



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**ESTIMACIÓN DE RESERVAS Y RECURSOS
PROSPECTIVOS DE COALBED METHANE (CBM) EN
MÉXICO**

**T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
PETROLERO**

P R E S E N T A N

**HERNÁNDEZ RAMOS MIGUEL DE JESÚS
MEJÍA GONZÁLEZ RUBÉN FELIPE**



**DIRECTOR DE TESIS:
ING. MENESES LARIOS LEONARDO**

MÉXICO D.F. CD. UNIVERSITARIA, NOVIEMBRE 2014

AGRADECIMIENTOS

HERNÁNDEZ RAMOS MIGUEL DE JESÚS

Quiero agradecer a mi padres porque son las personas que más amo y quienes más me han apoyado a lo largo de mi carrera y en la terminación de este trabajo, gracias a ellos logré obtener el principal objetivo de mi vida, siendo el fruto de su gran esfuerzo y sacrificio, nada hubiese sido posible sin mi padre Miguel Hernández Alavez y mi madre María Victoria Ramos Cervantes, mis éxitos son también parte de ustedes GRACIAS.

A la Universidad Nacional Autónoma de México mi alma máter, mi casa que llevare siempre con mucho orgullo en mi profesión. A mis profesores que me enseñaron y corrigieron. Por mi raza hablara el espíritu.

A mi hermano Javier y mis hermanas Gaby y Mariela a quienes quiero mucho y agradezco todo su apoyo.

A todos mis tíos y tías y de manera muy especialmente a mis tíos Alberto Ramos Cervantes, Silvia Ramos y mi tío Ricardo Ramos Cervantes por todo su apoyo incondicional en momentos difíciles que no sabré como agradecer, y también a mi abuelita chuy que desafortunadamente para mí, no pudo ver este trabajo terminado, pero la recuerdo con mucho cariño.

Quiero agradecer de forma especial a mi director de tesis el Ing. Leonardo Meneses Larios por tiempo de dedicación y sus consejos e igualmente a todos mis sinodales.

También agradezco desde el fondo de mi corazón a mi novia Blanca (flaquita), que siempre me apoyo y me comprendió desde antes, durante y al final de este trabajo.

Quiero agradecer a todos mis compañeros de carrera, a mi compañero de tesis Rubén Mejía que con su apoyo se pudo concluir este trabajo.

Estar preparado es importante, saber esperar lo es aún más, pero aprovechar el momento adecuado es la clave de la vida. Arthur Schnitzler (1862-1931) Dramaturgo austríaco.

MEJÍA GONZÁLEZ RUBÉN FELIPE

Dedico esta tesis a mi papá, que aunque ya no me verá titularme, espero, esté donde esté, que esté orgulloso de mí y le doy muchas gracias por apoyarme toda mi vida hasta el último de sus días y que las ganas de estudiar esta carrera fueron por él. Lo quiero mucho.

A mi mamá, que siempre me ha apoyado moralmente y me ha dado todo su cariño para que yo pueda hacer algo bueno e importante de mi vida. La quiero mucho.

A mi hermana Diana que me dió el ejemplo primero de ser buen hijo y de tener que esforzarme por lo que quiero.

A mi novia que siempre me apoyó y alentó para que terminara este trabajo.

A mi director de tesis el Ing. Leonardo Meneses que nos apoyó para realizar y terminar este trabajo y a mis demás sinodales también.

A mi amigo y compañero de tesis Jesús Hernández, que gracias a su trabajo y apoyo pudimos concluir este trabajo.

A mis amigos y compañeros de la facultad de ingeniería que, aunque no los menciono, porque son muchos nombres, si leen esto sabrán de a quienes me refiero y que pasamos muchas cosas juntos para ser ingenieros.

A mis amigos que no son de la facultad y con los cuales también he vivido buenas experiencias y que me han alentado a seguir adelante.

Doy gracias a la UNAM y a la Facultad de Ingeniería por darme la oportunidad de estudiar la bonita carrera de Ingeniería Petrolera para ser un profesionalista de bien y apoyar al país en lo que pueda.

Y por último, gracias a toda mi familia que me apoyó y dedico también esta tesis a los que no creían que podría lograrlo...

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS

CONTENIDO

RESUMEN.....	1
ABSTRAC	4
INTRODUCCIÓN	7
CAPÍTULO 1 CONCEPTOS BÁSICOS	9
1.1 GAS NATURAL.....	10
1.1.1 Origen del gas natural.....	10
1.1.2 Clasificación por origen del gas natural.	14
1.1.3 Composición del gas natural.	15
1.1.4 Usos y ventajas del gas natural.	16
1.1.5 Proceso productivo del gas natural	18
1.1.6 Reservas mundiales de gas natural.....	20
1.2 YACIMIENTOS CONVENCIONALES.....	22
1.2.1 Rocas generadoras de hidrocarburos.	23
1.2.2 Principales rocas almacenadoras de hidrocarburos.	24
1.2.3 Tipos de porosidad y permeabilidad de rocas almacenadoras.....	29
1.2.4 Rocas sello.....	38
1.2.5 Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados.	40
1.2.6 Clasificación de yacimientos convencionales.	41
1.3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	43
1.3.1 Definición de recursos no convencionales.....	45
1.3.2 Clasificación de yacimientos no convencionales de gas.	46
CAPÍTULO 2 EXPLORACIÓN DE COALBED METHANE (CBM)	61
2.1 REQUERIMIENTOS PARA DESARROLLAR UN PROYECTO DE COALBED METHANE (CBM).....	62
2.2 CARACTERÍSTICAS DEL CARBÓN.....	65
2.2.1 Grado de carbonización.	67
2.2.2 Genética del gas asociado a los yacimientos de carbón.	69
2.2.3 Porosidad en el Carbón.	72
2.2.4 Permeabilidad.	72
2.2.5 Evaluación de la producción de yacimientos de coalbed methane (CBM).....	73
2.2.6 Dureza.	77
2.2.7 Densidad.	78
2.2.8 Geología del Carbón.....	78
2.2.9 Sedimentación del Carbón.....	79

2.2.10	Hidrología.....	80
2.2.11	Composición típica de Coalbed methane (CBM).	81
2.3	SÍSMICA EN LOS YACIMIENTOS DE COALBED METHANE (CBM).	82
2.4	DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES IN-SITU DEL YACIMIENTO.	83
2.4.1	Registros geofísicos.....	84
2.4.2	Pruebas de pozos.	86
2.4.3	Prueba Drill Stem. (En inglés DST).....	87
2.4.4	Slug tests.	87
2.4.5	Diagnóstico de Fractura de las Pruebas de Inyección.....	89
CAPÍTULO 3 EXPLOTACIÓN DE COALBED METHANE (CBM).....		90
3.1	CONSTRUCCIÓN DE POZOS DE COALBED METHANE (CBM).	91
3.2	PERFORACIÓN.	91
3.2.1	Pozos verticales.....	93
3.2.2	Pozos Gob.....	95
3.2.3	Pozos horizontales.	95
3.2.4	Pozos espina de pescado (Pinnate wells).....	97
3.3	BARRENAS.	99
3.4	FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	100
3.5	CEMENTACIÓN.	101
3.6	TERMINACIÓN.	103
3.6.1	Terminación en agujero entubado.....	105
3.6.2	Terminación en agujero descubierto.	105
3.6.3	Terminación en agujero descubierto con procesos de cavitación.....	107
3.6.4	Terminación de agujero entubado con entrada multizona.	108
3.7	ESTIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE CARBÓN.....	110
3.8	DESHIDRATACIÓN DE YACIMIENTOS DE COALBED METHANE (CBM).....	114
CAPÍTULO 4 PANORAMA MUNDIAL DE YACIMIENTOS DE COALBED METHANE (CBM)		116
4.1	ANTECEDENTES E HISTORIA DEL CBM.....	117
4.2	RESERVAS DE CBM A NIVEL MUNDIAL.....	119
4.2.1	Reservas mundiales de CBM.	119
4.3	PRINCIPALES CUENCAS CON POTENCIAL DE CBM.	120
4.3.1	China.	121
4.3.2	Australia.	122
4.3.3	Rusia y Ucrania.....	122
4.3.4	Reino Unido.....	123
4.3.5	Canadá.....	124

4.3.6	Estados Unidos.....	125
4.3.7	Otras cuencas importantes.	127
CAPÍTULO 5 LEGISLACIÓN ACTUAL EN MÉXICO PARA EXPLOTAR YACIMIENTOS DE COALBED METHANE (CBM)		129
5.1	¿QUIÉN PUEDE EXPLOTAR EL GAS ASOCIADO A LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN MINERAL (CBM)?.....	130
5.2	MARCO NORMATIVO.	131
5.2.1	De las actividades estratégicas de la industria de hidrocarburos.....	131
5.2.2	Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional.....	133
5.2.3	De los contratos para la exploración y extracción. Capítulo 2.	133
5.2.4	Ley Minera.	134
5.3	APROVECHAMIENTO DE GAS GRISÚ (COALBED METHANE).	135
5.4	ENTREGA A PEMEX (MEDICIÓN, PAGO DE CONTRAPRESTACIÓN Y REQUISITOS DE CALIDAD).....	136
5.5	REQUISITOS PARA OBTENER UN PERMISO DE RECUPERACIÓN Y APROVECHAMIENTO DE GAS ASOCIADO A LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN MINERAL.	139
CAPÍTULO 6 POTENCIAL DE COALBED METHANE (CBM) EN MÉXICO		144
6.1	ANTECEDENTES DEL CARBÓN Y COALBED METHANE EN MÉXICO.	145
6.2	LOCALIZACIÓN DE LAS CUENCAS CARBONIFERAS EN MÉXICO.	147
6.3	RESERVAS Y RECURSOS ESTIMADOS DE CARBÓN.....	148
6.3.1	Recursos de carbón.....	149
6.3.2	Estimación de reservas posibles de carbón neto en la subcuenca de Sabinas (COREMI, 2003).....	150
6.4	RECURSOS ESTIMADOS DE CBM EN MÉXICO.....	151
6.4.1	Recursos en la Cuenca de Sabinas según Netherland, Sewell International.	151
6.4.2	Recursos potenciales en la Cuenca de Sabinas.....	152
6.4.3	Recursos potenciales de CBM (Coalbed methane) en México.	153
6.5	OTRAS POSIBLES CUENCAS CARBONIFERAS EN MÉXICO.....	154
CAPITULO 7 RECUPERACIÓN EN LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE CBM EN MÉXICO		157
7.1	REGIÓN CARBONIFERA DE COAHUILA.	158
7.2	CALIDAD DEL CARBÓN DE LA SUB-REGIÓN DE SABINAS-MONCLOVA (SUBCUENCA SABINAS) CON IMPORTANCIA ECONOMICA.	164
7.3	ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE COALBED METHANE (CBM) EN LA SUBCUENCA SABINAS.....	165

7.3.1	Contenido de gas en una muestra de carbón.....	167
7.3.2	Contenido de gas.	173
7.3.3	Cálculo de la reserva de gas (Subcuenca de Sabinas).....	173
7.4	TABLA FINAL.....	177
CAPITULO 8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		179
8.1	CONCLUSIONES	180
8.2	RECOMENDACIONES	182
NOMENCLATURA.....		183
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....		184

RESUMEN

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples en estado gaseoso en condiciones ambientales normales de presión y temperatura, en la que predomina normalmente el metano. Actualmente ocupa el tercer lugar como fuente de energía más utilizada en el mundo, después del petróleo y el carbón.

La búsqueda de más yacimientos convencionales que contengan gas natural a nivel mundial ha sido constante, pero cada día conseguir un buen prospecto en Tierra firme se ha hecho tarea difícil, explorar y explotar costa afuera se sabe que es costoso y arriesgado. Sin embargo desde hace algunos años en Canadá y Estados Unidos principalmente, gran parte del gas natural que actualmente producen, lo están obteniendo de fuentes llamadas “No convencionales”. La Agencia Internacional de Energía considera el gas no convencional como el “gas que tecnológicamente es más difícil o más caro de producir en comparación del gas convencional”.

El gas procedente de fuentes no convencionales comprende cuatro importantes grupos como son: gas de areniscas con baja porosidad y permeabilidad (Tight gas), gas de lutitas compactas y laminadas (Shale gas), hidratos de gas y metano en capas de carbón (coalbed methane, CBM). Las características singulares de los yacimientos de coalbed methane demandan enfoques novedosos en lo que respecta a construcciones de pozos, evaluación de formaciones, fluidos de terminación y estimulación de pozos y desarrollo de yacimientos.

Al evaluar los yacimientos de coalbed methane hay que tomar en cuenta que la roca generadora es también la roca almacén y roca sello, ya que el gas se encuentra adsorbido en la matriz del carbón. Entonces, para determinar el potencial o las posibles reservas de este hidrocarburo hay que hacer pozos exploratorios y un buen análisis de núcleos en laboratorios especializados, para ver en qué tipo de

clasificación se encuentra el carbón, realizarle mucho análisis químico y de petrología para saber si se tiene un buen prospecto a explotar, posteriormente se le hacen pruebas de laboratorio a los núcleos de carbón para determinar la capacidad de almacenamiento por tonelada de carbón con la ayuda de las curvas de isothermas, como la de Langmuir.

Los principales yacimientos de carbón en México se localizan en tres regiones que por orden de importancia actual, corresponden a los estados de Coahuila, Oaxaca y Sonora. En otros estados de la República (Colima, Chihuahua, Chiapas, Durango, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, Nuevo León, Michoacán, Puebla, San Luis Potosí, Tabasco y Veracruz) también se encuentran evidencias de carbón, aunque siempre de menor importancia económica.

Actualmente el conocimiento tanto geológico como económico se tiene en las subcuencas del Distrito de Monclova-Sabinas del Estado de Coahuila, las subcuencas en el Distrito de Tezoatlán-Mixtepec. Oaxaca, y las de San Javier-San Marcial en la Cuenca de Barrancas, Sonora.

Es importante señalar la alternativa del aprovechamiento del coalbed methane de la Región Carbonífera de Coahuila, debido tanto a las características bituminosas del carbón como a las condiciones estructurales de sus capas. El consumo mundial actual de gas natural es de aproximadamente 88 TCF por año y la demanda crece rápidamente. Los países que más recursos recuperables tienen de Coalbed methane son: Rusia, China, Estados Unidos, Australia y Canadá.

En el año 2003 en México, la empresa Netherland Sewell International, a solicitud de PEMEX Exploración y Producción (PEP), realizó un estudio (NSI, 2003) para estimar el rango del potencial de coalbed methane de la cuenca de sabinas en Coahuila. Se tomaron un total de 9 muestras para estudios de adsorción para la determinación de la capacidad de almacenamiento de gas en el carbón. Los datos de densidad y espesores de los mantos de carbón fueron obtenidos de MIMOSA (Minerales

Monclova S.A). La empresa NSI determinó por el método probabilístico de Monte Carlo, los valores de recursos potenciales de gas en la cuenca de Sabinas para un: valor mínimo (P90)^R de 66.488 Gm^3 (2.3 TCF), valor medio (P50) de 177.518 Gm^3 (6.26 TCF) y un valor máximo (P10) 391.112 Gm^3 (13.81 TCF). Sin embargo, Scott y Ambrose (2001) basados en un rango de contenidos de carbón de 2.8 a 8.5 (m^3/t) estimaron el potencial de coalbed methane en el carbón de México de 57 y 171 Gm^3 (2.01 y 6.03 TCF) respectivamente.

En este trabajo se estimó el contenido de gas en una muestra de carbón con los siguientes datos proporcionados por MIMOSA y REI|Drilling: un espesor de la capa de carbón de 2.17 m, base seca, humedad del carbón 0.3 %, contenido maceral (Inertinita 8 %vol., Liptinita 0 %vol. y Vitrinita 84 %vol.), porosidad 6 %vol., Ceniza 16 %, presión del yacimiento 430 psi, área de drene 60 acres, profundidad de la capa de carbón de 350 m, temperatura estimada a 350 m de 30 °C y densidad promedio del carbón de 1.4 g/cm^3 .

También se utilizó la estimación *sui generis* de las reservas de “Carbón neto” de la Sub-Región de Sabinas-Monclova llevadas a cabo por el Servicio Geológico Mexicano en el año 2003 a petición de Pemex Exploración y Producción (PEP), así como las reservas publicadas por la Sociedad Geológica Mexicana A.C. (Rivera-Martinez y Alcocer-Valdés, 2003) y por último se consideran las reservas publicadas en “*Horizontal degasification and caracterización of coals in the Sabinas Sub-basin, Mexico: implications for CBM production, 2006*” por Thomas Gentzis, Keith Murray, Renee Klinger y Mario Santillan.

Finalmente se obtuvo una tabla en donde se muestra la cantidad de recursos recuperables de CBM en la Región Carbonífera de Coahuila en un rango de valores debido a las diferencias en las estimaciones existentes de reservas de carbón en esta misma Región.

ABSTRAC

Natural gas is a mixture of simple hydrocarbon gaseous under normal ambient conditions of pressure and temperature, in which typically dominates methane. Currently ranked as the third most used energy source in the world, after oil and coal.

The search for more conventional reservoir containing natural gas worldwide has been steady, but every day getting a good prospect on land has become difficult, explore and exploit offshore is known to be expensive and risky. However some years in Canada and the United States mainly much of the natural gas currently produced, are getting font called "unconventional". The International Energy Agency defines unconventional gas as "gas that is technologically more difficult or more expensive to produce compared to conventional gas."

The gas from unconventional sources comprises four major groups such as: gas sandstones with low permeability (Tight gas), tight gas and laminated shales (shale gas), gas hydrates and coalbed methane (CBM). The singular characteristics of coalbed methane reservoirs demand novel approaches concerning construction of wells, formation evaluation, completion fluids and well stimulation and reservoir development.

By exploiting coalbed methane reservoirs must take into account that coals are the source, the trap and the storage media, so a different approach must be taken to evaluate them as gas reservoirs. Then, to determine the potential or possible reserves to do this hydrocarbon exploration wells and a good core analysis in specialized laboratories, to see what type of classification is coal, elemental analysis and petrology analysis to see if has a good prospect to explode, subsequently made for laboratory testing to determine storage capacity per ton of coal with the aid of isothermal curves Langmuir.

In order of importance, the coal deposits are located within the States of Coahuila, Oaxaca and Sonora. In other states of Mexico (Colima, Chihuahua, Chiapas, Durango, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, Nuevo Leon, Michoacán, Puebla, San Luis Potosi, Tabasco and Veracruz) also found evidence of coal, but always of minor economic importance.

Importantly, the alternative use of coalbed methane from the Carboniferous Region of Coahuila, due to both the characteristics bituminous of coal as the structural condition of their layers. The current global consumption of natural gas is about 88 TCF per year and demand is growing rapidly. The countries that have recoverable resources of Coalbed methane are Russia, China, United States, Australia and Canada.

In 2003 in Mexico, the enterprise Netherland Sewell International, at the request of Pemex Exploración y Producción (PEP), conducted a study (NSI, 2003) to estimate the range of potential coalbed methane in Sabinas Basin, Coahuila. Nine samples for adsorption studies were taken to determination of the storage capacity of gas in the coal. The data density and thickness of the bed was obtained from MIMOSA (Minerales Monclova S.A.). NSI determined by the probabilistic Monte Carlo method the values of potential gas resources in the Sabinas basin for a: minimum value (P90) $66\,488\text{ Gm}^3$ (2.3 TCF), mean (P50) of $177\,518\text{ Gm}^3$ (6.26 TCF) and a maximum value (P10) $391\,112\text{ Gm}^3$ (13.81 TCF). However, Scott and Ambrose (2001) based on a range of carbon content from 2.8 to 8.5 (m^3 / t) estimated the potential for coalbed methane in the coal from Mexico 57 and 171 Gm^3 (2.01 and 6.03 TCF) respectively.

In this work, the gas content was estimated of a coal sample with the following information provided by MIMOSA and REI|Drilling: a bed thickness of 2.17 m coal, dry basis, moisture coal 0.3%, maceral content (inertinite 8% vol. liptinite 0% vol. and Vitrinite 84% vol.), porosity 6% vol. Ash 16 %, reservoir pressure 430 psi, drain 60

acres area, depth of coal seam 350 *m*, estimated temperature in 350 *m* of 30 °C and average carbon density 1.4 *g/cm*³.

Estimates reserves "net Coal" in the Sub-Region Sabinas-Monclova conducted by the Mexican Geological Service in 2003 at the request of Pemex Exploración y Producción (PEP) was used, as well as reservations published by the Sociedad Geológica Mexicana A.C. (Rivera-Valdés y Alcocer Martinez, 2003) and finally consider the reserves published in "Horizontal degasification and characterization of coals in the Sabinas Sub-basin, Mexico: Implications for CBM production, 2006" by Thomas Gentzis, Keith Murray, Renee Klinger and Mario Santillan.

Finally a table where the amount of recoverable CBM resources in the Carboniferous Region of Coahuila shown in a range of values due to different estimates of coal reserves in this same region was obtained.

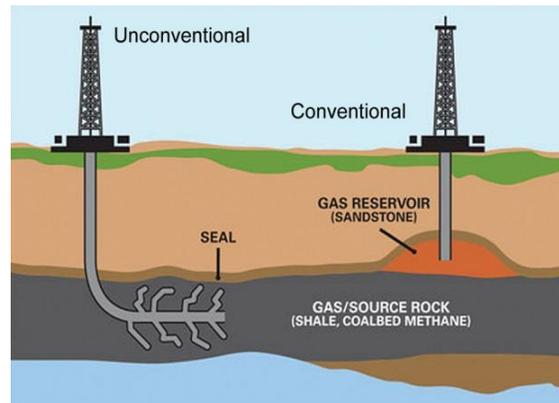
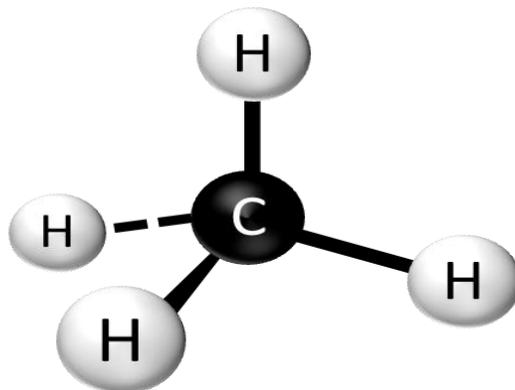
INTRODUCCIÓN

El principal objetivo de esta tesis es determinar el potencial que tiene México (principalmente la Cuenca de Sabinas) en recursos de metano en capas de carbón (coalbed methane), perteneciente a las formaciones no convencionales de gas natural. Se pretende que las energías de suministro energético sean económicas, accesibles, abundantes y con garantía de suministro para todos los mexicanos en un largo tiempo y con el menor impacto posible en el medio ambiente.

De las fuentes de energía disponibles, la que más se acerca a la consideración anterior es el gas natural. Estudios recientes varios países han probado importantes reservas acumuladas y extraíbles de gas convencional que junto a las reservas de gas no convencional pueden cubrir varias décadas de consumo y, desde esa perspectiva, el gas natural se perfila como una de las fuentes importantes de energía para afrontar el futuro energético en nuestro país. Existen motivos que demuestran los beneficios del uso de gas natural, el primero es que es un combustible fósil más limpio y el que menos cantidad de contaminantes emite; el segundo, es que sus reservas probadas están en constante aumento.

Por tanto, parece evidente un esfuerzo renovado en las técnicas de obtención del gas, muy especialmente el que se encuentra en formaciones no convencionales (coalbed methane), cuyas reservas son cada vez más crecientes y con una mejor distribución a nivel mundial. Las industrias energéticas en otros países centran gran parte de su actividad en desarrollar técnicas que permitan una mayor producción y viabilidad económica de las formaciones no convencionales. El desafío no es solo de México, sino también del mundo, de satisfacer la creciente demanda de energía no radica en los recursos del subsuelo sino en la superficie, en donde se ha de vencer una serie de obstáculos técnicos, económicos, medioambientales y políticos, que dificultan la conversión de recursos y reservas en flujos de producción listos para el consumo humano. Por lo que, un conocimiento profundo de las técnicas utilizadas

para extraer gas de las formaciones no convencionales y de las garantías que existen para evitar daños al medio ambiente es fundamental para la evaluación de las fuentes y magnitudes de riesgo implicados en el desarrollo de gas no convencional.



CAPÍTULO 1

CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 GAS NATURAL.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples en estado gaseoso, en condiciones ambientales normales de presión y temperatura, en la que predomina normalmente el metano, además es un combustible de gran importancia en México y el mundo; se puede obtener de yacimientos independientes, donde se encuentra de manera no asociada, o en yacimientos ocupados por petróleo crudo de manera asociada, así como en depósitos de carbón. La composición del gas natural puede variar dependiendo del tipo de yacimiento en el que se localice, la profundidad, la ubicación, y las condiciones geológicas del área.

1.1.1 Origen del gas natural.

El origen del gas natural, como el del petróleo, se forman a partir de restos de animales, plantas y microorganismos que se depositan en el fondo del mar en cuencas sedimentarias, y que posteriormente son enterrados y sometidos a altas temperaturas y presiones. En el caso del gas este puede tener tres orígenes diferentes: termogénico, biogénico y abiogénico.

En el primero, que es el más frecuente, el gas se forma a partir de la materia orgánica enterrada a grandes profundidades (por encima de los 1.000 a 4.000 *m*) y en la que se alcanzan presiones y temperaturas elevadas que rompen las cadenas pesadas de carbono dando lugar a otras más ligeras (gas natural). El gas de origen biogénico se produce por la acción descomponedora de microorganismos sobre la materia orgánica. Estos organismos se concentran en capas del terreno poco profundas, pero carentes de oxígeno, y rompen químicamente la estructura de la materia orgánica, generándose principalmente, metano. Los gases naturales de origen abiogénico se generan a partir de gases ricos en hidrógeno y moléculas de

carbono que se encuentran en grandes profundidades bajo la corteza terrestre y que pueden migrar hacia la superficie, produciéndose depósitos de metano.

En cualquier caso, la poca densidad del gas lo hace subir a la superficie, a medida que se va formando. En caso de no encontrar obstáculos, escapa a la atmósfera. En caso contrario, puede quedar atrapado en “trampas de gas”, denominadas “yacimientos de gas”. Para que se forme un yacimiento de gas han de conjugarse varias circunstancias: existencia del proceso migratorio, es decir, la capacidad de moverse el gas hacia la superficie; existencia de una “roca almacén”, porosa y permeable (areniscas, calizas o dolomías), que contengan el gas (Figura 1.1.1.1); existencia de una trampa, que impida que el gas escape hacia la superficie, que normalmente son rocas arcillosas o evaporitas (por ejemplo, sales). Las rocas trampa pueden tener un origen estructural (plegamientos, anticlinales, fallas, etc.) o estratigráfico (deposiciones y sedimentos, como cuerpos arenosos, lentejones, arrecifes, disconformidades sedimentarias, etc.), (Figura 1.1.1.2).

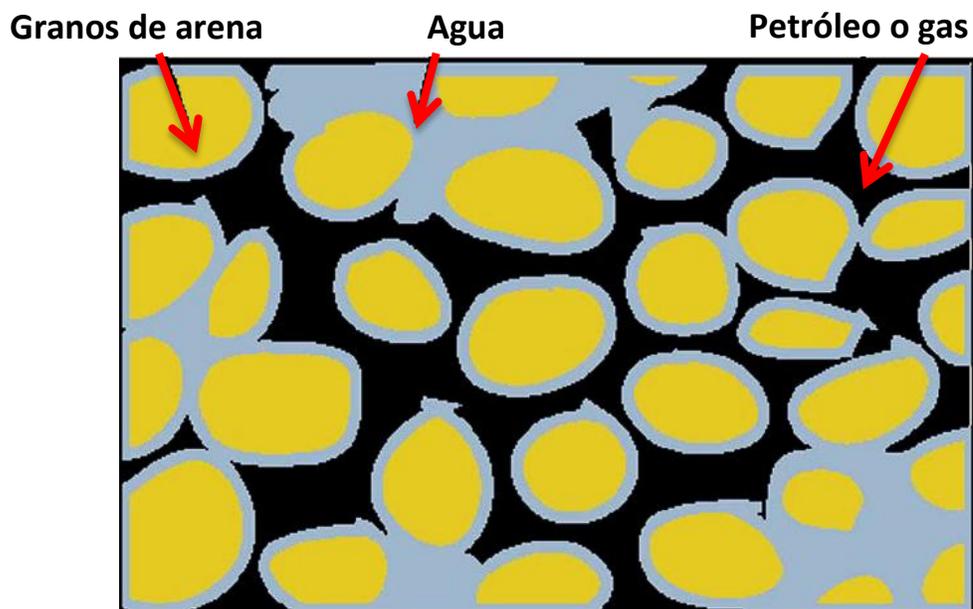


Figura 1.1.1.1 Petróleo/gas llenando los intersticios de la roca (Fuente: Comisión Nacional de Energía, Chile).

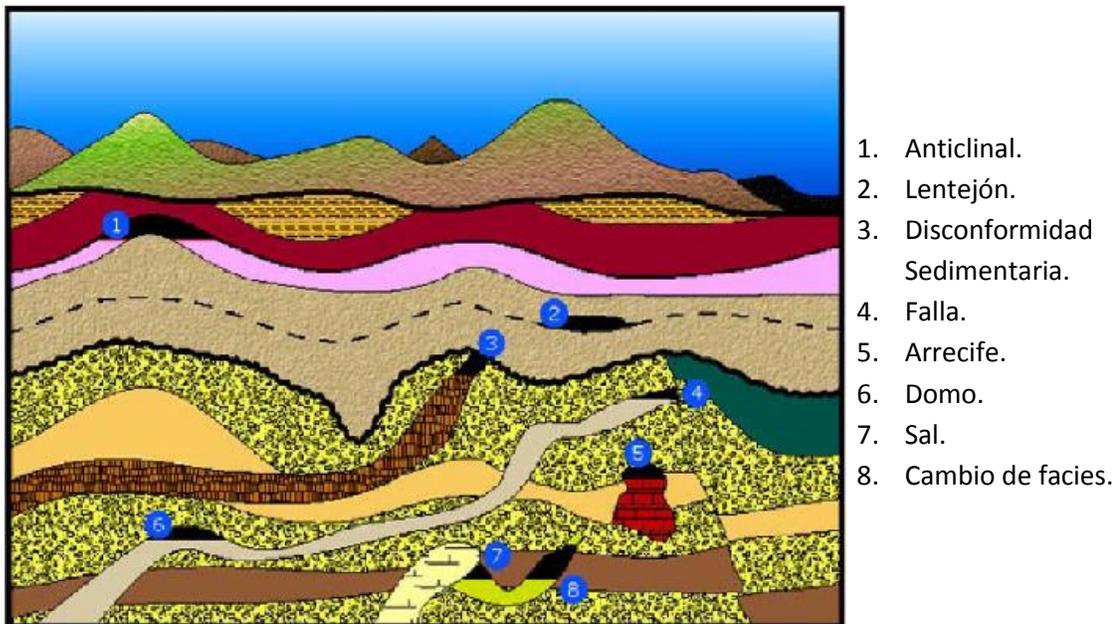


Figura 1.1.1.2. Trampas de gas (Fuente: Comisión Nacional de Energía, Chile).

En la Figura 1.1.1.3 puede verse un yacimiento de gas (y petróleo) atrapada en un anticlinal y en la Figura 1.1.1.4 en una falla (obsérvese como el desplazamiento de roca impermeable origina la trampa de gas).

También puede el gas quedar atrapado entre gruesas trampas de sal, como se ve en la Figura 1.1.1.5 la sal al ser más ligera, asciende a través de las capas de roca permeable, formando bóveda domos salinos. Se dice que el yacimiento es de gas cuando esta es la forma en que se encuentra en el subsuelo, en las condiciones de presión y temperaturas elevadas. En muchos casos, los yacimientos de gas están asociados con los de petróleo. Sin embargo, puede ocurrir que al elevar el petróleo líquido a la superficie, donde la presión y la temperatura son menores, parte de él se convierte en gas, denominándose “gas asociado” (rico en hidrocarburos más pesados que el metano).

También, y dependiendo de la composición del gas en el yacimiento, este puede dividirse en “gas seco” (no forma fase líquida cuando llega a la superficie, y desciende su temperatura), o “gas húmedo” cuando parte de él se licua al llegar a la superficie y desciende la temperatura (a la fase líquida se le denomina condensado,

y está formado por cadenas más pesadas de hidrocarburos, como propano, etano y hexano).

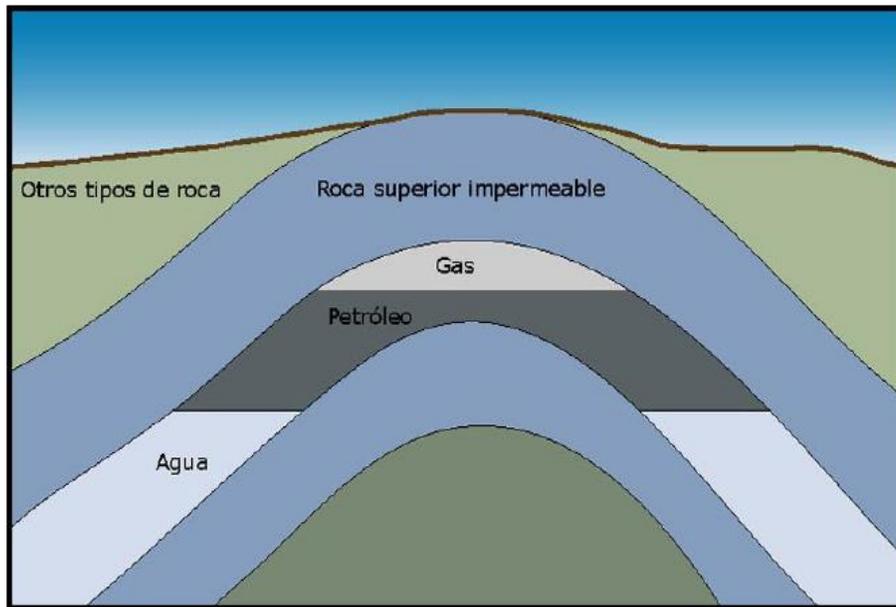


Figura 1.1.1.3 Trampa de Gas en anticlinal. Fuente: Comisión Nacional de Energía, Chile.

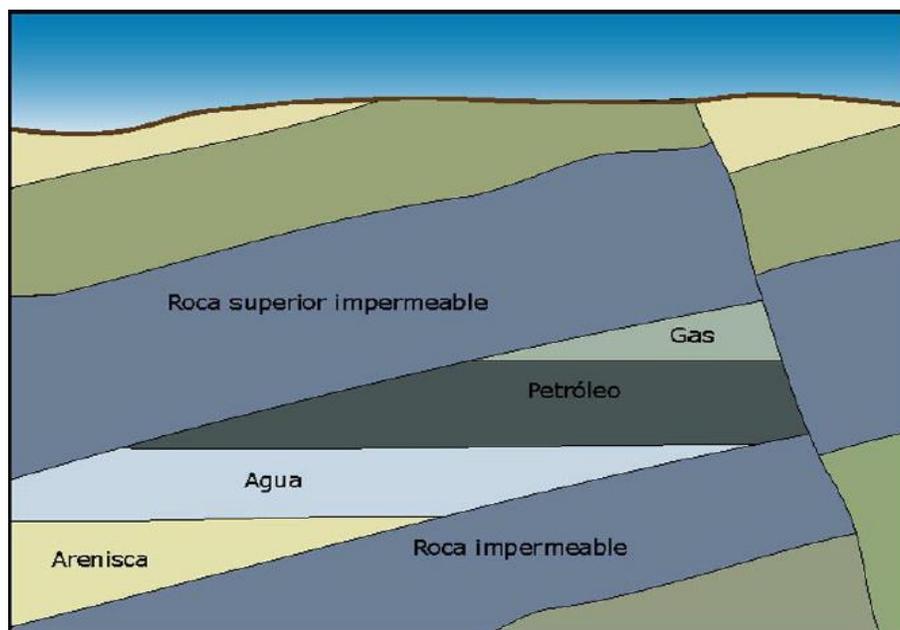


Figura 1.1.1.4 Trampa de gas en una falla (Fuente: Comisión Nacional de Energía, Chile).

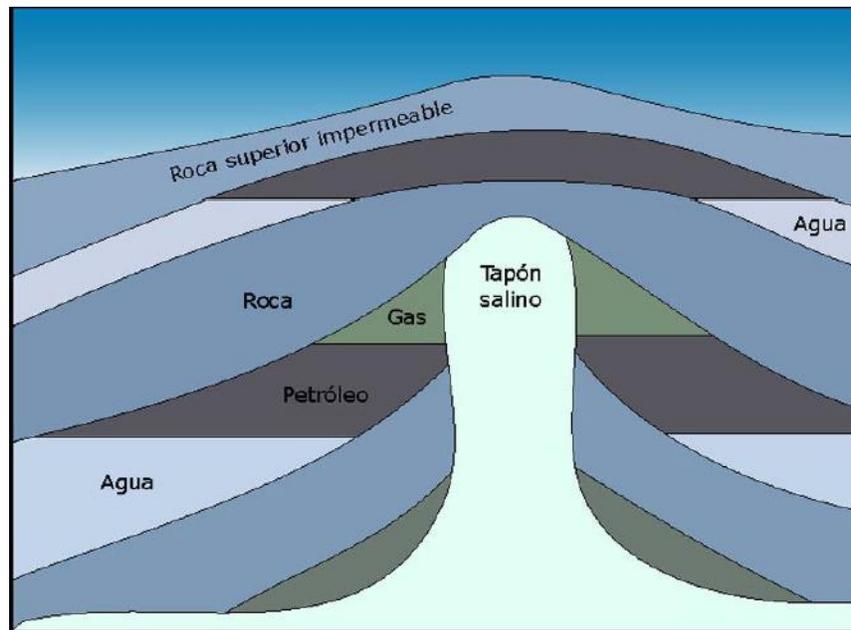


Figura 1.1.1.5. Trampa de gas en un domo salino (Fuente: Comisión Nacional de Energía, Chile).

1.1.2 Clasificación por origen del gas natural.

Dependiendo de su origen se clasifica en:

- Gas asociado: Es el que se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como etano, propano, butano y naftas.
- Gas no asociado: Es el que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo.
- Gas condensado: El gas condensado tiene alta cantidad de hidrocarburos líquidos y puede ocurrir como gas en el yacimiento. La fuente más deseable puede ser de tipo no asociado porque éste puede ser producido a alta presión. El gas asociado o disuelto es separado del aceite crudo a baja presión en el separador y además exige más gastos de compresión. El gas condensado representa una gran cantidad de gas asociado con el líquido.

1.1.3 Composición del gas natural.

El gas natural comercial está constituido principalmente por metano (95%, aproximadamente), además, el gas natural incluye otros hidrocarburos como etano, propano y butano. Al mismo tiempo es posible encontrar pequeñas cantidades de ciertos contaminantes dentro de la composición debido a que no fueron removidos al momento de su procesamiento. Tabla 1.1.3.1.

Inicialmente al gas natural se le conoce como gas amargo debido principalmente a la presencia de dióxido de carbono (CO_2) y ácido sulfhídrico (H_2S) dentro de su composición; estas sustancias son indeseables por lo que es necesario removerlas por medio de un proceso de endulzamiento para obtener las propiedades deseadas para su uso industrial o comercial. Este proceso consiste en la remoción de dióxido de carbono y ácido sulfhídrico; este último compuesto debe ser removido antes de su almacenamiento y distribución por ser un contaminante altamente toxico. Una vez libre de contaminantes se le conoce como gas dulce.

Componente	Fórmula	Gas No Asociado	Gas Asociado
Metano	CH_4	95-98%	60-80%
Etano	C_2H_6	1-3%	10-20%
Propano	C_3H_8	0.5-1%	5-12%
Butano	C_4H_{10}	0.2-0.5%	2-5%
Pentano	C_5H_{12}	0.2-0.5%	1-3%
Dióxido de carbono	CO_2	0-8%	0-8%
Nitrógeno	N_2	0-5%	0-5%
Ácido Sulfhídrico	H_2S	0-5%	0-5%
Otros	A, He, Ne, Xe	Trazas	trazas

Tabla 1.1.3.1 Composición por clasificación del gas natural (Fuente: PEMEX, Gas y Petroquímica Básica).

1.1.4 Usos y ventajas del gas natural.

El gas natural se usa para la generación eléctrica, como combustible en las industrias, comercio, residencias y también para el transporte:

Gas natural para la generación eléctrica: El gas natural ha sido un combustible atractivo para la obtención de electricidad, ya que tiene un mejor rendimiento energético y un mejor impacto ambiental que otros combustibles fósiles. El desarrollo y mejora de las turbinas de gas permite conseguir ahorros de hasta un 40%.

Hay tres sistemas de producción de energía eléctrica que tiene el gas natural como combustible;

- Las centrales térmicas convencionales, que generan electricidad mediante un sistema caldera-turbina de vapor con un rendimiento global de 33%.
- Las centrales de cogeneración termoeléctrica, en las que se obtiene calor y electricidad aprovechando el calor residual de los motores y turbinas. El calor producido sirve para generar calefacción y aire acondicionado o para calentar agua sanitaria, y la electricidad se utiliza o se envía a la red eléctrica general. Su rendimiento eléctrico depende de la tecnología utilizada, pero puede oscilar entre el 30 y el 40%, mientras que el rendimiento térmico está alrededor del 55%.
- Las centrales de ciclo combinado (CCGT), que combinan una turbina de gas y una turbina de vapor, y tienen un rendimiento global de un 57% respecto a la energía primaria.

Gas natural para la industria: Reemplaza ventajosamente a otros combustibles. Ideal para procesos industriales, como la industria de la cerámica, del cemento y la fabricación de vidrio. En la fabricación de acero puede ser usado como reductor siderúrgico en lugar de coque (Hierro esponja). Es también utilizado como materia prima en la industria petroquímica y para la producción de amoníaco, urea en la

industria del fertilizante. El gas natural encuentra uno de los campos más amplios de utilización en la industria química.

El gas natural como fuente de energía, tanto para la producción de vapor como para el calentamiento de las unidades de cracking, permite una perfecta regulación de la temperatura; por el ajuste de la relación aire-gas y la uniformidad de composición del gas natural, presenta una nula corrosión de los haces tubulares gracias a la ausencia de impurezas, y facilita la posibilidad de utilización del gas natural con mezcla variable de otros gases residuales disponibles en la industria gracias a la ductilidad de los quemadores.

El metano y etano constituyen la materia base en procesos fundamentales de la petroquímica, tan importantes como por ejemplo la producción de hidrógeno, de metanol, de amoníaco, de acetileno, de ácido cianhídrico etc. Todos estos fabricados se consideran punto de partida para la obtención de una amplia gama de productos comerciales.

Gas natural para uso doméstico: A nivel doméstico, el gas natural se puede utilizar tanto para cocinar, lavar y secar, como para obtener agua caliente, calefacción o climatización en verano. Los aparatos que funcionan con gas natural se conocen con el nombre de gasodomésticos, para diferenciarlos de los que funcionan con electricidad o electrodomésticos.

Gas natural para uso vehicular: Las propiedades físico-químicas del metano hacen de este gas un excelente combustible, debido a su bajo índice de contaminación atmosférica, y al bajo impacto acústico de los motores. En forma de gas natural comprimido (GNC), el metano se ha utilizado en numerosas experiencias que han demostrado su viabilidad como alternativa a los combustibles fósiles tradicionales.

En todo el mundo, ya circulan más de un millón de vehículos impulsados con GNC, que producen hasta un 50% menos de emisiones de CO_2 y un 80% menos de óxidos

de nitrógeno (NOx) que los vehículos accionados por gasolina o gasóleo, y no emiten plomo, azufre ni compuestos aromáticos. Argentina, por ejemplo, es uno de los países con mayor número de vehículos de gas natural, con más de medio millón de automóviles y cerca de 600 estaciones de servicio.

Las flotas de autobuses de ciudades como Barcelona, Bilbao, Madrid, Sevilla o Valencia ya disponen de unidades impulsadas con gas natural, hecho que ha contribuido a reducir las emisiones de gases contaminantes de estos vehículos en el ámbito urbano.

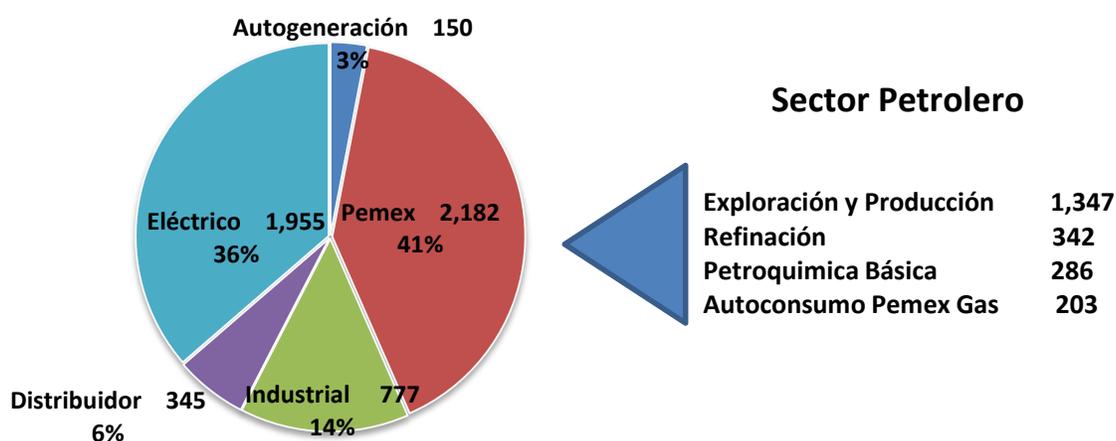


Figura 1.1.4.1 Consumo de gas natural por sector y rama septiembre 2013. Total 5,414 MMcf (Fuente : PEMEX, Gas y Petroquímica Básica).

1.1.5 Proceso productivo del gas natural

El proceso productivo del gas natural comprende las siguientes etapas:

Prospección (búsqueda de nuevos yacimientos); perforación de los pozos; extracción del gas; tratamiento primario; transporte por gasoducto; licuefacción y almacenamiento (en muchos casos, el gas puede consumirse directamente como tal, sin necesidad de licuarlo); transporte marítimo; almacenamiento del GNL y

regasificación; cuando el gas se distribuye a consumidores domésticos o industriales, el traslado del gas a los mismos requiere de estaciones de compresión y las correspondientes redes de distribución.

La primera etapa en la exploración del gas natural: es la “prospección”, o la búsqueda de nuevos yacimientos. Para ello se desarrollan una serie de estudios que pueden dividirse en dos categorías: estudios geológicos y estudios geofísicos. En los primeros se realizan estudios de la superficie del terreno, a escala local o regional, buscando indicios (en rocas superficiales o en ripios extraídos de perforaciones, etc.) relativos a la edad de la roca, génesis, porosidad, permeabilidad, fluidos incorporados, etc. Las técnicas geofísicas pueden dividirse a su vez en tres etapas: sísmicas, gravimetría y magnéticas. En todas ellas se busca la presencia en el subsuelo de rocas porosas o poco duras, que pudieran contener gas líquido en su interior, o directamente trampas de este en forma gaseosa. La técnica más empleada es la “sísmica de reflexión” que se basa en las modificaciones que sufre una onda que viaja por el interior de la corteza terrestre, al atravesar capas de materiales discontinuas o de diferente composición (porosidad, materiales, etc.) La experiencia acumulada y el uso de potentes simuladores, en 2D y 3D han dado un gran impulso a esta técnica.

En exploraciones “off shore”, en los fondos oceánicos, las herramientas pueden ser explosivas y no explosivas de efecto burbuja o impulsivas sin burbuja. En este caso, las ondas reflejadas se recogen en la superficie del mar mediante unos geófonos – hidrófonos que convierten los desplazamientos mecánicos de la superficie en impulsos eléctricos-. Una vez localizadas las zonas propicias se procede a efectuar sondeos de exploración, tendentes a determinar la presencia de gas, los tipos de rocas del subsuelo, la presencia de agua, la radioactividad en el mismo, la porosidad y permeabilidad, índice de productividad,, volumen de gas “extraíble”, ubicación de la bolsa en el subsuelo, etc.

La segunda etapa del proceso es: la perforación de los pozos de gas, que pueden hacerse por diversos procedimientos, dependiendo de la naturaleza del yacimiento y de su ubicación terrestre o marina.

La tercera etapa es la extracción del gas: mucho más simple que la del petróleo, puesto que la pura expansión del gas en el yacimiento puede recuperar hasta el 80% de este. Cuando en los yacimientos de gas se encuentran también agua, la expansión se ve reducida, y la evacuación “natural” no supera el 40 a 60%.

1.1.6 Reservas mundiales de gas natural.

En 2011 y de acuerdo con el BP Statistical Review of World Energy 2012, las reservas probadas de gas natural totalizaron 7,361 *billones de pies cúbicos (TCF)*¹. Esto representó un incremento de 6.3% respecto al año anterior. Este resultado fue atribuible principalmente al aumento en las reservas de Turkmenistán, y en menor medida de Irak, Estados Unidos y Rusia. Las reservas probadas de gas natural de Medio Oriente ascendieron a 2,826 *TCF*; es decir, 38.4% de las reservas globales (Figura 1.1.6.1). Las reservas de Europa y Eurasia fueron equivalentes a 37.8% del total mundial. Norteamérica concentró más de 5.2% de las reservas totales. La región de Centro y Sudamérica aportó 3.6%, África 7.0% y la región Asia Pacífico 8.0%.

En 2011, Estados Unidos registró un volumen de reservas de 299.8 *TCF*, el más alto desde 1971. Este aumento se debió a la incorporación de las reservas de Shale gas. En 2011, México se ubicó en el lugar 36 en reservas de gas natural a nivel mundial (Tabla 1.1.6.1).

La federación Rusa contribuyó con 21.4 de las reservas de gas natural. Le siguieron Irán y Qatar, con 15.9% y 12%, respectivamente. Destaca que diez países poseen 79.1% de las reservas totales reportadas en 2011.

¹ Se considera que un billón equivale a un millón de millones (1, 000, 000, 000, 000) = 1 *TCF*

En 2011, la relación mundial de reservas probadas respecto a los niveles actuales de producción (*R/P*), fue de 63.3 años². Esto significó un aumento de casi dos años con relación a 2010, principalmente por el crecimiento de las reservas. Para fines de comparación, el carbón tuvo una relación *R/P* de 112 años y el petróleo de 54.2 años, en el mismo año. En los últimos años la combinación de técnicas de perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico han incrementado las capacidades de los productores de gas natural. El avance tecnológico ha permitido explotar recursos de baja permeabilidad como las formaciones de shale gas, lo que se ha traducido en la incorporación de recursos prospectivos a las reservas probadas.

Posición	País	Reserva probada (TCF)	Participación mundial	Relación <i>R/P</i> (años)
1	Rusia	1,575.00	21.4%	73.5
2	Irán	1,168.60	15.9%	>100.0
3	Qatar	884.50	21.0%	>100.0
4	Turkmenistán	858.80	11.7%	>100.0
5	Estados Unidos	299.80	4.1%	13
6	Arabia Saudita	287.80	3.9%	82.1
7	Emiratos Árabes	215.10	2.9%	>100.0
8	Venezuela	195.20	2.7%	>100.0
9	Nigeria	180.50	2.5%	>100.0
10	Argelia	159.10	2.2%	57.7
11	Australia	132.80	1.8%	83.6
12	Irak	126.70	1.7%	>100.0
13	China	107.70	1.5%	29.8
14	Indonesia	104.70	1.4%	39.2
15	Malasia	86.00	1.2%	39.4
36	México	12.00	0.2%	6.7
Total mundial		7,360.90	100.0%	63.6

Tabla 1.1.6.1 Cifras al cierre de 2011. Las reservas de hidrocarburos de México 2012, PEMEX Exploración y Producción (Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012).

² Representa el tiempo que las reservas existentes durarían si se mantuviera los actuales niveles de producción de acuerdo con BP Statistical Review of World Energy 2011.

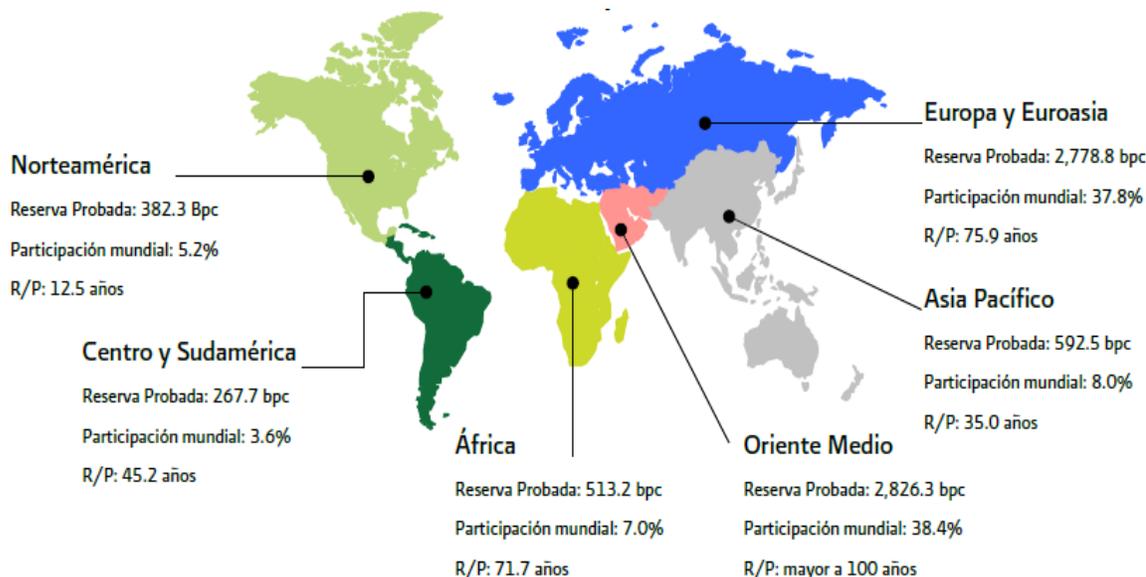


Figura 1.1.6.1 Distribución regional de las reservas probadas de gas seco, 2011 (Billones de pies cúbicos) (Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2012).

1.2 YACIMIENTOS CONVENCIONALES.

Los yacimientos convencionales pueden ser de gas solamente; de petróleo con abundante gas, de petróleo con poco gas y de gas y condensado. El petróleo por su densidad puede ser ligero, mediano, pesado o extrapesado.

El petróleo y el gas natural no se encuentran en las capas del subsuelo en forma de lagos, bolsas o ríos, están contenidos en los espacios porosos de ciertas y determinadas rocas, la existencia de estos estratos rocosos de hidrocarburos es escasa y determinar en donde se encuentran es la tarea fundamental de profesionales de las geo-ciencias. El petróleo al igual que el gas se encuentra acumulado en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas. Dentro de éstas, los hidrocarburos (o el gas) están contenidos en una roca porosa (o con espacios porosos) que se llama roca yacimiento.

Toda trampa presenta como característica principal una roca –yacimiento limitada en su cima y base por una roca sello, que impide que los hidrocarburos acumulados

puedan escapar. La trampa de hidrocarburos es una condición geológica de las rocas del subsuelo que permite la acumulación del petróleo o del gas natural. Las trampas pueden ser de origen estructural (pliegues o fallas) o estratigráficos (lentes, acuñaamiento de rocas porosas contra rocas no porosas denominadas sellos).

1.2.1 Rocas generadoras de hidrocarburos.

La generación del petróleo y la migración primaria del mismo, se efectúa en la roca generadora. La determinación de una roca generadora está basada en:

1. Su contenido de materia orgánica.
2. El tipo de materia orgánica.

El análisis óptico permite definir cualitativa y cuantitativamente cuatro tipos de materia orgánica:

- Algáceo
- Herbáceo
- Leñoso
- Carbonoso

La predominancia de la materia orgánica de los tipos algáceos y/o herbáceos, permite considerar a la roca como generadora de hidrocarburos líquidos; asimismo los tipos leñosos y carbonosos dan lugar a hidrocarburos gaseosos. Si el residuo palinológico contiene materia mixta, entonces podemos considerar a la roca como generadora de petróleo y de gas.

Materia orgánica. Contiene una fracción soluble en componentes solventes orgánicos (tetracloruro de carbono, acetona, etc.) y una fracción insoluble. La segunda se refiere a la materia orgánica de las lutitas bituminosas.

El kerógeno es la forma más abundante de materia orgánica fósil, existen en formas dispersas en las rocas y es la fuente del petróleo y del gas, así como el constituyente orgánico de las lutitas bituminosas.

La calidad de un kerógeno, es decir la capacidad para producir petróleo y gas, depende en primer lugar de su composición original, un kerógeno rico en hidrógeno y en cadenas alifáticas, puede proporcionar una cantidad importante de aceite y después de gas si está sepultado a una profundidad suficiente, principalmente si la materia orgánica es derivada del fitoplancton, como las algas o las bacterias. Por el contrario, un kerógeno pobre en hidrógeno; constituido principalmente de material poliaromático y de grupos funcionales oxigenados, posee un bajo potencial de aceite; sin embargo, podría producir gas por cracking a gran profundidad.

1.2.2 Principales rocas almacenadoras de hidrocarburos.

La roca almacenadora es aquella roca capaz de almacenar a los hidrocarburos. Generalmente tienen una extensión geográfica mayor que la de los yacimientos, debido a que estos están restringidos a la trampa. La mayor parte de las acumulaciones de petróleo en el mundo se encuentran en rocas almacenadoras clásticas o detríticas, incluyendo las areniscas, pero en México la mayor producción es en rocas carbonatadas. Para que un cuerpo o estrato pueda considerarse como almacenadora debe de ser:

- Poroso: poseer espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. La porosidad de las rocas de yacimientos o almacenadoras, normalmente queda del intervalo de 5% a 30%, la porosidad de la roca carbonatada frecuentemente es algo menor que en las areniscas pero la permeabilidad de los carbonatos pueden ser superior.

- Permeable: sus poros deben de estar interconectados de manera que cedan fácilmente los hidrocarburos al ser alcanzados por un pozo para que la roca sea

permeable y permita el movimiento del agua, aceite o gas; así como contener poros o espacios para almacenar el petróleo.

- Mostrar cierta continuidad lateral y vertical: las características almacenadoras de una roca pueden ser originales como la porosidad intergranular de las areniscas, o secundarias resultantes de cambios químicos como la disolución en las calizas o el fracturamiento de cualquier tipo de rocas. Los cambios secundarios pueden aumentar la capacidad almacenadora de una roca o puede provocarla en rocas que no tenían originalmente.

La mayor parte de las reservas mundiales de aceite y gas se encuentran en rocas almacenadoras detríticas o químicas. El primer grupo, las representantes más importantes son las areniscas; en el segundo grupo, está representado por dolomías y calizas a las que en lo sucesivo denominaremos rocas carbonatadas.

A. Areniscas.

Las areniscas se presentan en una variedad de consolidaciones y en algunas partes del país, presentan texturas muy heterogéneas. Aunque la mayor parte de las areniscas son de granos muy finos a medios: por lo general, los núcleos tomados de yacimientos en areniscas tienen mayor número de servicios a realizar una vez que llega al laboratorio. Son mucho más susceptibles a daños de formación debido a la delicadeza de su mineralogía, y la tortuosidad de su sistema de poro.

- Areniscas consolidadas.

Las areniscas consolidadas por lo general son las que tienen de moderada a baja porosidad y permeabilidad. Debido a su regular o pobre calidad de roca, frecuentemente se les realiza estimulaciones para mejorar la producción de las mismas. La mayor parte de las areniscas consolidadas se encuentran productivas en la cuenca de Burgos y en el Paleocanal de Chicontepec.

- Areniscas no consolidadas.

Cuando se sospecha que el núcleo puede presentar sedimentos deleznable, muy friables o no consolidados, se deben contar con un manejo muy especial. Más del

90% de los núcleos cortados de areniscas deleznales en México han sufrido daños irreparables antes de llegar al laboratorio. La mayor parte de las areniscas no consolidadas han sido productivas en la Región Marina Suroeste, en las cuencas de Macuspana, Reforma Comalcalco, Istmos Salinas. Por lo general se encuentran a profundidades menores a 2000 m en las cuencas mencionadas.

B. Carbonatos

Los yacimientos en carbonatos tienen una gran variedad de texturas y sistemas porosos. Muchas de las rocas carbonatadas tienen textura cristalina bastante compacta con poca porosidad exceptuando aquellas que tienen presencia de fracturas. Por lo general, estas rocas son fáciles de manejar en cuanto a su preservación en el pozo. La preservación que requieren estos tipos de caliza cuando están impregnados con aceite tiene la finalidad de prevenir la oxidación de crudo. Su sistema poroso de matriz por lo general cuenta con gargantas de poros pequeñas, son de baja permeabilidad de matriz. Los carbonatos con texturas más complejas, incluyendo porosidad por disolución (brechas, por ejemplo), son mucho más delicados, y están impregnados con aceite, se requiere mantener el aceite aislado del aire con una preservación adecuada. La preservación cumple el objetivo de evitar oxidación del aceite que podría provocar cambios de mojabilidad y para facilitar la limpieza de aquellas muestras que las requieren. La preservación debe ser realizada de tal manera que no afecte la porosidad de la roca, ya sea porosidad formada por fracturas abiertas o por cavidades de disolución. La inyección de sustancias de preservación daña la porosidad, reduciéndola a valores menores que su estado natural. Esto afecta todas las mediciones realizadas sobre el núcleo en el laboratorio. La mayor parte de los niveles Mesozoicos productivos son del sur del país, en los estados de Tabasco y Campeche, aunque también existen en la plataforma de Córdoba, parte de la Faja de Oro, Sur de Tamaulipas, y la cuenca de Sabinas.

- Clasificación de Rocas Carbonatadas

Existen tres clasificaciones de mayor uso en la actualidad, cada una se enfoca o hace énfasis en un aspecto diferente, pero las tres se fundamentan en la clasificación de Dunham, basada en la textura y es la más ampliamente usada.

Clasificación de Dunham: esta clasificación identifica una muestra de roca fácilmente de acuerdo a los siete términos que propone Dunham los cuales son presentados a continuación y en la Tabla 1.2.2.1.

- **Mudstone:** Rocas que a simple vista se detecta que en su mayoría están formadas por lodo carbonatado, los granos (fósiles, ooides, etc.) son menos del 10% de la roca.
- **Wackestone:** los granos ya son un porcentaje mayor al 10% de la roca, y están soportados por lodo, esto es como si flotaran en una matriz de lodo.
- **Packestone:** Tiene una gran cantidad de granos con lodo entre ellos, ya no son soportados por el lodo sino por granos.
- **Grainstone:** La cantidad de granos es superior a la de una packestone, con espirita entre ellos y con muy poco o sin nada de lodo (fango microcristalino).
- **Floatstone:** 10% o más de los granos son mayores a 2 mm de diámetro y la matriz es de lodo. (Como una Packestone)
- **Rudestone:** 10% o más de los granos son mayores a 2 mm de diámetro y la matriz es esparita. (Como una Grainstone).
- **Boundstone:** Los componentes orgánicos originales se consolidan en la roca desde su depositación (Como son colonias de corales y estromatolitos).

LA TEXTURA ORIGINAL DEL DEPÓSITO ES RECONOCIBLE				LA TEXTURA NO SE RECONOCE	
Los componentes originales no están soldados			Componentes soldados		
Contiene lodo		Sin lodo		B O U N D S T O N E	
Sostenida por lodo		Sostenida por granos			
% Granos vs Matriz		P A C K S T O N E	G R A I N S T O N E		
<10% Granos	>10% Granos				
M U D S T O N E	W A C K E S T O N E				C A R B O N A T O S C R I S T A L I N O S

Tabla 1.2.2.1. Clasificación de rocas carbonatadas propuesta por Dunham. Fuente: Geología general UNAM.

Dado que el primer elemento esencial de una roca almacenadora es su porosidad, a continuación se presenta en la Tabla 1.2.2.2 la comparación de esta propiedad entre las rocas carbonatadas y areniscas, publicada por Choquette y Pray.

ASPECTOS DE LA POROSIDAD A COMPARAR	ARENISCAS	CARBONATOS
Porcentaje de porosidad en los sedimentos	Comúnmente 25-40%	Comúnmente 40-70%
Porcentaje de porosidad en las rocas	Comúnmente, la mitad o más de la mitad de la porosidad inicial 15-30%	Normalmente nula o una pequeña fracción de la porosidad inicial 5-15% es común en las facies almacenadoras
Tipos de porosidad primaria	Casi exclusivamente particular	predomina generalmente la interpartícula, pero también la del tipo interpartícula
tipos de porosidad final	Casi exclusivamente interpartícula	Muy variada debido a las modificaciones postdeposicionales
Tamaño de los poros	El tamaño de los poros y de los canales de interconexión están muy ligados al tamaño y clasificación de las partículas sedimentarias	El tamaño de los poros y de los canales de interconexión muestra poca relación al tamaño o clasificación de las partículas
Forma de los poros	Muestra una fuerte dependencia de la forma de las partículas en general	Muy variada: de fuertemente dependientes a independientes de la forma de las partículas o de los componentes diagenéticos
Uniformidad de la forma, tamaño y distribución	Comúnmente muy uniforme dentro de un cuerpo homogéneo	Variable; desde uniforme hasta extremadamente heterogéneo aún dentro de un mismo cuerpo
Influencia de la diagénesis	Mínima; normalmente reducciones mínimas de la porosidad primaria por compactación y cementación	Grande; puede crear, destruir o modificar en gran medida la porosidad inicial. La cementación y la solución son muy importantes
influencia de fracturamiento	Generalmente no es de gran importancia en las propiedades almacenadoras	De gran importancia en las propiedades almacenadoras
Evaluación visual de la porosidad y permeabilidad	Pueden realizarse, de manera relativamente fácil, estimaciones visuales semicuantitativas	Variable; las estimaciones visuales semicuantitativas varían de fáciles a virtualmente imposibles. Comúnmente son necesarias las mediciones con instrumentos
Utilidad de los análisis de núcleos para la evaluación del yacimiento	los tapones de 2.5 cm. De diámetro normalmente son adecuados para evaluar la porosidad	Los tapones normalmente son inadecuados aún los núcleos completos (aprox. 7.5 cm. De diámetro) pueden ser inadecuados en el caso de poros grandes
Interrelaciones Porosidad-Permeabilidad	Relativamente consistentes; comúnmente son dependientes del tamaño y clasificación de las partículas	Muy variadas; comúnmente son independientes del tamaño y clasificación de las partículas

Tabla 1.2.2.2. Comparación de la porosidad entre areniscas y carbonatos publicada por Choquette y Pray (Fuente: Geología General, UNAM)

1.2.3 Tipos de porosidad y permeabilidad de rocas almacenadoras.

Porosidad.

Porosidad (ϕ). Es una de los parámetros de la roca más importantes. Esto es debido a que una idea de la capacidad de almacenamiento que puede tener la roca para contener hidrocarburos.

La porosidad es un espacio disponible en la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella, por lo tanto la porosidad se puede definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella. Estos es que un volumen de roca, está formado por un volumen de huecos o poros y un volumen de sólidos; matemáticamente se expresa como:

$$V_r = V_p + V_s$$

Por lo que:

V_r = Volumen de la roca

V_p = Volumen de poros

V_s = Volumen de sólidos

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad, y ésta se representa en fracción o en porcentaje.

$$\phi = \frac{V_p}{V_r}$$

O bien:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r + V_s}$$

Una vez que se ha definido el término de porosidad, es importante señalar que no todos los poros de una roca están siempre comunicados entre ellos, en ocasiones,

algunos poros están aislados; por lo que la porosidad de la roca suele clasificarse en:

Porosidad Primaria: se refiere a aquella adquirida al tiempo de depósito y litificación del material, es decir, en la diagénesis. Estos es, a los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca. A esta porosidad también se le conoce con los nombres de porosidad original, intergranular o de matriz.

Porosidad Secundaria: Es aquella que adquiere la roca una vez que han actuado en ella ciertos procesos geológicos (mecánicos) o fenómenos químicos. Estos pueden actuar por separado o en conjunto, asumiéndose que ha sido posterior a la litificación de la roca misma. También se le llega a llamar porosidad inducida.

Porosidad Absoluta (ϕ_a): Es la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca, matemáticamente se expresa como:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r}$$

De tal manera que:

ϕ_a = Porosidad Absoluta

V_r = Volumen de roca

V_{pc} = Volumen de poros comunicados

V_{pnc} = Volumen de poros no comunicados o aislados

Porosidad Efectiva (ϕ_e): Se define como el porcentaje del espacio poroso interconectado con relación al volumen total de roca. Esta porosidad es la de interés para la industria petrolera y se expresa como:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r}$$

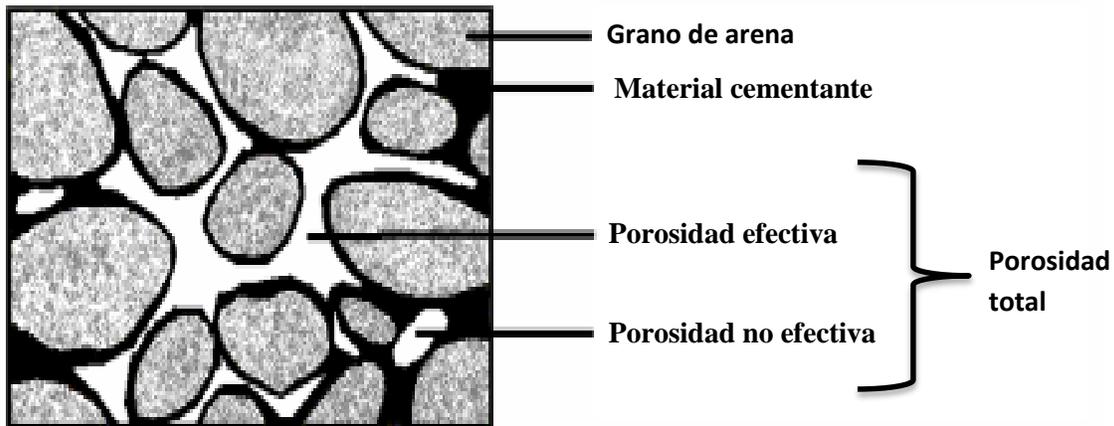


Figura 1.2.3.1 Porosidad total, efectiva y no efectiva (Fuente Ingeniería de Yacimientos).

En la Figura 1.2.3.2 se resumen los valores típicos de porosidad para los diferentes tipos de sedimentos clásticos o terrígenos. La porosidad es generalmente mayor en el sedimento no consolidado que en la roca litificada con tamaño de grano similar. Los depósitos sedimentarios de grano más fino tienden a ser más porosos que los depósitos de grano más grueso.

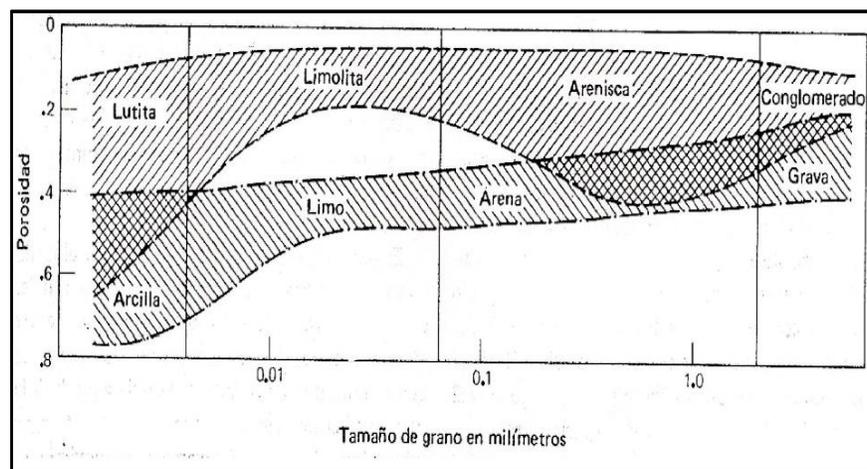


Figura 1.2.3.2. Porosidades típicas para rocas sedimentarias clásticas con terrígenas comunes y para acumulaciones de sedimento no consolidado (Fuente: Geología General UNAM).

Saturación.

La saturación de los fluidos es otra propiedad importante de la roca, dado que es un parámetro necesario para determinar la cantidad de hidrocarburos contenidos en la roca. Por ello es necesario conocer los tipos y las cantidades de los fluidos que contiene el yacimiento, sean éstos: aceite, gas y agua (Figura 1.2.3.3).

La saturación es el volumen de un fluido que se encuentra dentro de los huecos de una roca, en relación con el volumen total de huecos o volumen de la roca almacenadora y se expresa en porcentaje o fracción, matemáticamente se expresa de la siguiente forma:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Donde:

S_f = Saturación del fluido.

V_f = Volumen del fluido.

V_p = Volumen de poros.

Generalmente, en casi todas las formaciones productoras de hidrocarburos, en un principio, los espacios porosos estuvieron llenos de agua *connata* (nacido al mismo tiempo), son aguas que quedaron atrapadas en los depósitos sedimentarios al tiempo de su formación y han permanecido en ellos desde entonces. Posteriormente, cuando se presentó la migración de los hidrocarburos, esta agua es desplazada por dichos hidrocarburos (aceite y gas), al quedar éstos entrampados en la roca almacenadora. Realmente, el agua no es desplazada totalmente por los hidrocarburos, ya que siempre queda algo de ella en la roca. Así, se tiene más de un fluido en el yacimiento. Refiriéndose a dos fluidos, por ejemplo agua y aceite, la saturación en conjunto siempre debe dar 1 ó 100% ($S_w + S_o = 1$) y los mismo para tres fluidos, la sumatoria de las tres saturaciones debe de dar la unidad o el 100%

($\Sigma S = 1$). Si se tuviera un solo fluido en el medio poroso, entonces el volumen poroso será igual al volumen de fluido, esto es:

$$S_f = \frac{V_f@C.Y.}{V_p@C.Y.} = 1$$

Para lo cual:

$V_f@C.Y.$ = Volumen de fluido a condiciones de yacimiento.

$V_p@C.Y.$ = Volumen de poros a condiciones de yacimiento.

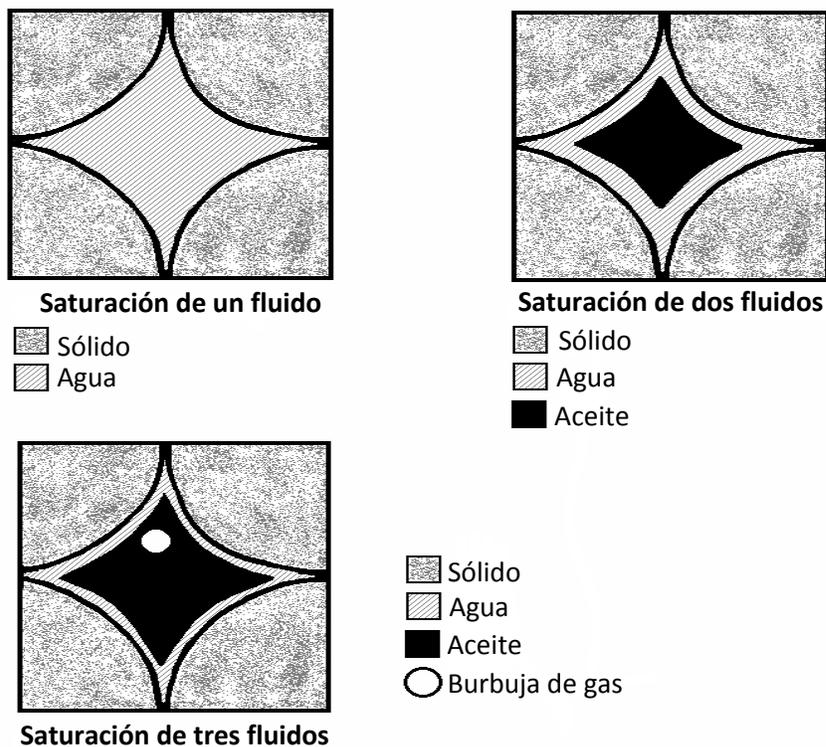


Figura 1.2.3.3. Representación de la saturación de los fluidos en el poro (Fuente: Ingeniería de Yacimientos, UNAM).

Entonces, en una formación donde la saturación de agua es inferior al 100%, es decir que $S_w < 1$, y suponiendo que se tienen dos fluidos en el sistema (agua y

aceite), implicaría una saturación de hidrocarburos igual a un 100% menos la saturación del agua contenida en el sistema ($S_o = 1 - S_w$). Para un sistema de tres fluidos contenidos en el yacimiento, se expresaría de igual manera, añadiendo solamente el otro término, o sea la saturación del gas.

Así, se tiene que para los diferentes fluidos en el yacimiento, la saturación será:

$$S_o = \frac{V_o@C.Y.}{V_p@C.Y.}$$

$$S_g = \frac{V_g@C.Y.}{V_p@C.Y.}$$

$$S_w = \frac{V_w@C.Y.}{V_p@C.Y.}$$

Tal que:

$$1 = S_o + S_g + S_w$$

Por lo tanto:

S_o = Saturación de aceite.

$V_o@C.Y.$ = Volumen de aceite a condiciones de yacimiento.

S_g = Saturación de gas.

$V_w@C.Y.$ = Volumen de gas a condiciones de yacimiento.

S_w = Saturación de agua.

$V_w@C.Y.$ = Volumen de agua a condiciones de yacimientos.

Permeabilidad.

La permeabilidad es uno de los parámetros de las rocas que más frecuentemente se determinan, aunque es muy importante saber la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento, así como también es esencial saber la factibilidad con la que fluirán a través del sistema poroso al pozo.

La permeabilidad (K): Se define como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Así, el grado de permeabilidad de una roca estará definido de acuerdo con la facilidad que presente para el paso de fluidos por medio de ella.

El primero en estudiar este concepto fue Henry Darcy (1856) al investigar el flujo de agua a través de filtros de arena para la purificación de agua. Estableció una relación para el flujo de fluidos en un medio poroso y sus estudios fueron retomados, aplicándose en el desarrollo de varias industrias, como la petrolera.

Darcy experimentó con filtros de arena y encontró que el gasto a través del empaque de arena era proporcional a la carga hidrostática del fluido (ρ, g, h) más una presión (P) ejercida sobre la superficie libre del líquido, que causa el movimiento del fluido en una longitud (L) dada, mediante una sección transversal de área (A) perpendicular a la dirección de flujo donde esta área es una área aparente ya que considera todo y solo se fluye a través del espacio poroso. La constante de proporcionalidad (K) es la permeabilidad.

La forma elemental de la ecuación de Darcy es:

$$q = -A \frac{K \Delta(P + \rho gh)}{L}$$

Donde h es la altura medida sobre un nivel constante de referencia, ρ es la densidad del fluido y g es la aceleración de la gravedad. Darcy sólo consideró agua, no pudiendo así aplicarse de forma general a otros campos relacionados con el flujo de

fluidos (ver Figura 1.2.3.4). Investigaciones posteriores ya consideran otros fluidos tomando en cuenta el efecto de la viscosidad (μ). Al introducir este término se observa que es inversamente proporcional al gasto del fluido. Por lo que la ecuación de Darcy adquiere una forma más general:

$$q = -A \frac{k \Delta(P + \rho gh)}{\mu L}$$

Ahora, si L se mide en una cierta dirección y el ángulo de buzamiento con la horizontal es α , entonces $h = L (\text{sen } \alpha)$ y la ecuación queda de la siguiente manera:

$$q = -A \frac{k}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{L} \rho g \text{sen } \alpha \right)$$

Donde $\frac{\Delta p}{L}$ es el gradiente de presión en la dirección de flujo por lo que a α se le considera positivo cuando el flujo es buzamiento arriba o negativo cuando es buzamiento abajo. En esta ecuación de flujo, la velocidad que se obtiene al dividir al gasto por el área, no es la velocidad real, es sólo aparente, ya que no toda la sección del área transversal está disponible para el flujo del fluido. Ahora si se quiere estimar la velocidad del flujo real en el medio poroso, se tendrá que dividir entre la porosidad.

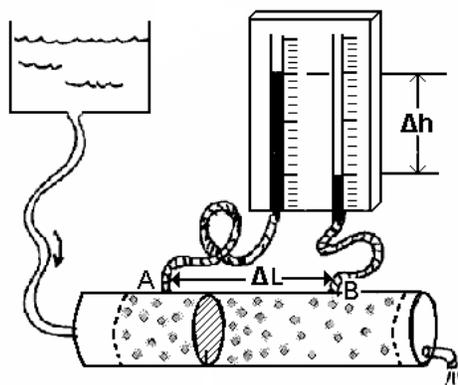


Figura 1.2.3.4. Esquema del experimento de Darcy (Fuente: Ingeniería de Yacimientos UNAM).

La permeabilidad (K) como los otros parámetros vistos puede ser clasificada de acuerdo con el contenido de fluidos en la roca y también por la forma de flujo que se tiene.

Permeabilidad Absoluta (K_a): es aquella en la cual solo se considera un fluido mojante presente en el medio poroso saturándolo al 100%. Esto es, si se tiene un solo fluido homogéneo en el medio poroso, entonces la permeabilidad que se tiene no variará considerando que el fluido no reacciona con el medio, esta propiedad es propia del sistema y será la misma, no importando el fluido, el fluido no debe reaccionar con la roca.

Permeabilidad Efectiva (K_e): Se considera que el medio poroso tiene presente más de un fluido, es decir, dos fases por lo menos en el sistema. Entonces se dice que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad a un fluido en particular, ya sea este aceite, gas o agua. Se dice también que la permeabilidad efectiva a un fluido es la conductividad del medio poroso a éste, cuando existe una cierta saturación del medio, menor de 100%, de dicho fluido. Esta permeabilidad, no sólo depende de la roca, sino también de las cantidades y propiedades de los fluidos presentes en ella. Estas permeabilidades cambiarán en función de la variación de las saturaciones que tengan. Se ha encontrado que $0 \leq K_{ef} \leq K$.

Permeabilidad Relativa (K_r): es la relación de la permeabilidad efectiva de cualquier fluido (aceite, gas o agua) con respecto a la permeabilidad absoluta ($K_r = \frac{K_{ef}}{K_a}$). Se expresa en fracción ya que nunca es mayor a uno ($0 \leq K_r \leq 1$). Esta permeabilidad, en otras palabras, indica la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido.

1.2.4 Rocas sello

Son aquellas que por su escasa permeabilidad impiden el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento; las mejores rocas sello son las rocas evaporíticas, pero las más abundantes son las lutitas. La característica principal de la roca sello será la de constituir una barrera a la migración de los hidrocarburos y de esa manera permitir su acumulación en una trampa.

Para que una roca sea considerada desde el punto de vista práctico, como impermeable, esta no debe poseer fracturas interconectadas. Debido a que los yacimientos petroleros aparecen normalmente tectonizados en mayor o menor grado, las rocas sello, deben tener comportamiento plástico, de manera que respondan a los esfuerzos mecánicos deformándose en el campo dúctil, formando pliegues en lugar de fracturarse en el campo frágil, si esto ocurre se abrirían las vías a la migración del petróleo.

Las mejores condiciones para la preservación de los sellos se tienen en las regiones con una historia geológica simple, ya que en áreas muy deformadas, los sellos se destruyen frecuentemente. Los principales campos gasíferos del mundo se encuentran en áreas cratónicas.

El espesor de la roca sello es muy variable, puede ser de espesor muy reducido, si tiene excelente calidad o de espesor mediano o grueso, si es de calidad mediana o mala. El grado de tectonismo que presenta puede modificar su calidad, de tal forma que en regiones muy tectonizadas se requiere un espesor de roca sello mayor.

En el caso de una roca sello de gran extensión geográfica, es importante conocer la forma y el tamaño de los poros, el contenido de los fluidos y régimen hidrodinámico; rasgos que pueden ser estudiados localmente, pero cuyos datos son difíciles de extrapolar a toda la extensión de una campo petrolero.

En el caso de una trampa anticlinal buzante simple, se tiene la ventaja de que la mayoría de los casos la roca sello no presenta variación lateral significativa en sus características físicas, por lo tanto, requiere únicamente de un sello superior; en cambio, las estructuras afalladas necesitan además un sello adyacente al plano de falla que generalmente es material arcilloso llamado milonita o microbrecha. En el caso de las trampas por variación de permeabilidad, sin embargo, en la mayoría de los casos rodean y cubren a la roca almacenadora.

Principales rocas sello

Los tipos de roca sello son muy variados; en general cualquiera que se adapte a la definición. Entre los tipos más comunes están, además de las lutitas, las margas y las calizas arcillosas muy finas, y toda la serie de las evaporizas.

- Lutitas: son las rocas sedimentarias más abundantes de la corteza sedimentaria. Comúnmente se encuentra interestratificadas con areniscas, rocas carbonatadas o ambas. De esta manera existen muchas probabilidades de que una roca almacenadora esté situada entre capas de arcilla. El grado de impermeabilidad de las arcillas depende de la textura y de los minerales presentes. Una gran mayoría de los sellos están constituidos por lutitas.

- Rocas carbonatadas: De entre ellas las calizas más comunes son las arcillas, las que gradualmente pueden pasar a arcillas calcáreas: otro tipo son las margas y ciertas cretas, que son de grano extremadamente fino, y además plásticas en cierta medida, de manera que tienen una mejor capacidad a la formación; y finalmente, las anhidríticas; aquellas calizas que contienen partículas diseminadas de anhidrita.

- Evaporitas: La anhidrita es el mineral más importante como material de taponamiento también es más abundante que el yeso, la sal y otros precipitados salinos.

1.2.5 Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

La mayoría de los yacimientos contienen fracturas. El grado en que las fracturas inciden en el flujo de fluidos a través de un yacimiento es lo que deberían dictar el nivel de recursos necesarios para identificar, caracterizar y modelar las fracturas. Los efectos de las fracturas pueden cambiar a lo largo de la vida productiva del yacimiento como las presiones y los tipos de fluidos cambian durante las etapas de recuperación primaria y secundaria. Por otra parte, las fracturas no siempre conducen fluido; a menudo constituyen barreras para el fluido. Los yacimientos fracturados se clasifican en base a la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidades relativas tanto del sistema de fracturas como del sistema de matriz, Figura 1.2.6.1.

Tipo 1: Las fracturas proveen la capacidad de almacenamiento efectivo (porosidad) y permeabilidad de un yacimiento. La matriz tiene pequeña porosidad y permeabilidad.

Tipo 2: La matriz de roca provee la capacidad de almacenamiento efectivo (porosidad) y las fracturas proveen la permeabilidad efectiva de un yacimiento. La matriz de la roca tiene baja permeabilidad; pero puede tener un nivel de porosidad baja, moderada o alta.

Tipo 3: Las fracturas proveen la permeabilidad efectiva de un yacimiento ya productor que tiene buena porosidad y permeabilidad.

Tipo 4: Las fracturas no proveen capacidad de almacenamiento adicional significativa (porosidad) o permeabilidad a un yacimiento ya productivo, pero en lugar de ello crean anisotropía (Barreas de flujo).

Tipo G: Esta tipo de clasificación ha sido creada para los yacimientos fracturados de gas no convencionales, tales como los yacimientos CBM (Yacimientos de metano en capas de carbón, por sus siglas en ingles), y para los yacimientos fracturados de gas y condensado. La mayoría de los yacimientos de Tipo G corresponden o se aproximan a la clasificación de Tipo 2.

Tipo M: Los yacimientos de este tipo poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras.

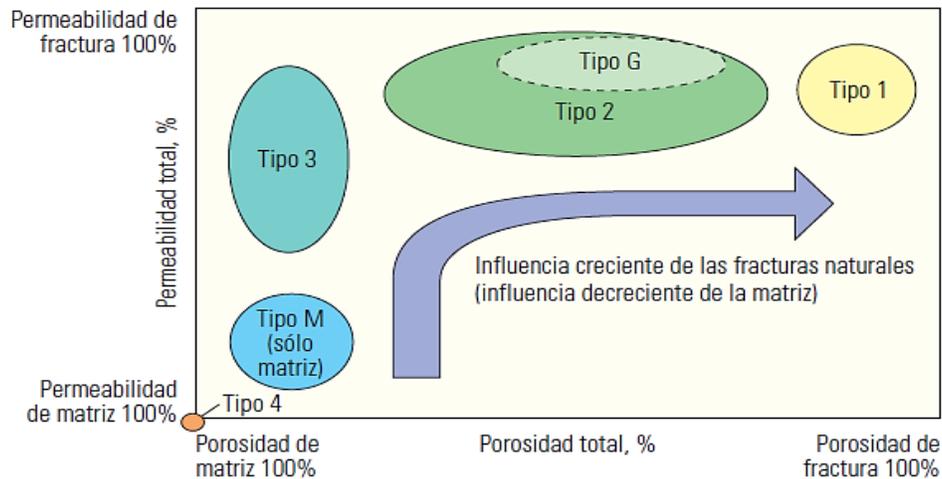


Figura 1.2.6.1 Sistema de clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (Fuente: Oilfield Review, otoño 2006, Schlumberger).

1.2.6 Clasificación de yacimientos convencionales.

Los yacimientos convencionales de hidrocarburos, se agruparon considerando diversos factores, por lo que surgieron las siguientes clasificaciones:

De acuerdo con los terrenos sedimentarios

- 1) En superficie, son los indicios superficiales, fuentes de petróleo y gas, acumulaciones de productos libres (chapopoterías), o impregnaciones en formaciones porosas (arenas y areniscas bituminosas).
- 2) En yacimientos, localizados más o menos profundamente bajo la superficie del suelo. La profundidad media de los yacimientos explotados actualmente, se sitúa por debajo de los 2,000 m.

De acuerdo con el tipo de fluido almacenado

Tomando en cuenta las características de los fluidos producidos, se tienen yacimientos de aceite, aceite ligero (volátil), gas seco, gas húmedo y de gas y condensado.

Las características de los fluidos producidos para delimitar un yacimiento dentro de la clasificación anterior son las siguientes:

- **Yacimiento de aceite:** Producen un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.800 y una relación gas-aceite menor de $200 \frac{m_g^3}{m_o^3}$.
- **Yacimiento de aceite volátil:** Produce un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.800 y con una relación de gas-aceite entre 200 y $1,500 \frac{m_g^3}{m_o^3}$.
- **Yacimiento de gas y condensado:** Producen un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.780 y con relaciones de gas que varían de 1,500 a $12,000 \frac{m_g^3}{m_o^3}$.
- **Yacimiento de gas húmedo:** Producen un líquido trasparente, con una densidad relativa menor de 0.740 y con relaciones gas-aceite entre 10,000 y $20,000 \frac{m_g^3}{m_o^3}$.
- **Yacimiento de gas seco:** Producen un líquido ligero; transparente (si es que lo hay) y con relaciones gas-aceite mayor de $20,000 \frac{m_g^3}{m_o^3}$.

Por el tipo de empuje predominante.

Los yacimientos producen por la energía propia del yacimiento, a este proceso de recuperación se le nombra recuperación primaria.

- **Por expansión del sistema:** Una de las recuperaciones que puede ocurrir en el yacimiento es por la expansión del sistema roca-fluido. Los fluidos son movidos

hacia los pozos productores, debido a la expansión causada por la caída de presión en el yacimiento que permite una baja compresibilidad en el sistema.

- **Empuje por expansión del gas disuelto liberado:** Por la presión que hay en el yacimiento, el gas disuelto en el aceite, es liberado al ir declinando la presión en el yacimiento.

- **Empuje por expansión del casquete de gas:** Nuevamente la caída de presión es factor importante para la producción de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento, debido a la expansión del gas que se encuentra en el casquete originalmente o el casquete puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión.

- **Empuje hidráulico:** Hidrocarburos son desplazados por la invasión de agua.

- **Empuje por segregación gravitacional:** La segregación gravitacional significa que se separan los fluidos contenidos en el yacimiento, debido a sus densidades, lo que significa la distribución del gas, el aceite y el agua en el yacimiento debido a la densidad de cada uno de los fluidos.

- **Empuje combinado:** Cuando el yacimiento tiene algunas características de los empujes mencionados anteriormente, si existe algún empuje predominante se le pondrá al empuje el nombre del empuje que predomina, pero si existen dos empujes que predominan en la producción del hidrocarburo, entonces se le llamara empuje combinado.

1.3 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Cada día el mundo demanda más energía. Se requiere de más generación eléctrica para las industrias y viviendas y de más combustibles líquidos para el sector transporte: automóviles, camiones, autobuses, trenes, aviones y hasta barcos.

Para ello el gas natural que actualmente ocupa el tercer lugar como fuente de energía más utilizada en el mundo, después del petróleo y el carbón, seguirá

jugando un papel importante en la satisfacción de estas necesidades, porque además de combustible gaseoso, puede ser transformado en líquidos para los requerimientos de motores que usan gasolina, diésel o combustible de aviones. Adicionalmente, dentro de los combustibles fósiles es el más aventajado, puesto que genera aproximadamente un 45% menos de dióxido de carbono (CO_2) que la producción de carbón y un 20% menos que los derivados del petróleo; además en su combustión no se generan gases tóxicos, cenizas ni residuos.

Por tanto, la búsqueda en el mundo de más yacimientos convencionales que contengan gas natural ha sido constante, pero cada día conseguir un buen prospecto en tierra firme se ha hecho tarea difícil, explorar y explotar costa afuera se sabe que es costoso y arriesgado. Sin embargo, desde hace algunos años en Canadá y Estados Unidos principalmente, gran parte del gas natural que actualmente producen, lo están obteniendo de otras fuentes llamadas “no convencionales”.

En las formaciones convencionales, el gas natural se encuentra en rocas muy porosas y con una permeabilidad media alta y que, a su vez, están delimitadas por roca impermeable. Por tanto, la perforación consiste solo en perforar la roca impermeable, ya que el gas tiende a salir por el pozo hacia la superficie, donde se recoge. Estas formaciones son relativamente sencillas de explotar y se obtiene mayor rentabilidad.

En las formaciones no convencionales no ocurre eso, ya que el gas está contenido en rocas de poca porosidad y muy poco permeables. Con estas condiciones de porosidad y permeabilidad se hacen más complejas las técnicas de explotación que utilizan para extraer el gas. Al ser poco porosa, el volumen de gas contenido en una roca determinada es menor que en rocas de mayor porosidad, por lo que suele ser necesario utilizar también la perforación horizontal o dirigida para aprovechar mejor toda la extensión que ocupa la formación que se está explotando. Por otra parte, la superficie que se cubre para obtener cantidades significativas de producción es

bastante mayor. Como la permeabilidad es baja, el gas se encuentra atrapado en la roca y no puede fluir, debido a que los poros no están conectados. Eso hace imprescindible fracturar la roca para poder liberar el gas y extraerlo.

Muchas tecnologías y buenas prácticas pueden minimizar el riesgo asociado a la producción de esas formaciones y, por supuesto, se están poniendo en práctica algunas de ellas. La industria, en colaboración con los gobiernos y agencias medioambientales están trabajando para fomentar innovaciones tecnológicas y buenas prácticas que puedan reducir los riesgos ambientales derivados del desarrollo de formaciones de gas no convencional.

1.3.1 Definición de recursos no convencionales

La Agencia Internacional de Energía define el gas no convencional como el “gas que tecnológicamente es más difícil o más caro de producir que el gas convencional”.³ Una definición generalmente aceptada por la industria es la de “reservas que no tienen una producción de gas natural económicamente rentable salvo que se utilicen tratamientos de estimulación o procesos y tecnologías especiales de recuperación”. El término de recurso no convencional se refiere a los sedimentos que actúan al mismo tiempo como yacimiento y como fuente de hidrocarburos. A diferencia de las extensiones productivas convencionales, los recursos no convencionales cubren una superficie extensa y habitualmente no están confinados a la estructura geológica.

Los recursos no convencionales (petróleo y gas) se encuentran en unas condiciones que no permiten el movimiento del fluido, o bien por estar atrapados en rocas poco permeables, o por tratarse de petróleo de muy alta viscosidad. Requieren el empleo de tecnología especial para su extracción, ya sea por las propiedades del propio hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene (Figura 1.3.1.1).

³ International Energy Agency. “Golden Rules for a Golden Age of Gas” World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. 12 November 2012.

En la actualidad representan una interesante fuente de recursos, puesto que muchos de ellos se encuentran en yacimientos que se daban por agotados y además se estima que se encuentran en grandes volúmenes.

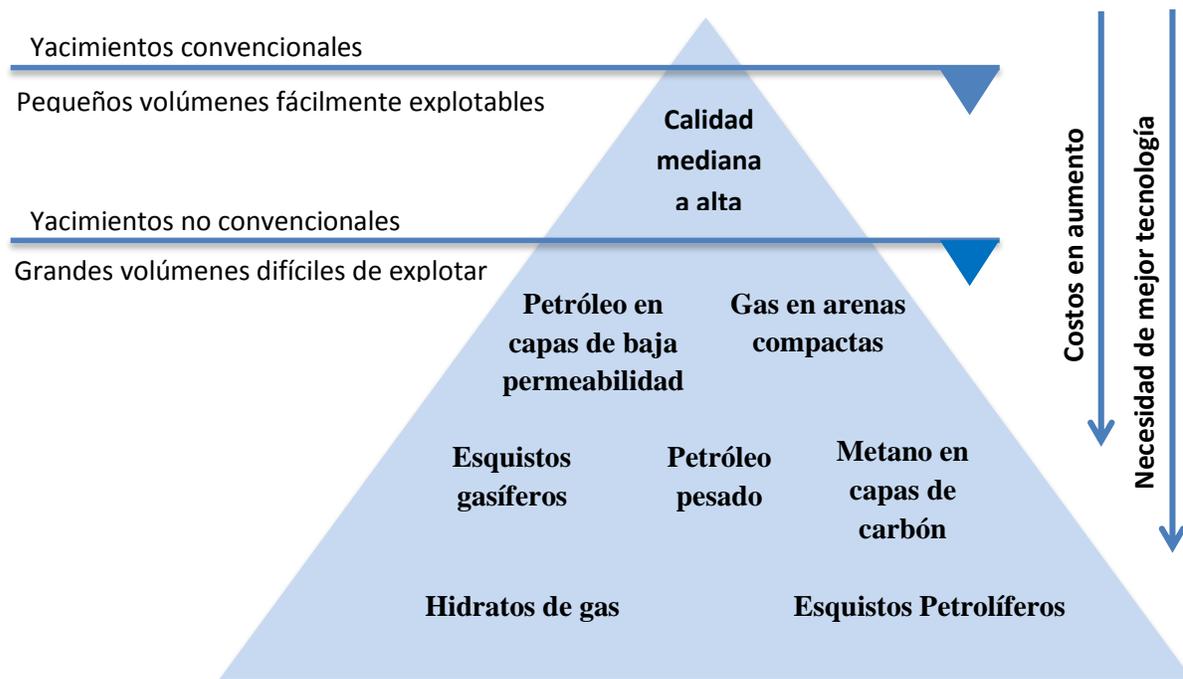


Figura 1.3.1.1 La pirámide representa el incremento de costos de extracción así como su dificultad y necesidad de emplear mejor tecnología conforme nos acercamos a la base de la misma.

Fuente: http://www.repsol.com/imagenes/es_es/no_convencionales_597x540_06_esp_tcm7-607176.swf

1.3.2 Clasificación de yacimientos no convencionales de gas.

El gas natural procedente de fuentes no convencionales comprende cuatro grupos como se pueden ver en la Figura 1.3.2.1:

1. Gas de areniscas con baja permeabilidad (Tight Gas).
2. Gas de lutitas compactas y laminadas (Shale Gas).
3. Hidratos de Gas.

4. Metano en capas de carbón (Coalbed Methane o CBM).

Tigh gas, shale gas y CBM requieren de técnicas especiales de perforación y de estimulación para liberar el gas de las formaciones rocosas que lo contiene. Los recursos no convencionales son abundantes en el mundo pero, en general, su desarrollo ha estado limitado a América del Norte. Conocer la cantidad de gas in-situ albergado por las rocas almacén no convencionales resulta una tarea difícil, debido a la estructura heterogénea de dichas rocas y a que los perfiles de producción difieren significativamente de los observados en los pozos convencionales. Se estima que el total mundial de recursos no convencionales de gas alcanza la cifra de más de 900 Tm^3 , con alrededor del 25% de los mismos concentrados en EUA y Canadá, países a los que siguen, China, India y la antigua Unión Soviética, con un 15% cada uno.

El gas de fuentes no convencionales representa una parte significativa (y creciente) de la producción de los EUA a lo largo de la década de los noventa, ocho de los diez mayores yacimientos de gas descubiertos en tierra firme en dicho país se localizaron en rocas almacén no convencionales. Un informe del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Department of Energy) calcula que la cuota de producción de gas natural a partir de fuentes no convencionales, referida al total de la producción doméstica de los EUA, aumentará de un 40% en 2004, a un 50% en 2030, y que dicho gas no convencional supondrá el 28% del incremento en el suministro de gas natural experimentado entre 2004 y 2030.

Los hidratos de gas, merecen una mención aparte dentro de estos recursos no convencionales de gas. En el transcurso de las últimas décadas los científicos han venido insistiendo sobre las vastas reservas de metano atrapadas en los hidratos de gas contenidos en el subsuelo permanentemente helado (o permafrost) del Ártico y en los sedimentos de los fondos marinos. Pero también advertían que el desarrollo comercial de dichas reservas constituía una posibilidad aún lejana. Como consecuencia, la exploración y producción de gas a partir de los hidratos ha tenido

una prioridad baja para la industria, que apenas se ha movilizad para aprovechar esta potencial oportunidad de negocios. Sin embargo, esta perspectiva está empezando a cambiar como resultado de investigaciones recientes emprendidas por diversas universidades, organismos gubernamentales y consorcios internacionales. Dichas investigaciones han demostrado que la viabilidad de la producción de gas a partir de los hidratos de gas no es una quimera y que dicha viabilidad está más condicionada por limitaciones en las infraestructuras que por motivos técnicos. De hecho, si los precios del gas natural se mantuvieran altos, no es descabellado pensar que en la próxima década los hidratos de gas puedan emerger como un recurso comercialmente viable, particularmente en Norteamérica.



Figura 1.3.2.1 Tipos de gas natural no convencional (Fuente: http://www.repsol.com/imagenes/es_es/no_convencionales_597x540_06_esp_tcm7-607176.swf).

- **Gas de areniscas con baja permeabilidad (Tight Gas).** Los yacimientos Tight Gas representan a aquellos yacimientos maduros cuya permeabilidad se encuentra por debajo de 0.1 mD (milidarcy). Una de las características de la explotación en este tipo de yacimientos es una declinación muy importante en los primeros tiempos de producción de los pozos tight gas, por lo tanto los estudios recomiendan tomar muestras de producción de los pozos más allá de los 90 días de producción, para encarar de la mejor manera el diseño de la infraestructura de transporte del yacimiento. La primera producción de tight gas fue realizada en el Oeste de Estados

Unidos, en la formación sedimentaria San Juan a principios de la década del setenta, impulsada principalmente por la tecnología de fracturación hidráulica. En la actualidad se encuentran en producción en Estados Unidos más de 40.000 pozos de producción en aproximadamente 1600 yacimientos en 900 campos gasíferos, de los cuales algunos se encuentran todavía en un proceso de prueba, con un razonable éxito en su producción.

Actualmente los principales productores de tight gas, son Estados Unidos y Canadá. En el caso particular de los Estados Unidos el volumen de producción se encuentra en el 30% de total de la producción de gas natural, con una perspectiva que asciende al 50% para el año 2030 (Figura 1.3.2.2). Asimismo, existen otros productores de menor escala con áreas gasíferas maduras como Australia, Egipto, entre otros países. De la misma forma hay países con importantes perspectivas en el desarrollo de este tipo de gas como los son India, Alemania y Rusia. Estados Unidos no sólo ha desarrollado las técnicas de desarrollo de los yacimientos de tight gas, sino también ha ingresado en la búsqueda y el desarrollo de otros tipos de gases no convencionales como los denominados coalbed methane y shale gas. Ambos yacimientos, junto a las tight gas sands, provienen de yacimientos maduros cuya principal función es la recuperación de la producción áreas maduras en declinación.

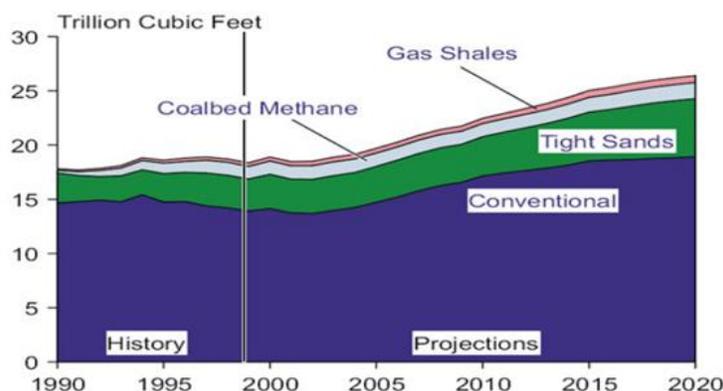


Figura 1.3.2.2 Producción de Gas Natural 1990-2020 (Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos).

La figura anterior indica la participación en la producción norteamericana de los diferentes tipos de yacimientos de gas no convencional. Cabe destacar que la mayor participación y perspectivas lo tienen el tight gas.

De acuerdo al artículo publicado por Scott Evans el desarrollo de tight gas sólo puede ser económicamente explotable a un precio de *U\$S 7* dólares por *MMBTU*. Los principales motivos por el cual debe darse esa rentabilidad a esos precios, son por su alta heterogeneidad geológica, una gran densidad de pozos en yacimientos de estas características y metodologías de fracturación hidráulica, pozos horizontales y de mayor profundidad.

El análisis de un yacimiento de tight gas debe comenzar con un conocimiento profundo de las características geológicas de la formación. Los parámetros geológicos importantes de una cuenca son el régimen estructural y tectónico, gradiente térmico y el gradiente de presión regional. Conocer la estratigrafía de la cuenca es muy importante, puede afectar la perforación, evaluación, terminación y actividades de estimulación. Los parámetros geológicos importantes que deben de ser estudiados por cada unidad estratigráfica son el sistema deposicional, la facies genéticas, madures textural, mineralogía, procesos diagénéticos, cementación, dimensiones del yacimiento y presencia de fracturas naturales.

- **Gas de lutitas (Shale Gas).** Los yacimientos de gas en lutitas se definen como un sistema (play) de rocas arcillosas orgánicamente ricas y baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello.

Para que esto funcione de manera rentable se requiere crear permeabilidad a través de pozos horizontales con multi-fracturamiento hidráulico. Su explotación demanda un desarrollo masivo y continuo (Figura 1.3.2.3).

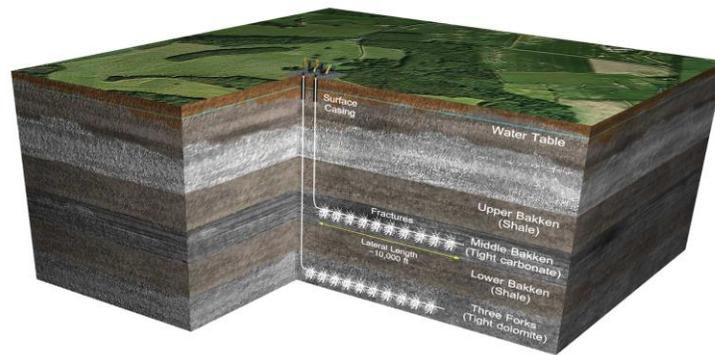


Figura 1.3.2.3 Desarrollo masivo con pozos horizontales multifracturados (Fuente: Pemex PEP).

Para considerar un play no convencional de gas en lutitas se debe cumplir al menos las siguientes características de la roca:

- Riqueza orgánica total: $COT > 1\%$, kerógeno tipo II y III.
- Rangos de madurez térmica: $Ro > 0.9\%$, $T_{max} > 440\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento hidráulico.
- Aceite y/o gas libre en los espacios vacíos porosos (micro, nanoporosidad) y fracturas.
- Gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.

El volumen original in situ de gas en lutitas es de magnitud mayor comparado con los convencionales, debido a que la mayor parte de los hidrocarburos generados son retenidos por la roca con respecto a los hidrocarburos expulsados.

Dependiendo del tipo y características del fluido almacenado en el yacimiento (Figura 1.3.2.4), se requieren capacidades de flujo naturales además del fracturamiento hidráulico masivo. La menor movilidad (mayor viscosidad) del aceite con relación al gas requiere de mejores condiciones de flujo, micro-en lugar de nano permeabilidad.

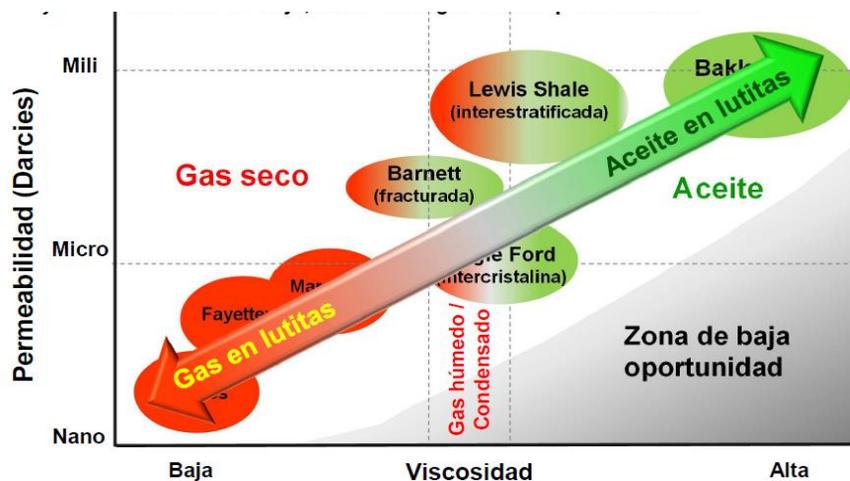


Figura 1.3.2.4 Características del fluido almacenado (Fuente: Pemex PEP).

La estimulación por fracturamiento hidráulico constituyó la primera tecnología para obtener el gas entrampado en las lutitas. Esta práctica genera permeabilidad en las rocas que poseen muy poca permeabilidad natural. De ese modo, junto con el fracturamiento hidráulico, la segunda tecnología facilitadora –la capacidad para perforar pozos horizontales de alcance extendido- permitió el contacto con un volumen significativo mayor de roca yacimiento que el que es posible con pozos verticales.

Estados Unidos: En el año 2008, la lutita Barnett pasó a ser la extensión o formación productora de gas más grande de EUA y contribuía con el 7% de todo el gas natural producido en los 48 estados contiguos de ese año (ver Tabla 1.3.2.1). En marzo de 2011, la prolífica lutita Haynesville-Bossier de Luisiana y el este de Texas produjo 159.1 millones de m^3/d (5200 MMcfd) de gas natural, lo cual eclipsó los 152.9 millones de m^3/d (5400 MMcfd) de la lutita Barnett. En el año 2011, se produjeron 4.87 TCF de gas seco de los diversos recursos no convencionales de lutita de EUA, esto representó el 23% de la producción anual de ese país.

Región	Estudio Rogner 1997, TCF	Estudio EIA, TCF
América del Norte	3,842	7,140
América del Sur	2,117	4,569
Europa	549	2,587
África	1,548	3,962
Asia	3,548	5,661
Australia	2,313	1,381
Otros	2,215	No disponible
Total	16,112	25,300

Tabla 1.3.2.1 Estudio de la EIA de EUA para la estimación de gas de lutitas 1997 y 2011 (Fuente: Kuuskraa V, Stevens S, Van Leeuwen T y Moodhe K: "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States," Washington, DC, Administración de Información de Energía de EUA, Departamento de Energía, abril de 2011).

Canadá: Numerosas cuencas de Canadá cuentan con un potencial significativo de gas de lutitas. Las más extensas se encuentran ubicadas en el oeste de Canadá e incluyen la cuenca de Horn River, la bahía de Córdova, la cuenca de Laird, la cuenca Profunda y el grupo Colorado. Se estima que estas cinco cuencas contienen en forma conjunta 1,326 TCF de los cuales 355 TCF se consideran técnicamente recuperables.

En el este de Canadá existen numerosas extensiones productivas potenciales de lutitas, si bien no han sido tan extensivamente estudiadas como las del oeste. Las áreas prospectivas comprenden la porción canadiense de la lutita Utica de edad Ordovícico Superior en el cinturón plegado de los Apalaches, que se extiende por la frontera con EUA y aloja un estimado de 155 TCF, de los cuales 31 TCF son técnicamente recuperables.

México: En México existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásico y Cretácico. Son similares a las lutitas gasíferas productivas de edad relativa de EUA, tales como las lutitas Eagle Ford, Haynesville-Bossier y

Pearsall. Los recursos potenciales de lutitas se localizan en el noroeste y en la zona centro-oriental de México, a través de la cuenca del Golfo de México. Las lutitas a las que se apunta como objetivos de exploración también actuaron como roca generadora para algunos de los yacimientos convencionales más grandes de México (Figura 1.3.2.5).

En cinco cuencas de México estudiadas por la EIA de EUA existe un estimado de 2,366 *TCF* de los cuales se considera que 681 *TCF* son técnicamente recuperables. Las cinco cuencas de interés para el desarrollo de las lutitas son las de Burgos, Sabinas, Tampico, Tuxpan y Veracruz. Si bien existe un alto interés en el desarrollo de yacimientos de lutita en México, muchas de las lutitas en materia orgánica son estructuralmente complejas debido al sobre corrimiento o se encuentran a más de 5 000 *m* (16 400 *ft*) de profundidad; demasiada profundidad para encarar el desarrollo utilizando la tecnología actual.

En la cuenca del Rio Grande, en el sur de Texas, la formación Eagle Ford produjo tanto gas como petróleo. Dado que esta formación se extiende a lo largo del límite y penetra en las cuencas de Burgos y Sabinas de México, la producción exitosa del lado del límite que corresponde a EUA promete la obtención de resultados similares para el lado mexicano.

En su primer pozo exploratorio de gas de lutitas PEMEX PEP (Pemex Exploración y Producción), anunció recientemente el éxito de una prueba de gas de lutitas Eagle Ford en la cuenca de Burgos. La producción comenzó en mayo de 2011 con una tasa de 84 000 m^3/d (3.0 *MMcfd*) aproximadamente, PEMEX tiene previsto perforar 20 pozos más para evaluar de manera más exhaustiva el potencial de recursos de las cinco cuencas mencionadas.

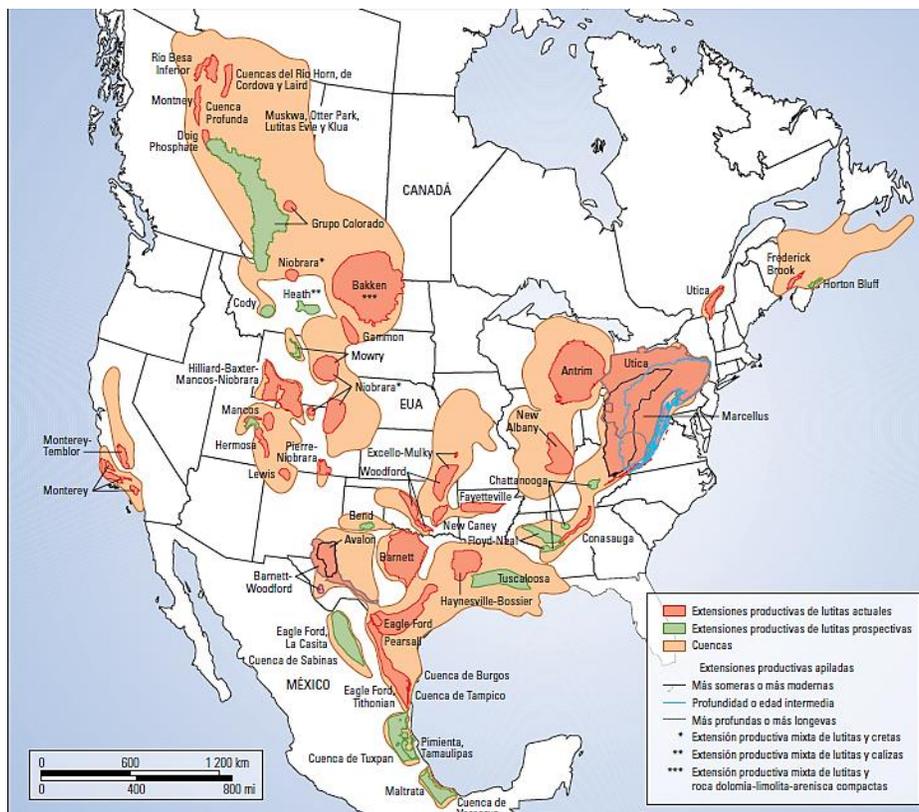


Figura 1.3.2.5 Extensiones productivas de lutitas de América del Norte (Fuente: Kuuskraa V, Stevens S, Van Leeuwen T y Moodhe K: "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions).

- **Hidratos de Gas.** Se tienen presencias conocidas e inferidas alrededor del mundo (Figura 1.3.2.6), además los hidratos también son una combinación de dos sustancias comunes agua y gas natural. Si estas sustancias se encuentran en condiciones de alta presión y alta temperatura, se unen para formar una sustancia sólida semejante al hielo. Vastos volúmenes de sedimentos en el fondo del mar y en las regiones polares favorecen la formación de hidratos.

La unidad básica de hidrato es un cristal hueco de moléculas de gas flotando en el interior. Los cristales se agrupan en un enrejado compactado. Los hidratos, también conocidos como hidratos de gas, hidratos de metano o clatratos (de las palabras griega y latina para "emparrillado"), presentan una estructura similar al hielo, excepto

que las moléculas de gas se encuentran ubicadas dentro de los cristales en vez de estar entre ellos. A juzgar por las pocas ocasiones que se les ha podido observar, los hidratos también se asemejan al hielo. Pero no actúan como el hielo: ya que se queman cuando se encienden con un cerillo. La industria del petróleo se empezó a interesar en los hidratos en la década de 1930, cuando se encontró que la formación de los hidratos de gas era la causa de los bloqueos en algunos ductos en Kazakstán. Desde entonces, la mayor parte de los esfuerzos de la industria relacionados con los hidratos han estado encaminados a evitarlos o a dificultar su acumulación.



Figura 1.3.2.6 Presencias conocidas e inferidas de los hidratos (Fuente: Kuuskraa V, Stevens S, Van Leeuwen T y Moodhe K: “World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions”).

En la década de 1960, personal de perforación ruso descubrió la formación natural de hidratos en un campo de gas en Siberia. Posteriormente, en la década de 1970, científicos de expediciones de perforación en aguas profundas, descubrieron que los hidratos no sólo se forman naturalmente en las regiones continentales polares, sino también en los sedimentos de las aguas profundas en los límites continentales exteriores.

Muchos estudios demuestran que el gas que se encuentra en los hidratos formados naturalmente se produce cuando bacterias anaeróbicas descomponen materia

orgánica por debajo del fondo del mar, produciendo metano y otros subproductos gaseosos incluyendo dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, etano y propano. Todos estos pueden incorporarse como moléculas huésped en los hidratos, pero entre ellos predomina el metano. Existen algunas evidencias que respaldan el argumento de que en un limitado número de ambientes, el metano en los hidratos proviene también de fuentes termogénicas, ubicadas a mayor profundidad dentro de la tierra. La naturaleza compacta de la estructura del hidrato contribuye a la altamente eficaz compactación del metano. Un volumen cúbico de hidrato contiene gas que se expandirá entre 150 y 180 volúmenes cúbicos a presión y temperatura estándar.

Los hidratos de gas se han encontrado en el fondo del mar, pero su ubicación usual es de 325 a 1600 *ft* (100 a 500 *m*) por debajo de éste. En las regiones de permafrost (capas situadas a cierta profundidad que permanecen heladas todo el año), los hidratos de gas pueden formarse en zonas menos profundas debido a que las temperaturas de la superficie son menores. Se han podido identificar grandes acumulaciones costa afuera de Japón, en Blake Ridge fuera de la costa oriental de los Estados Unidos de Norteamérica (EUA) en la costa continental de Cascada a las afueras de Vancouver, en la Columbia Británica, en Canadá y costa afuera de Nueva Zelanda, solo una pequeña proporción de la evidencia de las acumulaciones de hidratos alrededor del mundo proviene de muestreo directo. La mayoría proviene de otras fuentes, tales como reflexiones sísmicas, registros diarios de pozos, información sobre perforación y mediciones de la salinidad del agua intersticial.

Experimentos de laboratorio muestran de qué manera la estabilidad de la fase sólida del hidrato de metano depende de la presión y la temperatura (Figura 1.3.2.7). Teóricamente, estos requisitos de estabilidad se cumplen en un alto porcentaje en el fondo del mar de la pendiente continental. Los descubrimientos más recientes de hidratos de gas oceánicos formados naturalmente corroboran estas condiciones de estabilidad. Como parte de unos programas de investigación en aguas profundas se

perforó la parte central de sedimentos ricos en hidratos, se extrajeron núcleos y se intentó tomar muestras para su estudio a bordo de las embarcaciones y en el laboratorio. Sin embargo, cuando los primeros núcleos se colocaron a bordo, éstos se despresurizaron y autodestruyeron. Pocos hidratos formados naturalmente han sobrevivido suficientemente para ser estudiados. Se cree que se han encontrado cantidades suficientes de hidratos como para efectuar estimaciones sobre su volumen total. Existe un arduo consenso, que aproximadamente 700,000 TCF de metano se encuentra atrapados en los hidratos. Alrededor del 99% de éstos se encuentran en sedimentos marinos costa afuera.

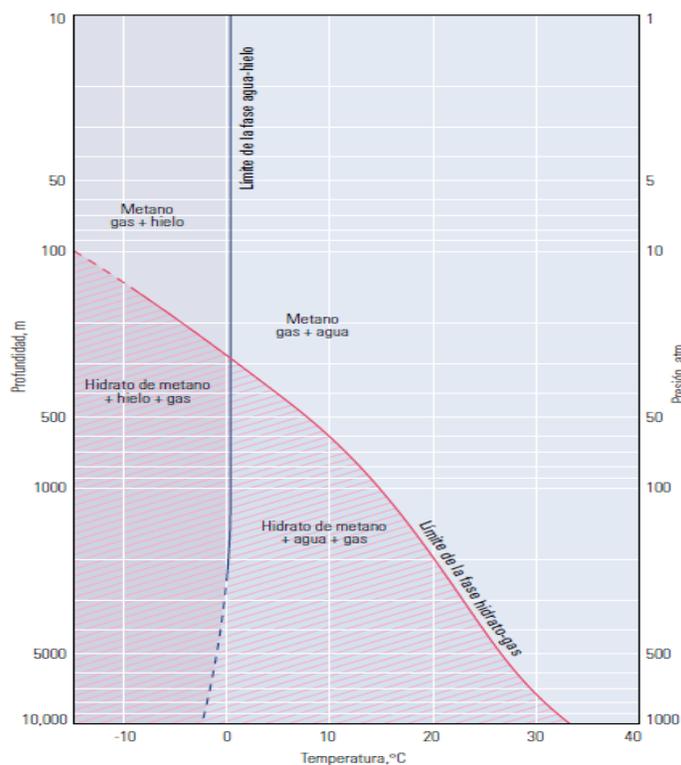


Figura 1.3.2.7 Estabilidad del hidrato de metano en función de la presión y la temperatura. La combinación de metano y agua a bajas temperaturas y a altas presiones resulta en un sólido (parte sombreada). Si se agrega cloruro de sodio al agua, la curva rosa se desplaza hacia la izquierda, mientras que si se agrega dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y otros hidrocarburos la curva se desplaza hacia la derecha (Fuente: Kuuskraa V, Stevens S, Van Leeuwen T y Moodhe K: "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions").

El único ejemplo conocido de producción de gas atribuido a los hidratos ocurrió en el campo de gas Messoyakha en Siberia. El campo Messoyakha, descubierto en 1968, fue el primer campo productor en el noroeste de la cuenca siberiana. Para mediados de la década de 1980, más de 60 campos de gas habían sido descubiertos en la cuenca, que conjuntamente contenían aproximadamente 777 TCF, o un tercio de las reservas de gas del mundo. Antes de la producción, se calculó que el campo Messoyakha contenía 2.8 TCF de gas, un tercio del cual se encuentra contenido en los hidratos que recubren el intervalo de gas libre en el campo (Figura 1.3.2.8). La producción se inició en 1969 desde la zona de gas libre del yacimiento y por un par de años las presiones disminuyeron de acuerdo a lo esperado. Posteriormente, en 1971 se midieron presiones y obtuvieron producciones mayores a lo esperado. Esto se atribuyó a la producción de gas originada en la capa de hidrato: conforme disminuyó la presión en la capa de gas libre, la capa de hidrato se despresurizó y liberó gas de los hidratos disociados. Alrededor del 36% ó 183,000 MMcf del gas producido en Messoyakha fue atribuido a la disociación de hidratos de gas.

Este método de despresurización para producir gas a partir de hidratos funciona cuando hay gas libre asociado con la acumulación de hidrato. En consecuencia, esto puede funcionar también para los campos del Río Kuparuk-Bahía de Prudhoe en Alaska, EUA.

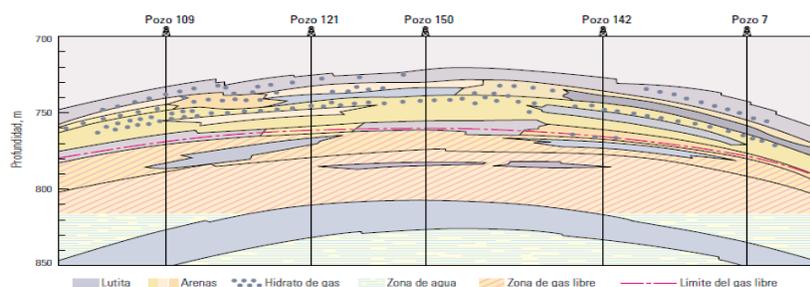
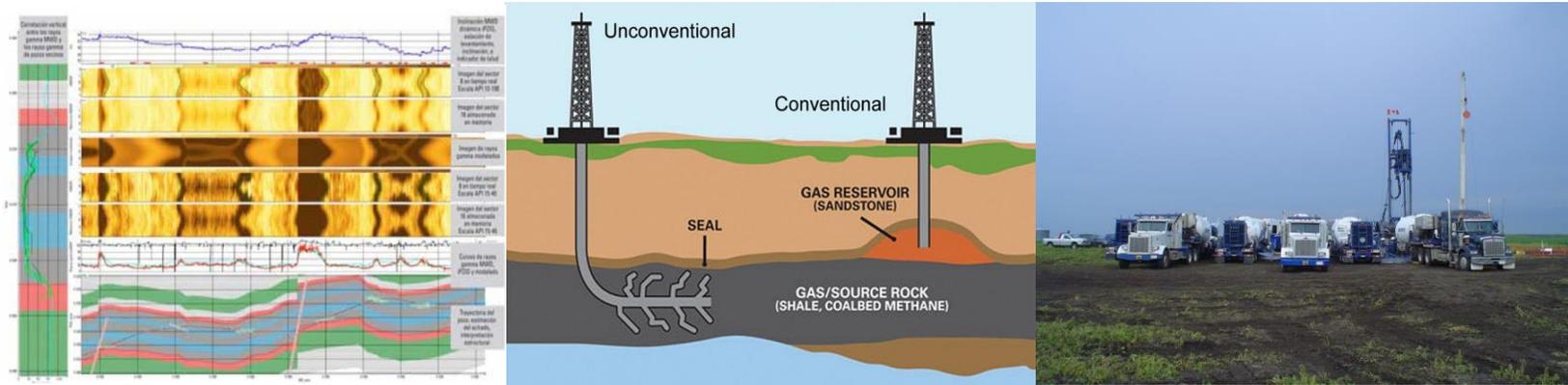


Figura 1.3.2.8. En el campo Messoyakha, los hidratos de gas se encuentran por encima del gas libre (Fuente: Kuuskraa V, Stevens S, Van Leeuwen T y Moodhe K: "World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions").

- **Coalbed Methane (CBM).** El gas natural contenido en las capas de carbón, representa una porción importante de los recursos de gas natural del mundo. Actualmente se dispone de métodos mejorados de evaluación de capas de carbón mediante mediciones de registros geofísicos y modernos dispositivos de muestreo. Los cementos más livianos, con la utilización efectiva de aditivos, minimizan el daño de los sensibles yacimientos de metano en capas de carbón. Además, se están utilizando fluidos de estimulación que no producen un severo daño y diseños de fracturamientos hidráulicos innovadores para mejorar el fluido de gas y agua desde la formación hacia el pozo. Se logran técnicas de levantamiento artificial optimizadas a través de la utilización de programas de computación inteligentes que contribuyen a una rápida y eficaz deshidratación de las capas de carbón. Las tecnologías avanzadas y la experiencia de la industria aplicada en todo el mundo están produciendo un impacto positivo sobre el desarrollo de reservas de metano en capas de carbón

Las características singulares de los yacimientos coalbed methane (por sus siglas en inglés, CBM) demandan enfoques novedosos en lo que respecta a construcciones de pozos, evaluación de formaciones, fluidos de terminación y estimulación de pozos, modelado y desarrollo de yacimientos.



CAPÍTULO 2

EXPLORACIÓN DE COALBED METHANE (CBM)

2.1 REQUERIMIENTOS PARA DESARROLLAR UN PROYECTO DE COALBED METHANE (CBM).

Lo primero que hay que tener en cuenta a la hora de explorar yacimientos de gas metano asociado a capas de carbón (CBM) es que la roca fuente o “Madre”, es la misma roca almacenadora que se comporta como yacimiento. En este tipo de yacimientos no se presenta el fenómeno de migración de los hidrocarburos. Para evaluar y desarrollar a fondo un prospecto de gas asociado al carbón, después de tener los datos precisos de la cuenca a explorar, se deben seguir ciertos pasos para estudiar las propiedades del carbón y del yacimiento para después obtener una buena producción y un buen desarrollo de este recurso. Primero se debe entender la estructura interna y las características del carbón y los estratos que rodean al yacimiento. Muchas veces se puede ahorrar mucho tiempo y dinero evaluando primero la geología de un lugar con potencial para coalbed methane. La medición de las propiedades del carbón a partir de muestras de núcleos (Figuras 2.1.1 y 2.1.2) y las condiciones del yacimiento en los pozos son elementos críticos en la determinación de la viabilidad de la producción de metano en capas de carbón (CBM).



Figura 2.1.1. Medición de un núcleo que tiene capas de carbón (Fuente: CSUR en Alberta, 2013).



Figura 2.1.2. Otro ejemplo en la medición de un núcleo que tiene capas de carbón (Fuente: CSUR en Alberta, 2013).

Si se encuentra que un prospecto presenta deficiencias en requerimientos críticos como espesor del carbón, contenido de gas o permeabilidad, es posible reenfocar la búsqueda en un lugar más productivo. Una revisión de la información existente puede revelar que el recurso de gas en un área particular es insuficiente para desarrollarse. En este caso se pueden ahorrar los costos de adquirir información adicional.

Los dos parámetros más importantes en la evaluación de un prospecto de gas asociado al carbón son el gas in-situ total y el potencial de producción del yacimiento. Estos parámetros son determinados principalmente por las propiedades físicas del carbón. Estas propiedades pueden ser determinadas a partir de la petrología, la geología del carbón así como pruebas de adsorción y desorción.

La productividad del Coalbed Methane está determinada por la interacción entre seis controles críticos: marco tectónico y estructural, el marco deposicional y la distribución del carbón, el rango del carbón, el contenido de gas en el carbón, la permeabilidad, y la hidrodinámica. Las capas de carbón son fuente y depósito del metano, lo cual indica que su distribución dentro de la cuenca es crítica para establecer unos recursos de CBM significativos. La distribución del carbón está

fuertemente ligada a los marcos estructurales, tectónicos y deposicionales porque la acumulación de turba y su preservación como carbón, requiere una subsidencia delicadamente equilibrada, de tal manera que mantenga unos niveles de lámina de agua óptimos. Los sistemas deposicionales definen los substratos en los que proliferan las turberas. El conocimiento de los entramados deposicionales permite la predicción de la potencia, geometría, y continuidad de las capas de carbón, y por tanto las zonas potenciales de recursos de CBM.

Los carbones deben superar un umbral de madurez térmica (valores de reflectancia de la vitrinita entre el 0,8 y el 1 %; bituminoso rico en volátiles) antes de generar volúmenes importantes de gases termogénicos. La cantidad y el tipo de gases generados durante la carbonización son función de la historia del depósito, el gradiente geotérmico, la composición maceral y la distribución del carbón dentro de las zonas de la cuenca térmicamente maduras. Aunque los carbones de mayor rango suelen tener generalmente mayores contenidos de gas, éstos no son determinados sólo por el rango del carbón; el contenido no es fijo, cambia cuando las condiciones de equilibrio del depósito son alteradas.

Es importante conocer la interacción dinámica entre los controles geológicos e hidrogeológicos clave para delinear las zonas de exploración más interesantes en cuencas sin explotar y para localizar los puntos cálidos en cuencas que están siendo explotadas. Las partes de la cuenca con mejor potencial para la extracción de CBM serán aquellas en las que los carbones del subsuelo estén bien comunicados hidráulicamente con afloramientos de carbón para la generación de gas biogénico secundario, para la migración del gas termogénico y la subsecuente readsorción o entrapamiento del gas, lo cual origina carbones saturados en gas y una alta extracción de metano. A continuación se detallará las propiedades físicas del carbón y demás parámetros o propiedades necesarias para un buen desarrollo en un proyecto de CBM.

2.2 CARACTERÍSTICAS DEL CARBÓN.

Generalmente se define al carbón como una roca de origen orgánico que se genera por la diagénesis, a cierta presión y temperatura, de materia vegetal procedente de pteridofitas, gimnospermas y angiospermas, la composición del carbón incluye carbono, hidrógeno, oxígeno, así como pequeñas cantidades de azufre y nitrógeno; contiene además dióxido de carbono y metano; compuestos aceitosos, como alquitrán y brea, que a su vez contienen amoníaco, tolueno, naftas y creosotas (Figura 2.2.1). La energía calorífica depende del contenido de carbono en el carbón mineral. Si bien las capas de carbón contienen ciertos minerales orgánicos, se componen en gran parte de macerales, o compuestos vegetales, que van desde plantas leñosas a resinas.

Las tres categorías generales de macerales son la vitrinita, la liptinita y la inertinita:

- Vitrinita. Se refiere a material de plantas leñosas, tales como troncos, raíces, ramas y brotes.
- Liptiníticos. Corresponden a las partes más resistentes de la planta, tales como esporas, polen, ceras y resinas.
- Inertiníticos. Representan material vegetal alterado y se encuentran menos estructurados.

Estos macerales tienen un mayor contenido de carbono como consecuencia de los procesos de oxidación producidos durante la sedimentación; por ejemplo. La combustión de leña o turba en el fuego. Los datos de los macerales reflejan la composición básica de las capas de carbón y, por lo tanto, ayudan a los geólogos a determinar el potencial de los yacimientos CBM.



Figura 2.2.1. Muestra de carbón mineral (Fuente: Alberta Government CBM Lecture. Coalbed methane: Understanding Key Reservoir Properties and their influence on Producibility (Michael Dawson, President, Dawson Energy Advisorrrs Ltd.), Noviembre 2013).

Desde el momento de la sedimentación, el carbón es diferente de otros tipos de roca yacimiento. Se compone de material vegetal (macerales) que funciona a la vez como fuente generadora y como yacimiento de hidrocarburos. Recientemente, se ha demostrado que la cantidad de hidrocarburos generados por un carbón dado varía por su composición maceral y su grado de maduración (metamorfismo), y que el aceite generado se transforma en gas por *cracking* secundario en la microestructura molecular de los macerales del carbón. Asimismo, se conoce que cada compuesto orgánico o maceral (liptinita, vitrinita e inertinita) juega un papel diferente en la generación y el transporte de los hidrocarburos en el carbón (Figura 2.2.2). Así la liptinita y algunos macerales de la vitrinita (los más hidrogenados) son responsables de la generación de los hidrocarburos en el carbón. La inertinita no genera hidrocarburos pero puede ser considerada como una verdadera “autopista” para la circulación de los fluidos generados por los otros macerales. Además, las propiedades físicas y químicas de los macerales varían con el grado de metamorfismo en función de las pérdidas de hidrógeno y de oxígeno debidas a la maduración térmica. En función del grado de maduración de un carbón, los hidrocarburos generados van a ser líquidos o gaseosos y la porosidad y permeabilidad molecular o física de los macerales van a cambiar. En estos intervalos

de evolución térmica, la fisuración va a desarrollarse siguiendo la composición química de los macerales y su capacidad de adsorción o de desorción de gas. Por todo ello, la caracterización de los diferentes depósitos de carbón servirá para los estudios de exploración por gas y petróleo, principalmente para dilucidar aspectos sobre la generación, migración y cinética de los hidrocarburos en el carbón.

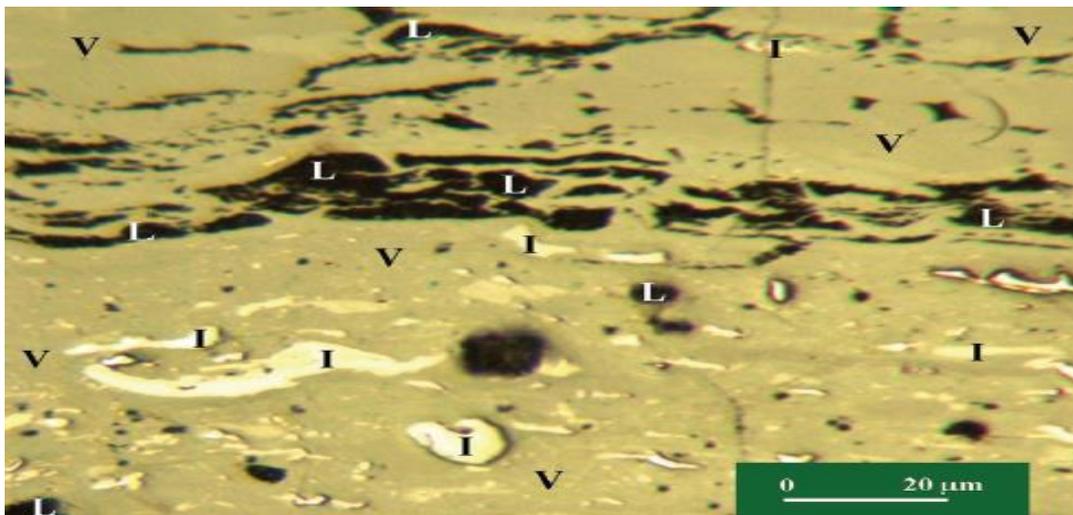


Figura 2.2.2. Microfotografía del carbón de la formación Olmos en el área de Palaú, Coah.: Vitrinita (V) con cavidades celulares en cuyo interior contiene liptinita (L, exauditinita) e Inertinita porosa (I). Luz blanca reflejada (Fuente: “Geología, estructura y composición de los principales yacimientos de carbón mineral en México” Rodolfo Corona-Esquivel et al. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana).

2.2.1 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 (Figura 2.2.1.1). 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 2.2.1.1 presenta los tipos de carbón especificados por la *American Society for Testing and Materials (ASTM)*⁴ en la norma Standart D388-88 de su libro anual. El carbón pasa por cuatro clases durante su maduración: lignito, sub-bituminoso, bituminoso y antracítico.

Clase	Grupo	Abreviación
Antracítico	Meta-antracítico	Ma
	Antracítico	An
	Semi-antracítico	Sa
Bituminoso	Bajo en volátiles	Lva
	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

Tabla 2.2.1.1. Rango del carbón por la ATSM (Fuente: Libro anual de la ASTM Standards (abril, 1979), Parte 26).

⁴ ASTM D388-88, "Standart Classification of Coals by Rank," Libro anual de la ASTM Standards (Abril, 1979), Parte 26



Figura 2.2.1.1. (1) Muestra de turba, (2) Muestras de carbón bituminoso, (3) Muestra de carbón antracítico (Fuente: Alberta Government CBM Lecture. Coalbed methane: Understanding Key Reservoir Properties and their influence on Producibility (Michael Dawson, President, Dawson Energy Advisorrrs Ltd.), Noviembre 2013).

Los yacimientos CBM se diferencian de los yacimientos convencionales en numerosos aspectos; sin embargo, las diferencias fundamentales radican en la producción de agua y el mecanismo de almacenamiento de gas. En la mayoría de los yacimientos de petróleo y gas, la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos se relaciona con la porosidad porque el gas es retenido y almacenado en el sistema poroso de la matriz. Si bien los carbones poseen una porosidad intrínseca moderada, pueden almacenar hasta seis veces más gas que un volumen equivalente de arenisca a una presión similar. La capacidad de almacenamiento de gas está determinada principalmente por el rango de un carbón.

2.2.2 Genética del gas asociado a los yacimientos de carbón.

El metano es generado en los carbones de bajo rango como consecuencia de la actividad microbiana y en los carbones de rango más alto durante la maduración térmica de sus compuestos orgánicos. Una vez generado, el metano es adsorbido o ligado por la acción de las fuerzas de atracción intermoleculares débiles fuerzas de van der Waals a los materiales orgánicos que conforman el carbón. La capacidad de

almacenamiento del carbón está relacionada con la presión y el contenido de gas adsorbido, descrito comúnmente por la isoterma de adsorción de Langmuir ⁵ medida a partir de muestras de carbón trituradas. Los volúmenes grandes de gas almacenado existen porque la superficie interna de la microporosidad donde el gas es adsorbido es muy grande. Además cada tipo de maceral almacena, o adsorbe, diferentes volúmenes de metano. Por otra parte, el carbón puede almacenar más gas al aumentar su rango (Figura 2.2.2.1).

También se observan volúmenes pequeños de metano en los espacios intersticiales creados cuando el carbón se contrae después de la depositación. La contracción tiene lugar durante la carbonización (Figura 2.2.2.2); el proceso de transformación de la turba rica en materia orgánica en carbón a través de procesos biológicos y de la aplicación de calor y presión. Durante la carbonización, el agua es eliminada, el volumen de la matriz se reduce y se forman fracturas ortogonales o diaclasas. Las diaclasas primarias (diaclasas frontales) en general son perpendiculares a las diaclasas secundarias (diaclasas interpuestas). Las diaclasas frontales a menudo son continuas y proveen conectividad, mientras que las diaclasas interpuestas son no continuas y a menudo terminan en las diaclasas frontales. El alcance de la red de diaclasas puede ser estimado mediante el análisis de núcleos convencionales.

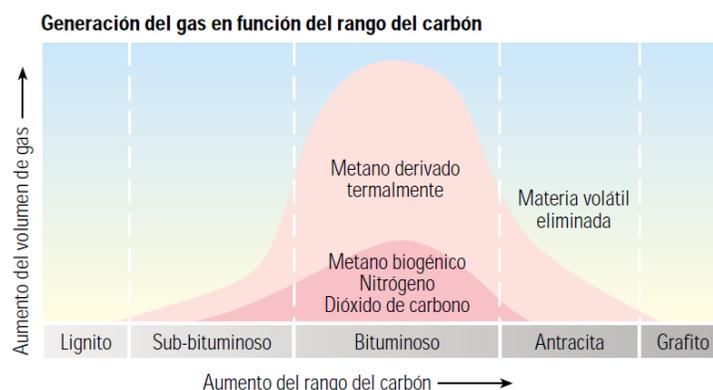


Figura 2.2.2.1. Generación de gas en carbón (Fuente: Oilfield Review invierno2003/2004. Schlumberger, “Yacimientos de metano en capas de carbón”).

⁵ Irving Langmuir desarrolló un modelo para pronosticar la fracción de superficie sólida cubierta por un adsorbato, como una función de su presión de gas. Las isotermas de Langmuir, obtenidas empíricamente a partir de muestras de núcleos, relacionan la presión con la capacidad de almacenamiento.

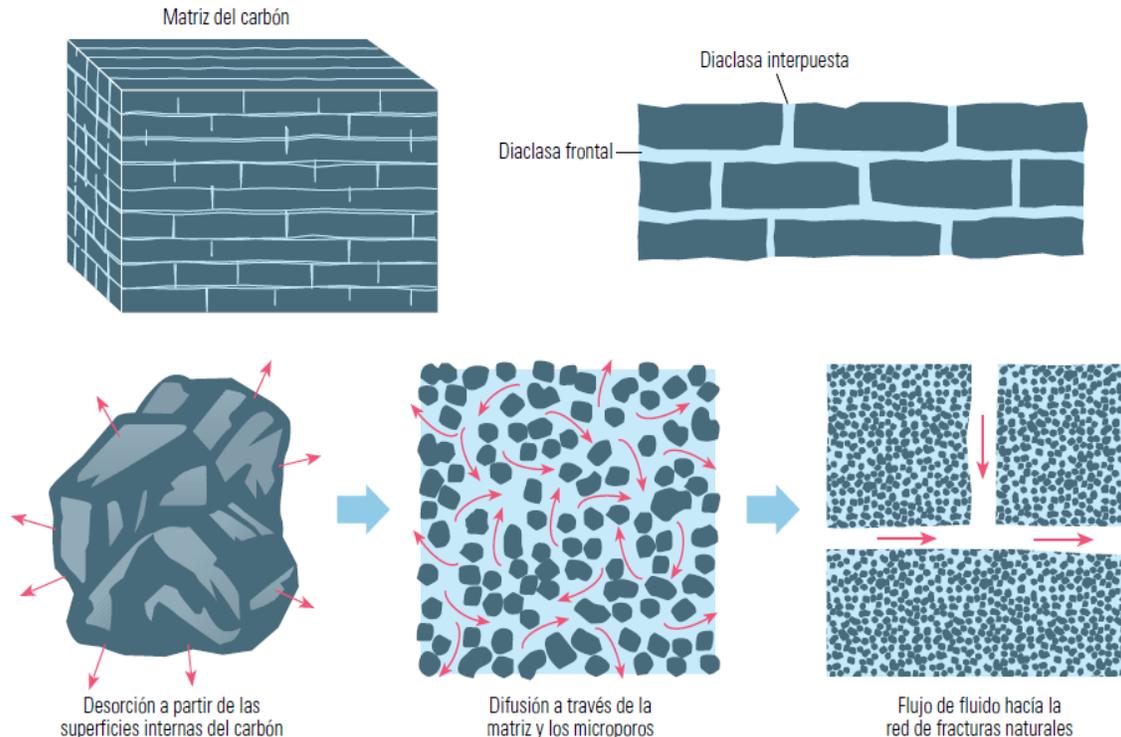


Figura 2.2.2.2 Adsorción y desorción. Durante la carbonización, la matriz se contrae, creando fracturas ortogonales denominadas diaclasas. Las diaclasas frontales tienden a ser continuas. Las diaclasas interpuestas forman ángulos rectos con respecto a las diaclasas frontales. En general, el agua llena los espacios intersticiales de la matriz del carbón. A medida que se produce agua y la presión de formación se reduce, se libera metano; el cual es adsorbido en las superficies de la matriz del carbón y se almacena en los microporos. Luego el gas se difunde a través de la matriz, migra hacia las diaclasas y las fracturas, y finalmente llega al pozo (Fuente: Oilfield Review invierno2003/2004. Schlumberger, “Yacimientos de metano en capas de carbón”).

La separación espacial y las geometrías de las diaclasas son significativas porque este sistema de fracturas naturales es el principal mecanismo de permeabilidad. El fracturamiento posterior a la depositación causado por los esfuerzos tectónicos, puede mejorar la permeabilidad volumétrica, o contrariamente, la actividad tectónica excesiva puede conducir a una reducción de la permeabilidad. El proceso por el cual los gases son liberados del carbón ya sea por procesos naturales o antropogénicos ⁶ se denomina desorción ⁷.

⁶ Son los efectos y procesos que liberan gas resultando la actividad minera.

⁷ 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.

2.2.3 Porosidad en el Carbón.

La porosidad es la parte del volumen total del carbón que puede ser ocupada por un fluido, llámese agua, helio, metano u otros gases. El tamaño de los poros puede oscilar entre las fracturas de las diaclasas (también conocidas en inglés como *cleats*) hasta pequeños espacios intermoleculares. Los poros del carbón pueden clasificarse en tres tamaños: macroporos ($>500 \text{ \AA}$), mesoporos (de 20 a 500 \AA), y microporos (de 8 a 20 \AA). EL volumen poroso y el tamaño medio de poro disminuyen con el rango hasta los bituminosos bajos en volátiles. La porosidad tiende a disminuir con el rango en el nivel de los bituminosos bajos en volátiles, luego incrementa con la pérdida adicional de volátiles que va dejando espacios porosos abiertos. Los macroporos se encuentran en espacios más grandes como fisuras y grietas entre los carbones o los espacios entre las diaclasas.

2.2.4 Permeabilidad.

Virtualmente en todos los yacimientos de coalbed methane, las diaclasas constituyen el mecanismo de permeabilidad primario. Al igual que los yacimientos convencionales, las capas de carbón también pueden ser naturalmente fracturadas. En capas de carbón más profundas, los mayores esfuerzos de los estratos de sobrecarga pueden triturar la estructura del carbón y cerrar las diaclasas. En tales localizaciones, el fracturamiento natural subsiguiente tiende a ser el principal sustento de la permeabilidad, (Figura 2.2.4.1). La compresión del sistema de diaclasas y fracturas naturales en capas de carbón es esencial durante todas las etapas del desarrollo de yacimientos de CBM.

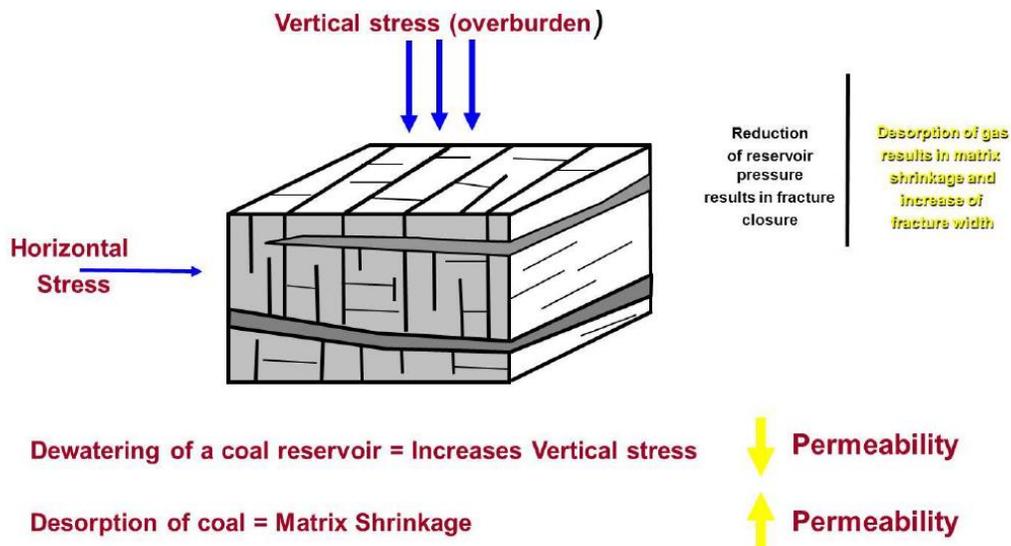


Figura 2.2.4.1. Efectos de Dewatering sobre el stress (esfuerzos) (Fuente: Bustin and clarkson, International Journal of Coal Geology, 1998).

2.2.5 Evaluación de la producción de yacimientos de coalbed methane (CBM).

Los yacimientos de areniscas y carbonatos convencionales almacenan gas comprimido en sus sistemas de porosidad. El metano es almacenado en el carbón por adsorción, para evaluar la producción de los pozos de CBM con el transcurso del tiempo, se comprueba la capacidad de adsorción (sorptive capacity) de las muestras de carbón trituradas y se construyen isotermas de desorción (desorption). Las isotermas de desorción (Figura 2.2.5.1) describen la relación entre la presión y el contenido de gas adsorbido en el carbón, en condiciones de temperatura y humedad estáticas. La capacidad del carbón de almacenar metano reduce sustancialmente la necesidad de contar con mecanismos de entrapamiento de yacimientos convencionales, haciendo que su contenido de gas (que está relacionado con el rango del carbón) y el grado de desarrollo de diaclasas o fracturas naturales sean las consideraciones primordiales cuando se evalúa un área para determinar el potencial de producción de CBM.

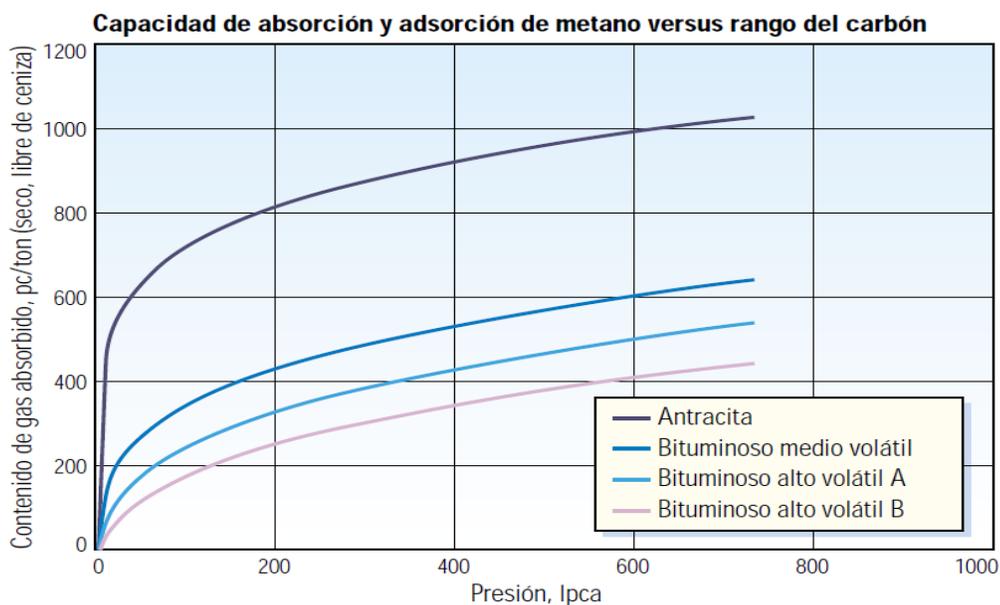


Figura 2.2.5.1. Capacidad de absorción y adsorción. Al aumentar la madurez del carbón de bituminoso a antracita. Las pruebas realizadas a muestras de carbón para relacionar el gas adsorbido con las presión—bajo condiciones isotérmicas—evalúan cómo sería la producción de los pozos de CBM con el tiempo. La grafica muestra respuestas típicas en carbones bituminosos y carbones de antracita. Fuente: Oilfield Review invierno2003/2004. Schlumberger, “Yacimientos de metano en capas de carbón”.

Esta capacidad de almacenamiento confiere a las capas de carbón un comportamiento inicial único en términos de producción, que ésta relacionada con la desorción, no con la caída de la presión. Las capas de carbón pueden contener agua o gas, o ambos elementos en los sistemas de diaclasas y fracturas naturales, y gas adsorbido en la superficie interna de la matriz de carbón. Toda agua presente en el sistema de diaclasas debe de ser producida para reducir la presión del yacimiento en dicho sistema a fin de generar volúmenes de gas significativos. La deshidratación aumenta la permeabilidad al gas dentro de las diaclasas y las fracturas y hace que el gas presente en la matriz se desorba, se difunda a través de la matriz y se desplace hacia el sistema de diaclasas, lo que se traduce en perfiles de producción de CBM absolutamente singulares, (Figura 2.2.5.2).

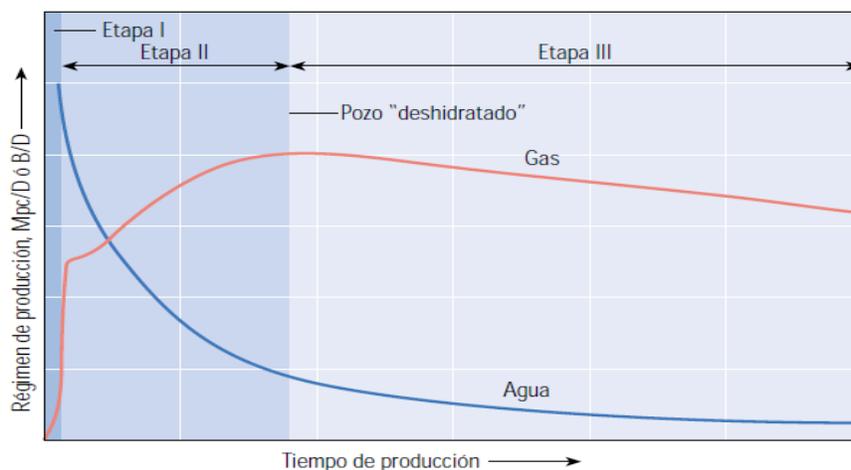


Figura 2.2.5.2. Características de la producción de capas de carbón. Durante la Etapa I, la producción es dominada por el agua. La producción de gas aumenta durante la Etapa II, al producirse agua en el carbón y aumentar la permeabilidad relativa al gas. Durante la Etapa III, declinan tanto la producción de agua como la producción de gas (Fuente: Oilfield Review invierno2003/2004. Schlumberger, “Yacimientos de metano en capas de carbón”).

La producción de gas es dominada por el agua. Al desplazarse el agua fuera de las diaclasas y las fracturas, la saturación y la producción de gas aumentan y la producción de agua cae. Cuando la permeabilidad al gas finalmente se estabiliza, el carbón se considera deshidratado y la producción de gas alcanza su punto máximo. A partir de ese momento, tanto la producción de agua como la producción de gas comienzan a declinar lentamente, siendo el gas el fluido producido dominante. La velocidad a la cual se elimina agua del yacimiento depende de diversos factores, incluyendo las saturaciones originales de gas y agua, la porosidad de las diaclasas, la permeabilidad relativa y absoluta del carbón y el espaciamiento entre los pozos.

Algunos pozos producen gas seco desde el principio comparándose con los yacimientos convencionales y producen en condiciones de saturación de agua irreducible; esto es, gas seco. La producción de gas seco de las capas de carbón típicamente declina desde el principio, exhibiendo un comportamiento correspondiente a la Etapa III. Como sucede con todos los yacimientos, la permeabilidad controla la producción y determina en gran medida el volumen de reservas recuperables del gas presente en las capas de carbón. Las variaciones

locales de la conductividad y la densidad de las diaclasas y de las fracturas naturales (cuán estrechamente espaciadas se encuentran las diaclasas o las fracturas) producen variaciones considerables en el rendimiento de los pozos dentro de ciertas áreas de desarrollo.

Las características elementales del carbón, que son esenciales para su descripción son las siguientes:

Humedad, es la cantidad de agua que contiene el carbón. Dependiendo de la fijación, se puede 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, 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 su poder calorífico disminuyendo su valor económico.

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

Azufre, se encuentra normalmente en forma de pirita o marcasita, como compuestos orgánicos y como sulfatos (C_aSO_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, 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 adsorbe 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.

2.2.6 Dureza.

La dureza del carbón es más comúnmente determinada por el Índice de Molturabilidad Hardgrove (HGI), comúnmente utilizado en la industria minera del carbón. Un alto valor de HGI indica un carbón débil y son más altos alrededor de 23% (seco, libre de cenizas). Un carbón bituminoso friable puede tener un valor de 90 o superior, mientras que un carbón fuerte no friable puede tener un valor de HGI de 50. Si el valor de HGI está disponible en la información existente, éste puede usarse como un indicador de la intensidad relativa de diaclasas. Sin embargo, algunos carbones tienen un alto valor de HGI, pero poco o nada de diaclasas. Si las muestras están disponibles, es mejor determinar la intensidad de diaclasas,

contando el número de diaclasas por unidad de longitud, medido a lo largo de las caras de las diaclasas.

2.2.7 Densidad.

Los recursos de carbón pueden estimarse con más exactitud si se conoce la densidad del carbón. Debido a la naturaleza porosa del carbón, puede ser difícil determinar con exactitud su volumen y con ello su densidad. Generalmente, la densidad aparente se mide en lugar de la densidad real. Conociendo el rango del carbón se puede utilizar un gráfico como se muestra en la Figura 2.2.7.1 para obtener la densidad aparente del mismo.

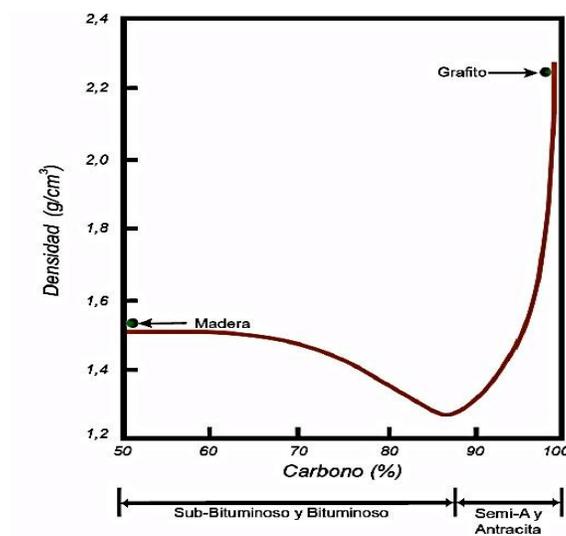


Figura 2.2.7.1. Relación entre la densidad aparente y el rango del carbón (Fuente: STEIDL, Peter. Coal as a Reservoir. Gas Research Institute, 1996).

2.2.8 Geología del Carbón.

Comprender la geología del carbón es muy importante para evaluar un prospecto de CBM. Se pueden usar una variedad de mapas para una evaluación del

prospecto, que son: espesor de la capa, espesor total de las capas superiores a un pie, número de capas de espesor mayor a un pie, contenido de gas de la capa objetivo, contenido de gas total por unidad de área, elevación estructural de la capa objetivo mostrando las fallas, ubicación y prominencia de las fallas, y la profundidad del objetivo más profundo. En algunas zonas, los datos pueden ser insuficientes para correlacionar y hacer los mapas de las capas individuales, pero deberían permitir hacer los mapas del espesor total de carbón explotable.

Un espesor mínimo arbitrario de un pie ha sido utilizado para estimar algunas reservas, pero no es aplicable en todos los casos. Un mapa del rango de carbón (basado en el carbono fijo, reflectancia media, o algunas propiedades relacionadas con el rango) puede dar una indicación del contenido de gas en una zona donde no hay datos disponibles del contenido de gas o son demasiado escasos para hacer un mapa.

Si se tienen suficientes datos para elaborar un mapa de gas por unidad de área, entonces comparar varias áreas y seleccionar un área para los ensayos iniciales puede facilitarse. Una vez que un área potencial es seleccionada, se deben estimar las propiedades más importantes del yacimiento realizando operaciones de registro de pozos y pruebas de pozo. Primero se deben estimar propiedades como el espesor de carbón, contenido de gas, y permeabilidad porque estos controlan la viabilidad de un proyecto. Las pruebas se pueden detener o reenfocarse en otra área si se obtiene que cualquiera de estos factores determinantes es deficiente.

2.2.9 Sedimentación del Carbón.

A través de la historia geológica las principales épocas de formación del carbón son los periodos Carbonífero y Pérmico y las eras Mesozoico y Cenozoico.

La secuencia de estratos en un ciclotema idealizado incluye arenisca, esquisto gris,

caliza, arcilla, carbón, esquisto gris, caliza y esquisto negro. La arenisca dentro de los estratos de carbón típicamente es depositada en un ambiente terrestre o de agua dulce y los restantes son depósitos marinos. Los ciclos pueden ser útiles para el mapeo de carbones o grupos de carbones. A lo largo del tiempo geológico, una secuencia espesa (de hasta varios miles de pies) de sedimentos con un gran número de mantos de carbón puede acumularse en una cuenca. Los estratos, incluidos los mantos de carbón, tienden a ser más espesos hacia el centro de la mayoría de las cuencas.

Las cuencas pueden clasificarse en rift, de antepaís, sucesoras o intermontanas, y cratónicas. Las cuencas rift, pueden tener depósitos espesos de evaporitas que se acumularon durante períodos áridos, mientras la lluvia estaba restringida por las montañas elevadas en los márgenes de las cuencas. Las cuencas de antepaís, tales como la cuenca de los Apalaches, se forman a lo largo de cinturones de cabalgamiento y comúnmente contienen importantes mantos de carbón. Las cuencas sucesoras, se forman dentro de cinturones orogénicos en ambientes compresionales, extensionales y de deslizamiento. Las cuencas cratónicas se pueden formar por subsidencia térmica o por flexión. El material orgánico que se acumuló y formó mantos de carbón fue típicamente depositado en un ambiente de pantano o saturado de agua. Muchos mantos de carbón fueron depositados en pantanos asociados con deltas de ríos, islas de barrera, y áreas de subsidencia lenta. La formación del carbón puede variar significativamente dependiendo del ambiente de sedimentación.

2.2.10 Hidrología.

La hidrología desempeña un papel importante en la producción en pozos de coalbed methane, debido a que generalmente el agua debe ser evacuada para reducir la presión e iniciar el flujo de gas. Las consideraciones principales al evaluar

la hidrología incluyen la presencia de acuíferos superpuestos al manto objetivo, los acuíferos debajo y hacia arriba según el buzamiento del manto objetivo, fallas o fracturas conectadas a aguas superficiales o a otras recargas, la calidad del agua producida y el potencial para la evacuación del agua a zonas más bajas. Los sistemas de fracturas naturales pueden permitir la recarga de los acuíferos y hacer difícil el desagüe. Y esto no conviene ya que necesitamos retirar la mayor cantidad de agua posible del yacimiento para disminuir la presión y que se libere el gas adsorbido.

La calidad del agua debe ser evaluada durante el programa de exploración para que la evacuación de agua pueda ser planificada y su costo pueda ser estimado. Los costos del tratamiento y evacuación del agua producida variarán dependiendo de los métodos empleados y de la calidad del agua. Los parámetros típicos que deben ser analizados incluyen el total de sólidos disueltos (TDS), cloruros, hierro, manganeso y pH. Los ritmos diarios de producción de agua y parámetros de calidad como TDS y cloruros deben recogerse con suficiente regularidad como para formar una base de datos para análisis. TDS y cloruros suelen aumentar con la profundidad.

2.2.11 Composición típica de Coalbed methane (CBM).

El coalbed methane (CBM) está compuesto principalmente por gas metano (Tabla 2.2.11.1). El gas metano es un gas incoloro e inodoro, su temperatura de fusión es de -183°C y su punto de ebullición es de 164°C . Con un poder calorífico aproximado de $1030 \left[\frac{\text{btu}}{\text{pies}^3 @ \text{estandar}} \right]$.

COMPONENTE	CH_4	N_2	CO_2	C_2H_6	C_3H_8	Vapor de H_2O	TOTAL
%	94.50%	2.00%	1.00%	0.30%	0.20%	2.00%	100%

Tabla 1.2.11.1. Composición típica de CBM (Fuente: SPE International, coalbed methane (CBM), MFG Oil & Gas S.A. Buenos Aires 28 de junio de 2008).

2.3 SÍSMICA EN LOS YACIMIENTOS DE COALBED METHANE (CBM).

La sísmica es muy importante tanto en el desarrollo de proyectos de yacimientos convencionales como en los no convencionales ya que a la fecha es la herramienta útil para poder conocer y empezar a caracterizar de una buena manera los yacimientos. Así como en la sísmica de yacimientos convencionales, en la sísmica que se utiliza para los yacimientos CBM se puede utilizar sísmica 2D y 3D. Se tiene a menudo que en los yacimientos de CBM las líneas sísmicas están disponibles, pero no se utilizan correctamente. Se tiene que poner siempre especial atención en la identificación de los datos sísmicos disponibles y en su procesamiento. Esto permite mejorar la cartografía de los mapas y poder determinar las zonas con mayor contenido de gas in-situ.

Un estudio de los datos sísmicos disponibles puede dar lugar a la identificación de los pozos sub-óptimamente posicionados y a la obtención de buenas ideas relativas a las ubicaciones de los futuros pozos de desarrollo. Un ejemplo se muestra en la Figura 2.3.1 donde se muestran los pozos que quedan fuera del potencial de gas in-situ evaluado posteriormente con la sísmica. Entonces la sísmica es muy útil para obtener o realizar los mapas de las propiedades importantes del carbón y de los yacimientos de carbón a desarrollarse como proyectos de CBM.

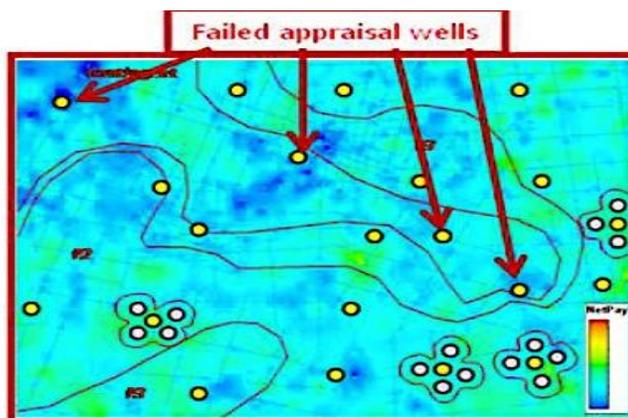


Figura 2.3.1. Ubicaciones de los pozos evaluados fallados en la investigación del desarrollo de un Campo de CBM mostrados en un mapeo de datos sísmicos (Fuente: Methodologies and Tools for Coalbed Methane (CBM) Field Development Planning Studies, SPE, 2011).

La sísmica de reflexión es una herramienta muy poderosa y sofisticada que puede utilizarse para definir la estratigrafía geológica, estructura y las profundidades de varios de kilómetros en las capas de los posibles yacimientos. El uso de esta sísmica ofrece un gran potencial para la creciente exploración de recursos no convencionales como el CBM y además funciona mejor costa adentro. También ofrece una exactitud crítica en el mapeo de las capas de carbón ya que siendo estructuras relativamente delgadas no se necesita mucho para fracturar las capas y perturbar su continuidad lateral.

Teniendo una relativa baja densidad y una velocidad sísmica lenta, las capas de carbón actúan generalmente como buenos reflectores sísmicos, esto significa que incluso a grandes profundidades se pueden detectar capas de carbón muy delgadas.

Con este tipo de sísmica incluso donde las condiciones superficiales no permitan un tendido de líneas largo, una significativa penetración y una muy buena imagen de alta calidad puede ser lograda en yacimientos de carbón con múltiples capas.

Habiendo hecho una buena sísmica sobre el posible campo con potencial en gas in-situ se puede proseguir con los métodos y pasos para evaluar las propiedades del carbón y realizar un buen desarrollo en el proyecto de CBM.

2.4 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES IN-SITU DEL YACIMIENTO.

La evaluación de los yacimientos y pozos CBM difiere de la de los pozos productores de petróleo y gas convencionales. La búsqueda de reservas convencionales conlleva a la identificación de las rocas generadoras infrayacentes a las rocas yacimiento permeable, que poseen un volumen de almacenamiento suficiente (porosidad) para contener cantidades comerciales de hidrocarburos. Un sello retiene los hidrocarburos en la roca yacimiento permeable. Por el contrario, los carbones constituyen la roca generadora, la trampa y el medio de almacenamiento,

por lo que debe de adoptarse un enfoque diferente para evaluarlos como yacimientos de gas. Para facilitar más la cuantificación de las propiedades del yacimiento fuera del análisis actual de núcleos, se puede hacer la medición in-situ y observar para proporcionar más la cuantificación de las condiciones de los yacimientos de carbón, particularmente la permeabilidad y las condiciones de esfuerzo (stress) in-situ.

Muchas pruebas in-situ consisten en algún método como puede ser, registros geofísicos o pruebas de pozos.

2.4.1 Registros geofísicos.

Las herramientas de registros geofísicos son invaluable en la observación de algunas propiedades de los yacimientos de carbón sin el costo que implica la extracción de muestras (núcleos) en las capas de carbón.

Propiedades de los yacimientos de carbón que pueden ser relativamente medidas de forma segura son:

- Espesores de las vetas de carbón.
- Definición de ruptura y espesor.
- Calidad de carbón (principalmente subjetiva a menos que se calibre para muestras de núcleo).
- Esfuerzo (stress) de la roca (Relación de Poisson's y Módulo de Young's).
- Regímenes de stress in-situ (interpretación de caliper).

Otras mediciones que pueden ser benéficas son:

- Formation Microscanner Image Log (imagen de las fracturas en el pozo).
- Videos de fondo del pozo (áreas de afluencia de agua).
- Micrologs (determinación de diaclasas).

Formation Microlog Images pueden ser útil para observar las fracturas dentro del pozo así como la orientación de las fracturas, (Figura 2.4.1.1).

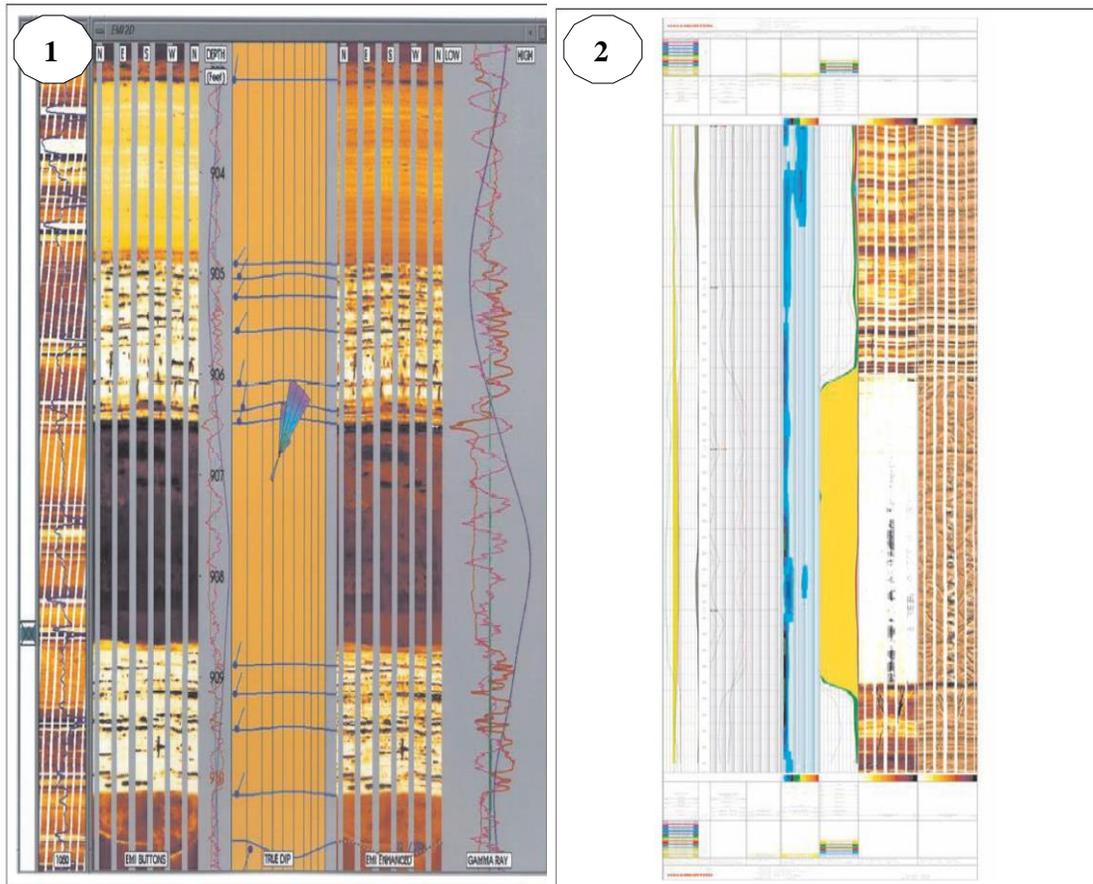


Figura 2.4.1.1. Registro FMI en las delgadas capas de carbón muestra las diaclasas individuales y las delgadas rupturas (1). Registro FMI en las gruesas capas de carbón muestra el alto grado de fracturamiento (2) (Fuente: Coalbed Methane Principles and Practices 2007).

La interpretación de registros geofísicos puede proporcionar una idea en la fabricación de carbón y el desarrollo de las diaclasas. Usar solo registros geofísicos para determinar las diaclasas (cleat) no es muy recomendable.

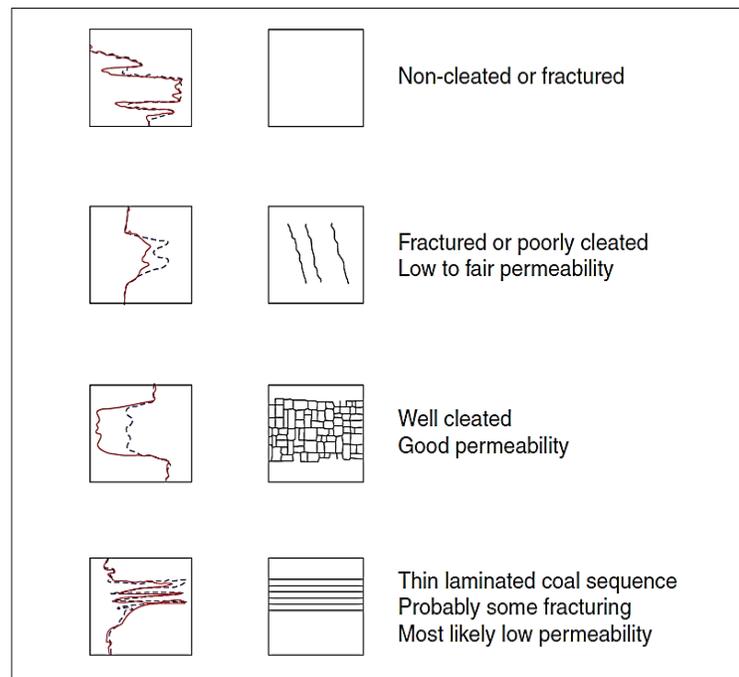


Figura 2.4.1.2. La herramienta Microlog responde a la caracterización para identificar las diaclasas (cleats) en las capas de carbón. Fuente: Coalbed Methane Principles and Practices 2007.

2.4.2 Pruebas de pozos.

Para mayor facilidad en la cuantificación de las propiedades del yacimiento, comúnmente se hacen pruebas de corto tiempo en el yacimiento. Estas pruebas son usualmente de la forma de algún tipo de pruebas de inyección de fluido en el yacimiento. Los tipos de pruebas de inyección incluyen:

- Drill stem tests (DST).
- Inyección Fall off tests.
- Slug tests.
- DFIT testing.

Cada una de las pruebas está diseñada para obtener mediciones de la presión del yacimiento sobre la cual puede calcularse la permeabilidad. Se debe tener cuidado para asegurar que la inyección de fluido no exceda la presión de fractura. La desventaja de este tipo de pruebas es que requieren tiempo para que se consiga un flujo radial (definitivo para la desorción) y en muchos casos son de costo prohibitivo particularmente si se realiza mientras el equipo de perforación está en el lugar.

2.4.3 Prueba Drill Stem. (En inglés DST).

Para obtener datos de permeabilidad precisos se puede utilizar esta prueba ya que obtenerla mediante sólo el análisis de núcleos no es suficiente, y este método resulta útil y es muy similar al utilizado en yacimientos de gas convencionales. Estas pruebas se llevan a cabo en agujero descubierto y por lo general se realizan durante la perforación del pozo que después de alcanzar la profundidad total del pozo. Las pruebas DST en agujero descubierto se realizan debido a que las capas están menos dañadas en este momento. Las zonas individuales están aisladas con los empacadores (Figura 2.4.3.1) y son probadas para determinar la permeabilidad, daño en la capa, las propiedades del fluido y la presión del yacimiento.

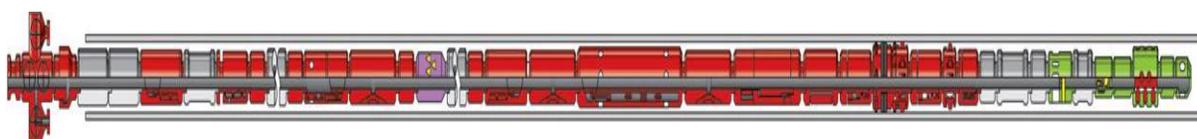


Figura 2.4.3.1. Sarta de la herramienta DST (Fuente: Halliburton CBM: Principles and Practices, 2007).

2.4.4 Slug tests.

Son de bajo costo y efectivas en determinación de la permeabilidad pero usualmente estas pruebas toman un largo tiempo para completarse, particularmente

en carbones de baja permeabilidad y el radio de investigación es relativamente pequeño, (Figura 2.4.4.1).

La permeabilidad absoluta en las capas es calculado a partir de:

$$K = \frac{5.62 \times 10^4 U D C^2}{P_{wf} h t^*}$$

Las curvas tipo son usadas para hacer la determinación de la permeabilidad en donde:

K = permeabilidad, md

U = viscosidad de fluido de prueba, cp

D_c = diámetro del casing, ft

h = espesor neto del intervalo, ft

P_{wf} = densidad del fluido de prueba, lb/ft³

t^* = tiempo de la curva tipo match, hr

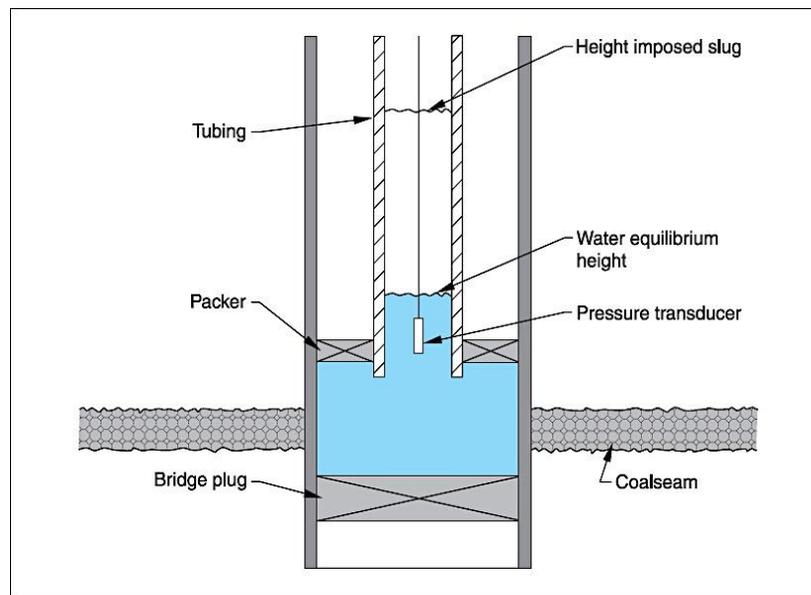
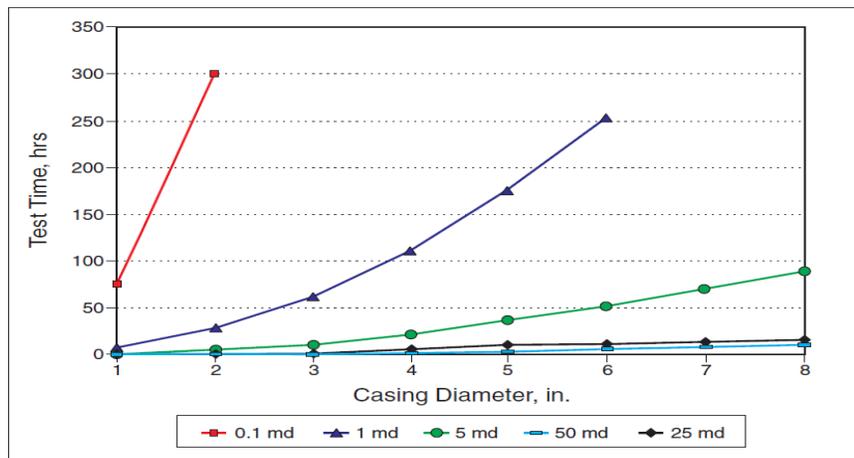


Figura 2.4.4.1. Esquema de una Prueba Slug (Fuente: Halliburton CBM: Principles and Practices, 2008).



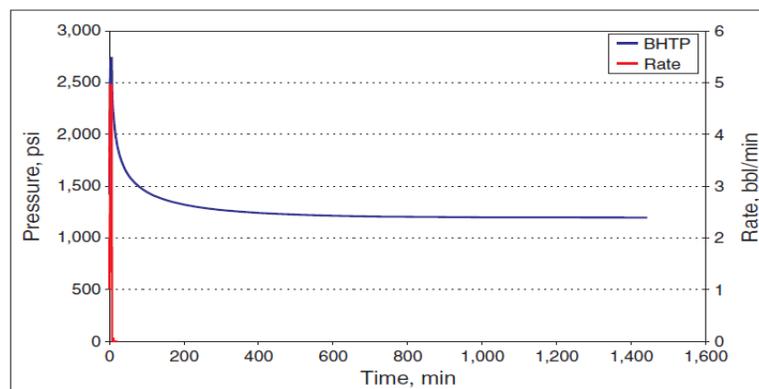
Grafica 2.4.4.2 Grafico de la prueba Slug Tests (Fuente: Copyright 1990, Society of Petroleum Engineers).

2.4.5 Diagnóstico de Fractura de las Pruebas de Inyección.

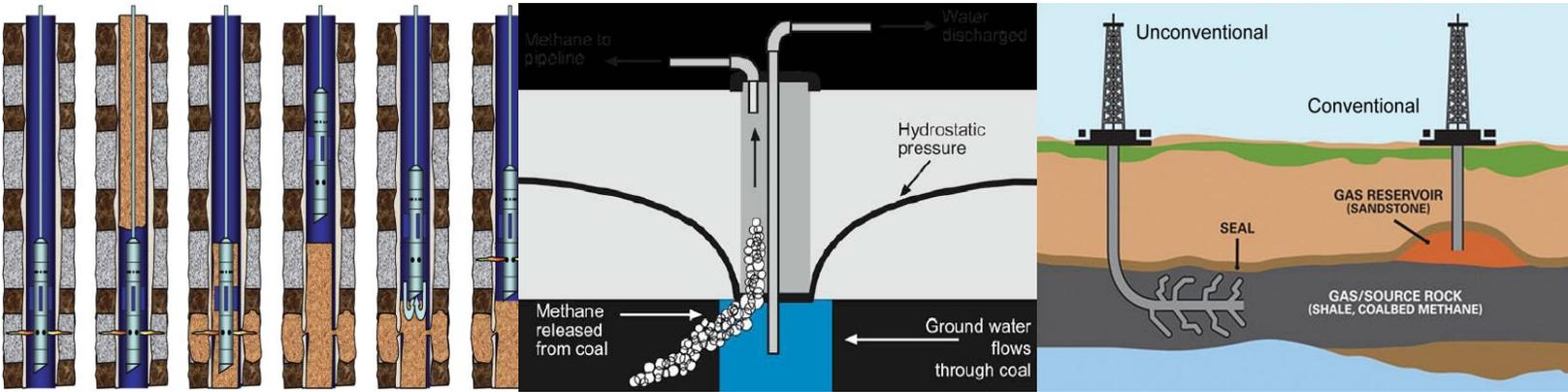
Un volumen bajo, corta duración y costo efectivo de inyección donde el tiempo de cierre es suficientemente largo para observar el flujo pseudo-radial, los datos después del cierre se pueden analizar para la presión de poro y la permeabilidad.

Ventajas:

- Los gastos de inyección no están limitados por la presión de fractura.
- La creación de la fractura durante la inyección se tomen en consideración.
- Es principalmente dependiente el análisis después del cierre.
- Se puede aplicar si una fractura es creada o no.



Grafica 2.4.5.1. Grafica típica del carbón con tratamiento DFIT (Fuente: Coalbed Methane Principles and Practices, 2007).



CAPÍTULO 3

EXPLOTACIÓN DE COALBED METHANE (CBM)

3.1 CONSTRUCCIÓN DE POZOS DE COALBED METHANE (CBM).

El conocimiento exhaustivo de la continuidad relativa (espesor y alcance) y de la heterogeneidad (variabilidad de la capacidad de almacenamiento, la porosidad y la permeabilidad) de las capas de carbón a través de un área de estudio es crucial. El espesor de las capas y su extensión areal proporcionan los volúmenes de carbón en unidades de tonelaje por acre. Los programas de modelado permiten estimar el gas en sitio sobre la base del volumen del carbón y la capacidad de almacenamiento derivado del análisis de núcleos efectuados en laboratorio o de datos derivados de los registros así como también de pruebas de pozos. Una vez hecho esto, es posible determinar el potencial de producción de gas.

3.2 PERFORACIÓN.

Antes de iniciar con la operación de producción de coalbed methane, se debe de realizar una substancial caracterización de la formación objetivo, esta caracterización es el paso inicial en el diseño del pozo, controlando en gran medida el tipo de perforación, terminación, técnicas de producción utilizadas y equipo requerido.

En el diagrama 3.2.1 se muestra un diagrama de flujo de la tecnología de perforación basado en las propiedades de los yacimientos de carbón.

Espesor suficiente de carbón y extensión lateral para el desarrollo de CBM

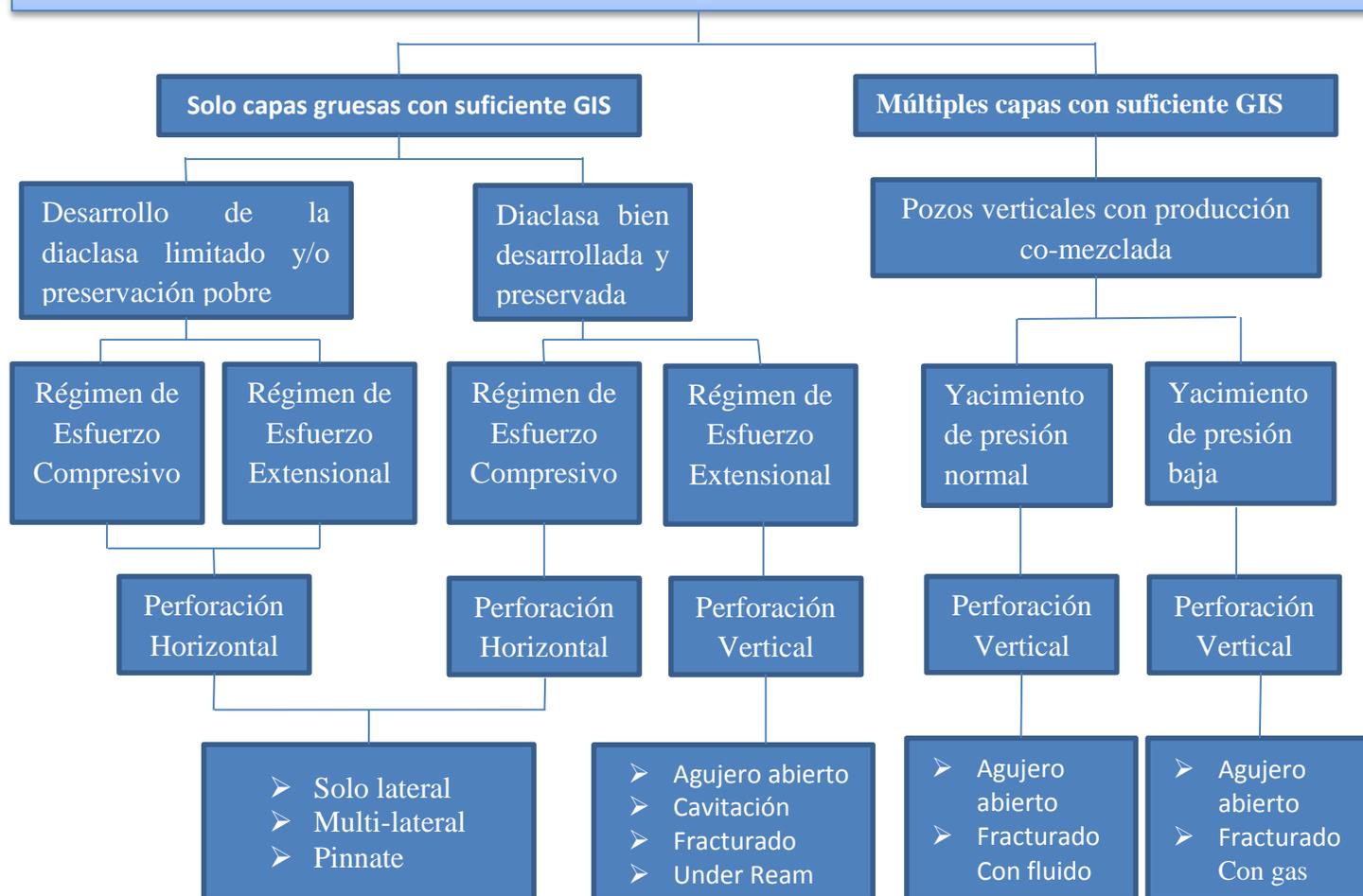


Figura 3.2.1. Diagrama de flujo de tecnologías de perforación para yacimientos CBM (Fuente: Alberta Government CBM Lecture. Coalbed methane: Understanding Key Reservoir Properties and their influence on Producibility (Michael Dawson, Alberta, Noviembre 2013).

Los proyectos CBM generalmente adoptan procedimientos de perforación, terminación y estimulación de pozos tecnológicamente simples y económicos.

La perforación de pozos en yacimientos de CBM es similar a la perforación de pozos en yacimientos convencionales, no obstante se requiere de mayor cuidado en la obtención de núcleos para su caracterización. Los pozos de CBM pueden ser de producción o de prueba para determinar el potencial del yacimiento. Los pozos de prueba varían de 3 a 5, con un pozo en el centro y los demás alrededor. Dependiendo de la rentabilidad del proyecto, el área de drene, y el espaciamiento

entre pozos, se determinará la cantidad de pozos necesarios para desarrollar el área de interés. Las pruebas de permeabilidad son muy importantes porque de ellas dependerá el espaciamiento de los pozos y además determinará si es necesaria una perforación horizontal. Por ejemplo para carbones de baja permeabilidad con 3 *ft* de espesor o mayor son candidatos para terminaciones horizontales. La presión y el fluido de saturación dentro de las capas de carbón objetivo impactan las técnicas de perforación. La perforación bajo balance evita daño a la formación y describe una condición del pozo en donde la presión de la formación es mayor que la presión hidrostática del pozo. Para yacimientos con presión normal se utilizaría la perforación bajo balance con un sistema de circulación base aire, y en caso contrario para yacimientos con presiones anormales o sobre-presionados se utilizan fluidos especiales (líquidos con sólidos y aire) que ayudan a mantener el control de los fluidos del yacimiento.

Tipos de pozos. Debido a que la mayoría de los yacimientos CBM se encuentra a profundidades someras (aprox. 500 *m*) la perforación de los pozos son más baratos en comparación con los pozos de gas convencionales. Actualmente son cuatro los tipos de pozos usados para recuperar Coalbed methane.

3.2.1 Pozos verticales

Son perforados en los yacimientos de capas de carbón virgen para la desgasificación y/o propósitos de recuperación de gas. Los pozos verticales son comunes porque puede resultar complicado perforar a través de capas de carbón inestables, (Figura 3.2.1.1).

Los métodos comúnmente utilizados para perforar pozos verticales en yacimientos de CBM son perforados por percusión rotatoria y la perforación rotatoria convencional. La dureza de la formación determina el método de perforación a ser

utilizado. Para formaciones suaves el método rotatorio es utilizado, mientras que para formaciones más duras, la perforación por percusión rotatoria es usada para un ritmo de penetración mayor.

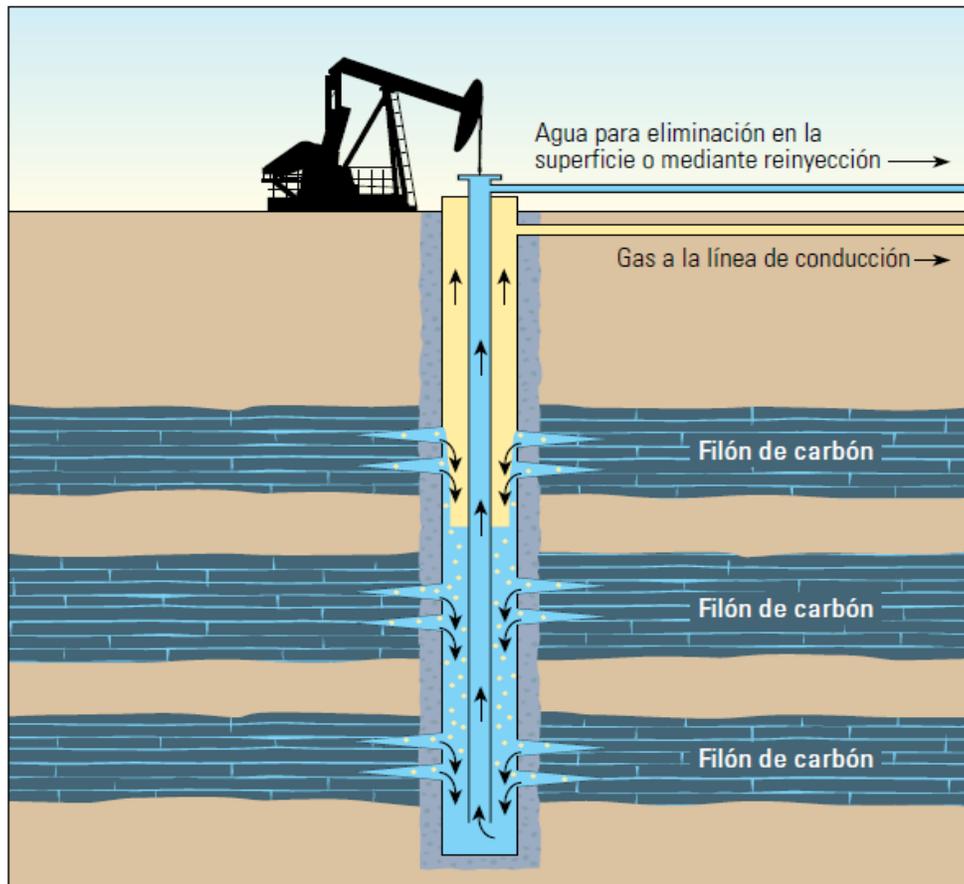


Figura 3.2.1.1. Pozo CBM. Un pozo vertical típico es terminado a través de múltiples capas de carbón. La tubería de producción se baja por debajo del intervalo de carbón más profundo. Después del tratamiento de estimulación por fracturamiento, el agua fluye desde la veta de carbón, se desplaza en forma descendente por el espacio anular, y es bombeada a través de la tubería de producción. El metano—es liberado de la matriz—fluye hacia el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, se eleva hacia la superficie donde es transportado por tubería hasta una estación de compresión, y se combina con la producción de otros pozos. El agua producida se reinyecta en una formación más profunda o bien es tratada y eliminada en la superficie (Fuente: Oilfield Review invierno2003/2004. Schlumberger, “Yacimientos de metano en capas de carbón”).

3.2.2 Pozos Gob.

Son perforados desde la superficie llegando a la zona del estrato ya minado y también son asociados con las actividades de desgasificación de las minas de carbón. Se emplea a una profundidad de 4 o 15 metros por arriba de las capas de carbón que van a ser explotadas. 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 de caído (GOB por sus siglas en inglés) genera una permeabilidad de la cual permite que el gas liberado del carbón no regrese a la mina, y el metano sea extraído a superficie con ayuda de un sistema de bombeo, (Figura 3.2.2.1).

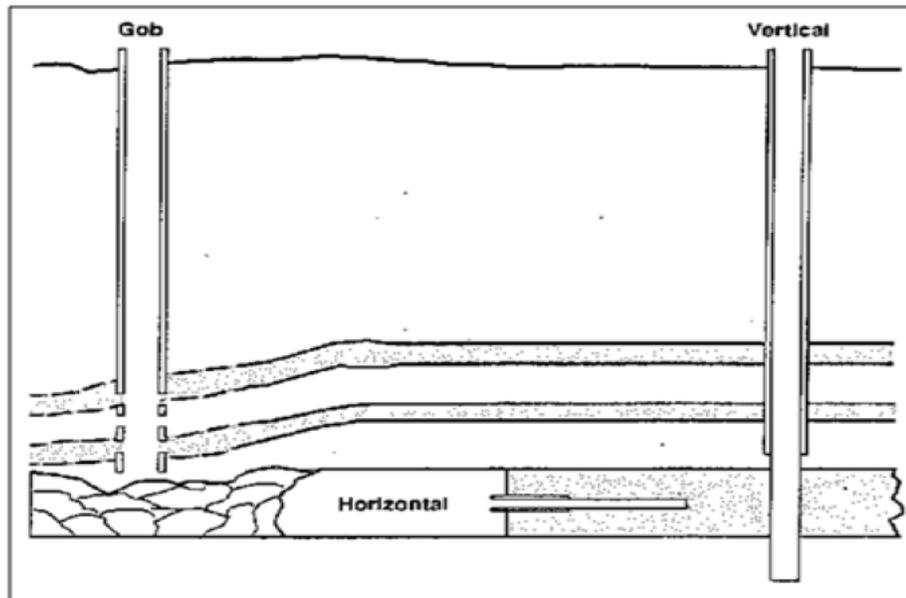


Figura 3.2.2.1. Perforación de un pozo tipo Gob (Fuente: A strategy for coalbed methane production development part 3: production operations, C.M Boyer et al).

3.2.3 Pozos horizontales.

Son perforados desde dentro de las mina de carbón en explotación y son usualmente asociados con actividades de desgasificación de las minas. Existen

diferentes técnicas de perforación horizontal para yacimientos no convencionales, una de ellas es la perforación multilateral la cual ha sido muy exitosa. Los pozos horizontales de largo alcance, cuando son posibles, permiten maximizar el contacto con el yacimiento y, utilizando pozos multilaterales, se han reportado tasas de recuperación que varían entre el 70 y el 90% al cabo de 24 a 48 meses de producción.⁸

Los pozos horizontales tiene un *Kick-off point (KOP)*, una sección curva perforada direccionalmente hasta una inclinación en el rango de 70° a 110°, dependiendo del buzamiento del carbón y una sección lateral. La sección lateral es perforada mientras se cambia la profundidad vertical real (TVD) y la dirección del pozo ajustando la inclinación y el azimut, respectivamente. Varios tipos de pozos horizontales pueden ser perforados en yacimientos de CBM.

Los tipos de perforación horizontal son:

1. Radio largo (LRH)
2. Radio medio (MRH)
3. Radio corto (SRH)

Los perfiles MRH son generalmente el diseño preferido, con la excepción de huecos de menor tamaño y herramientas de perforación que puedan ajustarse a una curva SRH. Los diseños MRH cubren el rango más amplio de ritmo de incremento de ángulo (6°/100 *ft* a 40°/100 *ft*) y pueden ser perforados utilizando los tamaños de herramienta de perforación más comunes.

El diseño LRH no es adecuado para CBM y muchas otras aplicaciones de perforación horizontal no convencionales, debido a que el KOP encima del TVD lateral deseado es más de 950 pies.

Los pozos Ultra SRH tienen ritmos de construcción de la curva superiores a 60°/100 *ft* (radios menor de 95 *ft*) y no se utilizan para CBM debido a la limitada sección

⁸ El carbón del futuro (perspectivas de suministro de carbón termal para el periodo 2030-2050), Centro de Investigaciones Conjuntas de la Comisión Europea, Informa EUR 22644 EN (febrero 2007). http://ie.jrc.ec.europa.eu/publications/scientific_publications/2007/EUR22644EN.pdf (Se accedió el 6 de abril de 2009).

lateral alcanzable. Los perfiles Ultra SRH son complejos y costosos de perforar, requiriendo equipo especializado.

Tipo de Horizontal	Identificador del Tipo de Horizontal	Tasa de Incremento de Ángulo	Radio del Pozo (Pies)	Diámetro del Wellbore
Radio Largo (Hasta 6°/100')	LRH2	2°/100	2865	8-1/2" 6-1/2" 4-3/4"
	LRH4	4°/100	1432	
	LRH6	6°/100	955	
Radio Medio (Desde 7°/100' hasta 40°/100')	MRH8	8°/100	716	6-1/2" 4-3/4"
	MRH12	12°/100	477	
	MRH16	16°/100	358	4-3/4"
	MRH20	20°/100	286	
	MRH25	25°/100	229	
	MRH30	30°/100	143	
	MRH35	35°/100	164	
MRH40	40°/100	143		
Radio Corto (40°/100' hasta 60°/100')	SRH45	45°/100	127	4-3/4"
	SRH50	50°/100	115	
	SRH55	55°/100	104	
	SRH60	60°/100	95	

Tabla 3.2.3.1. Clasificación de los pozos horizontales y especificaciones de pozo (Fuente: RAMASWAMY, Sunil. Selection of Best Drilling, Completion, and Stimulation Methods for Coalbed Methane Reservoirs. Texas A&M University, 2007).

3.2.4 Pozos espina de pescado (Pinnate wells).

En la tecnología Pinnate, en primer lugar se perfora un pozo vertical hasta el manto de carbón objetivo. Si existen otros mantos que se desean explotar, es posible extender el pozo vertical para penetrar los mantos adicionales.

Se crea una cavidad (ensanchamiento) en el pozo vertical a la profundidad de cada manto de carbón, para crear una cámara de acumulación o un depósito para la producción de agua luego se perfora un pozo horizontal cercano y se direcciona para interceptar la cavidad horizontalmente, continuando entonces la penetración del manto lateralmente a una longitud de hasta una milla. Desde este tramo lateral

principal, se perforan brazos laterales horizontales hasta construir un patrón de drenaje casi cuadrado, (Figura 3.2.4.1). El sistema pinnate es la red de drenaje multilateral configurada en la forma de una hoja. Un single pinnate puede cubrir un área de 320 *acres*. Posteriormente se pueden perforar tres single pinnate adicionales a 90°, para cubrir un área de 1200 *acres*, (Figura 3.2.4.2).

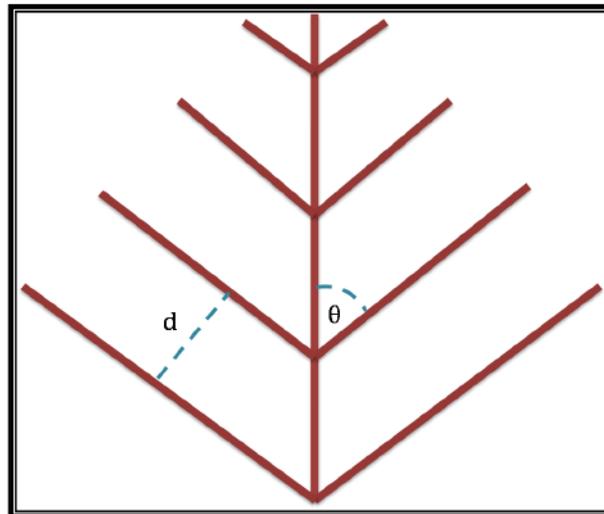


Figura 3.2.4.1. Single Pinnate (Fuente: RAMASWAMY, Sunil. Selection of Best Drilling, Completion, and Stimulation Methods for Coalbed Methane Reservoirs. Texas A&M University, 2007).

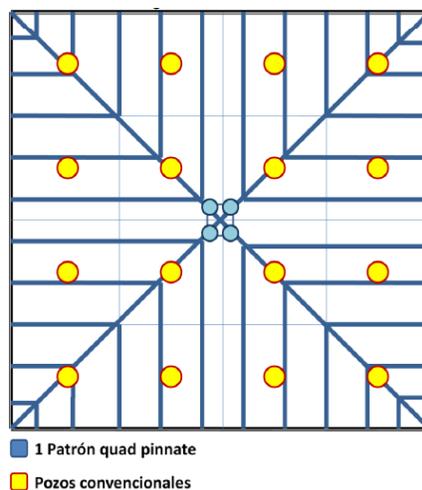


Figura 3.2.4.2. Quad Pinnate (Fuente: RAMASWAMY, Sunil. Selection of Best Drilling, Completion, and Stimulation Methods for Coalbed Methane Reservoirs. Texas A&M University, 2007).

En el sistema de perforación pinnate de CDX (compañía que patentó la tecnología), la producción de gas se acelera y se incrementa la recuperación final en comparación con pozos terminados convencionalmente. La Figura 3.2.4.3 muestra las curvas de declinación para un pozo pinnate y un pozo vertical en la cuenca de los Apalaches. La curva de declinación para el pozo vertical (convencional) representa la producción total de 15 pozos perforados en un espaciamiento de 80 acres, necesarios para cubrir el área de 1200 acres.

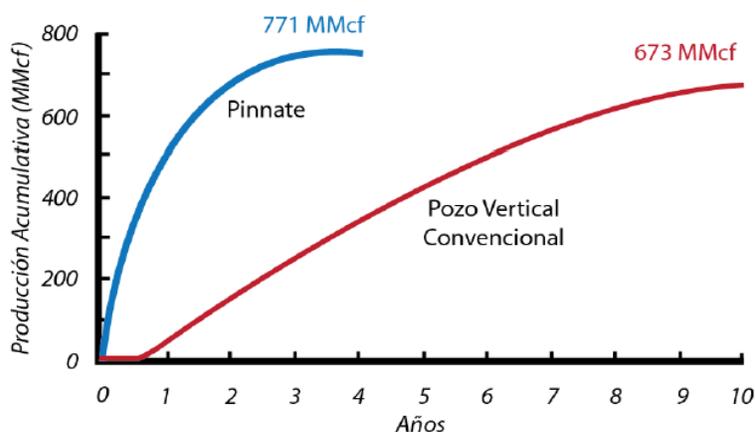


Figura 3.2.4.3. Comparación de la producción de un pozo vertical y un pozo pinnate en la Cuenca de Apalaches (Fuente: RAMASWAMY, Sunil. Selection of Best Drilling, Completion, and Stimulation Methods for Coalbed Methane Reservoirs. Texas A&M University, 2007).

3.3 BARRENAS.

El tipo de barrenas utilizadas durante la perforación de pozos CBM, es determinado por la técnica de perforación. Los pozos destinados a los yacimientos de carbón de poca profundidad comúnmente utilizan la técnica de percusión rotatoria. Al igual que en los yacimientos convencionales, las barrenas tricónicas rotatorias son utilizadas con fluidos convencionales de perforación. El rango de perforación horizontal utilizando una barrena rotatoria puede alcanzar los $100 \left[\frac{\text{pies}}{\text{hr}} \right]$ usando un fluido de circulación base agua, ya que el carbón generalmente es más suave que las rocas calizas y areniscas.

3.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

Para determinar el mejor fluido de perforación que se utilizara en un yacimiento de CBM, se debe de hacer un análisis exhaustivo basándose en la información geológica del propio yacimiento.

Perforar con aire y fluidos base agua resulta económico y seguro para el medio ambiente. La perforación con aire aumenta el rango de penetración y reduce costos. La mayoría de los pozos son perforados a la profundidad deseada en uno o más días, y los problemas de circulación se reducen, actualmente la mayoría de los yacimientos de carbón utilizan la perforación bajo balance con aire.

Si se usa un reducido de surfactantes sólidos y polímeros se logra un daño mínimo y un mantenimiento adecuado de la permeabilidad del yacimiento. Si un fluido de perforación base aire es utilizado durante la perforación, no se requiere de la adición de surfactantes o aditivos. Las espumas requieren adición de surfactantes para proporcionar propiedades espumantes al mezclarse con el aire. En determinado momento se puede usar lodos de perforación para el mantenimiento de la presión hidrostática.

Durante la perforación de secciones horizontales en yacimientos de carbón se recomienda utilizar barrenas tricónicas y fluidos base agua, no obstante en las perforaciones tipo vertical 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 *ft* de profundidad en agujero descubierto horizontal.

3.5 CEMENTACIÓN.

La información obtenida de los registros, núcleos y afloramientos puede ser utilizada en la construcción de pozos. La cementación en pozos de coalbed methane (CBM) es comparable con la cementación en pozos de gas convencional, excepto por la necesidad de controlar la invasión de fluidos en un delicado sistema de fracturas. El sistema de diaclasas de un carbón requiere consideraciones especiales a la hora de planificar las operaciones de cementación. En profundidades someras, las lechadas de cemento convencionales invaden las profundidades de la red de diaclasas y fracturas naturales e impiden la producción futura de agua y gas. Debido a su baja resistencia mecánica, los carbones pueden fracturarse bajo la presión del cemento. Por estas razones, la densidad de la lechada de cemento utilizada en los pozos CBM en general es mucho más baja que la de los cementos estándar. La simple reducción de la densidad de la lechada no garantiza la efectividad de una operación de cementación. El cemento debe de formar un sello para el aislamiento zonal y poseer una resistencia a la compresión adecuada para mantener la integridad durante los tratamientos de estimulación por fracturamiento. A veces se implementan operaciones de cementación de dos etapas—lechadas iniciales livianas seguidas de lechadas de cola más pesadas—pero así y todo se obtiene resultados indeseados. Los extendedores de cemento utilizados para aliviar el peso de la lechada pueden reducir la resistencia a la compresión por debajo de niveles aceptables, y las lechadas de cola con alta resistencia a la compresión a menudo rompen la formación. La pérdida de cemento a través de las zonas productivas produce daños y deja sin protección a las capas de carbón más someras. Cuando no se establecen los retornos del cemento a la superficie, debido a las pérdidas que se producen en las capas de carbón, es probable que queden expuestas areniscas de agua dulce.

Las lechadas de cementación han sido diseñadas para encarar algunos de los problemas generados por las operaciones tradicionales de dos etapas. Por ejemplo

un sistema llamado LiteCRETE, que combina la baja densidad de la lechada con una alta resistencia a la compresión inicial, es efectivo en las aplicaciones CBM. Pero hasta estas lechadas livianas experimentan pérdidas en la red de fracturas de carbón: cuanto mejor es la red de fracturas, mayores son las pérdidas. Para compensar la presencia de fracturas y obturarlas, los operadores agregan materiales para prevenir las pérdidas de circulación a los fluidos del colchón de prelavado; no obstante, existe poco control con respecto al emplazamiento de la lechada.

Otra tecnología como la es CemNET son diseñadas como alternativa con respecto a los materiales convencionales de prevención de pérdidas de circulación. Su tamaño es optimizado para obturar las fracturas abiertas y las diaclasas y conforman una red de tipo reticular a través de las zonas de pérdida de circulación, (Figura 3.5.1). Inertes y por consiguientes no reactivas con los fluidos de formación, causan poco o ningún daños a la formación. El aditivo CemNET no reduce la resistencia a la compresión del cemento ni incrementa el tiempo de espesamiento.

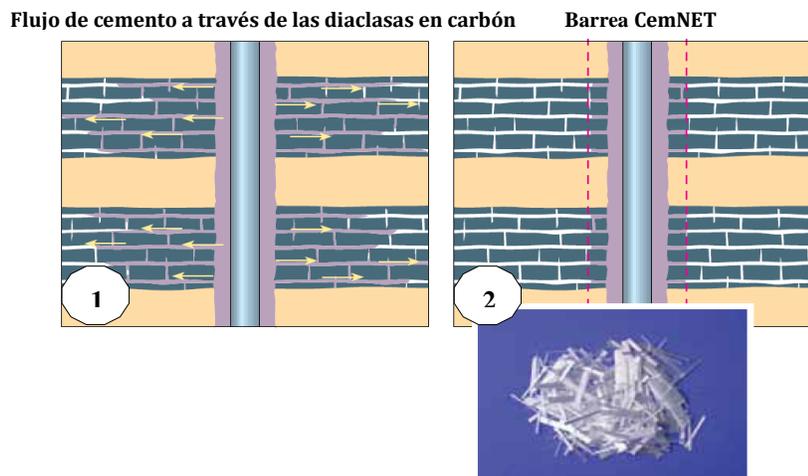


Figura 3.5.1. Fibras CemNET. El cemento presente en las diaclasas del carbón impide la producción de agua y gas en el pozo y puede afectar negativamente los tratamientos de estimulación por fracturamiento (1). Las fibras CemNET (inserto) forman una barrera de tipo rejilla en la región vecina al pozo para detener el flujo de cemento hacia las diaclasas (2). Fuente: Oilfield Review invierno2003/2004. Schlumberger, “Yacimientos de metano en capas de carbón”.

Una aplicación reciente de las tecnologías LiteCRETE y CemNET en yacimientos de CBM en Canadá, contribuyó significativamente al mejoramiento de la tasa de éxito de las operaciones.⁹ El índice de éxito, definido como topes de cemento bombeados o retornos mantenidos, fue del 80% a lo largo de todo un año de perforación. El índice de éxito del año previo había sido del 40%. El operador redujo el exceso de cemento del 25 al 15%. A lo largo de un periodo de dos años, los pesos de las lechadas se redujeron de manera incremental en un total de 1.6 *lbm/gal* (192 *kg/m³*). La ejecución de las operaciones de cementación en una sola etapa también redujo significativamente los costos. El éxito de las operaciones de cementación y aislamiento zonal contribuyó al mejoramiento de los índices de éxito de los tratamientos de estimulación, pasando del 20% con el cemento convencional al 70% con los sistemas LiteCRETE y CemNET.

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.

3.6 TERMINACIÓN.

Los pozos correctamente cementados preparan el camino para los posteriores desafíos que plantea la terminación. En todas las áreas de explotación de yacimientos de CBM en el mundo, es típico que las capas de carbón primero necesiten ser deshidratados para lograr máximos niveles de producción de gas. El carbón tiene una relación de Poisson más alta y un módulo de Young más bajo que la arenisca, de modo que tiende a transferir el esfuerzo de los estratos de sobrecarga lateralmente y a mantener gradientes de fracturas más altos. La presencia de diaclasas y fracturas naturales en las capas de carbón genera escenarios de fracturamiento hidráulico complejos, que son difíciles de modelar.

⁹ Sayers AC, Boyer CM, Frenzel TJ y Rodgers RA: "Technologies Key to Deep CBM Success," *The American Oil & Gas Reporter* 47, no.3 (Marzo de 2004): 79-85.

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

- El carbón es frágil. El carbón de óptimo rango para la producción de coalbed methane (CBM) también es el más frágil.
- El carbón tiene un extenso sistema de fracturas naturales que deben ser conectados al pozo para proporcionar una permeabilidad adecuada. La red de fracturas es sensible al cemento o lodos de perforación.
- Las propiedades de adsorción que conducen a la matriz de carbón, especialmente de componentes orgánicos, que hacen susceptible al carbón a lodos de perforación y fluidos de fracturación.
- Molestas partículas finas de carbón son generadas durante la terminación y producción.

Las técnicas del método de terminación son determinados por:

- Presencia de fracturas naturales (diaclasas).
- Presión del yacimiento
- Esfuerzo del yacimiento

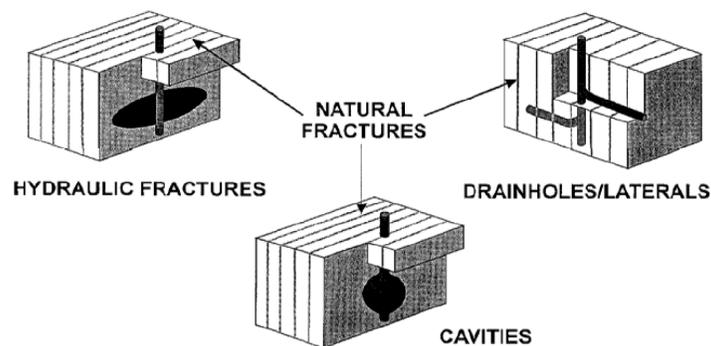


Figura 3.6.1 Tecnologías de terminación (Fuente: Alberta Government CBM Lecture. Coalbed methane: Understanding Key Reservoir Properties and their influence on Producibility (Michael Dawson, President, Dawson Energy Advisors Ltd.), Noviembre 2013).

La terminación es realizada de acuerdo a las condiciones anteriores y a las condiciones de perforación. Los tipos de terminación de los pozos destinados a la

explotación de coalbed methane son entre otras: la terminación en agujero entubado, la terminación en agujero descubierto, la terminación en agujero descubierto con procesos de cavitación y terminación de agujero entubado con entrada multizona.

3.6.1 Terminación en agujero entubado.

Fue descrita en el capítulo anterior, (Figura 3.6.1.1).

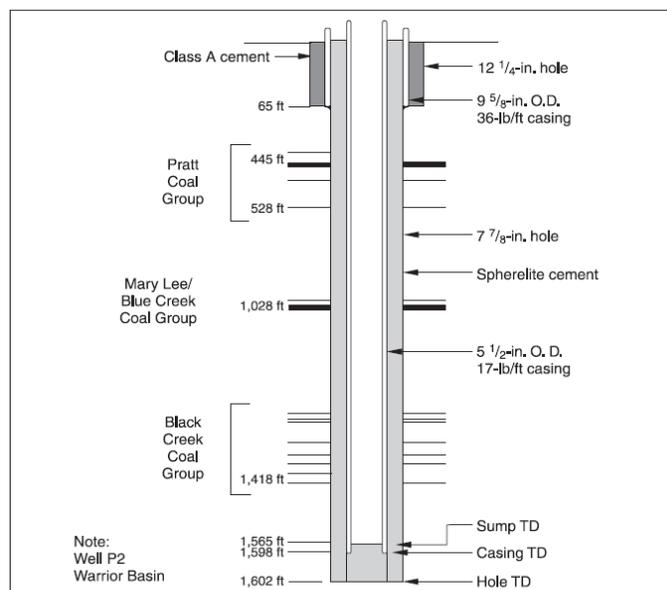


Figura 3.6.1.1. Ejemplo de terminación entubada (Fuente: Coalbed Methane: Principles and Practice, Halliburton 2007).

3.6.2 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 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 puede o no realizarse.
4. El pozo es limpiado con aire comprimido.
5. Equipo de bombeo es instalado.
6. Se coloca cabezales de producción.

La terminación a agujero descubierto tiene la desventaja de no tener un buen control de 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, (Figura 3.6.2.1).

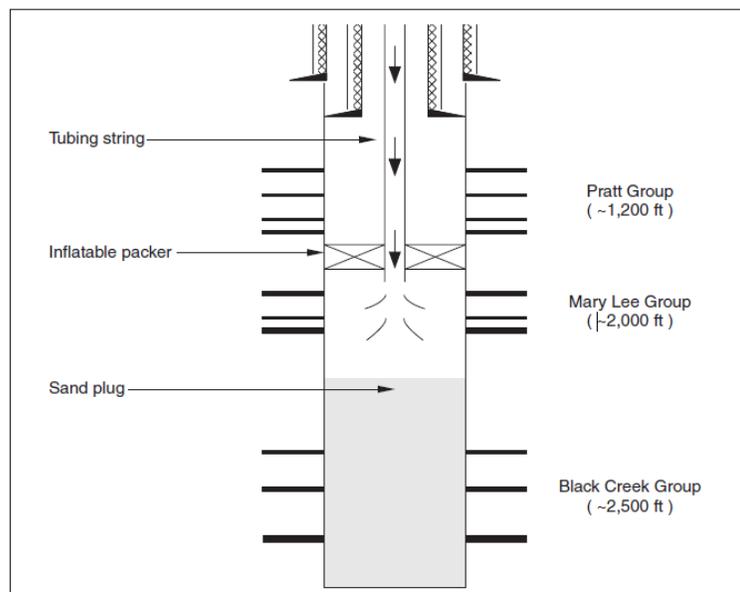


Figura 3.6.2.1. Ejemplo de terminación con agujero descubierto múltiple (Fuente: Coalbed Methane: Principles and Practice, Halliburton 2007).

3.6.3 Terminación en agujero descubierto con procesos de cavitación.

Es un método utilizado para incrementar el gasto de la recuperación de metano a través de pozo que penetra las capas de carbón (Figura 3.6.3.1). La invención utiliza la cavitación de las capas de carbón que rodean el pozo después de que un porcentaje sustancial de metano original in-situ disponible en el pozo ha sido recuperado desde las capas de carbón. El gasto de recuperación de metano desde las capas de carbón típicamente depende del ritmo en que el gas puede fluir a través de las capas de carbón al pozo de producción. El ritmo de flujo de gas a través de las capas de carbón es afectada por muchos factores incluyendo la porosidad de la matriz de carbón, la permeabilidad de las capas de carbón, el extenso sistema de facturas que existe dentro de las capas de carbón y de los esfuerzos existentes en las capas de carbón.

En esta técnica, un pozo es perforado a una locación por arriba de las capas de carbón a ser estimulados. El pozo es entubado y el casing es cementado en el lugar utilizando un equipo de perforación convencional. Un equipo de perforación modificada se utiliza para perforar un "open-hole" dentro del intervalo de vetas de carbón. Un intervalo open hole es un intervalo dentro de las capas de carbón que no tiene un conjunto casing. El intervalo open hole puede ser terminado por varios métodos. Un método utilizado es "injection/blowdown cycles" para crear una cavidad dentro de los intervalos open hole. En este método, el aire es inyectado en los intervalos open hole y después es liberado rápidamente a través de la válvula superficial. Una vez que han sido creadas las cavidades adecuadas, el equipo de perforación modificado es retirado del pozo y su producción es puesta en servicio. Un liner metálico que contiene agujeros puede ser colocado en el intervalo open hole si es deseado. La veta de carbón es deshidrata si se necesita mejorar la desorción de coalbed methane.

Generalmente, una vez que las capas de carbón han sido deshidratadas y un suficiente gasto de recuperación de metano es mantenida desde el pozo de producción, muy poco se hace para los pozos de producción o para las vetas de carbón que no sea más que para llevar a cabo el mantenimiento rutinario y preventivo de los equipos de producción.

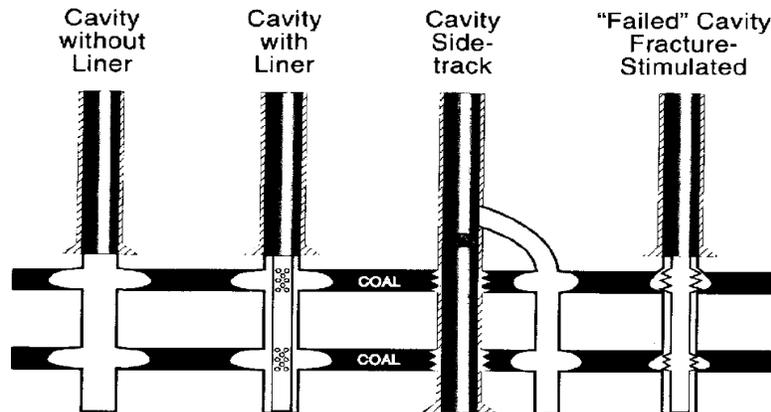


Figura 3.6.3.1. Ejemplo de terminación en agujero descubierto con procesos de cavitación. Fuente: Geology Society, London, Special Publications 1996, v. 109; p1-12. Coalbed Methane in the USA: analogues for worldwide development, D. Keith Murray

3.6.4 Terminación de agujero entubado con entrada multizona.

Puede llevarse a cabo en estas técnicas la que a continuación mencionaremos:

- Baffled entry. En la técnica de fracturamiento baffled, las baffled son placas colocadas en el casing antes de instalar y cementar el casing para locaciones entre los grupos de carbón que han de ser fracturados individualmente. El baffle superior es una plantilla que pasara una bola más grande que el baffle inferior. Un esquema de este proceso está indicado en la Figura 3.6.4.1 donde la colocación de baffles y el tamaño relativo de las bolas son indicados. En esta figura se ve que después de los disparos y fracturar el Creek Black, una bola sello se dejó caer en lugar de aislar el Creek black, tras lo cual el grupo de Mary Lee fue perforada y fracturada. Por último

el grupo de Pratt fue aislado con una bola sello, perforado y fracturado. En tal forma que múltiples zonas se puedan tratar en un corto tiempo.

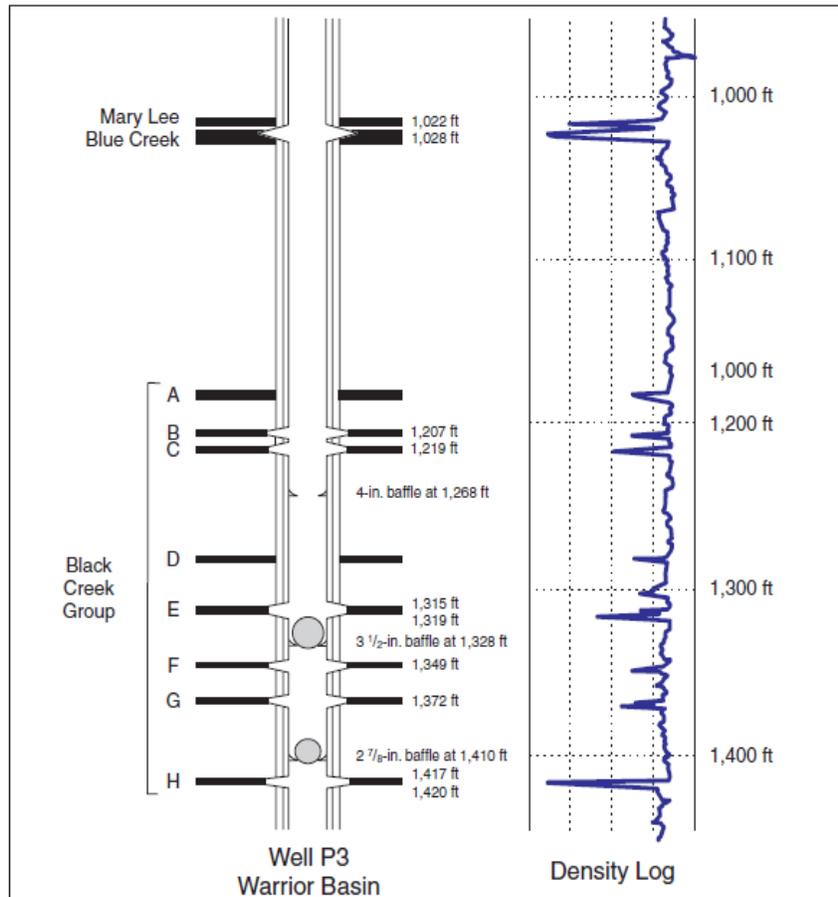


Figura 3.6.4.1. Técnica de fracturamiento Bluffed. Fuente: Coalbed Methane: Principles and Practice, Halliburton 2007.

Las tecnologías de perforación y terminación son únicas para cada cuenca. Las analogías pueden ser útiles en proporcionar dirección en términos de estrategias de exploración y desarrollo, pero la recolección de últimos datos y la experimentación son necesarios para determinar la óptima estrategia de perforación y terminación para cualquier desarrollo de coalbed methane.

Una buena comprensión de las características del carbón ayudara en la selección de la tecnología de perforación y terminación a ser implementada, (Tabla 3.6.4.1).

Engineering Practice	Key Geologic Parameters	Cutoff - Values
Topset Under Ream	Depth of Coal Seam	< 1800 ft
	Coal Seam Thickness	> 30 ft
	Permeability	> 100 mD
Open Hole Cavity	Compressive Strength of Coal	< 1000 psi
	Permeability	> 10 mD
	Rank of Coal	HV - LV
Horizontal Well	Thickness of Coal Seam	3 - 20 ft
	Extent of Coal	> 1500 ft
	Dip of Coal	< 15 deg
	Depth of Coal Seam	500 - 4000 ft
Cased Hole Completion with Hydraulic Fracture Stimulation	Depth of Coal Seam	< 6000 ft
	Rank of Coal	HV - LV
Cased Hole Completion with Hydraulic Fracture Stimulation (Multi-Stage)	No of Coal Seams	> 2
	Vertical Separation	> 40 ft
Fracturing Fluids		
Water without Proppant	Permeability	> 100 mD
Gas with/without proppant	Water Saturation	< 5 %
Foam with Proppant	Water Saturation	< 50 %
	Reservoir Pressure gradient	< 0.2 psi/ft
Water with Proppant	Permeability	< 10 mD
Cross Linked Gel with Proppant	Permeability	> 1 mD
	Distance to Strong Barrier	> 20 ft
	Distance to Aquifer	> 30 ft

Tabla 3.6.4.1. Tecnologías de perforación y terminación. Fuente: Alberta Government CBM Lecture. Coalbed methane: Understanding Key Reservoir Properties and their influence on Producibility (Michael Dawson, President, Dawson Energy Advisors Ltd.), Noviembre 2013.

3.7 ESTIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE CARBÓN.

- El propósito de la estimulación del pozo es la conexión del pozo con el sistema de fracturas del yacimiento (red de diaclasas).
- La estimulación de fractura es diseñado en base a las especificaciones de las propiedades del yacimiento.
- La perforación de pozos usualmente crea alguna forma de daño a los yacimientos de carbón en cualquiera de dos formas siguientes; invasión de fluidos o generación de finos.

- La estimulación de fractura es diseñada para conectar el yacimiento con el pozo a través de la zona dañada.
- Mas estimulaciones de fractura hidráulica (es decir uso de fluido fracturante y propante) son basadas sobre la premisa que el yacimiento tiene la presión suficiente para permitir contraflujo del fluido de fracturamiento.
- El fracturamiento hidráulico de los yacimientos de carbón también puede dañar las vías de permeabilidad a través de la creación de finos. En algunos casos la fractura simple sin propante (apuntalantes) puede rubblize el carbón para efectivamente auto apuntalar las fracturas abiertas.

Los pozos CBM se caracterizan en general por las bajas tasas de producción. Con el objetivo de aumentar al máximo el área de drene, muchos pozos CBM se estimulan mediante tratamientos de fracturamiento hidráulico para conectar las diaclasas y las fracturas naturales con el pozo. Algunas cuencas de CBM poseen una alta permeabilidad natural, de más de 100 *mD*, y no requieren tratamientos de estimulación, (Figura 3.7.1).

Existen excepciones con respecto al modelo de deshidratación. Algunos pozos producen gas de inmediato, sin el prolongado proceso de deshidratación. Los campos maduros pueden ser “deshidratados” en forma parcial o incluso total como resultado de las operaciones de producción previstas. Esto es similar al caso de los pozos terminados en vetas de carbón donde el agua ha sido removida durante las operaciones mineras.

A menudo se perforan pozos horizontales en vetas de carbón antes de las operaciones mineras para reducir el nivel de metano. En un enfoque similar, la perforación de pozos horizontales genera conductos altamente efectivos para la producción de CBM. En algunas cuencas pueden producir gas sin tratamientos de estimulación en volúmenes y con tasas comparables a la producción de yacimientos de areniscas convencionales. En otras cuencas productoras de carbón, se están construyendo pozos multilaterales en vetas de carbón para maximizar la producción.

Un ejemplo extremo de construcciones de pozos multilaterales lo constituye el Sistema de Perforación y Terminación de pozos Horizontales Z-Pinnate. (Ver Figura 3.2.3.1) Los métodos de desarrollo dependen de las características del carbón y de la geología del yacimiento.

Para determinar la mejor manera de perforar y explotar un yacimiento CBM, los operadores recurren a varias herramientas disponibles en el mercado de la industria petrolera, algunas de esas herramientas de modelado del yacimiento pueden ser los paquetes de software Petrel y ECLIPSE de Schlumberger, que a menudo incluyen módulos desarrollados específicamente para evaluar los yacimientos CBM.

Efectos del fracturamiento hidráulico en la productividad y en la producción de gas acumulativa.

- Menos de 0.1 mD tiene poca esperanza de mejorar en la producción de gas a partir de la fractura.
- Con permeabilidades iniciales entre 0.1 y 1.0 mD son marginales para desarrollar después fracturamiento.
- Con permeabilidades entre aproximadamente 1.0 y 10. mD pueden tener un mejoramiento mucho mayor en la producción por el fracturamiento.

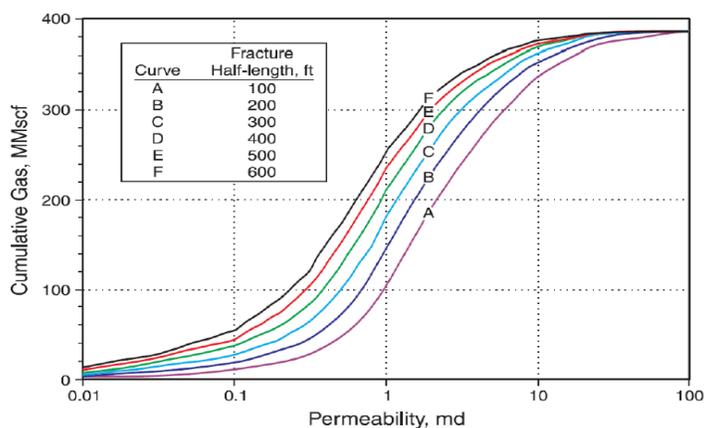


Figura 3.7.1. Resultados de un simulador en la estimación de los efectos de las permeabilidades en vetas de carbón sobre la producción de varios fracturamientos hidráulicos de una cuenca de los Estados Unidos (Fuente: Coalbed Methane Principles and Practicies, 2007).

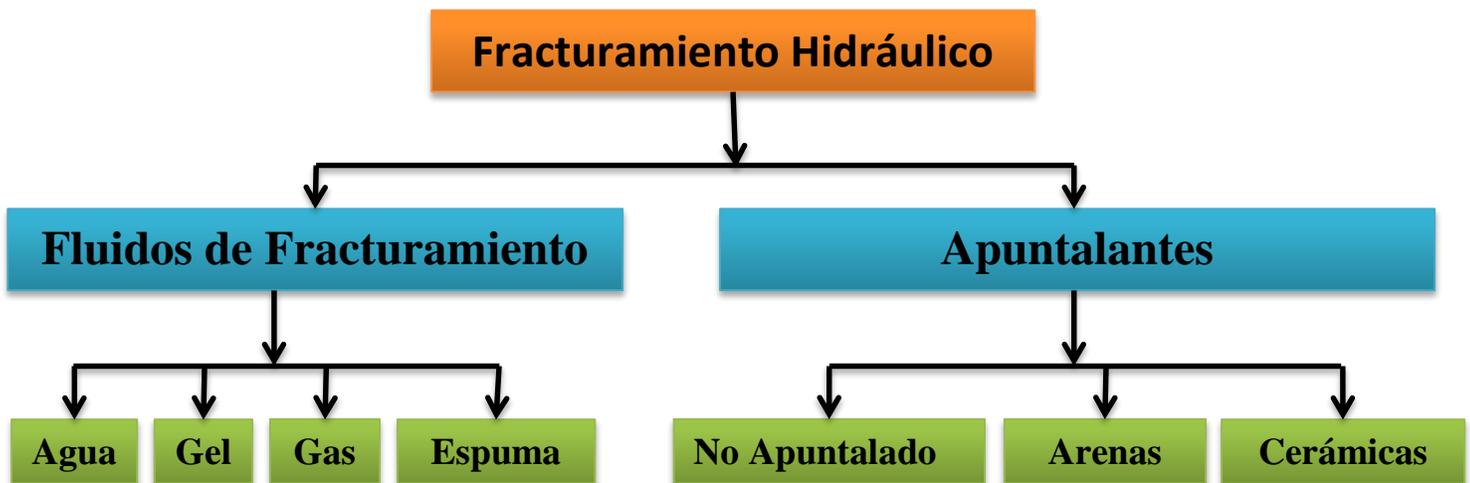


Diagrama 3.7.1. Opciones de estimulación de vetas de carbón utilizando fracturamiento hidráulico
(Fuente: Understanding Key Reservoir Properties and their influence on Producibility (Michael Dawson, President, Dawson Energy Advisors Ltd.), Noviembre 2013).

Los retos de fracturamiento hidráulico son:

- Crear una fractura larga que es contenida dentro de las vetas de carbón.
- Limitar el daño del fluido de fractura en la red de fracturas naturales.
- Apuntalar efectivamente las fracturas.
- Minimizar la creación de finos durante la estimulación de fractura.
- Los finos de carbón y la producción de gas.

La creación y migración de finos de carbón pueden ser el reto más grande para sostener la producción de gas metano, (Figura 3.7.2).

Los finos pueden ser creados por:

- Fabricación de carbón.
- Despresurización agresiva.
- Técnica de fracturamiento hidráulico
- Composición de carbón maceral.

La migración de los finos requiere un paquete de apuntalante mayor, que minimice la migración de los finos hacia las perforaciones de los pozos. La terminación a agujero descubierto minimiza los efectos de los finos que bloquean los puertos de perforación pero incrementa el riesgo de migración en los tubulares en el fondo del pozo.

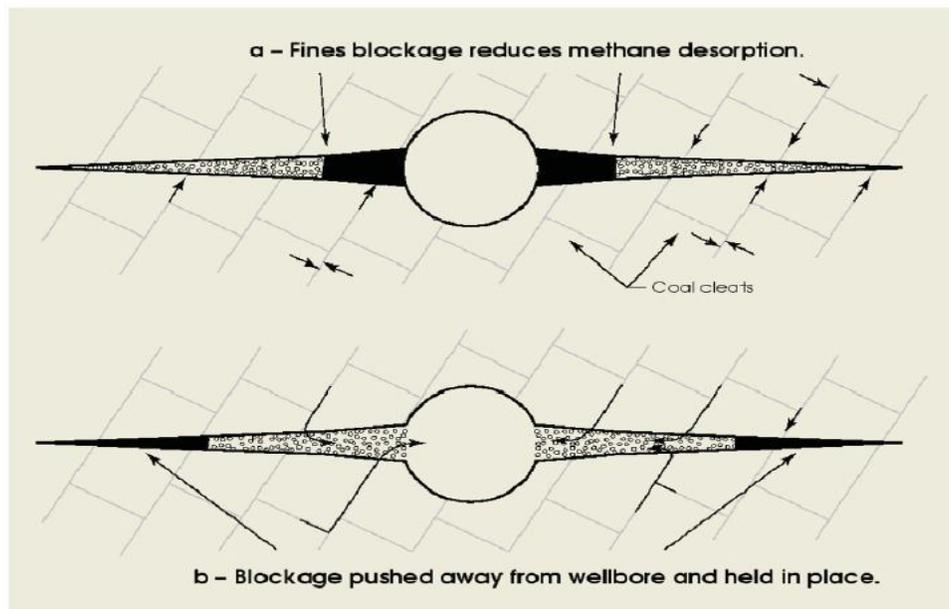


Figura 3.7.2. Esquema de bloqueo de los finos de carbón (Fuente: Understanding Key Reservoir Properties and their influence on Producibility (Michael Dawson, President, Dawson Energy Advisors Ltd.), Noviembre 2013).

3.8 DESHIDRATACIÓN DE YACIMIENTOS DE COALBED METHANE (CBM).

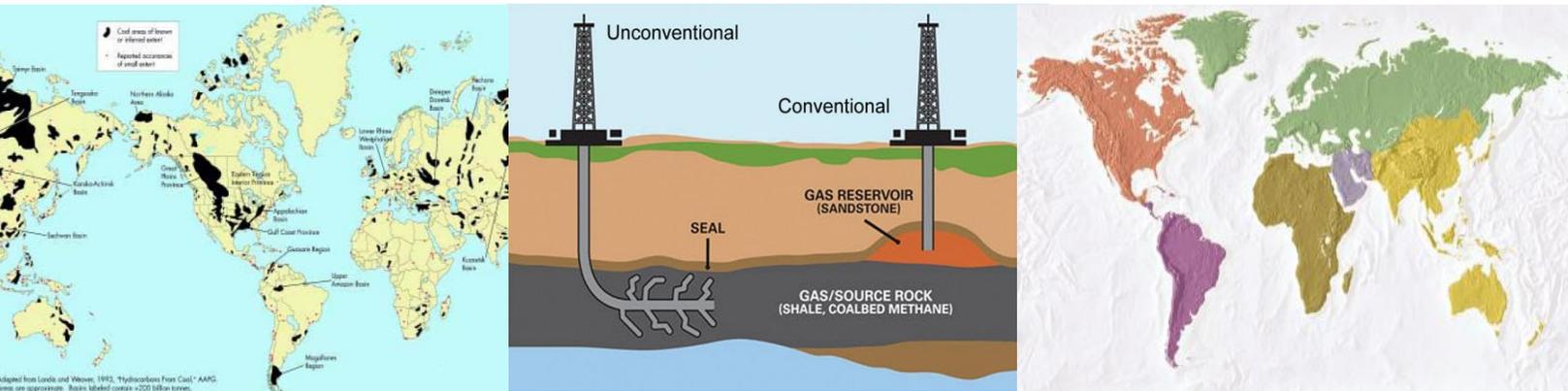
El agua generada constantemente en la formación debido a las fracturas naturales del carbón se debe de remover antes de que el metano se pueda liberar (desorbe) en la producción inicial del pozo. Grandes volúmenes de agua son producidos durante el primer o segundo año de producción, pero estos volúmenes

disminuyen con el tiempo de explotación a cantidades relativamente pequeñas por el resto de la producción del pozo.

Gran parte de los pozos de CBM, la producción de agua es muy importante para el proceso productivo de gas metano. Para un buen trabajo de deshidratación se exige operación de bombeo ininterrumpidas para reducir la presión de fondo, de forma que el gas sea desorbido de la matriz y se pueda difundir en los sistemas de diaclasas lo más rápido posible. Dependiendo de los requerimientos de extracción y el presupuesto de cada área, los métodos de bombeo variaran. Las bombas deben manejar grandes volúmenes de agua y ser resistentes a los finos de carbón, el daño de los apuntalantes y obturación por gas.¹⁰

Estas necesidades han hecho que el despliegue de bombas de cavidades progresivas se convierta en uno de los métodos de extracción más atractivos para aplicaciones en yacimientos CBM. La selección y el diseño de un método de levantamiento adecuado no suelen ser directos y deberían concentrarse en la capacidad, la eficiencia y la confiabilidad. Además dependerá también de la información obtenida de cada pozo.

¹⁰ La obturación de gas es una situación que tiene lugar a veces en los pozos de bombeo cuando el gas disuelto, liberado de la solución durante la carrera ascendente del pitón, aparece como gas libre entre las válvulas. En la carrera descendente, la presión existente en el interior de un barril completamente lleno de gas, quizá nunca alcance los valores necesarios para abrir la válvula móvil. En la carrera ascendente, la presión del interior del barril nunca disminuye lo suficiente para que la válvula de aspiración se abra y deje que el líquido ingrese en la bomba. Por lo tanto como no entra ni sale fluido de la bomba, la bomba se bloquea. Esto no produce la falla del equipo pero con una bomba que no funciona el sistema de bombeo no sirve. Una reducción de la velocidad de bombeo es acompañada por un aumento de la presión de fondo (o nivel de fluido en el espacio anular). En muchos casos de obturación por gas, este aumento en la presión de fondo puede superar a la presión del barril, ingresando líquido a través de la válvula de aspiración. Al cabo de algunas carreras, ingresa suficiente líquido en la bomba como para romper la obturación por gas y la bomba funcione normalmente.



CAPÍTULO 4

PANORAMA MUNDIAL DE YACIMIENTOS DE COALBED METHANE (CBM)

4.1 ANTECEDENTES E HISTORIA DEL CBM.

El Coalbed methane, se ha utilizado o se ha empezado a producir en pequeña escala desde principios de 1900, cuando una persona de un poblado en la cuenca Powder River en EE.UU. perforó un pozo de agua en un yacimiento de carbón y comenzó a calentar los edificios con el gas producido.

El metano tradicionalmente se ha extraído de las capas de carbón para reducir el peligro de explosión y de asfixia antes de utilizar la explotación minera desde el siglo XIX. El metano fue generalmente ventilado a la atmósfera y no se utilizaba para la producción de energía. En el pasado se pensaba que la extracción comercial de yacimientos de CBM era económicamente poco práctica y se le dio poco o nada de consideración a este recurso.

La compañía The Phillips Petroleum perforó un pozo en el condado de San Juan E.U. en el año de 1953, fue un descubrimiento de gas metano en un depósito de carbón; que no se reconoció en ese tiempo por el desconocimiento de las características de éstos tipos de yacimientos.

Desde 1960 y durante los años 70's, el Buró de Minas de Estados Unidos dirigió una investigación del coalbed methane. En Europa se realizaron esfuerzos considerables en la investigación de este nuevo recurso energético que, aunque el principal objetivo de la temprana investigación se refería a los aspectos de seguridad de las minas, en parte fue para demostrar la extrema utilidad del potencial del coalbed methane.

Las técnicas de perforación en la extracción de gas en yacimientos de CBM comenzaron a evolucionar en la década de los 70's en los EE.UU. por la necesidad de extraer el metano de las minas de carbón muy gaseosas de forma rentable y segura. Estas técnicas siguieron evolucionando hasta inicios de los 80's, cuando el gobierno de EE.UU. ofreció grandes incentivos fiscales para la producción de gas natural en CBM. Desde este momento las técnicas de perforación en CBM han

evolucionado rápidamente con la adaptación de las técnicas tradicionales de perforación en la industria de petróleo y gas a las técnicas mineras de extracción de carbón ya existentes.

En los últimos años, los proyectos de CBM han proliferado rápidamente en todo el mundo, con una producción total de 5.8 TCF/d que abarca 15 cuencas en los EE.UU., Canadá, China, India e Indonesia. Los métodos de extracción modernos ahora permiten la extracción práctica y económicamente viable de coalbed methane para la producción de energía. Australia no tuvo producción de CBM hasta 1995, pero en 2008, 141 TCF han sido extraídos de sus grandes reservas de carbón. China tenía más de 49 TCF de producción de gas de CBM en 2006 y los EE.UU. produjeron 2.15 TCF del mismo en 2007.

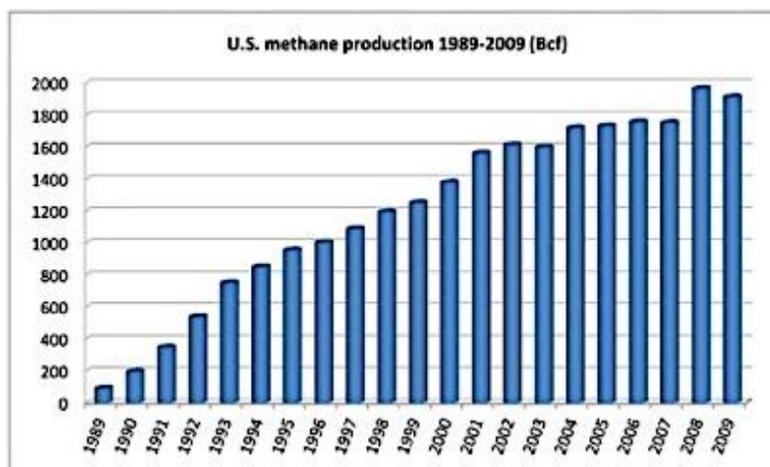


Figura 4.1.1. Muestra la cantidad total producida de CBM en los Estados Unidos (Fuente: EIA, 2010).

En los últimos diez años, el coalbed methane, más que considerarse como un elemento peligroso a evitar o como mucho un subproducto de la minería, ha sido considerado como un recurso propiamente dicho. En la actualidad el Reino Unido y algunos otros países europeos tienen muchas capas de carbón (no incluidas las de la industria minera) profundas que presentan oportunidades para el desarrollo de yacimientos de CBM.

4.2 RESERVAS DE CBM A NIVEL MUNDIAL.

A continuación mostraremos un panorama a nivel mundial de los recursos de Coalbed methane.

4.2.1 Reservas mundiales de CBM.

La mayor cantidad de recursos de CBM se encuentran en la antigua Unión Soviética, Canadá, China, Australia y Estados Unidos. Sin embargo gran parte del potencial de recursos todavía se encuentra sin aprovecharse. En 2006 se estimaba que de los recursos globales por un total de 5 049 TCF, sólo 35 TCF fue realmente recuperado de las reservas. Esto se debe a la falta de incentivos en algunos países para explotar al máximo estos recursos, sobre todo en algunas partes de la antigua Unión Soviética, donde el gas natural convencional es abundante.

Los recursos de CBM concentrados en la porción central de Siberia podrían ser aprovechados para la industria pesada del sector central de Rusia, liberando más gas para su venta a Occidente. Los Estados Unidos han demostrado un fuerte impulso para utilizar su potencial de recursos. La explotación en Canadá ha sido un poco más lenta que en los EE.UU., pero se espera que aumente con el desarrollo de nuevas tecnologías de exploración y extracción ya que posee un buen potencial en recursos como se muestra en la siguiente tabla.

País	Reservas de CBM Estimadas (TCF)
Rusia	200
China	100
Estados Unidos	140
Australia/Nueva Zelanda	120
Canadá	90

Tabla 4.2.2.1. Reservas estimadas de CBM en varios países. (Fuente de IEA CCC, 2005).

El mayor volumen de reservas probadas recuperables de CBM, se encuentra en Rusia, seguido por China, Estados Unidos y Canadá siendo estas los de mayor importancia en el mundo. Si bien los depósitos someros de carbón de muchas áreas, tales como las áreas situadas en el Reino Unido y en algunas otras naciones europeas, han sido extensivamente explotados, las capas profundas de carbón que trascienden el alcance de las operaciones mineras presentan oportunidades de desarrollo. Aún con poco carbón explotable remanente, el Reino Unido sigue ocupando el sexto lugar en el mundo en términos de reservas estimadas de CBM.

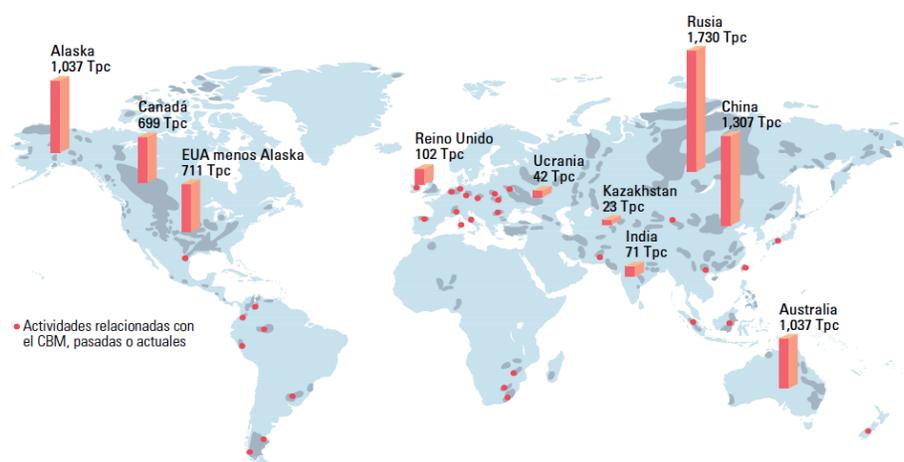


Figura 4.2.2.2. Reservas de CBM mundiales y actividad asociada (Fuente: Departamento de Energía de los Estados Unidos y BP Statistical Review, 2009).

La Figura 4.2.2.2 muestra otra estimación de las reservas mundiales de CBM, con lo que queda claro que hay mucho potencial en el mundo para desarrollar más proyectos y poder beneficiarnos con el gas natural ya que es un recurso energético muy limpio y muy útil en la industria actual y para el futuro.

4.3 PRINCIPALES CUENCAS CON POTENCIAL DE CBM.

Como se mencionó en el subtema anterior, los principales países con potencial en yacimientos de CBM son Rusia, China, Estados Unidos y Canadá y por lo tanto,

son los que cuentan con las principales cuencas que contienen la mayor cantidad de reservas en gas no convencional. En este apartado se hablará de las principales cuencas en esos respectivos países.

4.3.1 China.

La República Popular China tiene los mayores recursos en el ámbito mundial de yacimientos de carbones gaseosos de alto rango y los recursos de CBM se estiman de 100 TCF que es similar o mayor a sus recursos en gas natural convencional.



Figura 4.3.1.1. Principales cuencas de CBM en China explotadas por la compañía Green Dragon Gas (Fuente: Green Dragon Gas, 2013).

La mitad de las minas subterráneas existentes en China producen altas emisiones de gas metano. Aunque el CBM debe ser extraído para reducir el riesgo de explosiones en muchas minas, la producción anual de CBM era sólo de 15.18 TCF en 1990; sin embargo con el rápido crecimiento de la población en China, el desarrollo del CBM llegará a ser inevitable. Con la ayuda de cooperación internacional, la cuenca Kaailuan va a ser explotada y el ministro chino de energía

está promoviendo activamente el desarrollo del CBM pidiendo ayuda a expertos nacionales e internacionales. La Unión Nacional de Programas de Desarrollo está realizando un proyecto en China para demostrar las estrategias de desgasificación de mina para la captura eficiente y la liberación apropiada de metano.

4.3.2 Australia.

Este es un país que cuenta con gran potencial en recursos de CBM, tiene varias cuencas importantes con grandes reservas y sus recursos se encuentran cerca de grandes centros urbanos, al parecer Australia va a seguir los pasos de EE.UU. en el tema de investigación y producción de este tipo de yacimientos.

En Australia existen varias cuencas de carbón potenciales de gas que incluyen:

- La cuenca Sydney Gunnedah Bowen, un depósito Permiano - Triásico que cubre un área de más de 200,000 km^2 ; se estima que el tercio norte de la cuenca Bowen contiene 141.24 TCF de metano.
- La cuenca Galilee, una cuenca Permiana - Triásica de 140,000 km^2 donde las capas de carbón son finas y discontinuas. Las perforaciones recientes han indicado que las zonas más al este poseen capas continuas y gruesas.
- La cuenca Surat y Moireton, cuencas Jurásicas/Cretáceas de unos 300,000 km^2 . Estas cuencas contienen capas delgadas y discontinuas pero con un elevado potencial en metano.

4.3.3 Rusia y Ucrania.

Rusia y Ucrania tienen reservas conjuntas de 200 y 25 TCF. Aunque solo se utiliza un 2 % del gas liberado por las actividades de mina, se estima que podría aumentar hasta el 50 % o más, con lo cual, estos dos países aumentarían su

productividad de gas metano con este tipo de recurso. El CBM puede contribuir en beneficio de la economía de Rusia y Ucrania. Sus principales cuencas están en la zona del Este de los montes Urales, que tiene los mayores recursos potenciales de CBM del mundo. Son las cuencas de Pechora (70 – 105 TCF), Kuznesk (350 – 490 TCF) y Tungusk, que aunque aún no ha sido evaluada, se estima como la mayor cuenca carbonífera del mundo.

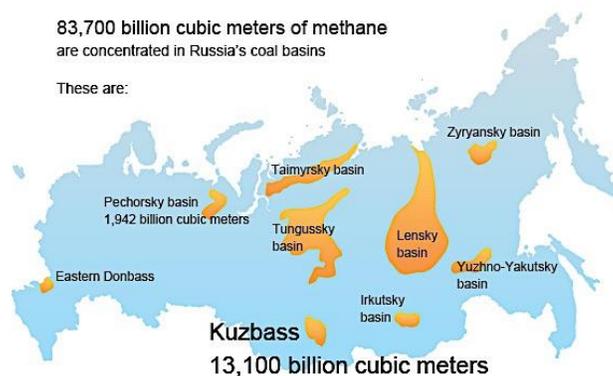


Figura 4.3.3.1. Principales cuencas Rusas de CBM (Fuente: GAZPROM, 2013).

4.3.4 Reino Unido.

Como se mencionó anteriormente el Reino Unido ocupa el sexto lugar mundial en potencial de coalbed methane. Hay cuatro regiones geográficas de campos de carbón carboníferos en Reino Unido: Sur, Central, Norte y escocesa. Los recursos totales se estiman en 20 TCF. Las mejores áreas para investigar son las de East Pennine, West Pennine y South Wales. Se ha demostrado que las cuencas de carbón inglesas tienen baja permeabilidad y están muy insaturadas. Sin embargo se necesitan muchos estudios para que pueda estimarse la cantidad de CBM adecuadamente. El mayor potencial de CBM no está en las zonas minadas, donde ya se ha liberado la mayor cantidad de gas, sino en las zonas inexploradas de los campos de gas.

4.3.5 Canadá.

La mayoría de los recursos no convencionales incluidos el CBM de Canadá se encuentran en el oeste de esta nación. Sus reservas de gas metano estimadas son de 90 TCF donde se tiene en la actualidad un 50 % de recuperación en la región de Alberta. Cuyas principales cuencas son las siguientes:

- Cuenca de Cumberland: esta cuenca se encuentra en la región de Nueva Escocia y cuenta con un potencial de 7 TCF.
- Cuenca de British Columbia: se encuentra en el área de Fermie al sudeste de la Columbia Británica. El gobierno de Canadá ha estimado los recursos de CBM en esta cuenca en 140 TCF.
- Cuenca de Alberta: Toda la producción de CBM comercial actualmente se limita a la provincia de Alberta y el 85% de la producción actual se produce a profundidades que oscilan entre 200 y 1,000 m de capas de carbón de las formaciones Horseshoe Canyon y Belly River, (Figura 4.3.5.1). En estas capas se han estimado de contar con recursos de alrededor de 1,400 TCF.

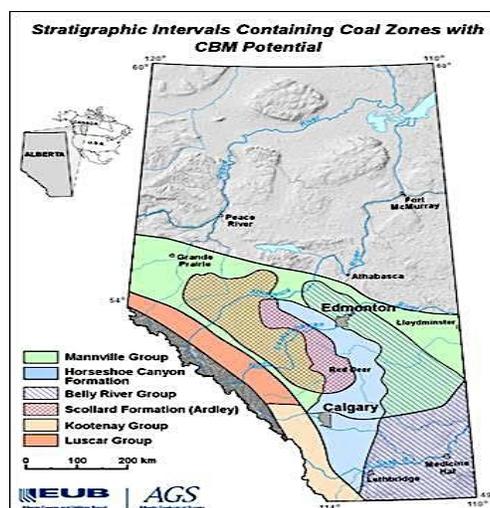


Figura 4.3.5.1. Intervalos estratigráficos que contienen carbón, zonas con potencial de CBM en la región de Alberta (Fuente: CSUR, 2013).

4.3.6 Estados Unidos.

Estados Unidos es uno de los países con más potencial de gas metano en mantos de carbón, tan solo en Alaska, se cuenta con una reserva de 1,037 TCF de gas metano in-situ y en todo el país se tiene una gran cantidad de cuencas potenciales con este tipo de recurso, (Figura 4.3.6.1).

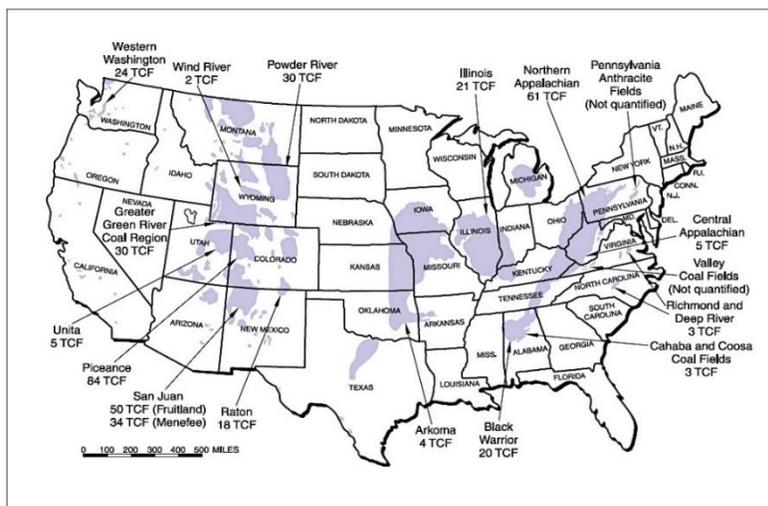


Figura 4.3.6.1. Mejores cuencas de CBM en EE. UU. Fuente: Halliburton, 2008.

Las reservas recuperables con la tecnología actual son de 140 TCF. Al rededor del 80 % de la producción se realiza en la cuenca de San Juan (Colorado y Nuevo México) y muchas de las reservas se encuentran en la cuenca de Black Warrior (Alabama). Las dos cuencas suman juntas el 95 % de la producción total de metano en EE.UU.

Sus principales cuencas son:

- Cuenca San Juan: Esta cuenca se extiende 100 *millas* de ancho y 140 *millas* de largo sobre Colorado al sudoeste y el noroeste de Nuevo México, cubriendo el terreno montañoso de la propiedad pública y reservas tribales. Es la cuenca que

tiene la producción de CBM más rentable de cualquier cuenca en el mundo. La cuenca ha experimentado la producción de CBM de gran éxito debido al espesor favorable en sus capas de carbón, buena permeabilidad, gran contenido de gas, la poca profundidad y el buen rango del carbón en un área grande.

- Cuenca Black Warrior: En el año 2002 esta cuenca tuvo una producción total de 116 *GCF* y para ese mismo año tenía ya una producción acumulada de gas de metano de 1.4 *TCF*. Esta cuenca no se considera tan rentable como la cuenca del San Juan para la producción de metano de carbón, principalmente, debido a que sus múltiples capas finas de carbón son más difíciles y costosas para hacer buenas terminaciones y se cuenta con una tasa de producción limitada.

- Cuenca Raton: Carbones del Cretáceo tardío y el Paleoceno en la cuenca del Raton se encuentran en las formaciones de Vermejo y Raton. La mayoría de las capas de carbón de esta cuenca son lenticulares y discontinuas. Cuenta con una reserva de gas in-situ estimada de 18 *TCF* a una profundidad máxima de 4,000 *ft* y teniendo una permeabilidad en esas capas de 10 *mD*.

- Cuenca Piceance: Esta cuenca en el oeste del estado de Colorado tiene una forma elíptica. Contiene carbón de la edad del Cretácico tardío. Es una de las tres cuencas que toca el estado de Colorado que le dan un estimado de 100 *TCF* de gas in-situ. La pura cuenca tiene una reserva estimada de 84 *TCF* de gas in-situ a una profundidad máxima de 12,200 *ft*.

- Cuenca Powder River: Capas gruesas de carbón de rango sub-bituminoso se producen en la cuenca Powder River que se ubica en el noreste de Wyoming y el sureste de Montana. Es una cuenca alargada de 25,800 millas cuadradas, con tendencia desde el noroeste al sureste. La gran característica de esta cuenca es el extraordinario grosor de sus capas individuales de carbón y que la mayoría de este recurso se encuentra a una profundidad de 2.500 *ft* o menos. Esta cuenca tiene una reserva estimada de gas metano in-situ de 30 *TCF*, de la cual 16 *TCF* pueden ser recuperables mediante pozos poco profundos que pueden ser perforados a bajo costo.

- Cuenca Northern Appalachian: Esta cuenca ocupa una región de 43,000 - 44,000 millas cuadradas en West Virginia, Pennsylvania, Ohio, Kentucky y Maryland y tiene una reserva estimada de 61 TCF de gas in-situ. Cuyo potencial se encuentra desde afloramientos hasta 2,000 ft de profundidad máxima.
- Cuenca Cherokee: Esta cuenca comienza cerca de la frontera entre Oklahoma y Kansas-Missouri y se extiende hacia el norte a lo largo de la frontera de Kansas-Missouri. Al sur está la cuenca Arkoma y al norte se encuentra la cuenca Forest City, todo es parte de la región occidental interior de carbón.
- Cuenca Uinta: Esta cuenca abarca del noreste de Utah y el noroeste de Colorado, es una extensión hacia el oeste de la cuenca Piceance. Tiene una reserva estimada de gas in-situ de 8 a 10 TCF.
- Cuenca Arkoma: Esta cuenca cubre 13,488 millas cuadradas a lo largo de la frontera entre el centro de Arkansas y Oklahoma. Sus capas de carbón se encuentran a una profundidad máxima de 6,000 ft y tiene una reserva estimada de gas in-situ de 1.5 a 5 TCF.
- Cuenca Illinois: es la más larga de las cuencas de carbón, con una extensión areal de 53,000 millas cuadradas. Sus capas de carbón se encuentran desde afloramientos y hasta 3,000 ft de profundidad máxima. Posee una reserva estimada de 5 – 21 TCF de gas in-situ.
- Cuenca Wind River: ocupa 8,100 millas cuadradas en el parte central-oeste de Wyoming. Sus capas de carbón se encuentran desde afloramientos hasta 14,000 ft de profundidad máxima. Y cuenta con una reserva estimada de gas in-situ de 2 TCF.

4.3.7 Otras cuencas importantes.

Otras cuencas de menor potencial pero importante interés son en España en la provincia de León y Asturias donde se ha empezado a calcular el potencial de

recursos de CBM en este país. En Polonia donde el 60 % de la producción de carbón es de minas gaseosas y sus recursos de CBM se estiman en 45.500 *TCF*.

También esta Hungría con su cuenca Mesek donde las reservas en ella se estiman en 2.975 *TCF*, a una profundidad de 1,500 metros. Y también hay cuencas con potencial en países como India, Indonesia, Alemania, República Checa, Nueva Zelanda, Austria, Bélgica y Francia.

En México, en la actualidad aunque no se aprovecha este tipo de recurso también tiene un gran potencial en CBM, del cual trataremos más adelante en los capítulos siguientes.



CAPÍTULO 5

LEGISLACIÓN ACTUAL EN MÉXICO PARA EXPLOTAR YACIMIENTOS DE COALBED METHANE (CBM)

5.1 ¿QUIÉN PUEDE EXPLOTAR EL GAS ASOCIADO A LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN MINERAL (CBM)?.

En este capítulo se mostrarán las normas y modificaciones importantes a las leyes que regirán la explotación de gas natural asociado a mantos de carbón (CBM) a partir de este año 2014 y en los años siguientes.

El Decreto mediante el cual se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Energía, se modificaron los artículos 27 y 28 constitucionales para modernizar a la industria nacional de hidrocarburos, al permitir la participación del sector público y del privado en todas las actividades del sector.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía se convertirán en órganos reguladores coordinados en materia energética. Tendrán personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión, así como autosuficiencia presupuestaria; esto es, dispondrán de los ingresos derivados de las contribuciones y aprovechamientos por sus servicios, a través de un fideicomiso público en donde una institución de la banca de desarrollo operará como fiduciario.

Los órganos reguladores coordinados en materia energética podrán instruir al fiduciario la aplicación de los recursos a la cobertura de gastos necesarios para cumplir con sus funciones y no podrán acumular recursos superiores al equivalente de tres veces el presupuesto anual de la Comisión de que se trate, tomando como referencia el presupuesto aprobado para el último ejercicio fiscal. En caso de que existan recursos adicionales, éstos serán transferidos a la Tesorería de la Federación.

La reforma constitucional determina la creación, dentro del plazo de doce meses siguientes a la entrada en vigor de la Ley de Hidrocarburos, del Centro Nacional de Control del Gas Natural, como organismo público descentralizado, encargado de la

operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento de dicho combustible.

El objetivo de la iniciativa de ley es aumentar la producción actual de gas natural de 5 mil 700 millones de pies cúbicos diarios a 8 mil millones en 2018, y a 10 mil 400 millones en el 2025. La importancia de conocer estas nuevas leyes secundarias y sus normas radica en que habrá más apertura para las compañías petroleras y por supuesto para la paraestatal PEMEX para explotar este tipo de yacimientos y se aprovechará más el potencial de gas natural con el que se cuenta en el país.

5.2 MARCO NORMATIVO.

5.2.1 De las actividades estratégicas de la industria de hidrocarburos.

Título II, capítulo 1, asignaciones.

Artículo 6o.- El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, podrá otorgar y modificar a Petróleos Mexicanos o a cualquier otra empresa productiva del Estado, de manera excepcional, Asignaciones para realizar la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Para el otorgamiento de una Asignación, la Secretaría de Energía deberá motivar que se trata del mecanismo más adecuado para el interés del Estado en términos de producción y garantía de abasto de Hidrocarburos y que el posible Asignatario tiene la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los Hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.

Previo al otorgamiento de las Asignaciones, la Secretaría de Energía deberá contar con opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la cual será emitida a través de un dictamen técnico.

I. Los títulos de Asignación que otorgue la Secretaría de Energía incluirán, entre

otros, los siguientes elementos:

II. El Área de Asignación;

III. Los términos y condiciones que deberán observarse en la Exploración y en la Extracción de Hidrocarburos;

IV. Las condiciones y los mecanismos para la reducción o devolución del Área de Asignación;

V. La vigencia, así como las condiciones para su prórroga;

VI. La adquisición de garantías y seguros;

VII. El porcentaje mínimo de contenido nacional, y

VIII. El plazo para que el Asignatario presente a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para su aprobación, el plan de Exploración o el plan de desarrollo para la Extracción, según corresponda.

Artículo 7.- En materia de Asignaciones, corresponderá a la Comisión Nacional de Hidrocarburos:

I. Apoyar técnicamente a la Secretaría de Energía en la selección del Área de Asignación;

II. Administrar técnicamente y supervisar el cumplimiento de los términos y condiciones de las mismas, y

III. Dictaminar los planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción, así como sus modificaciones.

Artículo 9.- Para cumplir con el objeto de las Asignaciones que les otorgue el Ejecutivo Federal, Petróleos Mexicanos y las demás empresas productivas del Estado, sólo podrán celebrar con Particulares contratos de servicios para las

actividades relacionadas con dichas Asignaciones, bajo esquemas que les permitan la mayor productividad y rentabilidad, siempre que la contraprestación se realice en efectivo.

5.2.2 Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional.

Artículo 3.- De conformidad con lo dispuesto en los artículos 25, párrafo cuarto, 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la Nación llevará a cabo la Exploración y Extracción de los Hidrocarburos, en los términos de esta Ley.

La Exploración y Extracción de Hidrocarburos en los yacimientos transfronterizos a que se refiere el artículo 1 o. de esta Ley podrá llevarse a cabo en los términos de los tratados y acuerdos en los que México sea parte, celebrados por el Presidente de la República y ratificados por la Cámara de Senadores.

A partir de las nuevas leyes secundarias del 2014 el gas metano asociado a capas de carbón (CBM) ya es tomado en cuenta como hidrocarburo así que se rige ahora bajo las normas de la ley de hidrocarburos debido a la modificación de la ley Minera.

5.2.3 De los contratos para la exploración y extracción. Capítulo 2.

Artículo 27.- No se requerirá llevar a cabo un proceso de licitación y el Contrato para la Exploración y Extracción se podrá adjudicar directamente a los titulares de concesiones mineras, exclusivamente para las actividades de Exploración y Extracción de Gas Natural contenido en la veta de carbón mineral y producido por la misma, en las áreas donde efectivamente se estén realizando actividades de extracción de carbón.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos suscribirá el contrato correspondiente,

siempre y cuando los concesionarios mineros acrediten ante la Secretaría de Energía, con opinión técnica favorable de la propia Comisión Nacional de Hidrocarburos, que cuentan con solvencia económica y capacidad técnica, administrativa y financiera necesaria para llevar a cabo las actividades de Exploración y Extracción del Gas Natural producido y contenido en la veta del carbón mineral.

La Exploración y Extracción de Hidrocarburos que existan en el área correspondiente a una concesión minera y que no se encuentren asociados al carbón mineral. Así como la Exploración y Extracción del Gas Natural asociado al carbón mineral que se ubique fuera de una mina, sólo se podrá realizar a través de un Contrato para la Exploración y Extracción que adjudique la Comisión Nacional de Hidrocarburos por medio de una licitación en los términos de este Capítulo o a través de una Asignación.

Lo anterior en el entendido que una concesión minera no otorga preferencia ni derechos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, exceptuándose el Gas Natural producido y contenido en la veta de carbón mineral que se encuentre en extracción, al que se refiere el primer párrafo del presente artículo.

El concesionario minero que realice la Exploración o Extracción de Hidrocarburos a que se refiere el párrafo anterior sin contar con el Contrato de Exploración y Extracción correspondiente, será sancionado conforme a lo establecido en esta Ley y la Secretaría de Economía previo aviso de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sancionará a dicho concesionario con la cancelación de la concesión minera respectiva conforme a lo dispuesto en la Ley Minera.

5.2.4 Ley Minera.

Uno de los resultados de la Reforma Energética del 2008, fue una modificación

a la Ley Minera para tratar legalmente al gas asociado al carbón como un mineral. Lo anterior, con la finalidad de impulsar el aprovechamiento de dicho gas para evitar su venteo a la atmósfera y mejorar las condiciones de seguridad de los trabajadores mineros.

No obstante lo anterior, el gas asociado al carbón mineral técnicamente es un hidrocarburo. En congruencia con las nuevas disposiciones de la Constitución en Materia de Energía, dicho gas ya no puede ser tratado de manera distinta al resto de los hidrocarburos. Por lo que, se derogan todas las referencias al gas asociado al carbón mineral en la normativa minera.

En consecuencia, se adiciona al artículo 6 de la Ley Minera las salvedades sobre los derechos preferenciales de exploración y explotación minera, ya que éstos no tendrán efecto frente a las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, así como frente al servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Adicionalmente, se prevé que antes del otorgamiento de algún título de concesión minera, se deberá contar con la certificación de la Secretaría de Energía de que el área objeto del título no cuenta o contará con actividades propias del sector hidrocarburos.

5.3 APROVECHAMIENTO DE GAS GRISÚ (COALBED METHANE).

En el caso de la paraestatal PEMEX, como se mencionó anteriormente, no requerirá pasar por un proceso de licitación para poder explotar este tipo de recursos. En cuanto a las empresas mineras deberán realizar lo siguiente de acuerdo con lo establecido en el artículo 19, fracción XIII de la Ley Minera:

Los concesionarios mineros pueden obtener el permiso de la Secretaría de Energía para la recuperación y aprovechamiento de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral. El aprovechamiento de este gas puede darse de dos maneras: el autoconsumo y la entrega a Petróleos Mexicanos. La entrega a Petróleos Mexicanos se deberá sujetar a las disposiciones de carácter general emitidas por la Secretaría de Energía. En el caso del autoconsumo, dependiendo de la forma en que se dé, éste se sujetará a la normatividad correspondiente.

A nivel internacional, el aprovechamiento de gas grisú se basa en lo siguiente:

Tipo de aprovechamiento	Aplicación
Inyección a gasoductos	<ul style="list-style-type: none"> • Para gas de alta calidad (>90% CH₄). • Inyección del gas en los sistemas de transporte y distribución del gas natural, para su venta. • En algunos casos el gas requiere ser procesado para remover impurezas para cumplir con las especificaciones de calidad de los sistemas. • Más apropiado para minas que se encuentran cerca de gasoductos.
Uso directo del gas en sitio	<ul style="list-style-type: none"> • Para gas de calidad media (50-80 CH₄). • Puede ser utilizado para disminuir costos asociados a la actividad minera, que incluyen: proveer combustible a las plantas de tratamiento de carbón, secado de carbón, calentamiento de la mina y calentamiento y tratamiento de agua (como combustible).
Generación de electricidad en sitio.	<ul style="list-style-type: none"> • Para gas de calidad media (50-80 CH₄). • Más recomendable para minas con grandes necesidades de electricidad o que enfrentan altos costos de energía eléctrica.
Ventilación	<ul style="list-style-type: none"> • Para gas de calidad baja (<40% CH₄) y para venteo de metano, VAM (≈1% CH₄). • VAM (ventilation air methane) se refiere al metano diluido que se libera de los sistemas de ventilación de las minas subterráneas. Las concentraciones de metano en VAM típicamente oscilan entre 0.1% y 1%. • En concentraciones muy bajas de metano, el gas se puede oxidar y convertir a CO₂, reduciendo su potencial de calentamiento de minas y secado de carbón.

Tabla 5.3.1. Tipos de aprovechamiento de gas grisú (Coalbed Methane) (Fuente: Memoria Documental., Gas asociado a los Yacimientos de Carbón Mineral. SENER 2012).

5.4 ENTREGA A PEMEX (MEDICIÓN, PAGO DE CONTRAPRESTACIÓN Y REQUISITOS DE CALIDAD).

El artículo 19, fracción XIII, de la Ley Minera establece que los términos y la metodología para el pago de la contraprestación del servicio y transporte y entrega

de gas serán establecidos por la autoridad competente. Asimismo, el Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, en su artículo 5, fracciones XVI y XVII, indica que corresponde a la Secretaría de Energía establecer las disposiciones administrativas de carácter general que fijen los términos de los contratos para la entrega del gas que el efecto celebran PEMEX y los permisionarios, así como los términos y la metodología para el pago de la contraprestación por la entrega del gas que formará parte de los contratos que al efecto firmen PEMEX y los permisionarios.

En este sentido, el 13 de septiembre de 2011, la SENER emitió las Disposiciones administrativas relacionadas con la entrega de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral. Para lo anterior, se realizaron diversas reuniones de trabajo con Pemex Gas y Petroquímica Básica, Pemex Exploración y Producción, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la industria.

Dichas disposiciones establecen los términos a los que se sujetaran PEMEX y los permisionarios respecto del punto de entrega: los lineamientos relativos al transporte, el almacenamiento y las actividades industriales para el aprovechamiento del gas, hasta los sitios en que se realicen la entrega a PEMEX; los términos de los contratos para la entrega, que al efecto celebren PEMEX y los permisionarios; y la metodología para el pago de la contraprestación que realice PEMEX a los permisionarios por la entrega.

Para la determinación del pago de la contraprestación por la entrega de gas, se llevara a cabo la medición del gas en el punto de entrega, en términos de volumen u y poder calorífico, de conformidad con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana de Calidad del Gas Natural y entre otras disposiciones aplicables a la medición del gas natural.

El pago de la contraprestación por la Entrega se efectuara conforme a la siguiente fórmula:

$$P_{S_t} = PGN_{S_t} - TT_t - CC_t$$

En donde:

P_{S_t} Pago de contraprestación al permisionario en el punto de entrega.

PGN_{S_t} Precio promedio de referencia aplicable al gas natural en el periodo t , en el sector tarifario que corresponda al punto de entrega a PEMEX. Se calculará con base en el precio máximo de venta de primera mano en el punto de entrega, de conformidad con las disposiciones aplicables.

TT_t Costo total del servicio de transporte en que incurra el permisionario. Se calculará con base en la tarifa de transporte intrasector, que se referirá a la tarifa neta autorizada a PEMEX para el servicio de transporte, vigente en el periodo t , y calculada de conformidad con las disposiciones aplicables. Cuando no esté especificada una tarifa de transporte, ésta será definida por PEMEX conforme a las disposiciones aplicables para el gas natural, así como relaciones inter-organismos.

CC_t Comisión comercial por el manejo del gas que realice PEMEX. Se determinará conforme a los precios que autorice la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en las operaciones inter-organismos que realice PEMEX. La comisión comercial se determinará con base en lo siguiente:

Modalidad de entrega	Menor o igual a 10,029.9 GJ diarios	Mayor a 10,029.9 y menor o igual a 50,149.5 GJ diarios	Mayor a 50,149.5 y menor o igual a 300,897.0 GJ diarios	Mayor a 300,897.0 y menor o igual a 501,495.0 GJ diarios	Mayor a 501,495.0 y menor o igual a 1,002,990.0 GJ diarios	Mayor a 1,002,990.0 GJ diarios
Base Variable	0.30	0.25	0.20	0.20	0.20	0.20
Base Firme	0.20	0.15	0.10	0.04	0.02	0.004

1.- Comisión comercial expresada en dólares americanos por Gigajoule

2.- Gigajoule diarios.

Tabla 5.4.1. Comisión comercial en función del volumen a entregar (Fuente: Memoria Documental., Gas asociado a los Yacimientos de Carbón Mineral, SENER 2012).

La comisión comercial podrá ser revisada por las autoridades competentes cuando su considere que no refleja las condiciones de recepción y manejo del gas. El precio

promedio de referencia se establecerá en pesos por *Gigajoules*. Para efectos de conversión de dólares a pesos, se utilizara el promedio del tipo de cambio que utilice PEMEX para la facturación de ventas de primera mano en Gas Natural aplicable al periodo correspondiente, de conformidad con las disposiciones aplicables.

5.5 REQUISITOS PARA OBTENER UN PERMISO DE RECUPERACIÓN Y APROVECHAMIENTO DE GAS ASOCIADO A LOS YACIMIENTOS DE CARBÓN MINERAL.

El Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral señalada en el Capítulo II, De los permisos y autorizaciones, en sus artículos 7, 8, 11, 12, 14, 15, 19, 20, 25, el procedimiento para la prestación y resolución de solicitudes de permiso y de autorización de asociación para la recuperación y aprovechamiento del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral. Entre otros, incluye los plazos, los requisitos para obtener un permiso o autorización de asociación, las condiciones para resolver solicitudes, la vigencia de los permisos, las causas de revocación o negación de los mismos.

A continuación se presenta en procedimiento que debe de seguir un concesionario que pretenda obtener un permiso para la recuperación y aprovechamiento de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral.

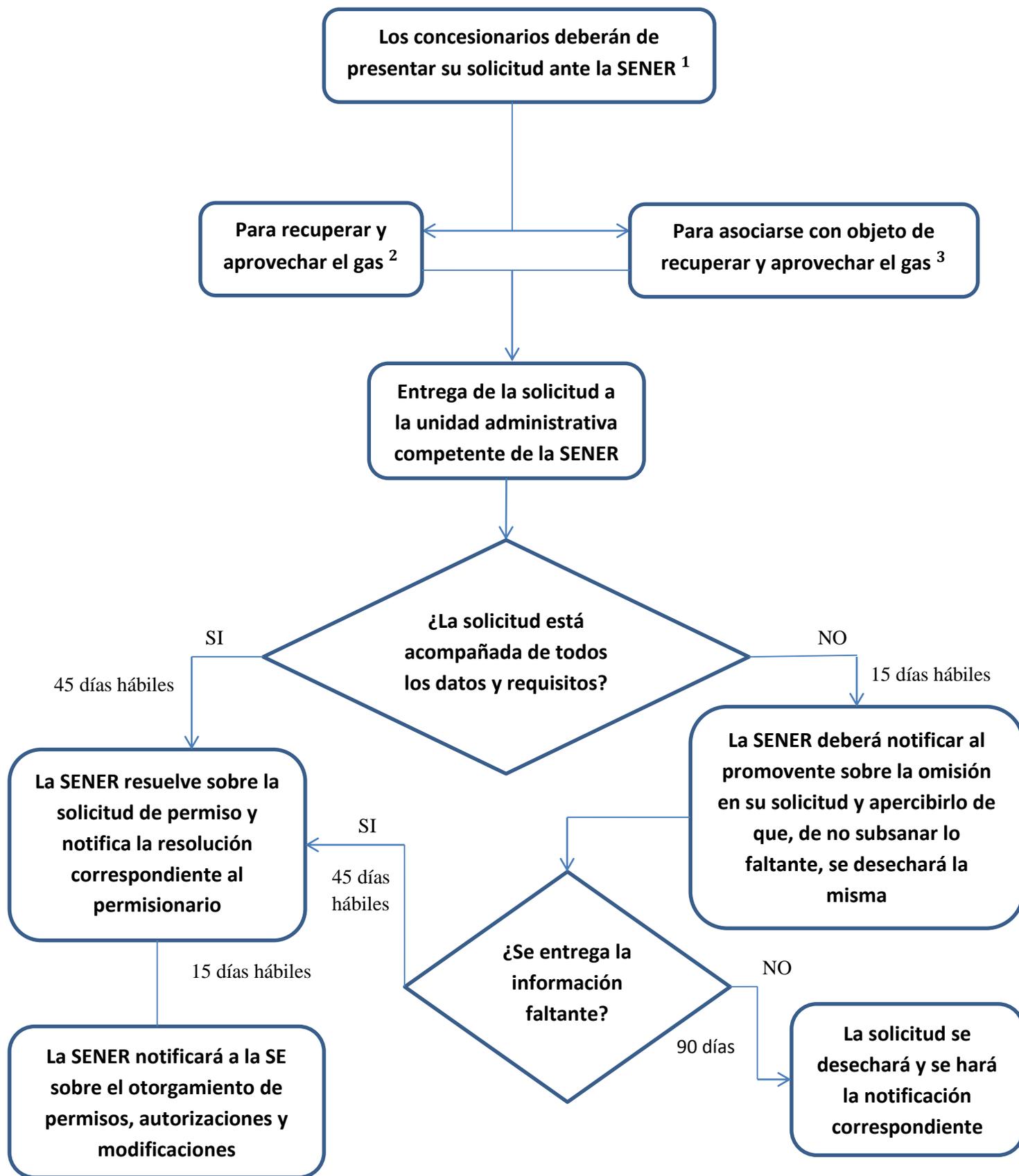


Figura 5.5.1. Diagrama de Flujo del procedimiento que debe de seguir un concesionario para obtener un permiso para la recuperación y aprovechamiento de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral (Fuente: Memoria Documental., Gas asociado a los Yacimientos de Carbón Mineral. SENER 2012).

1 Los datos y documentos que debe de acompañar la solicitud de permiso son los siguientes:

- I. Nombre denominación o razón social, y documento que acredite el carácter de concesionario;
- II. Nombre del representante común, en su caso;
- III. Domicilio para oír y recibir notificaciones;
- IV. Dirección de correo electrónico para recibir notificaciones, en su caso de que el solicitante acepte expresamente ser notificado por este medio;
- V. Constancia de inscripción en el Reglamento Único de Personas Acreditadas, si cuenta con ella, con sujeción a las normas aplicables del Título Tercero A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo. En este caso, no deberá presentar la información a la que se refieren las fracciones I a IV anteriores;
- VI. Original y copia de una identificación oficial y del documento que acredite la representación legal;
- VII. Indicar si la solicitud es de permiso o de autorización;
- VIII. Resultados de los estudios practicados a efecto de comprobar la asociación del gas a los yacimientos de carbón mineral, conforme a las disposiciones de carácter técnico que se emitan por las autoridades competentes,
- IX. Medio de almacenamiento electrónico de datos que contendrá la versión electrónica del documento presentando por escrito, así como todos los datos y documentos anexos que contengan la información y requisitos establecidos en los artículos 19 y 25 de este Reglamento según corresponda.

2 La información que se deberá adjuntar a la solicitud de permiso para recuperar y aprovechar gas, de conformidad con los artículos 7 y 8 de este Reglamento, es la siguiente:

- I. Copia certificada del título de concesión que ampara el lote en el que se recuperará el gas, acompañado de una copia simple;
- II. El proyecto de recuperación y aprovechamiento del gas, le cual deberá incluir:
 - a. Coordenadas geográficas del proyecto y profundidad máxima, mínima y promedio de los yacimientos para realizar los trabajos de perforación;
 - b. Alcance del proyecto, que contenga: el plan para la extracción del gas; la descripción de instalaciones para la recuperación, para la medición y para el aprovechamiento del gas; la especificación de la manera en que se pretende aprovechar el gas, ya sea autoconsumo, entrega a PEMEX o ambas, en donde se detalle, para el caso de autoconsumo, el uso que el concesionario dará el gas y, para el caso de la entrega a PEMEX, el punto estimado para la entrega a éste y el cumplimiento de condiciones técnicas o de calidad requeridas en el punto de entrega, y
 - c. Cualquier otra información o documentación que el promovente estime pertinente presentar con relación al proyecto.
- III. Cuando se pretenda modificar significativamente el proyecto a que se refiere esta fracción, de conformidad con los lineamientos que al efecto emita la SENER, el permisionario deberá solicitar la aprobación de dicha dependencia, la que, de estimarlo procedente, realizará la modificación del permiso respectivo.
- IV. Análisis financiero del proyecto, que deberá incluir como mínimo el valor presente neto del mismo y su tasa interna de retorno;
- V. Presupuesto del costo global de las obras proyectadas, divididas en inversiones y gasto de operación;

- VI. Comprobante de pago por concepto del estudio, trámite y resolución de la solicitud, y
- VII. La indicación, en su caso, de que se está tramitando paralelamente una autorización para asociarse con el objeto de recuperar y aprovechar el gas.

3 La información y documentación que deberá adjuntarse a la solicitud de autorización para asociarse con objeto de recuperar y aprovechar el gas, de conformidad con los artículos 7 y 8 de este Reglamento, es la siguiente:

- I. Copia certificada de los títulos de concesión que amparan los lotes en los que se recuperará el gas, acompañada de una copia simple;
- II. Declaración por escrito que acredite la voluntad de los concesionarios interesados en formar la asociación sobre la que se pretende obtener autorización, acompañada de una copia simple;
- III. Datos que permitan identificar los expedientes de los permisos expedidos por la SENER, o aquellos que se encuentre en trámite;
- IV. Manera en que se pretende aprovechar el gas por parte de la asociación que en su caso se autorice: autoconsumo, entrega a PEMEX o ambas;
- V. Programa de recuperación y aprovechamiento de gas en los lotes objeto de la autorización, el cual se sujetara a los términos y condiciones establecidos en este ordenamiento, aplicables a la ejecución de las obras y trabajos necesarios para estos efectos, y
- VI. Comprobante de pago por concepto del estudio, trámite y resolución de la solicitud.



CAPÍTULO 6

POTENCIAL DE COALBED METHANE (CBM) EN MÉXICO

6.1 ANTECEDENTES DEL CARBÓN Y COALBED METHANE EN MÉXICO.

La primera producción económica conocida de carbón en México se inició en 1884 cerca de Sabinas, Coahuila. Más tarde, la producción continúa a escala reducida junto con importaciones que abastecía a los ferrocarriles y hacia los últimos años del siglo XIX, las industrias nacientes metalúrgicas y del acero, mayormente localizadas en el norte de México, requerían cantidades crecientes de carbón. Aunque el interés por el carbón sufrió del desarrollo y producción rápida del petróleo en los primeros años del siglo XX, afectando particularmente el uso de carbón para la generación de electricidad, seguía siendo un insumo indispensable para la industria siderúrgica y la minera-metalúrgica.

Después de muchas décadas de estancamiento o de crecimiento bajo, empezando en 1983 la producción mexicana de carbón aumentó significativamente a 5.5 millones de toneladas (*Mt*) y, con fluctuaciones menores, alcanzó 11.3 *Mt* en 2000, después de que la producción se estabilizó. De los 11.5 *Mt* producidas en 2006, 83% fue de carbón térmico sub-bituminoso destinado a las plantas carboeléctricas y el resto, carbón coquizable, la mayor parte para la industria siderúrgica. Pero aun con este incremento respetable de la producción doméstica, el monto total no fue suficiente para satisfacer la demanda total, particularmente del carbón sub-bituminoso demandado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), cuyo interés creciente en las plantas carboeléctricas aparentemente se debe a un escepticismo prudente respecto a la producción futura del petróleo y gas natural en manos de Pemex.

Por lo que se refiere a la generación total de electricidad en México en 2006, el carbón fue responsable por 12.7%, el petróleo (21.6%) y el gas natural (45.5%), dando una participación total de casi 80%. Sin embargo, respecto a los 51 029 *MW* de capacidad pública instalada (CFE y LyF de México), las plantas generadoras de electricidad con el uso de carbón sólo tenían una participación de 9.2% en 2007.

Para satisfacer la demanda primaria de energía, se espera que la demanda total de carbón crezca en torno de 4.2% anualmente hasta 2030 en México, mientras que se pronostica que su competidor principal en la generación de electricidad, el gas natural, crecerá a una tasa anual de 3.3%.

Existen en México dos proyectos de recuperación de gas metano de minas de carbón, diseñados para minas subterráneas activas, uno de los cuales es operacional actualmente y usa el metano como insumo para calderas. El otro proyecto propuesto contempla usar el metano para la generación de electricidad. El objetivo es usar el gas productivamente, controlar mejor el peligro de explosiones en las minas de carbón y reducir las emisiones de metano a la atmósfera. El subsecretario para normas ambientales estimó que aproximadamente 2.14 Mt de CO_2 se habían emitido al aire cada año de las minas de carbón de la cuenca de Sabinas. Una estimación más baja de emisiones de metano de combustibles sólidos para 2002 resultó en 1.39 Mt de CO_2 comparada con los 36.69 Mt de CO_2 de petróleo y gas natural. Sin embargo, el carbón de México generalmente tiene un contenido alto de gas, la mayor parte metano. Por ejemplo, MIMOSA estima que el carbón en la subcuenca de Sabinas contiene 10 a 14 m^3 por tonelada y se estima que las minas subterráneas activas de MIMOSA emiten aproximadamente 62 millones de m^3 anualmente, todas las cuales se ventilan a la atmósfera. Sin embargo, en 2006 la compañía tenía planes para captar el gas mediante orificios de barrena en las vetas subterráneas, lo cual, combinado con el gas recuperado del relleno de desechos, se usaría para generar electricidad en un proyecto piloto de 1 MW. De acuerdo con el informe anual de 2007 de AHMSA, MICARE había recibido una certificación de industria limpia de la Procuraduría Federal de Protección Ambiental (PROFEPA) para dos de sus minas y MIMOSA había entregado la solicitud para una certificación de industria limpia. Grupo México también tenía pensado un proyecto expandido CBM (coalbed methane) para reducir el gas metano en Pasta de Conchos, incluyendo planes para opciones del uso final, antes de la explosión de metano en febrero de 2006, la cual llevó al cierre de la mina. El desastre de Pasta de Conchos

rápidamente llevó a una revisión de la ley minera el 20 de abril de 2006. Además del objetivo de reducir el peligro de explosiones del gas metano, otro objetivo de las enmiendas consiste en ayudar a eliminar las emisiones de metano de las minas. El CBM para la generación de electricidad podrían llegar a ser comercialmente competitivos con el gas natural si los precios de este combustible subieran a niveles altos, pero, como se había mencionado, el acceso al mercado para el metano de las minas está restringido por el requerimiento legal de su venta a Pemex.

6.2 LOCALIZACIÓN DE LAS CUENCAS CARBONIFERAS EN MÉXICO.

Los principales yacimientos de este recurso natural se localizan en tres regiones que por orden de importancia actual, corresponden a los estados de Coahuila, Oaxaca y Sonora. En otros estados de la República (Colima, Chihuahua, Chiapas, Durango, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, Nuevo León, Michoacán, Puebla, San Luis Potosí, Tabasco y Veracruz) también se encuentran evidencias de carbón (Figura 6.2.1), aunque siempre de menor importancia económica.

Actualmente el conocimiento tanto geológico como económico se tiene en las subcuencas del Distrito de Monclova-Sabinas del Estado de Coahuila, las subcuencas en el Distrito de Tezoatlán-Mixtepec. Oaxaca, y las de San Javier-San Marcial en la Cuenca de Barrancas, Sonora.

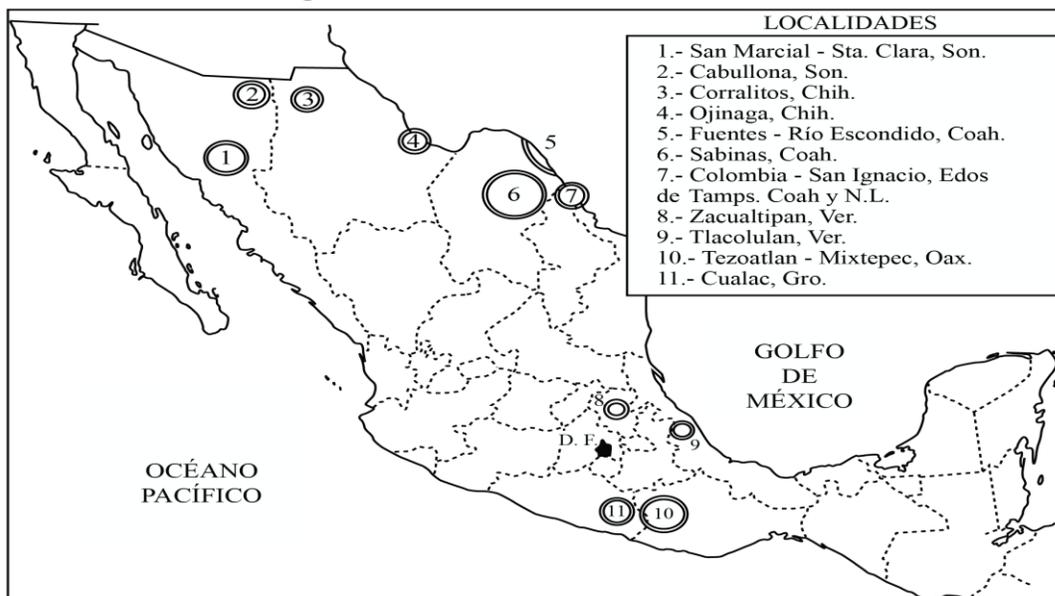


Figura 6.2.1. Localización esquemática de las cuencas carboníferas de México (Modificado de Salas y Benavides, 1976) (Fuente: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana; Volumen Conmemorativo del Centenario; Revisión de Algunas Tipologías de Depósitos Minerales de México; Tomo LVII, Núm. 4, 2006, P. 141-160).

6.3 RESERVAS Y RECURSOS ESTIMADOS DE CARBÓN.

La estimación de reservas de carbón está en función de los parámetros económicos utilizados para la evaluación de los recursos. Los parámetros para la evaluación económica de un yacimiento de carbón, como los de cualquier mineral o roca, son innumerables y varían de empresa a empresa y de institución a institución. Para la explotación de carbón en las minas subterráneas uno de los factores más importantes es el espesor y la posición estructural de los mantos. Adicionalmente la calidad de carbón, es decir su pureza representada por el contenido de carbón, macerales que lo componen, y la ausencia de material mineral (cenizas) son factores de suma importancia en la evaluación de las reservas de carbón, pues de esta calidad depende su mercado, ya sea como un carbón térmico o coquizable.

6.3.1 Recursos de carbón.

En la Tabla 6.3.1.1 se resumen los recursos estimados de carbón en cada Cuenca que ha sido estudiada en México. Bajo el término *reservas posibles* se considera sólo aquellos volúmenes de carbón de reservas minables que han sido definidos bajo barrenación o trabajos de mina, con interpolación entre barrenos en distancias no mayores a 1200 m y que se consideran explotables en el futuro cercano para mantos de carbón con espesor mayor a 0.60 m. Bajo el término *recursos* se han agrupado todas las “reservas” reportadas con los términos de “reservas” probables y posibles, y los “recursos” estimados por los diferentes autores en cada Cuenca, siempre considerando un mínimo de espesor de los mantos de 0.60 m.

Cuenca	Área	Reservas posibles de carbón (Mt)	Recursos potenciales (Mt)
BARRRANCA (Islas,1979;Camacho,1956)	San Enrique	1.965	71.3
	San Marcial	0.730	17.5
	Santa Clara	1.631	5.4
	TOTAL	4.3	94.2
MIXTECA	Tezoatlán	13.227(Sánchez y Díaz, 1980)	120.3 (Torres y Cendejas, 1982)
	Tlaxiaco	19.578 (Díaz, 1980)	62.3
	Mixtepec		62
	TOTAL	32.8	244.6
SABINAS (Martínez y López, 2006)	Sabinas	930.324	16.1
	Saltillito-Lampacitos	150.622	0.3
	Las Esperanzas	7.151	2.3
	Las Adjuntas	175.065	N.D.
	San Patricio	1.609	N.D.
	Monclova	26.091	28.3
	TOTAL	1,290.9	47
CUENCA FUENTES-RIO ESCONDIDO (Verdugo y Ariciaga, 1985)	Carbón I	203	-
	Carbón II	297	-
	Carbón III	-	292
	Zona IV	100	224
	Zona V	-	100
	TOTAL	600	616
CUENCA CABULLONA (Flores, 1988)	Área San Marcos	N.D.	68
	Área El Encino	N.D.	80
	TOTAL	N.D.	148
CUENCA SAN PEDRO CORRALITOS	--	N.D.	6 (Alcántara y Camacho 1977)

CUENCA "OJINAGA"	Cenca el Chapo-San José	N.D.	23 (Flores y Gómez, 1982)
CUENCA COLOMBIA-SAN IGNACIO (Flores, 2001)	Área Villa Hidalgo, Coah.-	8.5 (Arias y Osorio, 1986)	7.4
	Colombia, N.L. Toda la Cuenca	76	176
TOTAL		2,603	1351.8

Tabla 6.3.1.1. Reservas y recursos estimados de carbón (Fuente: SEMARNAT "Estudio para identificar las capacidades de la minería de carbón en el uso y aprovechamiento del gas metano asociado").

6.3.2 Estimación de reservas posibles de carbón neto en la subcuenca de Sabinas (COREMI, 2003).

Con objeto de poder determinar con mayor precisión el potencial de CBM (gas grisú) en los carbones de la subcuenca de Sabinas en Coahuila, PEMEX Exploración y Producción (PEP) solicitó en 2003 al Servicio Geológico Mexicano (SGM) la estimación *sui generis* de las reservas de "carbón neto¹¹" en toda subcuenca. Para esta determinación se obtuvieron los volúmenes de carbón de todos los mantos de la subcuenca que fueron mayores de 0.1 m por medio del análisis de todos los registros de barrenación del SGM y la cooperación de todas las empresas mineras que contaban con información al respecto. Para el cálculo del tonelaje se aplicaron, un valor de densidad de $1.3 \frac{g}{cm^3}$ y un contenido de cenizas en el carbón de 38%, y se utilizó la metodología de Kriging¹² aplicando el variograma esférico con extrapolación de $1Km^2$. El resultado del cálculo es el siguiente.

Reservas posibles (indicadas por barrenación)	4,137 Mt
Recursos (zonas sin explorar por barrenación)	394 Mt
GRAN TOTAL	4,531 Mt

Este valor representa todo el carbón en forma de mantos y minimantos que se presenta en los sedimentos de la cuenca pero que de ninguna manera se puede

¹¹ 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 CBM (gas grisú).

¹² 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.

comparar con el contenido de carbón minable que existe en la misma cuenca que en términos de baja certidumbre se ha calculado alrededor de 930 Mt.

6.4 RECURSOS ESTIMADOS DE CBM EN MÉXICO.

Se pueden hacer estimaciones basados en datos puntuales que nos dan una idea general de los recursos con un factor de riesgo bajo. A continuación se resumen las estimaciones conocidas.

6.4.1 Recursos en la Cuenca de Sabinas según Netherland, Sewell International.

En 2003, la empresa Netherland, Sewell International, a solicitud de Pemex Exploración y Producción (PEP), realizó un estudio (NSI, 2003) para estimar el rango del potencial de Coalbed Methane de la Cuenca de Sabinas en Coahuila. Para este estudio se consideraron las seis subcuencas mayores de dicha Cuenca: Sabinas, Saltillito-Lampacitos, Las Esperanzas, Adjuntas, San Patricio y Monclova. Por el alcance del estudio esta empresa no realizó barrenación en ninguna de las subcuencas y la obtención de datos duros se limitó a la toma de muestras, para los estudios de laboratorio, en la Mina La Esmeralda y la Mina III, ambas de Minerales Monclova (MIMOSA) localizadas en la subcuenca de Sabinas. Se tomaron un total de 4 muestras en botes de desorción para los estudios correspondientes encaminados a la determinación del contenido de Coalbed methane, y 9 muestras para estudios de adsorción para la determinación de la capacidad de almacenamiento del carbón. Los datos de densidad y espesores de los mantos fueron obtenidos de MIMOSA. Los valores de contenido de son los obtenidos de los análisis de desorción y de adsorción efectuados. NSI determino por el método

probabilístico de Monte Carlo los valores de recursos potenciales de gas en la Cuenca de Sabinas que se muestran en la Tabla 6.4.1.1

Parámetro	Valor mínimo (P90)	Valor medio (P50)	Valor máximo (P10)
Densidad del carbón ($\frac{g}{cm^3}$)	1.2	1.4	1.65
Área de la Subcuenca (hectáreas)	342,769	685,537	754,334
Espesor del manto (m)	2	4	9
Contenido de gas ($\frac{m^3}{t}$)	2.83	7.08	17.98
Factor de recuperación	25	50	75
Área de drenado por pozo (hectáreas)	65	65	65
Producción por pozo (Millones de m^3)	6.3	16.8	37
Potencial de gas en la Cuenca (Gm^3)	66.488	177.518	391.112

Tabla 6.4.1.1. Valores Probabilísticos de parámetros y cálculo de recursos potenciales de CBM de la Cuenca de Sabinas (Fuente: SEMARNAT “Estudio para identificar las capacidades de la minería de carbón en el uso y aprovechamiento del gas metano asociado”).

6.4.2 Recursos potenciales en la Cuenca de Sabinas.

Se hace aquí otro intento de estimación de los recursos de CBM en la Cuenca de Sabinas tomando en consideración:

- Los cálculos del Servicio Geológico Mexicano del contenido neto de carbón en la subcuenca de Sabinas (COREMI, 2003),
- Las reservas y recursos del resto de las subcuencas de la Cuenca de Sabinas indicadas en la Tabla 6.3.1.1, y
- El contenido de CBM contenido en los carbones de la Cuenca de acuerdo a los datos de Santillan (2004) referente a las subcuencas de Sabinas y Saltillito-Lampacitos.

- Los parámetros utilizados y los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 6.4.2.1.

SUBCUENCA	RESERVAS+RECURSOS DE CARBÓN(Mt)	CONTENIDO MÍNIMO DE GAS EN EL CARBÓN $\left(\frac{m^3}{t}\right)$	CONTENIDO MÁXIMO DE GAS EN EL CARBÓN $\left(\frac{m^3}{t}\right)$	RECURSOS DE GAS METANO (MIN-MAX Gm^3)
Sabinas	4,531	10	14	45 – 63
Saltillito-Lampacitos	151	12	18	2 – 3
Las Esperanzas+Las Adjuntas+San Patricio+Monclova	241	10	18	2 – 5
TOTAL	4,923			49 – 71
(*) Se asume un contenido de metano de 97% en el gas grisú (CBM).				

Tabla 6.4.2.1. Estimación de recursos de gas metano en la Cuenca de Sabinas, estado de Coahuila (Fuente: SEMARNAT “Estudio para identificar las capacidades de la minería de carbón en el uso y aprovechamiento del gas metano asociado”).

Las estimaciones indicadas en la Tabla 6.4.2.1 indican recursos de gas metano contenido en el CBM (gas grisú) del rango de 49 a 71 *Millardos de metros cúbicos* (Gm^3) de gas metano, equivalentes al rango de 1.7 a 2.5 *TCF*. Estos resultados son comparables con el valor mínimo (P90) de las estimaciones de NSI para la cuenca, lo cual es satisfactorio debido a que el cálculo realizado no toma en cuenta los recursos de carbón que se encuentran a profundidad, “Carbón neto”, en las subcuencas otras que las de Sabinas.

6.4.3 Recursos potenciales de CBM (Coalbed methane) en México.

Se puede hacer una burda estimación de los recursos totales de coalbed methane (gas grisú) en México en función del tipo de carbón y de sus recursos potenciales. Scott y Ambrose (2001) basados en un rango de contenidos de metano en carbón de 2.8 a 8.5 $\left(\frac{m^3}{t}\right)$ y estimaron el potencial de gas metano contenido en el carbón en México. Las estimaciones son reportadas en la Tabla 6.4.3.1. Como se

puede observarse el valor obtenido por estos autores para un contenido de gas de 8.5 $\left(\frac{m^3}{t}\right)$ en la Cuenca de Sabinas de 171 Gm^3 se compara favorablemente con los resultados de NSI para un certidumbre de 50% (P50), de 177 Gm^3 .

Cuenca	Tipo de carbón	Recursos de carbón	Recursos de CBM para contenido de 2.8 m ³ /t (Gm^3)	Recursos de CBM para contenido de 8.5 m ³ /t (Gm^3)
Barranca	Antracita a Meta-antracita	1,098	3	9
Mixteca	Bituminoso baja volatilidad a semi-antracítico	1,252	4	11
Sabinas	Bituminoso volatilidad media a alta	20,171	57	171
Fuentes – Río Escondido	Bituminoso C alta volatilidad	9,363	27	80
Cabullona	Bituminoso	560	2	5
San Pedro Corralitos	Bituminoso, baja volatilidad	42	0.1	0.4
Ojinaga	Bituminoso B, alta volatilidad	161	0.5	1.4
Colombia San Ignacio	Lignito "cannel"	1660	5	14
Total México		34,307	97	291

Tabla 6.4.3.1. Estimación preliminar de los recursos potenciales de CBM en México (Fuente: SEMARNAT "Estudio para identificar las capacidades de la minería de carbón en el uso y aprovechamiento del gas metano asociado").

6.5 OTRAS POSIBLES CUENCAS CARBONIFERAS EN MÉXICO.

Desde los albores de la minería del carbón en México, la atención industrial se enfocó en las cuencas de Coahuila, concediéndose poca importancia a la exploración sistemática evaluativa de los numerosos depósitos carboníferos existentes en el país. Es así que se han reportado ya algunas localidades de carbón, lignito o turba, pero solo en pocas se ha estudiado bien la geología, y en ninguna se han cuantificado y evaluado sus reservas.

Con base en estudios someros o visitas de reconocimiento, se sabe que existen manifestaciones carboníferas fuera de las cuencas más conocidas y explotadas a nivel comercial en los Estados de Coahuila, Chihuahua, Durango, Guerrero, Hidalgo, México, Michoacán, Oaxaca, Nuevo León, Puebla, San Luis Potosí, Tamaulipas, y Veracruz. La génesis de los depósitos es similar a la ya descrita, y se encuentran principalmente encajonados en unidades litoestratigráficas paleozoicas, jurásicas, cretácicas, eocénicas o más jóvenes.

En la Formación Tecomasúchil del Jurásico, que aflora en Tecamatlán, Puebla, y probablemente en otras partes del Estado, como las áreas de Tejaluca y de Ahuatlán, se observaron una capa de carbón de buena calidad, en posición sub-horizontal, con un espesor aproximadamente de 1.50 m.

En Guerrero, en la Región de la Montaña (parte nororiental del estado), se han reconocido siete áreas con evidencias de carbón en estratos del Jurásico Medio y Tardío. La zona con carbón, de Cualac en el Estado de Guerrero, es el área más promisoría. Se encuentra al norte de la población del mismo nombre y tiene una superficie de aproximadamente 80 km². Los depósitos principales se encuentran en las cañadas de Cuachitzoloyo, Limontitlán y en la Loma La Viga, en la parte baja del Grupo Tecocoyunca de edad Jurásica. El carbón de esta área forma capas y lentes alargados, con espesores de pocos centímetros a 50 cm y excepcionalmente llegan a tener 80 cm. El carbón encontrado hasta ahora es sucio, con impurezas de arcillas y valores de 4 al 17% de carbón fijo.

La zona de Xalmolapa, Gro., también del Jurásico, tiene una superficie aproximada de 24 km², se localiza al sureste de Cualac y norte de Tlapa; su litología es muy similar a la de Cualac, difiriendo en que los mantos de carbón tienen espesores menores a 50 cm y son más lenticulares. En la zona de Xixila, situada al noroeste de Olinalá, Gro., justo entre Xixila y Mitlancingo, sólo se encuentran capas gruesas de lutita carbonosa negra, con impresiones de plantas fósiles del Jurásico, y algunos

fragmentos de troncos carbonizados, muy semejantes a los del arroyo de Cuachitzoloyo en la región de Cualac.

En la zona de Quechultenango, Gro., se encontraron pequeñas capas y lentes de carbón limpio, así como impresiones de tallos y troncos, contenidos en un estrato arenoso de edad Jurásico; estos lentes por su tamaño, no son de interés económico.

Las localidades potenciales de contener depósitos de carbón de edad Cretácico son: El Bolsón de Mapimí, en Durango; Temexalco, Cuxcatlán y Xilitla, en San Luis Potosí; Villa Pánuco en Veracruz; y Tancasneque en Tamaulipas. La información que se tiene de ellas es muy limitada. También existen localidades potenciales de depósitos de carbón de edad Cenozoico; entre ellas están: la Cuenca de Colombia en Nuevo León, que porta carbones sub-bituminosos de origen palustre de edad Eoceno, los de Yahualica y Chicontepic en Veracruz, de edad Oligoceno; los de Zacualtipan en Hidalgo, de edad miocénica, y los de Tamazuchale en San Luis Potosí, de edad terciaria. Se conocen además algunas localidades con evidencias de lignito y/o turbas de origen lacustre, tales como Tehuichila y Zacualtipan y San Miguel Ocaxichitlán, Edo de Hidalgo, de edad Mioceno; y las de Chalco, Edo. De México, de edad Cuaternario. Casi todas estas localidades carboníferas, sólo se conocen por estudios de reconocimiento; en muy poco casos se han efectuado trabajos de obra minera, Por ejemplo en Colombia, N.L., se produjo carbón para la Fundidora de Fierro y Acero de Monterrey, pero pronto se suspendió la producción por su bajo volumen; en Tecomatlán, Puebla, se trabajó en 1874 (Jiménez, 1921) una mina llamada "La Salvadora", pero su rendimiento escaso pronto obligó a cerrarla; otro tanto aconteció en la Peña de Ayuquila en el Estado de Puebla; por último, en 1875, se produjo carbón de la Mina "El Cristo 2," ubicada cerca Tempoal, Ver., mismo que era transportado por barco en el Río Pánuco, pero pronto se suspendió la producción por no ser costeable.



CAPITULO 7

RECUPERACIÓN EN LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE CBM EN MÉXICO

El objetivo de este capítulo es de estimar el potencial que tiene México en recursos de Coalbed Methane (CBM), con base en las propiedades y características de la Región Carbonífera de Coahuila (Subcuenca Sabinas), debido a que es la región carbonífera más importante del país y de la que se tiene mayor información. Comenzaremos con una breve descripción de la Región Carbonífera de Coahuila.

7.1 REGIÓN CARBONIFERA DE COAHUILA.

Las rocas que afloran dentro de La Región Carbonífera de Coahuila varían en edad del Jurásico Tardío al Cuaternario y se estructuran bajo la forma de anticlinales y sinclinales de dimensiones relativamente grandes. Esta región es la más importante del país, aporta más del 90% de la producción nacional de carbón, de acuerdo a las últimas cifras indicadas por el Consejo de recursos Minerales. Esta región se ubica en la Porción norte-central del Estado de Coahuila y se extienden al oriente hasta incluir una pequeña área del Estado de Nuevo León, (Figura 7.1.1).

Dumble (1892) y Vaughan (1900) realizaron los primeros estudios geológicos, describiendo las formaciones de la región. Böse y Cavins (1927), con base a la biogeocronología europea, asignaron edad a estas unidades. Finalmente, Stephenson (1927) definió las formaciones tal y como se conocen hasta ahora. El estudio geológico más completo es el de Robeck *et al.* (1956), en el que se describe detalladamente la estratigrafía y estructura de la región de Sabinas. Otros trabajos más recientes han sido publicados por Flores Galicia (1988), Consejo de Recursos Minerales (1994) y Rivera-Martínez y Alcocer-Valdés (2003).

La región carbonífera de Coahuila, también designada “Cuenca de Sabinas”, aunque tal y como se ha indicado anteriormente, comprende una cierta parte del territorio de Nuevo León, se divide en dos subregiones la primera “Sabinas-Monclova” se localiza al sur de las poblaciones de Nueva Rosita y de Sabinas, y se extiende hasta las

cercanías de Monclova (Figura 7.1.1), cubriendo una superficie aproximadamente de 6 940 Km². La segunda se localiza en el área Nava-Piedras Negras, cubre una superficie de aproximadamente 6,000 Km² se le designa “Zona de Fuentes-Rio

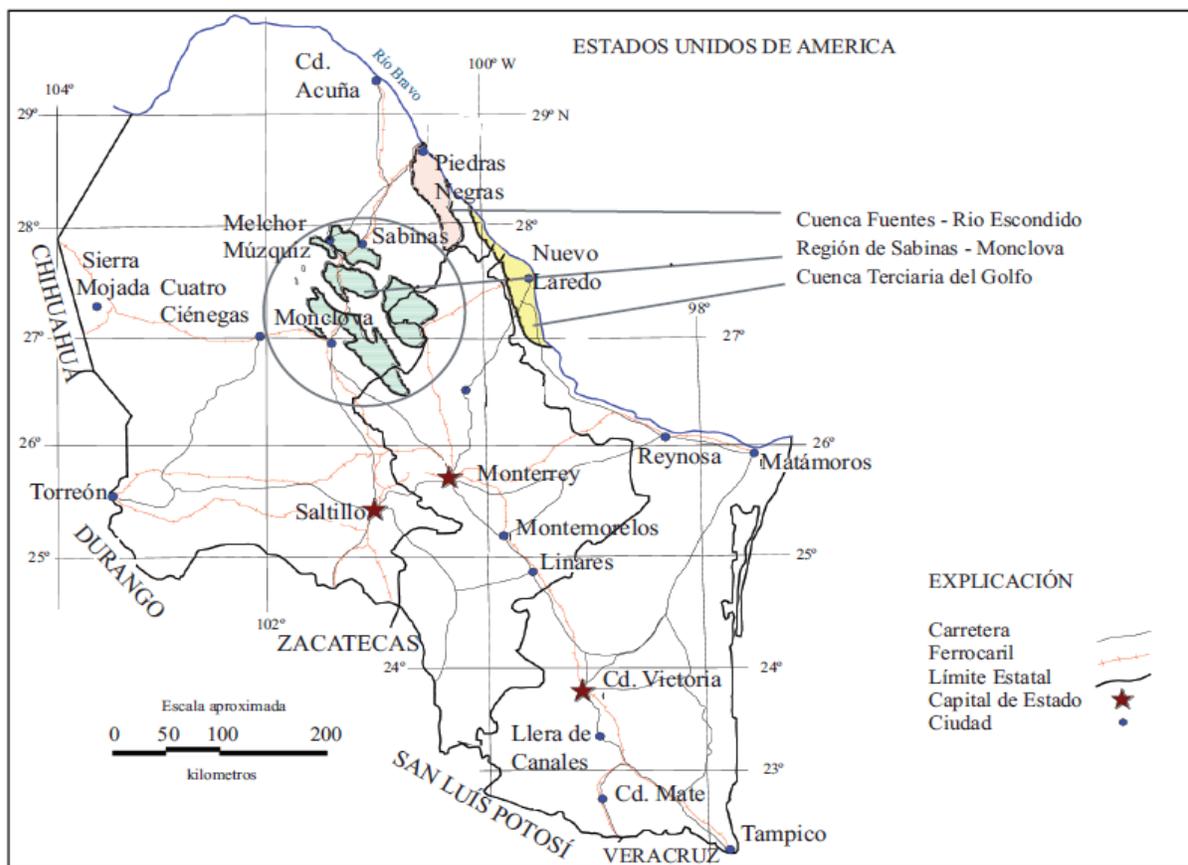


Figura 7.1.1. Plano de localización de las cuencas carboníferas de los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas (Tomado de Rivera-Martínez y Alcocer-Valdés 2003) Fuente: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana; Volumen Conmemorativo del Centenario; Revisión de Algunas Tipologías de Depósitos Minerales de México; Tomo LVII, Núm. 4, 2006, P. 141-160

Escondido”. A continuación se describen las dos Sub-regiones de forma general.

Geológicamente, la Sub-región Sabinas-Monclova está constituida por ocho “subcuencas” que se corresponden con sinclinales amplios, cuya orientación NW-SE se ajusta a la estructura regional. Estas “subcuencas” localmente se designan como

Sabinas, Esperanzas, Saltillito-Lampacitos, El Gavilán, San Patricio, Las Adjuntas, Monclova y San Salvador, (Figura 7.1.2). Las rocas que afloran dentro de la Región Carbonífera de Coahuila varían en edad del Jurásico Tardío al Cuaternario. Los materiales mesozoicos están esencialmente representados por rocas sedimentarias de ambientes marinos; los sedimentos del Terciario y Cuaternario están esencialmente representados por rocas de tipo continental, incluyendo algunos derrames de basalto.

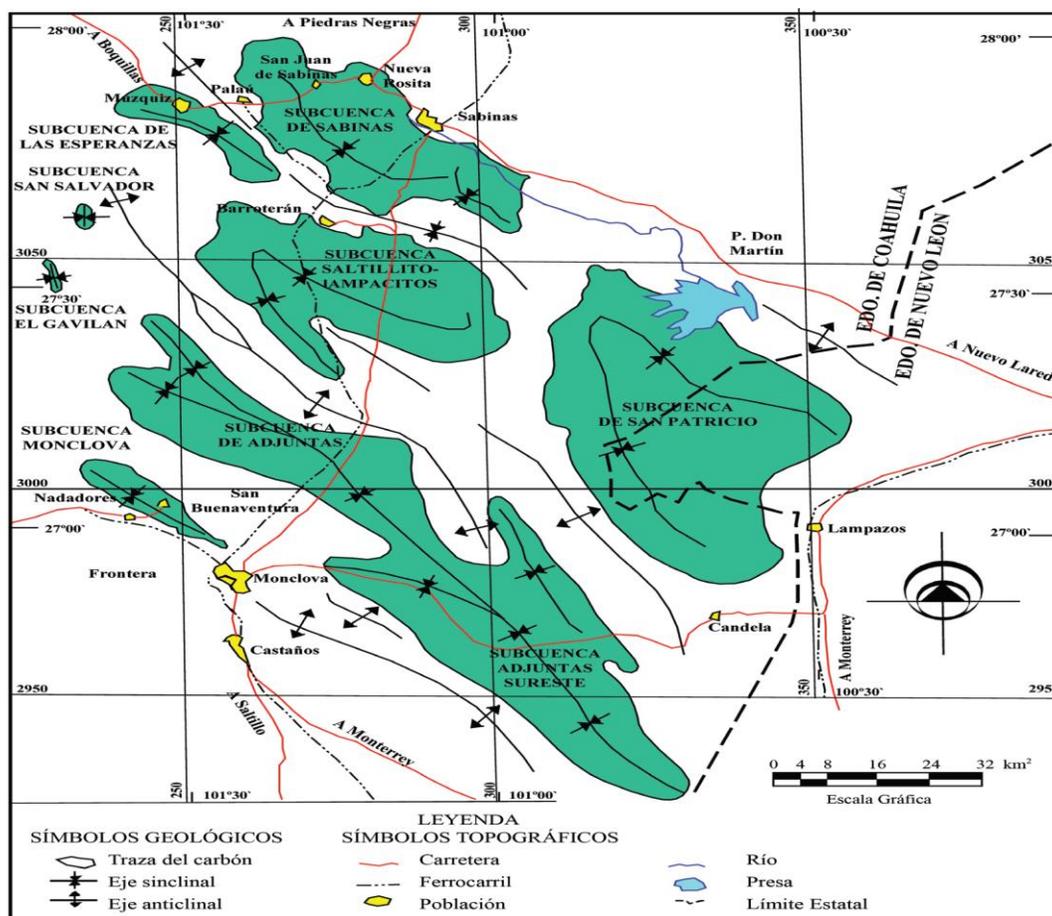


Figura 7.1.2. Plano de localización de la Cuenca Sabinas Monclova (Tomado de Rivera-Martínez y Alcocer-Valdés) (Fuente: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana; Volumen Conmemorativo del Centenario; Revisión de Algunas Tipologías de Depósitos Minerales de México; Tomo LVII, Núm. 4, 2006, P. 141-160).

La Subcuenca de Sabinas es la mejor conocida debido a su intensa explotación de carbón, tiene una superficie de $1,034 \text{ Km}^2$ con una longitud de 59 Km y una anchura correspondiente de 24 Km . La profundidad máxima de esta subcuenca detectada por barrenación es de 521 m en la porción SW de la misma y la profundidad máxima a la que se encuentra el manto de carbón es de 490 m . Con una alta concentración de plantas que condujeron a la acumulación de Kerógeno tipo III favorable para la generación de metano in-situ. En esta subcuenca se han llegado a identificar hasta 15 mantos de carbón cuyos espesores varían desde unos centímetros hasta un máximo de 4.10 m (mina III MIMOSA), sin embargo solo dos de ellos tienen importancia económica.

La subcuenca de Esperanzas se localizada al poniente de la subcuenca de Sabinas-Monclova también ha sido objeto de exploración y explotación; su tamaño es reducido de sólo 184 Km^2 , con una longitud de 31 Km y ancho de 7 Km , y un rumbo NW-SE. Su profundidad reconocida por barrenación es de 579 m . Se caracteriza por inclinaciones fuertes en sus flancos y se han descrito hasta 4 mantos de carbón con espesores de 0.05 m a 1.56 m , sin embargo únicamente 2 mantos tienen la continuidad y espesor para ser considerados como minables el primero con espesor promedio de 0.77 m y el segundo de 0.06 m .

La subcuenca Saltillito-Lampacitos es otro sinclinal al Sur de la subcuenca Sabinas-Monclova tiene una longitud de 54 Km y 21 Km de ancho y tiene como extensión el sinclinal de Lampacitos de 16 Km de largo por 6 de ancho. Esta subcuenca le sigue en importancia económica a la de sabinas. Su orientación es NW-SE y se trata de un sinclinal muy plegado; la profundidad de esta subcuenca alcanza los $1,500 \text{ m}$ en Saltillito y de 800 m en Lampacitos. La superficie de toda la subcuenca es de $1,145 \text{ Km}^2$. Dos son los mantos de carbón con el espesor y continuidad suficiente para ser susceptibles de explotación a la fecha son de 320 m , pero según el proyecto de minado se planea alcanzar a los 450 m .

La subcuenca Las Adjuntas es la más extensa de la Cuenca de Sabinas, de rumbo general NW-SE, con una longitud de 134 *Km* de largo y anchos que varían entre los 17 *Km* a los 27 *Km* y se encuentra localizada al N de la ciudad de Monclova. La profundidad máxima registrada a la fecha es de 586 *m*, pero por interpretaciones geológicas se infiere que puede llegar hasta los 2,000 *m*. Se han reconocido hasta 6 mantos de carbón con un espesor promedio de 0.91 *m*, con un máximo de 3.62 *m* y un mínimo de 0.1 *m*. Sólo dos de los mantos se considera pudieran tener interés económico. Las condiciones geológicas de la formación de estas rocas indican que es una zona de poco potencial para la formación de mantos de carbón continuos con bajos contenidos de cenizas.

La subcuenca de San Patricio está localizada al SE de las subcuencas de Sabinas y Saltillito-Lampacitos. Tiene una longitud de 82 *Km* y un ancho máximo de 44 *Km*. Su profundidad máxima es desconocida, y sus capas presentan suaves inclinaciones en sus flancos que no superan los 15°. La “zona de carbón” tiene más de 50 *m* de espesor y los mantos de carbón varían de 0.15 *m* a 0.9 *m* de espesor. Estos mantos lateralmente no tienen gran extensión y no es posible correlacionarlos entre sí, por lo que esta subcuenca ha sido poco explorada a profundidad. Las inclinaciones del manto medidas a la fecha indican de 8° a 15°. A la fecha sólo se ha encontrado un manto con continuidad y de poco espesor, 0.6 *m*. se trata de una subcuenca sin interés económico por el ambiente de depósito que reflejan sus sedimentos, el cuál no fue favorable para la formación de mantos de carbón.

Subcuenca de Monclova está localizada en las inmediaciones de Frontera al NW de la ciudad de Monclova tiene una longitud aproximada de 28 *Km* desde su extremo NW, hasta la unión con la subcuenca de las Adjuntas. Tiene un ancho promedio de 3.5 *Km*, con un mínimo de 2 *Km*, en su porción sureste y máximo de 6 *Km* en la parte central de la subcuenca. Su superficie total es de 120 *Km*². Por medio de barrenación se han identificado 6 mantos de carbón de los cuales sólo el manto inferior es correlacionable regionalmente. Los cinco mantos restantes se presentan

en forma lenticular y con espesores menores de 1.00 *m*. La profundidad del manto de carbón que tiene continuidad varía de 22 *m* a 628 *m*. El espesor de este manto oscila entre 0.07 *m* y 1.54 *m*. En la subcuenca de Monclova los mantos de carbón no afloran.

Subcuencas El Salvador y El Gavilán están localizadas al W de la subcuenca de Saltillito-Lampacitos. Son de pequeñas dimensiones, 11 *km*² y 9 *Km*² respectivamente. La Subcuenca El Salvador tiene 5.5 *km* de largo por 2 *Km* de ancho y de rumbo NE 15° SW; su exploración revela que los mantos de carbón no son de interés económico por su espesor reducido y la falta de continuidad de los mismos. La subcuenca El Gavilán de 6 por 2 *Km* no presenta más que un manto de carbón que no supera los 20 *cm*, por lo que carece de interés económico.

Dentro de la Sub-región Fuentes-Rio Escondido se tiene que:

Los mantos de carbón están incluidos en la Formación Olmos de la Edad Maestrichtiano de la Época Cretácico Tardío, que representan rocas sedimentarias que tienen su origen en el depósito de sedimentos asociados a un delta donde la Formación Olmos representa la paleo-planicie deltaica (pantanos, marismas y manglares). Los mantos de carbón presentan espesores que varían desde 0.1 a 1.3 *m* interestratificados en lutitas carbonosas, alojados en una roca encajonante compuesta principalmente de lutitas, lutitas arenosas y algunos horizontes de areniscas. La posición estructural de los mantos de un homoclinal¹³ con inclinaciones hacia el E de 2° a 3°. La calidad del carbón está definida por los valores promedio de sus características que son, carbón fijo 32%; cenizas, 33%; materia volátil, 30.5%; humedad total, 4.2% y poder calorífico de 4500 *cal/g* (8,250 *BTU's*). De acuerdo al sistema de clasificación de la ASTM, este carbón está definido como Subbituminoso C, y es de uso térmico, no coquizable¹⁴.

¹³ Paquete de rocas estratificadas que tienen la misma inclinación en una sola dirección.

¹⁴ Coquizable. Aquel carbón que contiene bajo contenido de ceniza y un contenido de materia volátil en el rango de 15 a 35%; la propiedad esencial para que un carbón sea coquizable es que se comporte en forma plástica y fluida durante su pirolisis entre los 350 y los 500°C. Los carbonos coquizables son generalmente los de rango medio. 163

7.2 CALIDAD DEL CARBÓN DE LA SUB-REGIÓN DE SABINAS-MONCLOVA (SUBCUENCA SABINAS) CON IMPORTANCIA ECONOMICA.

El carbón explotable se encuentra principalmente en las “Subcuencas” de Sabinas y de Esperanzas. El carbón de estas subcuencas se encuentra entre Bituminosos alto volátil tipo A y Bituminosos medio volátil. Se presenta como un doble manto separado por un cuerpo arcillo-limolítico, (Figura 7.2.1). En los demás depósitos conocidos de las otras subcuencas, no siempre se encuentra el segundo manto, aparece un horizonte de arcilla refractada de 25 a 30 *cm* de espesor, que corresponde probablemente a una toba volcánica transformada parcialmente en bentonita. Este horizonte es un índice confiable para la correlación de los mantos de

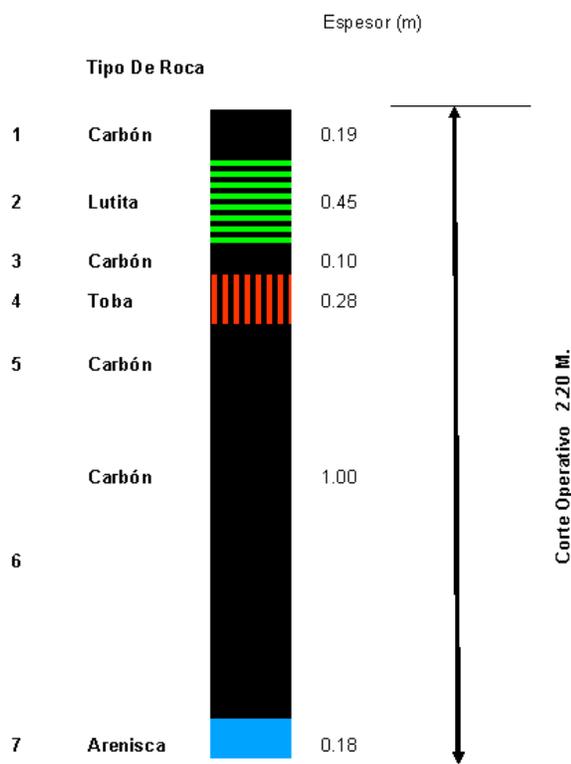


Figura 7.2.1. Ejemplo de sección del manto carbón en la Mina III de MIMOSA (Fuente: Campuzano y Rivas, 2004).

carbón de una mina a otra, así como para la correlación de áreas próximas entre sí.

Como se mencionó anteriormente, una de las clasificaciones de los carbones es en función de su tipo (análisis microscópico). Como índice de este se utiliza la medida de la reflectancia máxima de los distintos componentes orgánicos en una muestra pulverizada y pulimentada de carbón, sumergida en un aceite específico para mejora de contraste. Esta caracterización se basa en la diferente reflectancia de los macerales (Vitrinita, liptinita e Inertinita).

El carbón de estas subcuencas presenta vitrinita preponderante como constituyente, y un poder reflector de la vitrinita de 1.0%, además de:

- Humedad 0.3%
- Inertinita 8 (%vol.)
- Liptinita 0 (%vol.)
- Vitrinita 84 (%vol.)
- Porosidad 6 (%vol.)
- Carbón Fijo 47%
- Ceniza 16%
- Sulfuro 1%
- Poder Calorífico 1006 *BTU*

7.3 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE COALBED METHANE (CBM) EN LA SUBCUENCA SABINAS.

La primera etapa en la evaluación del potencial de un play de carbón es determinar el contenido de gas en una muestra de carbón. No solo debe de estar presente el carbón, sino que además el carbón debe de ser de un rango correcto que permita un contenido adecuado de gas adsorbido para una buena posición de reservas y tener suficiente permeabilidad para permitir la producción a gastos económicos.

El contenido de gas puede determinarse por dos métodos: directo o indirecto:

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. Los dos primeros pueden ser medidos, el tercero es el que presenta 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 Williams y la técnica de Seidle¹⁵. 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.

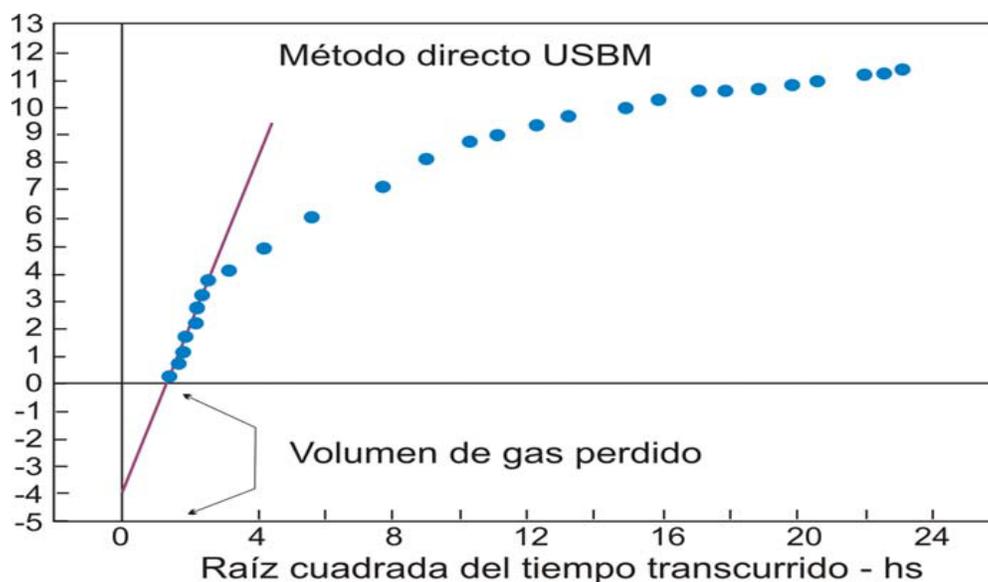


Figura 7.3.1 Método USBM para determinar el volumen de gas perdido. (Fuente: Yacimientos de CBM, Jorge Ortega.)

¹⁵ "Reservorios de coalbed methane" (CBM), Jorge Ortega.

Método indirecto: infieren el contenido de gas utilizando una isoterma de desorción y datos de presión. Una isoterma de desorción describe la capacidad de almacenamiento de gas en 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.

Cabe mencionar que en este trabajo llevaremos a cabo la estimación de los recursos de CBM en México utilizando el método indirecto.

7.3.1 Contenido de gas en una muestra de carbón.

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 estimada por cálculos basados en la información obtenida de núcleos.

El contenido de gas es determinado a través de una prueba de desorción controlada en núcleos que se realiza en laboratorios especializados, la cual es una tarea complicada y laboriosa. Por otro lado, 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, características del carbón, aspectos geológicos, pérdida de gas durante procesos geológicos y temperatura.

En la Sub-región de Sabinas-Monclova, se llevó a cabo una prueba de adsorción y se obtuvieron los datos que se muestran en la Tabla 7.3.1.1. Para la realización de esta prueba, las muestras utilizadas fueron tomadas de la zona conocida como la zona de “Doble Manto” en la Formación Los Olmos cuya edad pertenece a Cretácico

Superior y además es conocida como la de mayor importancia económica debido a que contiene los principales mantos de carbón.

V(scF/ton)	Presión (psia)
644.0718193	1058.77521
622.7459128	855.72243
591.0011647	652.66965
541.1762126	456.868755
500.9539018	355.342365
425.3733509	232.06032
307.4153634	123.282045
166.6100665	50.763195

Tabla 7.3.1.1. Prueba de adsorción de metano de la Subcuenca Sabinas.

Además de la tabla anterior se determinaron los siguientes datos:

- **Presión del yacimiento:** 430 *psi*.
- **Profundidad:** 350 *m*.
- **Temperatura estimada a 350 m:** 30 °C.
- **Área de drene:** 60 Acres.
- **Contenido de agua:** Base seca.
- **Espesor de la capa de carbón:** 2.17 *m*.
- **Tiempo de la prueba:** 56.6 *hrs*.
- **Permeabilidad:** 33.6 *mD*.
- **Espaciamiento de las diaclasas:** 1 *mm*.
- **Factor de daño:** 8
- **Densidad promedio del carbón:** 1.4 *g/cm³*

Ahora bien para poder determinar la máxima capacidad de almacenamiento en una muestra de carbón utilizaremos la isoterma de Langmuir, la cual describe el equilibrio entre el gas adsorbido y el gas libre como función de la presión. Su nombre se debe al físico-químico que la desarrollo Langmuir, y presenta la siguiente ecuación:

$$V = V_{max} \left(\frac{BP}{1+BP} \right) \dots\dots\dots (7.1)$$

Donde:

V = es el contenido de gas en $\left(\frac{scf}{t}\right)$

V_{max} = es la máxima capacidad de almacenamiento en $\left(\frac{scf}{t}\right)$

B = es la constante de Langmuir en (psi^{-1})

P = es la presión del yacimiento en (Psi)

A presiones muy bajas la isoterma de Langmuir se reduce a la ley de Henry's dada por:

$$V = V_{max}BP \dots\dots\dots (7.2)$$

Donde el contenido de gas es una función lineal de la presión. Por este motivo, B es también llamada constante de la ley de Henry's. En algunos usos recientes, la isoterma de Langmuir se ha reescrito como:

$$V = V_{max} \frac{P}{P_L + P} \dots\dots\dots (7.3)$$

Donde P_L es ahora igual a $\frac{1}{B}$ y es la presión en la cual el 50% de la capacidad máxima de almacenamiento es alcanzada.

Para determinar las constantes de la isoterma de Langmuir, la ecuación (7.1) es usualmente escrita como:

$$\frac{1}{V} = \frac{1}{V_{max}B} * \frac{1}{P} + \frac{1}{V_{max}} \dots\dots\dots (7.4)$$

Ajustando la ecuación (7.4) con mínimos cuadrados podemos observar que la pendiente es igual a $\frac{1}{V_{max}B}$, y la ordenada al origen es igual a $\frac{1}{V_{max}}$. Por lo tanto, con los datos de la Tabla 7.3.1.1 se obtendrá las constantes de Langmuir.

V(scf/t)	Presión (psia)	1/V	1/P
644.071819	1058.77521	0.00155262	0.00094449
622.745913	855.72243	0.00160579	0.0011686
591.001165	652.66965	0.00169204	0.00153217
541.176213	456.868755	0.00184783	0.00218881
500.953902	355.342365	0.00199619	0.00281419
425.373351	232.06032	0.00235088	0.00430922
307.415363	123.282045	0.00325293	0.00811148
166.610066	50.763195	0.00600204	0.01969931

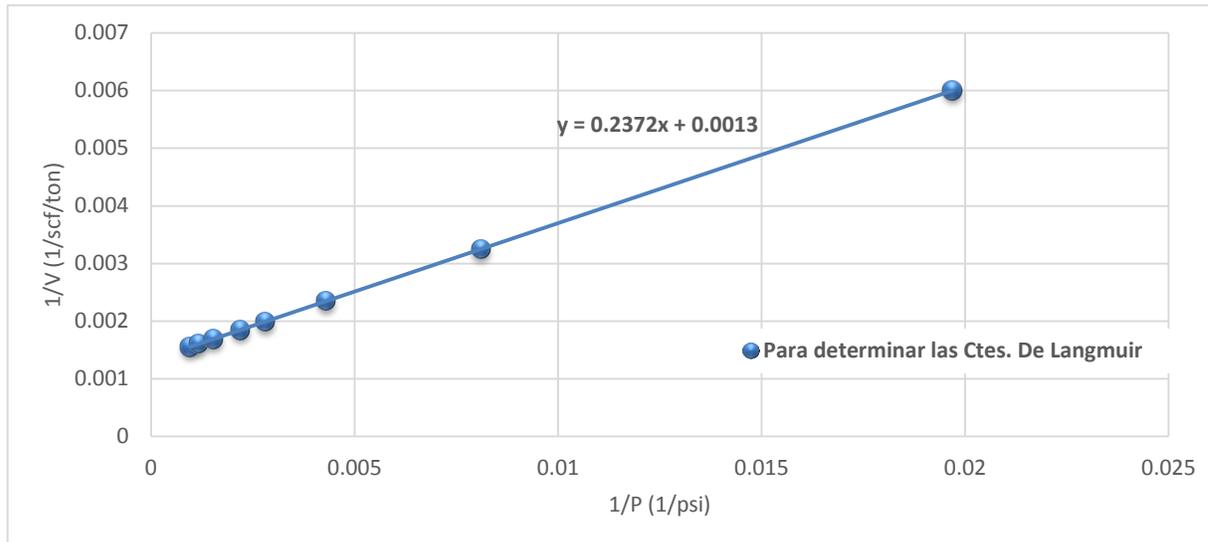


Tabla 7.3.1.2. Prueba de adsorción de metano de la Subcuenca Sabinas.

De la gráfica anterior se puede determinar que:

$$\frac{1}{V} = 0.2372 * \frac{1}{P} + 0.0013 \dots\dots\dots (7.4)$$

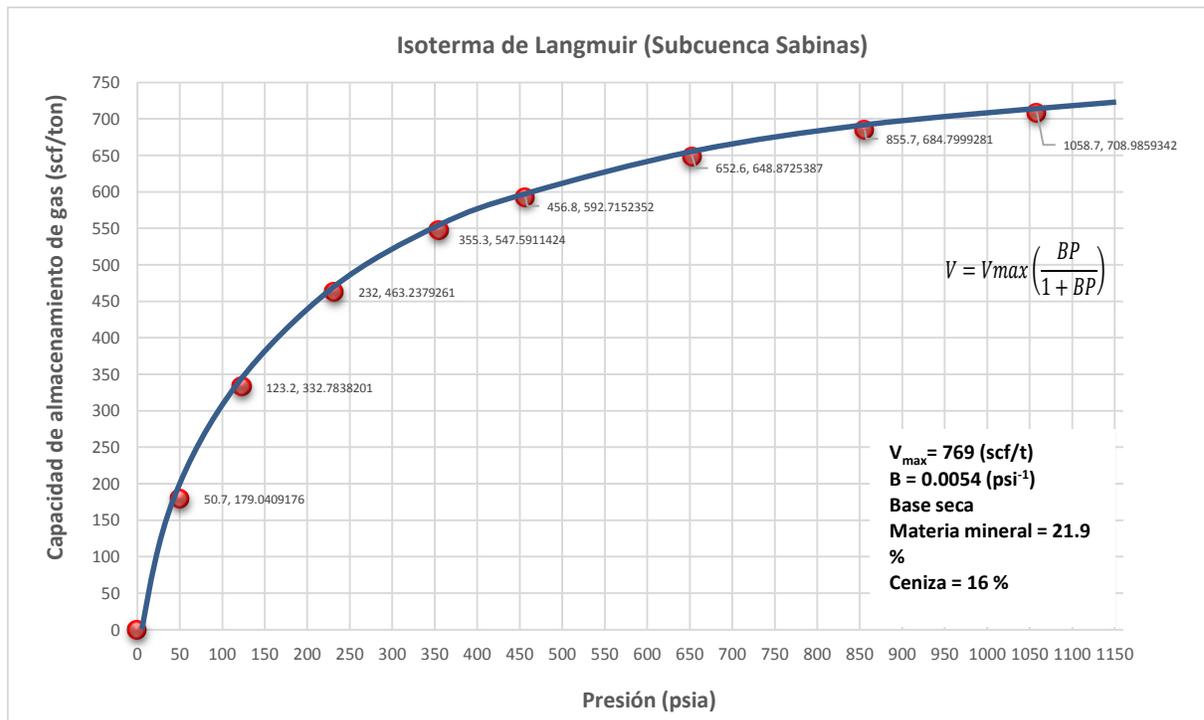
Por lo tanto:

$$\frac{1}{V_{max}} = 0.0013; V_{max} = 769 \left(\frac{scf}{t}\right) \quad \text{y} \quad \frac{1}{V_{max}B} = 0.2372; \quad B = 0.0054 \text{ (psi}^{-1}\text{)}$$

Ya que se obtuvieron los valores de las constantes de Langmuir (V_{max} y B) y utilizando la presión del yacimiento, procedemos a obtener la isoterma de Langmuir, con base en la ecuación (7.1).

Presión (psia)	V(scf/t)
1058.7	708.98593
855.7	684.79993
652.6	648.87254
456.8	592.71524
355.3	547.59114
232	463.23793
123.2	332.78382
50.7	179.04092

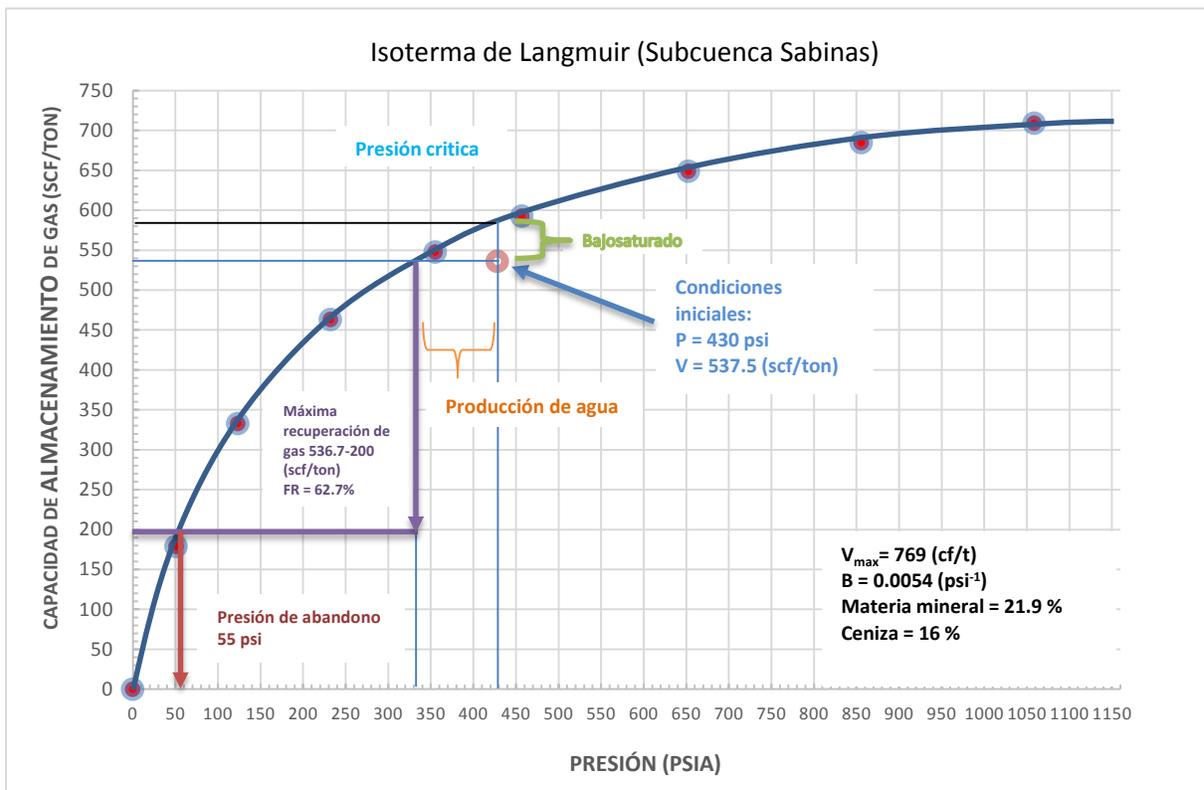
Tabla de resultados de la ecuación 7.1



Isoterma de Langmuir (Subcuenca Sabinas)

Calculando el contenido de gas en la muestra de carbón a la presión del yacimiento se tiene que:

$$V = 769 \left(\frac{cf}{ton} \right) \left(\frac{0.0054(psi^{-1})430(psi)}{1 + 0.0054(psi^{-1})430(psi)} \right) = 537.5 \left(\frac{scf}{t} \right)$$



Isoterma de Langmuir. Condiciones iniciales del yacimiento de doble manto de carbón de la subcuenca Sabinas.

Se puede observar en la gráfica anterior que el contenido de gas es menor que la capacidad de almacenamiento dado por la isoterma de desorción de 590 (scf/t) a esa misma presión. Esto implica que reduciendo la presión a **330 (psi)** permitiría obtener **537.5 (scf/t)** sobre la curva de la isoterma. Esta presión es conocida como

la presión crítica o presión de desorción P_d . Este valor permitirá determinar si un manto de carbón se encuentra saturado o bajosaturado.

7.3.2 Contenido de gas.

Una vez calculado el contenido de gas en una muestra de carbón se puede estimar el contenido de gas tomando en cuenta el contenido de humedad y cenizas. El cálculo del contenido de gas se realiza con la siguiente ecuación:

$$GC = GC_{PC}\{1 - WF_{DASH} - WF_{RMC}\} \dots\dots\dots (7.5)$$

Donde:

$GC \left[\frac{scf}{t} \right]$ = Contenido del gas

$537.5 GC_{PC} \left[\frac{scf}{t} \right]$; Contenido de gas en una muestra de carbón

$0.171 WF_{DASH} [fracción]$; Contenido de cenizas

$0.03 WF_{RMC} [fracción]$; Contenido de humedad

Sustituyendo valores en la ecuación (7.5):

$$GC = 537.5 \left[\frac{scf}{t} \right] \{1 - 0.16 - 0.03\}$$

$$GC = 435.4 \left[\frac{scf}{t} \right]$$

7.3.3 Cálculo de la reserva de gas (Subcuenca de Sabinas).

Una vez calculado el contenido de gas (tomando en cuenta la cantidad de ceniza y humedad) se calcula la reserva de gas inicial al multiplicar el contenido de

gas por la densidad del carbón y además de añadir el término de gas libre en fracturas. Sin embargo, menos del 10% del total de gas inicial se encuentra en las fracturas de forma libre, lo cual es una opción relativamente pequeña y puede ser despreciable por lo que el cálculo de la reserva de gas se puede estimar con la siguiente ecuación:

$$G = 1359.7 Ah\bar{\rho}_c GC \dots\dots\dots (7.6)$$

Donde:

G [scf]= Volumen de gas in-situ

$A = 60$ [acres] Área del yacimiento (área de drene)

$h = 7.12$ [ft] Espesor de la capa de carbón

$\bar{\rho}_c = 1.4 \left[\frac{g}{cm^3} \right]$ Densidad promedio del carbón

$CG = 435.4 \left[\frac{scf}{t} \right]$ Contenido de gas

Sustituyendo valores en la ecuación (7.6)

$$G = 1359.7 * 60 (acres) * 7.12(ft) * 1.4 \left(\frac{g}{cm^3} \right) * 435.4 \left(\frac{scf}{t} \right)$$

$$G = 354.05 MMscf$$

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

$$G_R = G_i * R_f \dots\dots\dots (7.7)$$

Donde:

G_R [MMft³@c. e.] = Reserva recuperable de gas metano

$G = 354.05 [MMscf]$ = Volumen de gas in-situ

$R_f = 0.608 [fracción]$ = Factor de recuperación

Sustituyendo valores en la ecuación (7.7)

$$G_R = 354.05 [MMscf] * 0.627 = 222 [MMscf]$$

Cabe señalar que los 222 *MMscf* de reservas recuperables de metano calculados equivale a una área de drene de 60 *acres*. Sí tomamos en cuenta la estimación *sui generis* de las reservas de “Carbón neto” de la Sub-Región de Sabinas-Monclova llevadas a cabo por el Servicio Geológico Mexicano en el año 2003 a petición de Pemex Exploración y Producción (PEP), así como las reservas publicadas por la Sociedad Geológica Mexicana A.C. (Rivera-Martinez y Alcocer-Valdés, 2003) y además las reservas estimadas por Eguluz de Atuñaño, S. y Amezcua Torres, N. Coalbed Methane Resources of the Sabinas Basin, Coahuila, México. AAG Memoir, 2003 y por último se consideran las reservas publicadas en “*Horizontal degasification and caracterización of coals in the Sabinas Sub-basin, Mexico: implications for CBM production, 2006*” por Thomas Gentzis, Keith Murray, Renee Klinger y Mario Santillan (ver Tabla 7.3.3.1).

Autor	Reservas de carbón totales (Gcf)
Servicio Geológico Mexicano (COREMI 2003)	4.531
Sociedad Geológica Mexicana A.C.	1.387
Thomas G., Keith M., Renee K. y Mario S.	12.3
Eguluz de Antuñaño y Amezcua Torres	147

Tabla 7.3.3.1. Diferentes estimaciones de las reservas de carbón en Billones de pies cúbicos (Gcf) de la Subregión de Sabinas.

Con base en la estimación que se realizó con ayuda de la Isoterma de Langmuir de la capacidad de almacenamiento en una muestra de carbón podemos hacer una estimación muy general que nos permita conocer el potencial que tiene la Región Carbonífera de Coahuila (subcuenca de Sabinas) en cuanto a los recursos

recuperables de coalbed methane (CBM). Es importante señalar que si bien no es una estimación a nivel nacional, nos permite hacer una comparación con los principales países productores de este recurso no convencional debido a que la Región Carbonífera de Coahuila es la más importante de nuestro país.

Sabiendo que el contenido de gas en una muestra de carbón es de 435.4 scf/t el potencial estimado de este recurso se resume en la Tabla 7.3.3.2 para cada reserva de carbón estimada por cada autor.

Autor	Potencial de CBM (TCF)
Servicio Geológico Mexicano (COREMI 2003)	1.98
Sociedad Geológica Mexicana A.C.	0.603
Thomas G., Keith M., Renee K. y Mario S.	5.4
Eguiluz de Antuñano y Amezcua Torres	64
Promedio de recursos recuperables de CBM en México	17.9

Tabla 7.3.3.2. Estimación de las reservas de coalbed methane en Trillones de pies cúbicos (TCF) para las diferentes reservas de carbón estimadas en la Subcuenca de Sabinas.

Las mayores reservas de carbón y, por tanto, de coalbed methane se producen en 14 países y regiones (Tabla 7.3.3.3) con los mayores recursos en Rusia, China, Estados Unidos, Australia y Canadá. En México, como se puede ver en la Tabla 7.3.3.3 y de acuerdo a la estimación hecha se encuentra en un lugar privilegiado junto con los países con mayores reservas recuperables de CBM, desafortunadamente no se ha aprovechado este recurso, por el contrario se ha estimado que en las minas subterráneas activas del estado de Coahuila se emiten aproximadamente 62 millones de m^3 de gas metano anualmente, todas las cuales se ventilan a la atmosfera. Los recursos en Rusia son en gran parte no explorados y por lo tanto, no desarrollados y gran parte de la producción actual de coalbed methane en China es el de las minas, donde la producción de gas es en primer lugar para desgasificar carbones como parte de las operaciones de minería subterránea. La falta o insuficiencia de la producción de coalbed methane de Rusia ha sido principalmente el resultado de un amplio suministro de gas natural convencional.

País/Región	Recursos de Coalbed Methane Recuperables (TCF)
Rusia	200
China	100
Estados Unidos	140
Australia/Nueva Zelanda	120
Canadá	90
Indonesia	50
Sudáfrica	30
Europa Occidental	20
Ucrania	25
Turquía	10
India	20
México (Promedio)	17.9
Kazajistán	10
Polonia	5

Tabla 7.3.3.3. Recursos recuperables de coalbed methane a nivel mundial incluyendo México.
(Fuente: Coalbed methane: Current Evaluation Methods, Future Technical Challenges, SPE 131791, C.R. Clarkson y R.M. Bustin).

El desarrollo en China, India y muchos países europeos han tenido muy poco éxito debido a la baja permeabilidad en carbones de alto rango que han arrojado tasas de producción no económicas a pesar de que existen grandes cantidades de gas. En otros países como Indonesia, Vietnam y el sur de África la falta de mercado y la infraestructura ha obstaculizado el desarrollo.

7.4 TABLA FINAL.

Finalmente para tener un mejor entendimiento, en la Tabla 7.4.1 se muestra el potencial de CBM en México tomando como en cuenta el tonelaje de carbón estimado por varios autores así como empresas mineras privadas y organismos públicos, además se toma como base el contenido de gas adsorbido y el factor de recuperación estimados a partir de la isoterma que se realizó anteriormente en este mismo capítulo.

	Servicio Geológico Mexicano	Sociedad Geológica Mexicana A.C.	Thomas G., Keith M., Renee K. y Mario S.	Eguiluz de Antuñano y Amezcua Torres
Tonelaje de carbón (Billones)	4.531	1.387	12.30	147.00
Gas adsorbido (cf/t)				
435.4 (Base) [TCF]	1.98	0.603	5.4	64.00
Factor de recuperación (%)				
62.7 (Base) [TCF]	1.24	0.379	3.36	40.00

Tabla 7.3.3.4. Estimaciones de recursos de CBM, hechas para diferentes organismos públicos y empresas privadas, tomando como base las estimaciones realizadas a partir de la isoterma obtenida en este trabajo.



CAPITULO 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES

Los yacimientos de gas metano asociado al carbón (CBM) tienen características físicas y geológicas muy particulares para los que se requiere tecnología de vanguardia y paquetes de cómputo especiales para explorarlos y explotarlos. Actualmente se dispone de métodos mejorados de evaluación de capas de carbón mediante mediciones de registros geofísicos y modernos dispositivos de muestreo con los cuales se puede obtener la mayor cantidad de información posible para hacer un mejor desarrollo de un prospecto de CBM.

Con relación al carbón y gas asociado, la Región Carbonífera de Coahuila es la más importante del país. Dentro de ésta, la subcuenca de Sabinas es de la que más datos y estudios se tienen, por lo tanto, para la estimación del potencial de este recurso en México, en este trabajo se utilizó información de esta subcuenca.

A pesar que desde los años 80's a la actualidad, la producción económica de coalbed methane en los Estados Unidos de América ha proporcionado un poco más del 10% del suministro de gas doméstico y en otros países como por ejemplo Canadá, Rusia, China y Australia, están realizando pruebas y evaluaciones, esperando lograr resultados similares, en México solo existen dos proyectos de recuperación de coalbed methane, ambos diseñados para minas subterráneas activas, uno de los cuales es operacional y usa el metano como insumo para calderas, mientras que el otro proyecto contempla usar el metano para la generación de electricidad.

El metano es y ha sido un problema grave en la explotación de carbón, por su toxicidad como a su riesgo de explosión, por este motivo en México se ha ventado a la atmosfera una importante cantidad de gas metano; esta práctica es inconsistente con la necesidad actual de gas. Una de las posibilidades que se ha manejado para contener esta práctica es el drenado de dicho gas previo a la explotación de los mantos de carbón o su explotación "a posteriori" una vez

abandonada la mina. Las cantidades de metano generadas quizá no sean suficientes en general como para su explotación comercial a gran escala, aunque sí que lo son como fuente para satisfacer parte de las necesidades de este recurso para varios estados de la república.

México necesita poner mayor interés comercial en este valioso recurso debido a que cuenta con el potencial necesario para hacerlo, ya que las necesidades energéticas del país continúan al alza y la escasez de los últimos años que ha vivido la industria ha obligado al Gobierno a importar gas natural a mayores costos por vía marina, lo que a su vez impacta en los costos de las empresas y a la población en general. Además un buen incentivo es que desde 1997 a la actualidad, las leyes mexicanas encargadas de la exploración, explotación, transporte y comercialización de gas han tenido un proceso de cambio, por lo que en un futuro cercano no es de sorprenderse que este recurso de gas quizá ya esté disponible por una inversión privada.

Las leyes en materia energética, recientemente se han modificado en nuestro país. En México las empresas petroleras como PEMEX ya pueden explotar este recurso de CBM para poder aumentar nuestras reservas de gas natural, gracias a la reforma energética y a los cambios en las leyes secundarias referentes a la ley de hidrocarburos y a la ley minera, el gas metano de capas de carbón o gas grisú ya es considerado en nuestro país como hidrocarburo y deja de considerarse como un mineral como hasta antes de la reforma se tenía establecido. Por lo tanto la industria minera puede explotarlo pero también la industria petrolera y con preferencia para la paraestatal PEMEX.

Se tiene un gran potencial de gas en nuestro territorio con características del tipo de yacimientos de CBM considerados no convencionales que no se está aprovechando. La tecnología y los conocimientos existen, solo es que se le dé más importancia a este tipo de recurso.

Utilizar más el gas natural proveniente de las capas de carbón ya sea doméstico o industrial, puede contribuir a cambiar la tendencia de aumento potencial del efecto invernadero, considerado en la actualidad como el problema medioambiental muy serio a nivel mundial. En cambio a otros combustibles fósiles, el gas natural puede reducir las emisiones nocivas al aire, al agua y a la tierra y aportar mejoras medioambientales a escala local y global.

8.2 RECOMENDACIONES

Al tratar de realizar una estimación de los recursos recuperables de CBM en México se tuvo la dificultad de encontrar alguna consistencia en cuanto a las reservas de carbón recuperables, se encontró una gran variación por lo que recomendamos que se haga una estimación más precisa de las reservas de carbón en México y sobre todo en la Región Carbonífera de Coahuila.

Se recomienda realizar más pruebas de contenido de gas y capacidad de almacenamiento a muestras de carbón considerando las cenizas, humedad y azufre, con el objetivo de precisar la estimación de las reservas de coalbed methane.

Se recomienda que al realizar más pruebas a muestras de carbón, se facilite el acceso a los datos y resultados obtenidos.

NOMENCLATURA

Å	Angstrom: 10^{-10} metros	R_o	Reflectancia a la vitrinita
BTU	British Thermal Unit: unidad inglesa de medida de energía que representa la cantidad de energía requerida para aumentar 1 grado Fahrenheit una libra de agua. Equivale a 252.2 calorías.	TCF	Trillion cubic feet: 10^{12} pies ft^3
B	constante de Langmuir (psi^{-1})	t	toneladas
cm	centímetros	T	Temperatura
°C	grados centígrados	Tmax	Temperatura máxima
CBM	Coalbed methane (Metano en capas de carbón)	psi	libra por pulgada cuadrada
d	días	scf	pie cubico estándar
ft	pies	Vmax	Volumen de almacenamiento de Langmuir (scf/t) a una presión infinita
g	gramos	P_L	Presión de Langmuir (capacidad de almacenamiento de gas = $\frac{1}{2}$ volumen de Langmuir)
g/cm^3	gramos por centímetro cúbico	US\$	dólares
Gm^3	Millardos de metros cúbicos: $10^9 m^3$		
Gcf	Millardos de pies cúbicos: $10^9 ft^3$		
Gcf/d	Millardos de pies cúbicos por día		
Km	kilómetro		
Km^2	kilómetro cuadrado		
kg/m^3	kilogramo por metro cubico		
lbm/gal	libras masa por galón		
mm	milímetros		
m	metros		
m^2	metros cuadrados		
m^3	metros cúbicos		
m^3_g	metros cúbicos de gas		
m^3_o	metros cúbicos de aceite		
m^3/t	metros cúbicos por tonelada		
mD	miliDarcy		
Mt	millones de toneladas		
MW	Megavatio: 10^6 vatios		
MMBTU	Millones de BTU.		
MMscf	Millones de pies cúbicos estándar		
MMcfd	Millones de pies cúbicos por día		
MMm³	Millones de metros cúbicos		
R/P	Relación de reserva producción		

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Alejandro Alarcón Garza. Coalbed methane potential of Mexico, Gobierno Federal, enero 28, 2009.
- Alejandro Alonso Suárez. La expansión de la producción de gas natural en yacimientos no convencionales, Expansión – Encuentro del sector gasista, 27 de octubre de 2010.
- Ahmed Al-Jubori, Chuck B., Stephen W., Oscar A. Bustos, Jack C., Andry W., Metano en capas de carbón: Energía limpia para el mundo. Oilfield Review, verano de 2009: 21, no 2. Schlumberger.
- Brent K. Warren and Leonard V. Baltoiu. State-of-the-Art in Coalbed Methane Drilling Fluids. Q'Max Solutions Inc., Calgary, Canada.
- C.R. Clarkson and R.M. Bustin. Coalbed Methane: Current Evaluations Methods, Future Technical Challenges. SPE 131791, Pennsylvania, USA, 23-25 Febrero 2010.
- C.M. Boyer II and S.R. Reeves. A strategy for Coalbed Methane Production Development Part III: Production Operations. Proceedings of the 1989 Coalbed Methane Symposium, The University of Alabama/Tuscaloosa, 17-20 Abril, 1989.
- Consejo de Recursos Minerales, Inventario minero y exploración sobre lotes mineros existentes pre-liberación del carbón como reserva minera nacional (25-IX-92) en la Región Carbonífera del Estado de Coahuila, TOMO I, diciembre 1993.
- Chad Hartman. Shale gas core analyses required for gas reserve estimates, Weatherford Laboratories, TICORA Geosciences.
- Chuck B., Bill C., Valerie J. and Rick L. Gas de lutitas: Un recurso global. Oilfield Review, otoño de 2011: 23, no.3. Schlumberger.
- Eduardo B. y Guisela M. Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”. Petrotecnica, abril, 2011.
- Eguiluz, de Antuñano S. and N.T. Amezcua, 2003, Coalbed Methane resources of the Sabinas Basin, Coahuila, México, in C. Bartolini, R. T. Buffler, and J. Blickwede, eds., The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics: AAPG Memoir 79, p. 395-402.
- Fragoso Amaya Alfonso Rafael, 2011, “Estudio comparativo del comportamiento de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón bajo diferentes configuraciones de pozo”, Tesis profesional de la Universidad Industrial de Santander, Escuela de ingeniería de petróleos Bucaramanga. 28, 30 – 37, 55 p.
- Francisco Querol Suñé. Estudio para identificar las capacidades de la minería de carbón en el uso y aprovechamiento del gas metano asociado, Hermosillo. Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales, octubre 31, 2007.
- García Portero Juan, 2012, “El gas natural no convencional. El gas natural como energía puente entre el presente energético y el deseable futuro sostenible”, Congreso Nacional del Medio Ambiente 2012. 8 p.
- International Energy Agency. Golden rules for a Golden age of gas, World energy Outlook special report on unconventional gas, OECD/IEA, 2012.
- John A., Mike S., Paul B., Andrew B. Charles B., Daren B., Satyaki R., Don R., Greg S., Leif C., Tom O., Zachariah J., Riaz K., Nick L., Barry., and David S.
- Jose Carlos Rivera M. Carlos Alcocer V. La Situación actual del aprovechamiento del carbón en el

- estado de Coahuila, Boletín Técnico COREMI, año IX, num. 54; mayo-junio, 2003.
- Juan J. Escobar, Xavier Martí, Nuria Reol, Yolanda Larruy, Cristina Castells y Pilar Chiva. Gas natural: El recorrido de la energía, E.i.S.E. Doménech, S.A., Madrid 2012.
- Lucas Schneider. Tight gas sands y sus desafíos, Centro Latinoamericano de Investigaciones Científicas y Técnicas, Noviembre 2008.
- Ma. Teresa S. S. La minería del carbón y su impacto geográfico-económico en el centro-oriente y noreste de Coahuila, México. Investigaciones Geofísicas Boletín, núm. 31, 1995.
- Martín Corona, Jesús Camporredondo, Adrián García, Luis Camacho y Rumualdo Servin. Caracterización de carbones de la Región Carbonífera de Coahuila (México), para la determinación de dispersión, formas geométricas, concentración y tipos de azufre presentes. Revista Colombiana de Materiales, n.5 p. 84-90.
- Mary Griffiths and Chris Severson-Baker. Unconventional Gas: The environmental challenges of coalbed methane development in Alberta. The Pembina Institute, junio 2003.
- Michael Dawson, Coalbed methane: Understanding key reservoir properties and their influence on producibility, Dawson Energy Advisors Ltd. Noviembre 2013.
- M.J Mavor and J.C. Close. Formation Evaluation of Exploration Coalbed-Methane Wells. SPE Formation Evaluation, Diciembre 1994.
- Panorama minero del estado de Coahuila. Servicio Geológico Mexicano. Secretaría de Economía, agosto de 2011.
- Producción de gas natural a partir del carbón. Oilfield Review, Invierno de 2003/2004: 15, no 3. Schlumberger.
- R. Puri and D. Yee, Amoco Production Co. Enhanced Coalbed Methane Recovery. SPE 20732, New Orleans, LA, Septiembre 23-26, 1990.
- R. Dhir and M.J. Mavor. Economic and Reserve Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs. SPE 22024, Dallas, Texas, Abril 11-12, 1991.
- Revista en línea MANU FACTURA Información estratégica para la industria. <http://www.manufactura.mx/energia/2014/07/29/60-mineras-podran-explotar-gas-grisu>.
- R.S. Metcalfe, D.Yee, J.P. Seidle, and Puri, Amoco Production Co. Review of Research Efforts in Coalbed Methane Recovery. SPE 23025, Western, 4-7 Noviembre 1991.
- Robert-Bruce W. El carbón en México. Economía informa, núm. 359, julio-agosto, 2009.
- Rodolfo Corona Esquivel, Jordi Tritlla, María Elena Benavides Muñoz, Noé Piedad Sánchez e Ismael Ferrusquia Villafranca. Geología, estructura y composición de los principales yacimientos de carbón mineral en México, boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, volumen conmemorativo del centenario, tomo LVII, núm. 4, 2006, p. 141-160.
- Rodrigo Leonel Ávila L. Gas natural: uso, transporte y desarrollo de nuevas tecnologías, Tesis para optar al título de Ingeniero Naval con Medición Transporte Marítimo, 2009, Valdivia, Chile
- Rufina Islas Castelán, Conceptos básicos del comportamiento de yacimientos, Tesis para obtener el título de Ingeniería Petrolera, junio 2006, México.
- Rudy Rogers, Muthukumarappan Ramurthy, Gary Rodvelt and Mike Mullen. Coalbed methane: Principles & Practices. Third Edition (2007), p. 345.
- SENER, México: Perspectivas para el desarrollo de gas y aceite de lutitas (Shale gas/oil), octubre 1, 2012.

- SENER, Memoria documental: gas asociado a los yacimientos de carbón mineral. Octubre 31, 2011
- Simpson D. A. Lea J. F. Cox J. C. Coalbed Methane Production. SPE. 80900, Oklahoma, U.S.A., 22-25 de marzo de 2003.
- T. Gentzis, K. Murray, R. Klinger and M. Santillan. Horizontal degasification and characterization of coals in the sabinas Sub-basin, Mexico: implications for CBM production. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, Vol 54, no.3 p. 221-237, septiembre 2008.
- Timothy S., Rick L. and Takashi U. El creciente interés en los hidratos de gas, Oilfield Review, otoño de 2000: 21, no.4. Schlumberger.
- Timothy S. Collett, Rick Lewis and Takashi Uchida. El creciente interés en los hidratos de gas, Oilfield Review, otoño 2000, 12, no 3, Schlumberger.
- Thomas Harding and Federico Krause. Natural gas production from tight gas formations: A global perspective, 19 th World Petroleum Congress, España 2008.
- Ximena Fernández, Juan I. Navarrete, José A. Ontiveros, Guillermo Sánchez, Fabiola Rodríguez, Erika Y. Jaime. Prospectiva del mercado de gas natural 2012 – 2026, México SENER, 2012.
- Zapatero Miguel Ángel, Suárez Díaz Isabel, Mansilla Izquierdo Hermenegildo, 2004, “Estudio de metano en capa de carbón (CBM): estado del arte y posibilidades de las cuencas de la zona norte de León”, Instituto Geológico y Minero de España. 6, 42 – 48 p.
- 2010, “Carbon Seismic”, GeoDrilling International Review, FURGO. 24 – 26 p.
2013. “Coal Bed Methane” (En línea): World Coal Association (Asociación Internacional), <http://www.worldcoal.org/coal/coal-seam-methane/coal-bed-methane/>, consulta diciembre del 2013.
2013. “History of Coal Bed Methane” (En línea): Dart Gas Company Singapur, http://www.dartgas.com/page/Our_Business/What_is_Coal_Bed_Methane/, consulta diciembre del 2013.