



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

## FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

### APROVECHAMIENTO Y EXPLOTACIÓN DEL GAS ASOCIADO A LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN (GAS GRISÚ)

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N

**DAVID ORLANDO LLITERAS POPOCA  
JOSÉ ALFONSO SÁNCHEZ REYES**

DIRECTOR DE TESIS:  
M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

CIUDAD UNIVERSITARIA

6 DE MAYO DEL 2010.

MÉXICO, DF.





Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.

## AGRADECIMIENTOS

J. Alfonso Sánchez Reyes:

### A MIS PADRES:

Quienes me apoyaron a lo largo de mi carrera y en la terminación de este trabajo, el fruto de mucho esfuerzo y sacrificio no hubiera sido posible sin mi padre Jorge Sánchez Álvarez y mi madre Patricia Reyes Estrada, al ser parte de mi vida mis éxitos se vuelven parte de ustedes. Mi agradecimiento es la memoria del corazón.

### A LA UNAM

Mi universidad y mi casa que llevaré con orgullo en mi profesión. A mis profesores que me enseñaron y corrigieron. Por mi raza hablará el espíritu.

### A MIS HERMANOS

A mi hermano Rafael Sánchez quien es ejemplo de dedicación y responsabilidad, y mis hermanos menores Rodrigo y Esther les agradezco los momentos felices que pasamos como familia.

### A MI FAMILIA

A todos mis tíos y tías que me apoyaron durante toda mi carrera y en los momentos difíciles. A mis abuelos y en especial a mi abuela Josefina Álvarez Marín quien ya no pudo ver terminado este trabajo pero la recuerdo con mucho cariño.

### A MI NOVIA

Por que tu apoyo y cariño me ayudaron a ser mejor persona y por los momentos difíciles y felices que forman parte de mi vida, te quiero mucho Karlita admiramos a las mujeres por motivos pero las amamos sin motivos.

### A MIS AMIGOS

Personas importantes por todo lo que vivimos juntos estos cinco años: Juan, Liz, Karlita Memo, Bety, Esmé Sergio, Juanillo, Toño, Mike Pere Carlos y en especial a Viridiana Nañez quien falleció el semestre pasado pero vive en todos nosotros. A mis compañeros y amigos de la carrera: David Llitas, Davis, Aurora, Claudian Raúl Alan, Lalo.

“Lo que sabemos es una gota de agua; lo que ignoramos es el océano”

Isaac Newton, 1642-1727.

David Orlando Llitas Popoca:

A mi familia.

Por haber sido el pilar en mi desarrollo personal y profesional, a mi madre Ana Rosa Popoca Flores, a mi padre Lorenzo Llitas Jiménez y a mis hermanos Ana Lorena y Lorenzo, los cuales me dieron todo su amor incondicional, su comprensión y motivación para seguir siempre adelante.

-La familia es un grupo donde tú eres protagonista-

A mi novia.

Gloria Lorena, gracias por haberme dado fuerza e inspiración necesaria para haber concluir un paso más en mi vida, por haber estado presente en los momentos más difíciles y por su inmensa comprensión en toda ocasión.

-La vida sin el amor es como un frutal sin fruta-

A la UNAM.

Por haberme dado la enseñanza y desarrollo que cualquiera persona necesita en el trayecto de la vida, por las grandes oportunidades que me ofreció, por los momentos magníficos vividos y por la excelente plantilla de profesores, investigadores y trabajadores que me apoyo.

-Por mi raza hablará el espíritu-

A mis amigos.

Por haber hecho de mi paso en la universidad los mejores momentos de mi vida, por su ayuda en los momentos más difíciles y por su amistad incondicional que cada uno me otorgo y preservaré toda la vida

-Al final, no nos acordaremos tanto de las palabras de nuestros enemigos, sino de los silencios de nuestros amigos- (Martin Luther King, Jr.)

A mis profesores.

Por haberme mostrado el camino a seguir, por sus palabras constantes de motivación, por su amistad siempre presente y por sus conocimientos compartidos a diario.

-Educa a los jóvenes y no será necesario castigar a los hombres- (Pitágoras)

Finalmente a todas aquellas personas que de una u otra forma me ayudaron y apoyaron durante toda mi vida universitaria, secretarias, vigilantes, técnicos, conserjes, vendedores, entrenadores y funcionarios académicos.

# ÍNDICE

<b>Resumen</b>	<b>4</b>
<b>Lista de figuras</b>	<b>5</b>
<b>Lista de Tablas</b>	<b>7</b>
<b>Lista de mapas</b>	<b>7</b>
<b>Introducción</b>	<b>8</b>
<b>1 Yacimientos de carbón con gas asociado</b>	<b>10</b>
1.1 Características del carbón	10
1.2 Aspectos geológicos de las vetas de carbón	16
1.2.1 Porosidad primaria	19
1.2.2 Porosidad secundaria	19
1.3 Genética del gas asociado a los yacimientos de carbón	21
1.4 Yacimientos de carbón con gas asociado en México	23
1.4.1 Cuencas carboníferas con potencial en México	24
1.4.2 Reservas potenciales de gas grisú en México	25
1.5 Importancia de la explotación del gas grisú en México	28
1.6 Diferencia entre yacimientos de gas convencional y yacimientos de carbón con gas asociado (gas grisú)	29
1.6.1 Composición del gas	30
1.6.2 Adsorción	31
1.6.3 Producción de agua	32
1.6.4 Flujo de gas	34
1.6.5 Propiedades físicas de la roca	34
1.6.6 Contenido de gas en los principales yacimientos carboníferos de Estados Unidos de Norteamérica	35
1.6.7 Rango del carbón	36
1.6.8 Curvas de declinación en la producción de gas	37
<b>2 Análisis de la reserva de gas</b>	<b>38</b>
2.1 Contenido de gas en el carbón	40
2.1.1 Contenido de gas: Muestra en bruto	42
2.1.2 Contenido de gas: Muestra en bruto sin agua	43
2.1.3 Contenido de gas: Muestra-seca, sin ceniza	43
2.1.4 Contenido de gas: Muestra-seca, sin humedad residual, cenizas y azufre	45
2.1.5 Contenido de gas: Cálculo teórico de contenido de gas en carbón puro	46
2.1.6 Contenido de gas: In-situ	48
2.2 Cálculo de la reserva de gas	49
2.3 Determinación de la capacidad de sorción: Método de isothermas	53
<b>3 Extracción del gas asociado a yacimientos de carbón</b>	<b>56</b>
3.1 Tipos de explotación del carbón con gas grisú	56
3.1.1 Minería subterránea	56
3.1.2 Minería a cielo abierto	58
3.1.3 Minas abandonadas	59
3.2 Métodos de drenado antes del minado	60
3.2.1 Barrenos horizontales	60
3.2.2 Barrenos verticales o inclinados	61
3.2.3 Barrenos verticales fracturados hidráulicamente	62
3.2.4 Barrenos horizontales de radio corto	64
3.3 Métodos de drenado después del minado	66
3.3.1 Método de cavidades empacadas	66
3.3.2 Método de cavidades cruzadas	67

3.3.3	Método de barrenado vertical o de caídos (GOB)	67
3.4	Transporte del gas grisú en minas subterráneas	69
<b>4</b>	<b>Explotación y producción de gas grisú</b>	<b>73</b>
4.1	Construcción y terminación de un pozo de gas grisú	73
4.1.1	Perforación	73
4.1.2	Barrenas	77
4.1.3	Fluidos de perforación	77
4.1.4	Cementación	78
4.1.4.1	Espumas cementantes	80
4.1.4.2	Aditivos especiales	80
4.2	Terminación	81
4.3	Medición superficial del gas grisú	84
4.3.1	Medición de referencia en la cabeza del pozo	85
4.3.1.1	Medidor tipo turbina	86
4.3.1.2	Medidor de desplazamiento positivo	89
4.3.1.3	Medidor de placa de orificio	90
4.3.2	Medición de transferencia de custodia	92
4.3.2.1	Medidor másico tipo coriolis	92
4.3.2.2	Medidor tipo V-Cone	95
4.4	Procesos de tratamiento de gas	97
4.4.1	Deshidratación del gas grisú	98
4.4.1.1	Deshidratación por absorción	98
4.4.1.2	Deshidratación por adsorción	99
4.4.2	Proceso de endulzamiento	100
4.4.2.1	Procesos que emplean solventes físicos	102
4.4.2.2	Procesos de membranas de filtración selectiva	103
4.4.2.3	Procesos que emplean solventes químicos	103
4.4.2.4	Separación del dióxido de carbono	104
<b>5</b>	<b>Manejo del agua producida con gas grisú</b>	<b>106</b>
5.1	Gastos de agua en pozos de gas grisú	109
5.1.1	Gastos iniciales de agua producida	109
5.2	Gastos de declinación del agua producida	111
5.3	Anomalías en los gastos de agua producida	112
5.3.1	Contenido químico	113
5.4	Regulaciones ambientales	116
5.4.1	Límites tóxicos del agua producida	116
5.5	Usos del agua producida por el gas grisú	118
	<b>Conclusiones</b>	<b>120</b>
	<b>Recomendaciones</b>	<b>121</b>
	<b>Nomenclatura</b>	<b>122</b>
	<b>Referencias</b>	<b>126</b>
	<b>Anexo A: Seguridad en minas de carbón con presencia de metano</b>	<b>129</b>
	Monitoreo de metano en minas y túneles	129
	Monitoreo del metano en espacios accesibles	130
	Monitoreo del Metano en espacios reducidos	131
	Monitoreo de Metano en silos	132
	Medición de gas emitido del carbón en superficie	132
	<b>Anexo B: Normas Mexicanas</b>	<b>136</b>

## **Resumen**

El principal objetivo de esta tesis es exponer la explotación del gas asociado a los yacimientos de carbón y las características que permitan un mejor análisis para el aprovechamiento del gas venteado a la atmósfera. La explotación del gas no implica solamente una recuperación monetaria, sino que también ayuda a mitigar el calentamiento global y mejorar las condiciones operativas en las minas de carbón.

En el capítulo 1 son detallados los conceptos geológicos que afectan la formación del gas grisú, así como las diferencias que tiene con el gas convencional. Para conocer el volumen de gas que existe en la formación se utilizan métodos diferentes a los empleados en los yacimientos de gas convencionales, los cuales son estudiados en el capítulo 2. Posteriormente se describen los métodos de explotación que son empleados para la recuperación del gas grisú. Finalmente en el capítulo 4 y 5 se describen los procesos de producción del gas y del agua que se deben realizar previo a su disposición.

## Lista de figuras

Fig. 1.1 Muestra de carbón mineral.....	11
Fig. 1.2 Muestra de turba.....	12
Fig. 1.3 Muestra de carbón bituminoso.....	13
Fig. 1.4 Muestra de carbón antracítico.....	13
Fig. 1.5 Modelo tradicional de depósitos de carbón y ambientes de depositación.....	18
Fig. 1.6 Esquema de los tipos de fracturas en yacimientos con gas grisú.....	20
Fig. 1.7 Esquema de la generación del carbón.....	22
Fig. 1.9 Comparación del desarrollo entre el gas grisú y el gas convencional....	33
Fig. 1.10 Contenido de gas de acuerdo al rango de carbón en México.....	37
Fig. 2.1 (a) Método USBM para determinar el volumen de gas perdido.....	39
Fig. 2.1 (b) Gráfica del contenido máximo de gas. Yacimiento San Juan, EE.UU.....	47
Fig. 2.2 Estimación de la reserva de gas y factor de recuperación.....	52
Fig. 2.3 Uso de isothermas de sorción en la determinación del contenido de gas.....	53
Fig. 3.1 Ejemplo de mina subterránea.....	57
Fig. 3.2 Sistema de ventilación en una mina subterránea (Mina VII, Mimosa).....	57
Fig. 3.3 Técnica de minado a cielo abierto.....	58
Fig. 3.4 Esquema general de la explotación de gas grisú en yacimientos de carbón.....	59
Fig. 3.5 Ejemplo de barrenado horizontal en bloques.....	61
Fig. 3.6 Ejemplo de un barrenado vertical.....	62
Fig. 3.7 Fracturamiento hidráulico.....	63
Fig. 3.8 Barreno horizontal de radio corto.....	65
Fig. 3.9 Extracción mediante cavidades empacadas.....	66
Fig. 3.10 Método de barrenado vertical tipo GOB.....	68
Fig. 3.11 Instalación de tubería subterránea.....	70
Fig. 4.1 (a) Perforación de un pozo vertical y tipo GOB.....	74
Fig. 4.1 (b) Ejemplo de perforación bajo balance.....	75
Fig. 4.1 Perforación multilateral de un estrato carbonífero.....	76
Fig. 4.2 Ejemplo de aplicación de la perforación multilateral.....	76
Fig. 4.3 Diferentes tipos de pozos.....	78
Fig. 4.4 Terminación en agujero descubierto en intervalos.....	82
Fig. 4.5 Diagrama general de una terminación entubada.....	83



Fig. 4.6 Proceso de bombeo de agua “dewatering” .....	84
Fig. 4.7 Estación de medición en Wasilla, Alaska.....	85
Fig. 4.8 Dispositivo de funcionamiento del medidor tipo turbina.....	86
Fig. 4.9 Ejemplo del medidor tipo turbina.....	87
Fig. 4.10 Principio de funcionamiento del medidor de desplazamiento positivo.....	89
Fig. 4.11 Principio de operación del medidor de placa de orificio.....	91
Fig. 4.12 Generación de la fuerza Coriolis.....	93
Fig. 4.13 (a) Variación de la aceleración de Coriolis en función de la velocidad.....	94
Fig. 4.13 (b) Ejemplo de medidor tipo Coriolis.....	95
Fig. 4.14 Funcionamiento del medidor tipo V-Cone.....	96
Fig. 4.15 Diferentes tipos de medidores tipo V-Cone.....	97
Fig. 4.16 Proceso de deshidratación con el uso de glicol.....	99
Fig. 4.17 Clasificación de los gases dulces en México.....	101
Fig. 4.18 Clasificación de los gases amargos.....	101
Fig. 5.1 Producción de agua en el campo Oak Grove, EE.UU.....	111
Fig. 5.2 Declinación exponencial del agua en el pozo “3440-C”.....	112
Fig. 5.3 Iones de cloro en el agua del yacimiento Warrior, EE.UU.....	115
Fig. 5.4 Tratamiento en superficie del agua en el yacimiento Warrior, EE.UU.....	117

### **Lista de Tablas**

Tabla 1.1 Rango del carbón por la ASTM.....	12
Tabla 1.2 Reservas probadas y posibles de yacimientos de carbón.....	27
Tabla 1.3 Cuencas de carbón y contenido de gas grisú.....	27
Tabla 1.4 Usos del gas grisú dependiendo de la calidad del gas.....	28
Tabla 1.5 Composición de los gases.....	31
Tabla 4.1 Calidad del gas natural para gasoductos.....	105
Tabla 5.1 Composición química del agua en yacimientos de carbón.....	113

### **Lista de mapas**

Mapa 1.1 Localidades Carboníferas de México (Salas y Benavides, 1976).....	25
Mapa 1.2 Planos de localidades de la cuenca de Sabinas, Coahuila (Rivera –Martínez y Alcocer-Valdés, 2003).....	26

# **APROVECHAMIENTO Y EXPLOTACIÓN DEL GAS ASOCIADO A LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN (GAS GRISÚ)**

## **Introducción**

El aprovechamiento del gas metano de las minas de carbón en el mundo es una realidad desde hace más de medio siglo. En los inicios del siglo XIX se inició la explotación de las minas de carbón en Inglaterra y el gas extraído se utilizaba para iluminar la ciudad de Londres. En 1931 se perforó el primer pozo vertical para extraer el gas grisú en West Virginia, EE.UU. En el caso de Alemania, desde 1950 se inició la construcción de gasoductos para transportar el gas grisú, siendo su uso principalmente para la generación de energía térmica y eléctrica.

El desarrollo de la tecnología de extracción del gas grisú en los EE.UU. ha sido muy notable, debido principalmente a la introducción en 1978 de una nueva Ley del Gas Natural que permitía a los productores de gas grisú recibir un mayor precio en comparación con el gas natural de fuentes convencionales; y de 1984 a 1992 se ofrecieron créditos fiscales a la producción de gas grisú. En el año 2005 en EE.UU. la producción de metano del gas grisú conformó cerca del 9.8% de la producción de gas natural no-asociado y el 7.4% de la producción total de gas natural y para el año 2007 la producción de gas no-asociado aumento 22 billones de pies cúbicos (EIA, 2009)

En México el potencial de explotación del gas grisú o gas asociado a yacimientos de carbón se encuentra principalmente en la zona norte del país. Las cuencas de carbón son las que generan este tipo de gas metano y por lo tanto es necesario conocer los aspectos geológicos que la forman para una buena explotación. El desarrollo de proyectos destinado al aprovechamiento requiere un análisis integral, es decir, conocer las condiciones geológicas, la reserva de gas, el volumen de agua a producir, así como el tipo de instalaciones superficiales necesarias.

Existen diferentes técnicas de extracción del gas grisú, éstas dependen del tipo de explotación de las vetas de carbón, donde se encuentra el gas metano. Las técnicas de explotación del carbón son a cielo abierto o subterráneo. La extracción del gas metano puede ser antes, durante o después del minado.

El cálculo de la reserva de gas es diferente al procedimiento que se realiza en los yacimientos de gas convencionales. Existen dos métodos para realizar el cálculo de la reserva: Método directo y método indirecto. El método directo se basa en obtener el contenido de gas a partir de una prueba de desorción realizada a una muestra de carbón obtenida de núcleos. El método indirecto utiliza la información de pozos o campos previamente analizados, y es conocido como el método de isotermas.

Para obtener un gasto óptimo durante la explotación del gas asociado a yacimientos de carbón, es necesaria una perforación y terminación diferente a la convencional con el fin de ocasionar el menor daño posible a la formación, si es necesario aumentar el gasto se puede implementar un sistema de estimulación. Para tener un control de la producción del gas es necesaria una medición superficial de referencia y una medición de transferencia de custodia antes de ser vendido o llevado a gasoductos de Pemex. Para que el gas cumpla con las condiciones que exigen las normas mexicanas es necesario un tratamiento al gas grisú, que incluye la deshidratación y endulzamiento.

Una característica importante de la explotación de gas grisú son los grandes volúmenes de agua que pueden llegar a producirse durante la vida de un pozo. El agua producida requiere de un tratamiento y manejo dependiendo de su calidad. La calidad se determina mediante el análisis del contenido químico que presenta, los elementos que se estudian son: Oxígeno disuelto, demanda bioquímica de oxígeno, hierro, magnesio y volumen de sólidos totales disueltos. El manejo del agua influye directamente en la explotación y producción de gas grisú.

# 1 Yacimientos de carbón con gas asociado

Los yacimientos de carbón con gas asociado son conocidos como “Coalbed methane” (CBM), o bien como yacimientos de gas natural contenido en capas de carbón<sup>1</sup>. Se consideran yacimientos de gas no convencionales a partir de que el gas se genera como producto secundario de la formación del yacimiento de carbón. Esto quiere decir que la roca generadora es también roca almacén y el gas no se encuentra de forma libre (casquete de gas) como en yacimientos de gas convencionales. Los yacimientos de areniscas y carbonatos convencionales almacenan el gas comprimido en una trampa geológica y roca almacén. El metano en el carbón se encuentra atrapado por un sistema de adsorción. A continuación se definen los conceptos fundamentales de yacimiento de carbón con gas asociado:

## 1.1 Características del carbón

### Carbón

El carbón es una roca sedimentaria utilizada como combustible fósil, de color negro. Compuesta por carbón mineral (ver fig. 1.1), arcillas y otros materiales como cenizas y trazas de compuestos volátiles (agua, metano, amoníaco, etano, propano, dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico). Su composición química total varía según el tipo de carbón desde  $C_{137}H_{97}O_9NS$  para carbón bituminoso hasta  $C_{240}H_{90}O_4NS$  para carbón antracítico. La energía calorífica depende del contenido de carbono en el carbón mineral. El carbón mineral está compuesto de macerales<sup>2</sup> (liptinitas, vitrinitas e inertitas) que son partículas de origen orgánico distintivas bajo el microscopio por sus propiedades ópticas (reflectividad). Las liptinitas son los macerales menos comunes y son los únicos que pueden contener algo de hidrógeno. El carbón está compuesto de estructuras complejas de carbono que han sustituido

---

<sup>1</sup> “Producing natural gas from gas” revista, reportaje de John Anderson et al.

<sup>2</sup> Macerales. Son los restos de plantas y materiales degradados de las mismas que componen el carbón, los cuales tienen propiedades físicas y químicas que permite su distinción y clasificación.

estructuras originales de bencenos y naftalenos, unidas entre sí por átomos externos como OH, N y S, no es considerado que el hidrógeno esté unido al carbono directamente como en los hidrocarburos, aunque pueden existir moléculas ocasionales de CH<sub>2</sub>.



Fig. 1.1 Muestra de carbón mineral

### **Grado de carbonización**

El grado de carbonización, es el grado de cambios que ha sufrido la turba hasta transformarse en antracita, define las propiedades físicas y químicas del carbón. Los carbones de bajo rango, como el lignito y los carbones sub-bituminosos son típicamente suaves con apariencia terrosa. Se caracterizan por niveles de humedad muy altos y bajo contenido de carbono, lo que les imprime la característica de tener bajo poder calorífico. Los carbones de alto rango son generalmente duros y fuertes, de color negro y lustre vítreo, contienen más carbono, menos humedad, y producen más energía. La antracita está en la cima de la escala y tiene de forma correspondiente más poder calorífico y humedades muy bajas.

Existen varias clasificaciones de los carbones según su rango. La Tabla 1.1 presenta los tipos de carbón especificados por la American Society for Testing and Materials (ASTM<sup>3</sup>) en la norma Standard D388-88 de su libro anual. El carbón

---

<sup>3</sup> ASTM D388-88, "Standard Classification of Coals by Rank," *Libro anual de la ASTM Standards* (Abril, 1979), Parte 26.

pasa por cuatro clases durante su maduración: lignito, sub-bituminoso, bituminoso y antracítico.

Tabla 1.1 Rango del carbón por la ASTM

Clase	Grupo	Abreviación
Antracítico	Meta-antracítico	Ma
	Antracítico	An
	Semi-antracítico	Sa
Bituminoso	Bajo en volátiles	Lvb
	Medio en volátiles	Mvb
	Alto en volátiles A	hvAb
	Alto en volátiles B	hvBb
	Alto en volátiles C	hvCb
Sub-bituminoso	Sub-bituminoso A	Suba
	Sub-bituminoso B	subB
	Sub-bituminoso C	subC
Lígnito	Lígnito A	LigA
	Lígnito B	ligB
Turba	Turba	Turb



Fig. 1.2 Muestra de turba



Fig. 1.3 Muestra de carbón bituminoso



Fig. 1.4 Muestra de carbón antracítico

Los carbones bituminosos y sub-bituminosos contienen un mayor número de compuestos volátiles. Estos gases están adsorbidos por los macerales del carbón en los poros y superficies de debilidad del carbón conocidas como diaclasas primarias entre las cuales se cuentan las frontales y las interpuestas. Estos gases no se liberan de forma natural a menos que por procesos geológicos (como la erosión de las capas adyacentes o procesos tectónicos) los mantos se descarguen de la presión confinante a la que están sometidos y se expulsan a la superficie

terrestre. Por lo anterior, los mantos de carbón de maduración semejante tienden a contener más gases cuanto mayor es su profundidad. El proceso a través del cual los gases son liberados del carbón ya sea por procesos naturales o antropogénicos<sup>4</sup> se denomina desorción<sup>5</sup>.

Las características elementales del carbón, que son esenciales para su descripción son las siguientes<sup>6</sup>:

### **Humedad**

Es la cantidad de agua que contiene el carbón. Dependiendo de la fijación, se pueden distinguir como: humedad superficial que es el agua que se adhiere a la superficie y que se evapora a condiciones atmosféricas; otro tipo es la humedad higroscópica, la cual se encuentra ligada a la superficie interna del carbón y no se evapora a condiciones atmosféricas y la humedad total es la suma de la humedad superficial e higroscópica.

### **Cenizas**

La ceniza es la materia rocosa del carbón, es utilizada como parámetro que mide el residuo inorgánico restante después de la combustión completa. Las rocas que forman las cenizas son normalmente lutitas o limonitas que forman estratos delgados o inclusiones como nódulos dentro de los estratos de carbón. El exceso de ceniza en el carbón rebaja el poder calorífico disminuyendo su valor económico.

### **Oxígeno y nitrógeno**

Entre los elementos que forman parte de la estructura del carbón, se encuentran el oxígeno y el nitrógeno. El contenido de oxígeno disminuye el poder calorífico del carbón y su posible coquización.

---

<sup>4</sup> Son los efectos y procesos que liberan gas resultado la actividad minera.

<sup>5</sup> Desorción: Es el fenómeno opuesto a la sorción (adsorción y absorción), en el cual el gas contenido en un sistema sólido es liberado de o a través de la superficie.

<sup>6</sup> Características del carbón: Campuzano y Rivas, 2004.



## **Azufre**

El azufre se encuentra normalmente en forma de pirita o marcasita, como compuestos orgánicos y como sulfatos ( $\text{CaSO}_4$ ). En algunos casos conviene distinguir y determinar la proporción de azufre fijo y volátil. Sin embargo el azufre total rara vez excede de 5% y, a menudo, es inferior al 0.5%.

## **Poder calorífico**

El poder calorífico representa la cantidad de calor que se libera en combustión completa por cada unidad de material quemado. El poder calorífico es una propiedad con grandes variantes entre los carbones, la cual puede influir en forma importante en los requisitos del equipo para manejo y pulverización, así como su almacenamiento.

## **Volátiles**

El carbón absorbe durante su formación cantidades considerables de gases, principalmente metano y otros hidrocarburos saturados que no son extraídos durante el proceso de carbonización. El porcentaje de gas contenido en el carbón y que se desprende a baja temperatura, constituyen las materias volátiles, dato fundamental para caracterizar y clasificar un carbón. Durante el proceso de minado del carbón por métodos subterráneos, al abrir los mantos de carbón y ponerlos en contacto con la presión atmosférica y adicionalmente romper el carbón para su extracción, estos gases son liberados por desorción en forma espontánea lo cual representa tanto un problema de seguridad para los mineros como de contaminación a la atmósfera. La extracción del agua contenida en los mantos es suficiente para el inicio de la desorción de los gases. La desorción tiene lugar en todas las etapas de explotación del carbón, desde su extracción en la mina, transporte a la superficie, fracturamiento y limpieza, y transporte al sitio de consumo.

## Gas grisú

El término gas grisú es utilizado en México para referirse al gas asociado a yacimientos de carbón. El gas grisú es el gas que se libera producto de la minería de yacimientos de carbón (CBM) y el gas contenido en un estrato sin explotar (virgen).

El gas grisú está compuesto principalmente por gas metano. El gas metano es un gas incoloro e inodoro, su temperatura de fusión es de  $-183^{\circ}\text{C}$  y su punto de ebullición de  $164^{\circ}\text{C}$ . Con un poder calorífico aproximado de  $1030\left[\frac{\text{btu}}{\text{pies}^3 @ \text{estandar}}\right]$ . Es un poderoso combustible que en la década pasada ocupó la quinta parte de la energía producida.

### 1.2 Aspectos geológicos de las vetas de carbón

La mayoría de los yacimientos de carbón mineral se generan en ambientes pantanosos asociados a lagunas, deltas o estuarios. La formación de yacimientos económicamente explotables ocurre cuando se cumplen las siguientes cuatro condiciones:

1. Presencia de vegetación muy abundante, normalmente en un ambiente tropical, cálido y húmedo.
2. Ambiente tectónico de subsidencia balanceado con el crecimiento y sepultamiento de la vegetación.
3. El sepultamiento de la vegetación muerta debe ser rápido, de tal manera que ésta no quede expuesta a la oxidación en la superficie. Bajo estas condiciones, la descomposición de la materia orgánica sepultada ocurre muy lentamente o no sucede, permitiendo que se forme la turba.
4. Todas las condiciones anteriores deben presentarse juntas durante intervalos de tiempo prolongados, alternados con lapsos durante los que se depositen otro tipo de sedimentos.

La acumulación de turba se lleva a cabo *in situ*, en el propio medio de vida de las plantas como deltas, estuarios o albuferas y muy pocas veces, por transporte hacia medios distintos al de formación. Estas características permiten diferenciar los carbones autóctonos, formados en el propio ecosistema y los carbones alóctonos, formados en un medio diferente al ecosistema original, por lo que la materia vegetal ha sufrido un transporte más o menos largo. Según el medio de formación, también es posible diferenciar entre los carbones hímnicos, formados en medios lacustres, y parállicos, formados en ambientes transicionales como deltas, estuarios o lagunas.<sup>7</sup>

Así, los medios más propicios en los que pueden darse procesos de acumulación de materia vegetal son:

- Lagunas, estuarios y marismas, saladas o salobres. Éstas son zonas con comunicación ocasional con el mar, en las que se produce una importante actividad biológica vegetal.

- Zonas pantanosas, ciénegas, canales, lagos intra-continetales, con vegetación de tipos diversos (herbácea o leñosa) controlada por la profundidad del medio, sus condiciones del fondo, temperatura de las aguas, etc.

- Manglares de las zonas tropicales que se encuentran bordeando a las lagunas y a los estuarios.

- Ambientes fluviales y deltaicos. Un factor también importante es el clima (paleo clima) imperante durante la época de formación del carbón. Los más favorables son los paleo climas tropicales, generadores de vegetación exuberante. Asimismo, es importante considerar la edad de las series sedimentarias en las que aparece, ya que las plantas vasculares aparecieron en el Silúrico, y poblaron la mayor parte de la superficie de la Tierra durante el Devónico, originándose entonces los depósitos de carbón más antiguos conocidos. Posteriormente, se formaron yacimientos de carbón prácticamente de todas las edades, aunque existen períodos especialmente favorables que se explican por factores fundamentalmente tectónicos, paleo climáticos y de tipo de vegetación

---

<sup>7</sup> Águeda *et al.*, 1991; Calder *et al.*, 1991; Diessel, 1992; van Krevelen, 1993; Piedad- Sánchez, 2005

predominante en cada uno de dichos períodos (Águeda *et al.*, 1991; Calder *et al.*, 1991; Diessel, 1992; van Krevelen, 1993; Piedad- Sánchez, 2005).<sup>8</sup>

La siguiente Fig. nos muestra los diferentes ambientes de depositación de un yacimiento de carbón:

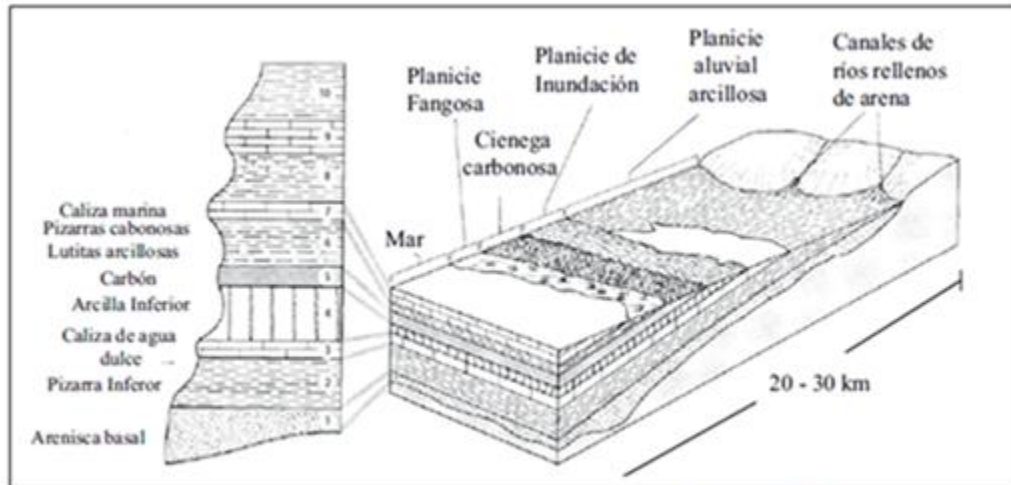


Fig. 1.5 Modelo tradicional de depósitos de carbón y ambientes de depositación. Cuenca de Illinois, EE.UU., 1997

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

Las características de los yacimientos de gas asociado al carbón son complejas debido a que se trata de yacimientos fracturados, caracterizados por dos sistemas de porosidad diferentes.

<sup>8</sup> “Geología, estructura y composición de los principales yacimientos de carbón mineral en México” Rodolfo Corona-Esquivel et al. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana.

### **1.2.1 Porosidad primaria**

El sistema de porosidad primaria de la matriz en estos yacimientos está formado por poros muy finos o “microporos”, con permeabilidad extremadamente baja. Estos microporos representan una extensa superficie interna sobre la cual se puede adsorber gran cantidad de gas.

Debido a la baja permeabilidad, el sistema de porosidad primaria es impermeable al gas e inaccesible al agua. Sin embargo, el gas explotado puede fluir a través de este sistema mediante el proceso de difusión. Los microporos son los que determinan la porosidad en el carbón.

### **1.2.2 Porosidad secundaria**

Este sistema está conformado por redes de fracturas naturales, grietas y fisuras (macroporos) inherentes a todos los carbones. Los macroporos, conocidos como “cleats” (fracturas), son los responsables de la permeabilidad al flujo de fluidos. Actúan como conductos hacia los pozos productores tal como se muestra en la Fig. 1.6. Las principales características de este sistema de redes son las siguientes:

- a. Fractura Frontal (*Face cleat*): Conceptualmente se muestra en la Fig. 1.5, es continua a lo largo de todo el yacimiento y tiene la capacidad de drenar grandes áreas.
- b. Fractura Transversal (*Butt cleat*): El área de contacto es mucho más pequeña en el yacimiento y por lo tanto su capacidad de drenaje es limitada.

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

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

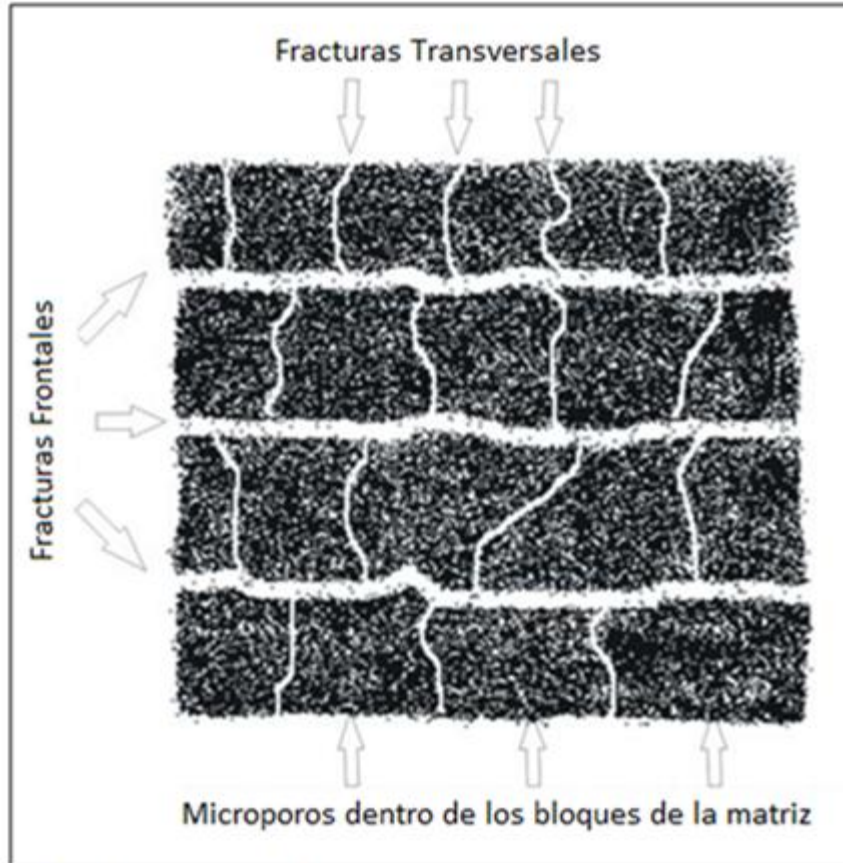


Fig. 1.6 Esquema de los tipos de fracturas en yacimientos de gas grisú

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

- a) Extracción del agua de los canales en el carbón (dewatering), lo cual origina una disminución de la presión del yacimiento hasta la presión de desorción del gas.

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

### **1.3 Genética del gas asociado a los yacimientos de carbón**

El origen del gas metano en yacimientos de carbón está asociado a un depósito de materia orgánica (plantas) en los pantanos de manera casi instantánea para limitar la oxidación y que sea favorable para la descomposición microbiana. La carbonización es un proceso diagenético por el cual toda la biomasa acumulada en los lodos de los ambientes de sedimentación: lagunares, pantanosos y deltaicos, y de vegetación palustre se convierte en carbón y gases atrapados en él. El tipo de carbón y su contenido de gases depende de la temperatura, presión, rocas enajenantes, y procesos geológicos a los que ha sido sometido el carbón durante y después de su formación. El contenido final de gases del carbón depende del grado de maduración del mismo y de su profundidad en el subsuelo.

También está asociado al depósito en aguas someras que tiene lugar en los estuarios que existen entre la descarga de los ríos y los llanos, este ambiente proporciona la suficiente cantidad de materia orgánica, la cual es atrapada por los sedimentos y forma la turba.

La turba se forma como resultado de la descomposición y carbonización parcial de la vegetación de pantanos, estuarios y humedales. A continuación un esquema de la generación de carbón:

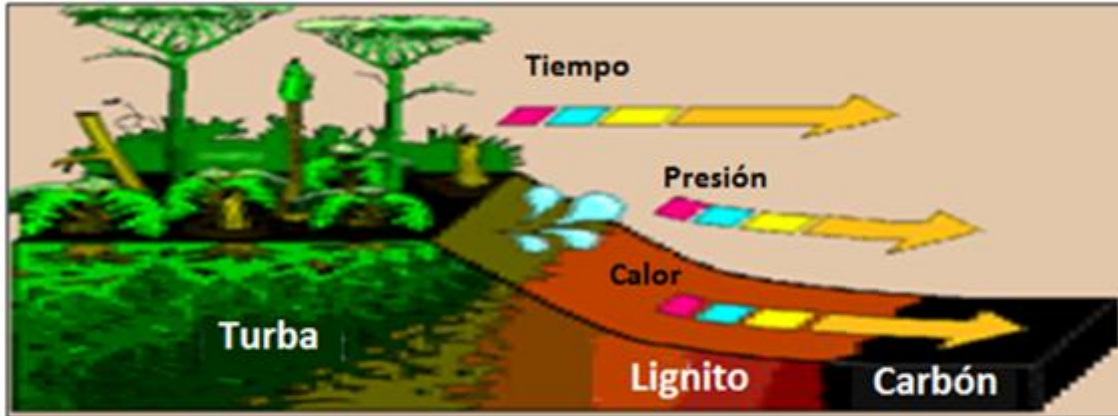


Fig. 1.7 Esquema de generación del carbón

Este proceso continúa mientras la turba es cubierta por capas de sedimentos, que comprimen continuamente mientras los procesos bioquímicos alteran la temperatura y la precipitación. Cuando la masa orgánica se entierra lo suficiente el proceso de la carbonización transforma las propiedades en función de la temperatura, presión y el tiempo. De estos parámetros, la temperatura es el factor más importante en las reacciones geoquímicas.

A medida que la temperatura y el tiempo van cambiando la estructura del carbón alcanza un punto donde el metano se desarrolla en grandes volúmenes, la microporosidad almacena grandes cantidades de metano por unidad de carbón y las fracturas en el carbón conducen el exceso metano generando un sistema hidráulico interconectado.

Una gran cantidad del gas es absorbido en la superficie del carbón en áreas con microporosidad. Es por esto que una tonelada de carbón puede producir hasta 1300 [m<sup>3</sup>] de metano.

Las fracturas en el carbón se desarrollan durante la carbonización, así como en eventos estructurales geológicos o como producto de la explotación de las minas de carbón.

Los tipos de fracturas se clasifican según el tamaño, de esta forma las fracturas secundarias y terciarias son micro fracturas y generalmente se desarrollan sin gas asociado. Las fracturas primarias se desarrollan alrededor de



las capas de estratos y proveen intercomunicación entre capas de carbón y otro tipo de estratos. Las fracturas principales cruzan las capas de carbón y los estratos adyacentes.

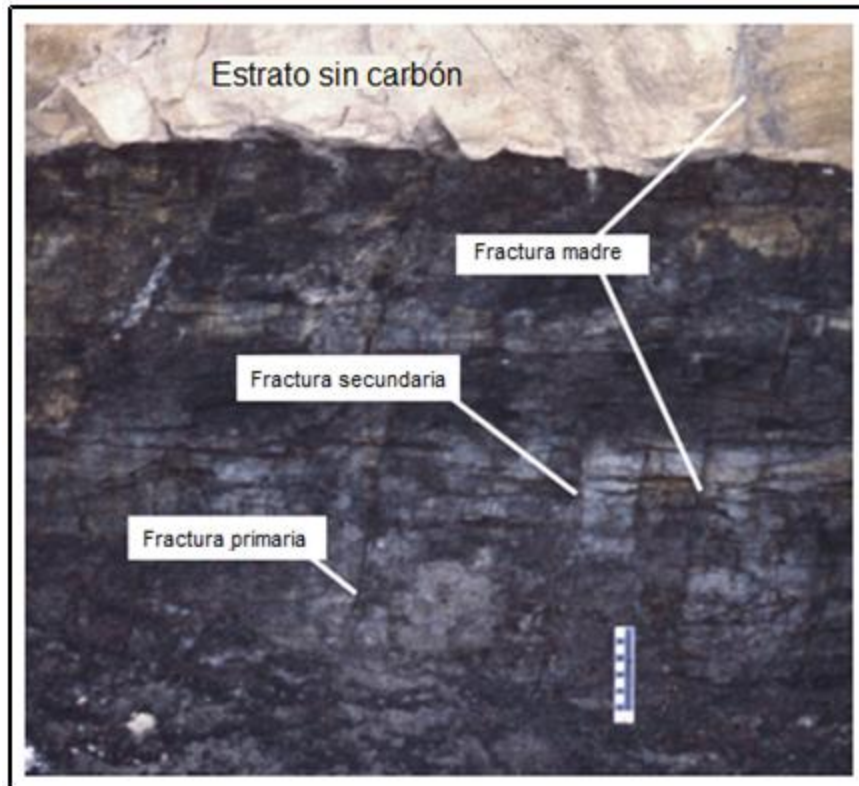


Fig. 1.8 Esquema de los diferentes tipos de fracturas en los yacimientos de carbón

El tipo de de la fractura es crucial para la explotación del gas metano, ya que permite la canalización del gas contenido en el carbón y la migración a los pozos. Las fracturas pueden desaparecer por un relleno de minerales entre las grietas o fracturas en una segunda mineralización.

#### **1.4 Yacimientos de carbón con gas asociado en México**

Para que un yacimiento de carbón con gras grisú presente interés económico debe presentar las siguientes características: contener una suficiente cantidad de gas adsorbido, tener la adecuada permeabilidad para producir gas, tener suficiente presión para una adecuada capacidad de almacenaje y finalmente, el tiempo de desorción debe ser tal que la producción de ese gas sea económicamente viable.

Si bien se conoce la presencia de indicios de carbón mineral en varios estados de la República Mexicana, los principales yacimientos de este recurso natural se localizan en 3 regiones que, citadas en orden de importancia actual, corresponden a los estados de Coahuila, Oaxaca y Sonora.

### **1.4.1 Cuencas carboníferas con potencial en México**

Existen en México 35 localidades carboníferas (mapa 1.1) que están expuestas en la mayor parte de los estados con excepción de Aguascalientes, Baja California Sur, Guanajuato, Querétaro, Sinaloa, Campeche, Zacatecas, Yucatán y Quintana Roo. Las localidades carboníferas se describen aquí en función de las cuencas geológicas donde se formó el carbón. Se entiende aquí por *cuenca* aquellas paleo-depresiones de la superficie terrestre, generalmente en las zonas palustres y en la desembocadura de los grandes ríos, donde existieron las condiciones necesarias para la acumulación de materia orgánica vegetal y su carbonización durante el pasado geológico.

Las cuencas corresponden a diferentes épocas del tiempo geológico en que se formaron. A continuación se mencionan las principales cuencas de México debido a su importancia económica.

- ✓ Cuenca de Sabinas y Cuenca Fuentes-Río Escondido en Coahuila<sup>9</sup>.
- ✓ Cuenca Colombia-San Ignacio en los Estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas.
- ✓ Cuenca Barranca y Cuenca Cabullona en Sonora.
- ✓ Cuenca La Mixteca en Oaxaca
- ✓ Cuenca San Pedro Corralitos y Cuenca Ojinaga en Chihuahua.

---

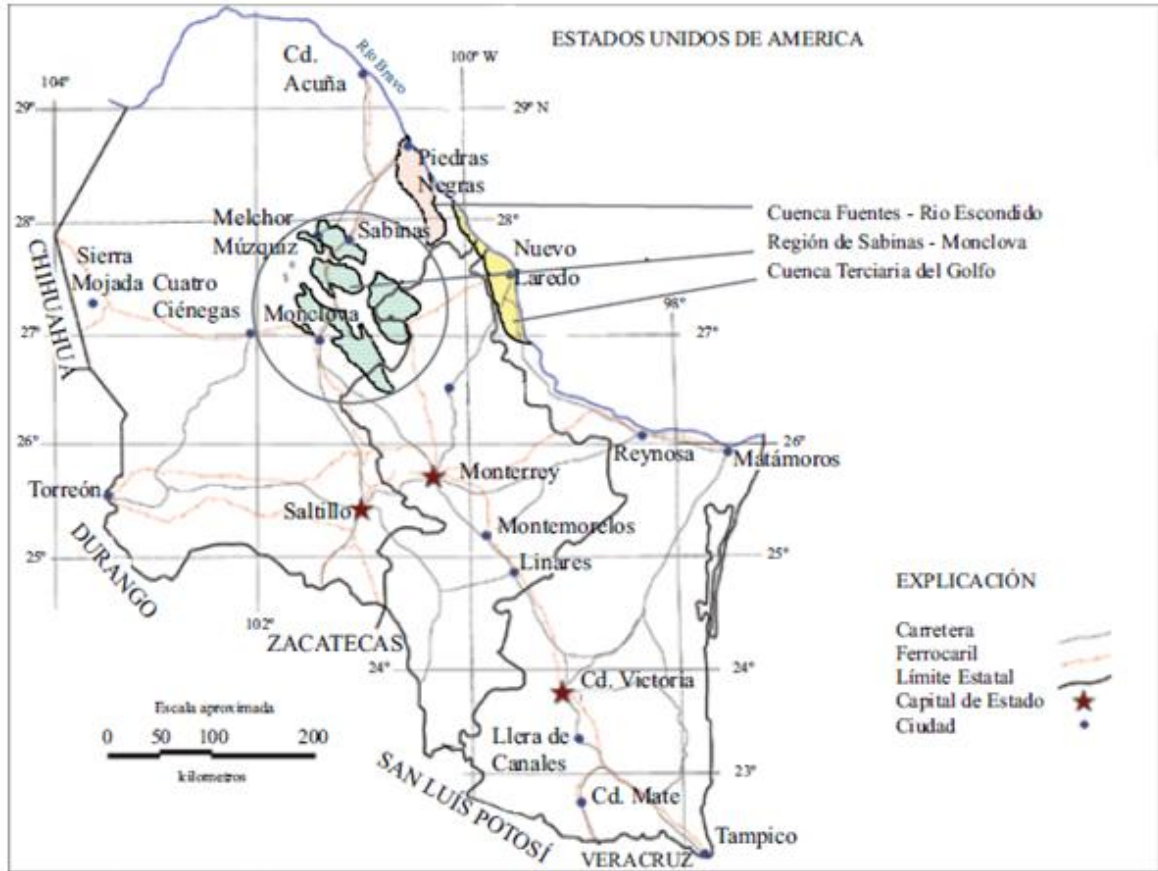
<sup>9</sup> Actualmente, la cuenca de sabinas se encuentra la compañía MICARE explotando gas grisú.



Mapa 1.1 Localidades carboníferas de México (Salas y Benavides, 1976)

### 1.4.2 Reservas potenciales de gas grisú en México

A partir de las características del carbón bituminoso, la cuenca del Cretácico de Coahuila es la fuente con mayor potencial. La ubicación de la cuenca carbonífera de Coahuila se muestra en el siguiente mapa:



Mapa 1.2 Plano de localización de la cuenca de Sabinas, Coahuila (Rivera-Martínez y Alcocer-Valdés, 2003)

En Coahuila se realizó una estimación de las reservas de “carbón neto<sup>10</sup>” a cargo del Servicio Geológico Mexicano (SMG) en toda la sub-cuenca<sup>11</sup>. Para esta determinación se obtuvieron los volúmenes de carbón de todos los mantos mayores de 0.1 m, por medio del análisis de todos los registros de perforación del SGM y la cooperación de todas las empresas mineras que contaban con información al respecto. Para el cálculo del tonelaje se aplicó un valor de densidad de 1.3 [gr/cm<sup>3</sup>] y un contenido de cenizas en el carbón de 38% y se utilizó la

<sup>10</sup> Se define como *carbón neto* todo el carbón que independientemente de su posible explotación minera está presente en la subcuenca y que tiene la posibilidad de contener gas grisú.

<sup>11</sup> La metodología empleada fue Kriging 16, se utilizó un valor de densidad de 1.3 g/cm<sup>3</sup> y un contenido de cenizas en el carbón de 38%, con una extrapolación hasta de 1 km<sup>2</sup>.

Referencia: “ Estudio para identificar las capacidades de la minería de carbón en el uso y aprovechamiento del gas metano asociado” SEMARNAT, Francisco Querol Suñé, 2007

metodología de Kriging<sup>12</sup> 16 aplicando el variograma esférico con extrapolación hasta de 1 km<sup>2</sup>. El resultado del cálculo es el siguiente:

Tabla 1.2 Reservas probadas y posibles de yacimientos de carbón.

Reservas probadas(indicadas con perforación)	4.137x10 <sup>12</sup> [ton]
Reservas posibles (sin perforar)	0.394x10 <sup>12</sup> [ton]
<b>Total</b>	<b>4.531x10<sup>12</sup> [ton]</b>

Una burda estimación de los recursos totales de gas grisú en México en función del tipo de carbón y de sus recursos potenciales fue realizada por Scott y Ambrose (2001), se basaron en un rango de contenidos de metano en carbón de 2.8 a 8.5 m<sup>3</sup>/ton, y estimaron el potencial de gas metano contenido en el gas grisú en México. Las estimaciones se encuentran en la tabla 1.3:

Tabla 1.3 Cuencas de carbón y contenido de gas grisú

<b>Cuenca</b>	<b>Tipo de carbón</b>	<b>Recuperación de Gas Grisú: 2.8<math>\frac{10^9 m^3}{ton}</math></b>	<b>Recuperación de Gas Grisú: 8.5<math>\frac{10^9 m^3}{ton}</math></b>
Barranca	Antracita a meta-antracita	3	9
Mixteca	Bituminoso baja volatilidad a semi-antracítico	4	11
Sabinas	Bituminoso volatilidad media a alta	57	171
Fuentes-Río Escondido	Bituminoso con alta volatilidad	27	80
Cabullona	Bituminoso	2	5
San Pedro Corralitos	Bituminoso B, baja volatilidad	.1	.4
Ojinaga	Bituminoso B, alta volatilidad	.5	1.4
Colombia San Ignacio	Lignito Cannel	5	14
<b>Total en México</b>		<b>97</b>	<b>291</b>

<sup>12</sup> Kriging. Método geoestadístico de interpolación que utiliza el modelo de variograma para la obtención de datos y se basa en la premisa de que la variación espacial continúa con el mismo patrón.

Es evidente el potencial de explotación en México de acuerdo a las estimaciones de las reservas de carbón y al contenido de metano asociado a los yacimientos carboníferos.

## 1.5 Importancia de la explotación del gas grisú en México

El gas asociado a los yacimientos de carbón es gas natural con una composición química de una mezcla aproximadamente de: metano (75%), etano (15%) y otros (10%) de hidrocarburos gaseosos como propano y butano. El principal uso del metano es como combustible debido a que la combustión del metano es altamente exotérmica<sup>13</sup>.

Dependiendo de la calidad del gas grisú puede tener diferentes usos. Algunos de estos usos potenciales son: comercialización mediante la incorporación a los gasoductos de gas natural de PEMEX, generación de electricidad ó autoconsumo en las actividades de la unidad minera o industrias aledañas. En la tabla 1.4 se muestran algunas opciones de su uso de acuerdo a la forma de explotación:

Tabla 1.4 Usos del gas grisú dependiendo de la calidad del gas.

Opciones	Calidad del gas $\left[ \frac{btu}{pies^3 @ estandar} \right]$	Método de explotación
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inyección a gasoducto.</li> <li>✓ Generación de energía.</li> <li>✓ Autoconsumo (en las instalaciones mineras o industria aledaña).</li> </ul>	Mayor a 950	Perforación vertical (preminado)
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inyección a gasoductos (requiere tratamiento).</li> <li>✓ Generación de Energía de uso local.</li> </ul>	300-950	Perforación vertical tipo GOB
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inyección a gasoductos.</li> <li>✓ Generación de energía.</li> <li>✓ Autoconsumo.</li> </ul>	Menor a 950	Perforación de minas y horizontales
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Generación de energía por combustión u oxidación del metano en el aire.</li> </ul>	1 a 20	Ventilación

<sup>13</sup>Se denomina reacción exotérmica a cualquier [reacción química](#) que desprende calor, es decir, con una variación negativa de [entalpía](#). Se da principalmente en las [reacciones de oxidación](#).

Actualmente las minas de carbón deben ventear el gas a la atmósfera para evitar concentraciones altas y tóxicas en el ambiente de trabajo de la mina. Otra importancia en la explotación del gas grisú es mantener la seguridad de las minas de carbón. La presencia de metano y otros gases en el interior de una mina de carbón pueden provocar una explosión o envenenamiento de los trabajadores por lo que la extracción del gas grisú mejoraría las condiciones de seguridad en minas de carbón (ver anexo A).

El metano es un potente gas invernadero<sup>14</sup>. En México los hidrocarburos sólo pueden ser explotados por PEMEX lo que ocasiona que el gas grisú sea venteadado a la atmósfera aumentando el efecto invernadero. En cuanto al cambio climático, datos de *IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)* indican que en el período de 1906 –2005 la temperatura de la superficie del planeta Tierra aumentó en promedio 0.74°C con una variación de  $\pm 0.18^\circ\text{C}$ , teniendo los mayores incrementos en las últimas décadas del período.

La emisión de metano a la atmósfera como componente integral del gas grisú sólo puede ser abatida mediante sistemas de recolección y aprovechamiento integral.

## **1.6 Diferencia entre yacimientos de gas convencional y yacimientos de carbón con gas asociado (gas grisú)**

Se realiza una comparación entre el gas convencional y gas grisú con la finalidad de facilitar la comprensión de los requerimientos de operación de la explotación de gas grisú.

Inicialmente en la explotación del gas grisú se empleaban técnicas de perforación y producción basadas en la industria del petróleo y gas. Sin embargo, se ha tenido la necesidad de innovar y cambiar los procedimientos convencionales que se empleaban debido a importantes diferencias que se han encontrado en el

---

<sup>14</sup> El metano es un gas de invernadero que perdura en la atmósfera en promedio 12 años antes de su descomposición por el radical OH, lo cual ocasiona un calentamiento global 25 veces más potente que el CO<sub>2</sub> al atrapar el calor en la atmósfera (calculado para un período de 100 años).

comportamiento y en las propiedades de los yacimientos de gas grisú, en los mecanismos de almacenamiento, en el fenómeno de transporte del gas, en la declinación de la producción y en el manejo que se le debe dar al agua producida. El desarrollo de nuevos procesos para la producción de gas grisú es constante, y las investigaciones hechas en su innovación a menudo se emplean en los procesos de la industria petrolera, por ejemplo: las incursiones mineras han ayudado en el estudio visual de fracturas debido al fracturamiento hidráulico.

### 1.6.1 Composición del gas

El gas producido de los estratos de carbón tiene concentraciones mayores de metano en comparación con yacimiento convencionales. El etano y más pesados son adsorbidos con mayor fuerza que el metano; por consiguiente durante su explotación es más difícil que se liberen.

En la tabla 1.5 se muestra un análisis<sup>15</sup> de gases producidos por el estrato D en el yacimiento Piceance<sup>16</sup> y del campo carbonífero Oak Grove en el yacimiento Warrior<sup>17</sup>.

---

<sup>15</sup> Consultar en: -Hewitt, J.L.: "Geologic overview, coal, and coalbed methane resources of the warrior basin-Alabama and Mississippi," en C.T. Rightmire, G.E. Eddy, *"Coalbed methane resources of the United States: American association of petroleum geologists studies in geology"*, (1984) pág. 73-104.

-*"Unconventional natural gas"*, M. Satriana, Nueva Jersey (1980) pág. 150.

<sup>16</sup> El yacimiento Piceance se localiza al noroeste de Colorado en los Estados Unidos de América. Su sección productora más importante de gas grisú se encuentra en el periodo Cretácico. Se extrae carbón, gas grisú, gas natural y petróleo.

<sup>17</sup> El yacimiento Warrior se localiza al este de Alabama y noreste de Mississippi en los Estados Unidos de América, es productor de carbón y gas grisú. Su histórico de producción hasta ahora es el más grande en los Estados Unidos.



Tabla 1.5 Composición de los gases por estrato

Componente	Composición de un estrato en el yacimiento Warrior	Composición del estrato D en el yacimiento Piceance
Metano	96.2	90.25
Etano	0.01	2.66
Dióxido de carbono	0.1	6.38
Nitrógeno	3.4	—
Hidrógeno	0.01	—
Helio	0.26	—
C3+	0.71	0.71
BTU/pe3	978	—

De la tabla se observa lo siguiente:

El gas del yacimiento Warrior tiene altas concentraciones de metano y bajas de etano, pero un contenido de nitrógeno de 3.4%. El nitrógeno tiene menor fuerza de adsorción que el metano.

Los estratos carboníferos del yacimientos Piceance tienen un contenido relativamente alto de dióxido de carbono (6.38%) y contenidos relativamente altos en  $CO_2$  en el estrato Fruitland al noroeste del yacimiento de San Juan.

Se analiza que la alta calidad del gas en el yacimiento Warrior puede hacer que se omitan instalaciones superficiales para la limpieza del gas y que la producción puede incorporarse directamente a las líneas de gas natural.

### 1.6.2 Adsorción

El mecanismo mediante el cual los gases hidrocarburos son almacenados en los yacimientos carboníferos difiere con el de almacenamiento en los yacimientos convencionales. En vez de ocupar espacios vacíos como gas libre entre los espacios granulares de arena, el metano se adhiere a la superficie sólida

del carbón mediante la adsorción en los microporos. El área superficial excesivamente grande dentro de los microporos y su proximidad con las moléculas de metano en las superficies internas permiten volúmenes grandes de gas almacenados en el carbón. Aunque existe gas libre en las fracturas naturales del carbón y un poco de metano disuelto en el agua congénita, el volumen neto de metano se encuentra en los microporos. El mecanismo de adsorción crea la paradoja de tener almacenamientos altos de gas en yacimientos con porosidades menores a 2.5%.

Un buen pozo productor de gas grisú ya sea en el yacimiento Warrior o San Juan, tiene un gasto promedio de dos o tres veces más gas que un yacimiento de areniscas con el mismo volumen, con 25% de porosidad y 30% de agua saturada<sup>18</sup>.

Los gases son liberados del carbón conforme se presenta una reducción en la presión de la roca matriz, dicha reducción se debe a la disminución constante de agua (dewatering).

### **1.6.3 Producción de agua**

Otra característica diferente en la producción de gas grisú es la generación constante de agua en la formación debido a las fracturas naturales del carbón.

Esta agua se debe de remover antes de que el metano se pueda liberar (des-adsorber) en la producción inicial del pozo. Grandes volúmenes de agua son producidos durante el primer o segundo año de producción, pero estos volúmenes disminuyen con el tiempo de explotación a cantidades relativamente pequeñas por el resto de la producción del pozo. En contraste, los yacimientos de gas convencional contienen agua congénita en los espacios porosos, y no se espera que esta sea producida con el gas hasta que la invasión de un acuífero indique el abandono del pozo<sup>19</sup>.

---

<sup>18</sup> Referirse a: Kuuskraa, V.A. and Brandenburg, C.F.: "Coalbed Methane Sparks a New Energy Industry," revista *Oil & Gas*. (Octubre 1989) pág.87, No. 41, 49.

<sup>19</sup>"Coalbed Methane: Principles and practices", compendio de Halliburton.

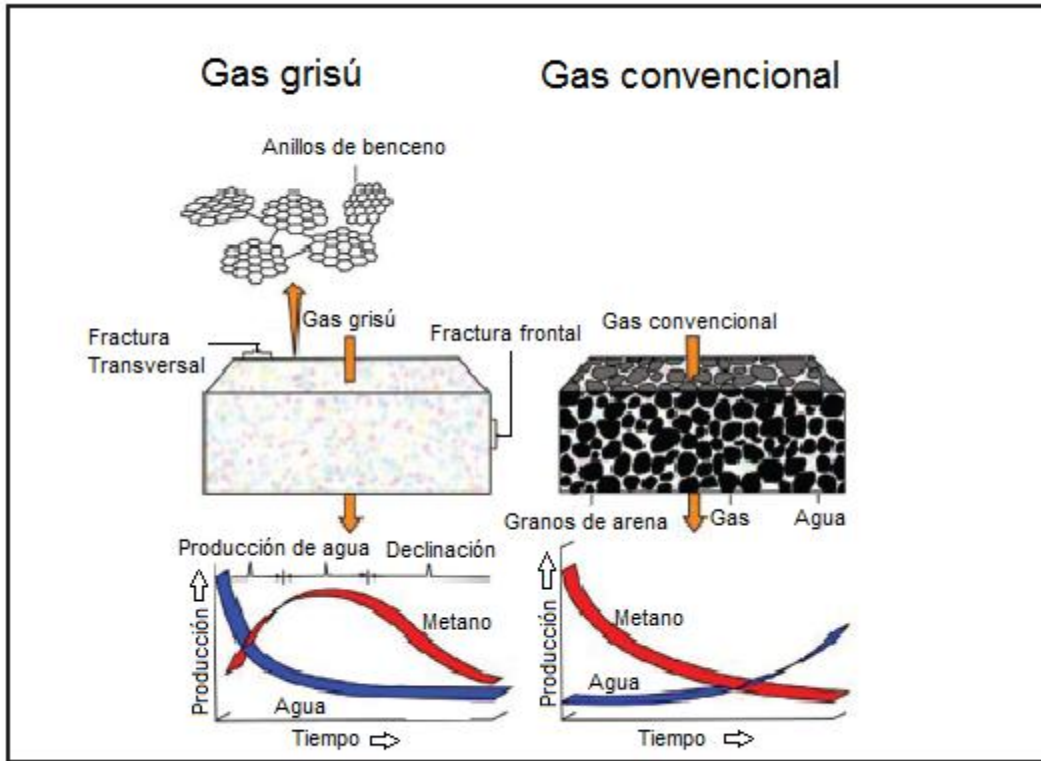


Fig. 1.9 Comparación del desarrollo entre el gas grisú y el gas convencional

Los costos iniciales al inicio de la explotación pueden ser muy altos debido al manejo de grandes volúmenes de agua, sin embargo con el tiempo tienden a tener una rápida declinación. Por ejemplo, los gastos de producción de agua en algunos pozos en el yacimiento Warrior han tenido declinaciones entre 70 – 90% entre los primeros dos meses de explotación. Durante el proceso de explotación el gasto de agua tiende a declinar hasta mantenerse en un valor bajo y estable<sup>20</sup>. Los costos para el manejo y el proceso de grandes cantidades de agua, así como los aspectos ambientales para su uso, son factores importantes que se deben tratar y analizar en los procesos de explotación del gas grisú.

En ocasiones el problema de la producción de agua se puede descartar, esto ocurre cuando los pozos se localizan cerca de minas de carbón donde el

<sup>20</sup>Burkett, W.C., McDaniel, R., and Hall, W.L.: "The Evaluation and Implementation of a Comprehensive Production Water Management Plan," *Symposium de Coalbed Methane*, Tuscaloosa, Alabama (Mayo, 1991) pág. 43.

agua se ha extraído previamente por la explotación de carbón. Por ejemplo: los pozos en el campo Big Run ubicado en el yacimiento Appalachian son explotados sin tener producción de agua<sup>21</sup>.

#### **1.6.4 Flujo de gas**

Una diferencia más con los yacimientos convencionales es el mecanismo de flujo que existe de la formación al pozo. En los yacimientos de carbón, se tiene un mecanismo adicional en la difusión del gas a través de los microporos del carbón, ya que la materia transportada a través de ellos depende del gradiente de concentración del metano, que actúa como la fuerza de movimiento. Si se encuentra una fractura o falla, el flujo de gas se regiría de acuerdo a la ley de Darcy<sup>22</sup> como en los yacimientos convencionales de gas, donde la masa transportada depende del gradiente de presión.

#### **1.6.5 Propiedades físicas de la roca**

Las formaciones de gas convencional son de materia inorgánica, mientras que las formaciones de carbón son materia orgánica; estas formaciones contienen cerca del 10 – 30% de cenizas inorgánicas. Por ejemplo, los estratos de Jefferson County, en el yacimiento Warrior tiene un amplio rango en contenido de cenizas, este va desde 3.3% a 13.8%<sup>23</sup>. Los carbones de rangos óptimos para el metano son frágiles y quebradizos.

---

<sup>21</sup>Hunt, A.M.& Steele, D.J.: "Coalbed methane development in the northern and central Appalachian basins--past, present and future," *Symposium de coalbed methane*, Tuscaloosa, Alabama (Mayo 1991) pág. 127.

<sup>22</sup> Darcy. Unidad de permeabilidad intrínseca definida como la permeabilidad de un medio en el que un líquido de viscosidad dinámica de 1 centipoise, fluye con un caudal de 1 cm<sup>3</sup>, a través de una sección de 1 cm<sup>2</sup>, bajo un gradiente de 1 atmósfera. Un milidarcy es la milésima parte de un Darcy.

<sup>23</sup>-GRID, *Gas Research Institute Digest* (1989) 12, No.2.

-Hewitt, J.L.: "Geologic Overview, Coal, and Coalbed Methane Resources of the Warrior Basin-Alabama and Mississippi," . Rightmire, G.E. Eddy, "Coalbed Methane Resources of the United States: American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology", (1984) pág. 17, 73-104.

El carbón generalmente tiene bajas permeabilidades y depende del sistema natural de fracturas para el movimiento del gas y líquidos. Los carbones con bajas permeabilidades resultan comercialmente no productivos, sin embargo un mecanismo de fracturamiento hidráulico se puede implementar para su productividad adecuada.

La permeabilidad del carbón depende directamente de la fuerza ejercida por las capas de estratos superiores. Los estratos de carbón más profundos, o con mayores fuerzas de stress, pueden llegar a tener permeabilidades menores a 0.1 mD, como en el yacimiento Piceance<sup>24</sup>. Los estratos de carbón con una permeabilidad tan baja pueden resultar no rentables debido a un bajo índice de producción de gas que tienen, incluso aunque se aplique fracturamiento hidráulico.

La permeabilidad y las fuerzas de stress que se tenga en el sistema son un parámetro crítico durante la decisión de invertir en un proceso de explotación de gas grisú.

### **1.6.6 Contenido de gas en los principales yacimientos carboníferos de Estados Unidos de Norteamérica**

Algunos rangos de contenido de gas que se tienen en los principales yacimientos carboníferos de EE.UU. son:

#### **-Yacimiento Powder River:**

Menos de  $74 \left[ \text{ft}^3 @ c. e. / \text{ton} \right]$

#### **-Yacimiento San Juan:**

Aproximadamente  $600 \left[ \text{ft}^3 @ c. e. / \text{ton} \right]$  a 3,500 [ft] de profundidad<sup>25</sup>.

---

<sup>24,26</sup> Ayers, W.B. and Kelso, B.S.: "Knowledge of methane potential for coalbed resources grows, but needs more study," *Revista Oil & Gas J.* (Octubre 1989) pág. 87, No. 43, 64.

**-Yacimiento Central Appalachian:**

680  $\left[ ft^3@c.e./ton \right]$  a 1,700 [ft] de profundidad.

**-Yacimiento Raton:**

En el estrato Vermejo, de 115 a 492  $\left[ ft^3@c.e./ton \right]$  a más de 2,000 [ft] de profundidad.

En el estrato Raton, de 23 a 193  $\left[ ft^3@c.e./ton \right]$  a más de 2,000 [ft] de profundidad<sup>26</sup>.

### **1.6.7 Rango del carbón**

Como se menciona anteriormente, el contenido de gas depende del tipo de carbón que se tenga, el tipo de carbón se determina por la calidad y la maduración térmica de la materia orgánica. En la siguiente Fig. se muestran los diferentes tipos de carbón que existen en las cuencas carboníferas de México y su contenido de carbón:

---

<sup>26</sup> Tyler, R., Kaiser, W.R., Scott, A.R., Hamilton, D.S., and Ambrose, W.A.: "Geological and hydrologic assessment of natural gas from coal: Greater Green River, Piceance, Powder River, and Raton basins, western United States:" Departamento de geología económica, Texas, Reporte de investigaciones, 1995.

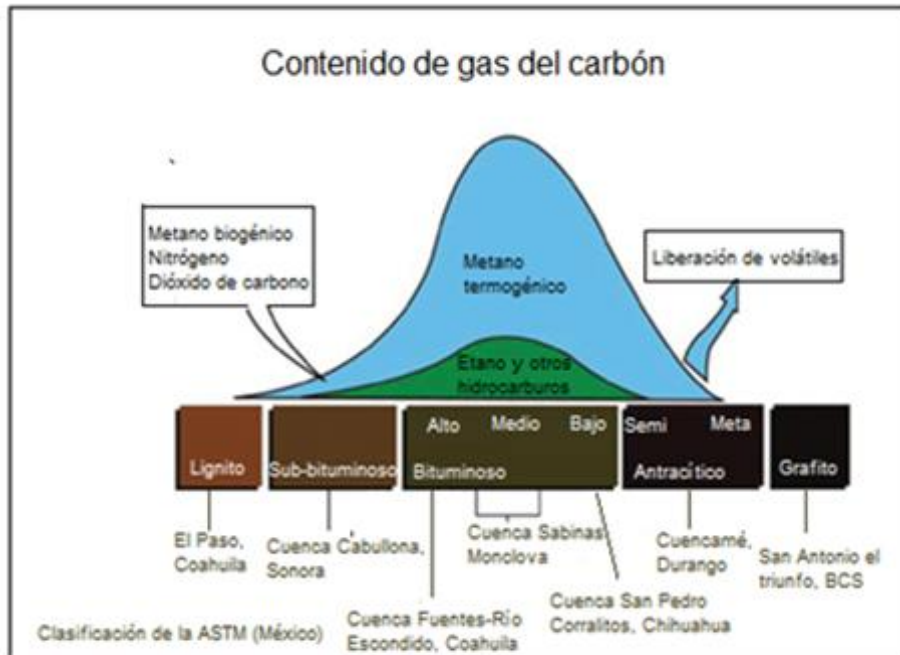


Fig. 1.10 Contenido de gas de acuerdo al rango del carbón en México

### 1.6.8 Curvas de declinación en la producción de gas

Una comparación entre las curvas de declinación de los yacimientos convencionales de gas y los yacimientos de gas grisú nos revela una diferencia entre sus patrones de producción.

Una característica común en los pozos de gas grisú de incrementar su producción al inicio de la explotación y posteriormente declinar lentamente, es un comportamiento que se rige por el decremento de la presión debido al retiro de agua.

En resumen, la formación del gas grisú tiene similitudes con el gas de los yacimientos convencionales. Sin embargo, las diferencias que existen entre los dos yacimientos tienen un gran impacto en la rentabilidad y en las operaciones del proyecto. El crecimiento acelerado de la explotación de gas grisú ha crecido tanto en los últimos años que ha tomado gran valor. Las innovaciones hechas en el área de perforación, terminación y producción del metano son el factor determinante en la economía de los procesos.

## 2 Análisis de la reserva de gas

El análisis de la reserva de gas tiene como objetivo la evaluación del potencial de un estrato de carbón para producir gas grisú. El gas se encuentra adsorbido de forma molecular sobre toda la extensión del área del carbón. El gas-in-place  $G$  es la cantidad total de gas almacenado en un volumen de roca de un yacimiento específico.

La estimación del gas in-situ en las vetas de carbón es menos preciso y más difícil de realizar en comparación con los métodos de análisis en yacimientos de gas convencionales. Los registros geofísicos no sirven para obtener el contenido de gas en el carbón como en los yacimientos de calizas y areniscas.

El contenido de gas es determinado a través de una prueba de desorción controlada en núcleos que se realiza en laboratorios especializados, la cuál es una tarea complicada y laboriosa.

Además de la estimación del gas in-situ se debe analizar la composición del gas y otros factores como la permeabilidad y porosidad para determinar si es rentable la explotación del gas asociado a los yacimientos de carbón.

El contenido de gas  $G_c$  puede determinarse por dos métodos: directo o indirecto. Con el **método directo** se estima el contenido de gas mediante la obtención de muestras con recipientes herméticos de desorción, midiendo luego el volumen de gas que se libera en función del tiempo en condiciones de temperatura y presión ambiente. Una gran cantidad de gas se pierde por desorción mientras se recupera la muestra. El contenido total de gas será la suma de tres componentes: gas liberado, gas residual y gas perdido. Si bien los dos primeros pueden ser medidos, el tercero es el que presenta la gran dificultad de estimación. Las técnicas más utilizadas para determinar el gas perdido son: el



método de la USBM (United States Bureau of Mines), la aproximación de Smith y Willians y la técnica de Seidle.<sup>1</sup> Esta técnica funciona adecuadamente en capas de carbón poco profundas, con bajas presiones y bajas temperaturas, cuando la pérdida de gas representa el 5% y 10% del contenido total de gas adsorbido en el carbón. Sin embargo, en estratos de carbón con altas presiones, el volumen de gas perdido puede superar el 50% del contenido total de gas adsorbido en la muestra.

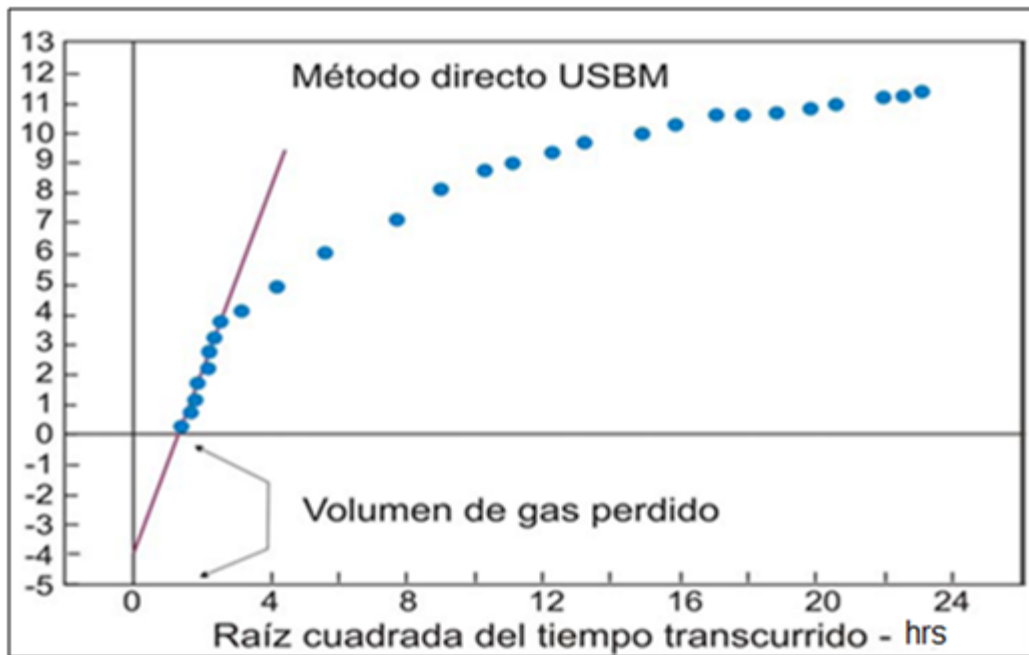


Fig. 2.1 (a) Método USBM para determinar el volumen de gas perdido

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

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

<sup>1</sup> "Reservorios de coalbed methane" (CBM) Jorge Ortega

## 2.1 Contenido de gas en el carbón

El contenido de carbón puede ser localizado con registros geofísicos y con la certeza que en la línea de tiempo geológico el gas fue producido y saturó los espacios vacíos del estrato de carbón (volumen poroso), pero el gas pudo haber sido liberado o des-adsorbido a la atmósfera, o bien migrado a una formación de arenisca ubicada en una parte superior. Desafortunadamente el gas adsorbido en el carbón no puede ser identificado con los métodos utilizados en los yacimientos de gas convencionales, y la reserva de gas debe ser determinada por cálculos basados en la información obtenida de núcleos.

El contenido de gas incrementa proporcionalmente a la profundidad como ocurre en los yacimientos de gas convencionales. Puede incrementar debido a la influencia positiva de la presión sobre la capacidad de adsorción. Sin embargo, el contenido de gas depende directamente del contenido de cenizas, rango del carbón<sup>2</sup>, características del carbón, aspectos geológicos, pérdida del gas durante procesos geológicos y temperatura.

La metodología para determinar el contenido de gas presente en una muestra de núcleo es la siguiente<sup>3</sup>:

1. Se extrae un núcleo de la formación y se recupera en superficie. Es transferido rápidamente a un contenedor sellado para minimizar las pérdidas de gas.
2. La temperatura del yacimiento es establecido en el contenedor.
3. Se registra la cantidad de gas des-adsorbido en el contenedor.

---

<sup>2</sup> El rango de carbón es función de la calidad y maduración térmica de la materia orgánica.

<sup>3</sup> Close, J.C. and Erwin, T.M.: "Significance and determination of gas content data as related to CBM reservoir evaluation and production implications," *Symposium internacional de CBM* Tuscaloosa, Alabama (Abril 1989) pág. 37-55.

4. Al llegar a la presión atmosférica el flujo de gas se detiene y la muestra es demolida para registrar el gas residual.

5. El gas perdido al remover el núcleo del pozo es estimado con una gráfica

basada en la ecuación 
$$\frac{V}{V_t} = \frac{6}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{Dt}{rp^2}}$$

La gráfica representa el gas des-adsorbido cuando el núcleo es colocado en el contenedor a un tiempo  $(t^{\frac{1}{2}})$ , esto se logra extrapolando al tiempo de extracción de la formación.

6. La suma de gas des-adsorbido en el contenedor, el gas residual y el gas perdido representa el contenido de gas del carbón.

Existen 6 formas de reportar<sup>4</sup> el contenido de gas dependiendo de la información que se desea obtener. Se puede obtener una estimación de gas con impurezas, trazas y cenizas o bien a través de correcciones una estimación del gas contenida en una muestra pura de carbón. Para estimar la reserva de gas en un yacimiento o estrato de carbón es necesario obtener el contenido de gas in situ, el contenido de gas in situ se determina de dos maneras: con el contenido de gas en una muestra “pura de carbón” o bien con el contenido de gas de una muestra libre de agua, cenizas, humedad y azufre.

La reserva de gas puede ser obtenida con cualquiera de los seis reportes de contenido de gas, sin embargo, es recomendable utilizar el contenido de gas de una muestra libre de agua, cenizas, humedad y azufre, o bien, utilizando el método teórico para que el cálculo de la reserva de gas (gas in place) sea más exacto.

Los métodos para obtener el gas contenido son las siguientes:

---

<sup>4</sup> “A guide to CBM reservoir engineering”, Publicado por GRI (Gas Research Institute). Chicago, Illinois.

- Contenido de gas: En bruto.
- Contenido de gas: Muestra en bruto sin agua.
- Contenido de gas: Muestra libre de agua y ceniza.
- Contenido de gas: Muestra libre de agua, trazas, cenizas y azufre.
- Contenido de gas: Método teórico de una muestra pura de carbón.
- Contenido de gas: In-situ.

### 2.1.1 Contenido de gas: Muestra en bruto

El contenido de gas en carbón por este método directo es estimado usando el peso total de la muestra original. Por lo tanto el peso reportado contiene la mezcla de gas original pero también otros materiales no deseados. Este método provee una estimación preliminar del contenido de gas total<sup>5</sup>. La siguiente ecuación describe el contenido de gas utilizando este método.

$$GC_{raw} = 32.0368 \left\{ \frac{V_{LG} + V_{RG} + V_{MG}}{W_{raw}} \right\} \dots\dots\dots (2.1)$$

Donde:

$GC_{raw}$  [ $ft^3@c. e./ton$ ] = *Contenido de gas bruto*

$V_{LG}$  [ $cm^3$ ] = *Volumen de gas perdido @ condiciones estándar*

$V_{RG}$  [ $cm^3$ ] = *Volumen de gas residual @ condiciones estándar*

$V_{MG}$  [ $cm^3$ ] = *Volumen de gas medido @ condiciones estándar*

$W_{raw}$  [*gramos*] = *Volumen de la muestra bruta*

---

<sup>5</sup>“ Quarterly review of methane from coalseams technology”. Mavor, M.J. y McBane, Noviembre 1991. No. 1, pág.19-23.

### 2.1.2 Contenido de gas: Muestra en bruto sin agua

La característica fundamental entre el método anterior y el método de una muestra en bruto sin agua consiste en remover la presencia del agua de la muestra de gas. Se utiliza un aire que pasa por la muestra de carbón eliminando la presencia de agua, dejando el peso de la muestra de carbón sin el peso del agua.

Básicamente cualquier material extra es removido al pasar aire en la muestra de carbón hasta que el peso equilibrado es obtenido. Esto toma cerca de 48 horas generalmente y es realizado en un ambiente inerte para prevenir oxidación. La ecuación siguiente es utilizada para obtener el contenido de gas de una muestra "seca".

$$GC_{muestra\ seca} = 32.0368 \left\{ \frac{V_{LG} + V_{RG} + V_{MG}}{W_{muestra\ seca}} \right\} \dots\dots\dots (2.2)$$

Donde:

$GC_{muestra\ seca}$  [ $ft^3@c.e./ton$ ] = *Contenido de gas.*

$W_{muestra\ seca}$  [gramos] = *Peso de la muestra de carbón seco.*

El cálculo de la reserva de gas involucra la densidad del carbón, es por esto que se realiza una corrección al peso de la muestra para eliminar la presencia de agua que afecta el contenido de gas por unidad de carbón. El objetivo de remover el agua en la muestra de carbón es proporcionar mayor precisión sobre el contenido de gas por unidad de carbón.

### 2.1.3 Contenido de gas: Muestra-seca, sin ceniza

Después de eliminar el agua en la muestra de carbón siempre queda un remanente de humedad conocido como humedad residual. Además de tener presencia de humedad también existen cenizas en el carbón. El peso de la

humedad residual y las cenizas son determinados por diferentes normas<sup>6</sup>, el peso de la muestra sin agua es ajustado utilizando la siguiente ecuación<sup>7</sup>:

$$W_{DAF} = W_{aire-seco} \{1 - WF_{RMC} - WF_{Dcenizas}\} \dots \dots \dots (2.3)$$

Donde:

$W_{DAF}$  [gramos] = *Peso de la muestra libre de cenizas y humedad*

$WF_{RMC}$  = *Fracción peso del contenido de humedad residual*

$WF_{Dcenizas}$  = *Fracción peso del contenido de cenizas*

Una vez determinado el peso de la muestra sin humedad y cenizas, el gas contenido es calculado usando la siguiente ecuación:

$$GC_{DAF} = 32.0368 \left\{ \frac{V_{LG} + V_{RG} + V_{MG}}{W_{DAF}} \right\} \dots \dots \dots (2.4)$$

Donde:

$GC_{DAF}$  [ft<sup>3</sup>@c. e.] = *Contenido de gas sin humedad y cenizas*

Además de corregir el peso de la muestra de carbón por la presencia de la humedad y cenizas también se corrige la densidad del carbón que es afectada utilizando la siguiente ecuación:

$$\rho_{DAF} = \left\{ \frac{\rho_a * \rho * (100 - DASH)}{100 * \rho_a * \rho * DASH} \right\} \dots \dots \dots (2.5)$$

Donde:

$\rho_a$  [ $\frac{gr}{cm^3}$ ] = *Densidad de la ceniza*

$DASH$  = % de contenido de cenizas

---

<sup>6</sup> En estados unidos la American society for testing naterials establece la norma: ASTM D3173-03 y D3174-04.

<sup>7</sup> "An introduction to coal technology", Berkowitz, N.

$\rho\left[\frac{gr}{cm^3}\right] = \text{Densidad de la muestra de carbón seca con contenido de cenizas}$

$\rho_{DAF}\left[\frac{gr}{cm^3}\right] = \text{Densidad del carbón libre de agua y cenizas}$

Es válido utilizar el contenido de gas sin humedad residual y cenizas ( $GC_{DAF}$ ) para el cálculo de la reserva de gas cuando la muestra de carbón contiene menos de 40% de cenizas y trazas residuales para evitar un error en el cálculo<sup>8</sup>. Durante el proceso de análisis el azufre es vaporizado y por lo tanto no es considerado en este cálculo y requiere un análisis de la fracción peso en el carbón, el cual se analiza en la siguiente sección.

#### **2.1.4 Contenido de gas: Muestra-seca, sin humedad residual, cenizas y azufre**

Los componentes residuales del carbón son: humedad, cenizas y azufre. Normalmente sólo es necesario realizar los ajustes para eliminar la presencia de humedad y cenizas, sin embargo, existe la posibilidad de que el azufre se encuentre presente en una muestra de carbón afectando el peso “puro del carbón” En los subtemas anteriores se han mostrado las correcciones en el cálculo del contenido de gas debido a la presencia de humedad, agua y cenizas en las muestras de carbón. En esta sección se analiza la presencia de azufre en las muestras de carbón y la corrección al cálculo del contenido de gas debido al azufre.

El contenido de azufre es determinado con un proceso de análisis detallado en la norma ASTM D3177-02 y D1757-03. Una vez determinado el contenido de azufre, la ecuación (2.3) es corregida y la ecuación queda así:

$$W_{DAMSF} = W_{muestra-secca} \{1 - (WF_{RMC} + 1.08WF_{AR-ASH} + 0.55WF_{AR-TSC})\} \dots (2.6)$$

Donde:

$W_{DAMSF}$  [gramos] = *Peso de la muestra sin agua y libre de azufre, humedad y cenizas*

---

<sup>8</sup> Artículo “Quarterly review of methane from coalseams technology” Mavor & McBane.

$W_{mues\ tra-seca}$  [gramos] = *Peso de la muestra libre de agua*

$WF_{RMC}$  [fracción peso] = *Contenido de humedad residual*

$WF_{AR-ASH}$  [fracción peso] = *Contenido de cenizas*

$WF_{AR-TSC}$  [fracción peso] = *Contenido de azufre total*

El contenido de gas, libre de toda impureza es calculado con la siguiente ecuación.

$$GC_{DAMSF} = 32.0368 \left\{ \frac{V_{LG} + V_{RG} + V_{MG}}{W_{DAMSF}} \right\} \dots\dots\dots (2.7)$$

Donde:

$$GC_{DAMSF} \left[ \frac{ft^3}{ton} \right] = \textit{Contenido de gas libre de impurezas}$$

### **2.1.5 Contenido de gas: Cálculo teórico de contenido de gas en carbón puro**

Otra forma de obtener el contenido de gas de una muestra de carbón “pura” consiste en un análisis regresional, utilizando el contenido de gas en una muestra de carbón libre de agua y la fracción peso de los componentes residuales del carbón (ver la Fig. 2.1). Se debe contar con la información obtenida de núcleos proveniente de distintos pozos la cual se grafica y extrapola a cero la fracción peso de componentes residuales del carbón, obteniendo así el máximo contenido de gas que puede existir para una muestra de carbón “pura”. El cálculo se conoce como contenido de gas en el “carbón puro”.

La fig. 2.1 muestra un ejemplo de aplicación de este método aplicado a un pozo de gas asociado a vetas de carbón en el área de Tiffany del yacimiento de



San Juan (EE.UU).

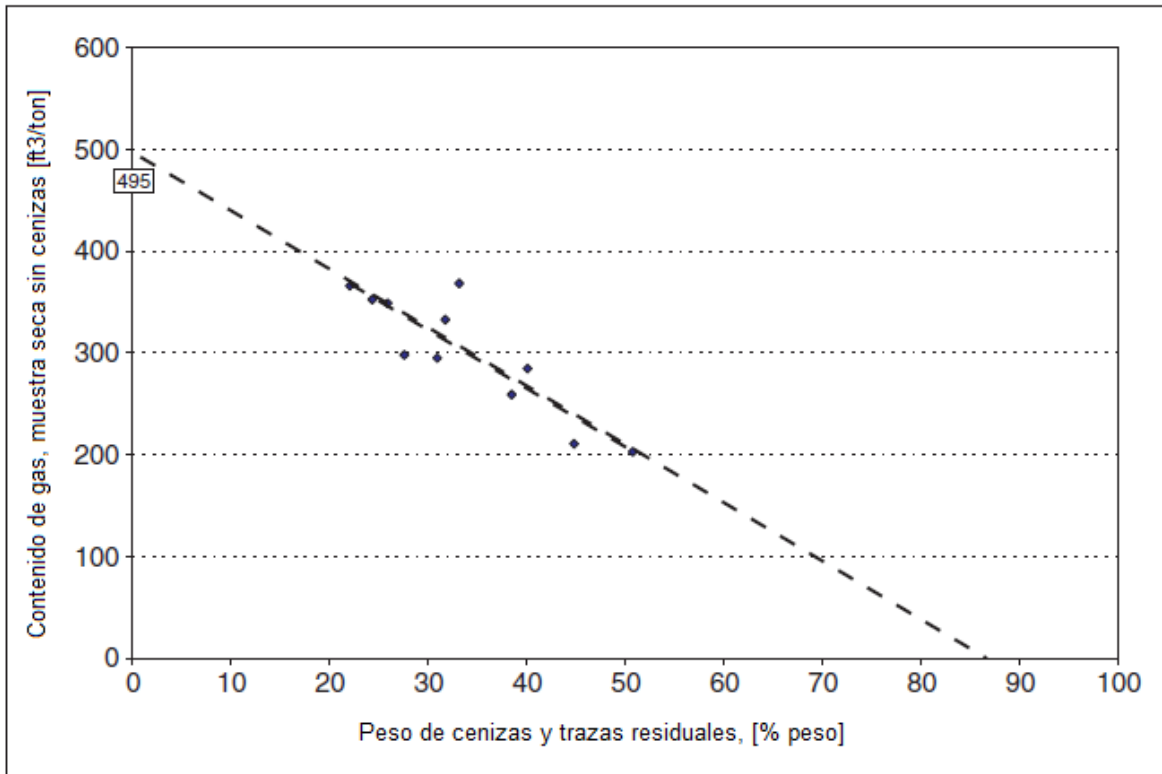


Fig. 2.1 (b) Gráfica de contenido máximo de gas. Yacimiento San Juan, EE.UU.

Como se observa existe una relación inversa entre el total de gas contenido y la correspondiente fracción peso de las trazas. Para este ejemplo, la estimación de contenido de gas puro del carbón obtenido por regresión lineal es

$$495 \left[ \frac{ft^3}{ton} \right].$$

La Fig. muestra que para una muestra de un pozo existe un contenido de gas directamente relacionado con el contenido de componentes residuales en el carbón. Comúnmente se utiliza el método teórico del contenido de gas en carbón puro en lugar de utilizar el las correcciones para una muestra libre de componentes residuales.

Como cualquier otro método estadístico para que sea correcto debe ser aplicado cuando existen muestras suficientes que contienen un rango amplio de contenido de cenizas, humedad y azufre.

## 2.1.6 Contenido de gas: In-situ

Una vez calculado el contenido de gas en una muestra pura de carbón se puede estimar el contenido de gas in-situ usando el contenido de humedad residual y cenizas sin agua. El cálculo del gas in-situ se realiza con la siguiente fórmula:

$$GC_{in-situ} = GC_{PC} \{1 - WF_{DASH} - WF_{RMC}\} \dots \dots \dots (2.8)$$

Donde:

$$GC_{in-situ} \left[ ft^3@c.e./ton \right] = \text{Contenido del gas in - situ}$$

$$GC_{PC} \left[ ft^3@c.e./ton \right] = \text{Contenido de gas en muestra pura de carbón}$$

$$WF_{DASH} [\text{fracción peso}] = \text{Contenido de cenizas sin agua}$$

$$WF_{RMC} [\text{fracción peso}] = \text{Contenido de humedad residual}$$

Si el contenido de gas en una muestra “pura de carbón” no está disponible, puede ser reemplazado por el contenido de gas en una muestra libre de agua, azufre, cenizas y trazas residuales ( $GC_{DAMSF}$ ). Se ha descubierto que existe una correlación entre el contenido de cenizas y la densidad bulk, la cual se mide por medio de registros geofísicos<sup>6</sup>. La correlación se representa por la ecuación siguiente:

$$WF_{DASH} = \left\{ \frac{\rho - \rho_c}{\rho_a - \rho_c} \right\} \dots \dots \dots (2.9)$$

Donde:

$WF_{DASH}$  [fracción peso] = Contenido de cenizas sin agua

$\rho$  [ $g/cm^3$ ] = Densidad bulk medida del carbón

$\rho_c$  [ $g/cm^3$ ] = Densidad del carbón "puro"

$\rho_a$  [ $g/cm^3$ ] = Densidad de las cenizas

Basándose en esta correlación es posible determinar el contenido de gas en el carbón a través de registros. Sin embargo, si la información del registro no es calibrada correctamente con la densidad exacta de la ceniza y del carbón puro, la estimación del contenido de gas será incorrecta. Por lo tanto, la estimación de la reserva de gas se complica al necesitar: mejores muestras de núcleo que sean representativas del yacimiento, un análisis cuidadoso en laboratorio, una medición correcta del gas perdido y la correcta interpretación de la información.

## 2.2 Cálculo de la reserva de gas

Una vez calculado el contenido de gas in-situ se calcula la **reserva de gas** inicial al multiplicar el contenido de gas in-situ por la densidad de carbón y a demás añadir el término de gas libre en fracturas. Finalmente el cálculo de la reserva de gas se realiza con la siguiente fórmula:

$$G_I = V_c + 1359.7 Ah\bar{\rho}(GC_{in-situ}) \dots \dots \dots (2.10)$$

Donde:

$G_I$  [ $ft^3@c.e.$ ] = Volumen inicial de gas

$V_c$  [ $ft^3@c.e.$ ] = Volumen de gas libre en fracturas

$A$  [acres] = Área de la superficie del yacimiento (área de drene)

$h[\text{pies}] = \text{Espesor neto del carbón}$

$\bar{\rho} \left[ \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right] = \text{Densidad bulk promedio del carbón}$

$GC_{in-situ} \left[ \frac{\text{ft}^3 @ c. e.}{\text{ton}} \right] = \text{Contenido de gas in - situ}$

La altura (h) o espesor del carbón es determinado a través de registros de densidad de alta resolución. Para determinar el valor exacto del espesor se recomienda utilizar registros de densidad de alta resolución para espesores pequeños. Si se utilizan registros convencionales puede resultar en una mala estimación del espesor. Si el contenido de gas estimado se encuentra libre de minerales, entonces el espesor de la veta de carbón debe ser reportado libre de minerales.

Entonces el volumen de gas libre en las fracturas ( $V_c$ ) que aparece en la ecuación 2.10 es cambiado por la ecuación de Holditch y Zuber<sup>9</sup>:

$$G_i = A(\sum h) \{ 43,560 \phi_c (1 - S_{WC}) B_g + 1.36 \bar{\rho} (GC_{in-situ}) \} \dots \dots \dots (2.11)$$

Donde:

$G_i [Mft^3] = \text{Volumen de gas inicial}$

$\phi_c [\text{fracción}] = \text{Porosidad por fracturas}$

$S_{WC} [\text{fracción}] = \text{Saturación de agua en las fallas}$

$B_g \left[ \frac{Mft^3}{ft^3} \right] = \text{Factor de volumen de gas de la formación}$

$\sum h [ft] = \text{Valor neto del espesor del carbón}$

---

<sup>9</sup> "CBM engineering methods," Holditch, S. and Zuber, M (SPE ) octubre 1992, Conferencia técnica anual.

Menos del 10% del total de gas inicial se encuentra en las fracturas de forma libre, lo cual es una porción relativamente pequeña y puede ser despreciable. La ecuación de de Holdich y Zuber es simplificada y queda de la siguiente manera:

$$G_i = 1359.7 Ah\bar{\rho}(GC_{in-situ}) \dots\dots\dots (2.12)$$

La ecuación 2.12 puede ser arreglada para utilizar el contenido de gas en una muestra libre de agua restando la fracción peso de la ceniza y de la humedad residual, la ecuación anterior de la siguiente manera:

$$G_i = 1359.7 Ah\bar{\rho}_{DAF}(GC_{DAF})(1 - WF_{DASH} - WF_{RMC}) \dots\dots\dots (2.13)$$

Donde:

$G_i [ft^3] =$  *Volumen de gas inicial*

$GC_{DAF} \left[ \frac{ft^3}{ton} \right] =$  *Contenido de gas libre de agua y cenizas*

$\bar{\rho}_{DAF} \left[ \frac{gr}{cm^3} \right] =$  *Densidad promedio del carbón seco y sin cenizas*

$WF_{RMC} [fracción peso] =$  *Contenido de humedad residual*

$WF_{DASH} [fracción peso] =$  *Contenido de cenizas sin agua*

Las reservas recuperables de metano son calculadas a partir del volumen de gas inicial. La estimación de volumen recuperable es calculada al multiplicar un factor de recuperación por el volumen de gas inicial utilizando la siguiente ecuación:

$$G_R = G_i * R_f \dots\dots\dots (2.14)$$

Donde:

$G_R [MMft^3@c. e.] =$  *Reserva recuperable de gas metano*

$G_i [MMft^3@c. e.] =$  *Volumen de gas inicial*

$R_f = \text{Factor de recuperación}$

El factor de recuperación es estimado a partir el volumen de gas inicial y el volumen de gas residual (ver Fig. 2.2)<sup>10</sup>.

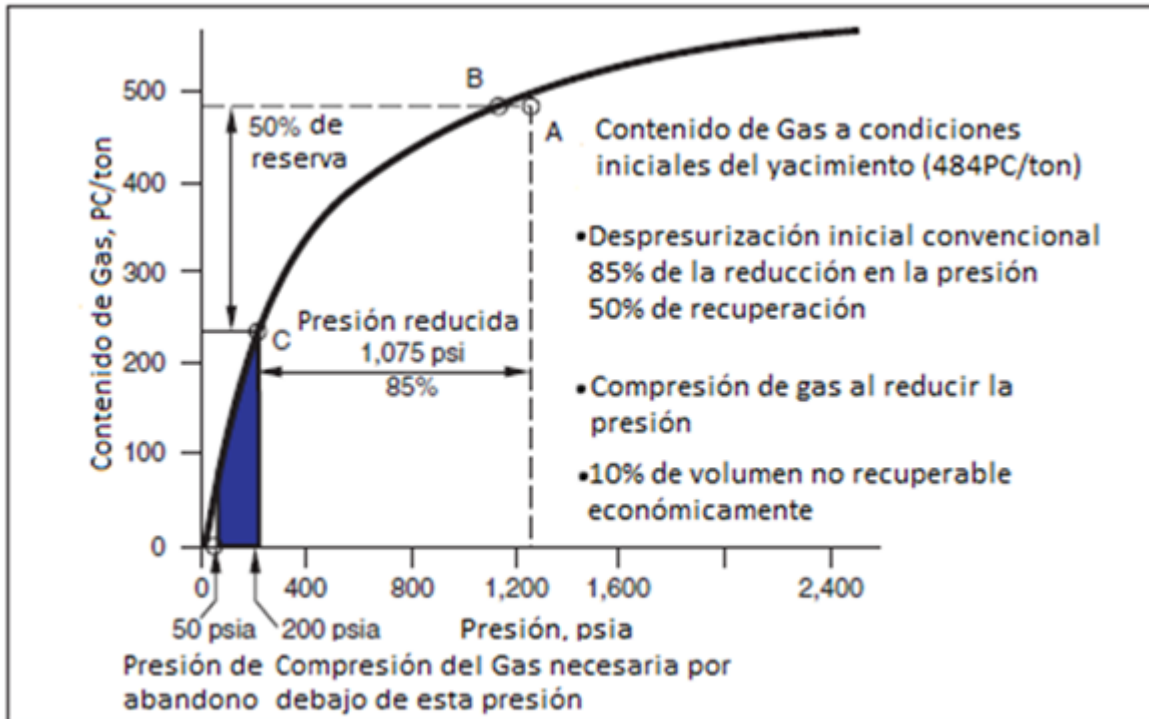


Fig. 2.2 Estimación de reservas y factor de recuperación.

La presión de abandono va a establecer el volumen gas residual en el carbón a las condiciones de abandono. Utilizando el volumen de gas inicial y el volumen de gas residual se obtiene el factor de recuperación con la siguiente ecuación:

$$R_f = \frac{V_i - V_a}{V_i} \dots \dots \dots (2.15)$$

<sup>10</sup> "Significance and determination of gas content data as related to CBM reservoir evaluation and production implications," J.C. & Erwin, Simposium de CBM, Tuscaloosa, Alabama

Donde:

$R_f = \text{Factor de recuperación}$

$V_i \left[ \text{ft}^3 / \text{ton} \right] = \text{Contenido de gas inicial volumétrico}$

$V_a \left[ \text{ft}^3 / \text{ton} \right] = \text{Contenido de gas residual}$

### 2.3 Determinación de la capacidad de sorción: Método de isotermas

La **isoterma de sorción** define la relación de la presión a la capacidad de un carbón dado para contener gas a una temperatura constante.

Serán necesarias determinaciones precisas, tanto del contenido de gas como de la isoterma de sorción para estimar las reservas recuperables y el perfil de producción. La Fig. 2.3 muestra la utilización de la isoterma obtenida a partir de una muestra de un pozo de la formación *Fruitland en el yacimiento de San Juan en Nuevo México*. El contenido de gas total [Gc], determinado por una prueba de desorción fue de 355  $\left[ \frac{\text{btu}}{\text{pies}^3 @ \text{estandar}} \right]$ :

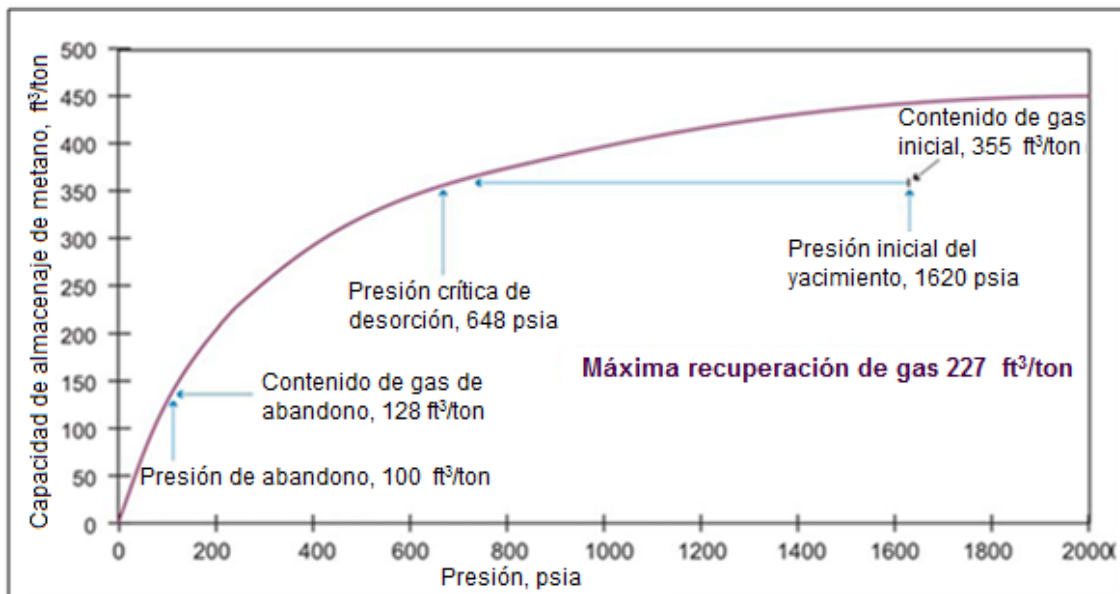


Fig. 2.3 Uso de isotermas de sorción en la determinación del contenido de gas

A la presión inicial del yacimiento de 1620 [PSIA] el contenido de gas es menor que la capacidad de almacenamiento dado por la isoterma de sorción, 440 [ft<sup>3</sup>/ton] a esa misma presión. Esto implica que reduciendo la presión a 648 [PSIA] permitiría obtener 355 [ft<sup>3</sup>/ton] sobre la curva de la isoterma. Esta presión es conocida como la presión crítica o presión de desorción (*P<sub>d</sub>*).

La cantidad de gas adsorbido por una capa saturada dependerá de la presión y temperatura del yacimiento. Se puede establecer una analogía con un yacimiento de petróleo convencional, con su punto de burbuja igual a la presión inicial del yacimiento. Si la presión inicial del yacimiento es mayor que la presión de desorción crítica, se considera que la capa esta subsaturada. En consecuencia, es indeseable una capa de carbón subsaturada, ya que será necesario producir mayor cantidad de agua antes de que el gas comience a fluir.

La ecuación más utilizada que describe la adsorción de gases en un sólido (carbón) es la ecuación propuesta por Langmuir (1918)<sup>11</sup>:

$$V = V_L \frac{p}{p+p_L} \dots\dots\dots (2.16)$$

Donde:

$V \left[ \frac{\text{ft}^3 @ \text{c.e.}}{\text{ft}^3} \right]$  = Volumen de gas actualmente adsorbido a la presión *p*

$V_L \left[ \frac{\text{ft}^3 @ \text{c.e.}}{\text{ft}^3} \right]$  = Volumen de Langmuir

*p<sub>L</sub>* [psi] = Presión de Langmuir

*p* [psi] = Presión de yacimiento

Debido a que la cantidad de gas adsorbido depende de la masa de carbón y no del volumen, se puede utilizar la ecuación de Langmuir expresando el volumen adsorbido en [pie<sup>3</sup>/ton]:

$$V = V_m \frac{b * p}{1 + b * p} \dots\dots\dots (2.17)$$

---

<sup>11</sup> "The adsorption of gases on plane surfaces of glass, mica, and platinum," Langmuir (1918).



Donde:

$V \left[ \frac{\text{ft}^3 \text{c.e.}}{\text{ton}} \right] = \text{Volumen de gas adsorbido a la presión } p$

$V_m \left[ \frac{\text{ft}^3 \text{c.e.}}{\text{ton}} \right] = \text{Constante de la isoterma de Langmuir}$

$b \left[ \frac{1}{\text{psi}} \right] = \text{Constante de presión de Langmuir}$

$P[\text{psi}] = \text{Presión}$

El contenido de gas in-place (reserva de gas) es determinado al multiplicar el volumen de gas adsorbido (V) y el contenido total de carbón en el estrato o yacimiento.

$$G_i = V * CM \dots\dots\dots (2.18)$$

Donde:

$G_i[\text{MMPC}] = \text{Reserva de gas asociado al yacimiento de carbón}$

$CM[\text{ton}] = \text{Masa total de carbón}$

El contenido total de carbón se calcula con la fórmula:

$$CM = Z * A * \bar{\rho} \dots\dots\dots (2.19)$$

$Z = \text{Espesor neto del estrato de carbón}$

$A = \text{Área del yacimiento de carbón}$

$\bar{\rho} = \text{Densidad promedio del carbón}$

El cálculo de la reserva de gas no es tan exacto debido a que no considera el contenido de cenizas azufre y el contenido de humedad.

El contenido de humedad disminuye la capacidad de sorción del carbón. Se puede obtener una muestra de humedad proveniente de los pozos para poder construir la isoterma<sup>12</sup>. Las isotermas de sorción no consideran los componentes residuales del carbón por lo que se recomienda utilizar el método de contenido de gas directo para el cálculo de las reservas de gas.

---

<sup>12</sup> "Coal-bed methane gas-in-place resource estimates using sorption isotherms and burial history reconstruction: An example from the ferron sandstone member of the Mancos shale, Utah" A. Dallegge & Charles Baker. U.S. Gaceta de registro geológico.

## **3 Extracción del gas asociado a yacimientos de carbón**

### **3.1 Tipos de explotación del carbón con gas grisú**

El gas asociado a los yacimientos de carbón se explota antes, durante y después del minado del carbón, sin embargo la mayor parte de la producción se obtiene de estratos carboníferos que no son explotados debido a la calidad del carbón, a la profundidad del estrato, al espesor del estrato o debido a las difíciles condiciones en las que se encuentra. En EE.UU. el 90% de la producción de gas grisú se obtiene de estratos en donde el carbón no es recuperado<sup>1</sup>. El metano venteado o que se escapa de los estratos a la atmósfera, ocasiona problemas ambientales graves, ya que se considera un potente gas de invernadero, 21 veces más potente que el dióxido de carbono<sup>2</sup>. Con la finalidad de controlar las emisiones de gas metano se han desarrollado diferentes tipos de explotación, a continuación se da una descripción de los diferentes tipos de minados.

#### **3.1.1 Minería subterránea**

La minería subterránea es utilizada para extraer el carbón encontrado a grandes profundidades. Las capas de carbón localizadas a gran profundidad contienen mayores cantidades de metano que las capas más superficiales. El carbón localizado a grandes profundidades normalmente es de mayor calidad y la presión adyacente en las capas a esas profundidades favorece a que el carbón tenga mayor volumen de metano.

Se requieren de sistemas de ventilación para mantener las concentraciones de metano por debajo de 1% en relación al volumen del aire, con esta medida se garantiza la seguridad de los mineros y la operación continua de la mina. Los sistemas de ventilación expulsan metano mezclado con otros componentes a la

---

<sup>1,2</sup> National Energy Technology Laboratory (NETL), laboratorio que forma parte del Departamento de Energía de los EE.UU.

atmósfera a través de enormes ventiladores mecánicos. La Fig. 3.1 y 3.2 nos muestra una mina subterránea y un sistema de desgasificación empleado en la misma.



Fig. 3.1 Ejemplo de una mina subterránea



Fig. 3.2 Sistema de ventilación en una mina subterránea (Mina VII, MIMOSA)

El proceso de extracción de gas grisú en la minería subterránea se puede realizar mediante técnicas las cuales se describirán más adelante.

### 3.1.2 Minería a cielo abierto

La extracción del carbón por medio de la minería a cielo abierto es utilizada en estratos de carbón someros, la técnica de explotación consiste en ir removiendo de los estratos superiores a los inferiores.



Fig. 3.3 Técnica de minado a cielo abierto

Los estratos de carbón superficiales contienen muy bajo volumen de gas, debido a la migración a la atmósfera que pudiera ocurrir durante el tiempo geológico (millones de años). La pérdida del gas a la atmósfera ocurre debido a la baja presión de confinamiento que existe en los estratos superficiales.

El carbón después de su extracción es quebrado, lavado, secado y transportado antes de la venta como producto final. Una pequeña cantidad de gas es contenido en el carbón, a medida que el carbón es tratado y transportado sigue aportando gas a la atmósfera.

### 3.1.3 Minas abandonadas

Después del proceso de extracción del carbón, una porción del estrato no es extraída por razones económicas y de ingeniería, esta actividad ocasiona que la mina se derrumbe después de la extracción. Las rocas fracturadas, producto del derrumbe almacenan y generan gas grisú. El gas busca las zonas de menor presión por lo que el gas grisú es liberado a la superficie, generalmente resulta difícil sellar las minas, por lo que se convierten en fuentes emisoras continuas de metano.

La Fig. 3.4 es un esquema de explotación de gas grisú:

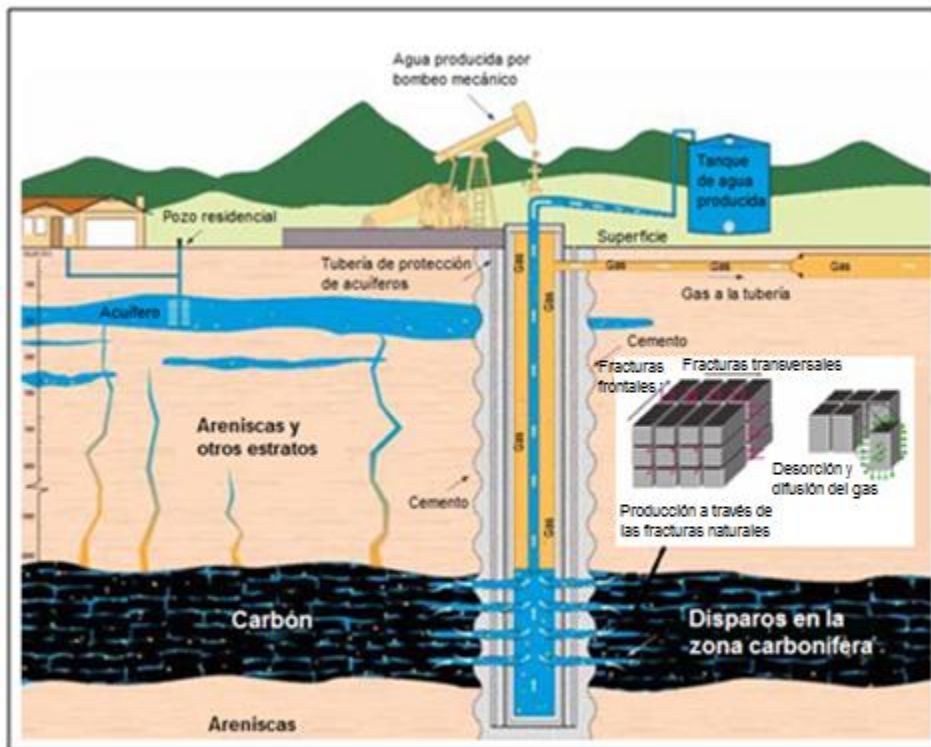


Fig. 3.4 Esquema general de la explotación de gas grisú en yacimientos de carbón

## **3.2 Métodos de drenado antes del minado**

Las técnicas para el drenado antes del minado se pueden clasificar de forma amplia en cuatro categorías:

1. Barrenos Horizontales.
2. Barrenos verticales u horizontales en el techo y piso.
3. Pozos verticales fracturados hidráulicamente.
4. Barrenos horizontales de radio corto perforados desde superficie.

### **3.2.1 Barrenos horizontales**

Los primeros trabajos realizados con esta técnica se realizaron con barrenos horizontales de corto alcance (fig. 3.5), con el avance de la tecnología las longitudes de alcance se fueron incrementando. El éxito en la perforación de un barreno horizontal se puede predecir si se tiene un yacimiento carbonífero con alta permeabilidad ( $\geq 5\text{mD}$ ).

Los barrenos horizontales son perforados dentro de la mina y sirven para drenar zonas que están por minarse, normalmente pertenecen a un bloque de carbón de una mina. La longitud de los barrenos varía entre 100 y 250 metros según las necesidades del minado. Puede haber muchos barrenos horizontales en la mina los cuales se conectan entre sí a una tubería de drenado vertical para su extracción. La recuperación del gas grisú por este método es baja entre 10 y 18 % aunque puede llegar a 30% del gas que normalmente se produce en la mina; este método es muy utilizado porque puede llegar a bajar la concentración de gas en la cara del minado hasta en un 60% reduciendo de esta manera el volumen de ventilación y los riesgos en el minado. La calidad del gas depende de muchos factores, pero puede llegar a tener hasta un 90% de metano. El mayor inconveniente de ésta técnica es que dura entre 6 meses y un año, ya que es el tiempo en el que se desarrolla y se extrae el gas en las vecindades del barreno.

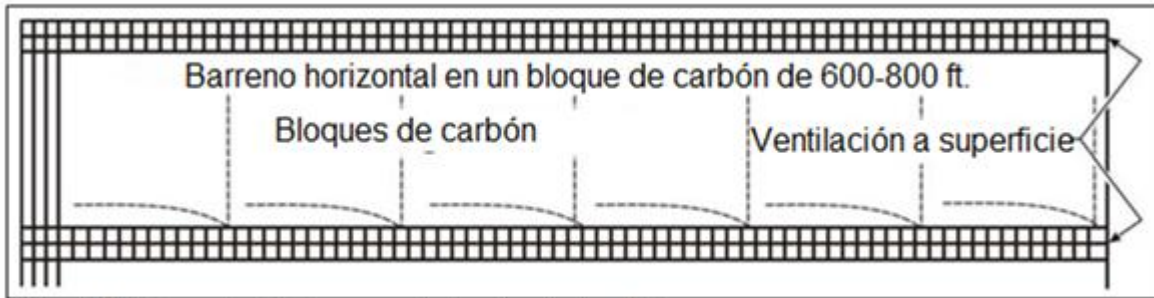


Fig. 3.5 Ejemplo de barrenado horizontal en bloques

### 3.2.2 Barrenos verticales o inclinados

Los barrenos verticales cortos/largos o inclinados se realizan a partir de una mina existente, con el objetivo de agregar a la producción nuevos estratos de carbón que aporten gas, y que ocurra una desgasificación de dicho estrato para la futura explotación del carbón.

En este tipo de drenado, el éxito depende de la alta permeabilidad. Sin embargo, cuando los estratos se encuentran muy cercanos unos de otros, resulta un mejor método para la desgasificación la implementación de barrenos verticales con fracturamiento. La fig. 3.6 esquematiza un barreno vertical.

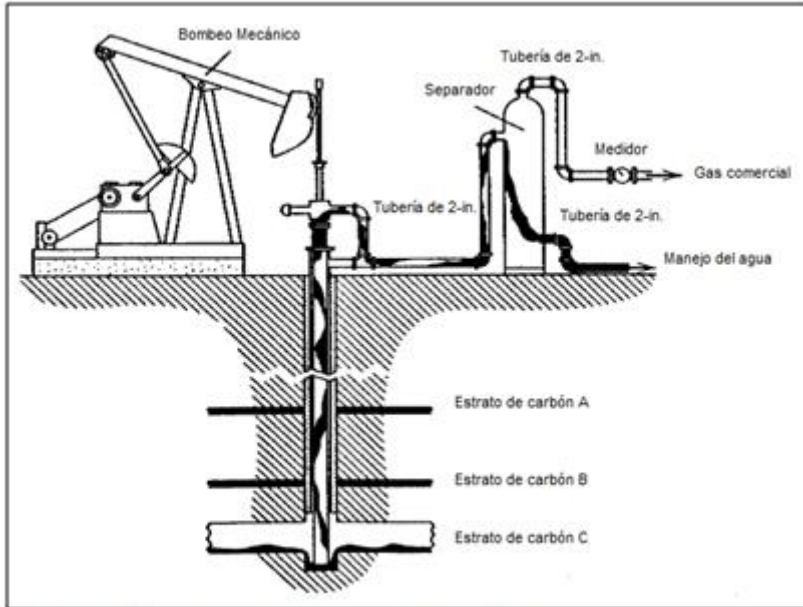


Fig. 3.6 Ejemplo de un barreno vertical

### 3.2.3 Barrenos verticales fracturados hidráulicamente

Los pozos verticales fracturados están diseñados idealmente para estratos altamente gaseosos, profundos, y con baja permeabilidad, en donde la desgasificación del carbón se realiza muchos años antes previos al minado. Estos pozos se perforan desde la superficie en malla, cubriendo toda la superficie o solo se realiza una perforación que llegue al estrato de interés para su futuro minado.

Los pozos verticales rara vez producen gas sin una estimulación hidráulica. Generalmente se emplea agua a alta presión (u otro fluido) con arena, se bombea dentro del estrato de carbón para crear las fracturas (Fig. 3.7). El fluido (agua) se bombea a la superficie y la arena se queda, manteniendo abiertas las fracturas para la circulación del gas al pozo. En condiciones ideales, si los pozos verticales fracturados se perforan de 5 a 10 años antes del minado, se puede tener una recuperación de gas metano de 60 – 70%.

Los pozos verticales fracturados han sido muy exitosos en muchas zonas de los Estados Unidos. En Europa y Asia se han hecho intentos, sin embargo su



éxito ha estado muy limitado. La falta de éxito se ha debido a dos factores (1) el costo y (2) la mala permeabilidad con la que se cuenta.

1.- El costo de la perforación de un pozo con fracturamiento hidráulico en Europa y Australia es de tres veces el costo que en los Estados Unidos. La preparación del terreno y los permisos también es elevado. En algunos países, la perforación y el equipo para el fracturamiento no están disponibles.

2.-La baja permeabilidad (menor a 1mD) de muchos yacimientos carboníferos Europeos, Asiáticos y de Australia contribuyen a que el éxito de los pozos fracturados sea limitado. Incluso algunos trabajos de diseño y ejecución de algunos pozos Australianos han sido ineficientes. Una solución a este problema podría ser una “inyección de gas”, por ejemplo, la inyección de un gas inerte como el nitrógeno o el dióxido de carbono con el fin de extraer el metano a la superficie. El incremento en la producción de metano es proporcional al incremento del contenido del gas inerte en el gas producido. Esto podría afectar la comercialización del gas metano debido a los procesos que implicaría.

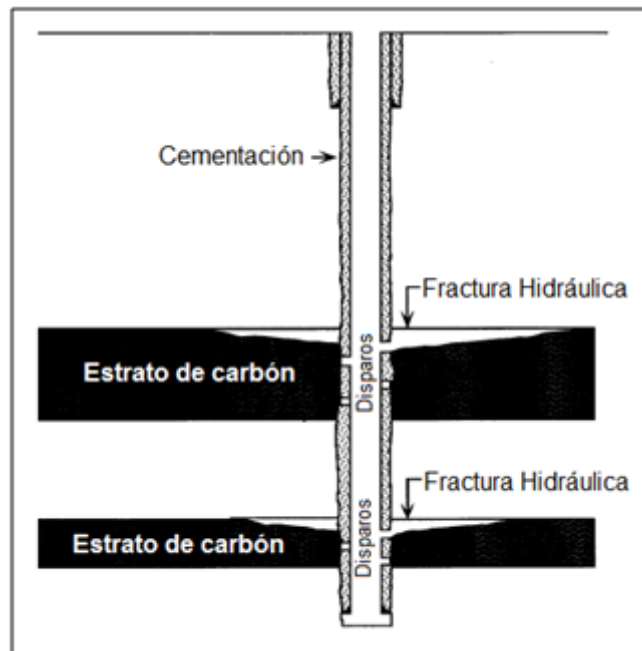


Fig. 3.7 Fracturamiento hidráulico

### 3.2.4 Barrenos horizontales de radio corto

En estratos de carbón con alta permeabilidad, el drenado de metano se puede realizar con barrenos verticales perforados desde superficie y después desviándose con una tubería de radio corto para intersecar horizontalmente el estrato deseado. El alcance horizontal puede ser mayor a los 3,000 [ft] (1,000m.).

En este tipo el metano fluirá desde el estrato a la superficie con su propia presión, como se muestra en la Fig. 3.8. Esta técnica ya se ha probado en campos petroleros y ha dado buenos resultados, pero se han encontrado aplicaciones muy limitadas para su uso en las minas de carbón por dos razones:

- **Costo:** Un barreno vertical de radio-corto perforado a una profundidad de 1,000 [ft] y extendido horizontalmente a 3,000 [ft] Tiene un costo aproximado mayor a 500,000 dólares.
- **Acumulación de agua:** Como se puede observar en la Fig. 3.8, cualquier acumulación de agua en la rama tubería horizontal del barreno ocasionaría graves problemas que podrían inhibir la producción de gas. Una solución podría ser profundizando más la tubería por debajo del estrato de carbón e instalando una bomba para que succione el agua, la cual es común observar en los pozos verticales fracturados.

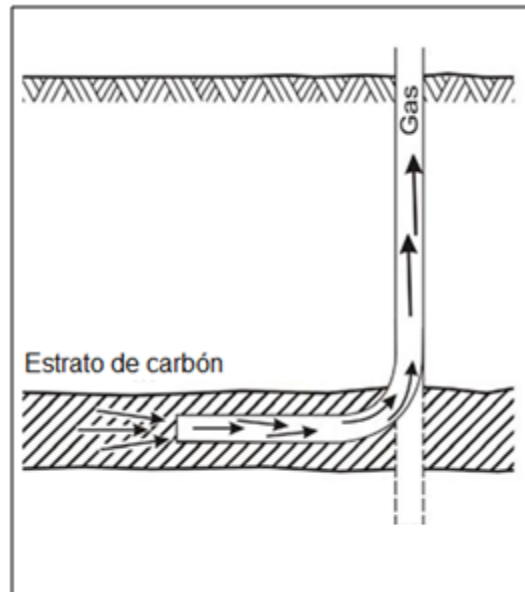


Fig. 3.8 Barreno horizontal de radio corto

De las cuatro técnicas antes mencionadas, los pozos verticales con fracturamiento han sido la opción más efectiva para la desgasificación antes del minado de los estratos de carbón, ya que permiten el acceso a todos los estratos para la desgasificación. El objetivo del fracturamiento en minas es alcanzar una productividad alta. La única excepción para su uso, es si se trata de minas poco profundas y con mucha permeabilidad, ya que la inversión no resultaría suficientemente económica. En las formaciones someras, un fracturamiento no sería productivo debido a que el sistema de fracturas no se extiende lo suficiente. Para que un sistema de fracturas sea exitoso se requiere una formación (estratos de carbón) fuerte que evite posibles fugas del yacimiento.

Recientemente, los barrenos horizontales de radio corto perforados desde la superficie son usados para la extraer el metano de los estratos permeables. En un futuro, se estima que el gas inerte inyectado en los yacimientos carboníferos sea el dióxido de carbono en vez del nitrógeno, ya que ofrece numerosas ventajas tanto ambientales (para almacenar el dióxido) como económicas (recuperación de un mayor porcentaje de gas grisú).

### 3.3 Métodos de drenado después del minado

Las técnicas para la extracción del gas después del minado se pueden realizar mediante 3 técnicas:

- Método de cavidades empacadas.
- Método de cavidades cruzadas.
- Método de barrenado vertical en caídos (GOB).

#### 3.3.1 Método de cavidades empacadas

Esta técnica es utilizada mayormente en minas de Rusia. Consiste en aislar parcial o completamente la zona de trabajo en la mina mediante paredes empacadoras, dependiendo de las características de la mina. Se instala una red de gasoductos a través de la mina, y utilizando bombas al vacío se extrae el gas. La Fig. 3.9 muestra el método de drenaje por cavidades empacadas.

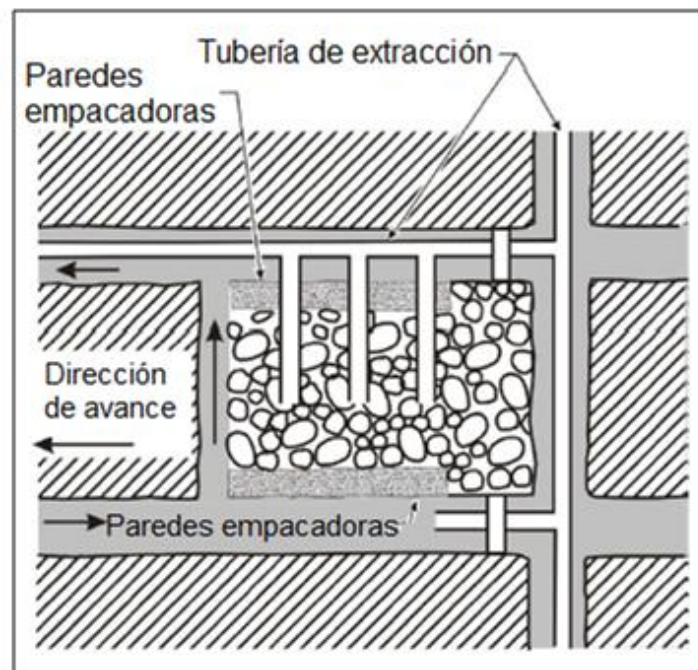


Fig. 3.9 Extracción mediante cavidades empacadas

### **3.3.2 Método de cavidades cruzadas**

Este método de extracción es el más utilizado para el control de metano en las minas de Europa. El ancho de las cavidades oscila entre 2 a 4 pulgadas a profundidades que varían entre 60 a 500 pies.

El ángulo de la tubería con respecto a la horizontal varía de 20° a 50°. En este método se perfora al menos una cavidad o agujero en cada lado de la mina, y en la parte superior o inferior el número de agujeros y la inclinación de cada uno varía de acuerdo al potencial de gas explotable. Dichos agujeros son direccionados a un sistema de gasoductos más grande, el gasoducto emplea bombas para su extracción. La presión de succión opera de 4 a 120 pulgadas de agua.

El porcentaje de recuperación de gas grisú mediante este método se encuentra entre el 30%-70%<sup>3</sup>.

El flujo de cada agujero es normalmente de 20 [ft<sup>3</sup>/min] aunque en ocasiones supera los 100 ft<sup>3</sup>/min en zonas más profundas. El aislamiento de las cavidades es muy importante y se realiza mediante la cementación de las tuberías de revestimiento como en la industria petrolera, aunque en ocasiones se utilizan liners para hacer la función de una tubería cementada.

### **3.3.3 Método de barrenado vertical o de caídos (GOB)**

El método de barrenado vertical tipo GOB se emplea a una profundidad de 4 o 15 metros por arriba de las capas de carbón que van a ser extraídos.

El barrenado se emplea antes del minado, sin embargo su utilización empieza una vez que el minado de esa zona ha pasado y la roca fracturada del caído (GOB en inglés) genera una gran permeabilidad la cual permite que el gas liberado del carbón no regrese a la mina, y el gas metano sea extraído a superficie con la

---

<sup>3</sup> "Handbook for methane control in mining" Dr. Fred N. Kissell, 2006

ayuda de un sistema bombeo. La extracción se realiza por encima de la capa de los caídos. La producción varía de 2 [Mft<sup>3</sup>@c.e./día] a 100 [Mft<sup>3</sup>@c.e./día] cuando se estabiliza con el tiempo. Este método puede recuperar entre el 30 y 70% del volumen, según las condiciones geológicas. Una desventaja es que al inicio la calidad del gas permite su incorporación a los gasoductos superficiales, sin embargo con la explotación continua la concentración de metano disminuye hasta un 35 %, haciendo necesaria una mezcla con otros gases para mejorar su calidad. En la Fig. 3.10 se representa el esquema de un barrenado tipo GOB.

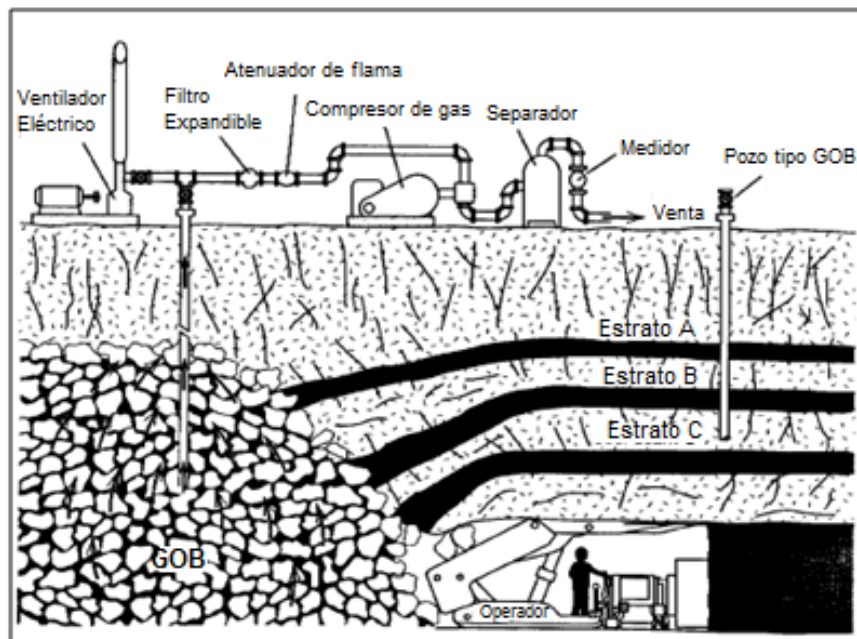


Fig. 3.10 Método de barrenado vertical, tipo GOB

### 3.4 Transporte del gas grisú en minas subterráneas

Una vez que el gas grisú es explotado de minas subterráneas es necesario llevarlo a la superficie utilizando tuberías y métodos de transporte ya establecidos a continuación es presentada el procedimiento de transporte utilizado en estados unidos<sup>4</sup>.

En los EE.UU. se sigue un lineamiento general para las operaciones e instalaciones de las tuberías subterráneas empleadas en el transporte del gas grisú, implementado por la industria del carbón en conjunto con la Mine Safety and Health Administration (MSHA)<sup>5</sup>. Dicho lineamiento se menciona a continuación:

1. El material de la tubería subterránea deberá ser de acero o plástico (especial), como se muestra en la Fig. 3.11

- 1.1. Toda la tubería de acero deberá de ser de  $3\frac{1}{2}$  a  $8\frac{1}{2}$  pulgadas de diámetro externo, con uniones de 40 tuberías enroscadas. Estas tuberías deberán estar bien apretadas empleando un lubricante que permita un enrosque óptimo.

- 1.2. Se empleará una brida como conexión cada 10 juntas (210 ft.) con la finalidad que cuando se requiera cambiar una junta solo se mueva determinada sección de la tubería y se realice el cambio.

- 1.3. Toda la tubería plástica será de 3 a 6 pulgadas, utilizando polietileno de alta densidad como material. Se emplearán bridas plásticas en los extremos de la tubería, y se les instalarán anillos de acero para usarse en conexiones plástico-plástico y plástico-acero.

---

<sup>4</sup> Handbook for methane control in mining, autor: Ph.D Fred N. Kissell Pittsburgh, PA, junio 2006

<sup>5</sup>Mine Safety and Health Administration (MSHA). Agencia perteneciente al departamento del trabajo en los EE.UU, cuya función es administrar el reglamento federal de seguridad y salud en minas de 1977.

2. A la sección entre el fondo del agujero y la cabeza del pozo se le harán pruebas de presión, en la cual se le aplicará una presión 1.25 veces mayor a la del agujero o 90 [psi], o la que resulte mayor.
3. La tubería deberá estar expuesta y cuando tenga que atravesar una entrada de aire, se deberá emplear línea de acero en esa sección

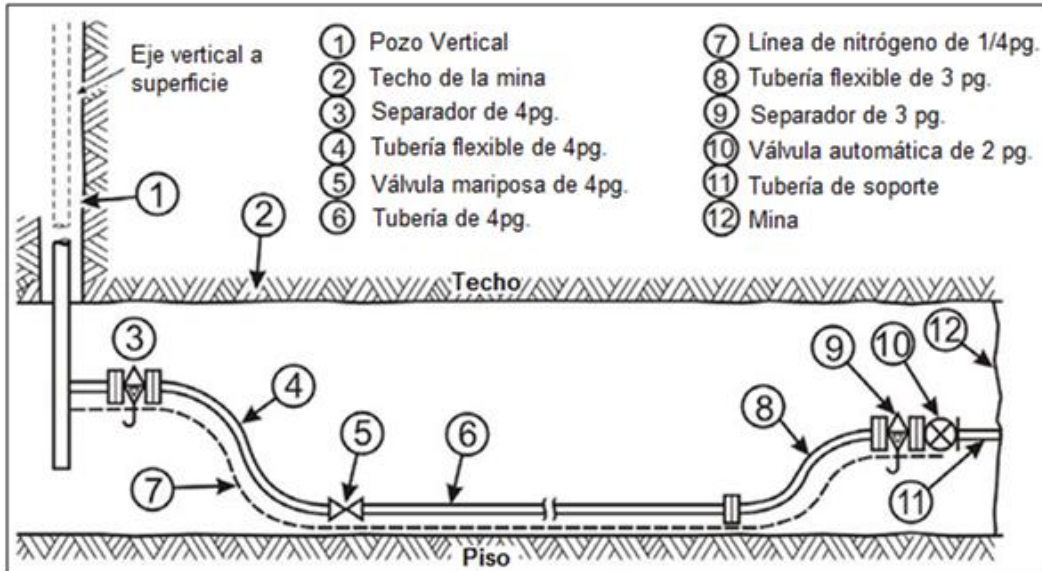


Fig. 3.11 Instalación de tubería subterránea

4. No se emplearán mangueras en el sistema, excepto mientras el agujero esté siendo perforado. Solo se empleará tubería flexible en puntos críticos, tales como las conexiones de la cabeza a la tubería, y estará hecha de acero inoxidable con una cubierta triple.
5. La tubería de acero estará soportada firmemente con un soporte de ancho mayor a 2 [ft].
6. Un separador de agua se instalará al final de la tubería vertical con la finalidad de remover la condensación en la tubería y evitar problemas en su transporte a superficie. Otros separadores se instalarán en las cavidades o en las líneas si la producción de agua es tal que se requiera. Todos los separadores serán



de uso industrial, y el drene de agua se podrá hacer en la línea cuando sea necesario.

7. Si se utiliza tubería de acero inoxidable, se examinará la tubería mediante un registro y se llevará a cabo una protección catódica donde sea necesario.
8. Se instalarán válvulas de corte en cada cabeza de pozo. Estas se mantendrán abiertas mediante un sistema de nitrógeno o aire bajo presión, contenido a lo largo de una línea paralela de plástico frágil por arriba de la tubería de transporte, como medida de seguridad de la tubería. Cualquier derrumbe o fuego ocasionado dañará primero la tubería plástica, ocasionando que se cierre la tubería inmediatamente.
9. El sistema de tuberías será inspeccionado semanalmente por una persona competente familiarizado con la operación del sistema.
10. Si el flujo de aire de ventilación de la mina afuera de la tubería, es tal que pueda ocasionar una ruptura y elevar los límites de concentración en el ambiente, se deberá emplear un detector de metano.
11. En las instalaciones superficiales se deberá instalar un atenuador de flama<sup>6</sup>, así como una válvula check para impedir un posible contra-flujo. Se puede añadir un medidor de placa de orificio si se necesita. Todas las instalaciones superficiales deberán de inspeccionarse periódicamente para asegurar el funcionamiento.
12. Todos los agujeros empleados para la desgasificación serán revisados después de la perforación empleando herramientas de revisión. Dichos agujeros serán trazados con mucha precisión en mapas para prevenir un minado involuntario a través de ellos.

---

<sup>6</sup>Atenuador de flama. Pieza de un equipo instalado en un proceso industrial para detener la propagación de una deflagración a lo largo de la tubería, extingue la flama.

13. Si en un futuro se requiere abandonar un agujero, la tubería empleada se deberá retirar, y un mapa detallado de la localización se entregará a las autoridades competentes.
  
14. Un compresor será requerido en superficie si la explotación del gas resulta beneficioso. Los planes para su instalación lo determinará la autoridad competente.

## **4 Explotación y producción de gas grisú**

Este capítulo trata acerca de las operaciones necesarias en la construcción y terminación de un pozo de gas grisú. Un aspecto fundamental durante la explotación es el uso de medidores de flujo de gas para el control de la producción, así como el uso de tratamientos aplicables al gas para su comercialización.

### **4.1 Construcción y terminación de un pozo de gas grisú**

Generalmente los estratos de carbón se encuentran a profundidades someras lo que facilita la perforación y hace viable la explotación del gas contenido. La terminación del pozo depende directamente del tipo de pozo y las condiciones del agujero. A continuación se describe el proceso de la perforación y terminación de los pozos destinados a la explotación del gas asociado a yacimientos de carbón (CBM).

#### **4.1.1 Perforación**

La perforación de pozos destinados a la extracción de gas asociado a yacimientos de carbón es similar a la perforación convencional, sin embargo requiere mayor atención en la obtención de núcleos. Los pozos de gas grisú pueden ser de producción o de prueba (pozos piloto) para explorar el potencial del yacimiento. Los pozos de prueba son generalmente 4 o 5, con un pozo en el centro y los demás alrededor. Para desarrollar el área serán necesarios muchos pozos más dependiendo de la rentabilidad del proyecto, el área de drene, y el espaciamiento entre pozos. El espaciamiento entre pozos es determinado por las pruebas de permeabilidad, estas pruebas también determinarán si es necesaria una perforación horizontal<sup>1</sup>. Debido a que el carbón contiene agua la cual

---

<sup>1</sup> "CBM: Principles and practices", Halliburton capítulo: 5-Construcción de pozos.

mantiene al gas hidrocarburo atrapado, es necesario utilizar bombas que extraigan el agua de los pozos los cuales reducen la presión de confinamiento. A medida que la presión es disminuida el gas empieza a fluir fuera del carbón.

Debido a que la mayoría de los yacimientos de carbón se encuentran a profundidades someras (aproximadamente 500 m.) la perforación de los pozos verticales y horizontales son más baratos que los pozos de gas convencionales<sup>1</sup>. Además de los pozos horizontales y verticales existen los pozos “GOB” o de caídos. Ver Fig. 4.1(a).

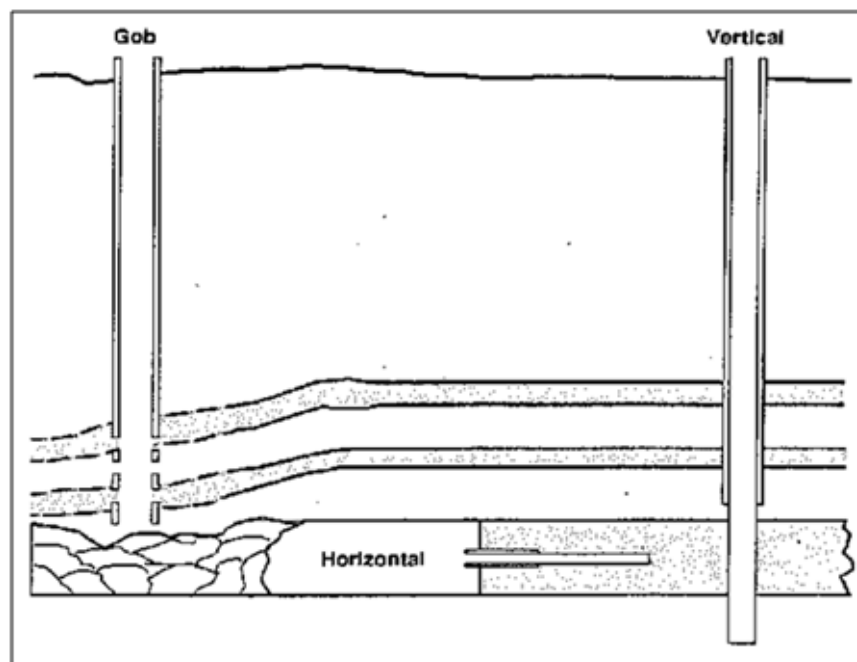


Fig. 4.1 (a) Perforación de un pozo vertical y tipo Gob

Los pozos horizontales son construidos dentro de las minas de carbón que se encuentran en explotación. Los pozos tipo GOB son perforados desde la superficie llegando a la zona del estrato ya minado. Los pozos verticales son perforados en zonas vírgenes del yacimiento de carbón<sup>2</sup>.

El factor principal que se debe cuidar durante la perforación es el daño a la formación, una forma de evitar el daño es mediante la perforación bajo balance. La perforación bajo balance describe una condición del pozo donde la presión de la

<sup>2</sup> “A strategy for coalbed methane production development part 3: production operations” C.M Boyer et al.

formación es mayor que la presión hidrostática del pozo. En yacimientos con presión normal la perforación bajo balance utilizaría un sistema de circulación base aire y en yacimientos con presiones anormales o sobre-presionados se utilizan fluidos especiales (liquido con sólidos y aire) que mantienen el control de los fluidos del yacimiento. La Fig. 4.1 (b) muestra un ejemplo de la perforación bajo balance:

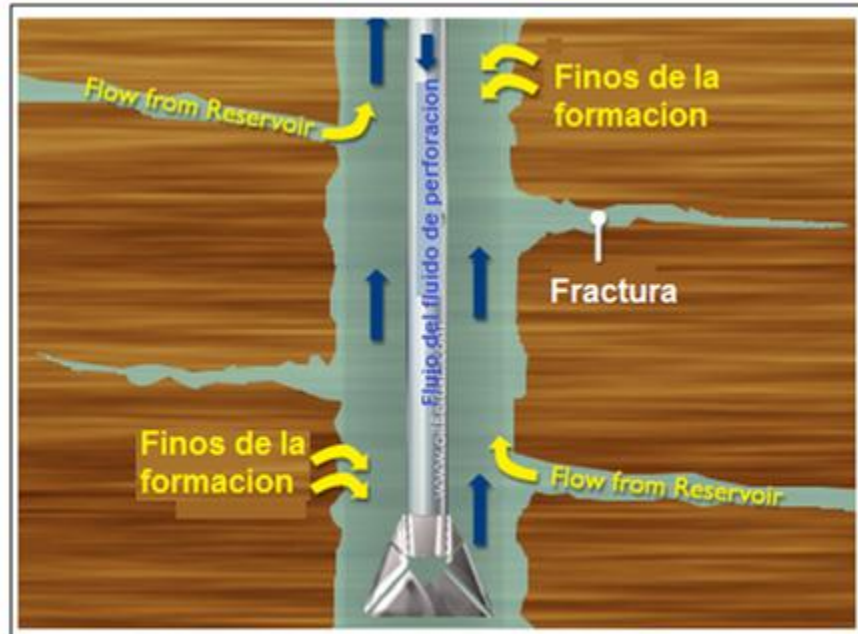


Fig. 4.1 (b) Ejemplo de perforación bajo balance

El espaciamiento entre los pozos y el uso de perforación horizontal se determina mediante pruebas de permeabilidad. En las vetas de carbón con bajas permeabilidades y con espesores mayores a 3 [ft] se emplea generalmente una terminación horizontal.

Existen diferentes técnicas de perforación horizontal para yacimientos no convencionales, por ejemplo: La perforación multilateral la cual ha sido muy exitosa.

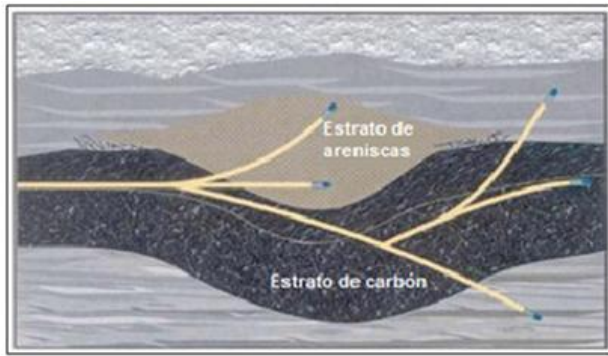


Fig. 4.1 Perforación Multilateral de un estrato carbonífero

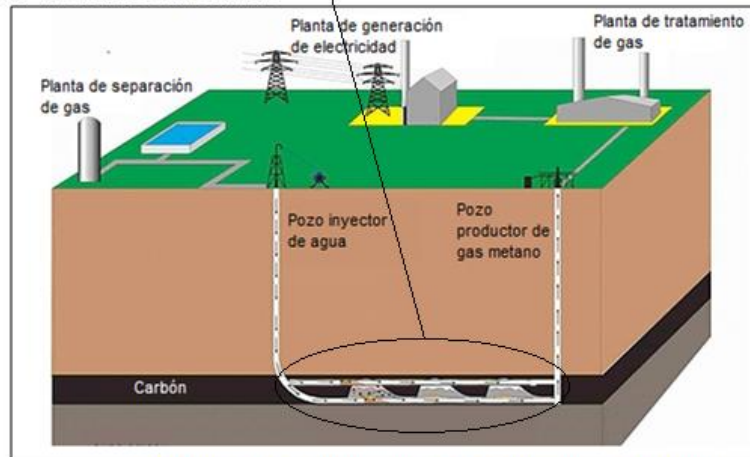


Fig. 4.2 Ejemplo de aplicación de la perforación multilateral

La perforación con aire a presión se emplea en minas previamente explotadas, en donde los escombros que se desechan encima de la superficie tienen alta permeabilidad y no permiten la circulación de los fluidos convencionales. Este tipo se emplea para permitir la circulación en el agujero mientras se perfora en los estratos superficiales.

Los fluidos de perforación convencionales se emplean para mantener la estabilidad del agujero en formaciones deleznales y para controlar el flujo de fluidos de la formación. En este caso, se recomienda el uso de agua o salmuera para prevenir el daño a las vetas de carbón, sin embargo es preferible la perforación bajo balance.

### **4.1.2 Barrenas**

El tipo de barrenas utilizadas durante la perforación es determinado por la técnica de perforación. Al igual que en los yacimientos convencionales, la barrenas tricónicas rotatorias son empleadas con fluidos convencionales de perforación. El rango de perforación horizontal utilizando una barrena rotatoria puede alcanzar los 100 [pies/hr] usando un fluido de circulación base agua, ya que el carbón generalmente es más suave que las rocas calizas y areniscas.

### **4.1.3 Fluidos de perforación**

La selección de los fluidos de perforación para pozos de gas asociado a yacimientos de carbón debe ser analizada en base a la información geológica de los yacimientos de carbón.

El daño a la formación y a la permeabilidad se reduce usando el mínimo de surfactantes sólidos y polímeros. Si un fluido de perforación base aire es utilizado durante la perforación, no se requiere la adición de surfactantes o aditivos. Las espumas requieren la adición de surfactantes para proporcionar propiedades espumantes al mezclarse con el aire. En determinado momento se pueden usar lodos de perforación para el mantenimiento de la presión hidrostática.

La perforación con aire y el uso de fluidos de perforación base agua son económicos y seguros para el medio ambiente. También la perforación con aire aumenta el rango de penetración y reduce los costos. La mayoría de los pozos son perforados a la profundidad deseada en uno o dos días, y los problemas de circulación se reducen. Actualmente la mayoría de los yacimientos de carbón utilizan la perforación bajo balance con aire<sup>2</sup>.

Durante la perforación de secciones horizontales en yacimientos de carbón se recomienda utilizar barrenas tricónicas y fluidos base agua, sin embargo en las perforaciones verticales es conveniente la inyección de aire para aligerar la columna hidrostática con la finalidad de mantener una presión bajo balance. En la

perforación multilateral se puede presentar un incremento en el volumen de metano liberado debido a la perforación e incorporación de nuevos volúmenes; con este tipo de perforación se han logrado alcanzar 25000 [pies] de profundidad en agujero descubierto horizontal.

#### 4.1.4 Cementación

La cementación en pozos de gas grisú se compara con la cementación en pozos de gas convencional, excepto por la necesidad de controlar la invasión de fluidos en un sistema de fracturas delicado. En la perforación se utiliza la técnica de bajo balance pero en el proceso de la cementación debe ser ligeramente sobrebalanceada para prevenir la migración de gas liberado a la columna de cemento durante o después de la operación.

La técnica de cementación depende del tipo de pozo, este puede ser en agujero descubierto y o bien entubado (ver Fig. 4.3):

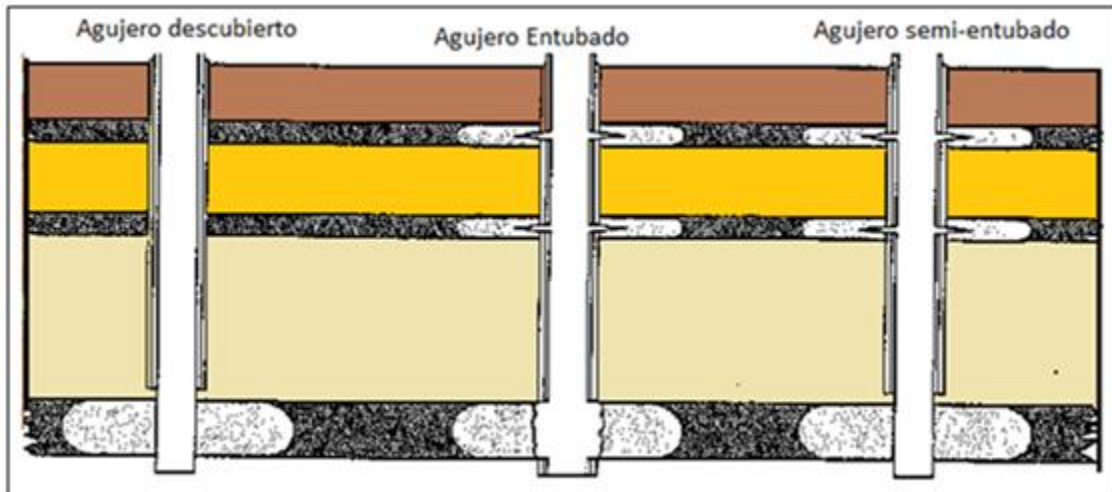


Fig. 4.3 Diferentes tipos de pozos

Después de la cementación se debe realizar un acondicionamiento del agujero para tener un óptimo gasto de producción. Generalmente se utiliza el cemento Portland Clase A y se utilizan aditamentos para acelerar el fraguado.



Debido a que los cementos convencionales pueden dañar la formación se utilizan otras técnicas de cementación como: cementos con nitrógeno (espumas) o cementos con aditivos para aligerar la lechada.

Generalmente con un gasto de bombeo alto se limpia el pozo eficientemente. Ya que la mayoría de los pozos de gas grisú utilizan fluidos base agua, se descartan problemas ocasionados por el uso de lodos de perforación. Durante la cementación el objetivo fundamental que se tiene es colocar la mezcla de cemento sin dañar el yacimiento de carbón.

Si se llevo a cabo una perforación bajo balance utilizando fluido base aire se requiere circular en el agujero agua o un gel limpiador con la finalidad de remover finos y humedecer el agujero para permitir que se adhiera el cemento y prevenir un fraguado repentino del cemento durante su colocación.

La lechada de cemento y los espaciadores reactivos deben estar separados. Dentro de las mejores prácticas en la cementación se recomienda proporcionar de 7 -10 minutos de exposición con el fluido espaciador para limpiar y adecuar el agujero antes de empezar con el bombeo del cemento. Las bombas que provocan un fluido turbulento y mantiene la presión de circulación baja son recomendadas para el bombeo de la lechada de cemento.

Una correcta centralización de la tubería a través de las capas de carbón es requerida para obtener un aislamiento óptimo en la cementación. El uso de centralizadores rígidos es recomendable para reducir la posibilidad de un estancamiento de la tubería durante la operación en pozos horizontales.

Un problema durante la cementación es la posibilidad de migración de gas que puede ocasionar túneles en el cemento y resultar en una pobre cementación que comprometa el aislamiento y los tratamientos de estimulaciones futuras.

El uso de cementos de bajo esfuerzo compresivo, por ejemplo mezclas tixotrópicas son recomendadas. Los aditivos en el cemento previenen la migración del gas en la columna de cemento.

#### **4.1.4.1 Espumas cementantes**

Las espumas cementantes proveen ductibilidad, seguridad y un aislamiento de larga duración para pozos de gas asociado a yacimientos de carbón. El bajo peso de los espumantes provoca menos presión en el sistema de fracturas naturales únicas de los yacimientos de carbón. Si el gradiente de fractura es excedido, la formación puede colapsar y causar que el cemento se pierda en la formación en lugar de cementar la tubería, por esta razón son utilizados aditivos cementantes (espumas).

Durante una cementación primaria las espumas cementantes pueden prevenir que la formación colapse o exista pérdida de circulación y por lo tanto evitar una futura cementación forzada.

#### **4.1.4.2 Aditivos especiales**

Como ya se mencionó el cemento utilizado es Portland, clase A tipo I , que es también utilizado en la industria petrolera. El cemento es mezclado con aditivos para obtener una densidad de 15.6 [lb/gal], sin embargo, es necesario una densidad menor para cementar pozos de gas asociado a yacimientos de carbón por lo que se utilizan aditivos como: bentonita, micro esferas de cristal, partículas de carbón o asfalto.

Debido a que el carbón contiene muchas fracturas naturales es preferible usar material granular para evitar pérdida de circulación. Aditivos ácido-solubles pueden ayudar durante la terminación pero aumentan la densidad. De acuerdo a las mejores prácticas de la industria se recomienda una mezcla que reduzca la densidad entre 11.5 a 12 (lb/gal) y que prevenga la pérdida de circulación al mismo tiempo que proporcione una zona de aislamiento total.

## 4.2 Terminación

La terminación de pozos destinados a la explotación de gas asociado a yacimientos de carbón es similar a la terminación de yacimientos de gas convencional pero con ciertas modificaciones debido a las propiedades del carbón.

Algunas de las propiedades del carbón que generan problemas son las siguientes:

- El carbón es frágil o deleznable. El tipo de carbón con el rango óptimo necesario para la generación de gas metano también es el más frágil.
- El carbón tiene un extenso sistema natural de fracturas que debe estar conectado con el agujero para proporcionar una adecuada permeabilidad.
- Propiedades de adsorción que guían a la matriz del carbón, especialmente para componentes orgánicos que hacen al carbón susceptible a los fluidos fracturantes.
- Se generan partículas finas durante la terminación y la producción.

Es por esto que la terminación es realizada de acuerdo a las condiciones de perforación y las propiedades anteriores. Los tipos de terminación de los pozos destinados a la explotación del gas en vetas de carbón son entre otras: la terminación en agujero descubierto y la terminación cementada. La operación de cementación se ha descrito anteriormente, y en la Fig. 4.5 se muestra un ejemplo de terminación con tubería cementada.

La terminación en agujero descubierto tiene la ventaja de no dejar tubería que obstaculice la minería posterior al drenado, el proceso de cementación no daña la formación del carbón y proporciona un acceso sin obstáculos a la formación del carbón desde el agujero del pozo. Una terminación en agujero descubierto consiste básicamente<sup>2</sup> en:

1. Un casing colocado debajo de la zona de carbón.
2. El agujero pasa a través del yacimiento de carbón.
3. La operación de fracturación hidráulica puede o no realizarse

4. El pozo es limpiado con aire comprimido.
5. Equipo de bombeo es instalado.
6. Se colocan cabezales de producción.

La terminación en agujero descubierto tiene la desventaja de no tener un buen control del flujo de fluidos durante una estimulación, ocasionando pérdidas de fluido o colapso de la formación. Al no estar cementado el agujero es difícil controlar el flujo de agua proveniente de acuíferos. Este tipo de terminación es común utilizarlo en intervalos individuales. La terminación con agujero descubierto puede ser utilizada con una terminación múltiple en zonas diferentes con el propósito de mejorar la producción de gas. La Fig. 4.4 muestra este tipo de terminación<sup>3</sup>:

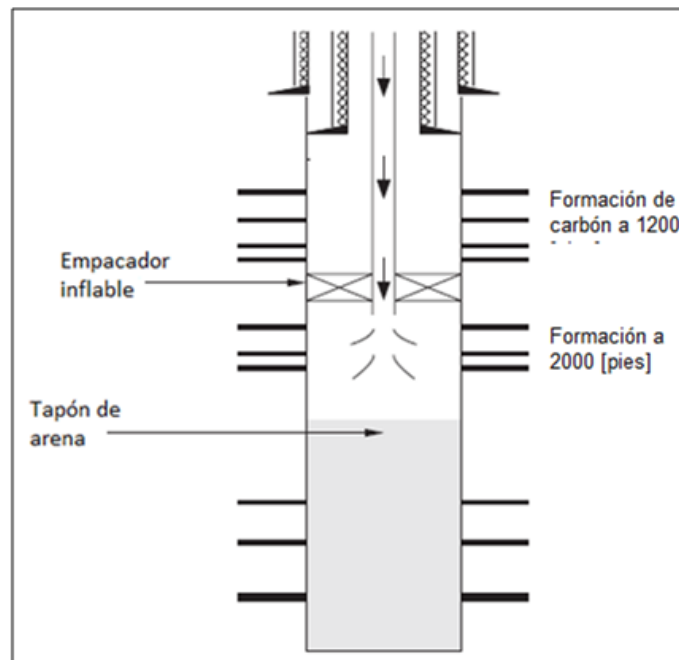


Fig. 4.4 Terminación en agujero descubierto en diferentes intervalos

La terminación entubada tiene la ventaja de un control de fluidos en el acceso al estrato de carbón y mantiene la estabilidad del agujero. Cuando el yacimiento de carbón requiere de un proceso de estimulación en diferentes intervalos es preferible utilizar este tipo de terminación. La desventaja de este tipo

<sup>3</sup> "Multiple-coal-seam well completions in the Deerlick Creek field," Lambert, et al. *JPT* No 11

de terminación es el posible daño a la formación durante el proceso de cementación que antes se mencionó y además del costo que incrementará al utilizar aditivos especiales. La Fig. 4.5 es un ejemplo de terminación con agujero entubado en diferentes intervalos<sup>4</sup>:

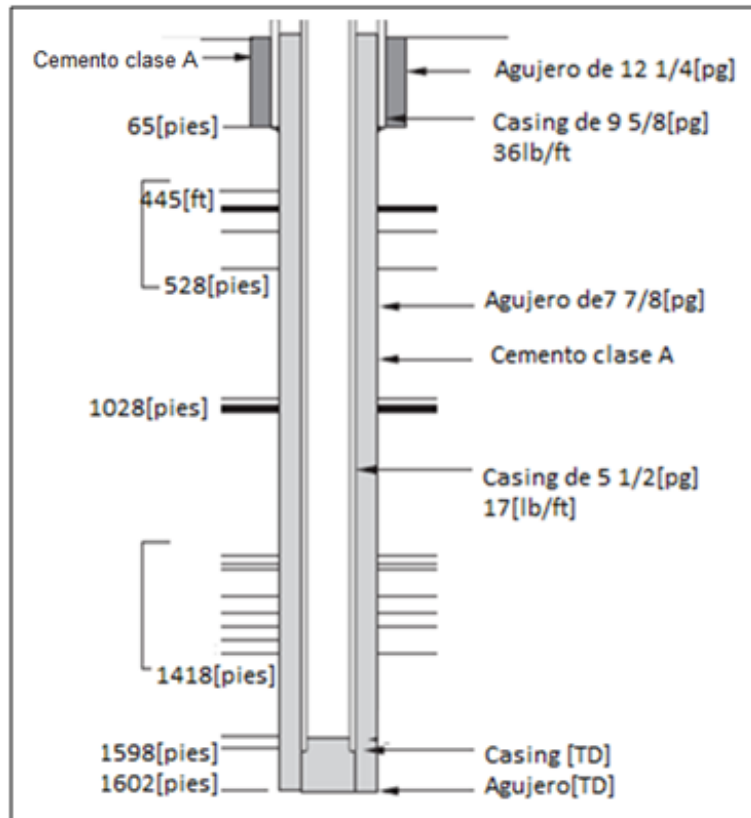


Fig. 4.5 Diagrama general de una terminación entubada

Para que el pozo empiece a fluir requiere de un acceso a la formación. Esto se refiere a una técnica que comunique el pozo (descubierto o entubado) con el estrato objetivo. Para un agujero descubierto la formación se encuentra en contacto la sección del pozo. Pero en una terminación entubada la comunicación se logra por la perforación de la tubería o bien instalando una tubería previamente perforada.

<sup>4</sup> "Multiple coalseam project," Schraufnagel, R.A. y Lambert, S.W.

Después de la terminación del pozo el cabezal del pozo y una bomba son instaladas para empezar con el proceso de “dewatering” o extracción del agua<sup>5</sup>. Los medidores de flujo son instalados dependiendo del tipo de fluido a medir y si la medición es en la cabeza de pozo o como transferencia de custodia.



Fig. 4.6 Proceso de bombeo de agua "Dewatering"

### 4.3 Medición superficial del gas grisú

La medición del flujo de fluidos<sup>6</sup> producidos de la explotación del gas asociado a los yacimientos de carbón es determinada de acuerdo a consideraciones, tales como la exactitud requerida, la información necesitada y el costo de la instalación y del equipo. Por esta razón se utiliza un medidor de flujo en la cabeza del pozo para una medición de referencia y otro tipo de medidor es utilizado para la medición de transferencia de custodia<sup>7</sup>.

---

<sup>5</sup>“Analysis and evaluation of CDM prospects for coal bed methane (CBM) projects in India”Radhin Aljiad.

<sup>6</sup> Medición de flujo de fluidos: Es medir el movimiento de partículas que ocupan y conforman el interior de una tubería que se mueve en una corriente continua para obtener el gasto.

<sup>7</sup> Transferencia de custodia: Medición de flujo, cuyo propósito final es determinar un volumen objeto de compra- venta, que a cambio de un pago cambia el propietario legal de dicho volumen.



Fig. 4.7 Estación de medición en Wasilla, Alaska.

### **4.3.1 Medición de referencia en la cabeza del pozo**

La medición de referencia es una medición constante para evaluar la producción del pozo y la instalación de tuberías de explotación. Debe considerarse que el medidor funciona correctamente hasta que los resultados indiquen lo contrario esto quiere decir que un medidor presente fallas o que exista un problema de la producción y/o en el funcionamiento del equipo. Si se presenta un cambio en las lecturas del medidor indicará que se deben tomar acciones preventivas o correctivas.

El flujo de fluidos no es medido directamente como se puede medir la presión y la temperatura, si no que es deducida indirectamente utilizando diferentes métodos y mecanismos de funcionamiento. La explotación de gas Grisú está íntimamente ligada con la producción de agua a diferencia de los yacimientos convencionales. Al principio de la explotación de un pozo de gas grisú, el agua debe bombearse del yacimiento o veta de carbón para que se alcance la presión mínima de desorción y el gas contenido pueda fluir a la superficie. Los pozos de gas grisú presentan una problemática adicional, y es que una presión baja puede presentarse en la cabeza del pozo. Los medidores de flujo en la cabeza de pozo

utilizados en la explotación del gas asociado son: medidores tipo turbina, desplazamiento positivo, tipo V-Cone y placa de orificio.

La medición en la cabeza del pozo se realiza con diferentes medidores, pero utilizando métodos conocidos en la industria petrolera, los medidores tipo turbina y de desplazamiento positivo son los más utilizados en la industria debido a que funcionan adecuadamente y de forma eficiente con presiones bajas en la cabeza y con presencia de agua.

#### 4.3.1.1 Medidor tipo turbina

Es un medidor volumétrico que se utiliza en la superficie para medir el agua producida de los pozos de gas grisú y también puede ser utilizado en la medición de referencia de gas producido en la cabeza. La fig. 4.8 muestra el dispositivo del medidor tipo turbina.

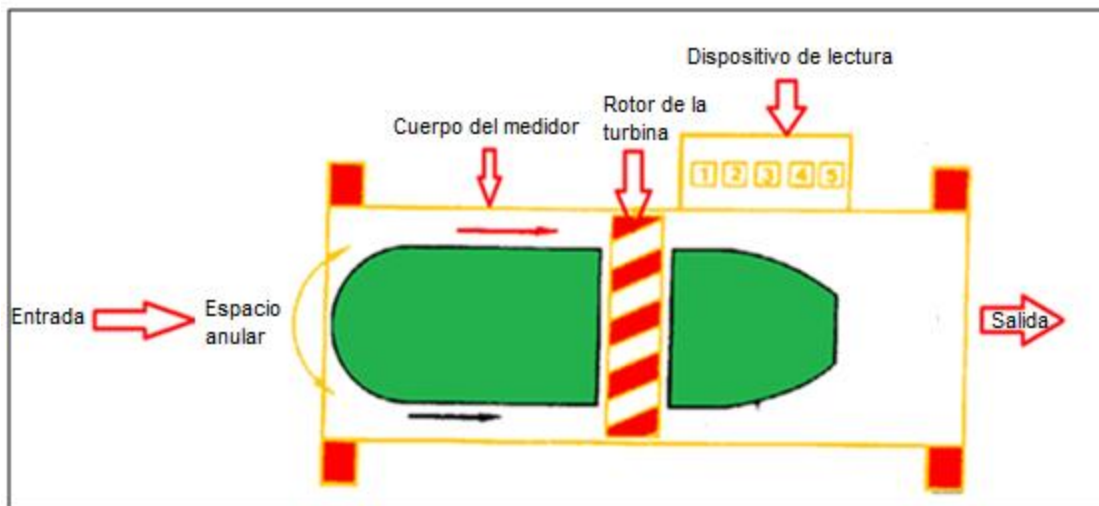


Fig. 4.8 Dispositivo de funcionamiento del medidor tipo Turbina

El flujo de fluidos es utilizado como una fuerza que impacta las veletas del rotor (mide la velocidad). El flujo pasa a través de un rotor de libre viraje montado coaxialmente el cual sobresale del cuerpo. La velocidad es el parámetro a medir, la tubería tiene longitudes definidas tanto corriente arriba como corriente abajo, a fin de eliminar otros datos de velocidad y remolinos no estándares. En la fig. 4.9 se muestra un modelo de medidor tipo turbina.





Fig. 4.9 Ejemplo de medidor tipo Turbina

El fluido imparte una velocidad angular al rotor, de modo que la rotación sea proporcional al gasto. La forma y el ángulo de la cuchilla, el tipo de cojinete y otros detalles en la manufactura pueden variar de acuerdo al modelo utilizado. El volumen a condiciones de flujo es determinado mediante una medición de la velocidad en el rotor de engrane mecánico, multiplicando por el área de flujo. El área real de flujo debe ser corregida debido a la turbulencia que disminuye el área efectiva de flujo.

Unos cojinetes<sup>8</sup> sellados son instalados en los medidores de turbina con el fin de evitar la fricción, y si se utilizan medidores de turbina para agua se utilizan cojinetes de camisa. Normalmente se necesitan filtros delante de la turbina para evitar problemas de operación.

El flujo volumétrico a condiciones de flujo  $Q_f$  [MMPCD] es determinado de la siguiente manera<sup>9</sup>:

$$Q_f = \frac{(24)(3600)}{1000000} \frac{N}{tK} MF \dots \dots \dots (4.1)$$

<sup>8</sup> Los cojinetes del rotor son las partes del medidor de flujo sobre las cuales gira el rotor, con el giro del rotor estos cojinetes se desgastan y pueden provocar fallas de operación.

<sup>9</sup> NRF-083-PEMEX-2004, 16 de enero del 2005, pág. 27

Donde:

$Q_f$  [MMPCD] = Gasto a condiciones de flujo

$t$  [seg] = Tiempo

$N$  = Pulsos

$$K = \left[ \frac{\text{pulsos}}{\text{pie}^3} \right]$$

El flujo a condiciones de referencia esta dado por la siguiente ecuación:

$$Q_r = Q_f \left( \frac{P_f}{P_r} \right) \left( \frac{T_r}{T_f} \right) \left( \frac{Z_r}{Z_f} \right) \dots\dots\dots (4.2)$$

Donde:

$Q_r$  [MMPCD] = Flujo a condiciones de referencia

$P_f$  = Presión de flujo absoluta en el cuerpo del medidor

$P_r$  [ $\frac{kg}{cm^2}$ ] = Presión de referencia =1

$T_r$  [20°C] = Temperatura de referencia = 20°C

$T_f$  = Temperatura a condiciones de flujo

$Z_r$  = Factor de compresibilidad a condiciones de referencia

$Z_f$  = Factor de compresibilidad a condiciones de flujo(P,T)

Finalmente el flujo volumétrico a condiciones estándar [1.03562211 Kg/cm<sup>2</sup>@ 15.55°C (14.73 lb/pg<sup>2</sup>abs @ 60°F)] se realiza corrigiendo la ecuación anterior:

$$Q_e = Q_r \left( \frac{P_f}{P_e} \right) \left( \frac{T_e}{T_f} \right) \left( \frac{Z_e}{Z_f} \right) \dots\dots\dots (4.3)$$

Donde:

$Q_e$  [MMPCD] = Flujo volumétrico @c. e.

$P_e$  = Presión de flujo @c. e.

$Z_e$  = Factor de desviación @c. e.

### 4.3.1.2 Medidor de desplazamiento positivo

El medidor de desplazamiento positivo es una forma más avanzada de medición volumétrica. Los medidores tienen dos o más compartimientos móviles o diafragmas arreglados de tal forma que cuando el gas atraviese el medidor, estos se alternen llenándose y vaciándose. Esto accionará un indicador el cual registrará la suma de la cantidad de gas desplazado en el compartimiento en un período de tiempo.

El principio de un medidor de desplazamiento tipo diafragma se ilustra en la Fig. 4.10

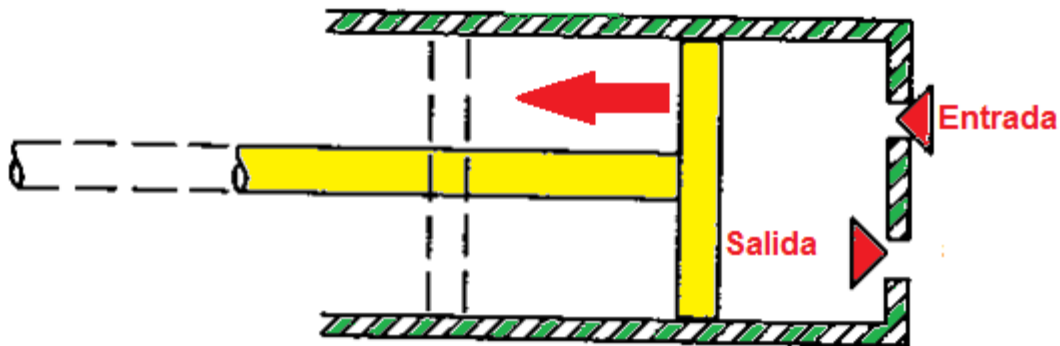


Fig. 4.10 Principio de funcionamiento del medidor de desplazamiento positivo

Conforme el pistón se mueve en el cilindro de una posición A-B, una cantidad de gas se queda dentro del cilindro a través de la entrada para ocupar el espacio desplazado por el pistón. Al regreso de la carrera, el gas es descargado a fuera del cilindro a través de la salida conforme el pistón regresa de B-A.

El volumen de espacio que el gas descargado ocupa mientras se encuentra en el cilindro es igual al desplazamiento del pistón. Cuando el volumen del desplazamiento del pistón es conocido, es cuestión de conectar un contador a la varilla del pistón el cual registrará el desplazamiento del pistón por cada carrera de compresión. Una vez que el volumen de gas descargado es igual al desplazamiento total del pistón, el contador no indicará el volumen de gas medido. Para aplicar las fórmulas y obtener el gasto a condiciones de flujo se debe conocer la presión y temperatura. La presión y temperatura del gas en el cilindro será el que se suministre a través de la entrada. Si un termómetro y un manómetro se adhieren al cilindro, estas condiciones se podrán observar.

Las leyes de Boyle y de Charles se pueden aplicar al volumen de gas descargado indicado en el contador, esto se realiza para convertir el volumen a una cantidad equivalente a condiciones de temperatura y presión base. Las fórmulas utilizadas para el cálculo de flujo de gas son las mismas utilizadas para el medidor tipo turbina: Ver ecuaciones 4.1 a 4.3.

El tipo de medición por desplazamiento más común tiene diafragmas que separan los compartimientos de medición. Por lo general tienen cuatro compartimientos y dos diafragmas. El movimiento de un diafragma de un lado a otro permite que un compartimiento se llene mientras que en el otro se descarga.

#### **4.3.1.3 Medidor de placa de orificio**

Es un dispositivo que consiste en una delgada placa plana con un agujero circular centrado entre dos placas que es colocado en la tubería. Este dispositivo provoca una caída de presión, a partir de la cual se obtiene un gasto. En la Fig. 4.11 se muestra un esquema del principio de operación:

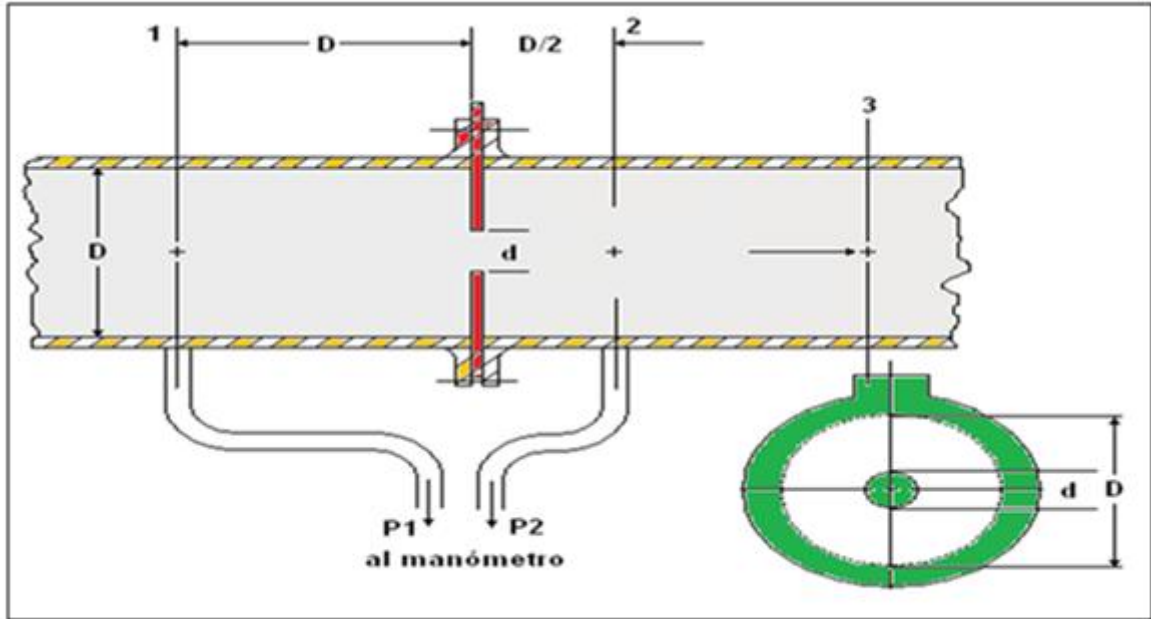


Fig. 4.11 Principio de operación del medidor de placa de orificio

El medidor de placa de orificio está compuesto por un elemento primario y un elemento secundario. El elemento primario está conformado por el tubo medidor, la placa con agujero concéntrico y el soporte de la misma con las tomas de presión asociadas. El elemento secundario lo constituye la instrumentación necesaria para registrar las presiones estática y diferencial, la temperatura del fluido, y la densidad absoluta o relativa del mismo; así como cualquier registrador mecánico o equipo electrónico utilizado.

Las conexiones del medidor son instaladas por abajo o por arriba de la placa para que la caída de presión o presión diferencial sea medida. Las ventajas de los medidores de placa de orificio son: la precisión, simplicidad, durabilidad, fácil instalación y mantenimiento, capacidad variable, bajo costo, aceptación de las normas AGA- ASME, y la disponibilidad de las tablas de factores de medición.

La cantidad de gas es calculada con la siguiente fórmula que recomienda el comité AGA:

$$q_h = C' \sqrt{h_w p_f} \dots \dots \dots (EC.4.4)$$

Donde:

$q_h \left[ \frac{\text{pies}^3}{\text{hora}} \right]$  = Cantidad de gas a condiciones estándar

$C'$  = Constante de flujo en el orificio

$hw[60^\circ\text{F}]$  = Presión diferencial en pulgadas de agua

$pf \left[ \frac{\text{lbs}}{\text{pg}^2} \text{abs} \right]$  = Presión estática absoluta

$\sqrt{h_w p_f}$  = Extensión de presión

### 4.3.2 Medición de transferencia de custodia

Cuando se trata de medición para venta que involucra dinero intercambiado la medición del gas se vuelve lo más importante para ambas partes sean tratadas justas y lo más apegadas a la realidad. Los medidores más comunes para la medición de transferencia de custodia es el medidor de flujo másico y el medidor tipo V-Cone<sup>10</sup> los cuales son descritos a continuación:

#### 4.3.2.1 Medidor másico tipo coriolis

El principio de operación de este tipo de medidor de flujo másico es la segunda ley de Newton:  $\sum \vec{F} = m * \vec{a}$ , esta ecuación describe la relación existente entre la resultante de un sistema de fuerzas externas ( $\sum \vec{F}$ ) que actúa sobre un objeto de cierta masa y la aceleración del centro de masa del objeto ( $\vec{a}$ ). Cuando las fuerzas actúan sobre un cuerpo situado en un sistema acelerado, la aceleración se considera una velocidad angular  $\vec{\omega}$ .

---

<sup>10</sup> "Wellhead metering using V-Cone technology", Hemet. McMacrometer Inc.

La aceleración de Coriolis que actúa en un objeto de masa  $m$ , moviéndose con una velocidad  $v$ , dentro de un sistema que gira con velocidad angular  $\bar{\omega}$  se representa con la ecuación 4.5

$$\vec{a}_{cor} = 2\vec{v} * \bar{\omega} \dots \dots \dots (4.5)$$

La fuerza de Coriolis debida a esta aceleración se representa con la siguiente ecuación:

$$\vec{F}_{cor} = 2 * m * \vec{a}_{cor} \dots \dots \dots (Ec.4.6)$$

La siguiente Fig. ilustra la fuerza de Coriolis expresada de forma vectorial:

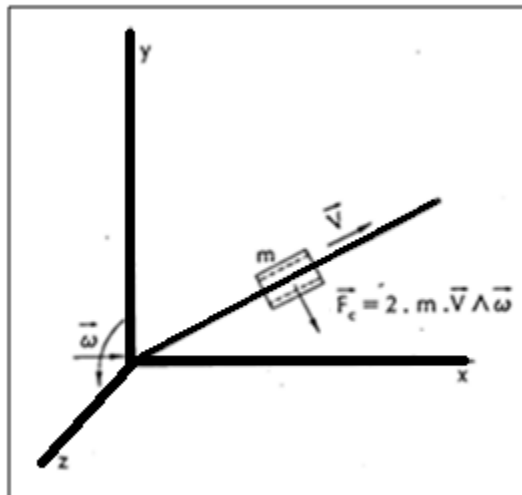


Fig. 4.12 Generación de la fuerza coriolis

La velocidad angular es generada cuando se hace vibrar un tubo metálico por el cual circula el gas mediante un excitador electromagnético. La velocidad angular es fijada de acuerdo a la frecuencia de excitación.

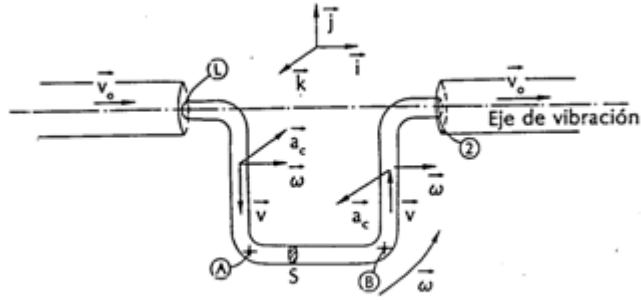


Fig. 4.13 (a) Variación de la aceleración de Coriolis en función de la velocidad del fluido

La ecuación 4.7<sup>11</sup> expresa el flujo másico a través de un medidor de efecto Coriolis es:

$$\dot{m} = \frac{K_T}{2 * L * \omega} * e \dots \dots \dots \text{(Ec. 4.7)}$$

Donde:

$\dot{m}$  = Flujo másico

$L$  = Longitud

$K_T$  = Constante de torsión del medidor

$\omega$  = Velocidad angular

$e$  = Desplazamiento total

Una de las principales ventajas de los medidores tipo Coriolis es que la medición no es alterada cuando existen cambios en la presión, temperatura, viscosidad, y densidad. No tienen partes móviles y tampoco obstruyen el flujo de

<sup>11</sup> "Medidores de flujo másico por efecto coriolis" Victor Meseguer et al.



gas. La precisión de los medidores tipo coriolis es mayor al 0.5% en la medición de flujo másico instantáneo<sup>12</sup>. La fig. 4.13 es un ejemplo de medidor tipo Coriolis:



Fig. 4.13 (b) Medidor tipo Coriolis

#### 4.3.2.2 Medidor tipo V-Cone

El medidor tipo V-Cone es un medidor de flujo de presión diferencial con alta precisión, aplicable a todo tipo de condiciones y con un amplio intervalo de número de Reynolds. El principio de operación utilizado en estos medidores es el teorema de conservación de la energía de flujo de fluidos a través de una tubería.

El medidor utiliza un cono central en el interior de la tubería que interactúa con el flujo, modificando su perfil de velocidad para crear una región de presión más baja por debajo del cono. La diferencia de presión es medida a través de dos tomas piezo-sensibles colocadas corrientes arriba del medidor y la otra en el dispositivo (ver Fig. 4.14).

---

<sup>12</sup> Babb, M. "New mass flowmeter design claims improved reliability" Control de ingeniería, mayo 1990.

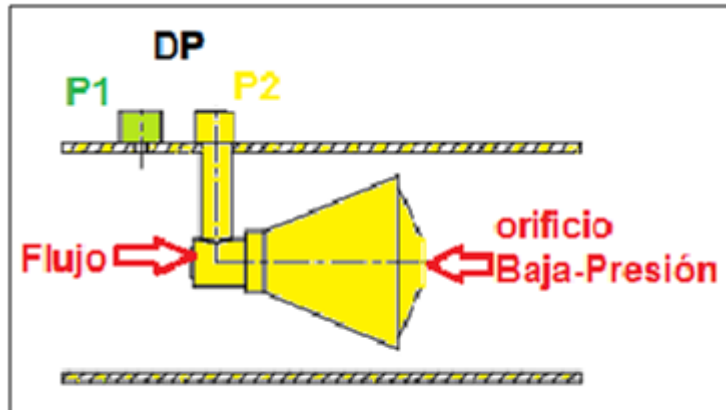


Fig. 4.14 Funcionamiento del medidor tipo V-cone

La posición central del cono en la línea de flujo optimiza el perfil de velocidad de flujo en el punto donde se hace la medición, asegurando mediciones de flujo altamente precisas y confiables.

El principio de operación de estos medidores de flujo es centrado en el teorema de Bernoulli<sup>13</sup>. De acuerdo al diagrama anterior la presión disminuye proporcionalmente al aumento de la velocidad. El flujo de gas es medido en el punto  $P_1$  y cuando aumenta la velocidad del gas en la parte estrecha del V-Cone la presión disminuye a  $P_2$ . La presión es medida por medio de transductores de presión diferencial. En la siguiente Fig. se muestran ejemplos de medidores tipo V-Cone<sup>14</sup>.

<sup>13</sup> Teorema de Bernoulli: La presión que existe dentro de un tubo con flujo constante es inversamente proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido dentro del tubo.

<sup>14</sup> "Tecnología avanzada de medidores de flujo de presión diferencial" McCrometer.

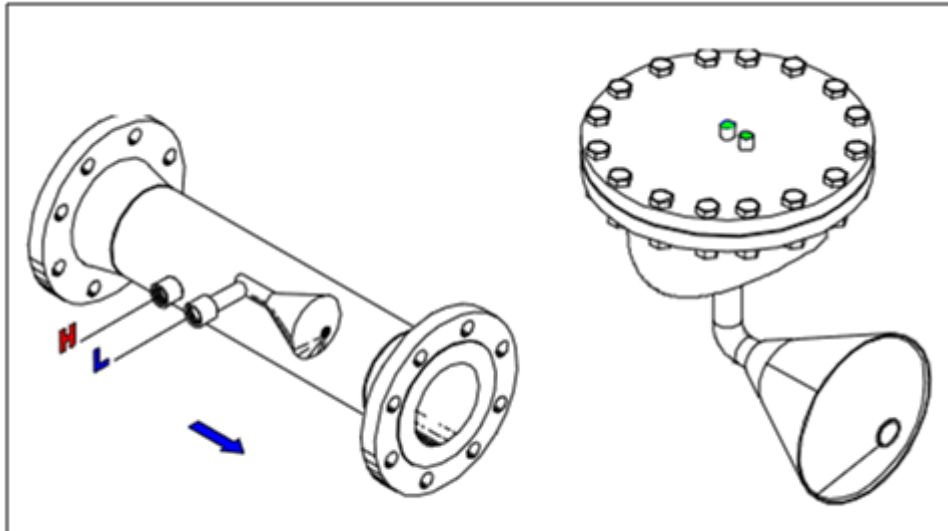


Fig. 4.15 Diferentes tipos de medidores tipo V-Cone (presión diferencial)

La precisión de lectura del elemento primario del V- Cone puede ser de hasta  $\pm 0.5\%$  con una repetitividad de  $\pm 0.1\%$ .

El uso de medidores de transferencia de custodia es utilizado en un punto inmediato antes de la entrega o venta del gas grisú, generalmente la ubicación de estos medidores se encuentra posterior a un proceso de tratamiento de gas dependiendo de la calidad y composición del gas producido. En los siguientes subtemas se tratan los procesos utilizables en la industria para endulzar y deshidratar el gas.

#### 4.4 Procesos de tratamiento de gas

Una vez que el gas es llevado a la superficie es necesario un proceso de tratamiento para mejorar la calidad del gas y evitar problemas en la transportación, en los compresores y en general para que cumpla las especificaciones de calidad de acuerdo a las normas de PEMEX (ver Anexo B). El gas grisú puede contener: dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, nitrógeno, helio e hidrogeno entre otras impurezas<sup>15</sup>.

<sup>15</sup> "Coal and coalbed methane" British geological survey. Octubre 2006.

El proceso de tratamiento del gas se lleva a cabo en diferentes etapas: proceso de deshidratación, proceso de endulzado (eliminación de los compuestos ácidos)<sup>16</sup>.

#### **4.4.1 Deshidratación del gas grisú**

La deshidratación del gas es un proceso de eliminación de agua. El contenido de agua en el gas seco dulce que se distribuye en los gasoductos debe ser de máximo 7 [lb de H<sub>2</sub>O/MMPC] ó 147 ppm. Las razones principales para realizar este proceso de tratamiento al gas son:

- Evitar la posibilidad de formación de hidratos que puedan obstruir válvulas, y tuberías.
- Evitar la corrosión de tuberías que pueden ocasionar fugas.
- Prevenir condiciones flujo lento ocasionado por el vapor de agua en un gasoducto y la formación de hielo en intercambiadores de calor de baja temperatura durante un tratamiento criogénico.

##### **4.4.1.1 Deshidratación por absorción**

La deshidratación por absorción utiliza líquidos que eliminan el agua del gas, el líquido utilizado para la deshidratación debe poseer las siguientes características: eficiencia de absorción, que no sea corrosivo y no sea tóxico, fácil de manejar, no debe tener interacción con la porción del gas y no contaminarse por gases ácidos.

Los glicoles, en particular el glicol etileno (EG), el glicol dietilino (DEG), el glicol trietileno (TEG) y el glicol tetraetileno (T<sub>4</sub>EG) son los más utilizados en el tratamiento del gas natural. La deshidratación por el uso de glicol se basa en el

---

<sup>16</sup> El proceso de tratamiento del gas natural requiere además de un proceso de recuperación de azufre llamada unidad recuperadora de azufre (SRU) y un proceso de fraccionamiento del gas en la Planta criogénica.

contacto del gas con un líquido higroscópico<sup>17</sup> en un proceso de absorción donde el vapor de agua presente en el gas es disuelto en la corriente del glicol líquido puro. Para reducir el transporte de glicol en el gas de salida, el gas deja el glicol al pasar a través de una malla (tamiz) eliminadora de niebla.

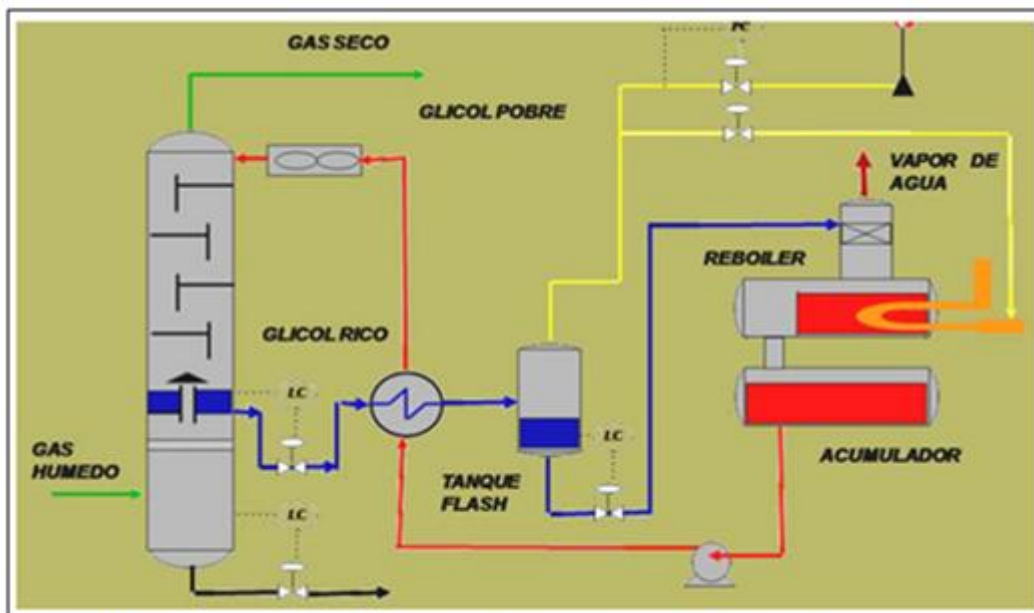


Fig. 4.16 Proceso de deshidratación con el uso de glicol.

#### 4.4.1.2 Deshidratación por adsorción

La deshidratación por adsorción es un proceso donde el sólido desecante es empleado para eliminar agua del flujo de gas. Estos sólidos desecantes pueden emplearse varias veces en un ciclo de adsorción-desorción. Algunos sólidos desecantes pueden deshidratar el gas a menos de una parte por millón.

Los principales adsorbentes utilizados en la industria son:

**Alúmina activada.** La alúmina activada se obtiene deshidratando térmicamente a la alúmina ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ). Se utiliza sobre todo para el secado de fluido de los gases.

<sup>17</sup> Higroscópico: Son higroscópicos todos los compuestos que atraen agua en forma de vapor o de líquido de su ambiente, por eso a menudo son utilizados como desecantes.

**Sílica gel.** Éste contiene 92% de sílice, 6% de agua y 2% de sales minerales residuales. Su presentación más común es en forma de gránulos translúcidos. Se le utiliza principalmente para el secado de aire y de gases, presenta buena absorción de agua (a presiones bajas).

**Tamices moleculares.** Son cristales porosos de sílico-aluminatos, alcalinos o alcalinotérreos. Su sistema cristalino es tal que, a temperaturas elevadas conserva una estructura constituida por una red de cavidades de igual diámetro, unidas entre sí, y con poros de tamaño uniforme. El diámetro efectivo varía, según el tipo de tamiz. Los tamices que se designan con letras diferentes poseen sistemas cristalinos diferentes. Su nombre hace referencia a la capacidad que poseen de separar moléculas en función del tamaño, rechazando las moléculas demasiado gruesas para internarse en las cavidades (no pasan a través de los poros). Por ejemplo un tamiz grado 5 adsorbe parafinas normales (diámetro de 4.9 nm.) pero no a las isoparafinas.

#### **4.4.2 Proceso de endulzamiento**

El gas grisú producido puede contener cantidades de ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y  $CO_2$  que afecten la calidad del gas y por lo tanto necesiten de un proceso de remoción de este compuesto previo a la venta o entrega a gasoductos de Pemex, un gas que contiene ácido sulfhídrico es llamado gas amargo.

Si el gas a tratar contiene menos de 4.5 ppm de  $H_2S$  y un contenido de propano plus mayor a 10.5 BI/MMPC, se considera un gas dulce húmedo. Si el gas a tratar contiene máximo 4.5 ppm de  $H_2S$  y propano plus máximo de 10.5 BI/MMPC, este se considera gas seco dulce.

Gas húmedo dulce			Gas seco dulce		
<i>Componente</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Unidades</i>	<i>Componente</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Unidades</i>
Agua	Saturado	Lb/MMpc	Agua	7 máx.	Lb/MMpc
N <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub>	3.0 máx.	% mol	N <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub>	3máx.	% mol
H <sub>2</sub> S	4.4 máx.	Ppm	H <sub>2</sub> S	4.5 máx.	Ppm
C <sub>3</sub> +	10.6 máx.	BI/MMpc	C <sub>3</sub> +	10.5 máx.	BI/MMpc

Fig. 1.7 Clasificación de los gases dulces en México

Si la corriente de gas a tratar tiene más de 4.4 ppm de H<sub>2</sub>S y un contenido de propano plus de 10.5 [BI/MMPC], se considera gas húmedo amargo.

Si el gas de la corriente a tratar tiene más de 4.4 ppm de H<sub>2</sub>S y el contenido de propano plus es menor a 10.5 [BI/MMPC] se le considera un gas seco amargo. A continuación una tabla que muestra la clasificación del tipo de gas de acuerdo a especificaciones técnicas de PEMEX:

Gas húmedo amargo			Gas seco amargo		
<i>Componente</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Unidades</i>	<i>Componente</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Unidades</i>
Agua	Saturado	N/a	Agua	7 máx.	N/a
N <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub>	3.0 máx.	% mol	N <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub>	3máx.	% mol
H <sub>2</sub> S	4.5 máx.	Ppm	H <sub>2</sub> S	4.5 máx.	Ppm
C <sub>3</sub> +	10.6 máx.	BI/MMpc	C <sub>3</sub> +	10.5 máx.	BI/MMpc

Fig. 1.8 Clasificación de los gases amargos en México

Los procesos de remoción de azufre pueden ser operaciones muy sencillas o muy complejas dependiendo si se va a recuperar el azufre o sólo se requiere eliminarlo del gas.

En este caso el azufre que puede ser recuperado producto de la explotación del gas grisú es mínimo y por lo tanto solo se requiere eliminarlo del gas.

Los principales tipos de endulzamiento son dos: adsorción en un sólido (proceso en seco) y absorción en un líquido (proceso mojado). Estos procesos a su vez pueden ser físicos o químicos.

Para seleccionar un proceso de endulzamiento se deben considerar principalmente los siguientes factores:

- Tipo y concentración de impurezas.
- Selección del gas ácido que se quiere eliminar.
- Temperatura y presión a la cual el gas amargo está disponible y a la cual se debe entregar como gas dulce.
- El volumen de gas que se va a procesar y la composición de hidrocarburos.
- La relación de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en el gas.
- Costos de los procesos.
- La recuperación deseada de azufre de acuerdo a especificaciones ambientales y rentabilidad del proyecto.

La remoción de los componentes ácidos del gas, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S (endulzado) se puede llevar a cabo mediante diversos procesos físicos o químicos. El método más empleado es separar los gases ácidos por reacción con alcanolaminas.

#### **4.4.2.1 Procesos que emplean solventes físicos**

Los procesos con solventes físicos usan solventes orgánicos para absorber físicamente a los componentes del gas para después reaccionar químicamente. La capacidad de absorción es directamente proporcional a la presión parcial ( $P_p$ <sup>18</sup>) del gas ácido, a presiones altas se logra una remoción más completa. Algunos de los procesos con solventes físicos son los siguientes:

- Fluor Solvent Carbonato de Propileno o PC.
- Purisol Metil Pírolideno o NMP.
- Rectisol Metanol.
- Selexol Dimetil éter o polietilen-glicol.

---

<sup>18</sup>  $P_p$  es la presión parcial a una temperatura dada :  $P_{parcial_n} = \frac{Moles_n}{Moles\ Totales} * presión\ del\ gas.$



Las ventajas del uso de solventes físicos son: muy bajo consumo de energía, económicos, selectivos al H<sub>2</sub>S, remueven CO<sub>2</sub>, y H<sub>2</sub>S. Las desventajas del uso de solventes físicos son: limitado para una presión parcial del gas ácido, limitado para un bajo porcentaje de hidrocarburos pesados. La producción de gas grisú generalmente tiene bajo contenido de hidrocarburos pesados (casi nulo) por lo que este proceso es el más factible de utilizar.

#### **4.4.2.2 Procesos de membranas de filtración selectiva**

Consiste en el uso de membranas semipermeables para separar los componentes hidrocarburos de los no hidrocarburos a nivel molecular.

La filtración selectiva consiste en que una membrana polimérica se usa para separar compuestos gaseosos como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y agua presente en el gas natural cuando se somete a una presión diferencial.

Con una membrana es difícil remover el H<sub>2</sub>S a los niveles exigidos para un gasoducto, pero se puede remover casi todo el CO<sub>2</sub> y una fracción importante del H<sub>2</sub>S, el resto puede ser removido con otro proceso.

Dependiendo de las propiedades del gas, una membrana diseñada para bajar el contenido de CO<sub>2</sub> a los niveles exigidos por el gasoducto puede reducir también el contenido de agua a valores de 7 [lb/MPC] pero algunas veces es necesario complementar la deshidratación con otro proceso para llevarla a los contenidos exigidos.

#### **4.4.2.3 Procesos que emplean solventes químicos**

Los solventes químicos tienen un amplio uso para la remoción de los gases ácidos. Mediante absorción química, el solvente es regenerado y vuelve a utilizarse en un proceso continuo.

Los solventes más comunes son la Monoetanolamina<sup>19</sup> (MEA) y la Dietanolamina (DEA). Recientemente, la Metildietanolamina (MDEA) requiere menos calor para regeneración que la DEA y la MEA y tiene una mayor selectividad a la remoción del H<sub>2</sub>S en la presencia del CO<sub>2</sub>.

Las diferencias primarias entre los procesos para MEA y DEA son en la concentración de las soluciones. La MEA comúnmente es usada en concentraciones de 10 a 20% en solución acuosa siendo 15% la más común. La DEA es usada en concentraciones mayores al 30%. Los rangos promedio de concentración para la MDEA son del 30 al 50% en solución acuosa, y para la Diglicolamina (DGA) los rangos son del 40 al 70%.

#### **4.4.2.4 Separación del dióxido de carbono**

El CO<sub>2</sub> solidifica a temperaturas de -56°C (-70 °F); es ligeramente soluble en metano líquido y debe ser removido a niveles que impidan la solidificación y taponamiento. Los procesos con aminas y con tamices moleculares son los más utilizados para la remoción del CO<sub>2</sub> en las plantas de GNL donde el gas grisú puede ser tratado.

De acuerdo a la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2003, "Calidad del gas natural" la producción de los pozos de gas grisú deberá cumplir con las siguientes especificaciones para ser transportados en gasoductos de PEMEX o ser vendidos a distintos clientes (ver anexo B):

---

<sup>19</sup> Los procesos con MEA reducen las concentraciones del gas ácido para las especificaciones de las tuberías (generalmente menores que 0.25 gr. por 100 ft<sup>3</sup>).

Tabla 4.1 Calidad del gas natural para la transportación en gasoductos de PEMEX

Propiedad	Unidades	Métodos de prueba	Especificación			
			Mínimo	Máximo	Máximo Dic./2005	Máximo Dic./2007
Oxígeno	% Vol.		---	0,2		
Inertes		ASTM D 1945 ISO 6975				
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	% Vol.		---	5,0		
Bióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	% Vol.		---	3,0		
Total de inertes	% Vol.		---	5,0		
Contenido de licuables a partir del propano	l/m <sup>3</sup>	ASTM D 1945 ISO 6975	---	0,059	0,050	0,045
O temperatura de rocío de hidrocarburos de 1 a 8000 kPa	K (°C)	ASTM D 1142 ASTM D 1945 ISO 6975		271,15 (- 2)		
Humedad (H <sub>2</sub> O)	mg/m <sup>3</sup>	ASTM D 1142 ISO 6327	---	112		
Poder calorífico superior	MJ/m <sup>3</sup>	ASTM D 1826 ASTM D 1945 ISO 6975 ISO 6976	35,42	41,55		
Indice Wobbe	MJ/m <sup>3</sup>	ISO 6976	45,8	50,6		
Acido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S)	mg/m <sup>3</sup>	ASTM D 4084	---	6,1		
Azufre total (S)	mg/m <sup>3</sup>	ASTM D 4468 ISO 6326	---	150,0		

## 5 Manejo del agua producida con gas grisú

La producción y el manejo del agua producida en los proyectos de explotación del gas grisú representan un grado de mayor dificultad en comparación con las operaciones que se realizan con el gas o el petróleo. Los proyectos de gas grisú, los cuales son ligeramente más económicos, tiene algunos factores críticos durante la toma de decisiones y el más importante es el manejo del agua producida, ya que en muchas ocasiones los costos debido al manejo deciden el futuro de estos.

El proceso de extracción inicia con la extracción del agua que se encuentra adsorbida en el carbón con el fin de disminuir la presión del yacimiento y permitir que el gas metano inicie la desorción; en ocasiones, las cantidades producidas pueden ser muy pequeñas. Se puede saber el gasto de agua producida que tendrá durante el inicio de la explotación, previniendo que disminuirá conforme la producción hasta que se alcance un nivel bajo y estable. Por lo tanto, los problemas por el manejo del agua producida disminuirán con el tiempo de explotación, y las mayores cargas económicas para el operador estarán en los primeros años de explotación.

El rango de la pureza del agua puede variar de agua casi dulce, como la que se tiene en el yacimiento Powder River, (EE.UU.)<sup>1</sup>, agua ligeramente salina como la del yacimiento Warrior (EE.UU.), hasta una salmuera las cuales se encuentran en los estratos de carbón más profundos. La pureza del agua y la cantidad producida determinan los medios que se emplearán para su manejo, así como los costos del mismo. En el tratamiento del agua las características que tienen mayor importancia son la cantidad de sólidos suspendidos, los sólidos disueltos totales, y la demanda de oxígeno que necesita el agua.

---

<sup>1</sup> Yacimiento al sureste de Montana y noreste de Wyoming en EE.UU. conocido mundialmente por sus depósitos de carbón. Provee el 40% de carbón en los EE.UU.

Comúnmente se tienen altos gastos de agua al inicio de la explotación y, normalmente tienden a disminuir conforme la producción de metano se incrementa, dicho comportamiento es contrario a lo que se observa en los yacimientos de gas convencional y de petróleo. Una falta de entendimiento de este patrón inusual sobre el flujo del agua y su relación con la desorción del metano ha retrasado a países con reservas de carbón para invertir en la explotación del gas grisú y debido a esta carencia de conocimiento algunos operadores han desistido de sus actividades en la producción y el manejo del agua producida para la comercialización del metano.

Otra diferencia que tiene el agua producida en yacimientos de carbón respecto a los pozos convencionales es que la interferencia entre pozos de los campos de gas grisú resulta beneficiosa debido a la ayuda mutua durante la extracción del agua. La interferencia provoca una producción de gas más rápida, especialmente en los pozos internos de un campo. Sin embargo, una interferencia inducida eleva el costo en el proceso. Debido a los gastos que implica el desarrollo de un proyecto de explotación de gas grisú se debe contar con un capital de inversión grande y compromiso en el desarrollo del campo entero, ya que un solo pozo resulta impráctico.

Antes de invertir en un proyecto de gas grisú, se deben considerar y analizar los siguientes aspectos del agua que se producirá, ya que estos influirán directamente en el desarrollo de cualquier proyecto:

- Cantidad
- Flujo
- Contenido químico
- Medios de manejo
- Monitoreo
- Regulaciones ambientales

Tal vez ningún otro factor afecta tanto la economía y rentabilidad de un proyecto de explotación de gas grisú como lo es la extracción y el manejo del

agua. Se ha comprobado<sup>2</sup> que un indicador confiable para obtener el valor económico que un pozo puede tener es mediante una gráfica de gas vs. agua. En la mayoría de los campos de EE.UU. durante las operaciones de extracción de Gas Grisú se obtienen aproximadamente 0.31 barriles de agua producida por 1,000 [ft<sup>3</sup>] de metano<sup>3</sup>.

El agua asociada a los proyectos de gas grisú se encuentra en el yacimiento en tres formas: humedad adherente, humedad inherente y agua ligada químicamente.

La humedad adherente o humedad bulk se refiere al agua libre contenida en el sistema de fracturas, la cual tiene un presión de vapor normal<sup>4</sup>. La producción de agua adherente de un solo pozo puede alcanzar altos gastos de hasta 1,500 [bapd] con fracturas saturadas y disminuir hasta alcanzar un promedio 10 [bapd] durante el tiempo de vida del pozo. La humedad adherente o humedad bulk representa la cantidad de agua que se tendrá que manejar dentro de un proyecto de gas grisú.

La humedad inherente o humedad adsorbida es el agua en el sistema de micro-poros que disminuye la capacidad de adsorción del metano en el carbón. La humedad inherente no ocasiona problemas en el manejo del agua, sin embargo es perjudicial en el análisis del contenido de gas.

Otras formas en las que el agua se puede presentar en el carbón sin afectar directamente la producción de metano puede ser, primero, el agua que se encuentra ligada químicamente, ya que esta se puede encontrar incorporada en la estructura molecular del carbón al inicio de la petrificación y dispersarse en forma de volátiles durante su maduración, dichas pérdidas contribuyen al proceso de fallas. Segundo, se puede tener agua por la hidratación de minerales que se encuentren dispersos en el carbón. En ambos casos, se requieren de temperaturas más altas

---

<sup>2</sup>Allison, M.: "Production trends in the Brookwood field as influenced by stimulation design and geology," presented at the 1992 eastern coalbed methane forum, Tuscaloosa, Alabama, septiembre.

<sup>3</sup>Lawrence, A.W.: "Coalbed methane produced-water treatment and disposal options," *Quarterly review of methane from coal seams technology* (Diciembre 1993) 11, No. 2, pág. 6-17.

<sup>4</sup>Berkowitz, N., *An introduction to coal technology*, Prensa académica Nueva York (1979) pág. 30-32.

a las que se encuentran los procesos del gas grisú para que dicha agua pueda ser liberada.

## **5.1 Gastos de agua en pozos de gas grisú**

### **5.1.1 Gastos iniciales de agua producida**

Existe una amplia variación en los gastos de agua que se pueden producir en un yacimiento. La facilidad de la extracción del agua en cualquier pozo depende de la permeabilidad que tenga el carbón, de la interferencia con otros pozos o minas, y si se encuentra ligado a un acuífero. Un minado hecho previamente en el área, aunque se encuentre inactivo, puede haber disminuido el contenido de agua en el estrato.

De forma ilustrativa podemos analizar los gastos de producción de los pozos en el yacimiento Warrior. Pashin<sup>5</sup> reportó que en 420 pozos del yacimiento Warrior se obtuvieron producciones iniciales de 17 a 1,175 [bapd], con un promedio de 103 [bapd]. Con estos datos se esperan que los valores iniciales de nuevos pozos sean menores a 250 [bapd]. Por otra parte, pozos desarrollados por la compañía "Taurus", presentaron gastos iniciales entre 10 y 1,500 [bapd], y el gasto inicial proporcionado fue de 150 [bapd]<sup>6</sup>. El gasto de producción depende de la localización del yacimiento<sup>7</sup>.

Otros factores que influyen en la cantidad y gasto de agua producida, en el caso del yacimiento Warrior es que los pozos que se encuentran en la periferia del yacimiento producen más agua que los que se encuentra en el interior debido a la interferencia de los pozos intermedios. Los pozos de la periferia son los únicos

---

<sup>5</sup> Pashin, J.C., Ward, W.E., Winston, R.B., Chandler, R.V., Bolin, D.E., Hamilton, R.P., Mink, R.M.: "Geologic evaluation of critical production parameters for coalbed methane resources," reporte anual, Parte II- Yacimiento Black Warrior, Gas research institute (Febrero 1990) Página 130.

<sup>6</sup> Luckianow, B.J. and Hall, W.L.: "Water storage key factor in coalbed methane production," *Oil & Gas J.* (March 1991), No. 10, pág. 79-84.

<sup>7</sup> Kaiser, W.R. and Swartz, T.E.: "Fruitland formation hydrology and producibility of coalbed methane in the San Juan basin, New Mexico and Colorado," *Coalbed methane symposium*, Tuscaloosa, Alabama (Abril 1989) pág. 87.

que demuestran el flujo de agua en un yacimiento continuo<sup>8</sup>. Por consiguiente, al inicio se observará en los pozos internos del campo una declinación rápida en la producción de gas grisú. Si un pozo se encuentra en una formación superior a otros, la producción de agua en este será relativamente menor que la de los otros.

Generalmente, los gastos de producción de agua en los pozos del yacimiento Warrior disminuyen significativamente al final del primer mes de producción. En la Fig. 5.1 se muestra un reporte de la producción del Pozo "Permit 3440-C" en el campo Oak Grove<sup>9</sup>. Se puede notar que el gasto de producción de agua disminuyó un 75% después de 2 años, el inicio su producción fue de 380 [bapd] hasta llegar a menos de 20 [bapd]. Como resultado de este perfil de producción se logró una disminución en los costos de operación y en los costos de manejo del agua con el tiempo.

Como punto de comparación con otro yacimiento, en el yacimiento de Black Warrior, los gastos de producción inicial de agua fueron de 14 a 1,000 bapd por pozo con un gasto promedio de 70 bapd.

---

<sup>8</sup>Seidle, J.P.: "Long-term gas deliverability of a dewatered coalbed," artículo SPE 21488 presentado en enero de 1991 en el simposio de tecnologías del gas de la SPE en Houston, Texas.

<sup>9</sup>Pashin, J.C., Ward, W.E., Winston, R.B., Chandler, R.V., Bolin, D.E., Hamilton, R.P., Mink, R.M.: "Geologic evaluation of critical production parameters for coalbed methane resources," reporte anual, Parte II- Yacimiento Black Warrior, Gas research institute (Febrero 1990) 130.

-O'Neil, P.E.: "Biomonitoring of a produced water discharge from the Cedar Cove degasification field, Alabama," Registro geológico de Alabama, circular 135 (1989) 195.



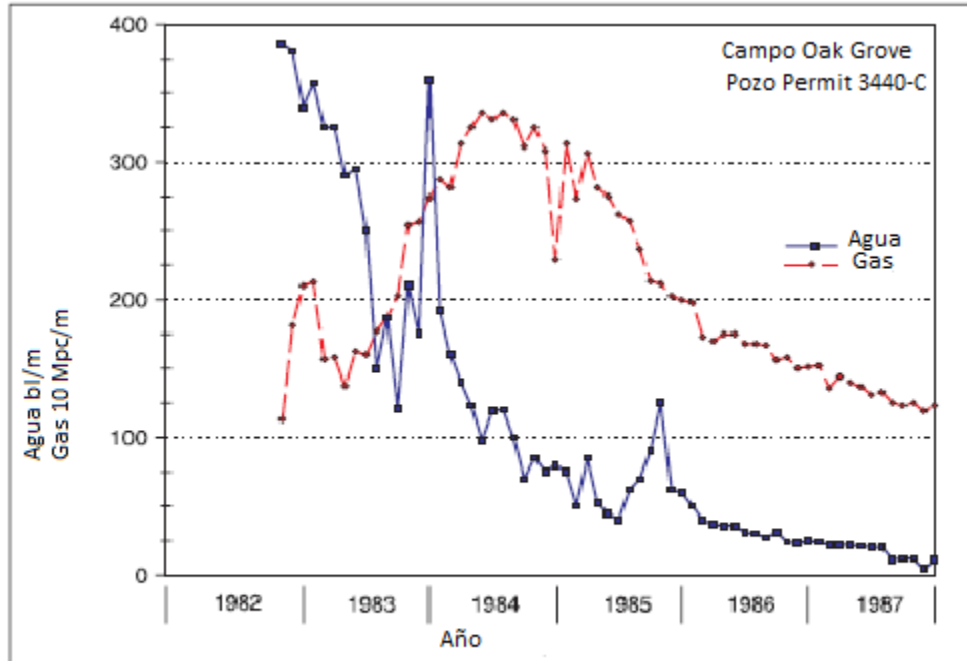


Fig. 5.1 Producción de agua en el campo Oak Grove

## 5.2 Gastos de declinación del agua producida

En la realización de un proyecto de explotación de gas grisú es necesario contar con un programa anticipado de la producción de agua que se tendrá durante el tiempo de explotación del proyecto, ya que este nos permitirá tener una evaluación económica precisa. El manejo del agua y los costos de operación dependen de los gastos de agua producida del campo entero. Si el campo no presenta interferencia entre pozos, la producción de agua contra el tiempo de producción se podría representar mediante una curva de declinación. De tal forma que tanto un campo como un pozo se podrían analizar de esta manera.

Si los datos se ajustan a una declinación exponencial, la línea recta resultante se podrá extrapolar a cualquier tiempo como se observa en la Fig. 5.2, la cual representa el programa de producción de agua en un pozo del Campo Oak Grove sin interferencia de otros pozos. Si se establece el gasto de declinación para todos los pozos o para el campo entero, se podría obtener un diseño óptimo

para las instalaciones de tratamiento, para la descarga en corrientes superficiales o para la inyección de pozos.

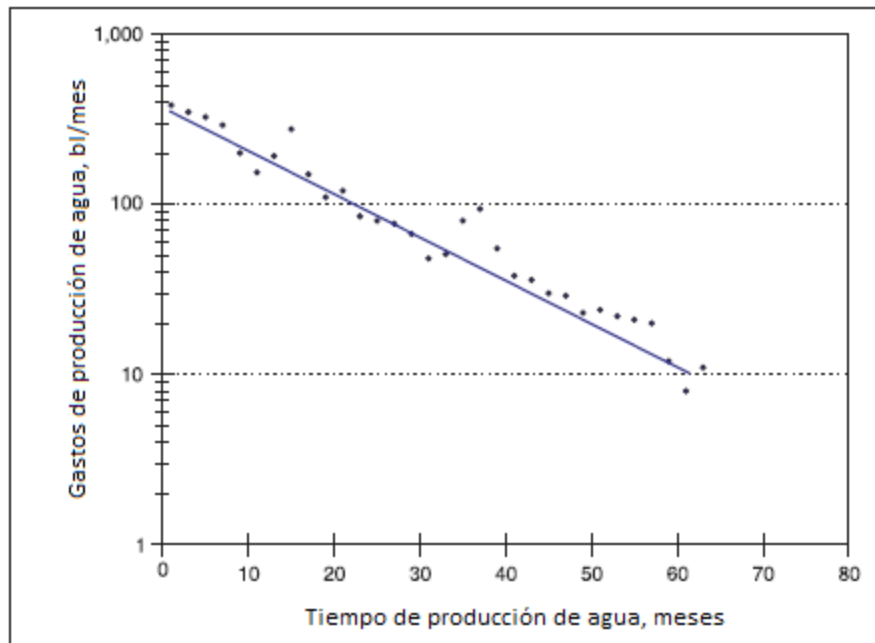


Fig. 5.2 Declinación exponencial del agua en el pozo "#3440-C"

### 5.3 Anomalías en los gastos de agua producida

Se han notado algunas anomalías respecto a los gastos de agua esperados, entre las más importantes están:

- Gastos de agua más bajos a los esperados en las vecindades de las minas de carbón, esto se debe a la previa extracción del agua por la minería.
- Disminución en los gastos de gas grisú y agua proveniente de areniscas<sup>10</sup> intercaladas con estratos de carbón.

<sup>10</sup>Areniscas. Roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Después de la lutita, es la roca sedimentaria más abundante y constituye cerca del 20 % de ellas.

### 5.3.1 Contenido químico

La cantidad y el contenido químico son dos consideraciones importantes en la producción de agua de los estratos de carbón. Algunos tratamientos son necesarios realizar en superficie sin importar el manejo que se le dé para evitar problemas ambientales.

Un ejemplo representativo de una muestra de agua producida en los yacimientos de San Juan y Warrior se muestra en la Tabla 5.1, la cual es una compilación hecha por Lee-Ryan<sup>11</sup>. Se observa la gran variedad que existe en el contenido químico del agua. El pH de ambas muestras es básico. En el yacimiento Warrior existe un exceso de hierro y cloro, el cual debe ser removido, y contiene casi el doble de sólidos totales disueltos en comparación con el yacimiento de San Juan.

Tabla 5.1 Composición química del agua en yacimientos de carbón

<b>Parámetros</b>	<b>Yacimiento de Warrior</b>		<b>Yacimiento de San Juan</b>	
	<b>Rango</b>	<b>Promedio</b>	<b>Rango</b>	<b>Promedio</b>
pH	6.5 a 9.2	7.8	7.4 a 8.8	8.0
<b>Aniones (mg/l)</b>				
Bicarbonato	76 a 12,000	596.5	7.8 a 1,450	501.1
Cloro	19 a 15,000	2,000	1 a 720	43.3
Flúor	0 a 20	2.6	0.1 a 3.6	0.82
Sulfato	0 a 650	12.9	0 a 2,700	323.2
<b>Metales (mg/l)</b>				
Bario	0.2 a 37	2.78		
Cadmio	0 a 0.026	0.005		
Calcio	0 a 620	89	3 a 460	52
Hierro	0.005 a 246	9.8	0 a 5	0.43
Litio	0.18 a 3.3	0.49		
Magnesio	0.3 a 420	33.1	0 a 150	17
Manganeso	0.005 a 3.8	0.25		
Potasio	0.3 a 420	33.1	0 a 150	17
Silicio	0.2 a 14	7.3	6.8 a 15	9.3
Sodio	0 a 6,800	1,905	26 a 1290	282.4
Estroncio	0 a 6,800	5.8		
Zinc	0 a 0.36	0.1		
STD	550 a 26,700	4,000	263 a 4,050	996.5
Hidrocarburo	<1 a 62	5		

<sup>11</sup>Lee-Ryan, P.B., Fillo, J.P., Tallon, J.T., and Evans, J.M.: "Evaluation of management options for coalbed methane produced water," *Symposium de coalbed methane*, Tuscaloosa, Alabama (Mayo 1991) pág. 31-41.

Respecto al contenido de cloro en el agua, O'neil encontró que en corrientes con cantidades menores a 593 [mg/lit], las plantas y pescados no eran afectados<sup>12</sup>. El contenido de cloro que puede existir en el agua producida en un pozo puede variar en los diferentes pozos de un mismo campo, un ejemplo es el Campo Cedar Cove en el yacimiento Warrior.

Algunos parámetros en el contenido de químicos del agua se deben de controlar para permitir su descarga en corrientes superficiales debido a los efectos que estos pueden ocasionar, se encuentran: el contenido de sólidos totales disueltos, el contenido de oxígeno, y los sólidos suspendidos. En algunos países como EE.UU. existen agencias federales especializadas que trabajan con los gobiernos estatales para la regulación de los contenidos químicos y el manejo del agua producida. Para la inyección del agua, se deben de analizar otros parámetros como son: contenido de cloro, sólidos totales disueltos, propósito, y un análisis de la formación para ver su compatibilidad con el agua a inyectarse.

La composición del agua, aparte de ayudarnos a establecer los requerimientos para su manejo, permite darnos una idea acerca de la permeabilidad de la formación. Los iones de bicarbonato existen en grandes concentraciones en aquellas formaciones que tienen acuíferos asociados activos. El ion del cloro se presenta en grandes concentraciones en aguas con poco movimiento. Por lo tanto, el anión  $HCO_3^-$  es un indicador de una buena permeabilidad y de una continuidad que permite la circulación del agua a lo largo del estrato, por otro lado, el anión  $Cl^-$  nos indica que el estrato es discontinuo o que carece de una buena permeabilidad que interrumpe la circulación del agua.

Pashin<sup>13</sup> mediante un estudio al yacimiento Black Warrior realizó una gráfica utilizando las concentraciones de cloro obtenidas contra las profundidades

---

<sup>12</sup>Lee-Ryan, P.B., Fillo, J.P., Tallon, J.T., and Evans, J.M.: "Evaluation of management options for coalbed methane produced water," *Proc., Symposium de coalbed Methane*, Tuscaloosa, Alabama (Mayo 1991) 31-41.

<sup>13</sup>Pashin, J.C., Ward, W.E., Winston, R.B., Chandler, R.V., Bolin, D.E., Hamilton, R.P., Mink, R.M.: "Geologic evaluation of critical production parameters for coalbed methane resources," reporte anual, Parte II- Yacimiento Black Warrior, Gas research institute (Febrero, 1990) pág. 130.

a las que se tomaban las muestras, su conclusión fue que a profundidades más someras, las concentraciones de cloro eran mayores y a profundidades mayores, las concentraciones de cloro disminuían. Por otra parte Hanor<sup>14</sup> realizó una investigación acerca de la relación del contenido de cloro contra la profundidad en un campo petrolero al norte de Louisiana y sureste de Arkansas, los resultados que observó describían una línea con pendiente negativa confirmando lo que anteriormente Pashin había concluido. Los resultados anteriores se observan en la siguiente Fig. 5.3.

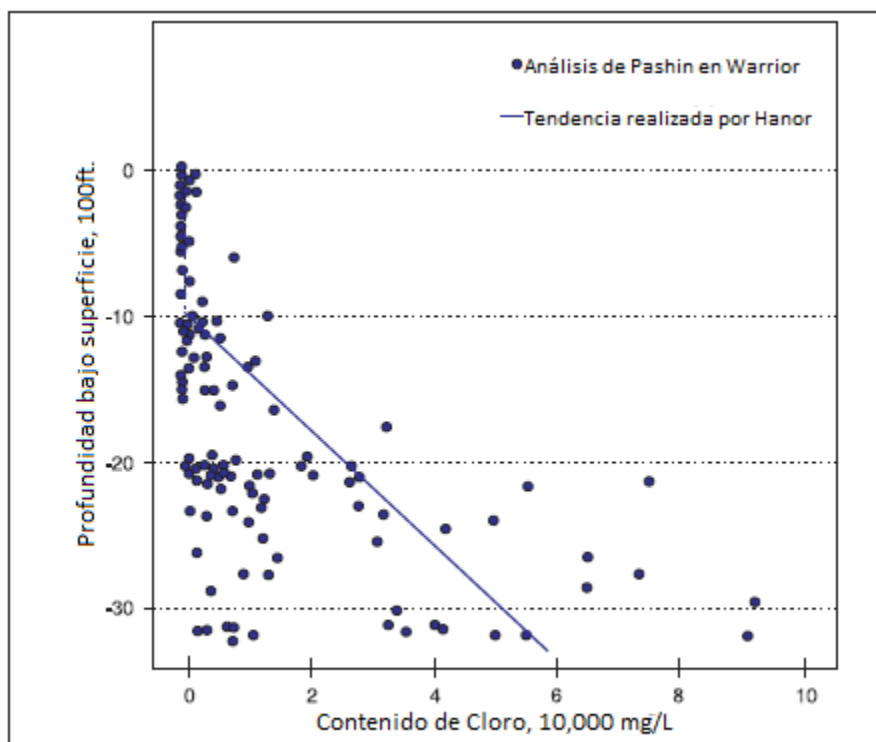


Fig. 5.3 lones de cloro en el agua del yacimiento Warrior

Una comparación minuciosa de ambos resultados nos ayuda a explicar las variaciones del contenido de cloro a profundidades someras.

---

<sup>14</sup>Hanor, J.S.: "Variation in the chemical composition of oilfield brines with depth in northern Louisiana and southern Arkansas: Implications for mechanisms and rates of mass transport and diagenetic reaction," *Asociación Sociedades Geológicas del golfo* (1984) Pág. 34, 55.

Como se observa en la Fig. 5.3, las aguas someras contienen menos cloro, esto se debe a que los acuíferos van limpiando las concentraciones que se forman a través del sistema de fallas del yacimiento, sin embargo, en yacimientos en los cuales la permeabilidad no es muy buena, los acuíferos tienden a acumular concentraciones de cloro altas.

Para realizar la inyección de agua en distintos estratos o formaciones, estos deben contener menos de 10,000 [ppm] de sólidos totales disueltos con la finalidad de evitar un daño al acuífero o a la formación.

## **5.4 Regulaciones ambientales**

### **5.4.1 Límites tóxicos del agua producida**

El agua que se produce por la explotación del gas grisú se regula mediante parámetros (contenido químico), los cuales se tienen que cumplir para hacer uso del agua. Los químicos tóxicos que se deben de regular son:

- Oxígeno disuelto
- Demanda bioquímica de oxígeno
- Hierro
- Manganeso
- Sólidos totales disueltos

Para que el agua pueda ser utilizada en superficie dependerá de una buena oxigenación provista anteriormente por los estratos de carbón. Se debe de agregar oxígeno disuelto al agua producida, ya que en los estratos de carbón la falta de oxígeno es común. Durante la exposición del agua al medio ambiente, el hierro y el manganeso se oxidan y se precipitan como sólidos. Para satisfacer la demanda bioquímica de oxígeno es necesaria una ventilación. El suministro de oxígeno es un requerimiento primario para el tratamiento de las aguas en superficie. La importancia que tiene el tratamiento de agregar oxígeno al agua producida es

favorecer el crecimiento de los microorganismos para degradar la materia orgánica en el agua.

Posteriormente a la inyección de oxígeno, se realiza un segundo tratamiento con la finalidad de que el agua sea expuesta al medio ambiente (adición de bacterias) y mejore la absorción de oxígeno. Como último paso se realiza una agitación, con el propósito de poner en contacto la bacteria, el oxígeno y la materia orgánica y lograr la degradación de la materia orgánica.

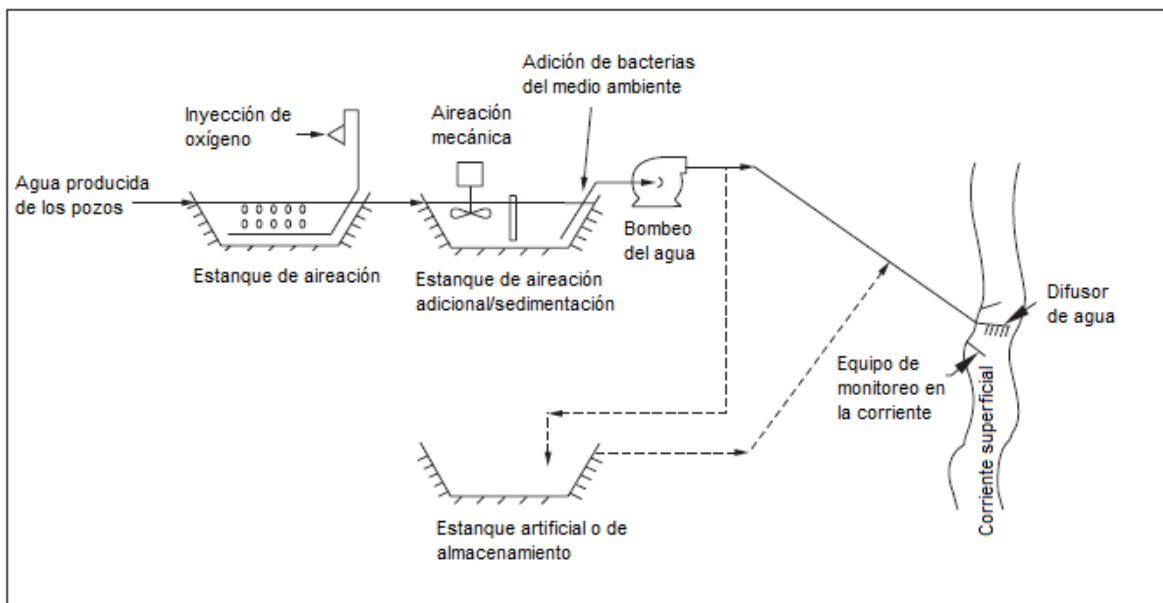


Fig. 5.4 Tratamiento en superficie del agua (en el yacimiento Warrior, EE.UU.).

La demanda bioquímica de oxígeno es el resultado de la degradación de componentes orgánicos debido a las bacterias, debido a esto se debe de monitorear constantemente durante su manejo en superficie, teniendo como límite una concentración máxima de oxígeno de 30 [mg/L], dicho límite se establece con la finalidad de mantener un control en la degradación de la materia.

Los contenidos de hierro y manganeso tienen sus respectivos límites debido a los problemas por precipitación en los tanques de almacenamiento que causa la oxidación de los mismos, el contenido límite máximo de manganeso en el agua es de 2.0 [mg/L] en un tiempo máximo de un mes, y el contenido máximo de hierro es de 3.0 [mg/L] en un tiempo máximo de un mes. Debido a la oxidación de los

elementos, el pH del agua se deberá de mantener por arriba de 7.2 para no favorecer lo formación de óxidos.

Los sólidos totales disueltos son los contenidos químicos más problemáticos del agua producida y los que mayor daño ocasionan al medio ambiente. El cloruro de sodio es el principal constituyente de los sólidos disueltos. Métodos como la aireación no tienen efectos en el contenido de sólidos, se necesitan métodos más sofisticados y costosos como el uso de membranas para lograr la remoción del cloruro de sodio y otros componentes. El contenido límite máximo que puede tener el agua producida de sólidos totales disueltos es de 230 mg/L, un exceso en este límite provocaría daños al medio ambiente.

## **5.5 Usos del agua producida por el gas grisú**

Actualmente existen 4 usos para el agua producida, estos son:

1. Inyección en pozos o estanques.
2. Descarga en corrientes superficiales.
3. Uso agrícola.
4. Potabilización del agua a través de un proceso de membranas.

La inyección en pozos se emplea para el almacenamiento del agua, o como un método de recuperación en pozos en donde el gasto de agua ha disminuido hasta tal punto que no permite una producción óptima, para realizar esta actividad se necesita contar con una buena permeabilidad en la formación que permita el movimiento continuo y el acarreo de gas; y la inyección en estanques se emplea cuando la calidad del agua es suficiente, que sirve para crear estanques artificiales destinados a la acuicultura<sup>15</sup> y vida silvestre. La descarga en corrientes superficiales se realiza cuando la permeabilidad de la formación es muy pobre y no permite la inyección de agua en ella, por lo tanto se le realizan tratamientos para su descarga; el uso agrícola se realiza en zonas en donde no existen

---

<sup>15</sup> Acuicultura. Conjunto de actividades, técnicas y conocimientos de cultivo de especies acuáticas vegetales y animales. Es una importante actividad económica de producción de alimentos, materias primas de uso industrial y farmacéutico y organismos vivos para repoblación u ornamentación.



corrientes superficiales y la formación tiene muy baja permeabilidad para la inyección. Es más costoso debido a que tiene que pasar por algunos procesos y tratamientos con membranas. Un último recurso es la potabilización y uso doméstico o industrial, es el más costoso debido a que en su proceso requiere de membranas de mayor costo para cumplir con los límites tóxicos, convirtiendo que esta opción sea la menos rentable en un proyecto de explotación de gas grisú.

## Conclusiones

La explotación de gas grisú o gas asociado a yacimientos de carbón ha sido realizada con éxito en algunos países como EE.UU., Rusia, Canadá, Australia, China, entre otros. En México el objetivo de aprovechar este gas es reducir las emanaciones de metano a la atmósfera, mejorar las condiciones en las mina de carbón, y obtener un beneficio económico. Aún cuando el volumen de emisiones de gas a la atmósfera proveniente de la minería subterránea pueda ser menor a otras fuentes, es importante hacer el esfuerzo por su abatimiento para disminuir la concentración de gases invernadero y utilizar este energético aunque sea de manera local.

El gas contenido en los yacimientos de carbón fluye a la superficie mediante un mecanismo diferente a los yacimientos de gas convencionales, dicho proceso se denomina desorción. Para producir un pozo de gas grisú mediante el proceso de desorción es necesario reducir la presión ejercida por el volumen de agua contenida en la veta de carbón, es decir bombear el agua a la superficie “dewatering”.

Dependiendo de las características del yacimiento de carbón, el gas grisú puede tener una composición y volumen diferente, por lo que se requieren estudios para conocer el contenido y calidad. El uso del gas depende directamente de la calidad y cantidad.

El volumen de agua producida es un factor económico determinante en el análisis de un proyecto de explotación de gas grisú, debido a los costos de las instalaciones superficiales necesarias para el manejo y tratamiento del agua. De acuerdo a un análisis previo se puede tomar la decisión de inyectar agua en la formación (si esta lo permite) haciendo más económicas y sencillas las instalaciones superficiales.

## **Recomendaciones**

Se recomienda realizar pruebas de contenido de gas a muestras de carbón considerando las cenizas, humedad y azufre, con la finalidad de tener un cálculo más exacto de la reserva de gas, ya que en la fórmula general para la obtención del volumen interviene la densidad de una muestra de carbón pura.

Para realizar la extracción del gas grisú antes del minado se recomienda utilizar el método de perforación bajo balance para evitar el menor daño a la formación y mejorar los gastos de gas.

Se recomienda realizar pruebas de permeabilidad a los pozos piloto para determinar el espaciamiento óptimo que deberán tener los pozos de desarrollo y así determinar si la formación es candidata a un fracturamiento hidráulico ó bien una perforación multilateral.

Si la formación lo permite se recomienda una terminación en agujero descubierto para no dañar la formación y permitir el flujo hacia al pozo sin restricciones.

Debido a los gastos de gas y volúmenes de agua producidos se recomienda utilizar medidores de placa de orificio y tipo turbina para la medición en la cabeza de pozo, y medidores másicos y tipo V-Cone para la medición de transferencia de custodia (comercialización).

## Nomenclatura

A	Área de la superficie del yacimiento, acre
b	Constante de la presión de Langmuir, $\text{PSI}^{-1}$
$B_g$	Factor de volumen del gas de la formación, $\text{Mft}^3/\text{ft}^3$
bapd	Barriles de agua por día
Bl	Barriles
C'	Constante de flujo en el orificio
CM	Masa total del carbón, ton
DASH	Porcentaje del contenido de cenizas
e	Desplazamiento total
ft.	Pie
$\text{ft}^3@ \text{c.e./ton}$	Pies cúbicos a condiciones estándar por tonelada
$\text{ft}^3/\text{min}$	Pies cúbicos por minuto
$G_i$	Volumen inicial de gas, $\text{pies}^3@ \text{c.e}$
$G_R$	Reserva de gas metano recuperable, $\text{MMft}^3@ \text{c.e.}$
Gal	Galón
$G_c$	Contenido de gas
$G_{C_{DAF}}$	Contenido de gas sin humedad y cenizas, $\text{pies}^3@ \text{c.e}$
$G_{C_{DAMSF}}$	Contenido de gas libre de impurezas, $\text{pies}^3/\text{Ton}$
$G_{C_{in-situ}}$	Contenido de gas in situ, $\text{pies}^3@ \text{c.e}/ \text{ton}$
$G_{C_{muestra\ seca}}$	Contenido de gas sin agua, $\text{pies}^3@ \text{c.e}$
$G_{C_{PC}}$	Contenido de gas en muestra pura de carbón
$G_{C_{raw}}$	Contenido de gas bruto, $\text{pies}^3@ \text{c.e}$
$\text{gr}/\text{cm}^3$	Gramos por centímetro cúbico

h	Espesor neto del carbón, pies
hr	Horas
hw	Presión diferencial en pulgadas de agua
K	Pulsos/pie <sup>3</sup>
K <sub>T</sub>	Constante de torsión del medidor
km <sup>2</sup>	Kilómetro cuadrado
L	Longitud
Lb	Libras
m	Masa
$\dot{m}$	Flujo másico
m <sup>3</sup>	Metros cúbicos
mD	Milidarcy
M <sup>3</sup> /ton	Metro cúbico por tonelada
Mft <sup>3</sup>	Miles de pies cúbicos
MMPCD	Millones de pies cúbicos por día
N	Pulsos
Nm	Nanómetros
P	Presión del yacimiento, PSI
P <sub>f</sub>	Presión de flujo absoluta en el cuerpo del medidor
P <sub>e</sub>	Presión de flujo @c.e. kg/cm <sup>2</sup>
p <sub>f</sub>	Presión estática absoluta, kg/cm <sup>2</sup>
P <sub>L</sub>	Presión de Langmuir, PSI
P <sub>p</sub>	Presión Parcial
P <sub>r</sub>	Presión de referencia =1, kg/cm <sup>2</sup>
Pg.	Pulgadas

PPM	Partes por millón
PSI	Libras sobre pulgada cuadrada, lb/pg <sup>2</sup>
PSIA	Libras sobre pulgada cuadrada, lb/pg <sup>2</sup> absolutas
Q <sub>e</sub>	Flujo volumétrico @c.e., MMPCD
Q <sub>f</sub>	Gasto a condiciones de flujo, MMPCD
q <sub>h</sub>	Cantidad de gas a condiciones estándar, pies <sup>3</sup> /hr
Q <sub>r</sub>	Flujo a condiciones de referencia, MMPCD
R <sub>f</sub>	Factor de Recuperación
S <sub>wc</sub>	Saturación de agua en las fallas
t	Tiempo
T <sub>f</sub>	Temperatura a condiciones de flujo, °C
T <sub>r</sub>	Temperatura de referencia=20°C
Ton	Toneladas
V	Volumen de gas adsorbido a la presión p, pie <sup>3</sup> @c.e./pie <sup>3</sup>
V <sub>a</sub>	Contenido de gas residual, pies <sup>3</sup> /ton
V <sub>c</sub>	Volumen de gas libre en fracturas, pies <sup>3</sup> @c.e
V <sub>i</sub>	Contenido de gas inicial volumétrico, pies <sup>3</sup> /ton
V <sub>LG</sub>	Volumen de gas perdido a condiciones estándar, cm <sup>3</sup>
V <sub>M</sub>	Constante de la isoterma de Langmuir, pies <sup>3</sup> /ton
V <sub>MG</sub>	Volumen de gas medido a condiciones estándar, cm <sup>3</sup>
V <sub>RG</sub>	Volumen de gas residual a condiciones estándar, cm <sup>3</sup>
W <sub>DAF</sub>	Peso de la muestra libre de cenizas y humedad, gr
W <sub>DAMSF</sub>	Peso de la muestra seca libre de azufre, humedad y cenizas, gr
W <sub>muestra-seca</sub>	Peso de la muestra libre de agua, gr
W <sub>FAr-ASH</sub>	Contenido de Cenizas
W <sub>FAr-TSC</sub>	Contenido de azufre total

$WF_{DASH}$	Contenido de cenizas sin agua
$WF_{Dcenizas}$	Fracción peso del contenido de cenizas
$WF_{RMC}$	Fracción peso del contenido de humedad residual
$W_{raw}$	Volumen de la muestra bruta, gr
$Z$	Espesor neto del estrato de carbón, pies
$Z_e$	Factor de desviación @c.e.
$Z_f$	Factor de compresibilidad a condiciones de flujo (P,T)
$Z_r$	Factor de compresibilidad a condiciones de referencia
% Mol	Concentración Molar
$\bar{a}$	Aceleración vectorial
$\frac{btu}{pies^3 @estandar}$	Poder calorífico del gas a condiciones estándar
$\bar{\rho}$	Densidad bulk promedio del carbón, $gr/cm^3$
$\rho$	densidad de la muestra de carbón seca con contenido de cenizas
$\rho_a$	Densidad de la ceniza, $gr/cm^3$
$\rho_c$	Densidad del carbón puro, $gr/cm^3$
$\rho_{DAF}$	Densidad del carbón libre de agua y cenizas, $gr/cm^3$
$\bar{\rho}_{DAF}$	Densidad del carbón libre de agua y cenizas, $gr/cm^3$
$\phi_c$	Porosidad por fracturas
$\bar{\omega}$	Vector de la velocidad angular

## Referencias

1. Compendio: "Coalbed methane: Principles and practices" Halliburton company, 2008.
2. Libro: "Handbook of natural gas transmission and processing" Saeid Mokhatab, William A. Poe, James G. Speight, editorial GPP, 2006.
3. Libro: "Fluid flow measurement: A practical guide to accurate flow measurement" Autor: Paul J. LaNasa. Editorial GPP, 2002.
4. Libro: "A strategy for coalbed methane production development part 3: Production operations" C.M Bover et al.
5. Libro: "How to design a CBM well" Hughes, B.D. y Logan.
6. Libro "Natural gas production engineering" Chi U. Iko, Pennsylvania State University, 1992.
7. Manual: "Coalbed methane best management practices" Western Governors' Association, Abril, 2006.
8. Artículo: "Coalbed methane- Fundamental concepts" K. Aminian, West Virginia University, 2004.
9. Artículo: "Water produced with coal-bed methane" USGS, Department of energy, EE.UU. Noviembre, 2000.
10. Artículo "Reservorios de Coalbed methane (CBM)" Jorge Ortega, Universidad Nacional de Cuyo.
11. Artículo: "Coal and coalbed methane" British Geological Survey, 2006.
12. Artículo: "Wellhead metering using V-Cone technology" McCrometer Inc., Hemet, California, 2008.
13. Artículo: "The Greenhouse effect and climate change: A review", Jenkins G, Mitchell y Foland Ck, Sociedad real (1999); tomos 9-10.



14. Artículo: "Managing coalbed methane produced water for beneficial uses, initially using the San Juan and Raton basins as a model" Mike Hightower, Sandia National Laboratories, Albuquerque, Nuevo Mexico.
15. Artículo: "Practices and pitfalls in estimating coalbed methane resources and reserves" Creties Jenkins, San Antonio, Texas, Octubre, 2008.
16. Artículo: "Review of research efforts in coalbed methane recovery" R.S. Metcalfe, D. Yee, J.P. Seidle y R. Puri. SPE 23025.
17. Artículo: "Advanced reservoir engineering" Tarek AKMED, Paul D. y McKINNEY, Editorial Elsevier.
18. Artículo: "Exploitation of deeply buried coalbed methane using different hydraulic fracturing techniques in the Piceance basin, Colorado and San Juan basin New Mexico" S.J. Jeu, T.L. Logan, R.A. McBane, SPE 18253.
19. Artículo: "Completions and stimulations for coalbed methane wells" I. Palmer, H. Vaziri, M. Khodaverdian, J. McLennan, K. Prasad, P. Edwards, C. Brackin, M. y Kutas, R. Fincher. 30012-MS.
20. Estudio: "Estudio para identificar las capacidades de la minería de carbón en el uso y aprovechamiento del gas metano" Francisco Querol Suñé, Hermosillo, Octubre, 2007.
21. Manual: "Handbook for methane control in mining" Fred N. Kissell, Department of Health and Human Services, Pittsburgh, PA, EE.UU., Junio, 2006.
22. Comisión reguladora de energía; Comité consultivo nacional de normalización de gas natural y de gas licuado de petróleo por medio de ductos, 2007.
23. Glosario de términos petroleros, Secretaría de Energía (SENER), México.
24. Ensayo: "Introducción al tratamiento de gas" Repsol YPF.
25. Página Web: <http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/2009/01/yacimientos-de-cbm-coalbed-methane.html>
26. Página Web: [http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/FutureSupply/CoalBedNG/CoalBed\\_NG.html](http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/FutureSupply/CoalBedNG/CoalBed_NG.html)
27. Página Web: <http://www.huntergasactiongroup.com.au/contact.php>

28. Página Web: <http://peakenergy.blogspot.com/2008/10/coal-seam-gas-producers-new-masters-of.html>
29. Página Web: <http://www.pdfgeni.com/book/estimating-coal-bed-methane-resources-pdf.html>
30. Apoyo vía internet de la compañía gasera "Arrow Energy", Queensland, Australia.

## **Anexo A: Seguridad en minas de carbón con presencia de metano**

El gas metano en las minas son un peligro constante para los trabajadores y operadores de la misma, es por esto que es necesario un monitoreo constante para verificar los niveles presentes en la explotación de estratos de carbón. También es necesario cuantificar el metano que será venteado o ventilado en los silos para evitar explosiones o problemas en la salud.

### **Monitoreo de metano en minas y túneles**

Los detectores de metano son utilizados para medir el metano presente en minas y túneles, existen muchos modelos para medir la concentración de metano. Por ejemplo: el detector ITX, el cual es un detector de gas portátil disponible en la industria desarrollado por Industrial Scientific Corp., en Oakdale, EE:UU. con un costo de US \$1,300 a 2,200, la variación depende según la composición del gas.

La mayoría de los medidores utilizados en la minería emplean sensores que identifican el metano y otros gases combustibles mediante la detección del calor catalítico de combustión. Para la correcta operación de estos detectores de metano se requiere una concentración de metano por debajo del 8% y una concentración de oxígeno por arriba del 10%, que por lo general se cumple en las minas<sup>1</sup>. Cuando las concentraciones de oxígeno y metano no se cumplen, se emplean otros métodos<sup>2</sup>.

Otros detectores de metano utilizan como principio de operación la absorción infrarroja. Estos detectores (analizadores infrarrojos) pueden medir acertadamente sin la presencia de oxígeno y en un rango de concentración que llegue hasta el 100% de metano. Sin embargo el vapor y el polvo pueden

---

<sup>1</sup> Cuando la concentración de metano es arriba de 8% o la concentración de oxígeno está por debajo de 10%, se obtiene como resultado una medición menor de metano a la real.

<sup>2</sup> El método más común consiste en la adición de oxígeno a la muestra por la inyección de aire controlado, dicho método se conoce como “muestra diluida en detectores calor catalítico”.

ocasionar dificultades en la operación, además si existe la presencia de etano puede ocasionar una respuesta más alta de lo normal.

Los detectores de metano se dividen en portátiles y montados. Los detectores portátiles son diseñados para medir el metano en cualquier lugar donde se esté realizando una operación dentro de la mina. Estos detectores se pueden utilizar en cualquier lugar del interior de la mina pero se deben colocar en puntos clave para el monitoreo en lugares accesibles y restringidos para tener un mejor control del metano.

### **Monitoreo del metano en espacios accesibles**

Los lugares accesibles son aquéllos espacios donde una persona puede llevar a cabo la medición con el detector portátil, por ejemplo:

- Cerca de la fuente de metano donde las concentraciones más altas son encontradas.
- Cerca del techo de la mina, donde es común encontrar concentraciones altas de metano.
- En las regiones donde las concentraciones de metano son perjudiciales, por ejemplo: lugares poco ventilados y donde existe equipo que bloquea la circulación del aire.
- En el frente de avance de la extracción del carbón, debido a que altas concentraciones de metano se liberan al momento de cortar el carbón.

Por fortuna la mayoría de los lugares en la mina puede ser accesible para que una persona coloque el dispositivo de medición, el problema es escoger la localización correcta del dispositivo.

## **Monitoreo del Metano en espacios reducidos**

Para propósitos de este tema, un lugar reducido es aquél en donde no se puede llevar a cabo un monitoreo de metano. Por ejemplo: una mina que ha sido bloqueada o cerrada por peligros de derrumbes en el techo. La falta de accesibilidad normalmente restringe la ventilación de aire y la oportunidad para realizar un monitoreo correcto de metano.

El monitoreo del metano no debe ser realizado solamente en la entrada del espacio reducido, ya que la medición no sería adecuada. El monitoreo debe ser realizado a diferentes profundidades y alturas en el espacio en donde existe peligro de explosión por acumulación de metano.

La medición en espacios reducidos puede ser realizada de dos maneras. La primera es utilizando un equipo de monitoreo de metano con un dispositivo remoto o a distancia que toma una muestra. El detector funciona con una pequeña bomba o bulbo portátil que succiona la muestra a través de una probeta y llega al detector. Otros detectores de metano emplean una bomba incorporada. La segunda forma es utilizando una canastilla donde se coloca el medidor, colocándolo directamente en el espacio reducido que se desea monitorear, de esta forma no se emplea una bomba para aspirar la muestra del gas. Cabe mencionar que los detectores de gas solo miden el aire o la muestra que pasa a través del instrumento.

La otra forma de monitorear el metano es a través de detectores fijos o montados en las minas y túneles. Una ventaja de este tipo es que proporcionan un monitoreo constante y al detectar una emisión de metano fuera del rango de operación automáticamente apagan los sistemas eléctricos para evitar situaciones de peligro. Los detectores fijos o montados pueden ser situados en lugares distantes al sitio de monitoreo proporcionando seguridad a los operadores.

Un detector fijo o montado es útil dependiendo de tres factores principalmente:

1. La localización del sensor principal en la zona de mayor concentración de metano.
2. El tiempo de respuesta del equipo.
3. Si el sensor está expuesto a polvo u otras partículas que puedan alterar el sensor.

### **Monitoreo de Metano en silos<sup>3</sup>**

La acumulación de metano en silos ha sido la causa de explosiones repentinas en los silos de carbón. Las explosiones pueden ser violentas y peligrosas debido a la adición de partículas de carbón que aumentan la fuerza de la explosión. Sin embargo, las acumulaciones de metano en los silos pueden ser reducidas en gran medida con la aplicación de medidas de seguridad.

Las concentraciones de metano en cualquier silo de carbón deben estar por debajo del 1% de acuerdo a las Normas Oficiales Mexicanas (ver anexo B). Así mismo se debe realizar una prueba para verificar la presencia de metano antes de encender cualquier instrumento o equipo eléctrico, a menos que se cuente con un sistema de monitoreo continuo que permita desactivar los equipos eléctricos.

### **Medición de gas emitido del carbón en superficie**

La medición del gas emitido en los silos de carbón es de gran importancia ya que permite hacer una estimación de la ventilación necesaria en el silo y permite la aplicación de sistemas de control utilizados en otras minas si manejan el mismo volumen de gas.

La emanación de gas grisú puede ser medida a través de la toma de muestras de la banda transportadora en superficie<sup>4</sup>. Las muestras tomadas

---

<sup>3</sup> Silos. Estructura diseñada para almacenar un material a granel.

<sup>4</sup> La toma de muestras debe ser llevada con precaución y la banda debe ser parada antes de tomar la muestra.

requieren de una prueba simple de desorción. Para realizar la prueba se recolectan algunas muestras de carbón que pesen una o dos libras<sup>5</sup>. Después de obtener la muestra se coloca en un recipiente hermético equipado con una válvula, una manguera corta en el contenedor y un manómetro. La válvula es abierta en un periodo de tiempo de pocas horas y el gas emitido es transmitido a un cilindro graduado y lleno de agua que es colocado boca arriba en un recipiente con agua. En la Fig. A se muestra un esquema de esta prueba.

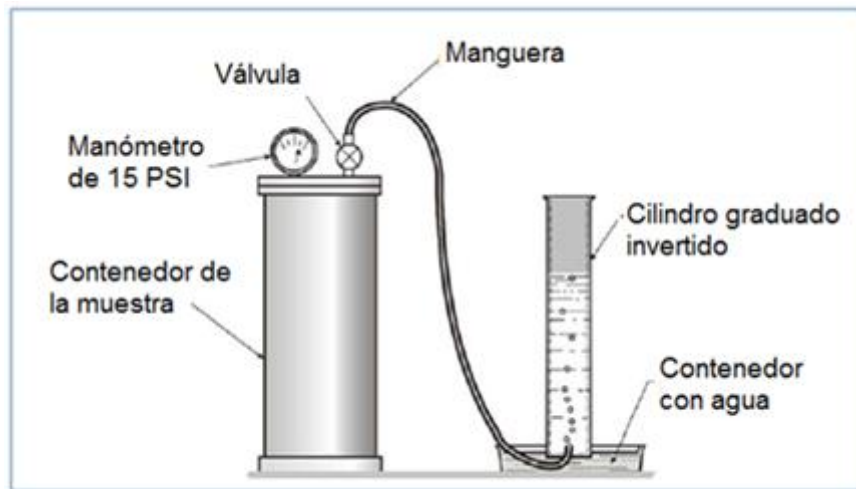


Fig. A. Aparato usado en la prueba de desorción.

Las emanaciones de metano se incrementan en función de las altas temperaturas a las que el silo está expuesto. Así mismo los silos cerrados pueden tener problemas potenciales con el metano por lo que deben ventilarse constantemente.

El metano es monitoreado en la parte superior de los silos cuando se encuentran cerrados o a cielo abierto. En los silos a cielo abierto no existe mucho peligro, ya que se tiene buena ventilación al circular aire sobre el silo, aunque el polvo emitido puede causar problemas como explosiones.

---

<sup>5</sup> Se han registrado emisiones de gas en silos de carbón de más de un millón de pies cúbicos por día en minas de Estados Unidos.

En silos cerrados es necesaria la ventilación a través de orificios en la parte superior, utilizando ventiladores y recolectores de polvo como medida de seguridad. Las emanaciones de metano pueden llegar hasta 80 pies de distancia.

Las concentraciones de gas en silos de carbón pueden ser estimadas de forma directa a partir de las mediciones mencionadas anteriormente. Sin embargo, para obtener una estimación se realiza una prueba a una muestra de carbón que emite un volumen de metano en [Lt/kg] a un cierto tiempo. Si se sabe la densidad bulk del tipo de carbón que está siendo explotado y además la porosidad del carbón entonces:

$$C_m = V_e * \rho_{bulk} \dots\dots\dots 1.1)$$

Donde:

$$C_m \left[ \frac{lt}{m^3} \right] = \text{Cantidad de metano en un metro cúbico}$$

$$V_e \left[ \frac{Lt}{Kg} \right] = \text{Volumen de metano emitido en la prueba de desorción}$$

$$\rho_{bulk} \left[ \frac{kg}{m^3} \right] = \text{Densidad bulk del carbón}$$

La cantidad de metano se encuentra contenida en el espacio vacío del carbón, por lo que se obtiene una relación entre la cantidad de metano y el espacio vacío:

$$R_c = \frac{C_m}{V_\phi + C_m} * 100 \dots\dots\dots (1.2)$$

Donde:

$$R_c [\%] = \text{relación de concentración}$$

$$C_m \left[ \frac{lt}{m^3} \right] = \text{Cantidad de metano en un metro cúbico}$$

$$V_\phi [Lts/m^3] = \text{Volumen de porosidad del carbón}$$



El metano emitido a la atmósfera se calcula mediante la multiplicación del volumen de carbón almacenado (por unidad de tiempo) por la porosidad por la relación de concentración:

$$M_e = Vol_{dec} * \phi_c * R_c \dots \dots \dots (1.3)$$

Ejemplo: En una mina se descarga 1 tonelada por minuto, con una densidad bulk de 800 [kg/m<sup>3</sup>], con una porosidad de 40% y de la prueba de desorción se sabe que emite 0.013 [Lts/kg] en un minuto.

$$C_m = V_e * \rho_{bulk} = .013 \left[ \frac{Lts}{kg} \right] * 800 \left[ \frac{kg}{m^3} \right] = 10.4 \left[ \frac{Lts}{m^3} \right]$$

$$R_c = \frac{C_m}{V_\phi + C_m} * 100 = \frac{10.4 \left[ \frac{Lts}{m^3} \right]}{410 + 10.4} = 2.5$$

$$M_e = Vol_{dec} * \phi_c * R_c = 1000 \left[ \frac{Kg}{min} \right] * \frac{1}{800} \left[ \frac{m^3}{Kg} \right] * .41 * .025 = 0.0128125 \left[ \frac{m^3}{min} \right]$$

Este cálculo sirve para estimar la cantidad de metano que debe ser ventilada con bombas o ventiladores en un silo de carbón para un determinado tiempo.

## **Anexo B: Normas Mexicanas**

### **NOM-032-STPS-2008: SEGURIDAD PARA MINAS SUBTERRÁNEAS DE CARBÓN**

El objetivo de esta norma es establecer las condiciones de seguridad en las instalaciones y funcionamiento de las minas subterráneas de carbón para prevenir riesgos a los trabajadores que laboren en ellas. Esta norma se aplica en el territorio Mexicano para todas las minas subterráneas donde se desarrollen actividades relacionadas con la explotación del carbón. En general, establece las actividades obligadas del patrón y del trabajador en la industria de la minería subterránea.

El control de la ventilación en las minas de carbón se establece a fin de reducir los contaminantes a niveles que no representen un riesgo de incendio, explosión o daños al personal y a las instalaciones. Para tal efecto, el patrón debe contar con sistemas de ventilación de conformidad.

En esta norma se establecen los valores mínimos de metano en mezcla con aire la cual es de 1.5% para realizar actividades dentro de la mina.

Se establecen las cantidades mínimas de aire requerida por cada trabajador: Calcular la cantidad mínima de aire requerida por la actividad con base en el turno más numeroso a razón de tres metros cúbicos por minuto por cada trabajador, y seis metros cúbicos por minuto por cada HP al freno en el caso de que se opere con equipo diesel.

Establece que en las minas subterráneas de carbón se debe contar con un estudio geológico que incluya un plano indicando las concentraciones de gas metano en los mantos de carbón a explotar, así como de los mantos superiores e inferiores a explotar.

## **PROY-NOM-001-SECRE-2008: CALIDAD DEL GAS NATURAL**

Esta Norma Oficial Mexicana tiene como finalidad establecer las especificaciones que debe cumplir el gas natural que se entregue en los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución de gas natural, para preservar la seguridad de las personas, medio ambiente e instalaciones de los permisionarios y de los usuarios.

Esta norma es aplicable al gas natural que se entrega en cada uno de los puntos de inyección a los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución, así como en cada uno de los puntos de entrega a los usuarios.

La norma establece las condiciones del gas natural para su venta o cambio de propietario, en este caso si el gas grisú es transportado por gasoductos debe cumplir con esta norma.

Si el gas grisú es vendido a Pemex, en el punto de transferencia de custodia que haya sido acordado entre las partes, debe estar técnicamente libre de: agua, aceite e hidrocarburos líquidos, material sólido, polvos y gomas y otros gases que puedan afectar a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución o a los equipos o instalaciones de los usuarios.

El rango de temperatura en la entrega del gas natural en los sistemas de transporte de acceso abierto, distribución y/o usuarios es de 283,15 a 323,15 grados Kelvin.

Para asegurar la calidad del gas se establecen puntos de monitoreo, que se realizarán en cada uno de los puntos de inyección de gas natural a los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento y distribución.

La determinación del contenido de humedad y ácido sulfhídrico se realizará al menos cada 60 minutos.

La determinación del contenido de oxígeno y de azufre total se realizará en forma trimestral.

## **NOM 002-SECRE-2008- INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL**

Esta Norma establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en los materiales, construcción, operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento de gas natural.

Esta norma es aplicable a las instalaciones que conduzcan gas natural desde la salida del medidor o de una estación de regulación y medición, hasta la válvula de seccionamiento anterior a cada uno de los aparatos de consumo, para lo cual, el usuario o responsable de la instalación deben cumplir los requisitos establecidos en esta norma.

Las instalaciones de aprovechamiento se deben diseñar para satisfacer los requerimientos de flujo y presión de gas para que los equipos de consumo existentes operen correctamente y en forma segura a su capacidad máxima al mismo tiempo. Bajo estas condiciones, la caída de presión en cualquier punto de la instalación no debe ser mayor que la caída de presión máxima permisible.

Si el gas grisú es utilizado para actividades de autoconsumo se debe considerar que: el usuario o responsable de una instalación comercial o industrial (con consumo mayor que 360 Gcal/año) debe contar con un dictamen de verificación de la memoria técnico-descriptiva de la instalación, antes de iniciar la construcción.