



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**TERMINACIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS
NO CONVENCIONALES: COALBED METHANE
(CBM)**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

RAFAEL VENEGAS FERRER

DIRECTOR DE TESIS

M.I. LEONARDO CRUZ ESPINOZA



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., Septiembre 2016

Agradecimientos

A mi familia.

A mi mamá Cecilia Ferrer †, quien me heredó su gran carácter.

A mi papá Agustín Venegas †, de quien aprendí y a quien siempre vi trabajar con gusto y haciendo bien las cosas.

A mi mamá Mónica por apoyarme en mis decisiones, ser mi soporte, buscar siempre lo mejor para mí y principalmente por siempre estar en los buenos y malos momentos.

A mis tías Cecilia, Laura, Concepción y Rosa, que siempre querían lo mejor para mí y que estuvieron en todos los momentos importantes de mi vida.

A mis tíos Jaime, José y Luis, de quienes siempre sentí su apoyo con cualquier cosa que necesitara y que estuvieron en momentos importantes de mi vida.

A mis primos, Quetzalcoatl, Concepción, Tonantzin, Israel y Selene que de una u otra forma me apoyaron y formaron parte de momentos importantes en mi vida.

A mis sobrinas Xanik, Yatziry e Itayetzi, a quienes aprecio mucho.

A mis amigos.

A mis amigos de la facultad que de alguna u otra forma nos apoyábamos con cosas de la escuela y con los que también he vivido y compartido grandes momentos.

A mis amigos que conocido a lo largo de la vida y que han estado presentes tanto en los buenos como en los malos momentos.

A profesores e instituciones.

A mi director de tesis, M.I. Leonardo Cruz Espinoza, por dedicarme parte de su tiempo para la realización de este trabajo.

A todos los profesores que fueron parte en mi formación y que me aportaron de sus conocimientos.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, a la Facultad de Ingeniería y al Instituto de Geofísica por la valiosa formación que me ha dado.

“When I was 17, I read a quote that went something like: ‘If you live each day as if it was your last, someday you’ll most certainly be right.’ It made an impression on me, and since then, for the past 33 years, I have looked in the mirror every morning and asked myself: ‘If today were the last day of my life, would I want to do what I am about to do today?’ And whenever the answer has been ‘no’ for too many days in a row, I know I need to change something.”

Steve Jobs, Stanford University Commencement Speech, 2005.

Contenido

	Página
Resumen	1
Capítulo I	2
1. Generalidades.....	3
1.1. Definición de CBM	3
1.1.1. Punto de vista estratégico.....	3
1.1.2. Punto de vista legal	3
1.2. Antecedentes	3
1.2.1. En el Mundo	3
1.2.2. En México	5
1.3. Papel del gas natural en el futuro.....	5
1.4. Ventajas de producir CBM	6
1.5. Aplicaciones y usos	6
1.6. El gas como combustible líquido ultralimpio.....	7
1.7. Características que determinan el potencial comercial de carbón	8
1.8. Comparativa con hidrocarburos convencionales	9
1.9. Estadísticas.....	11
1.9.1. Reservas	11
1.9.2. Producción.....	12
1.9.3. Consumo de gas natural.....	14
1.10. Precios.....	14
1.11. Marco jurídico en México	16
1.11.1. Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.....	16
1.11.2. Artículo 27 de la Ley de Hidrocarburos.....	16
1.12. Aportaciones del Capítulo.....	18
Capítulo II	19
2. Conceptos fundamentales.....	20
2.1. Composición típica del CBM	20
2.2. El carbón	20

2.2.1. Composición del carbón.....	20
2.2.2. Generación del carbón	21
2.2.3. Geología del carbón	21
2.2.4. Macerales	22
2.2.5. Formación de cleats	23
2.2.6. Grado del carbón.....	24
2.2.7. Porosidad.....	26
2.2.8. Permeabilidad	27
2.2.8.1. Efectos de los cleats en la permeabilidad	29
2.2.8.2. Efectos de la profundidad en la permeabilidad	29
2.3. El metano	30
2.3.1. Generación del metano.....	30
2.3.2. Adsorción.....	31
2.3.3. Flujo de gas.....	32
2.3.4. Mecanismos de producción del metano.....	32
2.3.5. Producción de un yacimiento de CBM	32
2.3.6. Predicción en el porcentaje de recuperación	33
2.3.7. Contenido de gas.....	34
2.3.8. Estimación del gas in-situ	34
2.3.9. Migración del gas	34
2.4. El agua	35
2.4.1. Agua en yacimientos de CBM.....	35
2.4.2. Destino del Agua	36
2.5. Aportaciones del Capítulo.....	37
Capítulo III	38
3. Metodología	39
3.1. Extracción.....	39
3.1.1. Clasificación de acuerdo a su naturaleza	39
3.1.2. Métodos de extracción	39
3.1.2.1. Métodos de drene en pre-minería:.....	40

3.1.2.2. Métodos de drene en post-minería	41
3.2. Construcción del pozo.....	41
3.2.1. Perforación	41
3.2.1.1. Barrenas.....	42
3.2.1.2. Fluidos de perforación.....	42
3.2.2. Cementación	42
3.2.2.1. Cemento con espuma.....	43
3.2.2.2. Aditivos ligeros	43
3.3. Terminación	44
3.3.1. Diseño.....	44
3.3.2. Factores para la selección de la técnica de perforación y terminación.....	45
3.3.3. Tipos de terminación.....	46
3.3.3.1. Terminación con agujero descubierto.....	46
3.3.3.2. Terminación con agujero entubado	47
3.3.3.3. Terminación con pozos horizontales.....	48
3.3.3.4. Terminación con pozos horizontales multilaterales	50
3.3.3.5. Pozo vertical con terminación con agujero descubierto y radio ampliado en una sola capa	50
3.3.3.6. Pozo vertical, agujero entubado y agujero descubierto, empleando técnica de tapón y disparo con terminación con radio ampliado en multicapa.....	52
3.3.3.7. Pozo vertical con terminación con agujero descubierto y cavitación en una sola capa	52
3.3.3.8. Pozo vertical con agujero entubado y terminación con fracturamiento hidráulico en múltiples capas	55
3.3.3.9. Pozo vertical con agujero descubierto y radio ampliado en una sola capa interceptado con pozos horizontales a través de una o múltiples capas con agujero descubierto.....	59
3.3.3.10. Pozo vertical con agujero descubierto y radio ampliado interceptado con pozos horizontales multilaterales de agujero descubierto.	60
3.3.4. Determinación de la técnica apropiada de terminación	62
3.3.4.1. Principios generales.....	63

3.3.5. Disparos.....	63
3.3.5.1. Pistolas (portacargas)	63
3.3.6. Accesorios	66
3.3.6.1. Empacador.....	66
3.3.6.2. Válvulas de circulación	67
3.4. Aportaciones del Capítulo.....	68
Capítulo IV	69
4. Métodos y tecnologías para incrementar la producción	70
4.1. Fracturamiento	70
4.1.1. Fracturamiento hidráulico	70
4.1.2. Fracturamiento con geles.....	71
4.1.2.1. Geles lineales.....	72
4.1.2.2. Geles ramificados	72
4.1.3. Fracturamiento con espumas	72
4.1.4. Fracturamiento ácido	73
4.1.5. Fracturamiento de Kiel.....	73
4.1.6. Fracturamiento con gas.....	74
4.2. Recuperación mejorada.....	75
4.2.1. Inyección de nitrógeno o dióxido de carbono	75
4.2.2. Recuperación mejorada empleando microorganismos	78
4.2.3. Estimulación térmica para yacimientos fracturados hidráulicamente	80
4.2.3.1. Evaluación de la estimulación térmica tras el periodo de drene	82
4.2.3.2. Transferencia de calor por convección	87
4.3. Sistema de adsorción para eliminar dióxido de carbono y/o nitrógeno en la producción de CBM	88
4.3.1. Proceso de funcionamiento	89
4.4. Implementación de pozos espina de pescado.....	90
4.4.1. Optimización de pozos espina de pescado	91
4.5. Aportaciones del Capítulo.....	95

Capítulo V	96
5. Caso práctico	97
5.1. Cuenca de Sabinas	97
5.1.1. Introducción	97
5.1.2. Programa piloto para la producción de CBM en la Cuenca de Sabinas	98
5.1.3. Recomendaciones generales.....	99
5.1.4. Espesor del carbón	100
5.1.5. Contenido de gas.....	100
5.1.6. Tasas de producción promedio	100
5.1.7. Espaciamiento entre pozos	101
5.1.8. Selección de las áreas piloto	101
5.1.9. Riesgos técnicos y operativos	103
5.1.10. Operaciones de perforación.....	103
5.1.11. Recomendaciones para la fase 1 del programa piloto.....	104
5.1.12. Opciones de terminación para la fase 1 del programa piloto	105
5.1.12.1. Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Terminación con agujero descubierto.....	105
5.1.12.2. Correr tubería de revestimiento sin cementar – Terminación con disparos	106
5.1.12.3. Tubería de revestimiento expansible sin cemento – Terminación con disparos.....	107
5.1.12.4. Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Agujero descubierto, terminación con fracturamiento con nitrógeno	108
5.1.12.5. Tubería de revestimiento expansible – Terminación con disparos y fracturamiento con nitrógeno	109
5.1.12.6. Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Terminación con cavitación	110
5.1.13. Programa de perforación generalizado	111
5.1.14. Fase 2 del programa piloto	112
5.1.15. Consideraciones en la comercialización del gas	113
5.2. Aportaciones del Capítulo.....	114

Conclusiones	115
Bibliografía	117

Tablas

Tabla 1-1 Comparación de yacimientos de CBM y yacimientos convencionales de gas.	9
Tabla 1-2 Yacimiento de carbón vs Trampas de petróleo convencional. Fuente: Barker, 2012.	10
Tabla 2-1 Composición típica del CBM. Fuente: Úbeda, 2008.	20
Tabla 2-2 Clasificación del carbón como medida de la madurez del carbón.	25
Tabla 5-1 Propiedades promedio de cuencas carboníferas. Fuente: NSI, 2003.	98
Tabla 5-2 Profundidad aproximada del carbón en cada área piloto. Fuente: NSI, 2003. .	102

Figuras

Figura 1-1 Estructura de un yacimiento convencional. Fuente: Barker, 2012.	10
Figura 1-2 Estructura de un yacimiento no convencional de CBM. Fuente: Barker, 2012.	11
Figura 1-3 Reservas y actividad de CBM. Fuente: Al-Jubori et al., 2009.	12
Figura 1-4 Producción de CBM en Estados Unidos. Fuente: U.S. EIA.....	13
Figura 1-5 Producción de CBM en Estados Unidos. Fuente: U.S. EIA.....	13
Figura 1-6 Producción de CBM en Estados Unidos. Fuente: U.S. EIA.....	14
Figura 1-7 Precio del gas natural en cabeza de pozo en EUA. Fuente: U.S. EIA.....	15
Figura 1-8 Precio del gas en el mercado de acuerdo al Henry Hub. Fuente: U.S. EIA.	15
Figura 2-1 Bloque matricial. Fuente: Halliburton Company, 2008.....	24
Figura 2-2 Generación del gas en función del rango del carbón. Fuente: Anderson et al., 2004.	26
Figura 2-3 Diagrama de la generación de metano durante carbonificación.....	31
Figura 2-4 Diagrama esquemático de la producción de CBM. Fuente: Zou et al., 2013.....	32
Figura 2-5 Histórico de producción típico de un yacimiento de CBM. Fuente: Wang et al., 2015.	33
Figura 2-6 Imagen simplificada de un pozo de CBM. Fuente: USGS, 2000.	36
Figura 3-1 Terminación con agujero descubierto. Fuente: Elaboración propia.....	46
Figura 3-2 Terminación con agujero entubado. Fuente: Elaboración propia.	48
Figura 3-3 Terminación con pozo horizontal. Fuente: Úbeda, 2008.....	49
Figura 3-4 Configuraciones básicas de pozos multilaterales. Fuente: Fraija et al., 2003. ..	50

Figura 3-5 Terminación con agujero descubierto y radio ampliado. Fuente: Caballero, 2013.	51
Figura 3-6 Imagen de una herramienta de radio ampliado. Fuente: Caballero, 2013.	52
Figura 3-7 Terminación con agujero descubierto y cavitación. Fuente: Caballero, 2013.	53
Figura 3-8 Imagen típica de un registro de densidad y un sónico en un pozo con cavitación. Fuente: Caballero, 2013.	54
Figura 3-9 Vista plana simplificada de una terminación con cavitación. Fuente: Caballero, 2013.	55
Figura 3-10 Vista esquemática de una terminación vertical con agujero entubado en múltiples capas con fracturamiento hidráulico. Fuente: Caballero, 2013.	56
Figura 3-11 Pozo horizontal a través de la capa de carbón. Fuente: Caballero, 2013.	59
Figura 3-12 Pozo multilateral dentro de la capa de carbón. Fuente: Caballero, 2013.	61
Figura 3-13 Vista esquemática de dos patrones multilaterales “pinnate”. Fuente: Caballero, 2013.	61
Figura 3-14 Relación general entre el tipo de terminación y la permeabilidad.	62
Figura 3-15 Pistola hueca y partes que la componen. Fuente: Schlumberger glossary.	64
Figura 3-16 Tipos de pistolas: expuestas y entubadas. Fuente: Manrique et al., 2001.	65
Figura 3-17 Empacador permanente y empacador recuperable. Fuente: Pemex UPMP, 2008b.	66
Figura 4-1 Eficacia de la longitud de la fractura hidráulica respecto al nivel de permeabilidad. Fuente: Wang et al., 2015.	71
Figura 4-2 Capacidad de adsorción del carbón para el metano, dióxido de carbono y nitrógeno. Fuente: Van Bergen, 2011.	76
Figura 4-3 Escenarios para la inyección de CO2 en yacimientos de CBM.	77
Figura 4-4 Distribución de la temperatura después de 1 año de estimulación térmica en una fractura hidráulica. Fuente: Wang et al., 2015.	83
Figura 4-5 Distribución de la temperatura después de 10 años de estimulación térmica en una fractura hidráulica. Fuente: Wang et al., 2015.	83
Figura 4-6 Conductividad térmica de rocas sedimentarias más comunes.	84
Figura 4-7 Conductividad térmica del carbón con diferentes porcentajes de vitrinita.	85
Figura 4-8 Distribución de la presión después de 1 año en una fractura hidráulica.	85
Figura 4-9 Distribución de la presión después de 1 año en una fractura hidráulica.	86
Figura 4-10 Producción acumulada con y sin estimulación térmica. Fuente: Wang et al., 2015.	87
Figura 4-11 Vista esquemática del tamaño de poro de la Puerta Molecular y el tamaño relativo de las moléculas. Fuente: Mitariten, 2005.	89
Figura 4-12 Diagrama de flujo del proceso de adsorción Puerta Molecular.	90
Figura 4-13 Curva de producción diaria inicial en diferentes números de ramas.	91

Figura 4-14 Modelos de pozo espina de pescado con la misma longitud total del pozo, diferente número de ramas y ángulo. Fuente: Xing et al., 2012.....	92
Figura 4-15 Flujo de entrada en el pozo con diferente número de ramas. Fuente: Xing et al., 2012.	92
Figura 5-1 Ubicación de las áreas piloto en la Cuenca de Sabinas. Fuente: NSI, 2003.	102
Figura 5-2 Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Terminación con agujero descubierto. Fuente: NSI, 2003.	105
Figura 5-3 Correr tubería de revestimiento sin cementar – Terminación con disparos...	106
Figura 5-4 Tubería de revestimiento expansible sin cemento – Terminación con disparos.....	107
Figura 5-5 Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Agujero descubierto, terminación con fracturamiento con nitrógeno. Fuente: NSI, 2003.	108
Figura 5-6 Tubería de revestimiento expansible – Terminación con disparos y fracturamiento con nitrógeno. Fuente: NSI, 2003.	109
Figura 5-7 Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Terminación con cavitación. Fuente: NSI, 2003.	110

Resumen

Debido al incremento en la demanda de recursos energéticos, en especial del gas natural ya que es una de las fuentes de energía más limpias, seguras y útiles en nuestra vida diaria, ha obligado al Ingeniero Petrolero a explotar yacimientos de gas por medio de nuevas técnicas que permitan maximizar la producción con una factibilidad técnica y siendo económicamente rentables.

Este trabajo tiene como propósito describir la metodología operativa para poner a operar un pozo de Metano en Capas de Carbón, denominado CBM por sus siglas en inglés provenientes de Coalbed Methane, abarcado desde su importancia como hidrocarburo, los conceptos referentes a este tipo de yacimientos, así como los métodos y tecnologías que se emplean para la extracción del gas de una forma más eficiente.

En el primer capítulo se abarcan las generalidades de este tipo de yacimientos, comenzando con la definición de CBM, las ventajas que tiene producirlo, sus aplicaciones, antecedentes, diferencias con los yacimientos convencionales, estadísticas respecto a las reservas, producción, consumo y precio, con lo cual se puede tener un panorama del mercado del gas natural.

En el segundo capítulo se tiene como objetivo explicar los conceptos fundamentales referentes a un yacimiento de CBM, los cuales se desglosan en tres elementos fundamentales que son el carbón, el gas y el agua, y para cada uno de estos elementos se explican sus propiedades más importantes que influirán en la producción y rentabilidad de un proyecto de CBM.

En el tercer capítulo se tiene la metodología para explotar un yacimiento de CBM, haciendo énfasis en las terminaciones más empleadas en este tipo de yacimientos, abarcado sus características y algunas de sus ventajas y desventajas, así como los factores que influyen al momento de decidir el tipo de terminación más apropiado para un yacimiento.

En el cuarto capítulo se desarrollan los métodos y tecnologías empleados para incrementar la producción, destacando el fracturamiento y la inyección de dióxido de carbono y/o nitrógeno. Aunado a esto, se explica la forma de eliminar el dióxido de carbono y el nitrógeno del metano para cumplir con la calidad del gas.

Finalmente, en el quinto capítulo se tiene un caso práctico, el cual consistió en un programa piloto en México para extraer el metano en la Cuenca de Sabinas. Abarcado desde el análisis de algunas propiedades de la cuenca hasta las opciones de terminación.

Capítulo I

1. Generalidades

1.1. Definición de CBM

Se puede decir que el Coalbed Methane (CBM) por su nombre en inglés, es una mezcla de gases, principalmente de metano (mayor al 92%), etano, propano, dióxido de carbono, nitrógeno y agua. En muchos casos el CBM puede capturarse, comprimirse e inyectarse directamente a gasoductos. [1.3]* Es un gas natural, el cual se adsorbe en las superficies de los poros de la matriz, en el carbón y las fracturas naturales a medida que se incrementa la presión del yacimiento. [1.13]

Se obtiene de lechos de carbón, que se encuentran cerca de la superficie, típicamente de 300 metros a 600 metros o incluso hasta 1500 metros, que además se encuentran inundados por acuíferos que mantienen una presión hidrostática suficiente para retener el gas dentro del carbón. [1.3]

1.1.1. Punto de vista estratégico

Es un recurso o fuente de energía fósil, no convencional, limpia y de relativamente fácil manejo, que compite en costos con el gas natural de las cuencas sedimentarias convencionales y no convencionales como el tight gas o el shale gas. [1.3]

1.1.2. Punto de vista legal

Es un nuevo factor desafiante para el desarrollo de legislación adecuada a su proceso productivo dado el fuerte impacto social y medioambiental en las regiones donde se explota. [1.3]

1.2. Antecedentes

1.2.1. En el Mundo

Los primeros antecedentes documentados de la presencia de gas metano en minas de carbón se remontan al siglo XVIII en Europa, y coincidió con el avance de la tecnología que permitió extraer carbón de yacimientos más profundos, hecho que causó la generación de explosiones de gran magnitud causadas por la liberación de metano dentro de las mismas. [1.10]

*Referencias al final de la tesis

En EUA, el manejo y producción de gas metano a partir del carbón se trabajó desde los años treinta del siglo pasado, y fue utilizada inicialmente como una ayuda para prevenir los accidentes que ocurrían en las minas subterráneas de carbón. Es en este periodo en que algunos expertos se percataron de que los accidentes podrían evitarse si se extraía el metano con anterioridad a la explotación del carbón. Adicionalmente, se descubrió que ésto mejoraba los beneficios económicos de la producción de carbón. Desde entonces, el metano se proyecta como una alternativa de gas natural de alta calidad, limpio, y para uso doméstico e industrial. [1.10]

Tradicionalmente, el gas metano ha sido explotado del carbón para minimizar los riesgos en la minería para la extracción del carbón; sin embargo, en el pasado el gas era venteado a la atmósfera con grandes ventiladores en las minas. Pero en el último siglo una parte del metano era explotado del carbón por pozos verticales y el gas era usado localmente. [1.1]

Debido a que era necesario ventilar grandes volúmenes de gas antes de trabajar en las minas se estima que se ventiló directamente a la atmósfera un volumen de 250 millones de pies cúbicos por día (MMcf/d) de metano de las minas de carbón de Estados Unidos a principios de 1980, y posteriormente se incrementó a 300 MMcf/d para 1990. [1.1]

El procedimiento de venteo como contribuidor al efecto invernadero ha recibido numerosas inquietudes ambientales. Se estima que el metano de todo tipo de fuentes, no solo del carbón, contribuyó un 9% a los efectos negativos del calentamiento global durante el año 2001. Además, cerca del 10% del metano que va a la atmósfera puede ser atribuido a las minas de carbón. [1.1]

Cabe mencionar que el efecto invernadero ha sido estudiado y se estima que el efecto que produce el metano es 20 veces mayor que el causado por otros compuestos como el dióxido de carbono, además de que el daño que causa a la capa de ozono se ha calculado como siete veces más. [1.10]

Por lo cual, se puede decir que el proceso de desarrollo comercial del CBM es un paso positivo para el ambiente a nivel mundial. Por ello, a medida que el proceso se mejoró, se hizo evidente un valor comercial considerable para su venta en gasoductos o en el abastecimiento de las necesidades de energía de manera local. [1.1]

Cabe destacar que los primeros intentos de desgasificación del carbón en las minas tuvieron lugar en Inglaterra durante la década de 1800 a 1810, y se sabe que el gas derivado del carbón se utilizaba para iluminar las calles de Londres, y el primer pozo de CBM para desarrollar el gas como recurso fue perforado en 1931 en Virginia Occidental, EUA. [1.8]

1.2.2. En México

En México, sólo existen algunas cuencas sedimentarias con presencia de depósitos de carbón en los estados de Coahuila y Oaxaca, por hablar de los más relevantes. Las más destacadas y más estudiadas se sitúan en el norte del país, dentro del estado de Coahuila en las denominadas cuencas de Sabinas y Fuentes-Río Escondido. [1.10]

La más importante desde el punto de vista de potencial económico y por la densidad de estudios realizados corresponde a la Cuenca de Sabinas. Esta está dividida en varias subcuencas que son denominadas con los nombres de Sabinas, Adjuntas, San Salvador, Gavilán, Monclava, Esperanzas, Saltillito-Lampacitos y San Patricio. [1.10]

La primera mina en explotación de que se tiene noticia en México es la llamada Cueva de los Españoles, localizada cerca de la población de San Felipe, Coahuila. El carbón extraído era llevado a Lampazos, Nuevo León, para ser usado en las fraguas. No hay datos de la fecha exacta de su explotación; solo se sabe que fue antes de 1884. En 1882 el gobierno del estado de Coahuila, otorgó la concesión para explotar los mantos de carbón a Collins P. Hantington. A partir de 1884, la Sabinas Coal Mines Company y Alamo Company explotaron los cuerpos de carbón de San Felipe y El Hondo, en el extremo sureste de la Cuenca de Sabinas. [1.10]

Paralelo al avance de la explotación del carbón mineral y a la creciente demanda de este energético para abastecer los trenes norteamericanos y nacionales, se empezaron a multiplicar los accidentes en las minas de carbón; así el 31 de enero de 1902 se registró el mayor accidente en las minas de carbón en el Hondo, Tiro No. 5, dentro de la Cuenca de Sabinas, siendo el primer accidente donde se reportaron 141 muertos. [1.10]

1.3. Papel del gas natural en el futuro

La principal fuente de energía en los Estados Unidos a lo largo de la historia sigue el orden: madera, carbón, y aceite. Si la siguiente fuente de energía primaria fuera el gas natural, se notaría un orden progresivo desde los combustibles más contaminantes a los más limpios; en este escenario es donde entra el CBM al mercado. [1.1]

En general, la generación de gases de efecto invernadero probablemente se reduciría con el mayor uso de gas natural. Además, el gas natural puede tener la mejor combinación de abundancia, oferta, limpieza y seguridad. [1.1]

El gas natural tiene un octanaje de 130. Con ésto, los motores que funcionan con gas natural comprimido reducirían las emisiones de monóxido de carbono a menos del 50%

comparado con los motores a gasolina. Por lo que el gas natural comprimido como combustible de vehículos es un concepto probado que reduce considerablemente la contaminación del aire. [1.1]

Además, cabe destacar que aunque capas de carbón más allá del rango de minería han sido ignoradas en su mayoría; posiblemente, con un mayor desarrollo tecnológico, estas capas de carbón podrían estar al alcance en un futuro. [1.1]

1.4. Ventajas de producir CBM

Dentro de las ventajas que tiene producir el CBM se encuentra: [1.1]

- Proporciona un combustible limpio.
- Aumenta sustancialmente las reservas de gas natural.
- Mejora la seguridad en la minería del carbón.
- Disminuye el metano venteado a la atmósfera de las minas de carbón que contribuye al calentamiento global.
- Proporciona un medio para utilizar el carbón como un recurso abundante ya que a menudo es demasiado profundo para la minería.

1.5. Aplicaciones y usos

Cuando la producción proveniente de campos petroleros convencionales alcance su máximo punto y comience a declinar, el mundo recurrirá al gas natural y al petróleo pesado para satisfacer la creciente demanda de combustible líquido. [1.6]

El gas natural seguramente será un favorito ya que puede ser utilizado como combustible en forma gaseosa o transformarse en líquido para reemplazar a la gasolina, al diésel o al combustible de las aeronaves (turbosina). La combustión del gas natural en cualquiera de las dos formas es menos perjudicial para el medio ambiente que la combustión de los combustibles líquidos refinados a partir del petróleo crudo convencional o del petróleo crudo pesado. [1.6]

El gas ya es más amigable desde el punto de vista ambiental que otros combustibles fósiles principales; pero la tecnología está contribuyendo a que se torne aún más amigable con el medio ambiente. Aunado a esto, se está desarrollando una tecnología de conversión de gas a líquido para convertir el gas natural en combustibles líquidos ultralimpios. [1.7]

La capacidad de generación de electricidad a partir del metano para su uso local es de gran valor ya que las operaciones de minería requieren energía eléctrica para operar maquinaria, el sistema de ventilación, plantas de limpieza del carbón, secadores para el carbón para remover la humedad y otras instalaciones en superficie. [1.11]

Un problema con el metano de las minas de carbón es que su calidad varía, particularmente si el gas ha sido mezclado con el aire para ventilar en una mina en operación. El grado de gas natural en la tubería debe ser por lo menos 97% puro metano, por lo que un gas de menor calidad debe ser mejorado para su distribución removiendo el agua y otros gases (dióxido de carbono, nitrógeno y oxígeno). [1.10]

El carbón también es indispensable para la producción de hierro y acero. De hecho, el acero es fundamental para la fabricación de la maquinaria que hace casi cada producto que usamos. Sin ellas, no se podría dar forma a la madera y el vidrio, la roca no podría ser triturada, los metales no podrían ser fundidos y los plásticos no podrían ser fabricados. Asimismo la mayoría de las plantas de cemento del mundo son alimentadas con carbón, por lo que el carbón es directamente o indirectamente vital en muchos aspectos de la vida diaria. [1.10]

De hecho en Estados Unidos el carbón ha sido ampliamente explotado desde el siglo XVIII y además Estados Unidos ha dependido mucho tiempo del carbón como fuente de energía primaria, y actualmente más del 50% de la electricidad generada proviene del carbón. [1.1]

1.6. El gas como combustible líquido ultralimpio

Aunado a la tecnología de conversión de gas a líquidos para convertir el gas natural en combustibles líquidos ultralimpios, se puede emplear un proceso que utiliza una versión moderna del proceso Fischer-Tropsch, desarrollado en la década de 1920. El cual es un proceso de pasos múltiples, con un gran consumo de energía, que separa las moléculas de gas natural y las vuelve a juntar para dar lugar a moléculas más largas. Este proceso consta de tres pasos: [1.9]

- 1) El primer paso requiere la entrada de oxígeno separado del aire. El oxígeno es introducido en un reactor para extraer los átomos de hidrógeno de metano. Y los productos son gas de hidrógeno sintético (H_2) y monóxido de carbono (CO), a veces denominado gas de síntesis.
- 2) El segundo paso utiliza un catalizador para recombinar el hidrógeno y el monóxido de carbono, dando lugar a hidrocarburos líquidos.

- 3) En el último paso, los hidrocarburos líquidos son convertidos y fraccionados en productos que pueden ser utilizados de inmediato o mezclarse con otros productos.

El producto más conocido es el diésel extremadamente puro, a veces conocido como gasoil. Este diésel, a diferencia del derivado del crudo, tiene un contenido de óxido de azufre y óxido de nitrógeno prácticamente nulo, carece de aromáticos, su combustión produce poca o ninguna emisión de partículas, y posee un alto índice de cetano (el índice de cetano mide la calidad de ignición del diésel). [1.9]

1.7. Características que determinan el potencial comercial de carbón

Las características que determinan el potencial comercial del carbón evaluando su capacidad para la producción de CBM son: [1.2]

- 1) Espesor del carbón:
 - Número, espesor y extensión de las capas de carbón.
 - Normalmente necesitará más de 3 metros en total.
- 2) Contenido de gas y saturación de gas:
 - Origen biogénico y termogénico: conocimiento necesario para saber la distribución de contenido de gas.
 - Grado y tipo del carbón: bituminoso/sub-bituminoso es el ideal, alta inertinita o liptinita se correlaciona con menor contenido de gas.
 - Contenido de gas y composición: mayor a $2 \text{ m}^3/\text{ton}$ y más de 92% de CH_4 .
 - Propiedades de sorción del carbón: más del 60% de saturación.
 - Los efectos hidrodinámicos pueden influir fuertemente en el contenido de gas y la saturación.
- 3) Permeabilidad:
 - Gobernada por la presencia de fracturas naturales en el carbón.
 - Grado del carbón: $0,4 <\text{Reflectancia de la vitrinita}> 1,6$ para propiciar fracturamiento natural.
 - Alta relación vitrinita/inertinita: propicia el fracturamiento.
 - Estructura geológica: curvatura para ayudar a la abertura de la fractura.
 - Tensión: para propiciar la abertura de la fractura.
- 4) Capacidad de drene del agua:
 - Aislamiento de acuíferos presentes.

1.8. Comparativa con hidrocarburos convencionales

Las técnicas de perforación y producción de la industria del aceite y gas fueron empleadas inicialmente para extraer el metano del carbón. Sin embargo, las diferencias significativas en las propiedades del yacimiento, los mecanismos de almacenamiento del gas, el fenómeno de transporte del gas, la declinación del yacimiento y la eliminación del agua requirieron innovaciones y cambios a los procedimientos convencionales. [1.1]

Para ejemplificar lo anterior, en la **tabla 1-1** se muestra una comparativa entre algunas características de los yacimientos de CBM y los yacimientos convencionales de gas. Así como en la **tabla 1-2** se mencionan las diferencias entre un yacimiento de carbón y las trampas de un yacimiento de petróleo convencional.

Comparación de yacimientos de CBM y yacimientos convencionales de gas		
Característica	CBM	Convencional
Generación de gas	Generado y entrampado dentro del carbón	Migra de la roca generadora al yacimiento
Fracturas naturales	Distribuidas uniformemente	Distribuidas aleatoriamente
Principal mecanismo de almacenamiento	Adsorción en la matriz	Compresión en el espacio poroso
Mecanismo de transporte	Flujo darciano y difusión	Flujo darciano
Producción de gas	Las tasas de producción incrementan pero después declinan	Tasas de producción altas al comienzo pero después declinan
Producción de agua	Frecuentemente; al inicio se produce únicamente agua; la relación gas-agua incrementa con el tiempo	Poca o nula inicialmente; la relación gas-agua decrece con el tiempo

Tabla 1-1 Comparación de yacimientos de CBM y yacimientos convencionales de gas.

Fuente: Wang et al., 2015.

Yacimiento de carbón vs Trampas de petróleo convencional	
CBM:	Convencional:
<ul style="list-style-type: none"> • Capas de carbón lateralmente extensas • El gas es generado en el proceso de carbonificación y es adsorbido sobre las superficies del carbón • Comunicación limitada entre pozos • El agua generalmente ocupa el espacio poro/fractura • Se tiene primero producción de agua y luego de gas • El gas siempre es seco 	<ul style="list-style-type: none"> • Estructuralmente entrampado por roca sello • Presencia de hidrocarburos debido a empuje • Gas comprimido en el espacio poroso • Un pozo podría drenar toda la trampa • Se tiene primero producción de gas y tal vez después agua • Posible condensado

Tabla 1-2 Yacimiento de carbón vs Trampas de petróleo convencional. Fuente: Barker, 2012.

En las **figuras 1-1** y **1-2** se puede observar la estructura que presenta un yacimiento convencional y uno no convencional de CBM. Observando que en un yacimiento no convencional no hay migración de los fluidos; y la generación y el entrampamiento suceden en el mismo sitio.

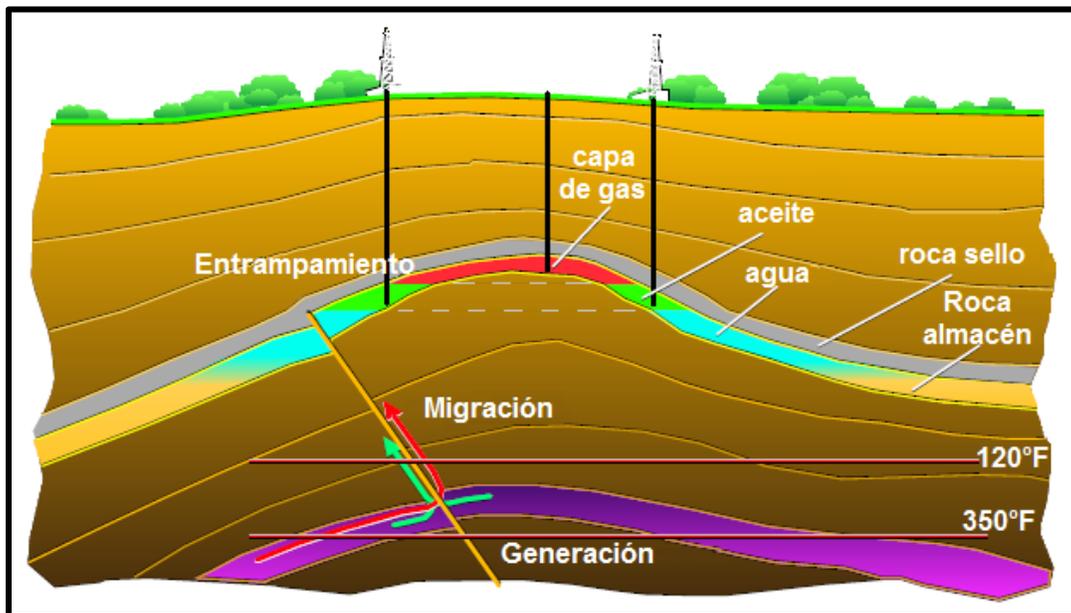


Figura 1-1 Estructura de un yacimiento convencional. Fuente: Barker, 2012.

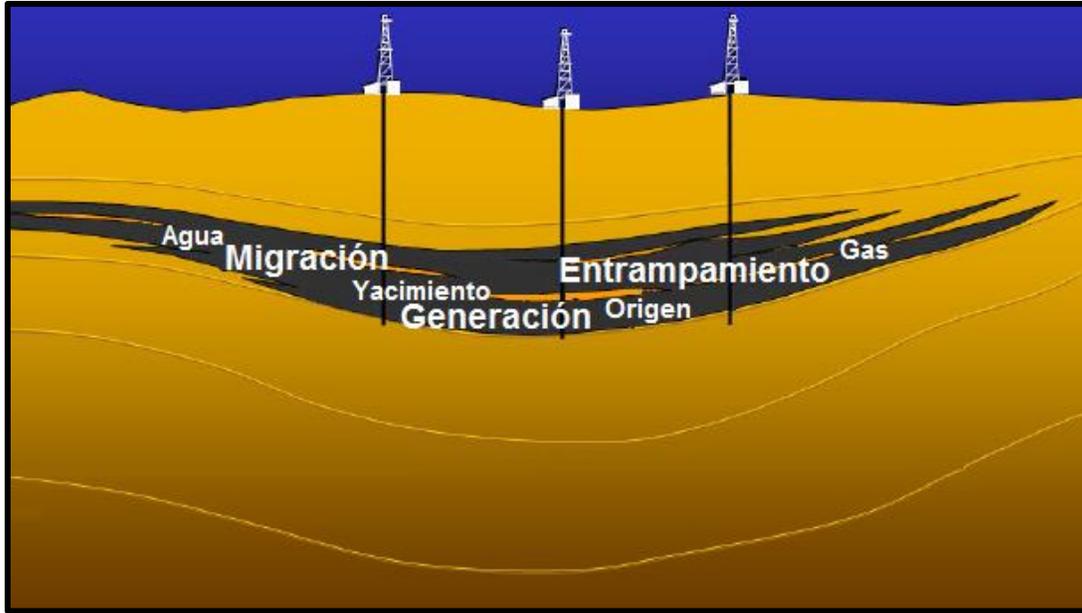


Figura 1-2 Estructura de un yacimiento no convencional de CBM. Fuente: Barker, 2012.

1.9. Estadísticas

Los combustibles fósiles siguen siendo la principal fuente de energía que alimenta la economía mundial, suministrando el 60% del incremento de energía hasta 2035. Dentro de eso, el gas parece que va a convertirse en el combustible fósil de más rápido crecimiento, estimulado por la abundancia de apoyo y políticas ambientales. Por otra parte, es probable que disminuya bruscamente cuando la economía de China vuelva a equilibrar el crecimiento del consumo mundial de carbón. [1.12]

1.9.1. Reservas

En la **figura 1-3** se muestra que la mayor cantidad de reservas de CBM (azul oscuro), las cuales se encuentran en Rusia, Estados Unidos (Alaska sola ha estimado 1037 Tcf), China, Australia, Canadá, Reino Unido, India, Ucrania y Kazajistán. También se muestra la actividad de CBM (rojo), la cual comprende investigación, estudios y producción. [1.4]

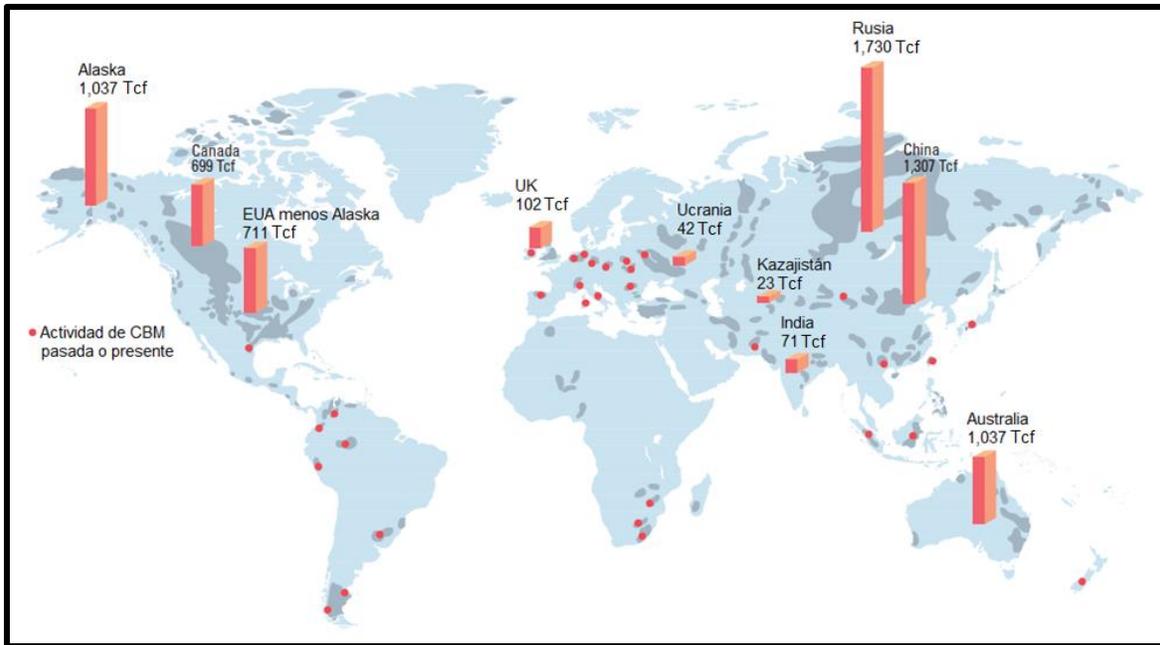


Figura 1-3 Reservas y actividad de CBM. Fuente: Al-Jubori et al., 2009.

1.9.2. Producción

En la **figura 1-4** se puede observar la producción de CBM en Estados Unidos, desde el año de 1989 hasta el 2015, teniendo un crecimiento prácticamente constante hasta el año 2008 (con una producción de 1.97 Tcf), pero a partir del año 2009 ésta ha ido decreciendo. También muestra una proyección de la producción hasta el año 2040, la cual seguiría decreciendo, pero de una manera menos drástica como sucedió entre los años 2009 y 2015.

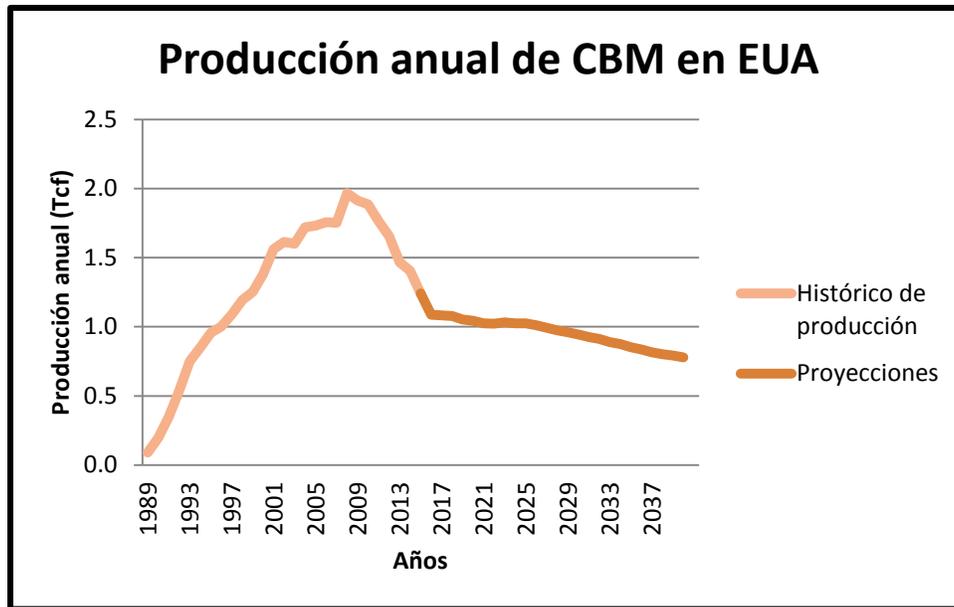


Figura 1-4 Producción de CBM en Estados Unidos. Fuente: U.S. EIA.

En la **figura 1-5** se muestra la producción comercializable de gas natural que ha tenido Estados Unidos desde el año 1949 al 2015, así como una proyección hasta el año 2040 para la producción comercializable de gas natural. Pudiéndose observar que ha ido creciendo progresivamente aunque entre el año 1973 y el 2003 se quedó en el rango de los 17 a 22 Tcf.

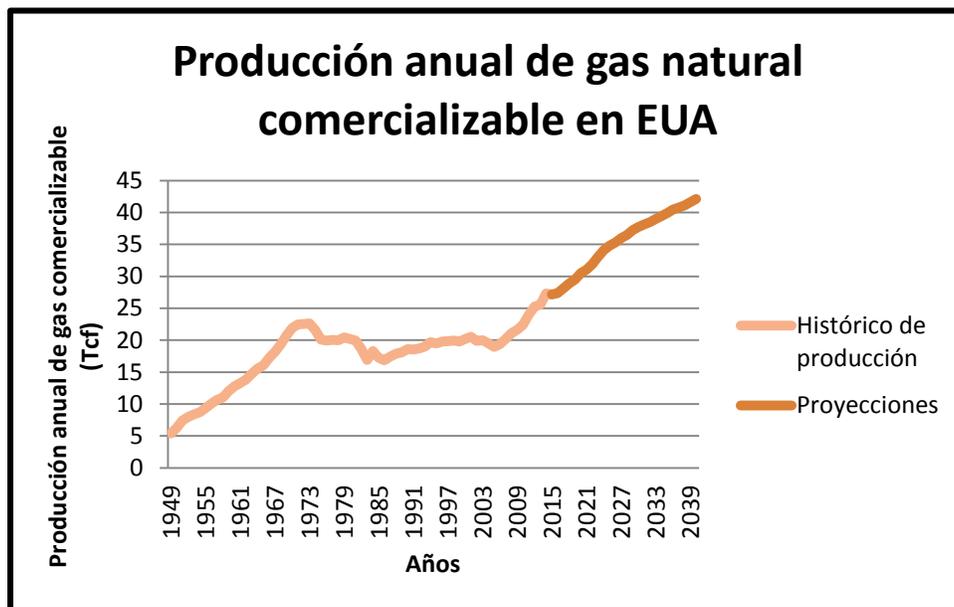


Figura 1-5 Producción de CBM en Estados Unidos. Fuente: U.S. EIA.

1.9.3. Consumo de gas natural

En la **figura 1-6** se observa el crecimiento que ha tenido el consumo de gas natural en Estados Unidos entre el año 1949 al 2015 y considerando una proyección hasta el 2040 donde el consumo seguirá creciendo de manera prácticamente constante.

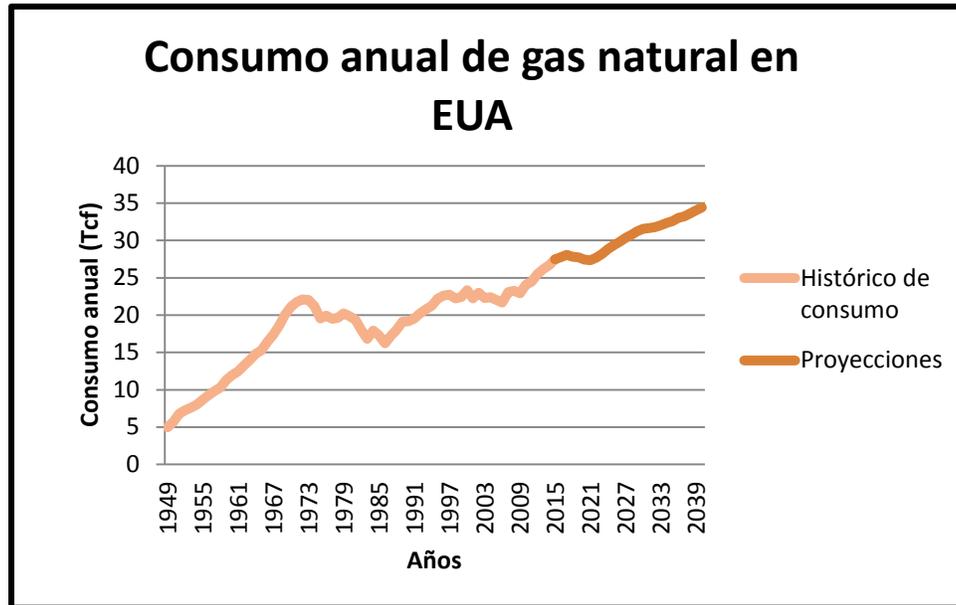


Figura 1-6 Producción de CBM en Estados Unidos. Fuente: U.S. EIA.

1.10. Precios

Los precios de gas natural han respondido a las interrupciones del suministro de crudo, los cambios en las leyes de impuestos, las regulaciones gubernamentales de la industria, así como la oferta y la demanda como se muestra en la **figura 1-7**. [1.1]

Por ejemplo, el bajo costo del gas después de la segunda guerra mundial (1939 - 1945) refleja la abundancia general de energía en relación con las necesidades de la ciudad. El embargo árabe de crudo (1973) inicio un incremento en los precios por 8 años con lo que perdió algunos mercados. Subsecuentemente el precio decreció a finales de 1980, recuperando mercado pero con una respuesta cautelosa debido a la impresión menos predecible de los precios en el futuro. [1.1]

La **figura 1-8** muestra el histórico del precio del gas en el mercado de acuerdo al Henry Hub, así como una proyección hasta el año 2040. Donde a pesar del rango de precios del gas natural, este seguirá siendo económicamente competitivo con otras fuentes de energía. [1.1]

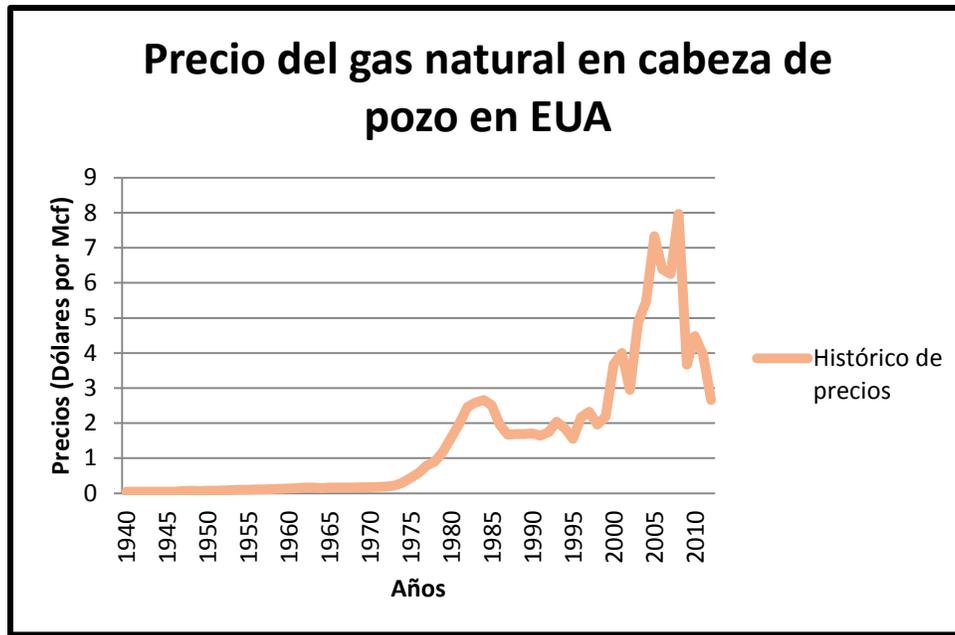


Figura 1-7 Precio del gas natural en cabeza de pozo en EUA. Fuente: U.S. EIA.

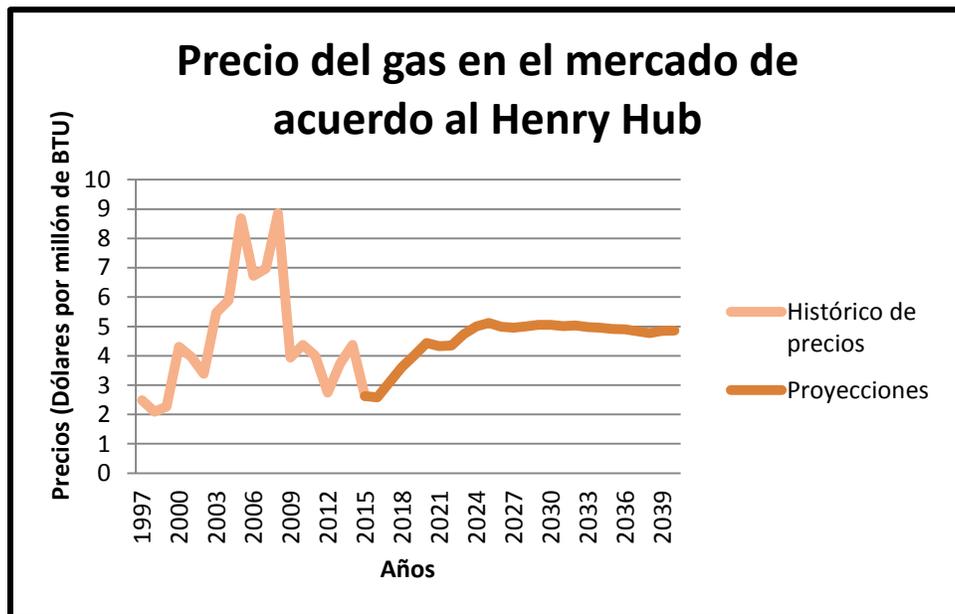


Figura 1-8 Precio del gas en el mercado de acuerdo al Henry Hub. Fuente: U.S. EIA.

1.11. Marco jurídico en México

1.11.1. Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

De acuerdo al artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: “Corresponde a la Nación el dominio directo de los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos”, así como “el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos”. [1.14]

Debido a que se produce una gran cantidad de agua a partir de minas de carbón, cabe destacar que: “Las aguas del subsuelo pueden ser libremente alumbradas mediante obras artificiales y apropiarse por el dueño del terreno, pero cuando lo exija el interés público o se afecten otros aprovechamientos; el Ejecutivo Federal podrá reglamentar su extracción y utilización y aún establecer zonas vedadas, al igual que para las demás aguas de propiedad nacional”. [1.14]

“Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación”. [1.14]

1.11.2. Artículo 27 de la Ley de Hidrocarburos

De acuerdo al artículo 27 de la Ley de Hidrocarburos, “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. Para cada mina en que se realicen o se vayan a iniciar actividades de extracción de carbón, se podrá solicitar la adjudicación del contrato de exploración y extracción”. Lo cual hace referencia a que no será necesario realizar una licitación para extraer el gas contenido en la veta de carbón, en parte porque la producción de gas está adjunta a la explotación del carbón, pero el contrato solo podrá ser adjudicado a la concesionaria minera siempre y cuando acredite ante la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) que cuentan con solvencia económica, capacidad técnica, administrativa y financiera para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción del gas de la veta del carbón. [1.15]

Para el caso de la extracción de hidrocarburos no asociados al carbón y que se encuentren presentes en el área de la concesión minera, “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” o “a través de una Asignación”. Por lo que el concesionario minero solo está autorizado a extraer el gas contenido en la veta de carbón. [1.15]

Finalmente, para el caso de la exploración y extracción de gas contenido en vetas de carbón sin explotar el carbón, “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” o “a través de una Asignación”. [1.15]

1.12. Aportaciones del Capítulo

En este capítulo se logró definir un yacimiento de CBM, así como las ventajas e importancia que tiene explotar este recurso. Por ello se mencionan los usos del gas en el sector residencial, comercial e industrial, aunque también se considera la importancia del carbón como recurso y aunado a esto se hace mención de las características que determinan el potencial del carbón como yacimiento.

También se tiene una comparativa con los yacimientos convencionales; cuyas características entre estos dos son bastante significativas. Entre las cuales destacan la producción inicial de agua y la adsorción en la matriz para el caso de los yacimientos de CBM.

Un punto importante de este capítulo son los antecedentes de cómo inició la extracción del gas de las minas de carbón. Que en un comienzo no se le tomaba importancia al gas, sin embargo, con el paso de los años se le fue tomando importancia tanto como recurso como por la parte ambiental.

Otro punto importante de este capítulo son las estadísticas, las cuales consideran las reservas de CBM y los históricos de producción y precio del gas, así como proyecciones a futuro del comportamiento que estos podrían tener. Las proyecciones se basan en los históricos, y que como se pudo observar, estos variaban de acuerdo a la economía mundial o eventos importantes que sucedieron a lo largo del tiempo.

Se incluyó también un el marco jurídico en México, que regula la exploración y extracción del carbón y del gas contenido en el carbón, con base en los artículos 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y de la Ley de Hidrocarburos.

Finalmente, se puede decir que con este capítulo se generó un concepto más claro de un yacimiento de CBM, su utilidad y como es el mercado del gas. Con base en ello, ahora se podrá adentrar en los conceptos fundamentales, las características y las propiedades de los yacimientos de CBM, los cuales se desarrollan en el siguiente capítulo.

Capítulo II

2. Conceptos fundamentales

2.1. Composición típica del CBM

La **tabla 2-1** muestra la composición típica del CBM, en la cual se puede observar que el componente principal es el metano.

Componente	%
Metano (CH_4)	94.5
Nitrógeno (N_2)	2.0
Dióxido de carbono (CO_2)	1.0
Etano (C_2H_6)	0.3
Propano (C_3H_8)	0.2
Vapor de agua	2.0
Total	100.0

Tabla 2-1 Composición típica del CBM. Fuente: Úbeda, 2008.

Inicialmente el gas producido a partir de las capas de carbón puede ser con alto contenido de metano en comparación con el gas producido en yacimientos convencionales. El etano y compuestos saturados más pesados se encuentran adsorbidos más fuertemente que el metano; por consecuencia, no pueden ser liberados tan fácilmente en un principio. [2.1]

2.2. El carbón

2.2.1. Composición del carbón

Por definición, el carbón debe contener al menos 50% de su peso, o 70% de su volumen como orgánico, materia carbonosa. Donde un análisis aproximado del carbón proporciona la composición porcentual del carbón con: [2.1]

- 1) Ceniza.
- 2) Carbón sólido.
- 3) Materia volátil.
- 4) Humedad.

2.2.2. Generación del carbón

La formación del carbón comienza con la sedimentación de materia orgánica vegetal, lo que da lugar a la turba. La turba se forma por la sedimentación subacuática continua de materia orgánica proveniente de las plantas en ambientes donde las aguas intersticiales son pobres en contenido de oxígeno. Los ambientes característicos permiten la acumulación, el sepultamiento y la preservación de la turba, incluyendo pantanos y áreas de desborde que pueden tener influencia marina o no. [2.4]

La turbificación es la primera etapa en la formación del carbón, ésta es el proceso bioquímico y físico de convertir materia orgánica a turba con solo asistencia secundaria de los procesos bioquímicos. [2.1]

Cuando la materia orgánica pasa a ser enterrada profundamente, el proceso de carbonificación se convierte en una función de presión, temperatura y tiempo. De los cuales, la temperatura es la más importante en las reacciones geoquímicas que ocurren. [2.1]

Las fuerzas de compactación y tensión de la actividad tectónica continuamente cambian las características físicas del carbón; sin embargo, la presión se considera que tiene un papel menor en el proceso químico pero un papel principal en alterar algunas de las propiedades físicas. [2.1]

2.2.3. Geología del carbón

El carbón es una roca orgánica heterogénea formada por sustancias orgánicas e inorgánicas. Los componentes orgánicos (macerales en diferentes granulometrías) en el carbón se pueden dividir en exinitas (o liptinitas), vitrinitas e inertinitas, con base en sus propiedades y origen. [2.6]

En términos de la génesis del carbón, el carbón puede ser dividido en húmico, sapropélico y residual. El carbón húmico es formado a través de carbonificación de plantas superiores. El carbón sapropélico originado de restos de plantas inferiores como las algas. El carbón residual es producido por plantas que solo presentan biodegradación menor y frecuentemente tienen fragmentos remanentes de plantas. [2.6]

El carbón húmico es el recurso de carbón predominante, el cual tiene una mala capacidad para la generación de aceite y una predominante generación de gas. [2.6]

Las exinitas son los macerales con mayor estabilidad bioquímica de las plantas carbonificadas [2.6] y son las más responsables de la generación de metano. [2.1]

Las vitrinitas son muy comunes en el carbón, de 65% a 80% y más en la mayoría de carbones. La vitrinita se origina por la carbonización de ligninas y celulosas de los tallos, raíces y hojas de la planta. [2.6]

Las inertinitas tienen relativamente más carbón que otros macerales pero solo son capaces de generar pequeñas cantidades de volátiles. Además, prácticamente no hay potencial de que estos macerales produzcan hidrocarburos. [2.1]

Cabe mencionar que una de las características de las capas de carbón es que son generalmente bien estratificadas y sus estratos son paralelos a los planos de las capas excepto cuando son fuertemente metamorfoseadas dinámicamente por fuerzas tectónicas. [2.5]

2.2.4. Macerales

Los macerales son las partículas orgánicas más pequeñas distinguibles del carbón que pueden ser vistas por un microscopio. Estos difieren en propiedades ópticas y en su composición química debido a su origen en diferentes partes de las plantas. [2.1]

Existen tres grupos de macerales: liptinita (o exinita), vitrinita e inertinita. Sus nombres indican la fuente, aspecto o reactividad. Cada uno de estos tres grupos contiene subgrupos de macerales con semejanzas en su origen, propiedades ópticas y composición. [2.1]

La exinita, se genera a partir de esporas, polen, resinas, secreciones aceitosas, algas, grasas, proteínas bacterianas y ceras. Varios de los volátiles, incluyendo el metano, emitidos durante la carbonificación vienen de la exinita. Además, estos macerales tienen el potencial de producir gas o aceite. [2.1]

La vitrinita está formada en parte por la lignina, una sustancia amorfa, polimérica que proporciona la estructura de la pared celular de plantas en combinación con celulosa. Además, la vitrinita se forma a partir de celulosa y partes leñosas de la planta que crean una estructura química alta en oxígeno y compuestos aromáticos. Su contenido de oxígeno es más alto que el maceral exinita. La vitrinita es un maceral capaz de producir gas pero muy pequeñas cantidades de aceite. Además, la vitrinita es el maceral más conductivo para formar un sistema de cleats en el carbón. [2.1]

La inertinita está formada de las paredes oxidadas o carbonizadas de las células o de los troncos de las plantas, lo que resulta en un alto contenido de carbón pero poco contenido de hidrógeno. La inertinita tiene relativamente más carbón que otros macerales, y su nombre se deriva de su falta de reactividad química. Las inertinitas solo generan pequeñas cantidades de volátiles. Además, prácticamente no hay potencial de que estos macerales produzcan hidrocarburos. La inertinita el maceral más duro, y un alto contenido de inertinita en el carbón lo hace menos conductivo para generar cleats. [2.1]

2.2.5. Formación de cleats

Los cleats son los sistemas de fracturas naturales en capas de carbón bituminoso. Estos han sido categorizados de acuerdo a su origen en endógeno y exógeno. Para el caso de los cleats endógenos, éstos son originados por la compactación y carbonificación, y para el caso de los exógenos son originados por fuerzas tectónicas. [2.5]

Existen dos tipos de cleats, los face cleats, también conocidos como cleats principales que se formaron como fracturas de extensión durante la deformación estructural y los butt cleats, también conocidos como cleats transversales que se formaron como fracturas de liberación (fracturas que forman perpendiculares a las mayores tensiones principales) durante la erosión y los levantamientos. [2.5]

Los face cleats tienden a ser perpendiculares respecto a la dirección axial de los pliegues y son probablemente formados como fracturas de extensión (fracturas que forman paralelas a una fuerza de compresión). En cambio los butt cleats tienden a ser paralelos a la dirección axial y son formados después de que las fuerzas compresivas actuaron en el carbón. [2.5]

Las fracturas naturales ocurren durante la carbonificación a partir del encogimiento de la matriz del carbón después de la pérdida de componentes volátiles. El plegamiento o acción tectónica a lo largo del tiempo geológico extiende más aún la red de fracturas. Adicionalmente, la compactación diferencial de capas de carbón y sedimentos adyacentes posiblemente contribuye a la red de cleats en el carbón, pero probablemente el efecto es menor. El contenido de los macerales influye en la frecuencia de los cleats en el carbón, al igual que el grado del carbón en el momento que ocurrió la acción tectónica. La materia mineral en el carbón tiene un efecto perjudicial en la formación de las fracturas naturales. [2.1]

La frecuencia de los cleats depende del grado del carbón y la historia geológica del carbón, pero para un grado del carbón dado, la frecuencia es determinada por el tipo de carbón. [2.5]

Para ejemplificar como se encuentran los face cleats y butt cleats en la **figura 2-1** se muestra un bloque matricial.

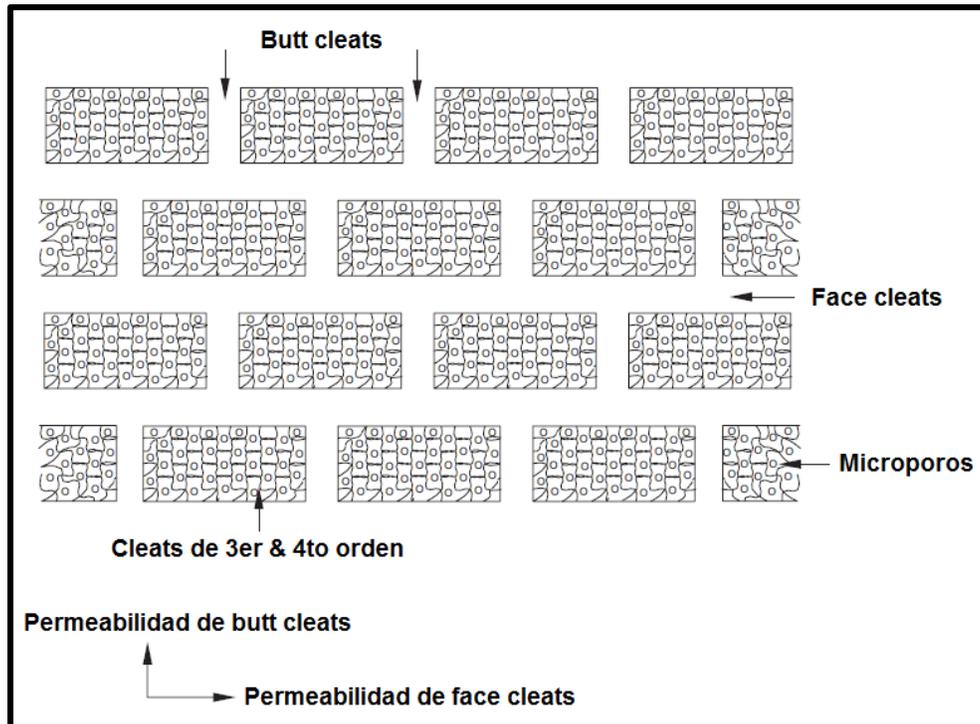


Figura 2-1 Bloque matricial. Fuente: Halliburton Company, 2008.

2.2.6. Grado del carbón

El rango del carbón o madurez térmica pueden describirse en función del porcentaje de carbono o humedad en el carbón, la reflectancia de la vitrinita, o de otras medidas. La cantidad de gas que se puede almacenar en el carbón es directamente dependiente de rango de carbón. [2.8]

El grado del carbón se puede clasificar como una medida de la madurez del carbón. Y este se puede dividir en lignítico, sub-bituminoso, bituminoso y antracítico, además de subdividirse en 13 grupos, lo cual se muestra en la **tabla 2-2**. [2.1]

Antracítico	Meta-Antracita
	Antracita
	Semi-antracita
Bituminoso	Baja Volatilidad
	Media Volatilidad
	Alta Volatilidad A
	Alta Volatilidad B
	Alta Volatilidad C
Sub-bituminoso	Sub-Bituminoso A
	Sub-Bituminoso B
	Sub-Bituminoso C
Lignítico	Lignito A
	Lignito B

Tabla 2-2 Clasificación del carbón como medida de la madurez del carbón.

Fuente: Halliburton Company, 2008.

El carbón bituminoso de baja volatilidad podría ser el más adecuado para la producción de CBM que el bituminoso de alta volatilidad, dado que los de baja volatilidad tienen el potencial de adsorber grandes cantidades de gas y son más fracturados que los de alta volatilidad. [2.8]

Aunque el contenido de gas en carbones semi-antracita y antracita puede ser muy alto, no hay proyectos económicos en estos tipos de carbones, debido a la baja permeabilidad y tasas muy bajas de desorción de gas. [2.9]

El progreso del carbón a través del proceso de maduración es manejado principalmente por la temperatura, el tiempo y la presión que va desde materia orgánica recién depositada en pantanos hasta un material como el grafito al final del progreso. [2.1]

Por lo que el grado del carbón es un buen indicador de éxito en cualquier prospecto de CBM, ya que implica el potencial del contenido de gas, la permeabilidad y las propiedades mecánicas y físicas del carbón. [2.1]

La generación de metano es función del tipo de maceral y del proceso de madurez térmica. Al aumentar la temperatura y la presión, cambia el rango del carbón junto con su capacidad de generar y almacenar metano. Además, cada tipo de maceral almacena diferentes volúmenes de metano. Por otra parte, el carbón puede almacenar más gas al aumentar su rango. Esto se ilustra en la **figura 2-2**. [2.4]

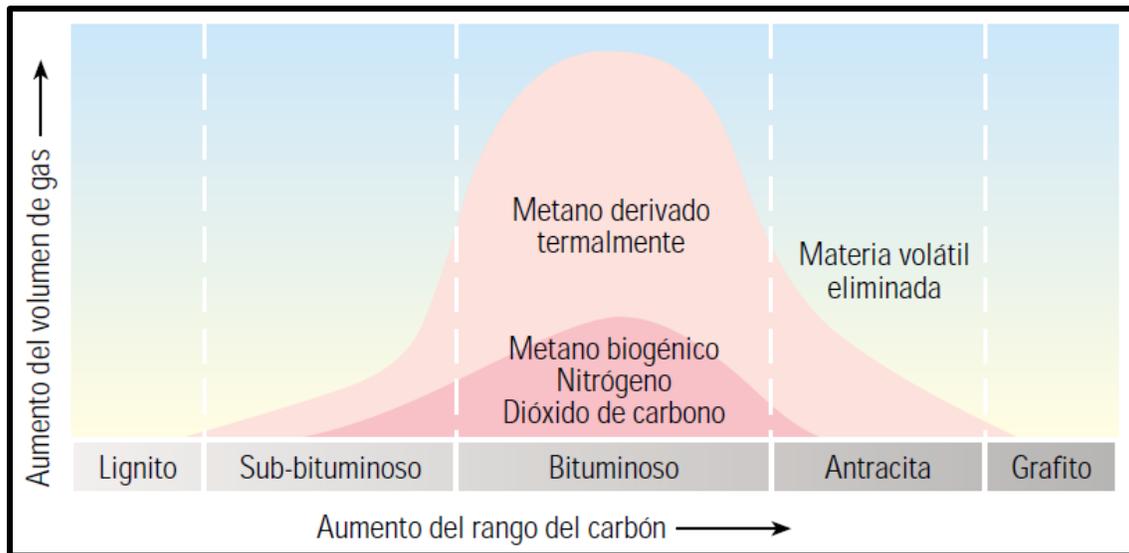


Figura 2-2 Generación del gas en función del rango del carbón. Fuente: Anderson et al., 2004.

2.2.7. Porosidad

El carbón es un medio poroso anisótropo que es caracterizado por dos sistemas diferentes de porosidad (porosidad doble): macroporos y microporos. Los macroporos (conocidos como cleats) constituyen las fracturas naturales comunes de todas las capas de carbón. Los microporos, o la matriz, contienen la mayor cantidad de gas. [2.3]

Los microporos del carbón tienen una gran capacidad para almacenar el metano. Típicamente, el carbón puede almacenar mucho más gas en estado de adsorción que un yacimiento convencional a presiones menores a 1000 psia. La porosidad del sistema de fracturas es baja, y si cualquier gas libre está presente, éste contaría como una insignificante porción del gas almacenado en el carbón. [2.3]

Los macroporos son los espacios dentro del sistema de cleats y otras fracturas naturales esenciales para el transporte de agua y metano a través de las capas, pero relativamente poco importante para el almacenamiento del metano. De hecho, menos del 10% del gas in-situ de una capa de carbón reside en los cleats y la porosidad de los macroporos del sistema cleats es generalmente considerada entre 1 a 5%. [2.1]

El espacio de almacenamiento de los cleats y otras fracturas naturales contienen agua, metano libre, y metano disuelto en agua, pero principalmente la porosidad de los macroporos determina la capacidad de almacenamiento para el agua. La porosidad de los macroporos tiene un impacto directo en costos de operación a manejar y para la disposición del agua de formación producida. [2.1]

Los microporos se refieren a las capilaridades y cavidades de dimensiones moleculares en la matriz del carbón que son esenciales para el almacenamiento del gas en estado de adsorción. La mayor cantidad del gas es contenido en los microporos, adsorbido en la superficie de las partículas; Gray [2.1.3] estima que 98% del metano es típicamente adsorbido en los microporos. [2.1]

A pesar de que la porosidad del carbón puede ser solo 2% en el sistema de cleats, esta puede tener una capacidad de almacenamiento para el metano en los microporos equivalente a la de una arenisca con porosidad del 20% con una saturación de gas del 100% a la misma profundidad. Una gran superficie necesariamente existe para la adsorción. Se reporta que una muestra de 1 lb de carbón de la formación Fruitland contiene una superficie interna de 325,000 ft^2 . McElhiney [2.1.4] establece una superficie interna de cercana a 1 millón ft^2 por libra de carbón. De este modo, existe una evidente paradoja porque grandes volúmenes de metano pueden ser almacenados en los microporos del carbón a pesar de su baja porosidad. [2.1]

2.2.8. Permeabilidad

La permeabilidad de yacimientos de carbón es un parámetro importante que controla la movilidad del gas y del agua en las capas de carbón, y determina la migración y producción del metano en capas de carbón. Es el indicador más importante cuando se evalúan las propiedades físicas del yacimiento de carbón. Existen dos tipos de permeabilidad en las primeras etapas de exploración del metano en capas de carbón: (1) permeabilidad de pruebas de pozo y (2) permeabilidad de la roca carbonífera en laboratorio. [2.6]

Para la evaluación del yacimiento, la permeabilidad de pruebas de pozo es el parámetro preferencial para evaluar la permeabilidad, ya que puede dar el mejor reflejo de la permeabilidad in-situ, por lo tanto es un método bastante fiable para la determinación de la permeabilidad, mientras que la permeabilidad de la roca carbonífera en laboratorio puede ser usada como una alternativa si la permeabilidad de prueba de pozo es imposible de obtener en el área de estudio. [2.6]

La permeabilidad de laboratorio, se deriva del análisis convencional de núcleos de carbón en un laboratorio. Comparada con la permeabilidad de pruebas de pozo tiene muchas limitaciones. En primer lugar, la permeabilidad de laboratorio se mide generalmente a temperatura atmosférica y ambiental, no a elevada temperatura y alta presión o a las condiciones in-situ del yacimiento de carbón. En segundo lugar, la precisión en la medición de la permeabilidad en el laboratorio se reduce debido a que el tamaño de la muestra es demasiado pequeña. Por último, aunque la muestra de carbón sea lo suficientemente grande, las grandes fisuras exógenas en un depósito de carbón no pueden ser representadas con precisión. Como resultado, la permeabilidad real de un depósito de carbón puede ser subestimada por la permeabilidad derivada del laboratorio. Por otro lado, podrían crearse fisuras artificiales durante el manejo y preparación de las muestras de carbón. En este caso, la permeabilidad real de un yacimiento de carbón podría ser sobreestimada en el laboratorio. [2.6]

A pesar de que la evaluación de los yacimientos de carbón mediante el uso de la permeabilidad de laboratorio tiene muchas desventajas, este método es utilizado debido a su fácil disponibilidad. Particularmente en la primera etapa de exploración, cuando se evalúan las áreas de metano en capas de carbón sin operaciones de perforación, la permeabilidad se puede usar como un importante indicador para la permeabilidad del yacimiento. [2.6]

La permeabilidad típica para yacimientos de CMB puede variar de 0.1 mD a 80 mD, dependiendo de la profundidad del yacimiento y la abertura y densidad de las fracturas. En general, los yacimientos de CBM tienden a tener mayor permeabilidad a poca profundidad debido a un menor esfuerzo y mayor abertura de la fractura. [2.3]

La permeabilidad es el parámetro más crítico para una viabilidad económica de un carbón que contiene gas; la red de fracturas naturales a lo largo del yacimiento junto con algunas fracturas hidráulicas debería proporcionar la permeabilidad para tasas de flujo comerciales de metano. Además, la permeabilidad es el parámetro más difícil de evaluar con precisión. Por lo tanto, la frecuencia de fracturas naturales, sus interconexiones, el grado de apertura de la fisura, la dirección de la face cleat y la butt cleat, la saturación de agua, la profundidad de sepultamiento, la concentración de la matriz respecto a la desorción, y los esfuerzos in-situ todos afectan la permeabilidad. La determinación de la permeabilidad efectiva al gas se complica aún más por la naturaleza cambiante de la permeabilidad relativa al gas con contenido de agua en el camino del flujo. [2.1]

2.2.8.1. Efectos de los cleats en la permeabilidad

Cabe destacar que la permeabilidad direccional del carbón es debida a la orientación y magnitud de los planos de los cleats, los cuales controlan el flujo de agua y gas a través de las capas de carbón. [2.5]

La permeabilidad direccional está directamente ligada a las dos principales direcciones de los cleats. Por lo que un pozo perforado perpendicularmente al face cleat tiene un mayor flujo de gas (de 2.5 a 10 veces más) que uno perpendicular al butt cleat. La razón de esto es que el face cleat es más largo y tiene una mayor superficie de conexión continua. Este cruza los estratos del carbón y se puede extender por una distancia de varios pies. En cambio el butt cleat es corto, comúnmente curvo y presenta discontinuidad, que frecuentemente termina en contra del face cleat. [2.5]

A partir de esto se puede decir que los pozos perforados horizontalmente y paralelos al butt cleat (perpendiculares al face cleat) intersecarían el face cleat que es más permeable y por lo tanto drenarían un área mayor. En contraste, un pozo perforado horizontalmente y paralelo al face cleat (perpendicular al butt cleat) intersecaría los butt cleats que son más cortos en longitud y menos frecuentes. [2.5]

2.2.8.2. Efectos de la profundidad en la permeabilidad

Debido a la profundidad de algunos recursos de carbón, en algunas ocasiones hacen que carezcan de interés para la minería. [2.1] Pero el principal problema de carbones profundos es el decremento de la permeabilidad en el carbón respecto a la profundidad. (McKee, Bumb, and Bell) [2.1.1]

Sin embargo, Kuuskraa and Wyman [2.1.2] detallan tres razones por las que es bastante pesimista decir que la permeabilidad decrece con la profundidad. Primero, la correlación asume un gradiente mínimo de esfuerzo horizontal igual al gradiente de esfuerzo vertical, siendo que se ha reportado valores menores en el esfuerzo mínimo horizontal que el esfuerzo vertical en la región analizada; segundo, las permeabilidades obtenidas son muy bajas debido al daño ocasionado cerca del pozo, y tercero, la ecuación de Carman-Kozeny para relacionar la permeabilidad con la porosidad, siendo esta ecuación desarrollada para formaciones de areniscas y que no se ha demostrado para formaciones fracturadas de carbón. [2.1]

2.3. El metano

2.3.1. Generación del metano

El gas contenido en el carbón se clasifica en función de su origen como gas biogénico primario, gas biogénico secundario, gas termogénico temprano, gas termogénico, gas termogénico migrado o gas mixto. [2.7]

El gas biogénico primario es generado en turba a temperatura relativamente baja y poca profundidad de sepultamiento. La mayor parte del gas biogénico primario se pierde durante el sepultamiento y la compactación. [2.7]

El gas biogénico secundario se genera por la actividad de los microbios metanogénicos presentes en el agua meteórica moviéndose a través del sistema de fracturas del carbón. Estos microbios se introducen en el carbón después de la formación del carbón. [2.7]

El gas termogénico temprano se genera por la maduración térmica del carbón, generalmente con una reflectancia de la vitrinita menor a 0.78%. [2.7]

El gas termogénico es generado por mayor sepultamiento y maduración térmica del carbón, con una reflectancia de la vitrinita mayor a 0.78%. El gas termogénico es la fuente de la mayor parte del gas en yacimientos de carbón térmicamente maduro. [2.7]

El gas termogénico migrado se transporta desde un lugar a otro en el yacimiento de carbón por flujo hidrológico. Alternativamente, puede ser transportado al carbón de otra roca generadora, como las lutitas u otros carbones. [2.7]

El gas mixto es una mezcla de gas a partir de 2 o más fuentes biogénicas o termogénicas. [2.7]

La **figura 2-3** muestra un diagrama de la generación del metano durante la carbonificación. La cual muestra los procesos por los cual pasa la materia vegetal hasta llegar a formar el gas en biogénico y el gas termogénico.

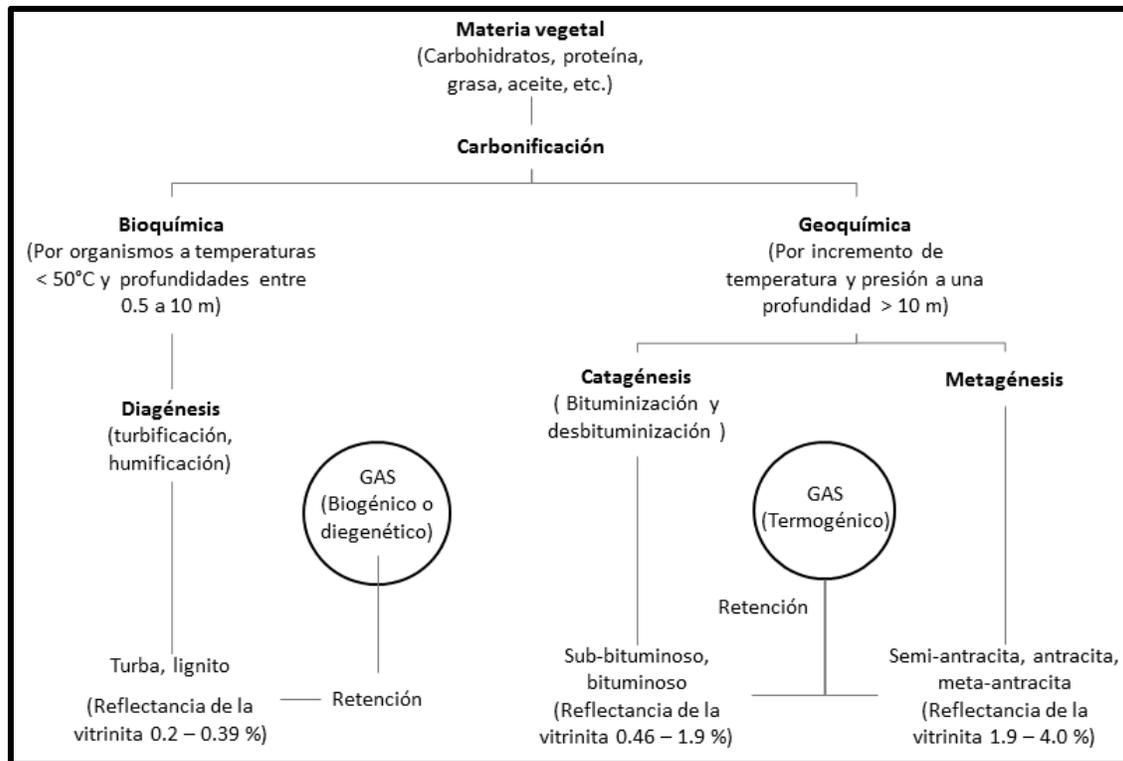


Figura 2-3 Diagrama de la generación de metano durante carbonificación.

Fuente: Singh et al., 1999.

2.3.2. Adsorción

El mecanismo por el cual los hidrocarburos gaseosos son almacenados en los yacimientos de carbón contrasta con el mecanismo de almacenamiento de gas en yacimientos convencionales. En lugar de ocupar los espacios vacíos como un gas libre entre granos de arena, el metano es retenido a la superficie sólida del carbón por adsorción en numerosos microporos. La superficie excesivamente grande dentro de los microporos y la cercana proximidad de las moléculas del metano en la superficie interna sólida permite los sorprendentemente grandes volúmenes de gas que pueden ser almacenados en el carbón. Una parte del gas se conserva en las fracturas naturales del carbón y otra parte del metano se disuelve en el agua que se encuentra en el yacimiento, pero el volumen neto del metano viene de los microporos. Por lo que el mecanismo de adsorción crea una paradoja de la alta capacidad de almacenamiento del gas en la roca almacén de una porosidad menor al 2.5%. [2.1]

Una clara ilustración de la enorme superficie en los microporos del carbón es que una libra de carbón tiene una superficie de 55 campos de fútbol, o 1 billón de pies cuadrados por tonelada de carbón. [2.1]

2.3.3. Flujo de gas

Para el carbón, un mecanismo adicional de difusión de gas a través de los microporos de la matriz del carbón está involucrado, donde el transporte depende de un gradiente de concentración del metano a través de los microporos como una fuerza conductora. Al encontrarse con una fractura o un cleat, el gas fluirá de acuerdo a la ley de Darcy como en un yacimiento convencional donde el transporte depende de un gradiente de presión. [2.1]

2.3.4. Mecanismos de producción del metano

El metano en capas de carbón existe principalmente en tres fases: (1) fase adsorbida, (2) fase libre, y (3) fase disuelta. El metano en las tres fases se mantiene en un estado de equilibrio dinámico. [2.6]

En yacimientos de carbón, cuando la presión del fluido declina, el gas metano adsorbido en la superficie de los poros de la matriz del carbón es liberado y se convierte en metano en fase libre, que se difunde a través de la matriz del carbón o se filtra en fisuras naturales, donde finalmente alcanzará el pozo y será producido a través de la filtración. [2.6]

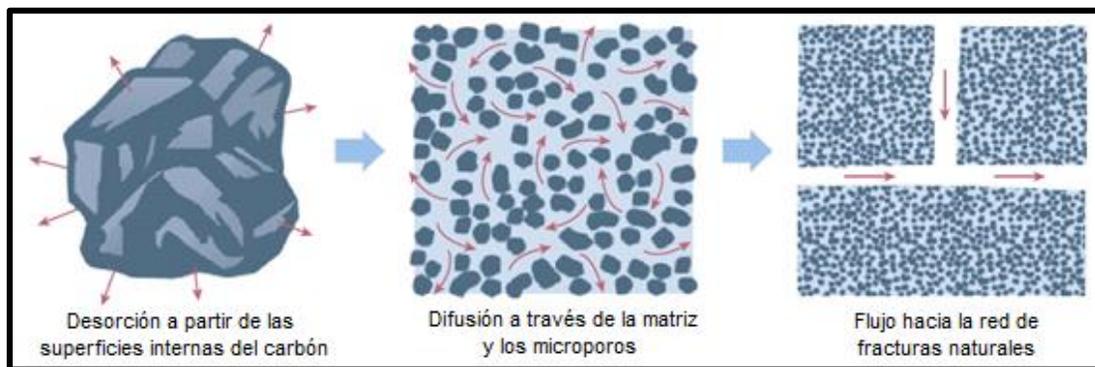


Figura 2-4 Diagrama esquemático de la producción de CBM. Fuente: Zou et al., 2013

2.3.5. Producción de un yacimiento de CBM

Mientras el proceso de desorción continua, la saturación de gas dentro del sistema de fracturas naturales incrementa y el flujo de metano se vuelve cada vez más dominante. De este modo, la producción de agua declina rápidamente hasta que la tasa de producción del gas alcanza el valor máximo y la saturación de agua se acerca a la saturación de agua irreductible. [2.3]

El comportamiento típico de los yacimientos de CBM se ilustra en la **figura 2-5**. Después de que la tasa de producción del gas alcanza su máximo, el comportamiento de los yacimientos de CBM se convierte similar a los yacimientos convencionales de gas. [2.3]

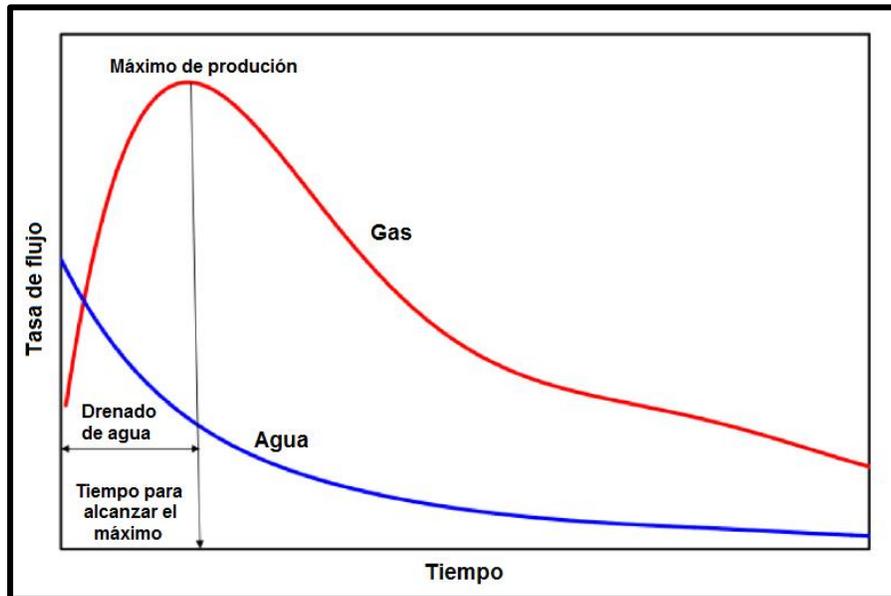


Figura 2-5 Histórico de producción típico de un yacimiento de CBM. Fuente: Wang et al., 2015.

2.3.6. Predicción en el porcentaje de recuperación

El porcentaje de recuperación está dado por: [2.1]

$$R = (V_s - V_a)/V_s \times 100$$

Dónde:

R = % recuperación.

V_a = contenido de metano del carbón al abandono, scf/ton.

V_s = contenido de gas saturado en el sistema de fracturas naturales después del drenado de agua inicial, scf/ton.

2.3.7. Contenido de gas

El contenido de gas puede ser mayor a las presiones de capas de carbón más profundas. De acuerdo a la isoterma de Langmuir del carbón, una mayor cantidad de gas puede ser adsorbida conforme la presión aumenta. Adicionalmente, las condiciones en carbones más profundos promueven el proceso de maduración en su generación de metano e incremento en el grado. Las presiones de formación mayores serían benéficas como una fuerza conductora para la producción de gas. Por lo tanto, en esa forma los carbones más profundos tienen el potencial de ser mejores productores. [2.1]

2.3.8. Estimación del gas in-situ

La estimación del gas in-situ en capas de carbón es menos preciso y más difícil que los métodos de ingeniería para yacimientos petroleros convencionales. Uno de los factores complicados es la imposibilidad de usar registros geofísicos para obtener el contenido de gas del carbón. Ya que los registros geofísicos no pueden detectar el gas contenido en el carbón, como en las areniscas o los yacimientos carbonatados, el contenido de metano debe ser determinado a partir de una desorción controlada de núcleos, una tarea costosa y que conlleva tiempo. En el método de análisis de núcleo, el contenido de gas es la suma de la cantidad de gas desorbido del carbón en la celda y una cantidad estimada de gas perdido durante la obtención del núcleo. [2.1]

2.3.9. Migración del gas

En algunas áreas, la migración del metano puede contaminar fuentes de agua potable en el subsuelo, y el metano puede migrar a zonas residenciales. El control de la migración del metano, no obstante, es poco claro. Algunas contaminaciones pueden venir de la migración de metano a través de fracturas naturales; otras pueden venir de pozos viejos de gas perforados en areniscas pero asociados a capas de carbón y algunas otras pueden venir de nuevos pozos de CBM. [2.12]

2.4. El agua

2.4.1. Agua en yacimientos de CBM

Otra característica contrastante de la producción de CBM es la normal y abundante generación de agua de formación de las fracturas naturales en el carbón. Los grandes volúmenes de agua decrecen en el primer o segundo año de producción, después de eso se tienen volúmenes relativamente bajos por la vida restante del pozo, que puede ser 20 años. [2.1]

Los costos iniciales pueden ser altos para disposición de grandes volúmenes de agua a principios de la vida del pozo de CBM, pero disminuyen rápidamente después de esto. Por lo que los primeros costos de procesamiento y disposición de grandes cantidades de agua, así como las preocupaciones ambientales de la disposición, son factores importantes que tienen que ser tratados en un proyecto de CBM. [2.1]

Existen excepciones en el patrón de producción de agua, que ocurren cuando los pozos son ubicados cerca de minas de carbón activas que ya han sido drenadas durante años de minería. Otra excepción son los yacimientos carbón con presiones menores a las esperadas en algunas formaciones del Cretácico al oeste de Estados Unidos. [2.1]

Algunos pozos producen gas inmediatamente sin el largo proceso de drenado del agua. Los campos maduros podrían ser parcialmente o incluso totalmente drenados como resultado de una producción previa. Esto es similar al caso de pozos terminados en donde el agua ha sido removida durante las operaciones de minería. [2.1]

La cantidad de agua producida de la mayoría de los pozos de CBM es relativamente alta en comparación con los pozos de gas natural convencionales debido a que los yacimientos de carbón contienen muchas fracturas y poros que pueden contener y transmitir grandes volúmenes de agua. En algunas áreas, los yacimientos de carbón pueden funcionar como acuíferos regionales o locales y como fuentes importantes de agua subterránea. El agua en los yacimientos de carbón contribuye a la presión en el depósito que mantiene el gas metano adsorbido a la superficie del carbón. Esta agua debe ser removida mediante el bombeo con el fin de reducir la presión en el yacimiento y estimular la desorción del metano del carbón. [2.2]

La **figura 1-6** muestra una imagen simplificada de la forma en que se produce en un pozo de CBM. El agua es removida mediante bombeo a través de la tubería de producción y enviada a un separador o descarga, mientras el gas es producido por el espacio anular y enviado hacia un gasoducto.

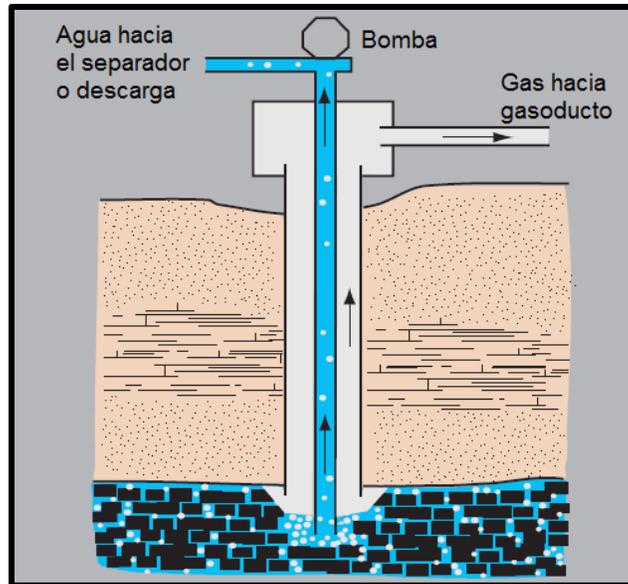


Figura 2-6 Imagen simplificada de un pozo de CBM. Fuente: USGS, 2000.

2.4.2. Destino del Agua

El agua coproducida con el metano no se reinyecta a la formación productora para mejorar la recuperación como lo es en muchos campos petroleros. En su lugar, se puede desechar o se utiliza para un propósito benéfico. Lo cual depende en gran medida de la composición del agua. [2.2]

La disposición de agua está regulada y debe cumplir con los criterios para cada tipo de disposición. Por ejemplo, la inyección subterránea requiere estudios de compatibilidad de la formación, así como el agua que se inyecta, mientras que la descarga a corrientes en superficie debe cumplir con ciertos los límites tales como cloruros, junto con otros criterios. [2.2]

Disposición: [2.2]

- Descarga superficial.
- Estanque superficial.
- Inyección.

Reutilización: [2.2]

- Distribución en estanques / irrigación.
- Humedales (Sistema de fitodepuración de aguas residuales).
- Suministros de agua.

2.5. Aportaciones del Capítulo

En este capítulo se desarrollaron los conceptos fundamentales de los yacimientos de CBM, los cuales son necesarios para comprender las características y factores que definen a los yacimientos de CBM, como lo son el carbón, el gas y el agua.

En el caso del carbón se tienen varios elementos importantes, entre los cuales destaca la forma en que se genera el carbón, ya que dependiendo de su origen se permitirá o no de la mejor manera la generación de metano.

Para el caso del gas, es de gran importancia la adsorción ya que es el mecanismo por el cual se almacena el gas en los microporos, en los cuales, debido a su gran superficie permiten almacenar enormes cantidades de gas a pesar de que el carbón tiene una baja porosidad.

Un elemento muy normal y abundante es el agua, además, es un factor importante para un proyecto de CBM, ya que los costos para su disposición pueden llegar a ser altos en un inicio aunque disminuyen con el tiempo.

Los conceptos fundamentales desarrollados en este capítulo son de gran importancia para poder entrar al siguiente capítulo, el cual corresponde a la metodología de extracción del gas. Con ellos se pueden saber algunos factores importantes para este tipo de yacimientos, como lo son la gran producción inicial de agua, la cantidad de gas almacenado (la cual está ligada al grado de carbonificación), los mecanismos de empuje, así como la porosidad y la permeabilidad del carbón y los parámetros que la afectan.

Capítulo III

3. Metodología

3.1. Extracción

A medida que los operadores perforaban y explotaban más yacimientos de CBM, se puso de manifiesto el hecho de que el comportamiento de los yacimientos de carbón difiere entre una cuenca y otra, e incluso dentro de una misma cuenca. [3.3]

3.1.1. Clasificación de acuerdo a su naturaleza

El CBM puede ser clasificado dependiendo de la naturaleza de extracción: [3.4]

- a) Metano de pre-minería: Es el metano almacenado en capas de carbón vírgenes que es extraído antes de las actividades de minería.
- b) Metano de minas de carbón: Es el subconjunto de CBM que es liberado de las capas de carbón durante las actividades de minería.
- c) Metano de post-minería: El metano que es recuperado de áreas de minería abandonadas es llamado metano de post-minería.

3.1.2. Métodos de extracción

Existen dos métodos generales para la extracción de metano: los de drene en pre-minería y los de drene en post-minería. [3.4]

Los métodos de drene en pre-minería involucran la eliminación de metano antes de empezar la extracción de carbón en una capa virgen. Para ello se requiere un continuo sistema de fracturas naturales de moderada a alta permeabilidad. En cambio para los métodos de drene en post-minería el objetivo es maximizar la tasa de eliminación de gas de zonas subterráneas de minería y así minimizar el flujo de gas en las vías de aire de las minas. [3.4]

3.1.2.1. Métodos de drene en pre-minería:

El drene en pre-minería involucra perforar pozos desde la superficie hasta las capas de carbón vírgenes. Generalmente el drene en pre-minería es inefectivo en capas con baja permeabilidad. Pero técnicas como el fracturamiento hidráulico, explosiones controladas y reacciones químicas han sido probadas efectivamente para incrementar la permeabilidad del carbón. [3.4]

- Para el caso del fracturamiento hidráulico se inyecta agua a alta presión y una mezcla de arena a la capa de carbón a través de los pozos. Esto genera nuevas grietas y amplía los cleats/fracturas existentes. [3.4]
- Con las explosiones controladas, un gran explosivo cargado se coloca y detona en pozos profundos creando nuevas fracturas. Esta técnica es usada en capas de carbón profundas. Sin embargo, la posible seguridad y los riesgos de desestabilización hacen difícil su justificación. [3.4]
- En la inyección de productos químicos, se podría inyectar ácido clorhídrico diluido en capas de carbón. El ácido clorhídrico reacciona con minerales presentes en los cleats, removiendo los minerales y permitiendo así el aumento de la apertura de los cleats. Sin embargo, el depósito de los minerales podría reducir la permeabilidad y podría generar que los cleats se cierren. [3.4]

Sin embargo, típicamente esto no es suficiente para una producción deseable de CBM. Por lo que se instalan bombas para remover el agua de las grietas y cleats y así permitir el flujo de gas. En ocasiones estas bombas son también usadas para crear un vacío y tener una mejor recuperación de metano. [3.4]

- En la técnica de vacío se instalan bombas especialmente diseñadas dentro del pozo. Algunas bombas son para eliminar el exceso de agua en la capa de carbón ya que la presión externa del agua no permite la liberación del gas. Después de remover el agua, las bombas de vacío se encienden para succionar el metano de la capa de carbón. Sin embargo, esta técnica ha dado lugar al decremento del nivel del agua en estratos cercanos. [3.4]

3.1.2.2. Métodos de drene en post-minería

Este método fue desarrollado en Alemania hace aproximadamente cuarenta años, pero ha sido refinado considerablemente. Este método involucra perforar pozos inclinados por encima, y en algunos casos por debajo de una mina a la que ya se le ha extraído total o parcialmente el carbón. Estos pozos deben estar cercanos a la cara del carbón donde se realizaron los trabajos de minería y conectándolos a la red de tuberías. [3.4]

Cabe mencionar que la recuperación del gas es asistida por la aplicación de succión provista por una bomba situada ya sea bajo tierra en un conducto para el retorno del gas o en la superficie en una planta de metano construida específicamente para eso. [3.4]

3.2. Construcción del pozo

3.2.1. Perforación

La perforación de pozos de CBM requiere atención a los datos recolectados de la evaluación del pozo. Lo que siempre se desea es minimizar el daño a la formación por lo que se prefiere perforar bajo balance. [3.1]

Las pruebas de permeabilidad determinarán el espaciamiento óptimo de los pozos y dependiendo de las necesidades del operador, este considerará o no la perforación horizontal. Pero en carbones con baja permeabilidad y con 3 ft o más de espesor son candidatos para una terminación horizontal. [3.1]

La perforación con aire puede ser requerida para perforar un área de minería a cielo abierto que ha sido explotada con anterioridad. Una tubería que es enterrada en los escombros en superficie, los cuales tienen una alta permeabilidad, no permitirá la circulación de fluidos convencionales. Por lo que la perforación con aire se emplea para la circulación del pozo mientras se perforan los estratos superficiales. [3.1]

La perforación convencional con fluidos es necesaria para mantener la estabilidad del pozo con formaciones poco consolidadas o por la entrada de fluidos. En este caso se prefiere agua dulce o salmuera para limitar el daño al carbón, pero lograr una perforación bajo balance sigue siendo conveniente. [3.1]

3.2.1.1. Barrenas

La elección de barrenas empleadas en la perforación de carbón está determinada por la técnica de perforación. La perforación con aire es realizada con barrenas tipo martillo de aire. Una perforación con líquidos es comúnmente barrenas rotatorias tricónicas. Generalmente el carbón es más suave que las calizas o las areniscas. Y una tasa de penetración de manera horizontal puede aproximarse a 100 ft/h circulando agua a través de una barrena rotatoria. [3.1]

3.2.1.2. Fluidos de perforación

El uso mínimo de surfactantes, sólidos para pérdida de circulación y polímeros sirven para reducir el riesgo de dañar la permeabilidad. Si se selecciona aire o vapor como fluido de perforación, ya no serán requeridos más aditivos. En el caso de las espumas, éstas requerirán la adición de un surfactante para dar propiedades espumantes cuando se mezcle con el aire. Y en el caso de la perforación con lodo, ésta puede ser requerida para el mantenimiento de presión. [3.1]

La perforación con aire y el uso de fluidos base agua son económicos y seguros para el medio ambiente. La perforación con aire aumenta la tasa de penetración y reduce los costos debido a que no se emplea lodo; la mayoría de los pozos son perforados a la profundidad total en 1 o 2 días. Y los problemas de pérdida de circulación se reducen en gran medida con la perforación con aire y sólo se generan muy pocos recortes. [3.1]

3.2.2. Cementación

La cementación de pozos de CBM es comparable a la de pozos convencionales excepto por la necesidad de controlar la invasión del fluido dentro del delicado sistema de cleats. Mientras un pozo puede ser perforado bajo balance con aire u otros fluidos ligeros, la cementación debe ser ligeramente sobre balance para prevenir la migración de gas libre hacia la columna de cemento después de que se ha colocado. [3.1]

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 daños, así como diseños innovadores de fracturamiento hidráulico para mejorar el flujo de gas y de agua desde la formación hacia el pozo. [3.3]

3.2.2.1. Cemento con espuma

El cemento con espuma provee ductilidad, seguridad y aislamiento de larga duración para pozos de CBM. El bajo peso del cemento con espuma provoca menos presión en el sistema de cleats. Si se excede el gradiente de fractura, la formación puede fracturarse y causar que el cemento se pierda en la formación en lugar de cementar la tubería como fue diseñado. [3.1]

Durante una cementación primaria las espumas cementantes pueden prevenir que la formación se fracture, que exista pérdida de circulación y una futura cementación forzada. Las lechadas que contienen menor cantidad de agua son usualmente más fuertes que las que tienen un alto porcentaje de agua. Y con un gas inerte como componente adicional, las lechadas de incluso muy baja densidad pueden seguir teniendo alto contenido de sólidos, los cuales contribuyen a la resistencia final del cemento. [3.1]

3.2.2.2. Aditivos ligeros

A pesar de la variedad de cementos que han sido empleados, el tipo más sencillo es el case A (tipo 1), cemento Portland ordinario. Este cemento se mezcla a una densidad de 15.6 lb/gal para obtener una mezcla limpia; pero la densidad se puede bajar con aditivos adicionales. Bentonita, micro esferas, partículas de carbón o asfalto, y materiales fibrosos pueden ser usados para aligerar la densidad y ayudar a prevenir la pérdida de circulación. [3.1]

Debido a que el carbón contiene varias fracturas naturales, o cleats, es preferible emplear un material granular para evitar la pérdida de circulación. Los aditivos ácido-solubles pueden ayudar durante la terminación pero usualmente añaden densidad. Cabe destacar que se han desarrollado mezclas que incorporan combinaciones con los aditivos anteriores para reducir la densidad del cemento entre 11.5 a 12.0 lb/gal pero siguen ayudando a prevenir la pérdida de circulación y proveyendo un excelente aislamiento. [3.1]

3.3. Terminación

Las terminaciones en capas de carbón son similares a las terminaciones de pozos de gas convencional, pero se incorporan modificaciones dentro del procedimiento debido a las propiedades únicas del carbón. Algunas de estas propiedades y problemas asociados con el desarrollo del carbón para la obtención de metano son: [3.1]

- El carbón se deshace fácilmente. El carbón de grado óptimo para la producción de metano es también el más frágil.
- El carbón tiene un extenso sistema de fracturas que deben conectarse al pozo para proveer una adecuada permeabilidad. Esta red de fracturas es sensible a la obstrucción con cemento o lodos de perforación.
- Propiedades de adsorción que dan lugar a que la matriz del carbón se hinche, especialmente con compuestos orgánicos, los cuales hacen al carbón susceptible a lodos de perforación y fluidos para fracturamiento.
- Durante la terminación y producción se generan molestas partículas pequeñas.
- A menudo se trata con presiones mayores en carbones fracturados.

A consecuencia de estas propiedades, la terminación en pozos de CBM se ha convertido en un estudio en la elección y la modificación de un método para dar el mejor procedimiento para cada grupo de condiciones. [3.1]

3.3.1. Diseño

La optimización del diseño del pozo, colocación y terminaciones, así como la estimulación y la producción, son elementos clave de este proceso. Un proyecto exitoso requiere conocimiento de las características de la superficie del yacimiento de CBM objetivo, como: [3.6]

- Ubicación y distribución de las reservas de carbón y gas.
- Productividad de esas reservas.
- Características mecánicas de los carbones y capas que los rodean.
- Probabilidad de producción de agua de acuíferos adyacentes.
- Potencial en la producción de gas mezclado de yacimientos adyacentes.

La evaluación del pozo es el principal medio de entrega de esta información. [3.6]

3.3.2. Factores para la selección de la técnica de perforación y terminación

Los factores que se deben considerar en la selección de la técnica de perforación y terminación incluyen: [3.2]

- Espesor del yacimiento.
- Permeabilidad de la fractura/cleat.
- Porosidad de la fractura/cleat.
- Presión de yacimiento.
- Saturación de gas y composición.
- Número de estratos.
- Complejidad geológica.
- Espesor mínimo terminable.
- Buzamiento.
- Capacidad del carbón/Integridad del agujero/Riesgo de colapso.
- Acceso en superficie.
- Economía, capital y costos operativos.

Cada uno de estos parámetros del yacimiento es quizás crítico en la selección de una apropiada técnica de perforación o terminación. En general, se sugieren los siguientes principios: [3.2]

- Las capas de carbón con baja permeabilidad requieren un mayor grado de estimulación, como fracturamiento hidráulico o cavitación para lograr tasas de producción económicas y recuperación acumulada.
- Las capas de carbón gruesas y altamente permeables requieren poca estimulación, mientras que las de baja permeabilidad requieren técnicas de estimulación o perforación horizontal.
- Un gran número de capas de carbón o capas de carbón altamente estructuradas y geológicamente complejas puede limitar los candidatos óptimos a solamente opciones de terminación de pozos verticales.
- El acceso en superficie o limitaciones en los servicios locales pueden impulsar la decisión de perforación y terminación.

3.3.3. Tipos de terminación

3.3.3.1. Terminación con agujero descubierto

Las terminaciones con pozo descubierto fueron el primer tipo de terminación utilizado en la Cuenca Black Warrior, EUA, donde, antes de 1982, el objetivo era finalizar la recuperación de gas con el mínimo daño a la formación. La técnica fue sencilla en principio, e involucraba el mínimo riesgo. [3.1]

La terminación de pozo descubierto tiene las siguientes ventajas: [3.1]

- No queda tubería que pueda obstruir la minería.
- El proceso de cementación no daña a la cara de carbón.
- Permite el acceso sin obstáculos a la cara de carbón desde el pozo.

La terminación con agujero descubierto se ilustra en la **figura 3-1**, la cual incluye tubería de producción con empacador.

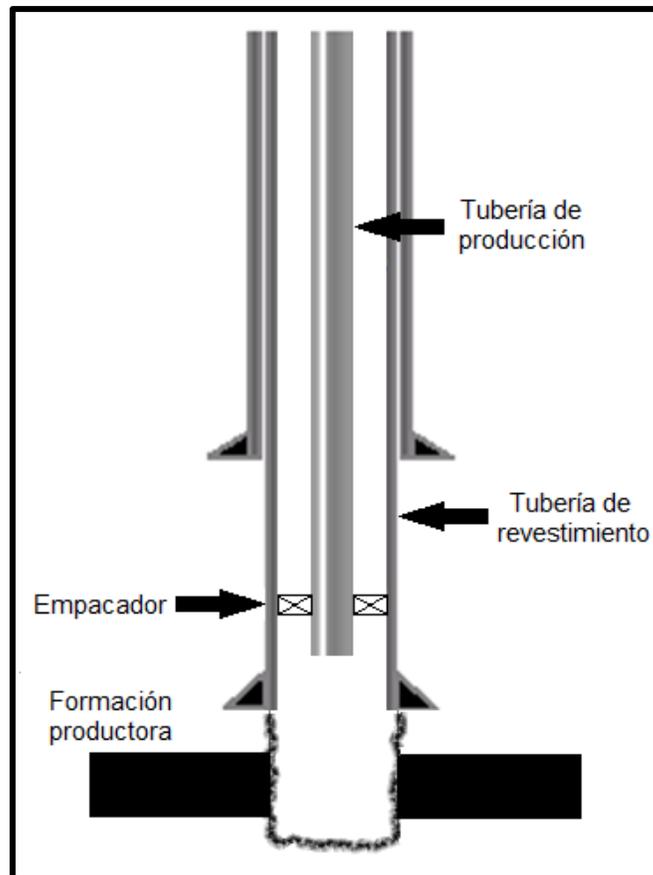


Figura 3-1 Terminación con agujero descubierto. Fuente: Elaboración propia.

3.3.3.2. Terminación con agujero entubado

Las terminaciones con agujero entubado son las terminaciones comúnmente usadas. Son usadas en algunas de las cuencas más productoras, y es el tipo de terminación más común en capas de carbón de media a baja permeabilidad. Este tipo de terminación es exitosa debido a que ofrece el mejor control sobre la integridad del carbón y la estimulación de las capas individuales. Las terminaciones con agujero entubado remplazaron a las terminaciones con agujero descubierto para resolver los problemas de desprendimiento del carbón y permitiendo realizar tratamientos de estimulación de las fracturas. [3.7]

La terminación con agujero entubado es adecuada para casi todos los tipos de capas de carbón, con excepción de las capas de carbón con alta permeabilidad. Los factores más importantes en la selección de este tipo de terminación son los costos de los procesos y el tipo de tratamiento de estimulación. Dependiendo del número de capas a producir, la terminación con agujero entubado puede ser en una sola capa o multicapa. [3.7]

Algunas desventajas asociadas con la terminación en una sola capa son:

- Puede suceder que algunas capas delgadas sean ignoradas, y así, provocar que grandes áreas en la cuenca permanezcan poco rentables.
- Se requiere un gran número de pozos, aumentando costos y provocando una alteración de la tierra, para producir la misma cantidad de gas que puede producirse con un menor número de pozos usando terminaciones multicapa. [3.9]

La tecnología multicapa para terminar numerosas capas de carbón fue desarrollada en la cuenca Black Warrior, EUA. Esta tecnología mejoró los costos para la recuperación de CBM, además, incrementó la cantidad de gas que es potencialmente y económicamente recuperable de los pozos, incluso se accedió a las capas de carbón delgadas. [3.9]

La **figura 3-2** ilustra la terminación con agujero entubado, la cual incluye tubería de producción con empacador.

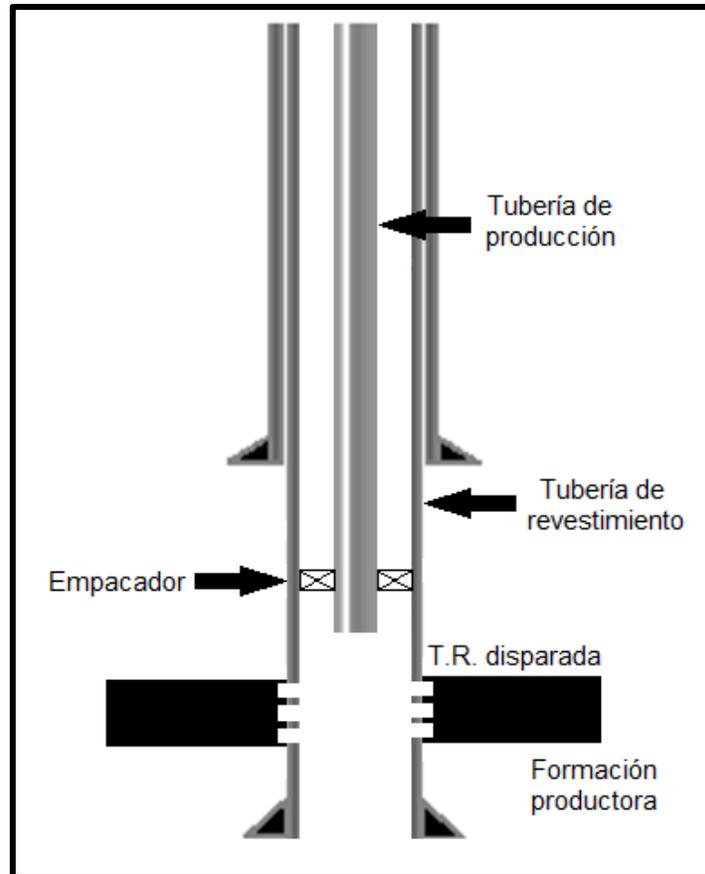


Figura 3-2 Terminación con agujero entubado. Fuente: Elaboración propia.

3.3.3.3. Terminación con pozos horizontales

Los pozos horizontales son perforados para maximizar el área de contacto del pozo con el yacimiento. Esto incrementa significativamente la producción y la cantidad de gas que es potencialmente y económicamente recuperable de los pozos debido a la gran área de drenaje. [3.11]

En este tipo de yacimientos, los pozos horizontales se perforan en capas de 3 ft a cerca de 20 ft de espesor. Sin embargo, en capas más gruesas, los pozos horizontales no son efectivos, ya que el pozo no es capaz de hacer contacto con todo el yacimiento. Pero para incrementar la conectividad, el pozo debe ser fracturado hidráulicamente, o se debe perforar más pozos laterales. [3.10]

Para ejemplificar este tipo de terminación, la **figura 3-3** muestra un pozo horizontal en un yacimiento de CBM.

Algunas de las ventajas de los pozos horizontales son: [3.8]

- Estos pueden ser perforados a una longitud de 8000 ft, mientras que las longitudes efectivas de la fractura sean generalmente menos de 200 ft de punta a punta.
- Pueden ser orientados en la dirección de la máxima tensión horizontal para intersecar los face cleats, para proveer la máxima estabilidad del pozo.
- Los mejores yacimientos tienen una elevada anisotropía en la permeabilidad.
- Pueden ser mejor controlados estando en la capa de carbón que cuando se inducen fracturas.
- Pueden proporcionar un flujo de efectivo acelerado.
- Se pueden expandir a varias combinaciones.

Algunas desventajas de los pozos horizontales son los altos costos cuando existen varias capas que requieren perforar múltiples pozos horizontales, y las posibilidades de que colapsen durante la perforación y la producción son altas. Por ello se recomienda usar un liner para prevenir que el pozo colapse. Donde en la mayoría de los casos se ocupa un liner ranurado. [3.8]

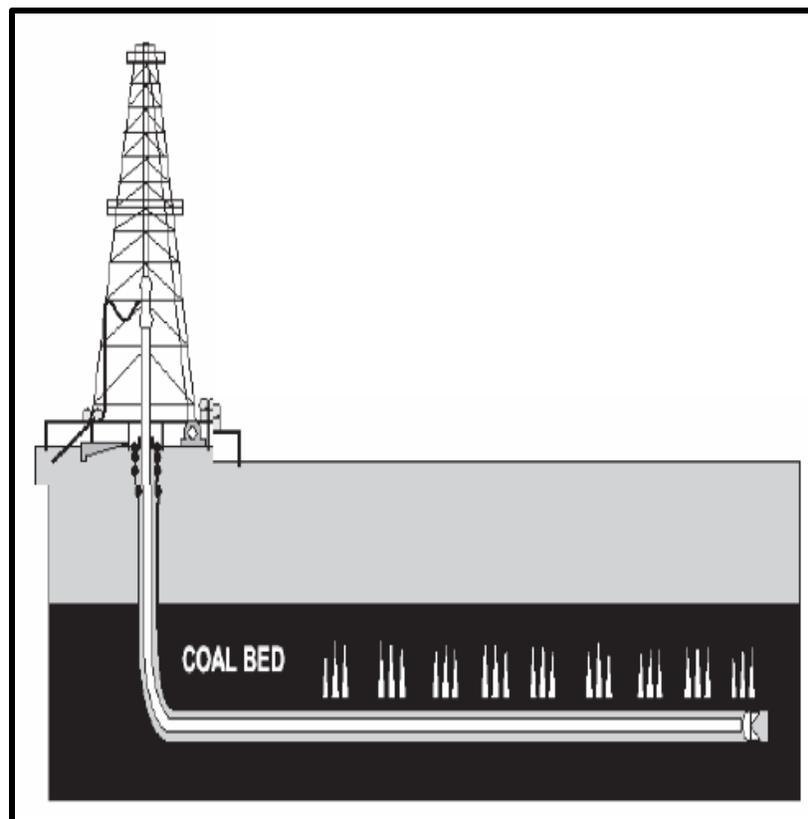


Figura 3-3 Terminación con pozo horizontal. Fuente: Úbeda, 2008.

3.3.3.4. Terminación con pozos horizontales multilaterales

Los pozos horizontales multilaterales son perforados en casos donde la relación de las tasas de producción de gas de un pozo horizontal y uno vertical es menor a uno. En esos casos, el área total de contacto para un pozo vertical es más que para un pozo horizontal. En casos donde se va a acceder a un número de capas de carbón delgadas, los pozos multilaterales proporcionan una mayor producción que un pozo vertical. [3.8]

Los pozos multilaterales pueden ser más eficaces en yacimientos estratificados. Además, se pueden conformar en diferentes tipos de arreglos, tal como se ilustra en la **figura 3-4**.

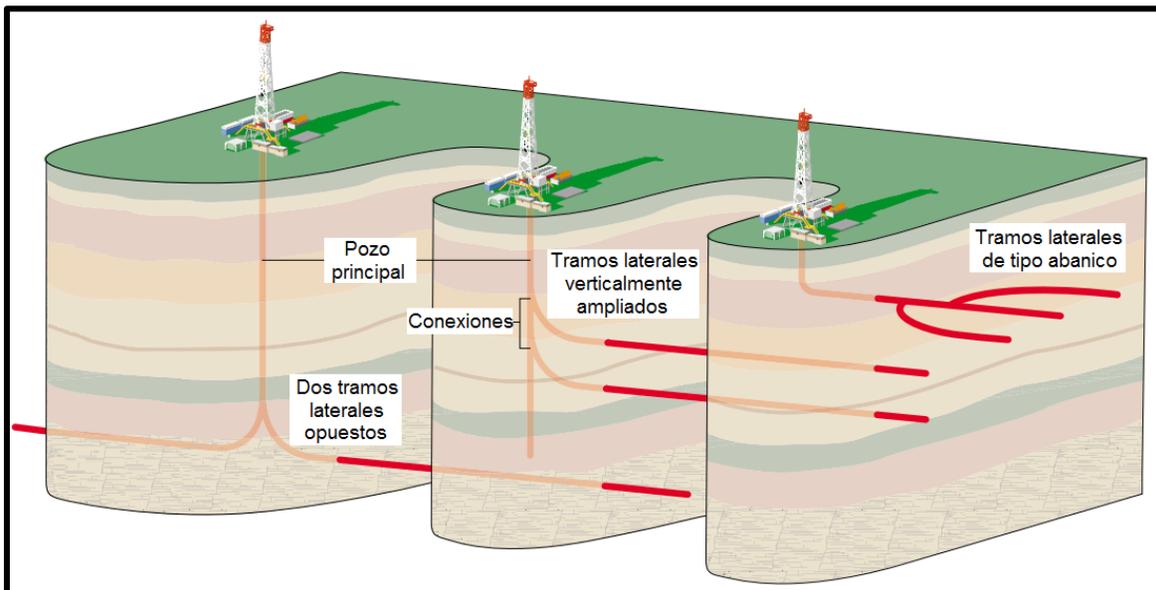


Figura 3-4 Configuraciones básicas de pozos multilaterales. Fuente: Fraija et al., 2003.

3.3.3.5. Pozo vertical con terminación con agujero descubierto y radio ampliado en una sola capa

Esta técnica de perforación y terminación fue pionera en la Cuenca Power River, EUA. Los principales pasos para esta técnica de perforación y terminación son: [3.2]

- 1) Perforar el agujero de producción hasta la cima del yacimiento.
- 2) Correr y cementar la tubería de revestimiento.
- 3) Perforar un agujero a través del carbón.
- 4) Incrementar el diámetro del agujero por medio de una técnica conocida como de ensanchamiento.

Estos pasos se ilustran en la **figura 3-5**; la **figura 3-6** muestra la técnica de ensanchamiento para incrementar el diámetro del agujero, la cual trabaja por rotación. La velocidad de rotación hace que las aspas de la herramienta abran hacia afuera por fuerza centrífuga, por lo que pueden cortar el carbón de la formación mientras un fluido es circulado durante el proceso para acarrear los recortes que se forman. Existen variedades de esta herramienta y todas ellas comparten la característica de ser una técnica con una tecnología de bajo costo. [3.2]

Desde una perspectiva de ingeniería de yacimientos, el efecto de estimulación es alcanzado porque el diámetro del agujero ampliado es más grande que el agujero original. [3.2]

Este tipo de técnica es la más adecuada para capas de carbón gruesas, verticalmente continuas y altamente permeables. La principal ventaja de esta técnica es que es muy barata en relación con otras opciones. Las desventajas para esta técnica son: que el agujero se podría llenar de fragmentos o partículas de carbón, que a su vez pueden causar problemas en la producción; la terminación de capas profundas es casi imposible; y la terminación en capas superiores puede ser difícil y complicada. [3.2]

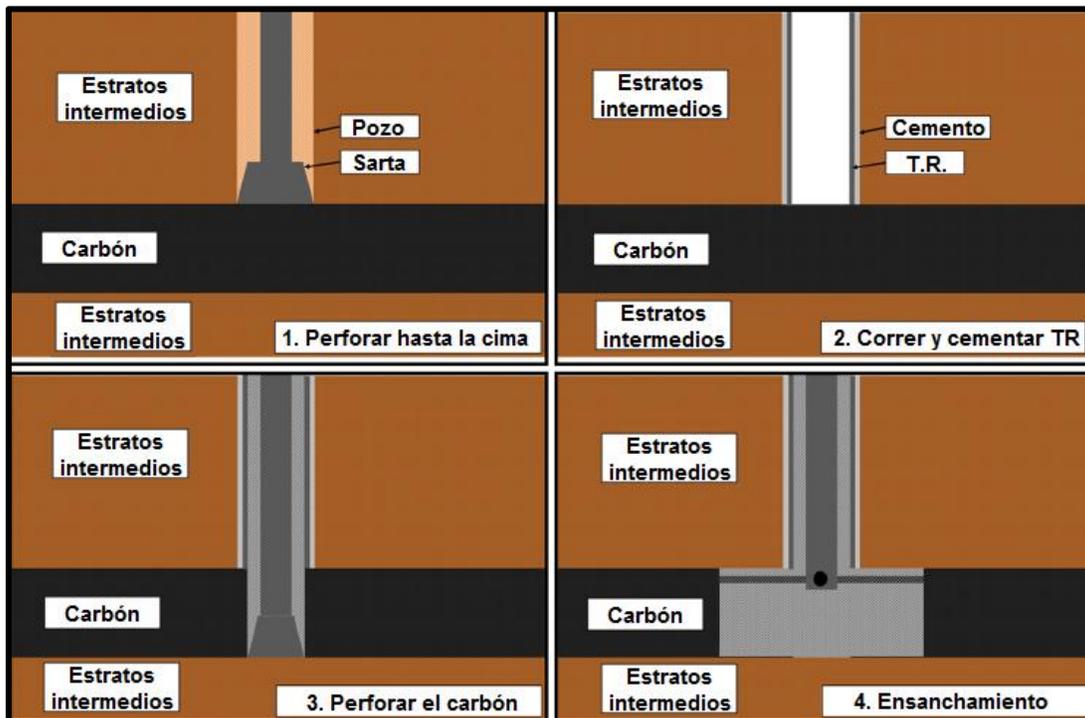


Figura 3-5 Terminación con agujero descubierto y radio ampliado. Fuente: Caballero, 2013.

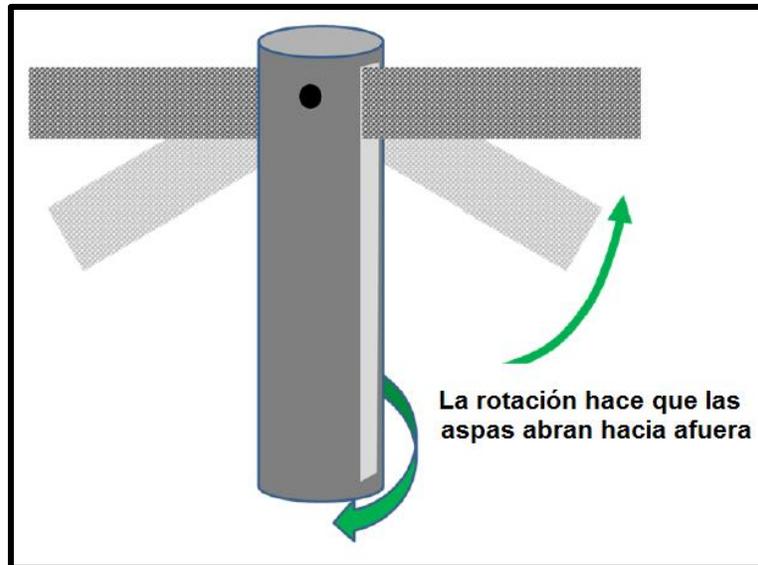


Figura 3-6 Imagen de una herramienta de radio ampliado. Fuente: Caballero, 2013.

3.3.3.6. Pozo vertical, agujero entubado y agujero descubierto, empleando técnica de tapón y disparo con terminación con radio ampliado en multicapa

Esta técnica es una variación de la técnica anterior y fue motivada por el deseo de capturar reservas que de otro modo se quedarían atrás de la tubería de revestimiento cementada a profundidades menores a la terminación primaria. En esta técnica, se perfora un agujero hasta la parte superior de la capa de carbón primaria, se corre la tubería de revestimiento y se cementa. [3.2]

Después del ensanchamiento, un tapón puente se fija por encima del intervalo de terminación primaria, y las capas de carbón adicionales se terminan de acuerdo con las técnicas típicas de tapón y disparo. [3.2]

3.3.3.7. Pozo vertical con terminación con agujero descubierto y cavitación en una sola capa

Esta técnica de perforación y terminación es similar a la del pozo vertical con terminación con agujero descubierto y radio ampliado en una sola capa, en el cual se perfora hasta la cima de la capa de carbón donde se corre y se cementa una tubería de revestimiento de 7 pulgadas. Después de que la capa de carbón se perfora, en lugar de emplear la técnica de ensanchamiento, se utilizan compresores para inyectar aire (y en ocasiones agua y aire) dentro de la capa de carbón a altas tasas de inyección y alta presión. Después de la

inyección, se abre el pozo a la atmósfera y se permite que la alta presión del aire escape de la capa de carbón. Este proceso provoca que piezas individuales de carbón se caviten dentro del pozo, las cuales después son circuladas hacia afuera del pozo. Este proceso se repite varias veces (generalmente unas 15 veces o más). Los últimos ciclos de inyección causan una menor cavitación del carbón que los ciclos anteriores, y los recortes acarreados son monitoreados para determinar cuándo los ciclos de inyección ya no dan el rendimiento adecuado para justificar los ciclos posteriores. En el proceso, el pozo puede dejarse con agujero descubierto o con un liner ranurado. Esto se ilustra en la **figura 3-7**. [3.2]

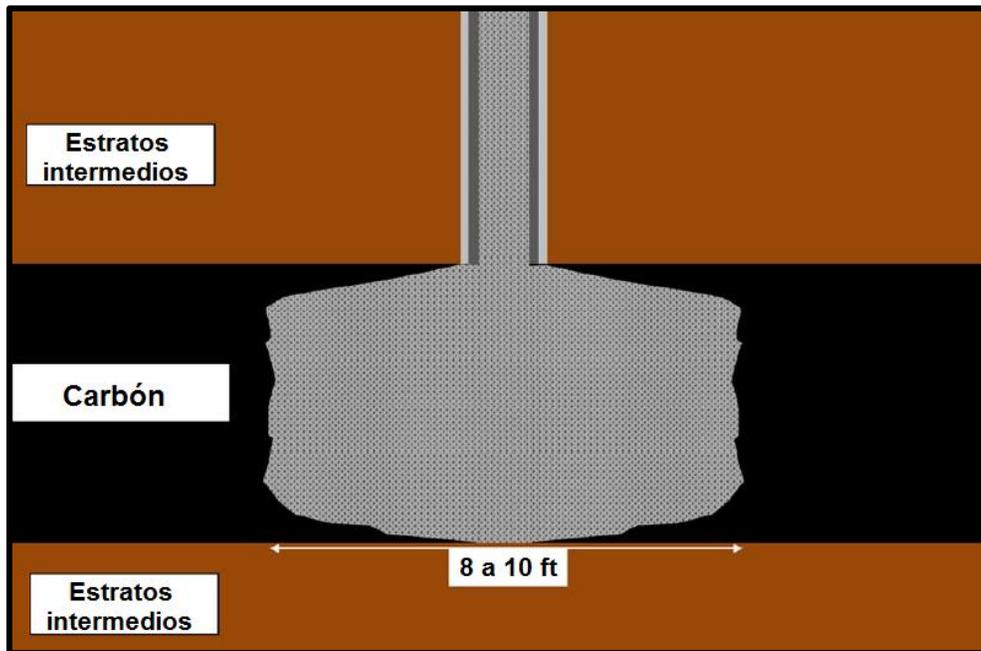


Figura 3-7 Terminación con agujero descubierto y cavitación. Fuente: Caballero, 2013.

La estimulación puede ser atribuida a dos mecanismos principales: el primero es el incremento del diámetro del pozo debido al proceso de cavitación y, el segundo, es la relajación de los cleats en el área más allá de la cavitación, lo cual incrementa la apertura del sistema de cleats creando una zona estimulada adicional. [3.2]

Cabe destacar que la cavitación típicamente puede durar de 1 a 2 semanas. Esta técnica no es comúnmente aplicable a yacimientos de carbón con permeabilidades menores a 10 mD. Y la resistencia a la compresión del carbón debe ser baja (del orden de 25 psi o menos cohesión). [3.5]

La **figura 3-8** es una imagen de un registro de densidad y sónico de un pozo derrumbado. La línea izquierda muestra el registro de densidad donde la secuencia de carbón/lutita puede verse claramente como se indica (el carbón es mucho menos denso que la lutita). La línea de lado derecho indica el radio de la cavitación determinada por el registro sónico. La imagen muestra un radio típico de 4 a 5 ft. [3.2]

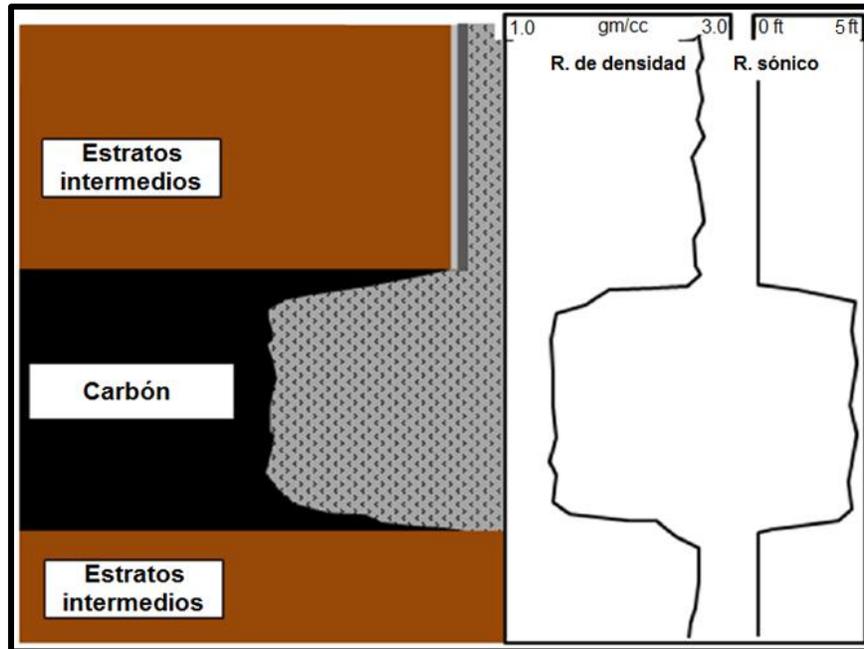


Figura 3-8 Imagen típica de un registro de densidad y un sónico en un pozo con cavitación.

Fuente: Caballero, 2013.

La **figura 3-9** es una imagen de una cavitación simplificada. El espacio vacío puede tener un radio de 4 a 5 ft y puede ser ocasionalmente más grande. Alrededor del hueco de la cavitación hay una zona de permeabilidad mejorada de los cleats conocida como zona de corte. Esta zona puede tener radios de 10 a 15 ft. Más allá de la zona de corte existe otra zona de permeabilidad mejorada de los cleats conocida como la zona de tensión, la cual extiende a una distancia de 90 a 150 ft. En este diagrama el pozo y la cavitación se representan por el círculo blanco. Las zonas de permeabilidad mejorada de los cleats se representan con las áreas de color azul claro y azul oscuro. La forma y la dirección de las zonas de corte y tensión creadas por el proceso de cavitación son influenciadas por la dirección de los face cleats y los butt cleats, así como la tensión actual del campo, y muy probablemente no son circulares u orientadas en la misma dirección. [3.2]

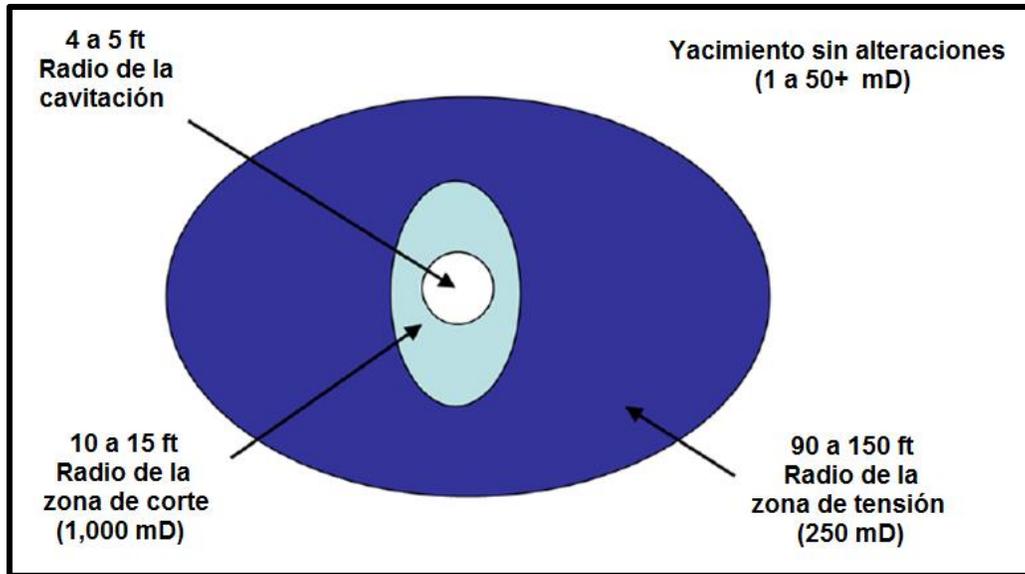


Figura 3-9 Vista plana simplificada de una terminación con cavitación. Fuente: Caballero, 2013.

3.3.3.8. Pozo vertical con agujero entubado y terminación con fracturamiento hidráulico en múltiples capas

Esta técnica es por mucho la más común para perforación y terminación en campos de CBM, especialmente donde múltiples capas terminables son detectadas y varias o la mayoría de ellas necesitan ser fracturadas hidráulicamente para lograr tasas de flujo y recuperaciones acumuladas rentables. Esta técnica es típicamente usada donde el sistema de cleats tiene permeabilidad entre 0.1 a 100.0 mD. Debido a que el fracturamiento hidráulico es usado, se debe emplear también un método de aislamiento de zonas entre las etapas de fracturamiento hidráulico. [3.2]

La técnica involucra perforar el pozo de producción a una profundidad de 50 a 100 ft por debajo de la capa de carbón más baja a ser terminada, y correr y cementar la tubería de revestimiento de producción. Las profundidades totales típicas pueden variar por debajo de los 4000 ft. Las zonas son terminadas secuencialmente de abajo hacia arriba. La primer zona en ser terminada es perforada (varias capas individuales de carbón pueden ser incluidas en cada etapa) y estimulada por fracturamiento hidráulico. La zona es después aislada y la siguiente zona es perforada y fracturada hidráulicamente. Este tipo de terminación se ilustra en la **figura 3-10**. [3.2]

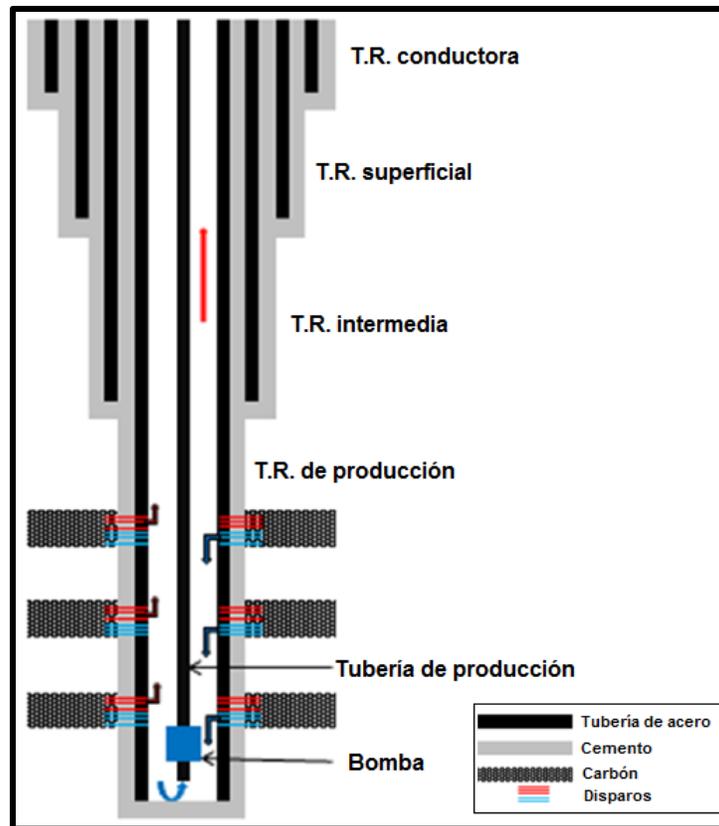


Figura 3-10 Vista esquemática de una terminación vertical con agujero entubado en múltiples capas con fracturamiento hidráulico. Fuente: Caballero, 2013.

El aislamiento de las zonas puede ser realizado por varias técnicas como: [3.2]

- 1) Tapón y disparo.
- 2) Canica y deflector.
- 3) Tecnología de estimulación en multi-zonas. (MZST)

Las ventajas de estas técnicas de aislamiento son que todas las capas de carbón deseadas pueden ser terminadas secuencialmente en etapas sin dejar nada detrás de la tubería, generalmente controlando bien las partículas de carbón y carbón fino detrás de la tubería, minimizando problemas asociados a la producción, como taponeo de bombas y equipo, así como el llenado del pozo. [3.2]

Las desventajas pueden incluir algunos costos altos y tiempo para la terminación dependiendo del número de etapas de fracturamiento hidráulico, así como los pozos pueden experimentar problemas iniciales de limpieza como producción de arena y carbón fino. Pero los operadores pueden controlar la tasa inicial de reducción del nivel agua para manejar esos problemas. [3.2]

3.3.3.8.1. Técnica de tapón y disparo

En esta técnica, la zona a estimular es disparada y fracturada hidráulicamente. Después de un corto periodo de reflujos, el pozo es cerrado, se instala un lubricador para cable de acero con un tapón puente, después se corre y se fija el tapón puente en un lugar entre donde se realizó la fractura hidráulica en la etapa recién terminada y la siguiente etapa. Con el pozo controlado en este punto, otro conjunto de capas de carbón son disparados, y la secuencia se repite. Después de que todos los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico son terminados, se sacan los tapones, y después de un reflujos final y limpieza, se instala un equipo de levantamiento artificial con la bomba colocada típicamente abajo del intervalo disparado más bajo. [3.2]

La colocación de la bomba por debajo del intervalo más bajo en el pozo permite al pozo actuar como la primer etapa de separación de agua y gas; el agua cae por medio de la gravedad a la bomba, donde es bombeada a través de la tubería de producción y el gas flotante sube por el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento de producción. Ya en superficie, una separación adicional y una deshidratación podrían ser requeridas, ya sea en el sitio donde está el pozo o en una estación central. [3.2]

3.3.3.8.2. Técnica de aislamiento de canica y deflector

En esta técnica, los deflectores se instalan a ubicaciones predeterminadas en la sarta de revestimiento. Los deflectores son anillos de metal que están biselados para asentar una canica. Estos deflectores se instalan en la tubería de revestimiento a profundidades de tal manera que aislarán cada etapa de fracturamiento hidráulico de las etapas subsecuentes. Los registros deben ser estudiados cuidadosamente para decidir una óptima ubicación de los deflectores. Los deflectores tienen diferentes diámetros internos, y son instalados con el deflector más pequeño hasta el fondo, seguido sucesivamente por deflectores que van incrementando su diámetro interno. De este modo, las canicas pequeñas caerán a través de los diámetros internos de los deflectores y se asentarán en el deflector apropiado. La siguiente etapa es aislada dejando caer la siguiente canica más grande, y así sucesivamente. [3.2]

La primera etapa se perfora y se estimula con fracturamiento hidráulico, y después de un corto reflujos, una canica es bombeada y asentada en el primer deflector. Después se instala una pistola y se dispara la siguiente zona, y la secuencia se repite. Es posible realizar hasta siete etapas con esta técnica, la cual es suficiente en la mayoría de los casos.

En ocasiones, los deflectores pueden ser colocados después de la instalación de la tubería de revestimiento usando una camisa/empacador; sin embargo, debido a que se necesitan deflectores de menor diámetro, podría esperarse tratar con una mayor presión de fracturamiento hidráulico; ya que a menores diámetros, se requiere mayor presión para fracturar la roca. [3.2]

3.3.3.8.3. Tecnología de estimulación multi-zona (MZST)

Esta técnica está siendo estudiada actualmente para su uso en la terminación de pozos verticales y desviados de CMB en Australia. Específicamente, la técnica de la MZST utiliza tubería flexible para transportar la sarta de herramientas para la terminación, que consiste principalmente de un empacador reajutable e inyectores a alta presión, los cuales son usados para “cortar” hidráulicamente en la tubería de revestimiento. El primer conjunto de operaciones en esta técnica es cortar por medio del bombeo de un fluido abrasivo que baja por la tubería flexible y pasa a través de unos pequeños inyectores a alta presión. Esto resulta en una corriente a alta velocidad de fluido abrasivo golpeando la tubería de revestimiento y erosionando rápidamente un agujero a través de la tubería de revestimiento y el cemento. La colocación de estos inyectores se realiza corriendo un localizador mecánico de collares roscados en la tubería de revestimiento. [3.2]

El fluido abrasivo consiste típicamente en un gel lineal ligero y bajas concentraciones de arena, y un simple proceso de inyección a alta presión que tomará típicamente hasta 10 minutos. Después del proceso de perforación, el fluido de fracturamiento hidráulico es bombeado por el espacio anular entre la tubería flexible y la tubería de revestimiento. [3.2]

Después de que la primera etapa ha sido bombeada, las etapas subsecuentes se aíslan con el empacador equipado después de que se han realizado las perforaciones. Esta técnica tiene la ventaja que se puede estimular varias capas de carbón en una corrida en el pozo, ahorrando significativo tiempo y dinero, y elimina la necesidad para perforar los tapones cuando se compara con métodos de fracturamiento hidráulico convencionales. Otra ventaja es la capacidad de monitorear la presión de fondo por el monitoreo en superficie de la tubería flexible durante el tratamiento, ya que al no haber fluido bombeándose no hay pérdidas de presión por fricción que calcular; los datos resultantes pueden ser empleados para optimizar los tratamientos subsecuentes de fracturamiento. [3.2]

3.3.3.9. Pozo vertical con agujero descubierto y radio ampliado en una sola capa interceptado con pozos horizontales a través de una o múltiples capas con agujero descubierto

En esta técnica se perfora un pozo vertical utilizando el método de “pozo vertical con terminación con agujero descubierto y radio ampliado en una sola capa” descrito anteriormente. Después se fija un objetivo en la sección del radio ampliado y se perfora un pozo horizontal en la superficie interna de la capa de carbón, típicamente a 1 km de distancia, e interseca la sección de radio ampliado del pozo vertical empleando sensores en la sarta de perforación para detectar el objetivo. Tal vez dos o tres pasos sean necesarios para llegar al objetivo. Generalmente se introduce un liner ranurado de plástico dentro del pozo horizontal para prevenir que el carbón colapse. La **figura 3-11** muestra esta técnica de perforación y terminación. [3.2]

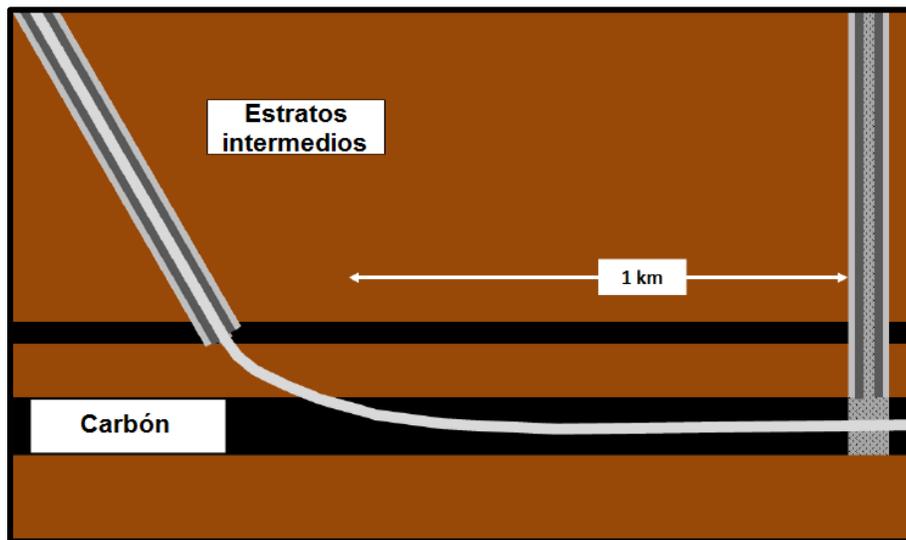


Figura 3-11 Pozo horizontal a través de la capa de carbón. Fuente: Caballero, 2013.

En la aplicación real, usualmente dos pozos horizontales intersecan un pozo vertical a un ángulo más o menos correcto formando lo que se denomina diseño “Chevron”. Cada grupo de dos de pozos horizontales y uno vertical drenará aproximadamente 1.0 km^2 . [3.2]

Después de limpiar la sección del agujero descubierto, se instala un equipo de levantamiento artificial, con la bomba normalmente colocada en o justo debajo de la sección de radio ampliado. Inicialmente se tiene flujo de agua y gas, pero después fundamentalmente gas hacia el pozo horizontal y hacia la sección de radio ampliado del pozo vertical. Como en otras terminaciones, el agua es bombeada hacia la tubería de

producción y el gas fluye hacia arriba por el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento de producción. Esta técnica fue desarrollada en Australia (Queensland) a finales de los 90's y comienzo de los 2000's como respuesta a la falta de técnicas de terminación, o a los costos de las operaciones de fracturamiento hidráulico, ilustrando como los servicios disponibles pueden afectar en la decisión en la forma de perforación y terminación. Mientras esta técnica sigue en uso hoy en día, el uso de pozos verticales con fracturamiento hidráulico es mucho más accesible y común que en el pasado. [3.2]

Las ventajas de esta técnica son que la alta recuperación de gas puede ser alcanzada en un corto periodo de tiempo con respecto a los pozos verticales, y puede ser usada en áreas donde carece de capacidad para fracturamiento hidráulico. Esta técnica ha sido usada anteriormente para remover el gas de capas de carbón para la minería. Las desventajas incluyen la incapacidad de terminar más de una capa de carbón con cada grupo de pozos horizontales, y los problemas de estabilidad pueden causar una parcial o completa pérdida de sección del pozo horizontal. [3.2]

3.3.3.10. Pozo vertical con agujero descubierto y radio ampliado interceptado con pozos horizontales multilaterales de agujero descubierto.

Originalmente fue desarrollada como un método para remover el metano de minas de carbón (CMM) antes de comenzar con las actividades de minería por razones de seguridad. Esta técnica ha sido exitosa en la producción de cantidades significantes de gas de capas de carbón con baja permeabilidad, pero debido a los altos costos de perforación se ha cambiado a opciones más económicas. [3.2]

Esta técnica es similar a la técnica anterior, en la que se perfora un pozo vertical hasta la cima de la capa de carbón y se corre y se cementa la tubería de revestimiento de producción. La capa de carbón después se perfora y se amplía el radio. En este punto, se perfora un pozo cercano hasta una profundidad cercana a la cima de la capa de carbón donde se hace un estrecho radio de giro para hacer un pozo horizontal que interseca la porción de radio ampliado del pozo vertical. Esto se ilustra en la **figura 3-12**. Después el pozo horizontal perfora a través de la capa de carbón comúnmente por aproximadamente 0.7 *km*. Después se saca la sarta de perforación, y pozos laterales secundarios se perforan en la capa de carbón en un patrón llamado "pinnate" como se muestra en la **figura 3-13**. [3.2]

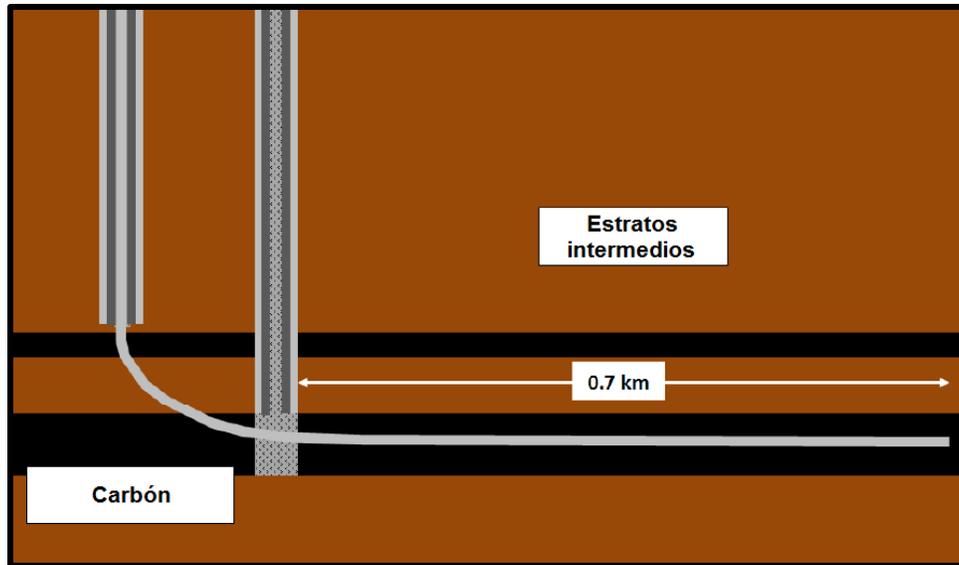


Figura 3-12 Pozo multilateral dentro de la capa de carbón. Fuente: Caballero, 2013.

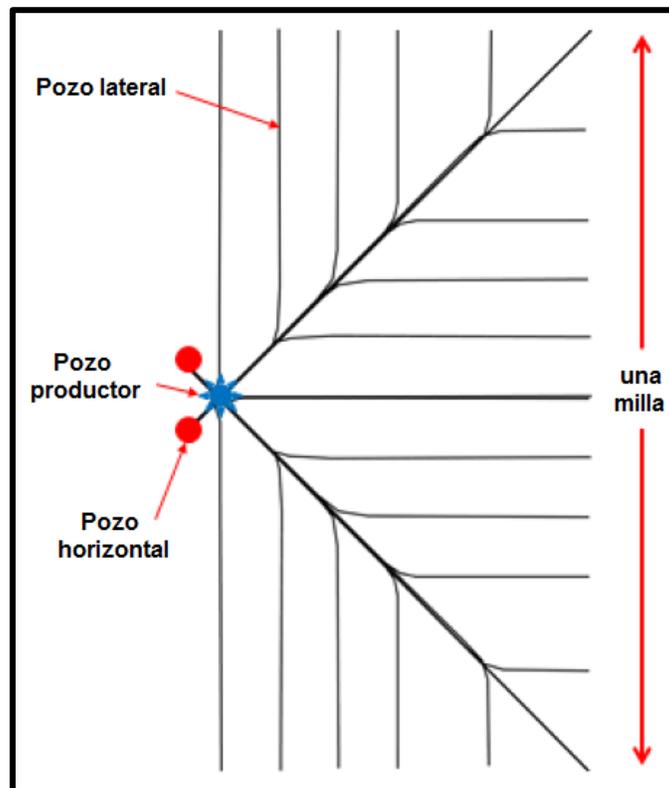


Figura 3-13 Vista esquemática de dos patrones multilaterales "pinnate". Fuente: Caballero, 2013.

Cuando se termina de perforar, en un patrón pinnate cubre un área de 0.25 mi^2 , así como 20,000 ft de pozo pueden perforados. La producción es bombeada en el pozo vertical como se mencionó anteriormente. [3.2]

Esta técnica de perforación y terminación tiene las mismas ventajas y desventajas que la técnica anterior, con las desventajas adicionales; 1) no es posible instalar un liner de plástico en las secciones laterales múltiples de los pozos; 2) en capas de carbón relativamente delgadas y donde existe complejidad geológica, podría ser necesario la perforación para obtener núcleos para localizar adecuadamente la secciones a perforar. [3.2]

3.3.4. Determinación de la técnica apropiada de terminación

En general, colocadas de mayor a menor permeabilidad del yacimiento (de más de 50 mD a menos de 0.1 mD), las técnicas apropiadas de perforación y terminación pueden ser propuestas de la siguiente forma: [3.2]

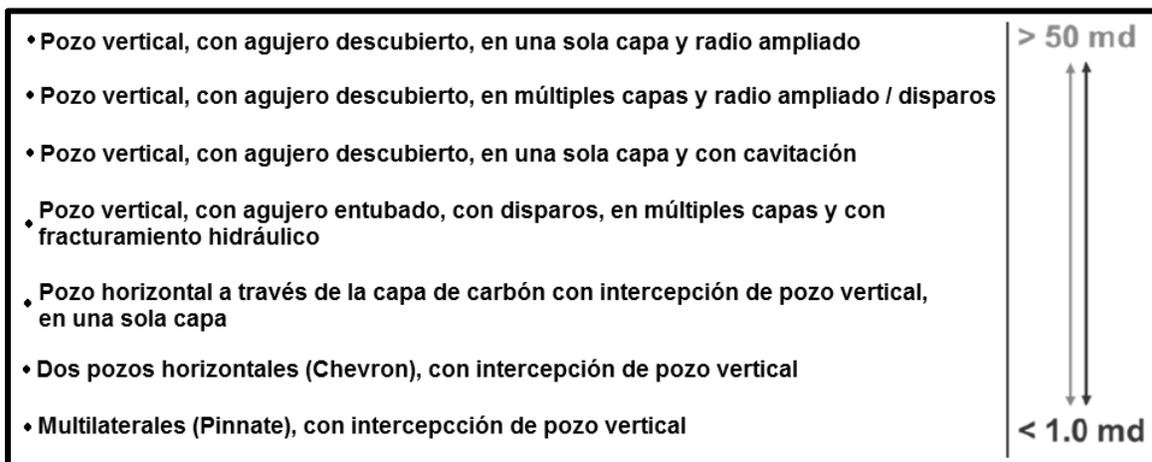


Figura 3-14 Relación general entre el tipo de terminación y la permeabilidad.

Fuente: Caballero, 2013.

3.3.4.1. Principios generales

Los principios generales de mayor importancia para la selección de la técnica apropiada de terminación corresponden a: [3.2]

- Seguridad.
- Valor presente de la economía.
- Tendencias con bajos costos para el desarrollo (\$/Mcf).
- Obtener gas lo más pronto posible tiende a ser lo mejor.
- Las zonas múltiples son difíciles y costosas de terminar con pozos horizontales múltiples, pero puede ser fácil terminarlas con un solo pozo y terminación vertical multicapa.
- Un yacimiento con una capa gruesa y con baja permeabilidad puede ser difícil de desarrollar con pozos verticales, pero puede ser más fácil perforar y terminar con pozos horizontales.
- Los yacimientos de CBM tienden a ser heterogéneos, y la mejor técnica en cierta área puede no ser la mejor en otra.
- Los precios del gas resuelven varios problemas, pero, ¿la selección de perforación y terminación está optimizada?.

3.3.5. Disparos

Un sistema de disparo consiste de una colección de cargas explosivas, cordón detonante, estopín y portacargas. Esta es una cadena explosiva que contiene una serie de componentes de tamaño y sensibilidad diferente y puede ser bajado con cable y/o tubería. [3.12]

3.3.5.1. Pistolas (portacargas)

Las pistolas consisten en un tubo, una lámina o un alambre en el cual se montan los explosivos. Estas pueden ser bajadas con cable o con tubería. Para el caso de las pistolas bajadas con cable, pueden usarse antes o después de introducir la tubería de producción. Para las pistolas bajadas con tubería, éstas se bajan al intervalo de interés. A diferencia de las pistolas bajadas con cable, en este sistema solo se utilizan portacargas entubados, además de que la operación de disparos puede ser efectuada en una sola corrida, lo cual favorece la técnica de disparos bajo balance. El objetivo fundamental de las pistolas bajadas con tubería es crear agujeros profundos y grandes favoreciendo la productividad

del pozo. Este sistema es recomendado (si las condiciones mecánicas lo permiten) cuando se dispara en doble tubería de revestimiento, esto con la finalidad de generar una penetración adecuada del disparo. [3.12]

En un principio se utilizaron pistolas de balas para disparar mecánicamente la tubería y el cemento, pero su penetración y efectividad resultaron limitadas. Fue hasta 1948 cuando la tecnología de cargas huecas fue introducida en el campo petrolero y revolucionó las prácticas de terminación de pozos. [3.16]

Una carga hueca (**figura 3-15**) brinda un disparo eficiente con el diámetro y la penetración óptimos, y a la vez generan una mínima cantidad de residuos o daños en la formación que pudieran restringir la producción. [3.22]

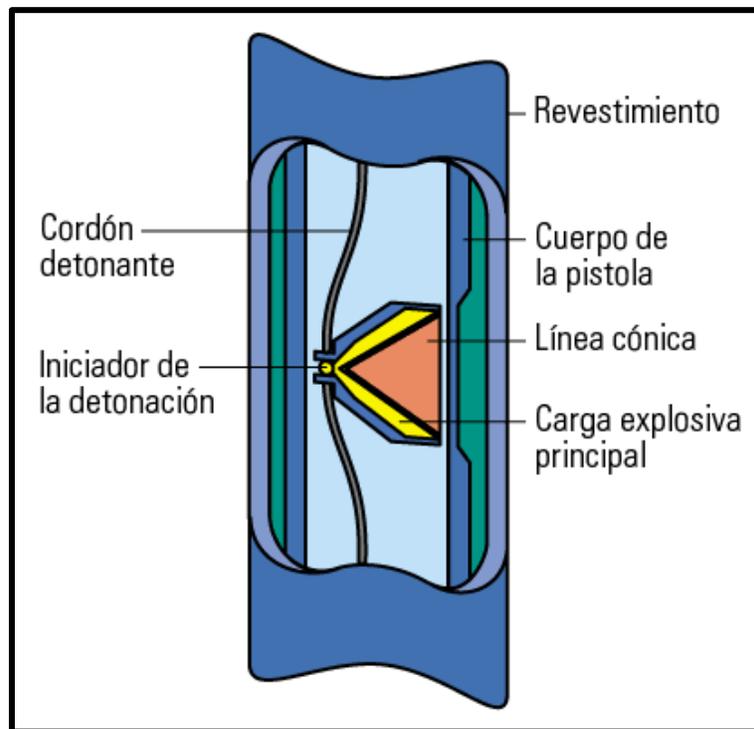


Figura 3-15 Pistola hueca y partes que la componen. Fuente: Schlumberger glossary.

Las pistolas se pueden clasificar en:

- Recuperables (no expuestas)

En este tipo de pistolas, los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados y prácticamente no queda basura en el pozo. En este sistema no están expuestos los explosivos a la presión y ambiente del pozo, lo cual lo hace más adecuado para ambientes hostiles. [3.12]

- Desechables (expuestas)

En las pistolas desechables, los residuos de las cargas, cordón, estopín y sistema portador (lámina, alambre, uniones de cargas) se quedan dentro del pozo dejando una considerable cantidad de basura. Una ventaja es que al no estar contenidas las cargas dentro de un tubo, pueden ser de mayor tamaño con lo que se obtiene una mayor penetración. La principal desventaja es que los componentes explosivos están expuestos a la presión y fluido del pozo, por lo que, normalmente, este sistema está limitado por estas condiciones. [3.12]

- Semidesechables (expuestas)

Este sistema es similar al desechable con la ventaja de que la cantidad de residuos dejados en el pozo es menor, ya que se recupera el portacargas. [3.12]

Para ejemplificar las pistolas expuestas y las no expuestas (entubadas), se muestran en la **figura 3-16**.

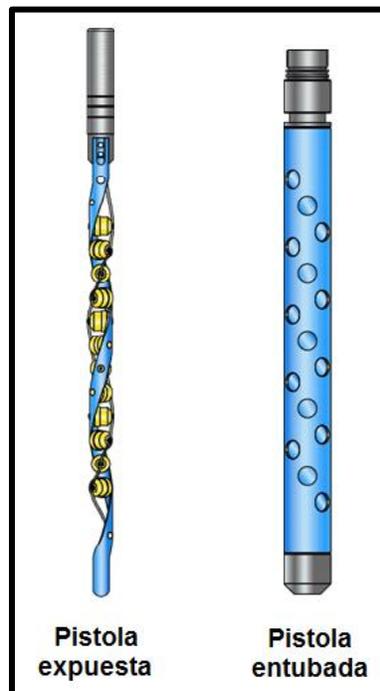


Figura 3-16 Tipos de pistolas: expuestas y entubadas. Fuente: Manrique et al., 2001.

3.3.6. Accesorios

3.3.6.1. Empacador

Es un accesorio empleado para sellar la parte exterior del aparejo de producción y la parte interior de la tubería de revestimiento o de explotación. El empaque es realizado por el elemento de sello que se expande contra la tubería de revestimiento, y la retención del mismo es generada por las cuñas. [3.13]

Sus funciones principales son: [3.13]

- Proteger el revestimiento de la presión del yacimiento y de operaciones tales como estimulaciones o fracturamientos.
- Evitar el contacto entre los fluidos producidos y el revestimiento.
- Aislar zonas con daño o perforaciones recementadas.
- Mantener un fluido empacador en el espacio anular.

Los empacadores se clasifican en permanentes y recuperables (**Figura 3-17**): [3.13]

- Permanentes: Estos tipos de empacadores quedan fijos a la tubería de revestimiento mediante cuñas de acción opuesta, su recuperación requiere la molienda de los mismos.
- Recuperables: Estos empacadores son diseñados para ser anclados y pueden recuperarse evitando así problemas de molienda. Estos son acondicionados para utilizarse en una nueva intervención.

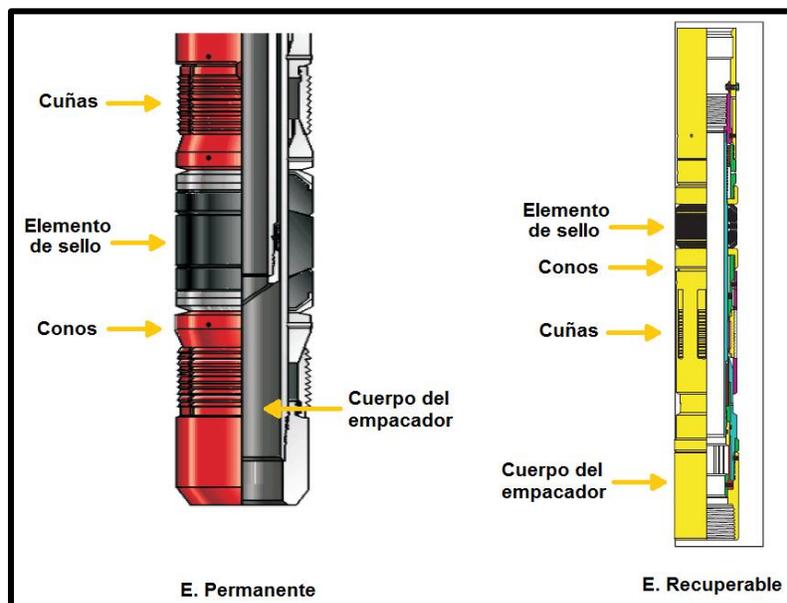


Figura 3-17 Empacador permanente y empacador recuperable. Fuente: Pemex UPMP, 2008b.

3.3.6.2. Válvulas de circulación

Permiten, después del anclado del empacador comunicar el interior de la T.P. con el espacio anular de la T.R. El tipo de válvula de circulación más usado es la camisa interior deslizable, la cual está empacada con dos juegos de empacadores que aíslan fluidos y presiones anulares cuando está cerrada. La comunicación se establece por medio de una herramienta, bajada con línea de acero, que mueve la camisa a una posición en la que alinea las ranuras de ésta con las del cuerpo exterior de la válvula. [3.14]

Las operaciones más importantes que se desarrollan a través de estas válvulas, durante y después de la terminación del pozo, son: [3.14]

- Desplazar fluido que contiene la T.P. por otro que se requiera (lodo por agua, agua por nitrógeno, etc.)
- Efectuar tratamientos con ácido, ya sean de limpieza o a la matriz.

Otro tipo de dispositivo de circulación es el mandril del receptáculo lateral, que proporciona una comunicación controlable removiendo, con línea de acero, una válvula “ciega” que es sustituida por una válvula de circulación. [3.14]

3.4. Aportaciones del Capítulo

En este capítulo se desarrolló la forma en la cual se puede extraer el metano de las capas de carbón. Ya sea que sea antes o después de la minería. Aunque lo más adecuado es la extracción del metano antes de comenzar con la minería para minimizar los riesgos que conlleva la extracción del carbón.

Este capítulo también incluye información sobre los tipos de barrenas y fluidos de perforación respecto a su aplicabilidad e importancia en este tipo de yacimientos, así como también la cementación con espumas y el uso de aditivos ligeros.

El objetivo principal de este capítulo fue presentar la metodología para extraer el metano de las capas de carbón, por lo cual se explican detalladamente las técnicas que se emplean para la extracción del metano, las cuales pueden incluir agujero descubierto, agujero entubado, pozos horizontales, pozos multilaterales, pozos de radio ampliado, pozos aplicando el proceso de cavitación y con fracturamiento hidráulico, ya sea en una capa o en múltiples capas de carbón. Además, se mencionan los factores y principios que permiten la selección de la técnica de perforación y terminación.

Capítulo IV

4. Métodos y tecnologías para incrementar la producción

4.1. Fracturamiento

4.1.1. Fracturamiento hidráulico

La tecnología de fracturamiento, desarrollada en la industria petrolera después de 1948, probó ser la solución en muchos casos para facilitar la deshidratación y elevar las tasas de producción del gas siendo rentable. [4.1]

A pesar de que el fracturamiento hidráulico ha sido altamente desarrollado para yacimientos de gas convencionales de arenas de baja permeabilidad, fueron necesarios algunos ajustes para el carbón, debido a los siguientes fenómenos: [4.1]

- La superficie del carbón adsorbe sustancias químicas del fluido de fracturación.
- El carbón tiene una extensa red natural primaria, secundaria y terciaria de fracturas que se abren para aceptar líquidos durante el fracturamiento hidráulico pero que se cierran después del fracturamiento, generando daño, pérdidas de fluido, sedimentos y presiones más altas de lo esperadas.
- El fluido de fracturamiento puede filtrarse profundamente en las fracturas naturales de carbón sin formar un enjarre.
- Fracturas múltiples y complejas se desarrollan durante el fracturamiento.
- A menudo se requieren altas presiones para fracturar carbón.
- El módulo de Young para el carbón es mucho menor que para una roca convencional.
- Las fracturas inducidas en algunos pozos de CBM verticales se pueden observar posteriormente a través de las minas.
- Las fracturas horizontales se producen en el carbón muy superficial.
- Sedimentos y residuos resultantes de fracturar el carbón quebradizo.
- Las capas de carbón a fracturar pueden ser múltiples y delgadas, tal vez sólo 1 o 2 ft de espesor, lo que requiere un estricto enfoque económico para las operaciones.

La extracción de CBM frecuentemente es mejorada creando fracturas hidráulicas en las zonas del carbón. El sistema de fracturas resultante facilita el bombeo del agua subterránea contenida en el carbón, reduciendo la presión y permitiendo la liberación del metano del carbón y permitiendo producirlo más fácilmente a través del sistema de fracturas hacia el pozo. [4.3]

La **figura 4-1** muestra el impacto de la longitud de una fractura hidráulica respecto a la producción del gas de un pozo vertical de un yacimiento de CBM de la Cuenca Black Warrior, EUA. El resultado indica que la producción acumulada de gas es función de la longitud media de la fractura y de la permeabilidad absoluta. [4.3]

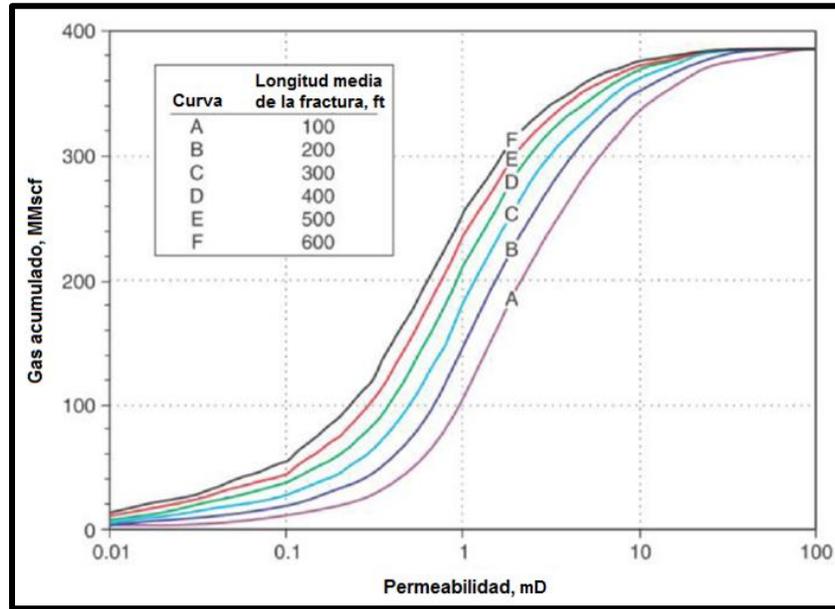


Figura 4-1 Eficacia de la longitud de la fractura hidráulica respecto al nivel de permeabilidad.

Fuente: Wang et al., 2015.

La exitosa aplicación del fracturamiento hidráulico a capas de carbón ha ayudado a facilitar el drenaje del agua y elevar las tasas de producción de gas a niveles económicos, y hoy el fracturamiento hidráulico se ha convertido en una práctica requerida para mejorar la producción en casi todos los yacimientos de CBM en todo el mundo. [4.3]

4.1.2. Fracturamiento con geles

Hay dos tipos de geles comúnmente usados en pozos de CBM, los geles lineales (emplean polímeros lineales) y los geles ramificados (emplean polímeros ramificados). Los geles son usados debido a que tienen una mayor capacidad de carga de apuntalantes que el agua y por tanto pueden lograr una mejor conductividad de la fractura. Sin embargo, el problema más común que se encuentra en estos geles es el residuo que deja el polímero. El cual causa daño a la permeabilidad del carbón. [4.6] Pero para resolver este problema, se emplean nuevos y mejores agentes limpiadores con estos geles. Estos agentes limpiadores suprimen el movimiento de las partículas más pequeñas de carbón, así como el

taponamiento de los apuntalantes debido a partículas muy pequeñas de carbón durante la producción. La desventaja de usar geles es que es muy caro. La capacidad de carga de apuntalantes de los geles varía de 5 a 12 lb/gal. Un gel lineal puede llevar hasta 8 lb/gal, mientras que un gel reticulado puede llevar hasta 12 lb/gal. [4.8]

4.1.2.1. Geles lineales

Los agentes geles más comúnmente usados en fluidos de fracturamiento son la goma guar y sus derivados, o los derivados de la celulosa. Los cuales son agentes biodegradables en la naturaleza. [4.7]

4.1.2.2. Geles ramificados

Los agentes ramificados se pueden añadir a geles lineales para formar fluidos de alta viscosidad llamados geles ramificados. Estos geles proveen un mayor rendimiento en el transporte del apuntalante que los geles lineales. La ramificación reduce la necesidad de un espesante para el fluido y extiende la vida viscosa del fluido de forma indefinida o hasta que se introduce un agente de para romper la ramificación y, con el tiempo, el polímero. Los geles ramificados normalmente son guar con iones metálicos ramificados. Los iones metálicos tales como el cromo, el aluminio, el titanio, y otros se utilizan para lograr la ramificación. [4.7]

4.1.3. Fracturamiento con espumas

La tecnología de fracturamiento con espuma emplea burbujas de espuma para transportar y colocar el apuntalante en las fracturas. Los fluidos de fracturación con espuma que más se ocupan emplean nitrógeno o dióxido de carbono como su base gas. Incorporando gases inertes con agentes espumantes y agua se reduce la cantidad de líquido necesario para fracturar. [4.6]

Los geles con espumas emplean fluidos fracturantes con altas concentraciones de apuntalantes para lograr un fracturamiento efectivo. Las burbujas de gas en la espuma llenan los vacíos que de otro modo serían llenados por el fluido de fracturación. Las altas concentraciones de apuntalante permiten reducir aproximadamente un 75% la cantidad total de fluido que sería necesario si se empleara un gel lineal o un gel ramificado. Los agentes espumantes se pueden usar en conjunto con geles para lograr un fluido

extremadamente eficaz para fracturar. Estos son generalmente más usados en casos donde hay bajo contenido de agua en los cleats y bajos gradientes de presión (menos de 0.2 psi/ft). [4.6]

Las espumas con gel tienen una capacidad de apuntalante arriba de 8 lb/gal. Algunas de las ventajas de usar espumas como fluido para fracturar son que causan menor daño a la permeabilidad debido a una menor cantidad de líquido involucrado, y tiene una mejor limpieza que los fluidos con gel. Sin embargo, el fracturamiento con espumas es costoso, y por lo tanto, el uso tiene que ser justificado económicamente. [4.6]

4.1.4. Fracturamiento ácido

Los ácidos son empleados en formaciones de roca caliza que se superponen o están intercaladas con carbones para disolver la roca y crear un conducto a través del cual pueden viajar el agua de la formación y el CBM. [4.7]

El fluido estimulante es el ácido clorhídrico o una combinación de ácidos clorhídrico y acético o fórmico. Para que el fracturamiento ácido tenga éxito, se deben bombear miles de galones de ácido a la formación. Algunos de los derivados de la celulosa empleados como agentes geles en agua y fluidos agua/metanol se pueden usar en fluidos ácidos para incrementar la distancia del tratamiento. Cabe destacar que los ácidos también se pueden usar para limpiar el cemento dejado por los disparos alrededor de la tubería de revestimiento antes de la inyección del fluido fracturante. [4.6]

4.1.5. Fracturamiento de Kiel

El fracturamiento de Kiel es un método de fracturamiento sin usar apuntalante o ácido. El proceso fue inventado por Othar M. Kiel a principios de la década de 1970. Consiste en inyectar un fluido base agua en la formación, después se deja fluir el pozo nuevamente en la operación de fracturamiento. El ciclo se remite varias veces hasta que parte del material rocoso se fracture y se erosione, creando un conducto hueco dentro de la formación. [4.10]

4.1.6. Fracturamiento con gas

La investigación sobre el fracturamiento con gas comenzó en los Estados Unidos y la ex Unión Soviética en las décadas de 1960 y 1970. El fracturamiento con gas, también conocido como fracturamiento con pulso controlado o fracturamiento con gas a alta energía, usa pólvora y/o propelente inflamable como fuente de energía en el pozo para crear un sistema de fracturas radiales múltiples en la vecindad del pozo y así mejorar la producción. [4.9]

Se puede decir que básicamente el proceso de fracturamiento con gas consiste de tres etapas: [4.9]

- 1) Presurización del pozo.
- 2) Ruptura.
- 3) Extensión de la fractura.

La estimulación con fracturamiento con gas puede generar rápidamente un pulso a alta presión. Este pulso de gas provoca que la roca se fracture y produzca múltiples fracturas cortas (5 a 20 ft) desde el pozo; otro beneficio es la reducción de la caída de presión. [4.9]

El éxito de la implementación se determina por si la ignición es genuina (conserva las características originales), no hay residuos y no se daña la tubería ni el cemento después del fracturamiento. [4.9]

Los métodos tradicionales de estimulación incluyen disparar con explosivos, pero la eficacia de la estimulación de fracturamiento con gas será más fiable que un proceso de detonación explosiva. Además, el fracturamiento con explosivos solo está limitada a terminaciones en agujero descubierto. [4.9]

El fracturamiento con gas puede controlar el tiempo del incremento de presión, y este es diseñado para incrementar la presión en el pozo por encima de presión in-situ y los esfuerzos de tensión para crear múltiples fracturas pero permaneciendo aún debajo del límite elástico de la roca, evitando así el daño y permitiendo la comunicación del pozo con las fracturas. [4.9]

Cabe destacar que el fracturamiento con gas puede formar fracturas que se soportan por sí mismas. Como las fracturas penetran directamente en la roca, se generan algunos granos de la matriz rotos en el proceso que actúan como un agente de sostén natural. [4.9]

4.2. Recuperación mejorada

Los avances técnicos han hecho el proceso de CBM una realidad comercial. La recuperación mejorada podría proveer el progreso en el futuro que haría las propiedades del carbón económicamente atractivas y posiblemente haría a los carbones profundos objetivos viables. [4.1]

Por ello, con la recuperación mejorada se desean tres logros principales: [4.1]

- 1) Incrementar las reservas finales.
- 2) Acelerar la producción.
- 3) Mejorar la rentabilidad del proceso.

Las reservas finales se definen como el metano inicial adsorbido en el carbón más el gas libre en los cleats menos la cantidad del gas que debe dejarse adsorbido y el gas libre en el carbón al límite económico de producción. Para incrementar las reservas finales significativamente, el proceso de recuperación mejorada necesitaría reducir la cantidad de gas que se dejó adsorbida en los microporos al límite económico y lograr esa reducción de manera rentable. [4.1]

Si el tiempo para producir la reservas pudiera reducirse (incluso sin incrementar las reservas finales), las mejoras en las tasas de retorno en la inversión podrían justificar los costos adicionales. Por ejemplo, en un programa de producción de un pozo a 20 años, la reducción del tiempo unos años, tomaría ventaja en el valor temporal del dinero. [4.1]

4.2.1. Inyección de nitrógeno o dióxido de carbono

La recuperación mejorada del metano es posible usando dos métodos: El primero es mediante la inyección de nitrógeno (N_2) y el segundo es mediante la inyección de dióxido de carbono (CO_2). [4.1]

Usando el primer método, se reduce la presión parcial del metano junto con la inyección de un gas inerte, como el helio o un gas que se adsorba más débilmente que el metano en el carbón, como el nitrógeno, el cual se adsorbe dentro de las capas de carbón y mantiene la presión total. Dado que la presión parcial del metano se reduce, éste se desorbe para lograr un equilibrio de la presión parcial. Dado que el helio es más caro y no es tan fácil obtener, se emplea nitrógeno, el cual es barato y abundante. Este proceso también se conoce como barrido de metano. Cabe destacar que la empresa Amoco (ahora BP) reportó investigaciones de laboratorio iniciales de este proceso de recuperación y después lo probó en un proyecto piloto y actualmente posee la patente de este proceso. [4.1]

El segundo método usa la inyección de dióxido de carbono para desplazar el metano de las capas de carbón. El CO_2 es adsorbido más fuertemente que el nitrógeno o el metano en el carbón y por ello desplaza el metano por mejor adsorción. Como un beneficio adicional, este proceso también ayuda a mantener la presión total del sistema. [4.1]

La **figura 4-2** muestra la capacidad de adsorción del metano con diferentes gases. En la figura se puede observar como el CO_2 tiene preferencia a ser adsorbido por el carbón, mientras que el nitrógeno es más difícil que se adsorba.

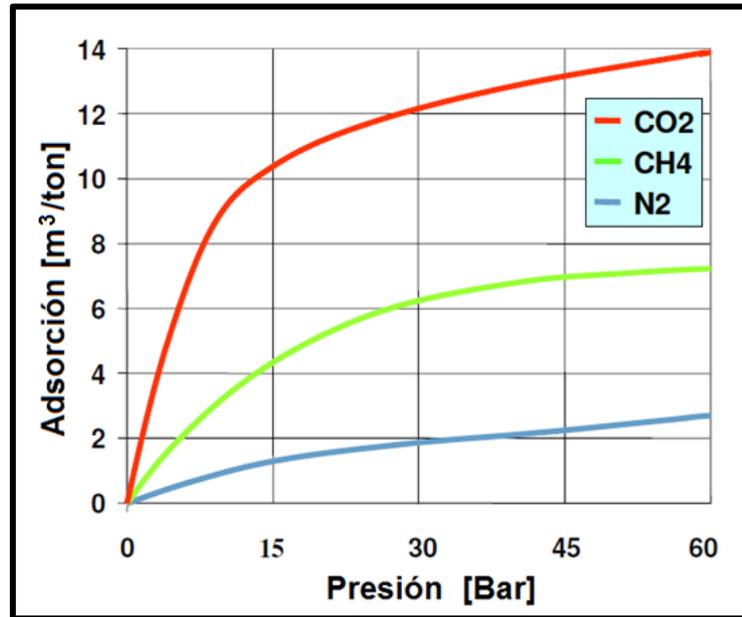


Figura 4-2 Capacidad de adsorción del carbón para el metano, dióxido de carbono y nitrógeno.

Fuente: Van Bergen, 2011.

Convencionalmente, la eliminación del agua de las capas de carbón facilita la desorción de acuerdo a la relación entre el contenido de gas respecto a la presión. La desorción, sin embargo, es una función de la presión parcial en vez de la presión total para un ambiente de gas binario o multicomponente. Basados en el proceso de Amoco, donde el metano es barrido con nitrógeno, se encontró que la presión parcial del metano se puede reducir más rápidamente y en mayor medida que la presión total mediante la eliminación de agua. Al final el resultado es el mismo, pero la reducción de la presión parcial por la inyección de nitrógeno sería más rápida y alcanzaría una menor presión parcial del metano mientras se mantienen los efectos positivos de una alta presión total sobre la permeabilidad. [4.1]

Otro factor importante del proceso viene del mantenimiento de una alta presión total de la inyección de nitrógeno o dióxido de carbono durante la producción. Al mantener la presión alta, se mantienen tensiones efectivas menores durante la producción, y se observan permeabilidades mayores. Por lo que se evita el cierre de las fracturas en el carbón por un progresivo incremento en la tensión efectiva. [4.1]

Aplicando técnicas convencionales de producción quedaría gas remanente en el carbón después de la producción, el cual sigue siendo un recurso. Por lo cual, la inyección de CO_2 se emplea como un método de recuperación mejorada en una segunda etapa de producción. La **figura 4-3** muestra tres escenarios para ver cómo afecta la inyección de CO_2 dependiendo la etapa donde se empiece a inyectar. [4.5]

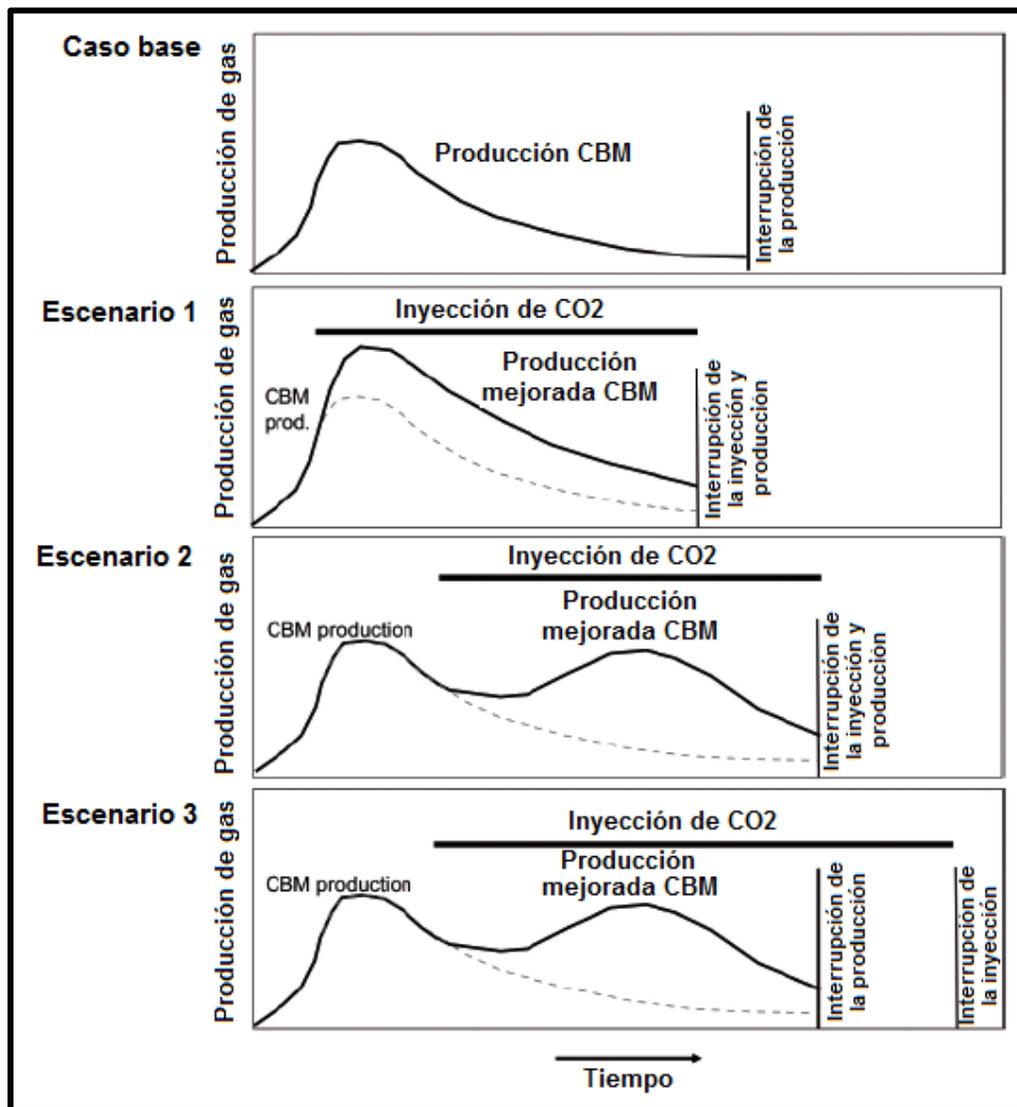


Figura 4-3 Escenarios para la inyección de CO_2 en yacimientos de CBM.

Fuente: Van Bergen, 2011.

Es importante entender la respuesta al tratamiento de estos dos procesos cuando se planea una recuperación mejorada para un yacimiento de CBM. Con la inyección de nitrógeno, la tasa inicial de recuperación es mayor, pero el tiempo de avance del nitrógeno es también más pronto, por lo tanto, el nitrógeno se debe separar del gas producido por un periodo de tiempo más largo. [4.1]

Con la inyección de CO_2 , la recuperación inicial de gas es limitada, pero la recuperación total del gas original es más rápida que con el nitrógeno. El avance del CO_2 es más lento cuando se compara con el nitrógeno ya que la afinidad para el CO_2 es más alta en el carbón y por ello el CO_2 se mueve muy lento a través de carbón. Esto incrementa la producción de metano de buena calidad por un mayor intervalo de tiempo y se reduce la cantidad de separación requerida. Una afinidad en las capas de carbón por el CO_2 lo hace un candidato viable para su captura y también ayuda a mejorar la producción de metano. Por lo que la doble función de la inyección de CO_2 ha llamado la atención del Departamento de Energía de EUA, el cual ha patrocinado varios proyectos de investigación en esta área. [4.1]

El resultado final de una inyección de nitrógeno para mejorar la recuperación de metano puede ser más rápida para un yacimiento más grande. El proceso podría ser rentable si el valor del metano adicional producido supera el costo de implementación del proceso, la inyección del nitrógeno y la separación de los gases producidos. [4.1]

Proyectos piloto con CO_2 están en marcha en Canadá, China, Polonia e indican un interés añadido debido a la necesidad de capturar el CO_2 . Pero el principal obstáculo para el proceso de recuperación mejorada es que aumenta la incertidumbre con respecto a la rentabilidad de la inyección de CO_2 , el transporte y los procesos de separación en lugar de los costos operacionales en cabeza del pozo. Pero una vez que se resuelvan estos problemas a través de la investigación, más operadores considerarán esta opción. [4.1]

4.2.2. Recuperación mejorada empleando microorganismos

El metano que se encuentra dentro de las capas de carbón puede ser recuperado por dos métodos, es decir, recuperación primaria y recuperación mejorada de CBM. El CBM se puede recuperar entre un 20 a 60% por métodos primarios, pero con la recuperación mejorada se puede mejorar entre un 60 a 80%. Para incrementar la recuperación se recomienda emplear bacterias de eliminación de metano junto con la inyección de nitrógeno (N_2) o dióxido de carbono (CO_2), las cuales asistirían la inyección de N_2 por el mecanismo de presión parcial junto con técnicas de reducción de N_2 , así como también la reducción de CO_2 mediante la eliminación del metano. [4.11]

La recuperación mejorada de CBM usando microorganismos se enfoca en la reducción de nitrógeno y dióxido de carbono con la ayuda de bacterias. Y cuando se inyecta una mezcla de N_2 y CO_2 , y a continuación se usan bacterias de eliminación de metano, el resultado será beneficioso. [4.11]

Las bacterias que se emplean son unicelulares procariontas, es decir que no tienen núcleo definido. Estas se encuentran en una gran variedad de ambientes, ya sea en el aire, aguas termales de azufre, agua marina o aire de pantanos. De acuerdo a la temperatura que puedan resistir se les clasifica en criófilas, termófilas e hipertermófilas. Las bacterias que son capaces de crecer, sobrevivir y reproducirse a temperaturas tan altas como 50 a 70 °C son las que se utilizan, las cuales son las termófilas. Las bacterias procariontas libres son las únicas responsables de la reducción del N_2 y CO_2 . Debido a que el ambiente dentro de las capas de carbón está libre de oxígeno o el oxígeno presente se encuentra disuelto, estas bacterias deben ser estrictamente anaeróbicas o anaeróbicas facultativas. Además, la principal ventaja de estas bacterias es que su reproducción generalmente es por fisión binaria, es decir que una célula se divide produciendo dos células. [4.11]

Para la preparación del cultivo de bacterias se usan algunas sustancias de origen natural. Entre ellas destaca la leche, generalmente descremada en lugar de entera. Tales materiales naturales son simplemente repartidos en tubos o frascos esterilizados antes de usar el medio que consiste en un caldo nutritivo o agar nutritivo que se prepara mezclando los ingredientes requeridos o, más convenientemente, mediante la adición de agua a un producto deshidratado que contiene todos los ingredientes. Prácticamente todos los medios están disponibles comercialmente en forma de polvo. [4.11]

La preparación del medio bacteriológico usualmente involucra los siguientes pasos: [4.11]

- 1) Cada componente, o el medio deshidratado completamente, se disuelve en el volumen apropiado de agua destilada.
- 2) El pH del medio líquido se determina con un medidor de pH y se ajusta si es necesario.
- 3) Si se desea un medio sólido, se añade agar y se hierve el medio para disolver el agar.
- 4) El medio se dispersa en tubos o frascos. El medio se esteriliza, generalmente en autoclave. Pero algunos medios (o ingredientes específicos) que se alteran con el calor se esterilizan mediante filtración.

Para la introducción de los microorganismos, éstos se inyectan seguidos por la inyección de N_2 y CO_2 dando así tiempo para que las bacterias se establezcan en la matriz de carbón. Después de establecerse en la superficie, las bacterias reducen el nitrógeno en la forma de amoníaco mientras que las bacterias que reducen el dióxido de carbono utilizan la glucosa y el dióxido de carbono para la liberación de metano. [4.11]

Para la reducción del nitrógeno, un cierto número de microorganismos pueden usar nitrógeno molecular de la atmósfera como fuente de nitrógeno. La conversión de nitrógeno molecular a amoníaco es conocida como reducción de nitrógeno. Dos grupos de microorganismos se involucran en este proceso: (1) microorganismos no simbióticos, los cuales viven libremente y de forma independiente en el suelo; y (2) microorganismos simbióticos, los cuales viven en las raíces de las plantas. [4.11]

Para el caso de la reducción de dióxido de carbono, las arqueobacterias deben ser estrictamente anaeróbicas, las cuales comparten una capacidad de obtener los electrones generados para reducir el dióxido de carbono con la formación de metano. La mayoría de las especies crecen mejor en medios complejos (por ejemplo, los que contienen extracto de levadura) que en los medios inorgánicos. [4.11]

4.2.3. Estimulación térmica para yacimientos fracturados hidráulicamente

Esta técnica permite incrementar el factor de recuperación del gas mediante el incremento de la temperatura de formación. Sin embargo, la eficiencia de la estimulación térmica es limitada principalmente por el volumen/área de la formación que puede ser estimulado en un periodo de tiempo razonable. [4.3]

La estimulación térmica mediante la inyección de agua caliente o vapor puede incrementar la temperatura de formación más rápido que métodos de calentamiento directo, especialmente cuando la permeabilidad de la formación es grande. [4.3]

Además del fracturamiento hidráulico, en años recientes las técnicas de estimulación térmica han ganado gran atención como una alternativa o un método suplementario para mejorar la producción de yacimientos no convencionales, como el uso de materiales electromagnéticos, inyectando fluidos calientes a través de las fracturas hidráulicas o empleando un método de calentamiento eléctrico para calentar el yacimiento llenando las fracturas hidráulicas con material eléctricamente conductivo para formar un elemento de calentamiento. La temperatura en la fractura hidráulica puede ser estimulada arriba de los 400 °C (752 °F). [4.3]

Aunque otra forma posible para calentar la fractura hidráulica directamente sería utilizar apuntalantes recubiertos de nanopartículas para calentar el yacimiento a través de calentamiento electromagnético mejorado. [4.3]

Sin embargo, todos esos estudios solo se enfocan en mejorar la recuperación de aceite pesado y shale oil mediante el incremento de la temperatura de formación para convertir el kerógeno en aceite/gas o para reducir la viscosidad del aceite. Estudios limitados han explorado la posibilidad de mejorar la recuperación de gas con métodos similares de estimulación térmica. Por medio de la desorción del metano de la matriz como proceso endotérmico, se genera un incremento en la temperatura, lo cual perturba el equilibrio térmico actual del sistema y facilita la desorción del gas. Además, el tratamiento térmico de yacimientos de gas puede generar la evaporación de materia volátil, y consecuentemente, podría haber más poros accesibles para la desorción del gas. Por lo tanto la estimulación térmica tiene el potencial para mejorar la recuperación de gas de yacimientos de CBM mediante la alteración del comportamiento de adsorción/desorción del gas y las propiedades de la matriz de la roca. [4.3]

Existen dos posibles estrategias para calentar las formaciones. La primera opción es calentar el yacimiento a la temperatura deseada antes de iniciar la producción. La segunda es calentar la formación después de un periodo de drenado de agua. [4.3]

En el marco de la primera opción, si el yacimiento necesita ser calentado a la temperatura objetivo antes de la producción, dos posibles problemas podrían hacer esta práctica menos atractiva. 1) El yacimiento inicialmente siempre es saturado con agua y el agua puede absorber grandes cantidades de calor. Además, el agua se llevaría consigo la energía durante el periodo de drenado del agua, por lo que una gran cantidad de energía es desperdiciada. 2) Durante el proceso de estimulación, la fractura hidráulica ya ha sido creada, y el pozo tiene que ser cerrado por un gran periodo de tiempo antes de que la temperatura en la formación pueda alcanzar el nivel deseado. [4.3]

La segunda opción es calentar la formación de CBM mientras la producción de gas ha alcanzado su pico. Porque cuando la fractura hidráulica ya ha sido realizada, esta puede facilitar el periodo de drenado del agua, por lo que es más práctico calentar la formación después del periodo de drenado del agua. De este modo la mayor parte de la energía de la estimulación térmica puede ser usada para calentar la matriz de la formación evitando que la energía sea acarreada hacia afuera de la formación por la producción de agua. Por ende se puede decir que la segunda opción es más práctica y económica, además puede maximizar la eficiencia energética de la estimulación térmica y sin cerrar el pozo un gran periodo de tiempo. [4.3]

Finalmente, se puede decir que la eficiencia de la estimulación térmica es determinada en gran medida por cuanto volumen del yacimiento puede ser efectivamente estimulado en un razonable periodo de tiempo. Debido a la baja conductividad calorífica del carbón, no es posible calentar un gran volumen de drenaje por calentamiento de la superficie de una sola fractura hidráulica vertical directamente. Si la fuente de calentamiento (ej. apuntalantes revestidos con nanopartículas electromagnéticamente excitadas) pudiera ser dispersada dentro de la formación a través del sistema de fracturas naturales y las complejas redes de fracturas creadas durante el fracturamiento hidráulico, una gran área/volumen de la formación podría ser calentado. En el caso de las fracturas horizontales, un gran volumen de la formación puede ser estimulado térmicamente si las fracturas pueden ser colocadas lo suficientemente cerca para cubrir toda el área lateral. La estimulación por la inyección de agua caliente o vapor puede incrementar la temperatura de formación más rápidamente que el método de calentamiento directo, especialmente cuando la permeabilidad de la formación es relativamente grande y el proceso de transferencia de calor es dominado por convección de calor. [4.3]

4.2.3.1. Evaluación de la estimulación térmica tras el periodo de drenaje

Las **figuras 4-4 y 4-5** muestran la distribución de la temperatura después de 1 año y 10 años de estimulación térmica. Se puede observar que la temperatura se propaga muy lentamente en la matriz del carbón de la fractura hidráulica. Después de 1 año de estimulación térmica el borde delantero de la temperatura elevada está solo 5 metros de distancia de la fractura, y después de 10 años, el borde delantero de la temperatura elevada es de 20 metros de distancia de la fractura hidráulica. La mayor parte del área de drenaje no ha sido estimulada del todo y esto es debido al hecho que el carbón exhibe mucho menor conductividad térmica y mayor capacidad de calentamiento que la mayoría de otras rocas sedimentarias. [4.3]

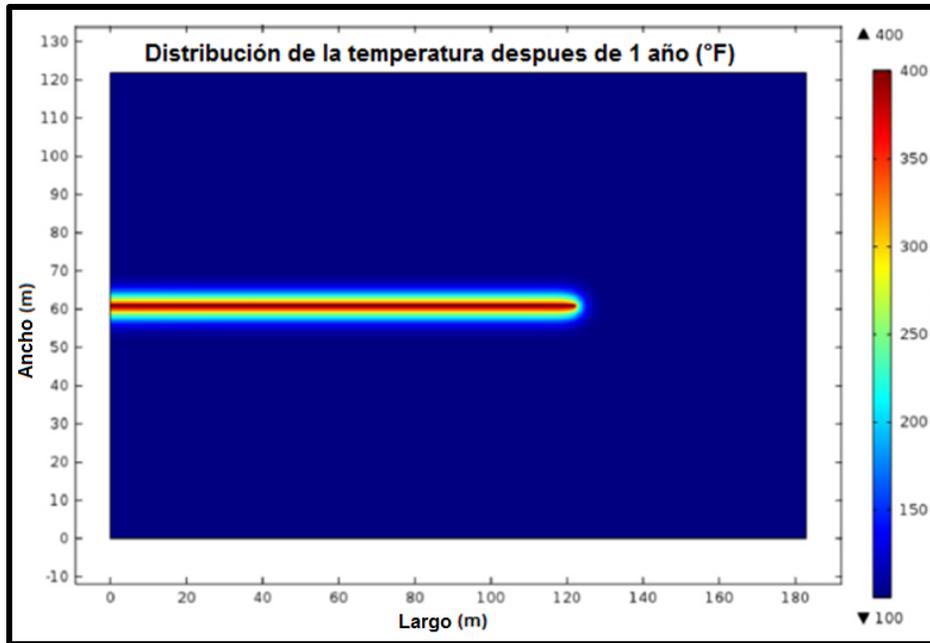


Figura 4-4 Distribución de la temperatura después de 1 año de estimulación térmica en una fractura hidráulica. Fuente: Wang et al., 2015.

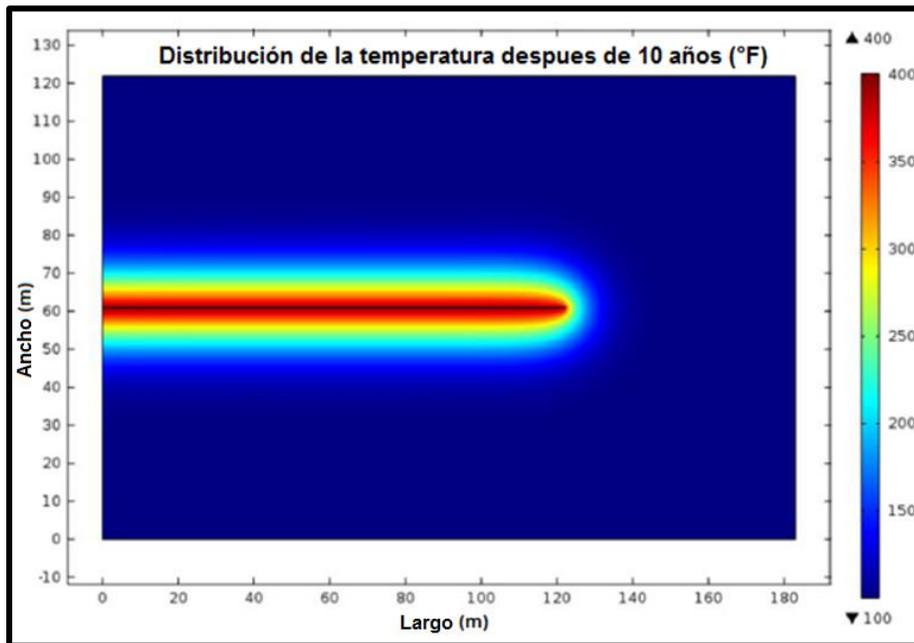


Figura 4-5 Distribución de la temperatura después de 10 años de estimulación térmica en una fractura hidráulica. Fuente: Wang et al., 2015.

La **figuras 4-6 y 4-7** muestran la conductividad térmica de las rocas sedimentarias más comunes y la conductividad térmica de muestras de carbón con diferentes porcentajes de vitrinita. A pesar de que la conductividad térmica del carbón incrementa con la temperatura lentamente hasta que la temperatura alcanza un punto crítico y después incrementa abruptamente, se puede inferir que en los yacimientos de CBM comúnmente la conductividad térmica varía de 0.2 a 0.4 $W/(m \times K)$, mientras la mayoría de otras rocas sedimentarias tienen una conductividad térmica variando entre 1.5 a 6 $W/(m \times K)$. Considerando el hecho que la diferencia entre la capacidad de calentamiento del carbón y la de otras rocas sedimentarias no es significativa, la única característica es que un valor pequeño de conductividad térmica en el carbón hace que sea muy difícil la transferencia de energía a la formación desde la superficie de la fractura hidráulica por conductividad térmica a la matriz del carbón, por lo que solo una pequeña fracción del área de drenaje será térmicamente estimulada alrededor de la vecindad de las fracturas hidráulicas verticales. [4.3]

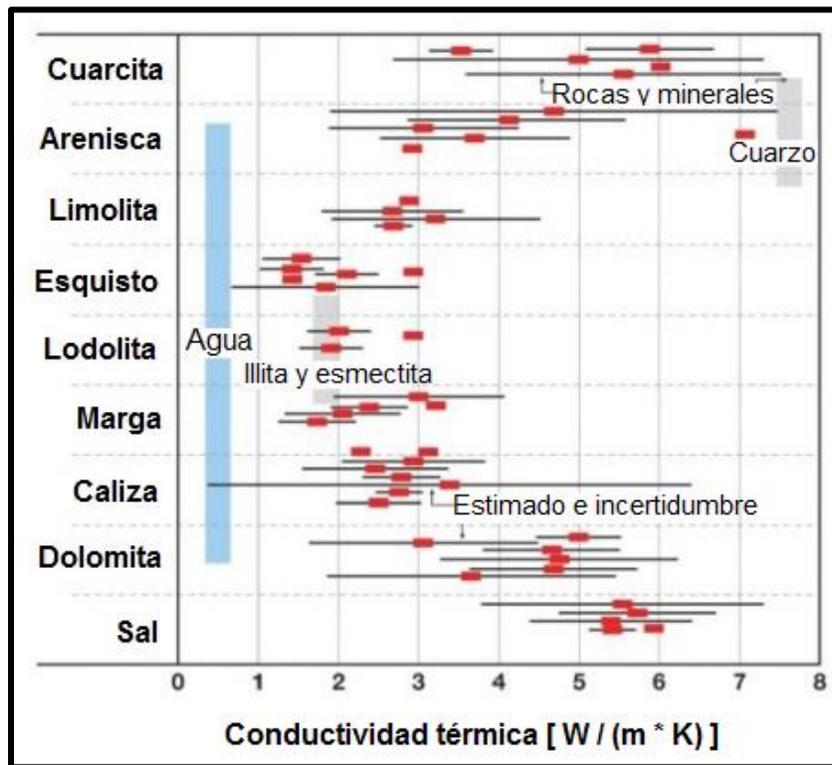


Figura 4-6 Conductividad térmica de rocas sedimentarias más comunes

Fuente: Wang et al., 2015.

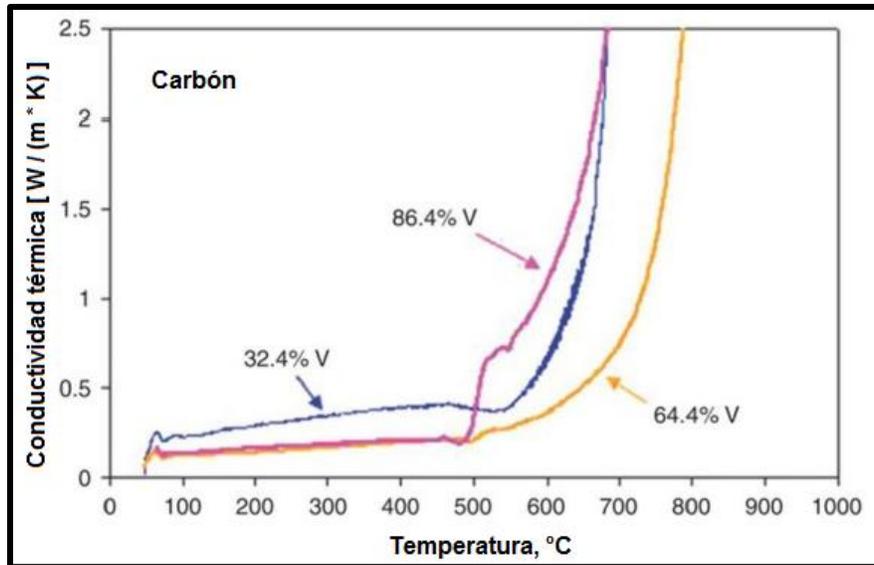


Figura 4-7 Conductividad térmica del carbón con diferentes porcentajes de vitrinita.
Fuente: Wang et al., 2015.

Las figuras 4-8 y 4-9 muestran la distribución de presión después de 1 año y 10 años de estimulación térmica. Si se comparan con las figuras 4-4 y 4-5 se puede observar que la presión se propaga mucho más rápido en la matriz del carbón de la fractura hidráulica que la temperatura. [4.3]

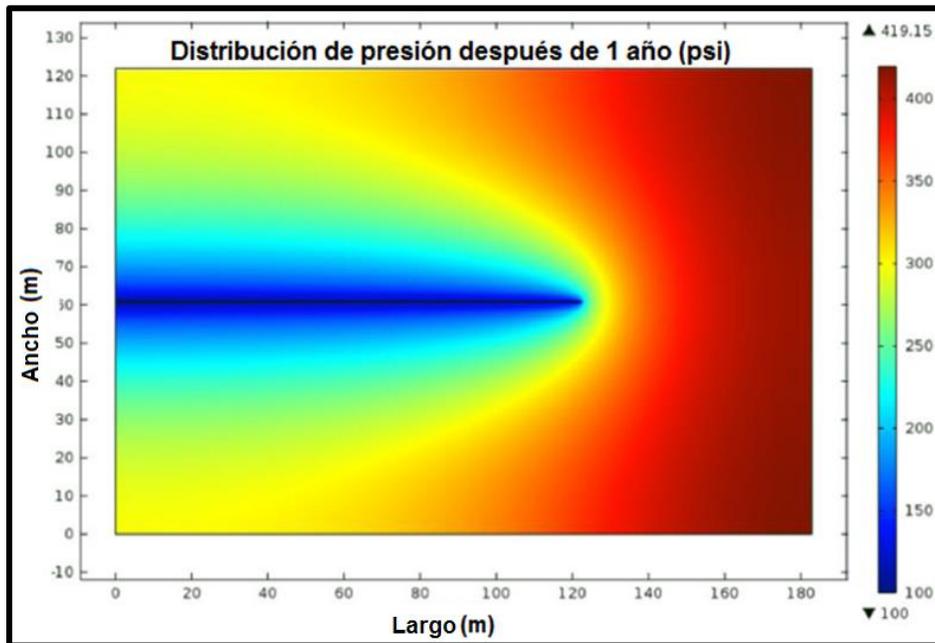


Figura 4-8 Distribución de la presión después de 1 año en una fractura hidráulica.
Fuente: Wang et al., 2015.

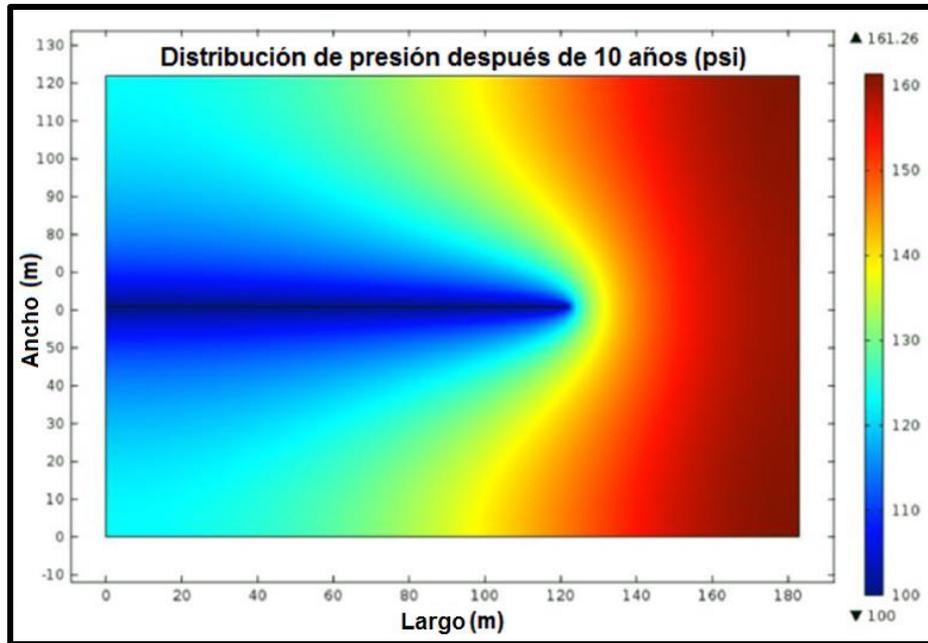


Figura 4-9 Distribución de la presión después de 1 año en una fractura hidráulica.
Fuente: Wang et al., 2015.

La **figura 4-10** muestra la producción acumulada con y sin estimulación térmica. No es una sorpresa que la cantidad adicional de gas liberado debido al calentamiento directo de la fractura hidráulica no es significativa incluso después de 20 años de producción. La recuperación final solo incrementó 7.6% al final del periodo de estimulación. Esto puede ser explicado por el hecho que la estimulación térmica solo impactó una limitada área adyacente a la fractura hidráulica, mientras que la mayoría del gas producido del área de drenaje estimulada es debido a la caída de presión. [4.3]

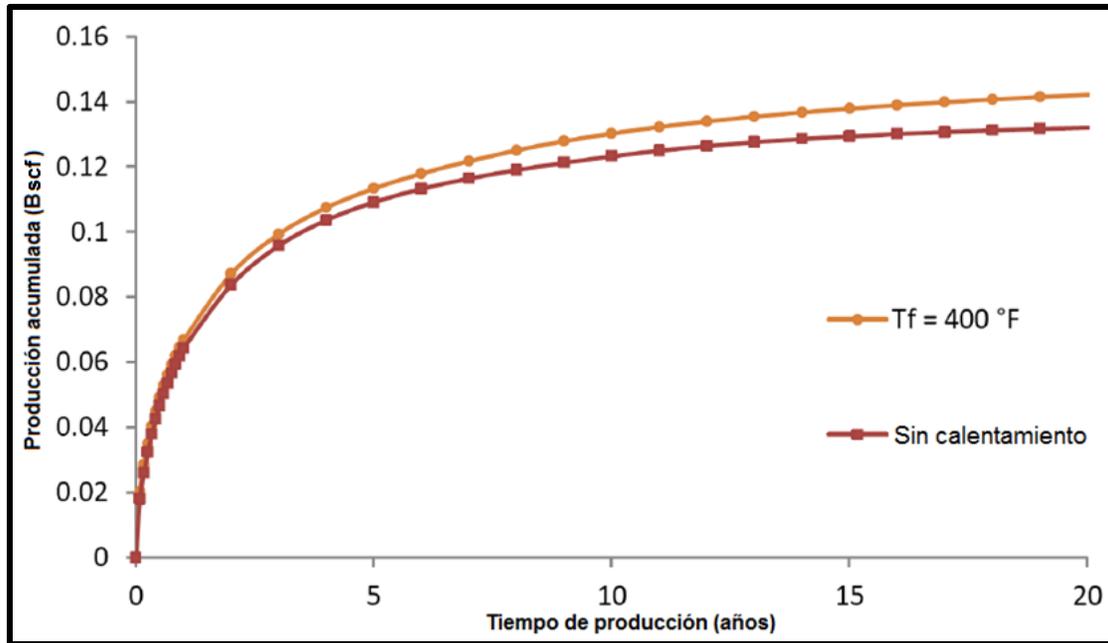


Figura 4-10 Producción acumulada con y sin estimulación térmica. Fuente: Wang et al., 2015.

En caso de que incrementara la temperatura del tratamiento térmico a 800 °F, la estimulación seguiría siendo limitada, aproximadamente 20% para el al final de la estimulación respecto a una producción sin aplicar una estimulación térmica. Esto es debido al hecho que la temperatura no es lo suficientemente elevada para alcanzar un punto crítico que pueda incrementar la conductividad térmica del carbón significativamente. [4.3]

Para el caso de incrementar la permeabilidad promedio a 10 mD, manteniendo una temperatura de inyección de 400 °F, la presión decrecerá más rápido y como resultado se tiene que a mayor permeabilidad se tendrá una menor efectividad de la estimulación térmica, ya que la mayor parte del gas será producido debido a la caída de presión. [4.3]

4.2.3.2. Transferencia de calor por convección

Un método alternativo posible para calentar la formación es inyectar agua caliente o vapor para elevar la temperatura de formación antes de empezar la producción. Un posible resultado de la estimulación térmica por inyección de agua caliente o vapor es una mayor presión crítica. Ya que la formación es calentada antes de que la producción comience, una mayor cantidad de gas puede ser desorbido a mayor presión y una vez que la saturación de gas excede la saturación crítica de gas, el gas desorbido fluirá junto con el

agua a través del sistema de fracturas naturales hacia el pozo. En comparación con el calentamiento directo a la fractura hidráulica durante la producción, el calor se puede transferir más rápidamente tanto por la conducción de matriz de la roca y la convección del fluido con la inyección de agua caliente, pero las desventajas de este método son: 1) el pozo tiene que ser cerrado durante el tratamiento térmico antes de la producción hasta que toda la formación alcance la temperatura deseada. 2) Altos costos para el manejo de la inyección y producción de agua. [4.3]

En resumen, el usar inyección de agua caliente o vapor o apuntalantes recubiertos de nanopartículas como un método de estimulación térmica está sujeto a la caracterización de las propiedades del yacimiento y un correspondiente análisis económico. [4.3]

4.3. Sistema de adsorción para eliminar dióxido de carbono y/o nitrógeno en la producción de CBM

En ocasiones el gas bruto se contamina con nitrógeno y/o dióxido de carbono, los cuales pueden provocar que el gas sea inadmisibles a la tubería de transporte. Generalmente, el porcentaje de nitrógeno debe ser menor o igual al 4% y el CO_2 menor o igual al 2%. [4.4]

Este recurso es casi universalmente contaminado, ya que a menudo contiene CO_2 y N_2 . Aunque también puede estar contaminado con oxígeno (O_2). Pero el sistema de adsorción “Puerta Molecular” elimina tanto el CO_2 y el N_2 como el O_2 en un solo paso de procesamiento. [4.4]

El proceso de “Puerta Molecular” para el metano aprovecha un filtro molecular único que tiene la capacidad de ajustar las aberturas de tamaño del poro con una precisión de 0.1 angstrom. El tamaño de poro se ajusta con precisión en el proceso de fabricación y permite la producción de un filtro molecular con un tamaño de poro a la medida de las separaciones de tamaño selectivo. [4.4]

Los diámetros moleculares de nitrógeno y el metano son aproximadamente 3.6 angstroms y 3.8 angstroms, respectivamente. En el sistema de adsorción de “Puerta Molecular” para mejorar el metano contaminado con nitrógeno se utiliza un tamaño de poro de 3.7 angstroms. Este adsorbente permite que el nitrógeno y dióxido de carbono entren en el poro y sean adsorbidos mientras se excluye el metano, que pasa a través del fondo fijo del adsorbente a prácticamente la misma presión que la alimentación. Esta separación se ilustra esquemáticamente en la **figura 4-11**. [4.4]

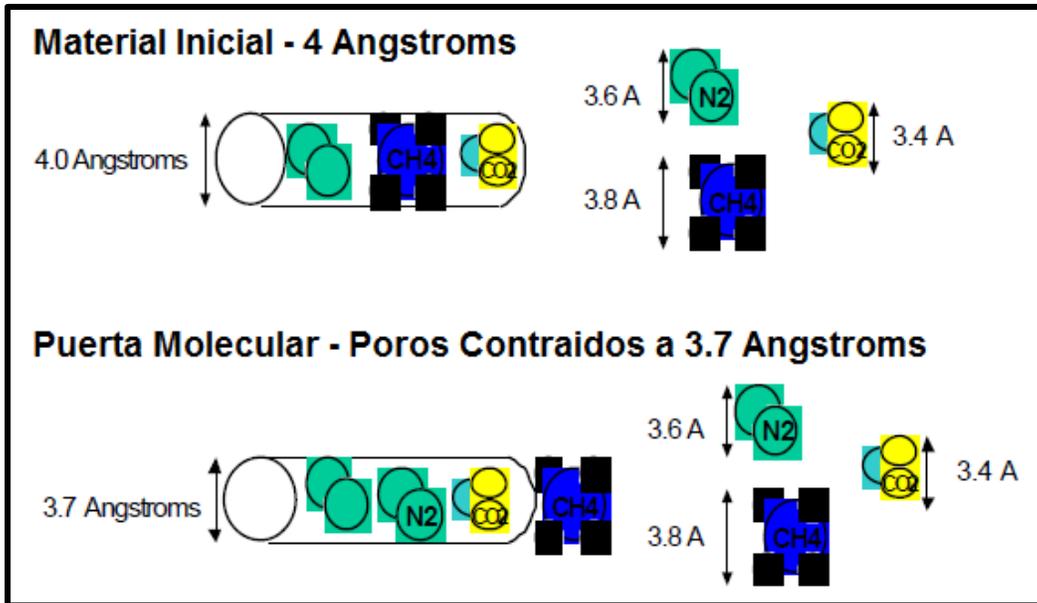


Figura 4-11 Vista esquemática del tamaño de poro de la Puerta Molecular y el tamaño relativo de las moléculas. Fuente: Mitariten, 2005.

El dióxido de carbono es una molécula más pequeña que el nitrógeno, 3.3 angstroms, y es más fácil de eliminar que el nitrógeno. Una ventaja importante del proceso en la mejora de las cargas contaminadas de nitrógeno es que casi siempre tienen un nivel de contaminación de CO_2 , y éste se elimina por completo en un solo paso junto con el nitrógeno para cumplir con las especificaciones. [4.4]

Dado que el metano se produce a baja presión (a veces se emplean bombas para aumentar la producción) la posibilidad de introducir oxígeno en el sistema existe. El oxígeno es también una molécula pequeña en alrededor de 3.5 angstroms y encaja dentro del poro del adsorbente y se elimina parcialmente. [4.4]

4.3.1. Proceso de funcionamiento

El adsorbente "Puerta Molecular" se aplica en un sistema de adsorción por variación de presión, este varía la presión de una etapa de alimentación de alta presión (donde se adsorben las impurezas) a una etapa de regeneración a baja presión para recircular nuevamente las impurezas previamente adsorbidas. Dado que el metano no encaja dentro del poro del adsorbente, este pasa a través del fondo a la presión de alimentación. [4.4]

La **figura 4-12** representa el proceso de flujo general de un sistema típico de adsorción “Puerta Molecular” para mejorar la calidad del metano. La alimentación de gas de los pozos se comprime desde la presión atmosférica hasta típicamente 100 psig y después se introduce en el sistema de adsorción “Puerta Molecular”. Para el caso del metano, normalmente se emplea un compresor de tornillo a 100 psig. [4.4]

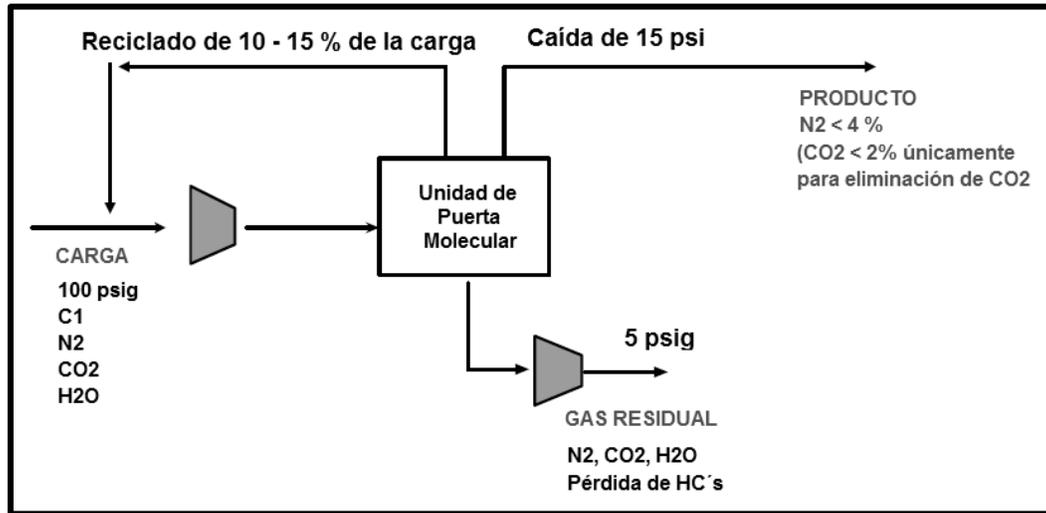


Figura 4-12 Diagrama de flujo del proceso de adsorción Puerta Molecular.

Fuente: Mitariten, 2005.

El proceso genera una corriente de reciclado de baja presión que es rica en metano y se recicla de vuelta a la aspiración del compresor de alimentación. Mediante la incorporación de esta corriente de reciclaje, el metano recuperado como gas de ventas de productos se incrementa sin añadir compresores adicionales. La tasa de reciclaje es típicamente de 10 a 15% de la tasa de alimentación de materia prima. [4.4]

4.4. Implementación de pozos espina de pescado

El uso de pozos en forma de espina de pescado con pozos multilaterales y el incremento del área de drene, es una forma efectiva para mejorar la tasa de producción de un pozo. [4.2]

Las ventajas de un pozo horizontal en forma de espina de pescado son las siguientes: [4.2]

- Mayor área de drene y con ello se puede obtener una mayor tasa de producción, comparado con un pozo horizontal convencional.

- Los estratos pueden estar conectados efectivamente para reducir el riesgo económico en estratos heterogéneos, lo cual mejora los beneficios de desarrollo en yacimientos de baja permeabilidad.
- El costo de ingeniería de un pozo se puede reducir, así como la perforación, el transporte de equipo de perforación, la tubería de revestimiento, la cementación, el fluido de perforación, la pérdida de lodo, la disposición de recortes, etc. Además, el costo el costo de producción y transporte decrece.

4.4.1. Optimización de pozos espina de pescado

Para la planeación de los pozos espina de pescado es más complejo que los pozos horizontales convencionales. Las principales dificultades de diseño se concentran en la optimización del número de ramas, su longitud, su ángulo y la distancia entre las ramas. [4.2]

1) Optimización del número y dirección de las ramas (pozos laterales secundarios)

El número de ramas es el principal factor para la forma y producción de un pozo espina de pescado. En combinación con un análisis de las características del yacimiento, la tecnología de simulación numérica de yacimientos se aplica para calcular la producción de los pozos espina de pescado. [4.2]

La **figura 4-13** muestra la relación entre la producción diaria inicial y el número de ramas (de 1 a 6 ramas). Los resultados de los cálculos de la simulación numérica muestran que la producción diaria mejora cuando el número de ramas aumenta, pero cuando el número de ramas es mayor a cuatro, la producción aumenta muy poco. [4.2]

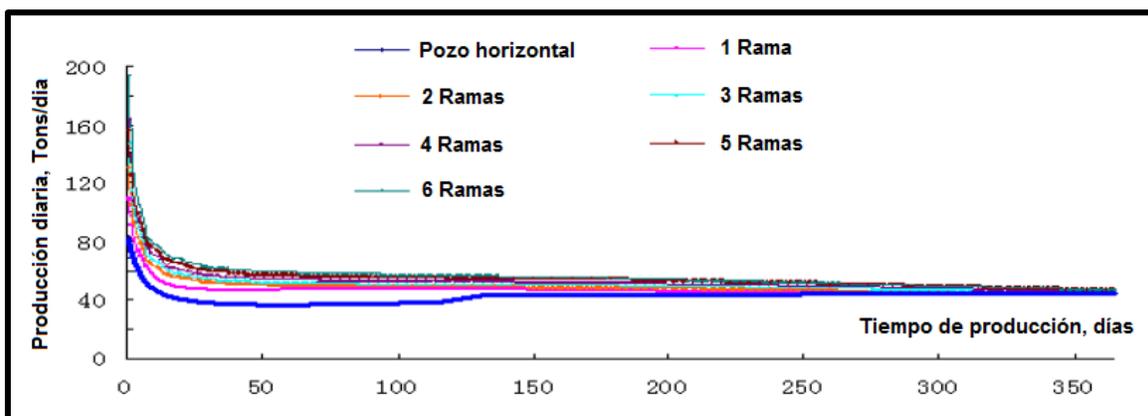


Figura 4-13 Curva de producción diaria inicial en diferentes números de ramas.

Fuente: Xing et al., 2012.

En condiciones de la misma profundidad total perforada, el incremento del número de ramas significa aumento en el costo de perforación. Con el fin de analizar el efecto del número de ramas en la producción de un pozo espina de pescado, se diseñaron 4 pozos con la misma longitud total del pozo, pero con diferente número de ramas (**figura 4-14**). Y los resultados se muestran en la **figura 4-15**. [4.2]

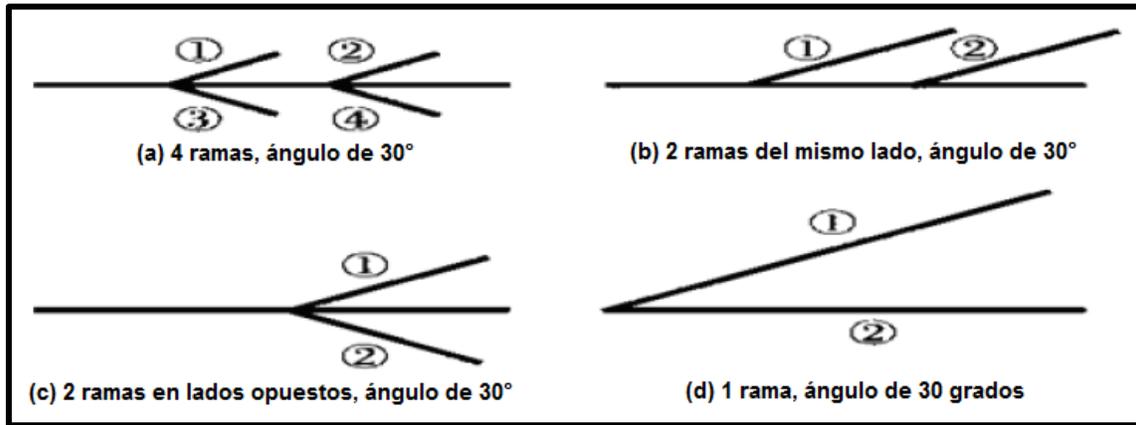


Figura 4-14 Modelos de pozo espina de pescado con la misma longitud total del pozo, diferente número de ramas y ángulo. Fuente: Xing et al., 2012.

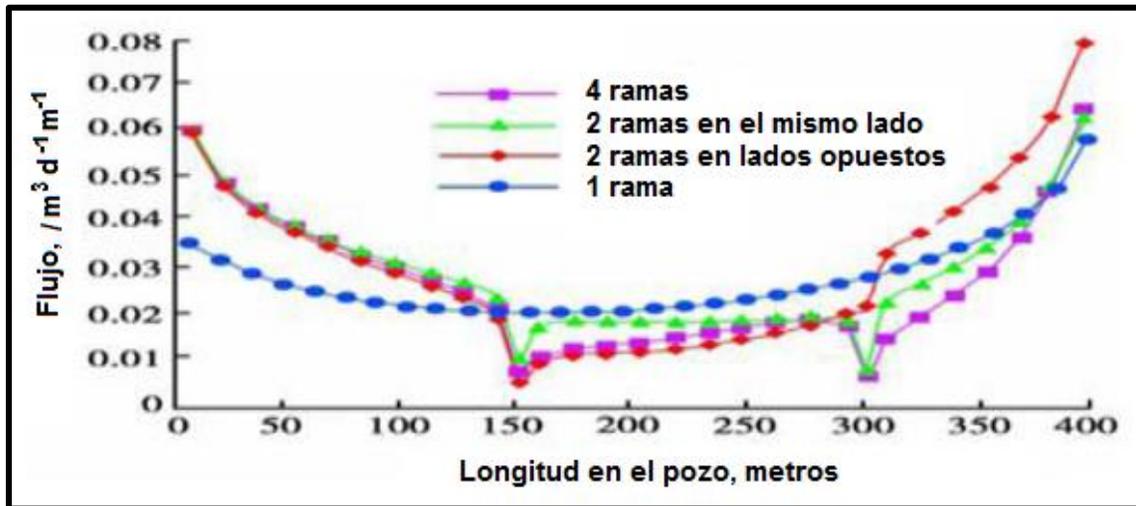


Figura 4-15 Flujo de entrada en el pozo con diferente número de ramas. Fuente: Xing et al., 2012.

Los resultados muestran que el pozo con ramas en lados opuestos pueden tener mayor producción que los que tienen ramas en el mismo lado. Por lo que es una forma rentable perforar cuatro ramas en lados opuestos. [4.2]

2) Optimización del ángulo de las ramas

Con el incremento del ángulo de la rama, el área de control del pozo espina de pescado es mayor. Además, el incremento en el ángulo también cambia la interferencia entre la rama del pozo y el pozo principal, y la interferencia entre diferentes ramas del pozo.

A través del modelo de predicción (para la producción de un pozo con cuatro ramas con diferentes ángulos y un pozo horizontal convencional) se obtiene que existe un pequeño incremento en la producción cuando el ángulo es mayor a 30°. Pero considerando la máxima capacidad, combinada con los requerimientos del proceso de perforación, el ángulo apropiado de la rama es de 20° a 30°. [4.2]

3) Longitud de las ramas

Para optimizar la longitud de la rama se emplea la tecnología de simulación numérica de yacimientos, la cual calcula el cambio en la producción inicial del pozo como función del tiempo en ramas de longitudes de 100, 150, 200 y 300 metros. Los resultados muestran que, con el incremento de la longitud de la rama, las reservas controladas y la producción diaria inicial se mejora. Pero con el fin de asegurar la seguridad de la operación del pozo, la longitud óptima de la rama debe ser 200 metros. [4.2]

4) Distancia entre las ramas

Para la selección del punto de desviación se deberían de considerar varios factores, incluyendo la distribución de los fluidos, el radio de curvatura en el intervalo de interés, la relación entre cada rama, la dirección del punto de desviación, etc. De acuerdo con los requerimientos geológicos del pozo, debe haber suficiente espacio entre dos ramas para asegurar la seguridad de la operación, el ciclo de perforación, así como tener una perforación rentable y mejorar en la producción. [4.2]

5) Requerimientos especiales en el diseño

Debido a yacimientos delgados, la trayectoria del pozo debería ser diseñada para perforar del punto superior al punto inferior, extendiendo la dirección de la capa. El punto de desviación de cada rama debería ser decidido por la tasa de cobertura del yacimiento del pozo principal. [4.2]

Además, la secuencia de operación se optimiza de la cima a la base, lo cual significa: [4.2]

- Primero, perforar el pozo principal.
- Segundo, perforar la primer rama.
- Tercero, regresar al primer punto de desviación, continuar perforando el pozo principal.
- Cuarto, perforar la segunda rama.
- Quinto, regresar al segundo punto de desviación, continuar perforando el pozo principal.
- Sexto, perforar la tercer rama.
- ...
- Finalmente, terminar el pozo principal.

4.5. Aportaciones del Capítulo

El objetivo principal de este capítulo fue dar a conocer los métodos y tecnologías que se emplean para incrementar la producción de CBM. El fracturamiento es esencial para los yacimientos de CBM, ya sea con agua, geles, espumas, ácidos, gas o combinaciones entre algunos de estos para permitir el drenado del agua que se encuentra en las capas de carbón, así como para elevar las tasas de producción del gas haciendo rentable la extracción de CBM.

También se pudo mostrar como la inyección de otro gas como el dióxido de carbono puede reemplazar al metano debido a que el carbón tiene preferencia de adsorción al dióxido de carbono permitiendo una mayor producción de metano. Y en el caso del nitrógeno, este puede desplazar el metano. O incluso se puede adicionar microorganismos al nitrógeno o al dióxido de carbono para incrementar la producción.

Aunado a esto, se explica cómo se puede eliminar el nitrógeno y/o el dióxido de carbono del metano por medio de la diferencia de los diámetros moleculares. Ya sea que estos se hayan mezclado cuando se inyectaron como mecanismo de recuperación o porque se encuentren presentes originalmente en el yacimiento.

También, se explica la estimulación térmica para yacimientos de CBM naturalmente fracturados, la cual es limitada ya que para que surta efecto la estimulación se tiene que estimular por un razonable periodo tiempo. Y esto es debido a la pobre conductividad calorífica del carbón. Por ello la eficiencia de la estimulación térmica es determinada en gran medida por cuanto volumen del yacimiento puede ser efectivamente estimulado.

Finalmente, se puede decir que en la actualidad no se han logrado implementar tantos mecanismos para incrementar la producción de gas como sucede en la producción de aceite. Aunque en algunos casos no se implementan debido a que no resultan rentables para este tipo de yacimientos.

Capítulo V

5. Caso práctico

5.1. Cuenca de Sabinas

5.1.1. Introducción

Para evitar los riesgos de acumulación del gas en las minas subterráneas en la Cuenca de Sabinas, se estableció el método de venteo que envía el gas a la atmósfera. Dentro de esta técnica, se utiliza la perforación temprana de pozos desde superficie, método que permite con una antelación de por lo menos cinco años a la etapa de explotación del carbón, la eliminación de una parte importante del gas depositado en las mismas capas. Otro método al que se recurre, es la perforación de pozos horizontales que elimina otra parte sustantiva de gas durante la explotación del carbón, permitiendo un grado de seguridad importante para realizar las actividades mineras. [5.1]

Petróleos Mexicanos desde 1960, ha realizado la exploración y explotación de yacimientos de gas en la Cuenca de Sabinas, encontrándose éstos en areniscas y no asociados a las capas de carbón. Sin embargo, durante la perforación se identificó horizontes de carbón en profundidades de hasta alrededor de 1,000 metros. [5.1]

Hoy en día, la necesidad de contar con un mayor número de reservas de gas así como incrementar la producción del mismo, ha motivado el interés en cuanto a la posible explotación del gas metano localizado dentro de las capas de carbón. Así, es de singular importancia estimar el volumen del carbón de la Cuenca de Sabinas. [5.1]

La compañía Netherland, Sewell International S. de R.L. de C.V. (NSI) llevó a cabo un contrato de servicios, dentro de los cuales se contempló realizar algunos análisis físico químicos a las capas de carbón que permitan conocer el potencial de gas metano de algunas minas que se estaban explotando, y extrapolar esos datos a nivel de la Cuenca de Sabinas. [5.1]

El proyecto de CMB en la Cuenca de Sabinas parece ser un prospecto único al no contar con analogías directas disponibles. La combinación única de características incluye capas delgadas de carbón, buen contenido de gas, y falta de agua en el sistema de fracturas combinado con bajas presiones de fondo (con base en información limitada, se reporta un gradiente de 0.3 psi/ft). [5.2]

Los carbones de Sabinas son secos y no necesitan someterse al proceso de drenado de agua y, como resultado, se tiene una ventaja económica mejorada durante los primeros meses de producción del proyecto. [5.2]

La **tabla 5-1** muestra una comparativa de las propiedades promedio de otras cuencas de Norte América como parámetros clave respecto al proyecto de CBM de la cuenca de Sabinas. [5.2]

Cuenca		Espesor del carbón (ft)	Contenido de gas (scf/t)	Promedio de producción por pozo (Mcf/d)	Espaciamiento entre pozos (km ²)
Sabinas		3 – 9	250 – 450	desconocido	desconocido
EUA	San Juan	70	430	2000 – 10000	0.67 – 1.3
	Black Warrior	25	350	100	0.32
	Appalachian	16	na	120	0.32
	Piceance	80	600	150	0.16
	Powder River	30 – 150	30	100 – 500	0.32
	Uinta	24	400	650	0.65
	Arkoma	6	400 – 600	50 – 750	0.65
	Raton	25	200 – 400	300	0.65
Cuenca sedimentaria del oeste de Alberta, Canadá		30 - 90	20 – 100	40 – 100	0.32 – 0.65

Tabla 5-1 Propiedades promedio de cuencas carboníferas. Fuente: NSI, 2003.

5.1.2. Programa piloto para la producción de CBM en la Cuenca de Sabinas

El objetivo de la fase piloto 1 de la Cuenca de Sabinas incluye (pero no está limitada) a los siguientes elementos: [5.2]

- 1) Mayor cantidad de información que reduzca el riesgo en el desarrollo total del campo.
- 2) Probar varias técnicas de perforación y terminación para identificar la combinación de procesos que den como resultado terminaciones exitosas.

- 3) Mayor cantidad de datos para demostrar la capacidad del carbón para producir cantidades comerciales de gas.
- 4) Determinar la presión que existe en los carbones de Olmos en el área piloto.
- 5) Realizar pruebas de flujo extendidas para definir la permeabilidad del carbón.
- 6) Mayor cantidad de núcleos para llevar a cabo pruebas de desorción y pruebas de adsorción de la isoterma de Langmuir.
- 7) Basados en los resultados de las pruebas de flujo, identificar el espaciamiento óptimo entre pozos para ampliar el desarrollo del campo.

5.1.3. Recomendaciones generales

Con base en evaluaciones del potencial de la Cuenca de Sabinas, la siguiente lista muestra los resultados más importantes de las acciones necesarias para un programa piloto exitoso: [5.2]

- 1) La primera ubicación piloto propuesta está aproximadamente a 2 – 5 kilómetros al sureste de la mina La Esmeralda. La profundidad aproximada de la cima de la sección principal de carbón es 300 metros. Además se identifican otras tres ubicaciones piloto alternas.
- 2) Los pozos pilotos deben ser perforados con aire, no lodo o agua, para evitar dañar los carbones de Olmos.
- 3) Es recomendable perforar 12 pozos en el área piloto empleando 6 técnicas de terminación:
 - a) Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Terminación con agujero descubierto.
 - b) Correr tubería de revestimiento sin cementar – Terminación con disparos.
 - c) Tubería de revestimiento expansible sin cemento – Terminación con disparos.
 - d) Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Agujero descubierto, terminación con fracturamiento con nitrógeno.
 - e) Tubería de revestimiento expansible – Terminación con disparos y fracturamiento con nitrógeno.
 - f) Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Terminación con cavitación.
- 4) El área piloto debería ser limitada solamente a la sección del carbón de Olmos más explotable (capas principales) para obtener resultados claros y definidos.
- 5) Cada pozo piloto debería tener pruebas transitorias de presión para determinar la permeabilidad del carbón, el daño a la formación y los límites del yacimiento.

- 6) Después de la terminación del pozo, Pemex Exploración y Producción (PEP) debería llevar a cabo pruebas transitorias de producción durante un periodo de 3 a 6 meses para definir las características de la producción de cada tipo de terminación para servir como una base para el plan de desarrollo completo del campo con respecto al tipo de terminación seleccionada y el espaciamiento entre pozos.
- 7) Si la productividad del carbón es insuficiente para establecer una comercialidad en la fase piloto 1, podría requerirse una fase piloto 2 para investigar sobre técnicas de perforación desviada u horizontal.

5.1.4. Espesor del carbón

Las capas de carbón en Olmos en la Cuenca de Sabinas son relativamente delgadas comparadas con otros proyectos comerciales de CBM. Lo que presenta una desventaja significativa para el desarrollo comercial. Las capas de carbón andan en el rango de 1 a 3 metros con base en el análisis de registros de pozos limitados y en capas de carbón observadas. [5.2]

5.1.5. Contenido de gas

De acuerdo a datos de pruebas disponibles de agosto de 2003 indican que los carbones de Olmos tienen un alto contenido de gas en el rango de 250 a 450 scf/ton de carbón. Este es un factor crítico que controla el éxito del desarrollo del proyecto. [5.2]

5.1.6. Tasas de producción promedio

La información técnica disponible es limitada para los carbones de la Cuenca de Sabinas con respecto a las características de la producción de los pozos. Un artículo publicado en mayo de 1992 por el Resource Enterprises Inc. y la Carbonifera Nueva Rosita, S.A. de C.V. hace referencia a un programa de perforación para la desgasificación en la mina Pasta de Conchos. Este programa consistía en perforar 5 pozos de desgasificación variando su longitud entre 1400 a 2030 ft para eliminar el gas de las minas antes de las operaciones de minería. El máximo de producción de gas de esos 5 pozos promediaba sobre los 300 Mcf/d. [5.2]

5.1.7. Espaciamiento entre pozos

El área de drene para cada pozo generalmente es controlada por la permeabilidad del carbón y la habilidad de cada pozo para reducir la presión de las condiciones originales sobre un área a partir del pozo. Sin embargo, debido a la falta de información necesaria sobre el carbón en la zona de Sabinas se recomienda que el espaciamiento se base en 0.33 km^2 (80 acres) por pozo, el cual es suficiente para: [5.2]

- 1) Acelerar la interferencia entre pozos piloto para facilitar la comprensión del área de drene de cada pozo y proveer un indicio del espaciamiento óptimo para el desarrollo total del campo.
- 2) Establecer comunicación de la presión entre pozos piloto en un corto periodo de tiempo.
- 3) Eliminar diferencias significativas de la calidad del carbón en áreas del yacimiento, las cuales ayudará en la evaluación de técnicas alternas para la terminación en cuencas similares.

El espaciamiento final probablemente será cerca de 160 acres por pozo con base en otras cuencas que tienen profundidades y características del carbón similares, por ejemplo, la cuenca sedimentaria del oeste de Canadá y la cuenca el Raton en EUA. [5.2]

5.1.8. Selección de las áreas piloto

Se seleccionó el máximo espesor del carbón y una profundidad alrededor de los 300 metros para las ubicaciones piloto óptimas (**tabla 5-2**). [5.2]

Las áreas (**figura 5-1**) se seleccionan siguiendo el siguiente criterio: [5.2]

- Área piloto 1 – Mejor control cerca de minas con buen espesor y control de la calidad del carbón.
- Área piloto 2 – Similar al área 1 y ubicada ligeramente al sureste. Poca diferencia.
- Área piloto 3 – Más hacia el sur. Mayor riesgo debido a que está más fallada estructuralmente y es compleja, además está aproximadamente 100 metros más profundo. Riesgo potencial de tener pozos separados por fallas.
- Área piloto 4 - Centro de la cuenca a aproximadamente 200 metros más profunda que el área 1 y 2 con carbones ligeramente más delgados.

Área piloto	Profundidad aproximada del carbón (m)
1	±300
2	±250
3	±400
4	±450

Tabla 5-2 Profundidad aproximada del carbón en cada área piloto. Fuente: NSI, 2003.

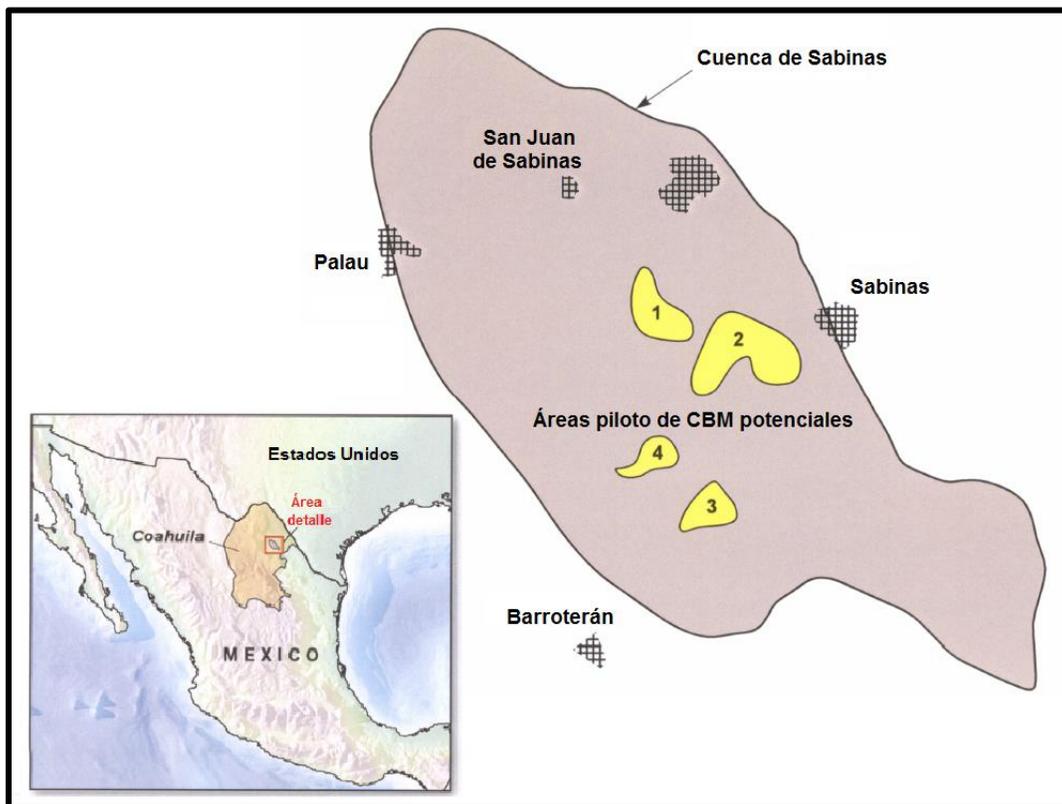


Figura 5-1 Ubicación de las áreas piloto en la Cuenca de Sabinas. Fuente: NSI, 2003.

La ubicación piloto óptima se basaría en el espesor del carbón de las principales capas explotables, comúnmente ubicadas en conjuntos de 3 a 5 metros incluyendo intercalaciones sin carbón. Tres ubicaciones no deberían ser impactadas por circulación, actividades locales de minería y deberían tener suficiente contenido de gas para un desarrollo rentable. El nivel del agua no es una consideración en la selección de la ubicación de las áreas piloto debido a que los carbones están secos al mismo nivel estructural en la mina Esmeralda. Se espera que el espesor del carbón varíe entre 3 a 4 metros. [5.2]

5.1.9. Riesgos técnicos y operativos

En cualquier cuenca emergente de CBM como la Cuenca de Sabinas, existe generalmente un periodo de exploración con respecto a la técnica apropiada de perforación y terminación. Los riesgos incluyen: [5.2]

- 1) Terminación y estimulación de múltiples capas de carbón, lo cual incrementa el riesgo de una falla mecánica o no abrir efectivamente todos los carbones.
- 2) Problemas de producción de partículas muy pequeñas de carbón o problemas asociados con la producción de arenas o con la formación de incrustaciones en el pozo o en el equipo en superficie.
- 3) Daño a los carbones por el uso de fluidos inapropiados de perforación y/o terminación.

5.1.10. Operaciones de perforación

Generalmente la terminación aceptada como óptima en yacimientos de CBM es la terminación con fracturamiento hidráulico. Sin embargo, cuando se entra a una cuenca nueva, se deberían probar varias técnicas de terminación para identificar la técnica más adecuada para el área en particular. [5.2]

El fracturamiento hidráulico es el método más efectivo para crear fracturas largas. Desafortunadamente, en general el carbón es más suave que las rocas que lo rodean, y tiene un gradiente de fractura mucho mayor. Como resultado, se convierte inestable cuando se somete a presiones hidráulicas. Esto provoca un fracturamiento altamente complejo, ya sea un patrón aleatorio siguiendo un camino de las face cleats a las butt cleats, o un camino disperso entre varios cleats adyacentes. [5.2]

El fracturamiento con geles puede causar un daño significativo cuando este sale de la fractura inducida por presión. El filtrado dentro del sistema de cleats es difícil de controlar y casi imposible de remediar. [5.2]

Existen tres factores importantes a considerar en el diseño de un óptimo tratamiento para un yacimiento de CBM: [5.2]

- 1) Mantener la mojabilidad natural de la formación para maximizar el drenado del agua y la reducción de la presión de yacimiento.
- 2) Eliminar el movimiento de partículas muy pequeñas de carbón que pueden obstruir los cleats, así como causar problemas en los equipos.
- 3) Crear fracturas hidráulicas largas y conductivas para incrementar el drene efectivo.

Con base en una conversación con el Grupo Acerero del Norte (GAN), se requieren aproximadamente 2 días para perforar con aire y terminar un pozo típico de venteo del carbón. GAN perfora todos sus pozos, y se coincide en usar aire para perforar debido a la naturaleza inusual y falta de agua en los carbones de Sabinas. Además, introducir agua a la matriz del carbón probablemente tendría consecuencias no deseadas e irreversibles. [5.2]

5.1.11. Recomendaciones para la fase 1 del programa piloto

El programa tendría como objetivo el intervalo de carbón principal (la misma sección que actualmente se está explotando) para reducir riesgos y demostrar las características productivas principales de la capas principales. El intervalo principal puede contener hasta 6 o 7 capas dentro de un intervalo de 3 a 4 metros. [5.2]

Antes de perforar cualquier pozo de prueba, se recomienda recuperar uno o dos núcleos de diámetro de $1\frac{5}{8}$ pulgadas para cada pozo de CBM. Los núcleos serán usados para coleccionar muestras de carbón para obtener la composición del gas, contenido de gas (desorción y adsorción), permeabilidad, y proveer un control de profundidad para las diferentes capas de carbón que se planean encontrar. [5.2]

5.1.12. Opciones de terminación para la fase 1 del programa piloto

5.1.12.1. Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Terminación con agujero descubierto

La opción 1 (figura 5-2) involucra perforar un agujero de $6\frac{5}{8}$ pulgadas usando aire. La tubería de revestimiento de producción se asienta en la cima de la capa de carbón más gruesa. Después se perforará el pozo hasta la profundidad total, exponiendo tantas capas como se haya seleccionado de acuerdo a datos colectados del núcleo. Se debe dejar el pozo en esta configuración de agujero descubierto y comenzar la producción. El objetivo de esta opción será probar la productividad sin fracturamiento, sin cubrir las capas de carbón con cemento o tubería de revestimiento, y exponiendo las secuencias netas. Este será el tipo de terminación “base”. La desventaja obvia de esta opción es que el gas es capaz de fluir a otras capas, pero la mayor desventaja es la exposición máxima de la capa. El costo estimado de esta opción es \$156,324 dólares. [5.2]

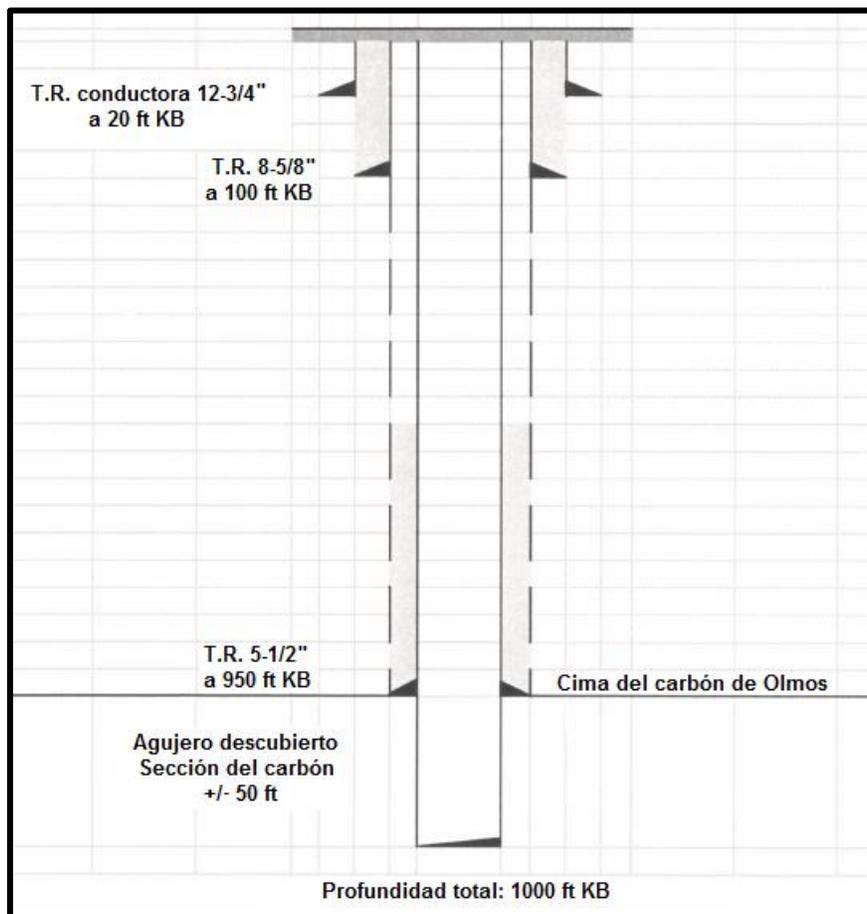


Figura 5-2 Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Terminación con agujero descubierto. Fuente: NSI, 2003.

5.1.12.2. Correr tubería de revestimiento sin cementar – Terminación con disparos

La opción 2 (**figura 5-3**) involucra perforar un agujero de $6\frac{5}{8}$ pulgadas hasta la profundidad total usando aire. La tubería de revestimiento de producción se correrá hasta la profundidad total con un desviador de cemento por encima de la capa de carbón. Se cementará la tubería de revestimiento solamente por arriba de la herramienta desviadora y no a lo largo de las capas de carbón (para minimizar el daño a la permeabilidad a lo largo del intervalo). Después se disparará en las capas de carbón seleccionadas de acuerdo a datos recolectados del núcleo. Esta opción es muy similar a la opción 1, excepto que ahora las capas de carbón están parcialmente detrás de la tubería de revestimiento. Del mismo modo que la configuración de agujero descubierto, el gas es libre de fluir de capa a capa. Esta es la segunda de una continua serie de terminaciones para probar la productividad del carbón contra terminaciones cada vez más complicadas. Comparando esta opción con la opción 1 proporcionará una idea sobre el efecto que la tubería de revestimiento tiene en estos pozos. El costo estimado para esta opción es \$156,324 dólares. [5.2]

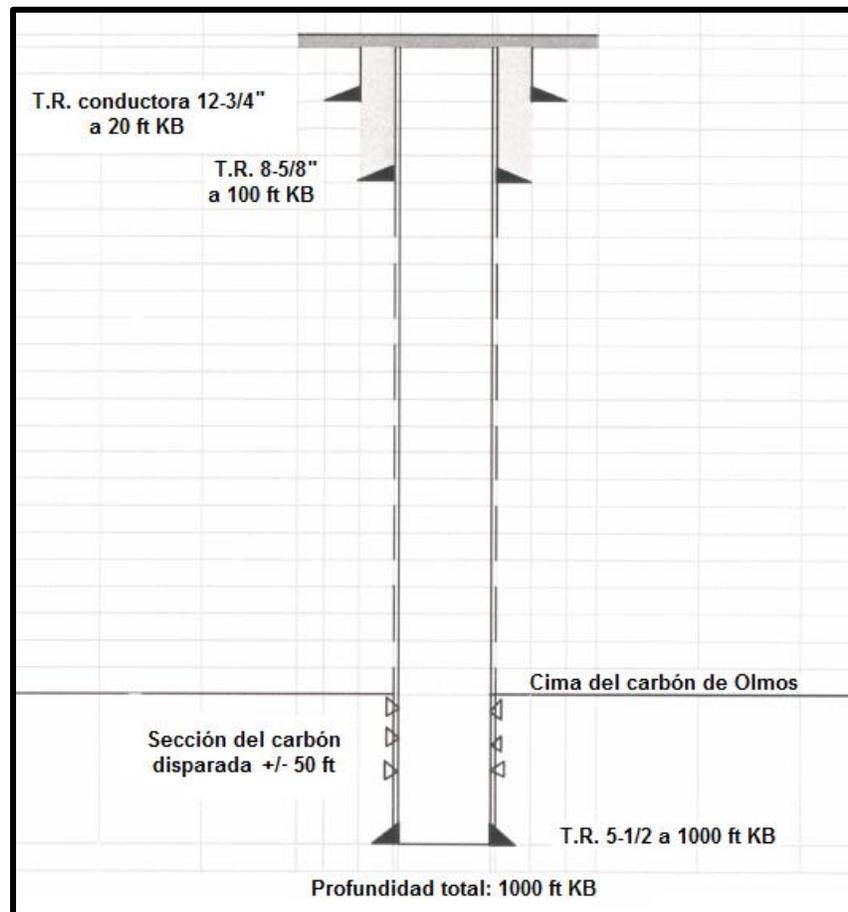


Figura 5-3 Correr tubería de revestimiento sin cementar – Terminación con disparos.

Fuente: NSI, 2003.

5.1.12.3. Tubería de revestimiento expansible sin cemento – Terminación con disparos

La opción 3 (**figura 5-4**) involucra perforar un agujero de $6\frac{5}{8}$ pulgadas hasta la profundidad total usando aire. La tubería de revestimiento de producción se correrá hasta la profundidad total pero sin cementar “directamente” a lo largo de las capas de carbón. En esta opción la tubería de revestimiento será “expandible”, que emplea una tecnología que permite el aislamiento sin el uso de cemento en contacto con las capas de carbón. Después se dispararán las capas de carbón seleccionadas de acuerdo a datos recolectados del núcleo. Esta opción evita que el cemento y el agua entren a la capa de carbón, pero permite el aislamiento de las capas individuales de carbón. La forma como estos pozos fluyan comparados con la opción 1 y 2 determinará si los pozos futuros necesitarán terminarse en capas individuales, o si se pueden combinar múltiples capas. El combinar las capas incrementa la tasa de gas y la comercialidad final. El costo estimado para esta opción es \$185,113 dólares. [5.2]

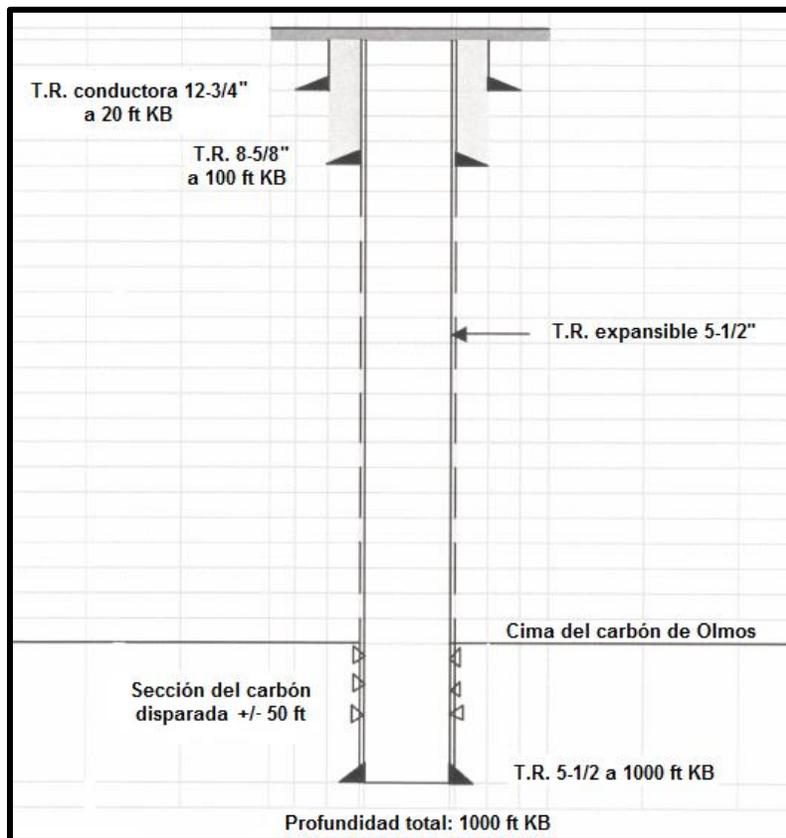


Figura 5-4 Tubería de revestimiento expansible sin cemento – Terminación con disparos.

Fuente: NSI, 2003.

5.1.12.4. Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Agujero descubierto, terminación con fracturamiento con nitrógeno

La opción 4 (**figura 5-5**) involucra perforar un agujero de $6\frac{5}{8}$ pulgadas usando aire. La tubería de revestimiento de producción se asentará en la cima de la capa de carbón más gruesa. Después se perforará el pozo hasta la profundidad total, exponiendo tantas capas como se haya seleccionado de acuerdo a datos de núcleos. Además, el pozo será estimulado por fracturamiento empleando solo nitrógeno. No se mezclará apuntalante con el nitrógeno. La desventaja es la incapacidad de controlar el tratamiento de fracturamiento a una capa específica. Para maximizar la productividad, los tratamientos de fracturamiento de algún tipo son requeridos eventualmente en todo pero en pocos proyectos de CBM, incluso en los pozos análogos del cañón Horseshoe, USA, donde el fracturamiento se requiere para lograr tasas de producción rentables. El costo estimado para esta opción es \$212,993 dólares. [5.2]

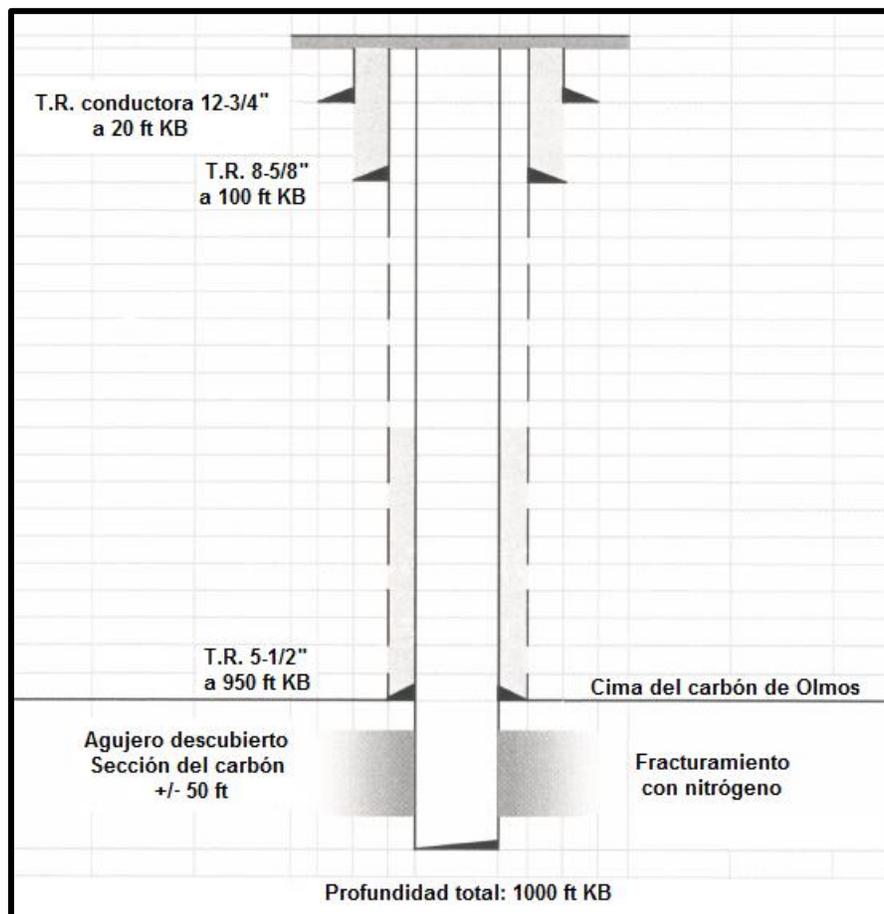


Figura 5-5 Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Agujero descubierto, terminación con fracturamiento con nitrógeno. Fuente: NSI, 2003.

5.1.12.5. Tubería de revestimiento expansible – Terminación con disparos y fracturamiento con nitrógeno

La opción 5 (**figura 5-6**) involucra perforar un agujero de $6\frac{5}{8}$ pulgadas hasta la profundidad total usando aire. La tubería de revestimiento de producción se correrá hasta la profundidad total pero no se cementará “directamente” a lo largo de las capas de carbón; esta tubería será “expandible”. Después se dispararán las capas de carbón seleccionadas de acuerdo a datos de núcleos. El pozo será estimulado por fracturamiento empleando solo nitrógeno. No se mezclará apuntalante con el nitrógeno. La terminación con agujero entubado permitirá tratamientos individuales con fracturamiento. Comparando los resultados de esta opción con las opciones 3 y 4, se obtendrá una idea sobre las características productivas de esta cuenca de carbón y se verá si la productividad es alterada con la tubería de revestimiento o es mejorada con el fracturamiento. El costo estimado para esta opción es \$223,663 dólares. [5.2]

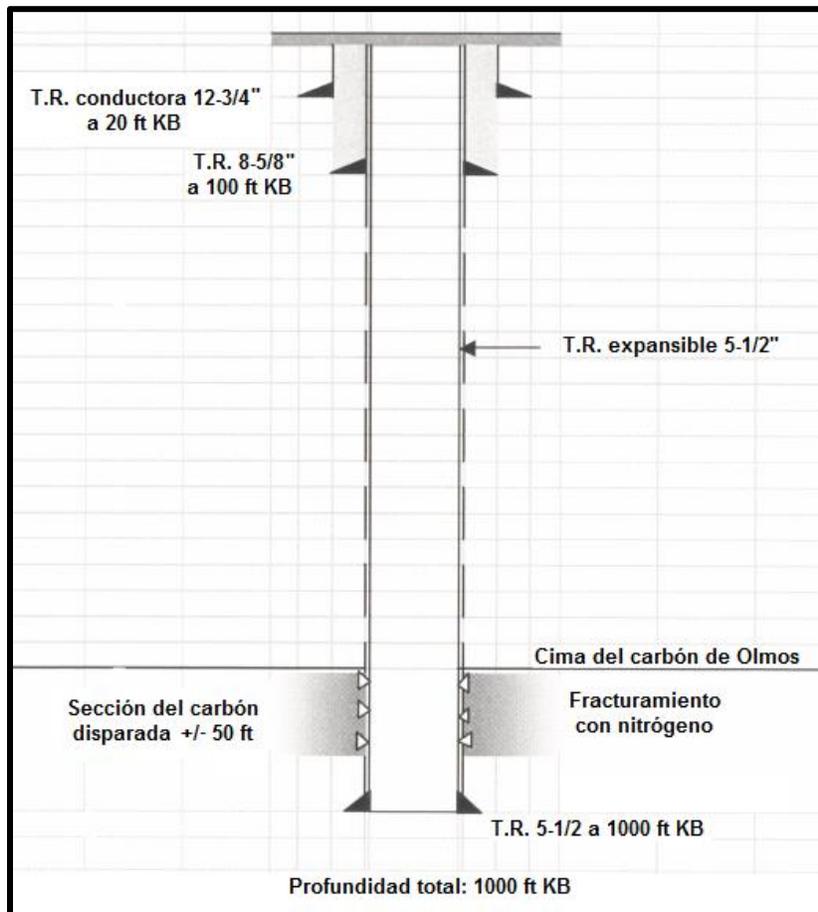


Figura 5-6 Tubería de revestimiento expansible – Terminación con disparos y fracturamiento con nitrógeno. Fuente: NSI, 2003.

5.1.12.6. Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Terminación con cavitación

La opción 6 (**figura 5-7**) involucra perforar un agujero de $6\frac{5}{8}$ pulgadas usando aire. La tubería de revestimiento de producción se asentará en la cima de la capa de carbón más gruesa. Después se perforará el pozo hasta la profundidad total. El pozo será objeto de una serie de operaciones de “cavitación”, donde se inyecta aire al fondo del pozo a una alta velocidad y presión, y rápidamente después fluye de regreso a la superficie sin restricción a altas tasas de flujo. Esta operación provoca que la capa de carbón se deteriore rápidamente alrededor del pozo. La inyección a altas velocidades provoca un aumento en el sistema de cleats existentes, así como “desprendimiento” de los carbones creando una cavidad en el intervalo de carbón. La combinación entre el aumento de los cleats y la cavitación ha mejorado la productividad en otras cuencas de carbón alrededor del mundo mediante la remoción del daño cerca del pozo causado durante la perforación. Esta opción es la más “destruktiva” y puede resultar efectiva en un pozo con baja productividad. Sin embargo, esta opción ha sido particularmente sugerida debido a su aplicación para lograr altas tasas de producción en esta cuenca. Debido a la naturaleza de la terminación, es esencial un equipo capaz de manejar grandes cantidades de aire para tener oportunidad de éxito. El costo estimado para esta opción es \$194,693 dólares. [5.2]

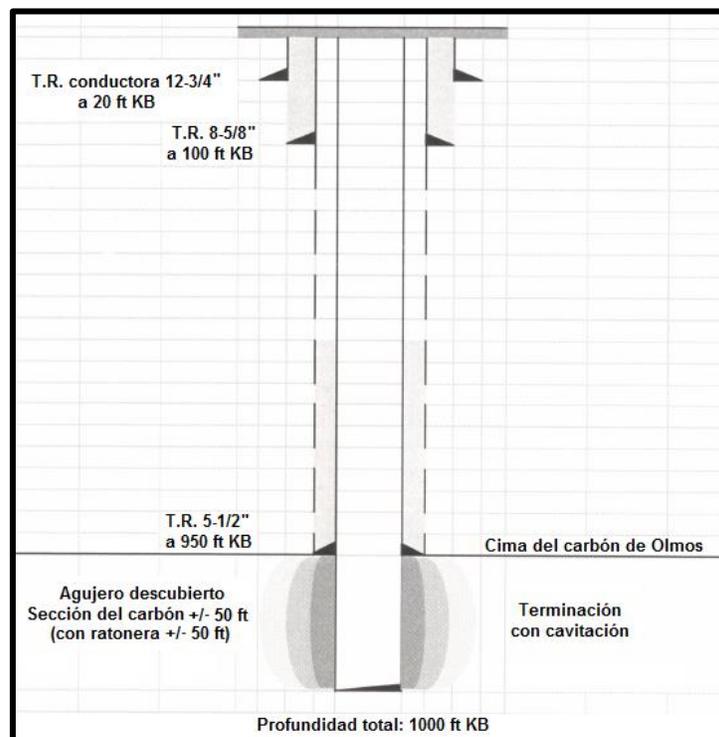


Figura 5-7 Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Terminación con cavitación.

Fuente: NSI, 2003.

5.1.13. Programa de perforación generalizado

La siguiente lista explica, de manera generalizada, el programa de perforación de la opción de terminación 1 (Tubería de revestimiento asentada arriba del carbón – Terminación con agujero descubierto): [5.2]

- 1) Notificar al personal de NSI al inicio de las operaciones. Mover y armar la torre de perforación. Usar BOPE conforme a lo provisto por el contratista, pero al menos un BOPE anular Taurus para 2000 psi. Notificar a las agencias regulatorias necesarias (si es requerido) de la fecha y hora del inicio de la perforación. Obtener muestras de la formación cada 10 ft desde la zapata de la tubería de revestimiento superficial hasta la profundidad total con análisis total del gas. (Los núcleos se obtendrán utilizando un equipo de perforación de núcleos antes de comenzar el pozo piloto).
- 2) Perforar o martillar la tubería de conductora de $12\frac{3}{4}$ pulgadas hasta +/- 20 ft. La tubería puede ser del proveedor local o del inventario de Pemex.
- 3) Perforar con aire un agujero de 11 pulgadas. No es necesaria la recolección de muestras. La profundidad total del agujero será hasta +/- 100 ft; la profundidad total depende de la longitud de la tubería de revestimiento sin cortar.
- 4) Correr tubería de revestimiento de $8\frac{5}{8}$ pulgadas de diámetro externo, 23 #/ft, 8rd, ST&C (rosca redonda de cople corto), desde superficie hasta la profundidad total.
- 5) Cementar la tubería de revestimiento de $8\frac{5}{8}$ pulgadas desde la profundidad total hasta la superficie.
- 6) Esperar fraguado del cemento 8 horas. Probar la tubería de revestimiento a 600 psi. Correr el registro de adherencia del cemento desde la profundidad total hasta la superficie.
- 7) Prepararse para la perforación del agujero de $7\frac{5}{8}$ pulgadas desde la zapata de la tubería de revestimiento.
- 8) Perforar agujero de $7\frac{5}{8}$ hasta 950 ft (o hasta 10 ft menos de la cima de la formación Olmos determinada por núcleos). El geólogo escogerá el punto concreto.
- 9) Correr registros con agujero descubierto. Registrar desde la profundidad total hasta las superficie con herramientas GR-Densidad-Inducción en configuración simple para cubrir la mayor cantidad del agujero descubierto como sea posible.
- 10) Escariar el agujero de $7\frac{5}{8}$ hasta la profundidad total.
- 11) Correr tubería de revestimiento de $5\frac{1}{2}$ pulgadas de diámetro exterior, 15.50 #/ft, 8rd, LT&C (rosca redonda de cople largo) hasta la profundidad total.

- 12) Cementar la tubería de revestimiento de $5\frac{1}{2}$ desde la profundidad total hasta la superficie. Usar el procedimiento recomendado de cementación conforme a lo dispuesto.
- 13) Esperar fraguado del cemento 8 horas y probar la tubería de revestimiento a 600 psi.
- 14) Correr el registro de adherencia del cemento desde la profundidad total hasta la zapata de la tubería de revestimiento.
- 15) Perforar agujero de $4\frac{1}{2}$ pulgadas a través de la profundidad total a +/- 1000 ft (a través del intervalo de carbón hasta la profundidad predeterminada). Condiciones de pozo.
- 16) Instalar cabezal y cerrar el pozo y esperar nuevas condiciones.
- 17) Proveer todos los reportes y registros al personal de NSI. Las copias y reportes serán distribuidas al personal designado de PEP.
- 18) Limpiar la ubicación del pozo.

5.1.14. Fase 2 del programa piloto

Aunque no se incluye como un objetivo en la fase piloto 1 del programa piloto, las perforaciones futuras adicionales deberían: [5.2]

- Definir la sensibilidad de los carbones de Olmos para perforar con fluidos (lodo, agua, etc.) en comparación con la perforación con aire.
- Investigar la factibilidad de perforación desviada u horizontal.

Un segundo grupo de pozos, fase 2, podría recomendarse para perforar en una fecha posterior. Estos pozos serían con más tecnología, orientados en que un número de diferentes operaciones y con mayor riesgo serían propuestas. Por ejemplo, el uso de espumas con nitrógeno, el uso de apuntalantes durante la estimulación con fracturamiento, perforar con agua, e intentar cementar la tubería de revestimiento directamente a través de las capas de carbón para evaluar terminaciones óptimas futuras. También se propone probar terminaciones múltiples para obtener algunos datos de rentabilidad relativa en capas individuales. El intervalo bruto puede ser de hasta 30 metros con 10 o más capas individuales de carbón. [5.2]

Dependiendo del resultado de la fase 1 (y también la fase 2, si fuera aplicable) del programa piloto, una decisión podría ser eventualmente iniciar el desarrollo completo, aunque esto requerirá mayor infraestructura para soportar el programa de desarrollo completo. [5.2]

5.1.15. Consideraciones en la comercialización del gas

Se recomienda que una de las consideraciones sea colocar un ducto temporal para conectar los pozos pilotos de CBM. El ducto podría construirse de PVC para alta presión hasta tener uno más permanente construido bajo tierra. El ducto temporal no solo minimiza el tiempo para tener el gas en el mercado, sino que también permite una perspectiva mayor respecto a la disminución de la producción de CBM antes de comprometer un gran capital en ductos. [5.2]

5.2. Aportaciones del Capítulo

En este capítulo se tiene un caso práctico en un yacimiento de CBM, el cual fue de gran utilidad a pesar de que ya tiene varios años de haberse realizado. La característica principal de este caso práctico es que es un programa piloto donde no se tiene mucho conocimiento de la cuenca y por lo cual se deben ir buscando técnicas que vayan siendo más adecuadas y más rentables para la Cuenca de Sabinas.

En esta cuenca se aplicaron las técnicas de fracturamiento con gas, las cuales fueron debido a que la Cuenca de Sabinas era un caso especial, ya que no contenía agua como la gran mayoría de los yacimientos de CBM en el mundo. Las técnicas aplicadas eran para no dañar la formación, aunque para una fase posterior del programa y con mayor información se podría analizar el uso de espumas con nitrógeno o el uso de agua para fracturar, cuidando la rentabilidad del proyecto.

Se incluyó el programa de perforación generalizado para una de las opciones, el cual es similar al de las otras opciones, salvo por algunas excepciones. Además, el programa sirve como base para conocer cómo son los procesos de perforación y terminación de un pozo de CBM.

Conclusiones

Este trabajo muestra a los yacimientos de CBM como una opción importante dentro de los yacimientos no convencionales debido a la calidad de gas, su aplicación, además de que reduce los riesgos en la minería y el desarrollo comercial del CBM es un paso positivo para el ambiente a nivel mundial.

Como se menciona en el primer capítulo, la evolución de las fuentes de energía primarias ha ido de las más contaminantes a las más limpias, siendo el gas natural de las más limpias, por lo que se puede decir que explotar los yacimientos de CBM representa un gran avance para el medio ambiente, además de su aplicabilidad del gas natural, y que como se ha visto, puede ser convertido en un combustible líquido ultralimpio que es mucho más eficiente.

Se observaron las propiedades más importantes y que afectan la productividad de un yacimiento de CBM. Así como las características únicas de estos yacimientos, entre las cuales destaca que inicialmente las fracturas del yacimiento se encuentran llenas de agua y es necesario primero drenar esa agua para permitir la liberación del metano y empezar su producción. Aunque puede haber excepciones en las cuales no se tenga agua al momento de iniciar un proyecto de CBM, lo cual puede ser debido a que ya se haya drenado el agua con anterioridad durante las operaciones de minería.

Otro punto importante es la metodología de extracción del metano, la cual puede ser antes o después de la minería. Aunque lo más adecuado es la extracción antes de comenzar con la minería para minimizar los riesgos que conlleva la extracción del carbón.

Se desarrollan las técnicas de terminación, las cuales pueden incluir agujero descubierto, agujero entubado, pozos horizontales, pozos multilaterales, pozos de radio ampliado, pozos aplicando el proceso de cavitación y con fracturamiento hidráulico, ya sea en una capa o en múltiples capas de carbón. Y dependiendo las características del yacimiento se elegirá la opción adecuada de terminación.

Dado que la extracción de las reservas requiere nuevos métodos o tecnologías que permitan incrementar la rentabilidad de un proyecto de extracción de CBM, se trabaja en la aplicación de nuevas técnicas o incluso técnicas que primero se desarrollaron para yacimientos de aceite. Las cuales permitirán incrementar la producción cuidando la rentabilidad de los proyectos de CBM.

Dentro de los métodos y tecnologías que se emplean para incrementar la producción de CBM se encuentra el fracturamiento, el cual puede ser con agua, geles, espumas, ácidos, gas o combinaciones entre algunos de éstos. Lo cual permite el drenado del agua y elevar las tasas de producción del gas haciendo rentable la extracción.

Otro de los métodos importantes para incrementar la producción es la inyección de dióxido de carbono y/o nitrógeno. El dióxido de carbono puede reemplazar al metano debido a que el carbón tiene preferencia de adsorción al dióxido de carbono permitiendo una mayor producción de metano. Y para el caso del nitrógeno, éste puede desplazar el metano.

Sin embargo, aún falta un gran camino por recorrer y buscar nuevos métodos y tecnologías que permitan incrementar la producción de estos yacimientos cuidando la rentabilidad. Ya que como se ha visto en el caso de la estimulación térmica, esta puede aumentar la producción pero es muy costosa para la efectividad que tiene. Por lo que se tienen que buscar otras opciones.

Finalmente, se puede remarcar la importancia que tiene el gas natural en nuestra vida diaria, ya que es una de las fuentes de energía más limpias, seguras y útiles. Por lo que explotar este tipo de yacimientos en representa en cierta medida un paso positivo para el medio ambiente, mientras se cubre la demanda de gas natural.

Bibliografía

- **Capítulo 1**

- [1.1] “Coalbed methane: Principles and practices”, Halliburton Company, 2008.
- [1.2] Barker, G., “CBM Geology & Well Design”, 5th Annual CBM & Unconventional Gas Conference, RISC, June 27, 2012.
- [1.3] Úbeda, J. M., “Coalbed Methane (CBM) = Gas Metano del Carbón (GMC)”, conferencia SPE, MFG Oil & Gas S.A., Buenos Aires, Argentina, junio 28, 2008.
- [1.4] Al-Jubori, A., Johnston, S., Boyer, C., Lambert, S. W., Bustos, O. A., Pashin, J. C., Wray, A., “Coalbed Methane: Clean Energy for the World”, Oilfield Review, Summer 2009.
- [1.5] Wang, H., Merry, H., Amorer, G., and Kong, B., “Enhance Hydraulic Fractured Coalbed Methane Recovery by Thermal Stimulation”, SPE-175927-MS, SPE/CSUR Unconventional Resources Conference, Calgary, Canada, October 20-22, 2015.
- [1.6] Holditch, S. A., “Grandes expectativas para el gas natural”, Oilfield Review, Schlumberger, Invierno 2003/2004.
- [1.7] “Un dinámico Mercado global del gas”, Oilfield Review, Schlumberger, Invierno 2003/2004.
- [1.8] Anderson, J., Simpson, M., Basinski, P., Beaton, A., Boyer, C., Bulat, D., Ray, S., Reinheimer, D., Schlachter, G., Colson, L., Olsen, T., John, Z., Khan R., Low N., Ryan B., and Schoderbek D., “Producción de gas natural a partir del carbón”, Oilfield Review, Schlumberger, Invierno 2003/2004.
- [1.9] “Conversión de gas natural a líquidos”, Oilfield Review, Schlumberger, Invierno 2003/2004.
- [1.10] “Coal Bed Methane (Gas metano asociado a las capas de carbón)”, Pemex Exploración y Producción.
- [1.11] “Coalbed Methane Gas: From Miner’s Curse to Valuable Resource”, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, 1998.
- [1.12] “BP Energy Outlook”, British Petroleum, 2016.
- [1.13] Schlumberger glossary: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

[1.14] “Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos”, artículo 27, Diario Oficial de la Federación, México, 5 de febrero de 1917.

[1.15] “Ley de Hidrocarburos”, artículo 27, Diario Oficial de la Federación, México, 11 de agosto de 2014.

- **Capítulo 2**

[2.1] “Coalbed methane: Principles and practices”, Halliburton company, 2008.

[2.2] “Water Produced with Coal-Bed Methane”, Fact Sheet FS-156-00, USGS, November, 2000.

[2.3] Wang, H., Merry, H., Amorer, G., and Kong, B., “Enhance Hydraulic Fractured Coalbed Methane Recovery by Thermal Stimulation”, SPE-175927-MS, SPE/CSUR Unconventional Resources Conference, Calgary, Canada, October 20-22, 2015.

[2.4] Anderson, J., Simpson, M., Basinski, P., Beaton, A., Boyer, C., Bulat, D., Ray, S., Reinheimer, D., Schlachter, G., Colson, L., Olsen, T., John, Z., Khan R., Low N., Ryan B., and Schoderbek D., “Producción de gas natural a partir del carbón”, Oilfield Review, Schlumberger, Invierno 2003/2004.

[2.5] McCulloch, M. D., and Jeran, P. W., “Cleats in Bituminous Coalbeds”, Report of Investigations 7910, Pittsburgh Mining and Safety Research Center, Pittsburgh, Pennsylvania, 1974.

[2.6] Caineng, Z., Rukai, Z., Shizen, T., Lianhua, H., Xuanjun, Y., Song Y., Jiayu N., Dazhong, D., Shaobo, L., Lingzhi, J., Shejiao, W., and Gousheng, Z., “Unconventional petroleum geology”, Elsevier, 2013.

[2.7] Scott, A. R., Kaiser, W. R., and Ayers, W. B., Jr., “Thermogenic and secondary biogenic gases, San Juan Basin, Colorado and New Mexico - Implications for coalbed gas producibility”, AAPG Bulletin, V. 78, No. 8, August, 1994, pp. 207 -222

[2.8] Olsen, T. N., Brenize, G., and Frenzel, T., “Improvement Processes for Coalbed Natural Gas Completion and Stimulation”, SPE-84122, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, October 5-8, 2003.

[2.9] Ryan, B., and Mannhardt, K., “Diffusivity and Diffusion Coefficients of Anthracite”, Paper 0703, International Coalbed Methane Symposium, Tuscaloosa, Alabama, May 22-25, 2007.

[2.10] Úbeda, J. M., "Coalbed Methane (CBM) = Gas Metano del Carbón (GMC)", Conferencia SPE, MFG Oil & Gas S.A., Buenos Aires, Argentina, junio 28, 2008.

[2.11] Singh, A. and Singh, B. D., "Methane gas: An unconventional energy resource", Curr. Sci., v.76, pp. 1546-1553, 1999.

[2.12] "Coal-Bed Methane: Potential and Concerns", Fact Sheet FS-123-00, USGS, October, 2000.

[2.1.1] McKee, C. R., Bumb, A. C., and Bell, G. J.: "Effects of Stress-Dependent Permeability on Methane Production from Deep Coalseams", SPE-12858, Unconventional Gas Recovery Symposium, Pittsburgh, Pennsylvania, May, 1984.

[2.1.2] Kuuskraa, V. A., and Wyman, R. E., "Deep Coalseams: An Overlooked Source for Long-Term Natural Gas Supplies", SPE-26196, SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Canada, June 28-30, 1993.

[2.1.3] Gray, I., "Reservoir Engineering in Coalseams Part 1: The Physical Process of Gas Storage and Movement in Coalseams", SPERE, February, 1987.

[2.1.4] McElhiney, J.E., Koenig, R.A., and Schraufnagel, R.A., "Evaluation of CBM Reserves Involves Different Techniques", Oil & Gas Journal, Vol. 87, No. 44, pp. 63-72, October, 1989.

- **Capítulo 3**

[3.1] "Coalbed methane: Principles and practices", Halliburton company, 2008.

[3.2] Caballero J., "Drilling and Completion Technique Selection for Coalbed Methane Wells", IPTC-17153-MS, International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, March 26-28, 2013.

[3.3] Anderson, J., Simpson, M., Basinski, P., Beaton, A., Boyer, C., Bulat, D., Ray, S., Reinheimer, D., Schlachter, G., Colson, L., Olsen, T., John, Z., Khan R., Low N., Ryan B., and Schoderbek D., "Producción de gas natural a partir del carbón", Oilfield Review, Schlumberger, Invierno 2003/2004.

[3.4] Kumar, H., and Mathews, J., "An Overview of Current Coalbed Methane Extraction Technologies", Department of Energy and Mineral Engineering & The EMS Energy Institute, Pennsylvania, USA.

[3.5] "Completion and Stimulation Considerations for Coalbed Methane Reservoirs", Coalbed Methane Seminar Calgary, Schlumberger, Alberta, Canada, July 6, 2000.

- [3.6] “Logging solutions for optimizing field development”, Schlumberger, 2009.
- [3.7] Palmer, I., Lambert S., and Spitler J., “Coalbed Methane Well Completions and Stimulations”, Paper AAPG, Vol. SG 38, Tulsa, Oklahoma, 1993.
- [3.8] Palmer, I., “Coalbed Methane Well Completions and Production: Field Data, Best Practices, New Aspects”, pre-symposium short course, International Coalbed Methane Symposium, Tuscaloosa, Alabama, May 22, 2007.
- [3.9] “Multi-Seam Well Completion Technology: Implications for Powder River Basin Coalbed Methane Production”, contract No. DOE/NETL/1193, U.S. Department of Energy (DOE), September, 2003.
- [3.10] Palmer, I., and Cameron, J., “Coalbed Methane Completions: Update on Recent Practices”, Coalbed Methane Symposium, Calgary, Canada, April 7-9, 2003.
- [3.11] Mutalik, P. N., and Magness, W. D., “Production Data Analysis of Horizontal Wells in Arkoma Basin”, Paper 103206, SPE Annual Technical Conference, San Antonio, Texas, September 24-27, 2006.
- [3.12] “Guía de diseño para disparos de producción”, Pemex UPMP, México, 2008a.
- [3.13] “Guía de diseño para empacadores de producción”, Pemex UPMP, México, 2008b.
- [3.14] Garaicochea, F., y Benitez, M. A., “Apuntes de terminación de pozos”, Facultad de ingeniería, UNAM, México.
- [3.15] Manrique, J. F., Poe, B. D., and England K. W., “Producción, Optimización, y Gerenciamiento Práctico de Yacimientos de Gas Metano de Carbón”, Production and Operations Symposium, Oklahoma, USA, March 24-27, 2001.
- [3.16] Smithson, T., “Detonación para inducir el flujo de fluidos”, Oilfield Review, Vol. 24, No. 1, Schlumberger, Spring 2012.
- [3.20] Barker, G., “CBM Geology & Well Design”, 5th Annual CBM & Unconventional Gas Conference, RISC, June 27, 2012.
- [3.21] Fraija, J., Ohmer, H., Pulick, T., Jardon, M., Kaja, M., Páez, R., Sotomayor, G., Umudjoro, K., “Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales”, Oilfield Review 14, No. 3, Invierno 2002/2003, pp. 56-75.
- [3.22] Schlumberger glossary: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

- **Capítulo 4**

- [4.1] “Coalbed methane: Principles and practices”, Halliburton company, 2008.
- [4.2] Xing ,G., Guo, F., Song, C., Sun, Y., Yu, J., Wang, G., “Fishbone Well Drilling and Completion Technology in Ultra-thin Reservoir”, SPE-155958-MS, IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Tianjin, China, July 9-11, 2012.
- [4.3] Wang, H., Merry, H., Amorer, G., and Kong, B., “Enhance Hydraulic Fractured Coalbed Methane Recovery by Thermal Stimulation”, SPE-175927-MS, SPE/CSUR Unconventional Resources Conference, Calgary, Canada, October 20-22, 2015.
- [4.4] Mitariten, M., “Molecular Gate Adsorption Systems for the Removal of Carbon Dioxide and/or Nitrogen from Coalbed and Coal Mine Methane”, Western States Coal Mine Methane Recovery and Use Workshop, Two Rivers Convention Center, Grand Junction, CO, 19-20 April, 2005.
- [4.5] Van Bergen F., “Enhanced Coal Bed Methane Recovery with CCS: Limitations and Possibilities”, TNO presentation, 2011.
- [4.6] “Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs”, Contract No. EPA.816-R-04, Environmental Protection Agency (EPA), Washington, D.C., June, 2004.
- [4.7] “North American Coalbed Methane Resource Map”, Gas Technology Institute, GTI-01/0165, 1 sheet, 2001.
- [4.8] Holditch, S. A., Ely, J. W., Carter, R. H., and Semmelbeck, M. E., “Coal Seam Stimulation Manual”, Contract No. 5087-214-1469, Gas Research Institute, Chicago, April, 1990.
- [4.9] Li, W., Xue, Z., “A Review of gas fracturing Technology”, SPE-58980-MS, SPE International Petroleum Conference and Exhibition, Villahermosa, México, February 1-3, 2000.
- [4.10] Priskila, L. M., “Evaluation of Fishbone Lateral Stimulation. A Simulation Study”, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, 2014.
- [4.11] Jadhav M. V., “Enhanced Coalbed Methane Recovery Using Microorganisms”, SPE-105117-MS, SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, March 11-14, 2007.

- **Capítulo 5**

[5.1] Contrato: “Justificación técnica para la contratación de servicios de estimación de carbón existente en la Cuenca de Sabinas”, Consejo de Recursos Minerales (CRM)”, Pemex E&P, Subdirección de Planeación y Evaluación, Propuesto por Dr. Luis Ramos Martinez, México, Marzo, 2003.

[5.2] Contract 410213859: “Selection and design of coalbed methane pilot project”, Netherland Sewell International (NSI), Sabinas Basin, Coahuila, México, October 29, 2003.