades secundarias. Estas propiedades típicamente son difíciles de obtener directamente.

- **PERMEABILIDAD RELATIVA.** La relación gas-agua en el sistema fracturado, es controlada por la permeabilidad relativa al gas y al agua, como una función de la saturación de los fluidos. Debido a que la geometría natural de las fracturas y la historia de saturación de los fluidos son dependientes de los procesos de carbonificación y de las condiciones iniciales de los esfuerzos, la relación de las permeabilidades relativas varía de yacimiento en yacimiento. Como complicación adicional, las permeabilidades relativas medidas en el laboratorio frecuentemente no son representativas de las condiciones a nivel de yacimiento.
- **SATURACIÓN DE AGUA INICIAL.** La presencia de gas libre en el sistema de fracturas puede substancialmente incrementar la producción de gas. Desafortunadamente los métodos convencionales para la estimación de la saturación de agua y gas a través de registros en agujero descubierto no son aplicados a los yacimientos de carbón.
- **FRACTURAS NATURALES Y COMPRESIBILIDADES.** Estos factores afectan significativamente el gasto y la declinación de la producción de agua. Sin embargo, no todos los métodos para medir directamente estas propiedades están disponibles.

5.2.- EVALUACIÓN DE RESERVAS¹⁶

5.2.1.- RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas pueden ser estimadas con razonable certeza, para ser recuperadas bajo condiciones económicas actuales. Para la explotación del metano en yacimientos del carbón, con altos grados de certeza, la estimación de reservas se puede conseguir si

las propiedades primarias en la tabla 5.1 son conocidas, y si los datos de producción están disponibles para validar un modelo de yacimiento representativo.

Al clasificar reservas en esta categoría, es necesario tener datos de un registro de agujero descubierto y datos de pruebas de producción. Al obtener núcleos se estima el volumen original del gas de la formación de interés y la estimación de la permeabilidad de las fracturas, y así mejorar la precisión de la estimación de reservas.

5.2.2.- RESERVAS PROBABLES

Las reservas probables son poco seguras, se pueden estimar con un grado de seguridad suficiente que indique que los hidrocarburos es más probable que no se recuperen. Para la explotación de metano en yacimientos de carbón, las reservas probables pueden ser las de las capas de carbón que comprueben la productividad en la misma región geológica.

Se puede conocer la producción de los yacimientos con base en las características de los registros. Para la explotación de metano en yacimientos de carbón, se usan datos de registros de densidad en agujero descubierto, para estimar el espesor neto de carbón recomendado. El volumen original de gas puede ser obtenido por analogía, a través del uso de la presión del yacimiento y la isoterma de adsorción o de datos del registro en agujero descubierto.

La estimación de la permeabilidad del sistema de fracturas puede ser obtenida por analogía, semicuantitativamente, de un análisis de datos de resistividad de un registro de microresistividad.

5.2.3.- RESERVAS POSIBLES

Las reservas posibles son menos seguras que las reservas probables y pueden ser estimadas con un bajo grado de seguridad, el cual es suficiente indicar si los hidrocarburos son más probables de ser recuperados o no. Para la explotación del

metano en yacimientos de carbón, las reservas posibles pueden ser una capa de carbón que compruebe la localización geológica general.

La estimación del espesor neto del carbón, la estructura, y la estratigrafía muestran información de los registros en los pozos. El control de pozos para esta clasificación típicamente es menor que una reserva probable. El volumen original de gas puede ser estimado por analogía, para datos de registros en agujeros descubiertos calibrados por núcleos, correlaciones de registros para áreas cercanas o por datos de la isoterma de adsorción.

La estimación de la permeabilidad de la fractura natural puede ser obtenida por analogía. La estimación semicuantitativa puede ser obtenida de un análisis de datos de resistividad de un registro de microresistividad. Las extensiones de las formaciones productoras son inferidas de estudios geológicos regionales.

5.3.- ANÁLISIS ECONÓMICO¹⁶

Esta sección discute el aprovechamiento usado por el análisis económico de proyectos en la explotación de metano en yacimientos de carbón, los principales factores que afectan los costos y el regreso de estos proyectos.

5.3.1.- METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS ECONÓMICO Y SUPOSICIONES

Este modelo precisa la incorporación de efectos de impuestos de combustibles. El precio del gas se pronostica, con costos de perforación y terminación, costos de agua disponible, gastos de operación y gastos administrativos. El precio de producción puede ser obtenido de la simulación de yacimientos donde la base para los ingresos funciona con la eliminación de los costos de agua en el modelo económico.

5.3.2.- COSTO INICIAL DEL DESARROLLO

El costo inicial del desarrollo incluye adquirir tierras, perforación y terminación de pozos, e instalaciones superficiales. Los costos de perforación asociados con la

explotación de metano a través de yacimientos de carbón del desarrollo de proyectos son similares a los convencionales de aceite y gas. La exploración inicial de pozos incluye costos adicionales de núcleos, registros y datos DST requeridos para la caracterización de yacimientos. Las técnicas para la terminación de pozos en la explotación de metano a través de yacimientos de carbón, varían con el yacimiento y con las características geológicas, incluye tratamientos con fracturas hidráulicas y terminaciones con cavidades con agujeros descubiertos.

Los costos asociados con cada uno de los tipos de terminación varían con los procedimientos de instalación. La superficie facilita incluir un sistema artificial, separación gas-agua, y compresión de gas. En ambos casos, la superficie facilita los costos y son una importante parte total del gasto.

5.3.3.- COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación cubren las operaciones de campo necesarias producidas en el mismo, disponiendo de la producción de agua en un medio ambiente seguro y al entregar el gas al gasoducto. Los costos de operación y mantenimiento incluyen trabajo, energía, combustible, reparaciones, organización y supervisión del campo, y otros costos de mantenimiento. Los costos también pueden incluir una previsión para la reparación de pozos u otros gastos. Los costos por pozo típicamente son reportados mensual o anualmente.

La producción de agua de la explotación de metano a través de yacimientos de carbón, puede variar en cantidad, de agua dulce a hipersalina. La mayoría de los costos de efectivo disponibles depende de la cantidad de técnicas o de la cantidad de agua producida, asuntos logísticos y asuntos ambientales. Se usan varios métodos con aplicación superficial, evaporación de minas, e inyección de agua a pozos. Los costos de esos métodos típicamente son asignados en costo por barril. Para este análisis la predicción asumida del precio del gas fue basado en el porcentaje de precios de 1990, esto es \$1.50 MSCF con un escalonamiento normal del 5% cada siguiente año.

5.3.4.- IMPUESTO DE CRÉDITO POR EL COMBUSTIBLE NO CONVENCIONAL¹⁶

Bajo ciertas condiciones específicas, para la producción de los pozos explotados de carbón se elige el impuesto de crédito por el combustible no convencional. Para éste análisis fue asumido que el crédito sube un 4.3 % hasta su expiración el primero de enero del 2003. Implícitamente en esta suposición el precio del aceite no puede subir niveles grandes, suficiente resulta completar una fase del impuesto de crédito.

5.3.5.- ANÁLISIS DE REGRESIÓN

La sensibilidad del estudio resulta de un sencillo conjunto de ecuaciones lineales que se puede usar a predecir proyectos económicos con base en los valores de las propiedades de yacimientos primarios.

Los análisis estadísticos del estudio de sensibilidad muestran que para la economía y condiciones de costos, el factor de recuperación y el regreso de la economía anticipada en un proyecto de la explotación de metano en yacimientos de carbón está en función de cuatro propiedades primarias del yacimiento: presión inicial del yacimiento P_i , kg/cm² (Psia); volumen original de gas G_c , SCF/ton; espesor de la formación h , m (ft); y la permeabilidad natural de fractura k , md.

La desviación estándar se incrementa con un grado de incertidumbre en la estimación de las reservas. El complejo natural del fenómeno físico gobierna la producción de gas natural de la explotación de metano en yacimientos de carbón, que hace convencional la declinación de la curva de los modelos inusuales para la estimación de reservas.

13 Dhir R., Dern Jr. R. R., and Mavor M. J., "Economic and Reserve Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs", SPE 22024, Dallas, 11-12 de abril de 1991.

Una de las inconsistencias encontradas para realizar este trabajo fue que las unidades de la densidad del carbón no son homogéneas o consistentes con las demás unidades en las respectivas ecuaciones, ya que están dadas en gr/cm^3 , se propone que para que sean homogéneas la densidad del carbón esté dada en slug/ft^3 , no se cambiaron las unidades debido a que las ecuaciones subsecuentes utilizan estas unidades y así como para no modificar las ecuaciones propuestas por el autor.

El metano es apreciado como combustible, para producir cloruro de hidrógeno, amoníaco, etino y formaldehído, también es el punto de partida de la producción comercial de diversos productos químicos como el hidrógeno, el monóxido de carbono y el cianido de hidrógeno.

El metano es un hidrocarburo y el componente primordial del gas natural, así como un poderoso gas de efecto invernadero. A escala mundial, gran cantidad de metano se emite en la atmósfera en lugar de ser recuperado y usado como combustible.

Se debe reconocer la problemática del metano en las cuencas carboníferas sobre todo en lo que hace a su posible aprovechamiento como fuente de energía de bajo costo. El metano o gas grisú es y ha sido un problema grave en la explotación de los cuerpos de carbón, debido tanto a su toxicidad como a su gran riesgo de explosión. Una de las posibilidades que se han manejado es el drenado previo de dicho gas a la explotación de los mantos de carbón, o a su explotación “a posteriori” una vez abandonada la mina.

La emisión del gas grisú a la atmósfera contribuye al deterioro ambiental y al cambio climático. El cambio climático ha tenido serias repercusiones en México y puede llegar a tener aún más, especialmente en las zonas forestales y de cultivo.

Esta liberación incontrolada de gases de efecto invernadero, dentro de los cuales se encuentra el metano, origina que en México en estos momentos sea un país contaminador y que, a la vez se esté malgastando un precioso recurso energético que podría aportar riqueza económica suplementaria a ciertas zonas del país.

Es de destacar que las estimaciones de producción de gas, son lo suficientemente importantes a nivel local como para que se les de un uso industrial o doméstico.

México, además de carecer de altos niveles de eficiencia energética, es un país deficitario en el aprovechamiento de gas natural. El uso de un gas tan energético como del gas grisú, ayudaría a reducir la demanda energética del gas natural y diversificaría el portafolio energético del país.

Geográficamente los principales yacimientos de este recurso natural se localizan en los estados de Coahuila, Oaxaca y Sonora, con pocas posibilidades de contener depósitos económicamente explotables. Las reservas de carbón estimadas en el área son de 23 millones de toneladas, sin embargo, los trabajos geológicos efectuados, indican que actualmente, no son susceptibles de explotación económica.

La región carbonífera de Coahuila es la más importante del país. Una de las cuencas que tiene mayor potencial para la exploración y explotación del carbón es la Cuenca de Sabinas.

Las cantidades de metano generadas no son suficientes en general como para su explotación comercial a gran escala, aunque sí que lo son como fuente local alternativa barata de energía, para la generación de electricidad dedicada tanto a la industria local como para las poblaciones localizadas en sus cercanías. Las cuencas que contienen 500-600 SCF/TON de metano son consideradas muy favorables para la explotación comercial.

Para que un reservorio de CBM presente interés económico debe presentar ciertas características como: contener una suficiente cantidad de gas adsorbido, tener la adecuada permeabilidad para producir ese gas, tener suficiente presión para una adecuada capacidad de almacenamiento y el tiempo de desadsorción debe ser tal que la producción de ese gas sea económicamente viable.

Las operaciones de extracción de carbón en la superficie, en las llamadas minas a cielo abierto, utilizan palas macizas para retirar la tierra y las rocas que hay por encima del carbón, perturbando el paisaje natural. Sin embargo, las nuevas medidas de protección del

suelo existentes en algunos países exigen que las compañías mineras devuelvan al paisaje un aspecto similar al que tenían antes de la explotación del carbón.

La explotación de este recurso promueve la recuperación y el uso del metano como fuente de energía limpia y podría provocar un vuelco en la estructura económica mundial, para que pueda usarse como energético en alguna otra industria u hogar.

De acuerdo al artículo 27 de la constitución política de los Estados Unidos Mexicanos, la explotación de gas metano a través de yacimientos de carbón no está permitida por particulares, debido a que “corresponde a la nación el dominio directo de: todos los recursos naturales, de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas, o yacimientos constituyan depósitos, los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos, yacimientos minerales, el petróleo y todos los carburos de hidrógeno, sólidos, líquidos o gaseosos”.

“Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos de hidrógeno, sólidos, líquidos o gaseosos, o de minerales radiactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señala la Ley reglamentaria respectiva. El dominio de la nación es inalienable e imprescriptible y la explotación por particulares o por las sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes”.

BIBLIOGRAFÍA

Artículos electrónicos

- Aminiam K., “Coalbed Methane- Fundamental Concepts”, Petroleum & Natural Gas Engineering, Department West Virginia University, http://www.pe.tamu.edu/wattenbarger/public_html/Selected_papers/--Coalbed%20Methane/CoalbedMethane_Aminian_Paper_1.pdf, consultado el 10 de diciembre de 2009.
 - Aminiam K., “Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs”, Petroleum & Natural Gas Engineering, Department West Virginia University, http://karl.nrcce.wvu.edu/regional/CoalbedMethane_Aminian_Paper_2.pdf, consultado el 10 de diciembre de 2009.
 - Answer.com, ReferenceAnswers, http://www.answers.com/topic/coalbed_methane, consultado el 10 de diciembre de 2009.
 - Black Diamond Energy Coalbed Methane, Energy, Inc., A Wyoming Corporation <http://www.blackdiamondenergy.com/coalbed.html>, consultado el 10 de diciembre de 2009.
 - Black Diamond Energy, Inc., A Wyoming Corporation, <http://www.blackdiamondenergy.com/coalbed2.html>, consultado el 10 de diciembre de 2009.
 - Clasification and Rank of Coal, Kentucky Geological Survey, University of Kentucky, <http://www.uky.edu/KGS/coal/coalkinds.htm>, consultado el 31 de agosto de 2011.
-

-
- Desechos contaminantes, <http://html.rincondelvago.com/desechos-contaminantes.html>, consultado el 31 de agosto de 2011.
 - El metano de los suelos oceánicos y el cambio climático, <http://www.madrimasd.org/blogs/universo/2009/11/02/127958>), consultado el 31 de agosto de 2011.
 - Handbook on: coalbed methane produced water: Management and beneficial use alternatives, <http://www.gwpc.org/e-library/documents/general/Coalbed%20Methane%20Produced%20Water%20Management%20and%20Beneficial%20Use%20Alternatives.pdf>, consultado el 31 de agosto de 2011.
 - Introduction to Coal Bed Methane, <http://bogc.dnrc.state.mt.us/website/mtcbm/cbm/BruceWorkshop.htm>, consultado el 6 de enero de 2010.
 - Los combustibles fósiles, <http://www.grupopaleo.com.ar/paleoargentina/combustibles.htm>, consultado el 31 de agosto de 2011.
 - ¿Qué se dice carbón o carbono?, <http://enroquedeciencia.blogspot.com/2011/06/que-se-dice-carbon-o-carbono-i.html>), consultado el 31 de agosto de 2011.
 - Technology Today Series, “Coalbed.methane Evaluation”, Techniques-The Current State of the Art, http://www.pe.tamu.edu/wattenbarger/public_html/Selected_papers/--Coalbed%20Methane/SPE%2072274%20Zuber.pdf, consultado el 10 de diciembre de 2009.
 - University of Kentucky, Kentucky Geological Survey, <http://www.uky.edu/KGS/coal/coalform.htm>, consultado el 10 de diciembre de 2009.
-

-
- University of Kentucky, Kentucky Geological Survey, <http://www.uky.edu/KGS/coal/coalkinds.htm>, consultado el 10 de diciembre de 2009.
 - Wikipedia, La enciclopedia libre, <http://es.wikipedia.org/wiki/carb%c3%b3n>, <http://en.wikipedia.org/wiki/Methane>, <http://en.wikipedia.org/wiki/Adsorption>, consultado el 10 de diciembre de 2009.
 - World Coal Institute, [http://www.worldcoal.org/bin/pdf/original_pdf_file/coal_resource_overview_of_coal_report\(03_06_2009\).pdf](http://www.worldcoal.org/bin/pdf/original_pdf_file/coal_resource_overview_of_coal_report(03_06_2009).pdf), consultado el 10 de diciembre de 2009.
 - World Coal Institute, <http://www.worldcoal.org/coal/what-is-coal/>, consultado el 10 de diciembre de 2009.

Artículos SPE

- Cervik J., “Behavior of Coal-Gas Reservoirs”, SPE 1973, Pittsburgh Pennsylvania, 2-3 de Noviembre de 1967.
 - Dhir R., Dern Jr. R. R., and Mavor M. J., “Economic and Reserve Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs”, SPE 22024, Dallas, 11-12 de abril de 1991.
 - Gillies A., Snygg A. J., Dickehuth D., “Utilization and Recovery Economics For Vertical Wells in Coalbed Methane”, SPE/DOE 8946, Pittsburgh Pennsylvania, 18-21 de mayo de 1980.
 - Michael D. Zuber and Charles M. Boger II, Schlumberger Holditch-Reservoir Technologies. Coalbed-Methane Evaluation, Techniques-The Current State of the Art., SPE 72274, febrero 2002
-

- Nelson C. R., “Effects of Geologic Variables on Cleat Porosity Trends in Coalbed Gas Reservoirs”, SPE 59787, Alberta Canadá, 3-5 de abril de 2000.
- R.S. Metcalfe, D. Yee, J.P. Seidle, and R. Puri, Amoco Production Co., “Review of Research Efforts in Coalbed Methane Recovery”, SPE 23025, Western Australia, 4-7 de Noviembre de 1991.
- Schrider L. A., Wise R. L., “Potencial New Sources of Natural Gas”, SPE 7628, Washington DC, 1-3 de Noviembre de 1978.
- Simpson D. A., Lea J. F., Cox J. C., “Coalbed Methane Production”, SPE 80900, Oklahoma, U.S.A., 22-25 de Marzo de 2003.
- Thungsuntonkhun W., Engler T.W., “Well Deliverability Of Undersaturated Coalbed Reservoir”, SPE 71068, Keystone Colorado, 21-23 de Mayo de 2001.
- T. Ahmed, A. Centilmen, and B. Roux, “A Generalized Material Balance Equation For Coalbed Methane Reservoirs”, SPE 102638, San Antonio, Texas, U.S.A., 24-27 de Septiembre de 2006.

Libros

- Diccionario Español de las Ciencias, Editorial Espasa 1999.
 - Enciclopedia Ilustrada, Editorial Durvan. Ed. 2002
 - Enciclopedia Microsoft Encarta 99, Ciencia y Tecnología, Editorial McGraw-Hill 1998
-

-
- Tecnología Industrial 1°. Bachillerato, Editorial McGraw-Hill.
 - Transporte de hidrocarburos por ductos. Autores: Ing. Francisco Garaicochea Petreña, Ing. César Bernal Huicochea, Ing. Oscar López Ortiz. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 1991

Revistas

- Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Volumen Conmemorativo del Centenario, Revisión de Algunas Tipologías de Depósitos Minerales de México, tomo LVIII, núm1, 2006, p.141-169, [http://boletinsgm.igeolcu.unam.mx/epoca04/5801/\(5\)Corona.pdf](http://boletinsgm.igeolcu.unam.mx/epoca04/5801/(5)Corona.pdf), Consultado el 27 mayo de 2010.

Tesis

- Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de Sabinas, Coahuila. Autor: Félix Alberto Galindo Ixpango. Director de tesis: Ing. Javier Arellano Gil. UNAM, Facultad de Ingeniería, Cd. Universitaria, México D.F. octubre 2010.
 - Exploración y producción en lutitas gasíferas. Un recurso no convencional en México. Autor: Oscar Daniel Hernández Rodríguez. Director de tesis: Ing. Javier Arellano Gil. UNAM, Facultad de Ingeniería, Cd. Universitaria, México D.F. agosto 2009.
-