



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

*"Técnicas de balance de materia para
yacimientos de metano en capas de carbón
(CBM) y shale gas con entrada limitada de
agua"*

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN

**Hernández Prieto Luis Enrique
Ortiz Díaz Mauricio Álvaro Iván**

Director de tesis
Ing. Mario Becerra Zepeda

Mexico, D.F., Ciudad Universitaria, 2015





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Contenido

Abstract	1
Resumen.....	2
1 Introducción a los yacimientos no convencionales.....	3
1.1 Antecedentes	3
1.2 Concepto y tipos de acumulaciones continuas no convencionales de hidrocarburos ...	3
1.2.1 Concepto de acumulación continua no convencional de hidrocarburos.....	3
1.2.2 Tipos de acumulaciones continuas de hidrocarburos.....	4
1.3 Génesis y características de acumulaciones continuas no convencionales de hidrocarburos.....	4
1.3.1 Características críticas.....	5
1.3.1.1 Extensa roca generadora y generación continua de hidrocarburos	6
1.3.1.2 Yacimientos compactos ampliamente distribuidos	8
1.3.1.3 Acumulación continua de hidrocarburos.....	8
1.3.1.4 Tecnologías clave de desarrollo	10
1.4 Origen, distribución, y evolución de las acumulaciones continuas de hidrocarburos..	11
1.4.1 Acumulaciones sin presencia de una definición de trampa obvia.....	12
1.4.2 Proceso de acumulación continua	12
1.4.3 Acumulación en un espacio continuo	13
1.4.4 Proceso continuo de explotación.....	13
1.5 Diferencias entre las acumulaciones continuas típicas de hidrocarburos	15
2 Shale Gas	19
2.1 Connotación del shale gas.....	20
2.1.1 Tipos y génesis del shale gas	20
2.1.1.1 Tipos de lutita.....	20
2.1.1.2 Ambiente de depósito de las lutitas orgánicamente ricas.....	22
2.1.2 Connotación y características del shale gas.....	22
2.1.2.1 Connotación del shale gas.....	22
2.1.2.2 Características básicas del shale gas	23
2.1.2.2.1 Integración roca fuente y yacimiento, etapa temprana de la formación del yacimiento y acumulación continua de hidrocarburos.....	24

2.1.2.2.2	Límites de trampa no definidos y buen sello necesario para la acumulación de hidrocarburos.....	26
2.1.2.2.3	Yacimiento compacto dominado por poros de escala nano.....	27
2.1.2.2.4	Dos patrones de ocurrencia (gas adsorbido y gas libre)	28
2.1.2.2.5	Gran área continua de distribución del shale gas, con grandes recursos potenciales... ..	31
2.1.2.2.6	Mecanismo especial de producción.....	33
2.1.2.2.7	Relación de recuperación variable	33
2.1.2.2.8	Bajo ciclo de producción en pozos individuales y largo ciclo de producción en el campo.....	34
2.2	Características de los yacimientos en lutita	34
2.2.1	Composición mineral de la roca.....	35
2.2.2	Características de la porosidad, permeabilidad, y microfracturas en los yacimientos en lutita.... ..	36
2.2.2.1	Características de porosidad y permeabilidad.....	36
2.2.2.2	Microfracturas.....	37
2.2.3	Propiedades gasíferas de los yacimientos en lutita	38
2.2.4	Estándares de evaluación para yacimientos en lutita.....	39
2.3	Generación y distribución del shale gas.....	39
2.3.1	Abundancia de la materia orgánica.....	40
2.3.2	Tipos de materia orgánica.....	41
2.3.3	Madurez de la materia orgánica	42
2.3.4	Espesor efectivo de la lutita	43
2.3.5	Propiedad gasíferas.....	44
2.3.6	Composición mineral.....	44
2.3.7	Porosidad, características de permeabilidad, y microfracturas.....	45
2.4	Potencial de exploración de shale gas	45
2.4.1	Estado actual de la exploración y desarrollo de shale gas	46
2.4.1.1	Estado actual en Norte América.....	46
2.4.1.2	Exploración y estado de desarrollo de shale gas en México.....	47
2.4.2	Potencial de los recursos de shale gas en México	51
2.4.2.1	Cuenca de Burgos.....	54
2.4.2.1.1	Marco geológico.....	54

2.4.2.1.2	Propiedades del yacimiento	56
2.4.2.1.3	Evaluación de los recursos	57
2.4.2.1.4	Actividad reciente.....	57
2.4.2.2	Cuenca de Sabinas.....	58
2.4.2.2.1	Marco geológico	58
2.4.2.2.2	Propiedades del yacimiento	59
2.4.2.2.3	Evaluación de Recursos	60
2.4.2.3	Cuenca de Tampico	60
2.4.2.3.1	Marco geológico	60
2.4.2.3.2	Propiedades del yacimiento	61
2.4.2.3.3	Evaluación de recursos.....	61
2.4.2.3.4	Actividad reciente.....	61
2.4.2.4	Plataforma de Tuxpan (Lutitas Pimienta y Tamaulipas).....	61
2.4.2.4.1	Marco Geológico	61
2.4.2.4.2	Propiedades del yacimiento (área prospectiva).....	62
2.4.2.4.3	Evaluación de recursos.....	62
2.4.2.4.4	Actividad reciente.....	63
2.4.2.5	Cuenca de Veracruz (lutita Maltrata)	63
2.4.2.5.1	Marco geológico	63
2.4.2.5.2	Propiedades del yacimiento	63
2.4.2.5.3	Evaluación de recursos.....	64
2.4.2.5.4	Actividad reciente.....	64
3	Metano en capas de carbón (CBM).....	67
3.1	Generación del metano en capas de carbón.....	68
3.1.1	El concepto de hidrocarburo formado a partir de carbón	68
3.1.2	Composición sustancial del carbón y de los hidrocarburos formados a partir de él.....	69
3.1.3	Proceso de carbonificación	73
3.1.4	Cinética de la generación de hidrocarburos en rocas carboníferas.....	75
3.2	Características geológicas de los yacimientos de carbón	77
3.2.1	Sistema de poros en yacimientos de carbón	78
3.2.1.1	Clasificación de los poros en yacimientos de carbón.....	78
3.2.1.2	Descripción cuantitativa de los poros de carbón	80

3.2.1.3	Factores de influencia en los poros de carbón.....	81
3.2.2	Sistema de micro fisuras y permeabilidades de yacimientos de carbón	82
3.2.2.1	Clasificación de los sistemas de fracturas en los yacimientos de carbón	82
3.2.2.2	Los factores de impacto para la formación de un sistema de fracturas en un yacimiento de carbón.....	84
3.2.2.3	Permeabilidad de los yacimientos de carbón	85
3.3	Estado de ocurrencia del metano en capas de carbón y mecanismos de producción .	86
3.3.1	Estado de ocurrencia del metano en capas de carbón	86
3.3.1.1	Estado de adsorción	87
3.3.1.2	Estado disuelto	91
3.3.1.3	Estado libre.....	93
3.3.2	Mecanismo de producción del metano en capas de carbón	94
3.3.2.1	Mecanismo de desorción	95
3.3.2.2	Mecanismo de difusión	96
3.3.2.3	Mecanismo de filtración.....	97
3.4	Formación y distribución del metano en capas de carbón	97
3.4.1	Repercusiones del metano en capas de carbón y sus límites	97
3.4.2	Características geo-químicas del metano en capas de carbón	100
3.4.3	Proceso evolutivo de la generación del metano en capas de carbón.....	102
3.4.4	Regla de distribución del metano en capas de carbón	105
3.5	Evaluación y selección de recursos de metano en capas de carbón.....	107
3.5.1	Evaluación de recursos de metano en capas de carbón	107
3.5.2	Distribución de los recursos de metano en capas de carbón en México.....	107
3.5.3	Candidatos para la exploración de metano en capas de carbón en México.....	108
4	Balance de Materia en yacimientos convencionales	116
4.1	Métodos volumétricos	116
4.2	Ecuación de balance de materia	122
4.2.1	Mecanismos de empuje.	123
4.2.2	Deducción de la ecuación de balance de materia.....	126
4.3	Yacimientos volumétricos de gas seco.....	131
4.4	Yacimientos de gas seco con entrada de agua.....	135
4.5	Yacimientos Volumétricos de Gas Geopresurizados.....	141

4.5.1	Estimación del volumen original in-situ cuando la compresibilidad promedio de la formación es conocida (Lee & Wattenbarger, 1996).....	144
4.5.2	Estimación del volumen original in-situ cuando la compresibilidad promedio de la formación no es conocida (Roach, 1981).....	147
4.6	Yacimientos volumétricos de gas y condensado.....	151
4.6.1	Ecuación de Balance de materia para yacimientos de gas y condensado sin vaporización del agua congénita (Lee & Wattenbarger, 1996)	152
4.6.2	Ecuación de Balance de materia para yacimientos de gas y condensado con vaporización del agua congénita.....	156
4.6.3	Ecuación de Balance de materia para yacimientos de gas y condensado con abatimiento de presión por arriba del punto de rocío (Lee & Wattenbarger, 1996)	158
4.6.4	Ecuación de Balance de materia para yacimientos de gas y condensado con abatimiento de presión por abajo del punto de rocío (Lee & Wattenbarger, 1996).....	160
5	Balance de materia en yacimientos no convencionales	166
5.1	Antecedentes	166
5.2	Yacimientos en capas de carbón y lutitas	167
5.3	Ecuaciones de balance de materia.....	169
5.4	Solución de la ecuación de balance de materia para yacimientos no convencionales.....	170
5.5	Ejemplos ilustrativos	171
	Conclusiones y recomendaciones	184
	Apéndice A	185
	Apéndice B	190
	Apéndice C.....	191
	Apéndice D	192

Lista de figuras

Figura 1-1. Modelo de distribución de las diferentes acumulaciones no convencionales de hidrocarburos. (Zou, 2014).....	6
Figura 1-2. Comparación de mecanismos de acumulación de hidrocarburos convencionales y no convencionales. (Zou, 2014).....	11
Figura 1-3. Productividad de gas después de diferentes etapas de terminación (fracturamiento), gas de lutita en la cuenca Barnett, Estados Unidos. (Zou, 2014).....	15
Figura 2-1. Perfil del modelo de distribución de un yacimiento no convencional continuo de gas (Zou, 2014).....	27
Figura 2-2. Tipos de poros de un yacimiento de lutita (mejorado de Loucks et al., 2009).....	29
Figura 2-3. Croquis de distribución del metano en la lutita (Zou, 2014).....	30
Figura 2-4. Modelo de adsorción, condensación, e histéresis del metano en microporos y mesoporos (Zou, 2014).....	31
Figura 2-5. Relación entre el contenido de gas adsorbido y gas libre en los yacimiento de lutita, Estados Unidos (Zou, 2014).....	31
Figura 2-6. Mecanismo de formación del gas de lutita y modelo de saturación del yacimiento (Zou, 2014).....	36
Figura 2-7. Relación entre la cantidad gasífera y la abundancia de materia orgánica (COT) en la lutita Barnett (Jarvie, 2004, citado en Jarvie et al., 2007).....	39
Figura 2-8. Relación entre el TOC y el potencial de generación de hidrocarburos residuales en lutitas gasíferas de América del Norte (de Core Lab, 2006).....	43
Figura 2-9. Histograma para la composición mineral de la producción de gas de lutita en los Estados Unidos (Zou, 2014).....	46
Figura 2-10. Mapa de la situación mundial para la exploración y desarrollo de gas de lutita (modificado a partir de Kuuskraa et al., 2009).....	47
Figura 2-11. Cuencas de gas de lutita en México (PEMEX, 2011).....	48
Figura 2-12. Sección transversal de los objetivos de gas de lutita en el este de México (Escalera Alcocer, 2012).....	52
Figura 2-13. Mapa de identificación del potencial de gas de lutita en México (PEMEX, 2012).....	53

Figura 2-14. Estratigrafía de las rocas del Jurásico y Cretácico en la cuenca del golfo de México, en México y Estados Unidos. (Modificada de Quezada-Muneton, 1989).....	55
Figura 3-10. Tipos de querógeno y camino evolutivo, gráfica de Van Krevelen (mejorada de Levine, 1987). I-IV representan los tipos de querógeno.....	71
Figura 3-2. Tasas simuladas de generación de hidrocarburos por la evolución térmica de exinita (mejorada de Liu et al., 2000).....	73
Figura 3-3. Tasas simuladas de generación de hidrocarburos por la evolución térmica de la vitrinita A (a) y vitrinita B (b) (mejorada de Liu et al., 2000).....	73
Figura 3-4. Procesos evolutivos de dos tipos diferentes de carbón (después de Lavine, 1993).....	74
Figura 3-5. División de etapas de carbonización (después de Qin y Zeng, 1996).....	75
Figura 3-6. Modelo geométrico de un yacimiento de carbón (después de Su y Lin, 2009).....	78
Figura 3-7. Curva de adsorción isotérmica del carbón con diferentes R_o a 45 centígrados (mejorada de Ma, 2003).....	89
Figura 3-8. Relación entre el volumen de Langmuir y el metamorfismo de carbón de muestras de carbón en base seca (Song et al., 2005a).....	89
Figura 3-9. Relación entre el volumen de Langmuir y el metamorfismo del carbón de muestras de carbón en equilibrio con agua de (Song et al., 2005a).....	90
Figura 3-10. Relación entre el volumen de Langmuir y la humedad (mejorada de Su et al., 2001).....	90
Figura 3-11. Relación entre el volumen de Langmuir y el contenido de vitrinita (mejorado de Crodale et al., 1998).....	92
Figura 3-12. Curvas de adsorción isotérmica a diferentes temperaturas (mejorado de Su et al., 2001).....	93
Figura 3-13. Diagrama esquemático de la producción de metano en capas de carbón: desorción-difusión-flujo Darcyano (Zou, 2014).....	95
Figura 3-14. Diagrama esquemático de la evolución del metano en capas de carbón y los mecanismos primarios relacionados para la formación del yacimiento (Zou, 2014).....	103

Figura 3-15. Mapa de contorno de la capacidad gasífera de las capas de carbón (m ³ /t) en la Formación Fruitland, Cuenca San Juan (Zou, 2014).....	106
Figura 3-16. Modo de enriquecimiento del metano en capas de carbón en estructuras sinclinales (Zou, 2014).....	107
Figura 3-17. Límites estimados por el Gobierno de México para la entrega de concesiones en busca del desarrollo de metano en capas de carbón (Wood 2007).....	110
Figura 4-1. Mecanismos de empuje típicos en gráficas p/z contra G_p (modificado de Lee & Wattenbarger, 1996).....	124
Figura 4-2. Forma típica de la curva en un gráfico p/z contra G_p cuando el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento es la expansión del gas.....	125
Figura 4-3. Forma típica de la curva en un gráfico p/z contra G_p cuando el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento es la expansión del gas.....	126
Figura 4-4. Forma típica de la curva en un gráfico p/z contra G_p cuando el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento es la expansión del agua congénita y la reducción del volumen poroso.....	126
Figura 4-5. Representación gráfica del yacimiento y el acuífero asociado según el método de Van Everdingen & Hurst para la estimación de la entrada de agua.....	128
Figura 4-6. Esquema del modelo de balance de materia para un yacimiento volumétrico de gas seco donde se muestra el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas a condiciones iniciales y a condiciones posteriores (Lee & Wattenbarger, 1996).....	133
Figura 4-7. Solución gráfica a la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico de gas seco (Modificado de Lee & Wattenbarger, 1996).....	136

Figura 4-8. Esquema del modelo de balance de materia para un yacimiento de gas seco con entrada de agua, que muestra el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas a condiciones iniciales y a condiciones posteriores (Lee & Wattenbarger, 1996).....	137
Figura 4-9. Solución gráfica a la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas seco con entrada de agua (Modificado de Lee & Wattenbarger, 1996).....	141
Figura 4-10. Esquema del modelo de balance de materia para un yacimiento volumétrico de gas geopresurizado, donde se muestra el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas a condiciones iniciales y a condiciones posteriores (Lee & Wattenbarger, 1996).....	142
Figura 4-11. Análisis gráfico incorrecto de un yacimiento volumétrico de gas geopresurizado (Modificado de Lee & Wattenbarger, 1996).....	147
Figura 4-12. Solución gráfica a la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico geopresurizado (Modificado de Lee & Wattenbarger, 1996).....	147
Figura 4-13. Solución gráfica a la ecuación de balance de materia para la estimación simultanea del volumen original de gas in-situ y la compresibilidad promedio de la formación para un yacimiento de gas geopresurizado (Modificado de Lee & Wattenbarger, 1996).....	150
Figura 4-14. Esquema del modelo de balance de materia para un yacimiento de gas y condensado, donde se muestra el volumen poroso del yacimiento ocupado por las fases líquidas y gaseosa de hidrocarburos a condiciones iniciales y a condiciones posteriores (Lee & Wattenbarger, 1996).....	153
Figura 4-15. Ejemplo de equilibrio y valores del factor de compresibilidad del gas en dos fases para un yacimiento de gas y condensado (Rayes, 1992).....	157

Figura 4-16. Esquema del modelo de balance de materia que muestra el volumen poroso del yacimiento ocupado por hidrocarburos y agua a condiciones iniciales con abatimiento de presión por arriba del punto de rocío y a condiciones posteriores, para un yacimiento de gas y condensado con vaporización de agua (Lee & Wattenbarger, 1996).....	159
Figura 4-17. Esquema del modelo de balance de materia que muestra el volumen poroso del yacimiento ocupado por hidrocarburos y agua a condiciones iniciales con abatimiento de presión por abajo del punto de rocío y a condiciones posteriores, para un yacimiento de gas y condensado con vaporización de agua (Lee & Wattenbarger, 1996).....	162
Figura 5-1. Gráfica p/Z^* vs G_p (iteración inicial).....	176
Figura 5-2. Gráfica p/Z^* vs G_p (iteración final).....	178
Figura 5-3. Gráfica p/Z^* vs G_p (iteración final).....	180

Lista de Tablas

Tabla 1-1. Esquemas de clasificación para acumulaciones continuas de hidrocarburos (Zou, 2014).....	5
Tabla 1-2. Diferencias entre las acumulaciones continuas de aceite y gas (Zou, 2014).....	17
Tabla 2-1. Clasificación de las rocas clásticas (Wentworth, 1922).....	20
Tabla 2-2. Resumen de las principales características del gas de lutita (Zou, 2014).....	26
Tabla 2-3. Condiciones geológicas de las lutitas en Estados Unidos (Zou, 2014).....	32
Tabla 2-4. Características de los principales yacimientos de lutitas gasíferas en América del Norte (Zou, 2014).....	41
Tabla 2-5. Ranking de países con recursos técnicamente recuperables de gas de lutita (EIA, 2013).....	49

Tabla 2-6. Propiedades de los yacimientos de gas de lutita y recursos de México (EIA, 2013).....	50
Tabla 3-1. Clasificación de los poros en las rocas carboníferas.....	80
Tabla 3-2. Clasificación y Nomenclatura de poros y fisuras en yacimientos de carbón (Wang et al., 1997).....	83
Tabla 3-3. Clasificación de poros y fisuras microscópicos en yacimientos de carbón (Huo, 2004).....	83
Tabla 3-4. Breve forma de clasificación práctica de microfisuras en yacimientos de carbón (Yao y Liu, 2007).....	83
Tabla 3-5. Estadísticas de recursos de metano en capas de carbón y carbón en los mayores países productores de carbón del mundo (EIA, 2013).....	108
Tabla 4-1. Valores del factor de compresibilidad del gas (Lee & Wattenbarger, 1996).....	120
Tabla 4-2. Valores del factor de volumen del gas calculados (Lee & Wattenbarger, 1996).....	121
Tabla 4-3. Datos del histórico de presión-producción (Lee & Wattenbarger, 1996).....	135
Tabla 4-4. Datos calculados de P/z (Lee & Wattenbarger, 1996).....	135
Tabla 4-5. Histórico de presión-producción con datos estimados de la entrada de agua (Lee & Wattenbarger, 1996).....	139
Tabla 4-6. Funciones para la gráfica de balance de materia del ejemplo 4.3 (Lee & Wattenbarger, 1996).....	140
Tabla 4-7. Histórico de presión-producción (Lee & Wattenbarger, 1996).....	146
Tabla 4-8. Cálculos para las gráficas de balance de materia para yacimientos de gas geopresurizados (Lee & Wattenbarger, 1996).....	146
Tabla 4-9. Histórico de presión-producción (Lee & Wattenbarger, 1996).....	149
Tabla 4-10. Cálculos para la solución gráfica de la ecuación de balance de materia para yacimientos geopresurizados (Lee & Wattenbarger, 1996).....	150
Tabla 5-1. Propiedades petrofísicas y PVT.....	173
Tabla 5-2. Propiedades de sorción.....	174

Tabla 5-3. Producción de agua y gas.....	174
Tabla 5-4. Solución iterativa.....	177
Tabla 5-5. Propiedades petrofísicas y PVT (Seidle, 2011).....	179
Tabla 5-6. Propiedades de sorción (Seidle, 2011).....	179
Tabla 5-7. Producción de agua y gas (Seidle, 2011).....	180
Tabla 5-8. Solución iterativa.....	181

Abstract

The unconventional reservoirs, so called because their formation is far from what sets the common petroleum system, being in most cases, the reservoir rock the same that the source rock, and having no apparent trap; causing that this reservoirs cannot be studied with the concepts generally applied, or exploited with the technology normally used.

Due to global demand, the recovery of hydrocarbons of this reservoirs is necessary, so it requires the development of new tools to do a better study of these, and achieve an optimal subsequent exploitation. In this vein, this paper seeks to provide methods of material balance for two types of unconventional reservoirs in particular: shale gas and coalbed methane (CBM).

In the first instance, the non-conventional reservoirs are introduced, presenting the characteristics that make them be distant from the concepts used to describe a usual reservoir.

Next, a chapter for shale gas and one for CBM will be dedicated, delving into the reservoir-formation processes, and the rules of distribution of these unconventional reservoirs, also presenting for each type of reservoir, a section devoted to global and national panorama.

Material balance has long been used in reservoir engineering practice as a simple yet powerful tool to determine the original gas in place and recovery factors. It exist different methods to estimate it. The chapter four discusses volumetric and material balance methods for conventional gas reservoirs, including data requirements, calculation techniques and limitations of the methods.

Finally, a material balance method for unconventional gas reservoirs proposed by King (1990) and specific cases as well as an iterative graphical solution for the method are presented. The method is appropriate for estimating original gas-in-place.

Resumen

Los yacimientos no convencionales, denominados así debido a que su formación dista de lo que establece el sistema petrolero común, siendo en la mayoría de los casos, la roca almacén la misma que la roca generadora y existiendo sin una trampa aparente; esto provoca que este tipo de yacimientos no puedan ser estudiados con los conceptos habitualmente aplicados ni explotados con la tecnología normalmente utilizada.

Debido a la demanda mundial, es necesaria la recuperación de hidrocarburos de este tipo de yacimientos, por lo que se requiere del desarrollo de nuevas herramientas que permitan realizar un mejor estudio de estos, y lograr una explotación posterior óptima. En esta línea, este trabajo busca proveer de métodos de balance de materia para dos tipos de yacimientos no convencionales en particular, el gas de lutita (shale gas) y el metano en capas de carbón (CBM).

En primera instancia se introducirán los yacimientos no convencionales, presentando las particularidades que los hacen distar de los conceptos utilizados para la descripción de un yacimiento usual.

Seguido, se dedicará un capítulo para gas de lutita y otro para metano en capas de carbón, ahondando en el proceso de formación y las características de estos yacimientos no convencionales, presentando además para cada tipo de yacimiento, un apartado dedicado al panorama mundial y nacional de estos tipos de yacimientos.

El balance de materia ha sido utilizado en la práctica de la Ingeniería de Yacimientos como una herramienta simple pero poderosa para la estimación de parámetros fundamentales como el volumen original de hidrocarburos in-situ y el factor de recuperación. Existen diferentes métodos para estimarlos, en el Capítulo 4 se presentan métodos volumétricos y de balance de materia para yacimientos convencionales de gas, incluyendo los datos requeridos, técnicas de cálculo y limitaciones de los métodos.

Por último se presentará un método general de balance de materia para yacimientos de gas no convencionales propuesto por King (1990) y sus casos particulares, así como una solución gráfica iterativa para dicho método. Este método es apropiado para la estimación del volumen original de gas in-situ.

1 Introducción a los yacimientos no convencionales

1.1 Antecedentes

El primer tipo reconocido fueron los yacimientos compactos de gas (conocidos en inglés como tight gas), encontrado en 1927 en la cuenca de San Juan (ubicada en el suroeste de los Estados Unidos), puesta por primera vez en producción en la década de 1950s, conocido entonces como un “yacimiento de gas sutil”. Expertos del estudio Schmoker et al. (1995) propusieron el término “acumulación continua de hidrocarburos” (Gautier y Mast, 1995), y en el 2006, incluyeron al gas de lutita, los yacimientos compactos de gas, el metano en capas de carbón e hidratos de gas (nombrados en inglés como shale gas, tight gas, coalbed methane, gas hydrate, respectivamente) dentro de la categoría de acumulaciones continuas de gas.

1.2 Concepto y tipos de acumulaciones continuas no convencionales de hidrocarburos

1.2.1 Concepto de acumulación continua no convencional de hidrocarburos

Wilson (1934) propuso la existencia de depósitos cerrados y abiertos en su sistema de clasificación de las acumulaciones de hidrocarburos, sin embargo, no consideró que los depósitos abiertos tuvieran valor comercial. Schmoker (2005) señaló que las acumulaciones continuas de hidrocarburos eran aquellas acumulaciones de gas o aceite que tenían grandes dimensiones y límites indistintamente definidos, y que existían más o menos independientemente de la columna de agua. Se puede afirmar que las diferencias más importantes entre las acumulaciones continuas de hidrocarburos y los depósitos convencionales son la definición de trampa, rango de distribución, contactos entre gas y aceite; y aceite y agua, así como el sistema de presión. En otras palabras, las acumulaciones continuas de hidrocarburos tienen trampas “invisibles” y el gas y el aceite se acumulan en depósitos de gran extensión, mientras que las acumulaciones convencionales de hidrocarburos tienen trampas “visibles” con una forma definida clara.

A partir de esto el término “acumulación continua de hidrocarburos” se refiere a aquellos depósitos no convencionales de aceite y gas en sistemas extensos no convencionales de yacimientos sin una trampa obviamente definida. Aquí, la palabra “continua” destaca la distribución del aceite y gas. Aceite y gas que están acumulados en yacimientos compactos no convencionales, y que se encuentran distribuidos en el centro y pendiente de la cuenca en grandes dimensiones. Durante el proceso de acumulación, la flotabilidad es limitada y el flujo no Darcyano es predominante. No existe contacto uniforme gas-aceite, aceite-agua, o sistema de presión. Las reservas son calculadas de acuerdo al área de control de pozos, y las tecnologías especiales, como pozos horizontales y fracturas a gran escala, son necesarias para desarrollar este tipo de yacimientos.

1.2.2 Tipos de acumulaciones continuas de hidrocarburos

Hasta el momento, no hay ningún esquema de clasificación existente para las acumulaciones continuas de hidrocarburos. Zou (2014) propuso varios esquemas de clasificación de acuerdo a las características de dichas acumulaciones. (Tabla 1-1).

1.3 Génesis y características de acumulaciones continuas no convencionales de hidrocarburos

De acuerdo a la definición y a sus características naturales, las acumulaciones continuas de hidrocarburos no son idénticas a las acumulaciones no convencionales de hidrocarburos. Las acumulaciones continuas de hidrocarburos están compuestas por la mayoría de los tipos de acumulaciones no convencionales de hidrocarburos, así como de nuevos tipos que actualmente se encuentran no reconocidos. Sin embargo, no todas las acumulaciones no convencionales hidrocarburos son acumulaciones continuas – por ejemplo el aceite en arenisca. El término de acumulación continua de hidrocarburos hace énfasis en trampas invisibles y la distribución difusa de aceite y gas en grandes dimensiones, incluyendo aquellas que están parcialmente controladas por diagénesis e hidrodinámica, o distribuidas en fracturas volcánicas y capas intemperizadas.

Tabla 1-1. Esquemas de clasificación para acumulaciones continuas de hidrocarburos (Zou, 2014).

Base de clasificación		Tipo
Tipo de yacimiento		Yacimientos compactos de gas, yacimientos compactos de aceite, gas de lutita, aceite de lutita, metano en capas de carbón, hidratos de gas, depósitos de hidrocarburos volcánicos y metamórficos, depósitos de hidrocarburos de carbonatos fracturados-vacuolares.
Origen de aceite y gas		Térmico, biogénico, causas mixtas.
Conjunto fuente-yacimiento-sello	Conjunto fuente-sello	Yacimiento autogenerado (metano en capas de carbón, gas de lutita, aceite de lutita), yacimiento no autogenerado (yacimientos compactos de aceite, yacimientos compactos de gas)
	Fuente del hidrocarburos	Depósito auto abastecido (metano en capas de carbón, gas de lutita, aceite de lutita), depósito no autoabastecido (yacimientos compactos de aceite, yacimientos compactos de gas)
Ocurrencia de aceite y gas		Tipo adsorción, tipo libre, tipo libre-adsorción.
Continuidad		Depósitos de gas con procesos continuos de acumulación, áreas continuas de acumulación, y procesos continuos de explotación.

1.3.1 Características críticas

Las características destacables de las acumulaciones continuas de hidrocarburos incluyen sistemas de yacimientos no convencionales, definición de trampa difusa, así como grandes dimensiones. Además, no existe un contacto uniforme aceite-gas o un sistema de presión. Sin una trampa definida, es un tipo de trampa no convencional, o una trampa invisible.

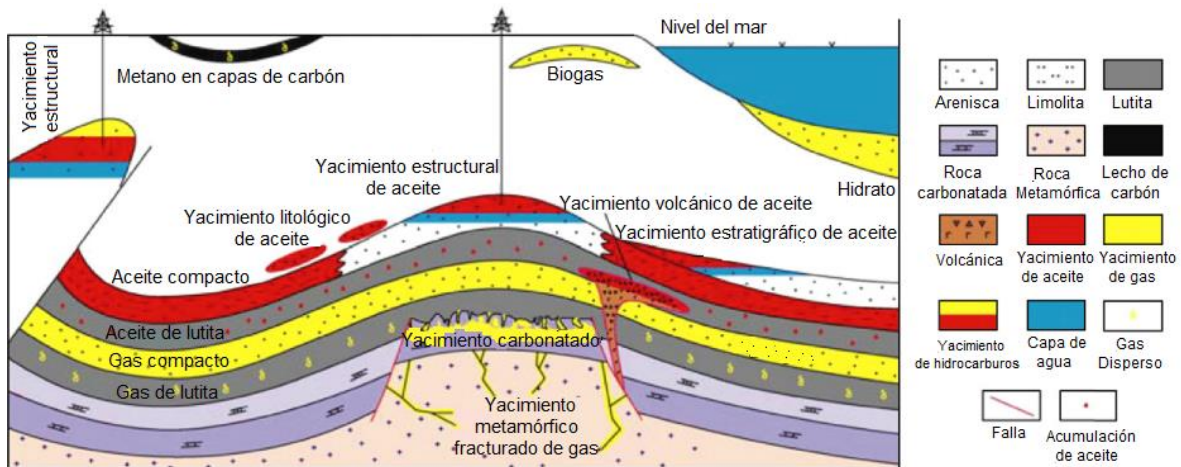


Figura 1-1. Modelo de distribución de las diferentes acumulaciones no convencionales de hidrocarburos. (Zou, 2014).

1.3.1.1 Extensa roca generadora y generación continua de hidrocarburos

Las rocas generadoras de buena calidad están distribuidas en grandes dimensiones, siendo la roca generadora el yacimiento en sí, o la roca generadora estando en contacto directo con el yacimiento.

Después de la formación de grandes cuencas de depresión, la subsidencia regional con rangos similares ocurrió debido al efecto de la estructura regional y la estabilidad de la base. Las rocas generadoras maduraron al mismo o en similar periodo geológico, lo cual formó una extendida cocina de hidrocarburos¹. Por lo tanto, es posible que los yacimientos de cuerpos de areniscas en contacto con la cocina de hidrocarburos acumularan hidrocarburos en grandes dimensiones.

Las rocas generadoras de ciclotemas² se desarrollan en la mayoría de las zonas de acumulaciones no convencionales de aceite y gas. Este tipo de roca madre es capaz de generar hidrocarburos continuamente, así como de inyectar hidrocarburos a una base sostenida (**Figura 1-1**).

Además de las rocas generadoras de ciclotemas, otras rocas madre como aquellas asociadas con mudstone marino y lacustre son también capaces de generar

¹ Cocina de Hidrocarburos: Un área del subsuelo en la que las rocas generadoras han alcanzado condiciones adecuadas de presión y temperatura para la generación de hidrocarburos; también conocida como cocina generadora, cocina de hidrocarburos o cocina de gas.

² Ciclotema: Una sucesión de caliza, arenisca, pizarra y depósitos de carbón.

hidrocarburos continuamente. Estas pueden generar aceite durante la etapa de madurez, y el aceite puede craquear en gas.

El contenido de cloroformo bitumen en el carbón es mayor que el presente en el mudstone marino, debido a que la capacidad de adsorción del carbón es mejor que la del mudstone marino. La evolución térmica puede tener un gran efecto en el hidrocarburo residual en el carbón y mudstone marino. En estratos marinos en etapas de alta sobre maduración, los hidrocarburos están compuestos de aceite craqueando gas desde las acumulaciones de hidrocarburos iniciales y sistemas de migración, y los hidrocarburos líquidos en las rocas generadoras pueden craquear para formar gas al mismo tiempo. En formaciones de carbón, el gas natural procede en su mayoría del craqueo (el proceso de división de una molécula pesada de hidrocarburo grande en componentes más livianos y pequeños) de los hidrocarburos líquidos dispersos en el carbón.

Los hidrocarburos residuales en el carbón son resultado de la incorporación de hidrocarburos formados en una etapa más temprana debido a la baja eficiencia expulsiva. Por el contrario, el contenido residual de hidrocarburos en el mudstone marino decrementa con la reducción del potencial de generación de hidrocarburos, indicando que la generación de hidrocarburos y la eficiencia expulsiva pueden influenciar el contenido residual de hidrocarburos en el mudstone marino. En resumen, las rocas generadoras son capaces de generar diferentes tipos y diferentes fases de hidrocarburos a diferentes etapas de evolución térmica.

La continua distribución de extensas rocas generadoras es la base para la formación de las acumulaciones no convencionales de hidrocarburos. Rocas marinas y ciclomas son las principales rocas generadoras de gas. Investigaciones anteriores sugerían que el gas natural podría provenir del querógeno y el craqueo de hidrocarburos líquidos. De cualquier manera, el entorno de los hidrocarburos líquidos está afectado por la eficiencia expulsiva. A baja eficiencia expulsiva, los hidrocarburos líquidos están distribuidos en las rocas madre, y pueden dispersarse en las rutas de migración y las antiguas acumulaciones fuera de la roca generadora. Estas últimas pueden craquear en gas natural bajo los efectos térmicos, lo que

puede convertirse en la principal fuente de gas natural en formaciones marinas demasiado maduras cuando las eficiencias de expulsión y acumulación son bajas. Por lo tanto, los hidrocarburos residuales y dispersos, y su potencial para craquearse en gas son esenciales en la formación y acumulación de gas natural en etapas altas de maduración. Normalmente, las cuencas de depresión continental y cicloteamas en alternancia con facies continentales y marinas son favorables para las extensas rocas generadoras de gas. Además, las cuencas marinas cratónicas son favorables para extensas rocas generadoras con la capacidad de generar hidrocarburos continuamente.

1.3.1.2 Yacimientos compactos ampliamente distribuidos

Las propiedades físicas de los yacimientos en campos convencionales gigantes de aceite y gas son relativamente buenas, al contrario de las encontradas en campos no convencionales gigantes de aceite y gas las cuales son extremadamente pobres. De acuerdo con Zou (2014) los yacimientos compactos de acumulaciones continuas de hidrocarburos están extensamente distribuidos, con porosidades típicas menores al 10% y permeabilidades menores que 1×10^{-3} mili-darcys (mD). Se llegan a desarrollar micro fracturas en zonas de falla, las cuales mejoran las propiedades del yacimiento. Los yacimientos de lutita son típicos yacimientos compactos, con porosidades entre el 4% y el 6% y permeabilidades menores a 0.0001×10^{-3} mD. Los yacimientos de lutita en zonas de falla o fractura tienen muchas mejores propiedades físicas, con una porosidad mayor a 10% y permeabilidades más grandes a 1×10^{-3} mD.

1.3.1.3 Acumulación continua de hidrocarburos

La acumulación en yacimientos continuos de aceite y gas se ve menos afectada por la hidrodinámica regional, ya que la mayoría ocurre por procesos de flujo no Darcyano como la difusión. Durante el proceso de acumulación, la flotabilidad es limitada, y la diferenciación entre aceite y agua, o gas y agua, no es obvia. Pero la migración de aceite y gas alrededor del área de punto dulce³ todavía es controlada

³ Punto dulce: Expresión coloquial para una ubicación o área objetivo dentro de una extensión productiva o yacimiento que representa la mejor producción o producción potencial

por flotabilidad. El esfuerzo de expulsión de hidrocarburos de la roca madre es el principal mecanismo de empuje en la formación del yacimiento, el cual es controlado por el esfuerzo de generación de hidrocarburos, la sobrepresión, y esfuerzos tectónicos, mientras que la fuerza de resistencia a la formación del yacimiento es la presión capilar. El patrón de acoplamiento de las fuerzas de empuje y resistivas determina las fronteras de los yacimientos de hidrocarburos y gas. Comúnmente, aceite, gas y agua coexisten en una distribución compleja, sin contactos obvios aceite-gas o gas-agua, y muy diferentes saturaciones de aceite y gas.

En los yacimientos continuos de aceite y gas, los roles de la presión de la columna de agua y de la flotabilidad no son importantes, ya que solo la migración primaria o una ligera migración secundaria existen, por lo que las distancias de migración suelen ser cortas. Con un sistema de gargantas de poro de tamaño nanométrico, los yacimientos de hidrocarburos compactos funcionan como generador, almacén, y sello, y su mecanismo de formación es obviamente diferente al de los yacimientos convencionales, los cuales están formados por trampas.

El mecanismo de formación de los hidrocarburos depende de la distribución de los tamaños de poro del yacimiento (**Figura 1-2**). En poros milimétricos o de tamaño mayor, los fluidos fluyen sin restricción, rigiéndose por las leyes de la hidrostática. En poros micrométricos (diámetro de garganta de poro entre 1mm y 1 μ m), el flujo es restringido por las fuerzas capilares, y el flujo a través del medio poroso sigue la ley de Darcy. En el caso de los poros nanométricos (poros con un diámetro de garganta menor a 1 μ m), el flujo se ve restringido conduciendo a “retención” debido a las grandes fuerzas viscosas y moleculares entre el fluido y el medio. El fluido solo se puede dispersar en forma de moléculas o de un grupo molecular, incluso bajo temperatura variable y condiciones de presión, como gargantas de poro en zonas compactas no convencionales (incluyendo areniscas silíceas, lutitas, y arcilla). El mecanismo dinámico de migración de hidrocarburos en los espacios del yacimiento varía con el tamaño de las gargantas de poro y puede ser descrito por diversas ecuaciones dinámicas. En gargantas de poro milimétricas, la migración de hidrocarburos se rige por la ley de Arquímedes, y el hidrocarburo es empujado por

la fuerza de flotabilidad (Guo et al., 1998) calculada por la **Ec. 1.1**. En gargantas de poro de escala nanométrica más grandes, está presente la ecuación de equilibrio dinámico, y el hidrocarburo es empujado por la sobrepresión resultante de la generación de hidrocarburos en la roca madre, calculada por la **Ec. 1.2**. En las gargantas de poro pequeñas de tamaño nanométrico, se rige por la ley de Frick, y el hidrocarburo es empujado por difusión (Hao et al., 1995) calculado mediante la **Ec. 1.3**:

$$\Delta p = (\rho_w - \rho_h)h_h g , \quad \text{Ec. 1.1}$$

$$p_{gf} = p_c + \rho_g g h_g + p_f , \quad \text{Ec. 1.2}$$

$$-D \frac{\partial^2 c}{\partial z^2} + \frac{\partial c}{\partial t} = 0 , \quad \text{Ec. 1.3}$$

donde Δp es la fuerza de flotación de la columna de gas por unidad de área, Pa; h_h es la altura de la columna de hidrocarburos, en m; g es la aceleración de la gravedad, tomando 9.8 m/s²; ρ_w es la densidad del agua de formación, kg/m³; ρ_h es la densidad del hidrocarburo, kg/m³; p_{gf} es la presión del gas natural en fase libre, 105 Pa; p_c es la presión capilar, Pa; h_g es la altura de la columna de gas natural, m; ρ_g es la densidad del gas natural, kg/m³; p_f es la presión del agua de formación, Pa; D es el coeficiente de difusión del gas natural en yacimientos compactos m²/s; c es el contenido de gas natural en los yacimientos compactos, m³_{gas}/m³_{roca}; t es el tiempo de difusión, s; y z es la distancia de difusión del gas natural en yacimientos compactos, m.

1.3.1.4 Tecnologías clave de desarrollo

Es casi imposible explotar aceite y gas desde yacimientos continuos usando tecnologías convencionales. Tecnologías específicas son necesarias para incrementar la productividad, tales como modificación artificial, perforación masiva, pozos multilaterales y pozos horizontales. La producción de pozos individuales es usualmente baja al inicio, pero puede permanecer estable durante un periodo largo de tiempo. El gas disperso puede permanecer en carga durante el desarrollo, sirviendo como un gas suplementario que extiende la duración del tiempo de

desarrollo. Características dinámicas “continuas” pueden surgir durante el desarrollo, pero el fracturamiento repetido es necesario. La evaluación de los recursos y la predicción de las zonas favorables para los yacimientos continuos son diferentes de las de los yacimientos convencionales. La obtención de datos sísmicos prestack (etapa de pre-apilamiento), y las tecnologías de detección de fluidos son esenciales en el desarrollo de los yacimientos continuos.

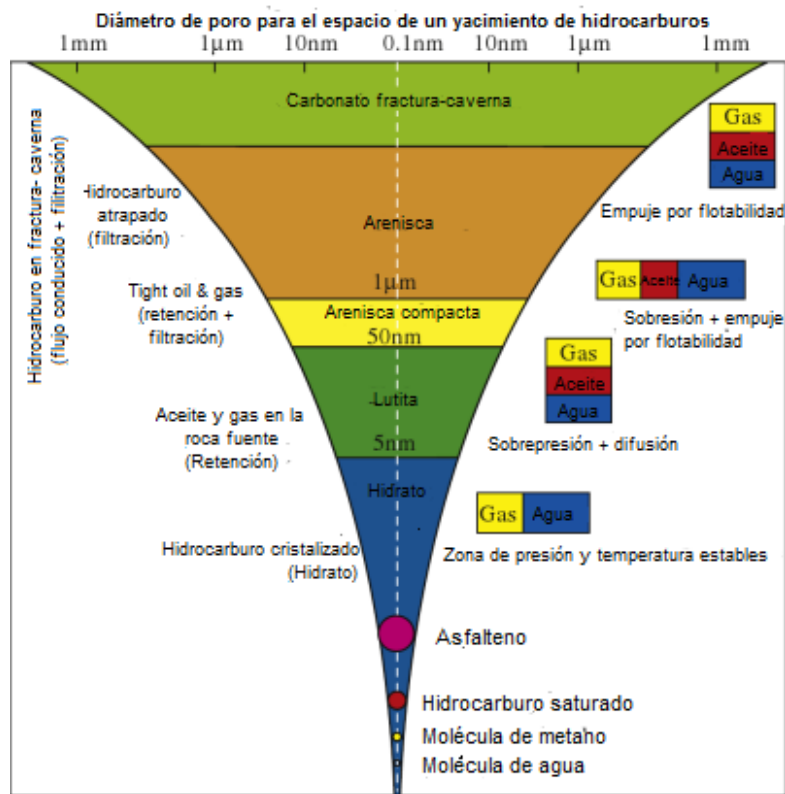


Figura 1-2. Comparación de mecanismos de acumulación de hidrocarburos convencionales y no convencionales. (Zou, 2014).

1.4 Origen, distribución, y evolución de las acumulaciones continuas de hidrocarburos

Las acumulaciones continuas se forman en ambientes únicos, producto de procesos continuos de acumulación, espacios continuos de acumulación, y procesos continuos de desarrollo.

1.4.1 Acumulaciones sin presencia de una definición de trampa obvia

Hasta ahora, las acumulaciones continuas de hidrocarburos reconocidas son específicas en el desarrollo de sus cuencas tectónicas, las propiedades del yacimiento, su conjunto fuente-almacén-sello, condiciones fisicoquímicas, y la migración e inyección del aceite y el gas.

- 1) Las acumulaciones continuas de hidrocarburos se localizan en el centro de la cuenca y la pendiente con campos térmicos especiales, campos de presión, y campos de fluidos; es decir, hay ocurrencia de aceite a grandes profundidades resultado de altas temperaturas y presiones.
- 2) El yacimiento está distribuido de forma continua, con porosidades y permeabilidades de bajas a extra bajas, resultando en mecanismos complejos de filtración y baja ocurrencia de reservas.
- 3) La configuración de la roca fuente, almacén, y sello es única, incluyendo cuando la generación y el yacimiento se dan en el mismo medio (ejemplo: metano en capas de carbón, gas de lutita, y aceite de lutita) y aquellos yacimientos en contacto directo con la roca madre (ejemplo: yacimientos compactos de aceite y gas).
- 4) De igual manera las condiciones de temperatura y presión, así como los efectos biológicos y fisicoquímicos son únicos. Por ejemplo, el gas biogénico a poca profundidad es producto de microorganismos que generan el gas en un ambiente crítico (Collett, 2002). Los hidratos de gas natural se localizan en el fondo del mar o en la tundra, lo que es diferente de los depósitos convencionales de hidrocarburos en términos de medio ambiente y componentes.

1.4.2 Proceso de acumulación continua

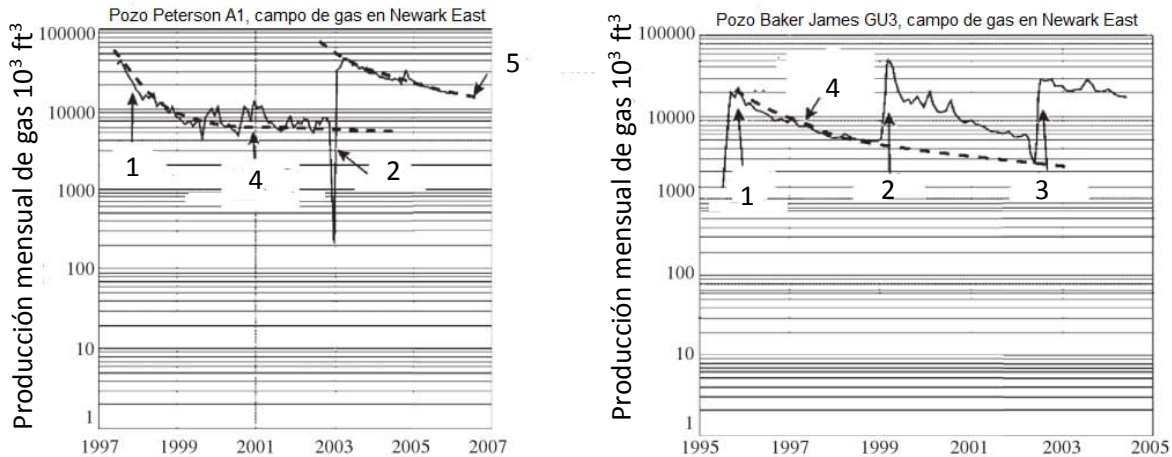
El proceso de formación continua se refiere al balance dinámico entre la inyección y difusión de los hidrocarburos. Los sistemas de rocas generadoras de carbón pueden generar gas durante el proceso entero de evolución térmica. La generación continua de hidrocarburos es el requerimiento fundamental para las acumulaciones continuas de hidrocarburos. El proceso de formación del gas de lutita, el metano en capas de carbón, y yacimientos compactos de gas es obviamente continuo, como lo es también en el gas orgánico de poca profundidad y los hidratos de gas natural. La formación del gas orgánico de poca profundidad también depende del balance dinámico entre la inyección y difusión del gas. Si el medio ambiente es ideal, los microorganismos pueden generar gas continuamente. Un estudio de los modelos de formación en laboratorio de los hidratos de gas indicó que los hidratos de gas pueden tomar forma continuamente con abasto suficiente de CH₄ (metano) y agua.

1.4.3 Acumulación en un espacio continuo

Un espacio continuo de acumulación es crítico para el desarrollo de los depósitos continuos de hidrocarburos. Que la roca generadora es la misma que el almacén o que se trata de un yacimiento extendido sin definición obvia de trampa contribuye a la distribución continua de aceite y gas. Es difícil definir los límites de estos depósitos. Por ejemplo, los yacimientos compactos de gas son típicas acumulaciones continuas de gas, y el gas natural está presente en toda la formación de arenisca a diferentes saturaciones. No existe una interfaz obvia gas-agua o acuífero asociado, haciendo difusos los límites de los depósitos de gas. En el gas de lutita, el yacimiento y la roca generadora están en el mismo sistema, lo que muestra una continuidad obvia. El gas se encuentra en los poros entre partículas o en las fracturas, o es adsorbido en la superficie de la materia orgánica. Además, no hay una definición de trampa clara o de la interfaz agua-gas. El metano en capas de carbón es adsorbido en estratos de carbón, haciendo difícil el definir los límites. Por otra parte, los depósitos de hidrocarburos en el centro de la cuenca y en la pendiente, cuyas rocas generadoras están en contacto directo con el yacimiento, están continuamente distribuidas.

1.4.4 Proceso continuo de explotación

Durante el proceso de explotación, el periodo de producción de los depósitos continuos de hidrocarburos, especialmente acumulaciones continuas de gas, puede durar indefinidamente. Tres o cinco años después del fracturamiento es un periodo típico de producción, después del cual la productividad del gas decrementa gradualmente. La productividad puede incrementar a los estándares originales después de fracturar por segunda vez, y este proceso puede repetirse muchas veces (**Figura 1-3**). El gas libre, el gas adsorbido, y el gas disperso se acumulan en el pozo, resultando en una producción de gas continua. Por ejemplo, de acuerdo a las estadísticas de los pozos de gas de lutita en Estados Unidos, el periodo de producción es largo. Al principio, el gas libre en las fracturas y en los poros de la matriz cercanos es producido. Después, con la caída de la presión de formación, el gas adsorbido empieza a ser desorbido de las superficies granulares y entra en el sistema de facturas por difusión. El gas de lutita en el sistema de fracturas se filtra en el fondo del pozo y después es circulado a la superficie. Cuando el gas libre y el gas adsorbido cercano a las fracturas disminuyen, un nuevo sistema de fracturas puede ser generado mediante la refracturación. Es entonces cuando la productividad incrementa, comenzando un nuevo ciclo de producción para ese pozo. Usualmente, el periodo de producción para un pozo de gas de lutita puede alcanzar desde los 30 hasta los 50 años (Bowker, 2007).



- 1 Terminación inicial
- 2 Segunda etapa de terminación
- 3 Tercera etapa de terminación
- 4 Curva de aproximación EUR (estimación de recuperaci de la primera etapa de terminación)
- 5 Curva de aproximación EUR después de la segunda etapa de terminación

Figura 1-3. Productividad de gas después de diferentes etapas de terminación (fracturamiento), gas de lutita en la cuenca Barnett, Estados Unidos. (Zou, 2014).

1.5 Diferencias entre las acumulaciones continuas típicas de hidrocarburos

Las acumulaciones no convencionales de hidrocarburos, tales como el gas de lutita y aceite de lutita, yacimientos compactos de gas y yacimientos compactos de aceite, y el metano en capas de carbón, son similares en muchos aspectos. Las características similares de estas acumulaciones continuas de hidrocarburos, incluyen yacimientos compactos, la carencia de una definición de trampa obvia, y la no existencia de un contacto uniforme entre gas y aceite, o aceite y agua. Estas están continuamente distribuidas en depósitos extendidos, donde el flujo no Darcyano prevalece. Para la explotación de estos recursos, se requieren tecnologías especiales tales como pozos horizontales y fracturamiento en múltiples etapas.

Sin embargo, existen diferencias entre los diferentes depósitos no convencionales de aceite y gas (**Tabla 1-2**). Por ejemplo, el gas de lutita es diferente debido a que: (1) su yacimiento es compacto, con poros de tamaño nanométrico, así como de baja a ultra baja permeabilidad, (2) la lutita actúa como el yacimiento y como la roca generadora simultáneamente, y los poros orgánicos son el sitio importante de almacén para el gas, (3) la migración en los estratos de lutita es nula o solo se presenta en una corta distancia, y (4) puede coexistir con los yacimientos compactos de gas, yacimientos compactos de aceite, y el metano en capas de carbón, formando un sistema petrolero continuo. La producción de aceite y gas por pozo y las ganancias económicas se verán incrementadas si estos recursos se desarrollan en conjunto.

Tabla 1-2. Diferencias entre las acumulaciones continuas de aceite y gas (Zou, 2014).

#	Características	Gas de lutita	Metano en capas de carbón	Aceite de lutita	Yacimiento compacto de aceite	Yacimiento compacto de gas
1	Locación	Cercana al centro de sedimentación de la cuenca	Área de distribución en las plantas continentales superiores	Hundimiento profundo o lutita en la pendiente.	Centro de la cuenca o en la pendiente	Centro de la cuenca o en la pendiente
2	Porosidad	<4%-6%	Mayormente menor al 10%	Mayormente menor al 10%	Mayormente menor al 12%	Mayormente menor al 10%
3	Permeabilidad (10 ⁻³ mD)	<0.001-2 x10 ⁻³	Mayormente menor a 1	Mayormente menor a 1	Mayormente menor a 1	Mayormente menor a 1
4	Configuración de yacimiento y roca generadora	La roca generadora, almacén y sello es la misma	La roca generadora, almacén y sello es la misma	La roca generadora, almacén y sello es la misma	El yacimiento contacta directamente la roca generadora o la distancia es corta	El yacimiento contacta directamente la roca generadora o la distancia es corta
5	Trampa	Sin definición de trampa obvia				
	Tipo de migración del petróleo	No hay migración, o es muy corta dentro de la misma roca	No hay migración, o es muy corta dentro de la misma roca	No hay migración, o es muy corta dentro de la misma roca	Migración primaria o migración secundaria en distancias cortas	Migración primaria o migración secundaria en distancias cortas
6	Ocurrencia	Difusa en la lutita, gas enriquecido en las fracturas	Áreas de fractura o cleat	Áreas de fractura	Poros de disolución y áreas de fractura	Poros de disolución y áreas de fractura
7	Filtración	Desorción, difusión	Domina el flujo no Darcyano.			
8	Fluido	Domina el gas seco, gas adsorbido en el querógeno y los poros, gas libre en las fracturas	Gas adsorbido dominante, menor cantidad de gas libre	Aceite de baja-mediana madurez	Aceite de baja-mediana madurez	Saturación de gas varía considerablemente mayormente menor al 60%,
9	Recurso	La abundancia de recursos es baja, y las reservas se calculan en base a la producción de los pozos.				
10	Tecnología de explotación	Baja producción, bajo EOR, periodos largos de producción, pozos horizontales, fracturamiento requerido.	Baja producción, bajo EOR, periodos largos de producción, pozos horizontales, fracturamiento requerido.	Baja producción, bajo EOR, periodos largos de producción, pozos horizontales, fracturamiento requerido.	Yacimientos compactos, bajo producción sin fracturamiento, tecnologías específicas son necesarias	Yacimientos compactos, bajo producción sin fracturamiento, tecnologías específicas son necesarias

Referencias

- Bowker, K.A., 2007. Barnett Shale gas production. Forth Worth Basin: Issues and Discussion. *AAPG Bulletin* 91 (4), 523-533.
- Collet TS. Energy resource potencial of natural gas hydrates. *AAPG Bulletin*. 2002; 86(11):1971-1992.
- Guo Qiulin, Mi Shiyun, Shi Guangren, Zhang Quingchun, Yang Qiulin, Li A'mei. *Principle and methods of basin modeling*. Beijing: Petroleum Industry Press; 1998; pp. 93-157.
- Hao Shisheng, Chen Mingzhang, Gao Yaobin. *Formation and preservation of natural gas*. Beijing: Petroleum Industry Press; 1995.
- Schmoker JW. U.S Geological Survey assessment concepts for continuous petroleum accumulation [EB/OL] 2005; En: http://certmaper.cr.usgs.gov/data/noga00/natl/text/CH_13.pdf. 2005
- Wilson WB. Proposed classification of oil and gas reservoirs. En: Wrather WE, Lahee FH, eds. *Problems of Petroleum Geology*. 1934; AAPG Memoir. Pp. 433-443.
- Zou, Caineng, et al., 2013. Unconvetional petroleum geology. Elsevier (1), 27-45.

2 Shale Gas

El gas de lutita conocido comúnmente como shale gas (su término correspondiente en el idioma inglés), está definido como un gas no convencional que se encuentra atrapado dentro de una formación de lutita, generalmente una lutita ricas en materia orgánica con porosidades y permeabilidades ultra bajas. El gas de lutita no es nuevo, pero sólo recientemente ha llegado a ser tan importante. La formación y distribución del gas de lutita fue especial, y se caracteriza por grandes recursos potenciales y de una larga historia de desarrollo.

De acuerdo con su mecanismo genético, el play de gas de lutita fue confirmado como típicas acumulaciones de gas en áreas extensamente amplias caracterizadas por la autogeneración y la acumulación in situ. Las lutitas orgánicamente ricas suelen ser las rocas generadoras que también funcionan como yacimiento y sello. El gas de lutita se puede generar en cada etapa de la evolución de la materia orgánica, donde el gas biogénico, gas termogénico, gas de pirólisis, y similares fueron formados. Con componentes químicos dominados por metano (90% o más), en su mayoría el gas de lutita es típicamente gas seco y sólo en contadas ocasiones se tratara de gas húmedo.

En la teoría geológica convencional sobre el gas y el aceite, las lutitas orgánicamente ricas sirven principalmente como una roca fuente de hidrocarburos en lugar de almacén; por lo tanto, históricamente las lutitas orgánicamente ricas fueron siempre una zona de no exploración ni desarrollo de gas y/o petróleo. Recientemente, la recuperación comercial de gas de lutita se ha desarrollado con base en las innovaciones en la teoría geológica (tales como los poros micro-nanométricos, que fueron desarrollados en lutitas orgánicamente ricas, flujo no Darcyano, etc), así como en los avances tecnológicos (tales como las terminaciones de pozos horizontales y fracturamiento hidráulico de varias etapas). Por lo tanto, las lutitas orgánicamente ricas se han convertido en un nuevo e importante objetivo

para la exploración y desarrollo de aceite y gas a nivel mundial, dando lugar a cambios importantes en el marco del suministro y demanda mundial de energía.

Este capítulo se enfoca en el gas de lutita. La generación, acumulación y reglas de distribución serán tratadas para proveer bases teóricas para su futura comprensión.

2.1 Connotación del shale gas

2.1.1 Tipos y génesis del shale gas

Las lutitas se componen de fragmentos de grano fino, arcilla, y materia orgánica (el diámetro de grano es inferior a 0.0039 mm) (**Tabla 2-1**). Es una roca sedimentaria laminada, finamente estratificada, y fisible.

La lutita es la roca sedimentaria más abundante en la Tierra, la cual se compone en un 55% de rocas sedimentarias. La composición mineral de la lutita es complicada. Minerales clásticos incluidos el cuarzo, feldespato, y calcita, por lo general representan más del 50% de la composición mineral de la lutita. Los minerales de arcilla incluyen caolinita, montmorillonita calcinada e illita. Los diferentes contenidos de minerales clásticos y minerales de arcilla darán lugar a la diversidad obvia en las lutitas. El mineral con mayor presencia en la lutita negra es el cuarzo antigénico con génesis sedimentaria. El contenido de minerales de arcilla en la lutita negra es pequeño. Las características más típicas de la lutita negra son abundante materia orgánica; el contenido de carbono orgánico es 3% - 20%, y el número modal es de 5% - 10% (Zhang et al., 1987).

Tabla 2-1. Clasificación de las rocas clásticas (Wentworth, 1922).

Diámetro de grano (mm)	<0.0039				
	>2	2-0.0625	0.0625-0.0039	Sin laminación	Con laminación
Tipo de roca	Conglomerado	Arenisca	Limolita	Mudstone	Lutita

2.1.1.1 Tipos de lutita

Por lo general, los tipos de lutita incluyen la lutita negra, lutita carbonosa, lutita silíceas, lutita ferruginosa, y la lutita calcárea. Cuando los componentes arenosos se mezclan con la lutita, puede llegarse a formar una lutita arenosa. De acuerdo con el

tamaño de los granos de arena, la lutita arenosa se puede dividir en lutita limosa y lutita arenosa. Las lutitas orgánicamente ricas son el tipo de roca más importante para la formación de gas de lutita, estas incluyen las lutitas negras y lutitas carbonosas. Las lutitas negras incluyen grandes cantidades de materia orgánica, pirita fina y dispersa, y siderita, donde el carbono orgánico total (COT) es generalmente de 3%-15% o más con capas extremadamente estratificadas. Las lutitas carbonosas contienen grandes cantidades de materia orgánica carbonosa fina dispersa (por lo general el COT es 10%-20%), estas se caracterizan por su color negro y grandes cantidades de plantas fósiles. Sin importar el tipo de lutita, su capacidad de no ser erosionadas es débil. (Jiang, 2003; Zhang et al., 1987; Qian and Zhou, 2008).

En las cuencas sedimentarias, las lutitas están ampliamente distribuidas, representando alrededor del 80% de los sedimentos en cada tiempo geológico. Generalmente, se cree que las lutitas están dominadas por los minerales de arcilla y minerales clásticos (tales como cuarzo y feldespato), seguido por unos pocos minerales no arcillosos autigénicos (incluyendo óxidos e hidróxidos de hierro, manganeso y aluminio, carbonato, sulfato, sulfuro, minerales silíceos, algunos fosfatos). Sin embargo, los minerales clásticos en realidad contienen más que minerales de arcilla. Una gran diversidad de contenido mineral se puede encontrar en las lutitas. La lutita rica en óxido de silicio (a veces con un contenido mayor al 85%) se clasifica como lutita silícea. Las lutitas con alto contenido de materia orgánica carbonosa se clasifican como lutitas carbonosas. Lutitas con una gran cantidad de materia orgánica dispersa y sulfuro de hierro se definen como lutita negra o lutita orgánicamente rica (Zhang et al., 1987). La porosidad de la matriz en las lutitas es menor que 10%, y la permeabilidad es de menos de 1×10^{-3} mD.

En Ingeniería de Yacimientos, se dice que las rocas con minerales más frágiles (como los silíceos) generan fracturas más fácilmente que las rocas con más minerales de arcilla. Sin embargo, el desarrollo de limolitas o una capa intermedia de arena pueden mejorar la permeabilidad del yacimiento de lutitas, mientras que las fracturas naturales abiertas o incompletamente llenas también pueden mejorar

la permeabilidad del yacimiento de lutitas (Consejo Editorial “Series of Shale Gas Geology and Exploration and Development,” 2009).

En geología del petróleo, los yacimientos de gas de lutita se caracterizan por una muy baja permeabilidad y porosidad, propiedades que generalmente se atañen a una buena roca madre o roca sello de petróleo/gas. En las fallas y los cinturones de fractura, la permeabilidad de un yacimiento de lutitas se puede mejorar de manera significativa, y estos yacimientos pueden ser considerados buenos yacimientos. Por lo tanto, yacimientos fracturados de gas se encuentran generalmente en lutitas negras maduras.

2.1.1.2 Ambiente de depósito de las lutitas orgánicamente ricas

Las lutitas se pueden depositar en ambientes terrestres, marinos, y de transición. Las lutitas negras ricas en materia se desarrollan principalmente en ambientes de depósito que son pobres en oxígeno y ricos en seleniuro de hidrógeno, como lo son la bahía cerrada, laguna, lago profundo, cuenca bajo compensación, y plataforma continental profunda (Jiang, 2003; Zhang et al., 1987). Dominada por los ambientes de depósito lacustres y de marismas, la lutita calcárea se asocia a menudo con las series de carbón, que se pueden encontrar en el suelo, el techo, o en capas intermedias de las capas de carbón.

2.1.2 Connotación y características del shale gas

2.1.2.1 Connotación del shale gas

El gas de lutita se define como el gas que es recuperado de las lutitas orgánicamente ricas (Curtis, 2002; Departamento de Energía de Estados Unidos, 2009; Boyer et al., 2006). De acuerdo con el mecanismo de generación, el gas de lutita, que existe en las lutitas negras orgánicamente ricas con capas intercaladas de limolitas fangosas de extremadamente baja permeabilidad y areniscas como gas adsorbido o gas libre, es un yacimiento de gas acumulado continuamente caracterizado por la autogeneración y la auto-preservación. En yacimientos de gas de lutita, las lutitas con abundante presencia de hidrocarburos pueden considerarse yacimientos de gas, así como la roca fuente del gas. Aceite/gas pueden permanecer

en la roca fuente en grandes cantidades (hasta aproximadamente 50% del hidrocarburo total generado), formando gas de lutita para desarrollo comercial.

El gas de lutita se puede encontrar en los poros locales grandes (fracturas naturales y los poros de la matriz) de las lutitas o microporos (poros de materia orgánica) como gas libre (alrededor de 50% en promedio), o adsorbido sobre superficies de las partículas de minerales, querógeno, y poros (alrededor de 50% en promedio), mientras que poco se puede encontrar en el querógeno, asfaltenos, y aceite como gas disuelto (Curtis, 2002).

Los yacimientos de lutitas incluyen lutitas oscuras orgánicamente ricas, mudstone limoso, limolita fangosa, limolita, y arenisca (que se desarrolló como capas intermedias delgadas). En las cuencas petroleras, hay diversos conjuntos de variables para yacimientos de lutitas. Diferentes configuraciones de yacimientos de lutitas se caracterizan por diferentes características geológicas y geoquímicas. Pozos verticales y horizontales se pueden adoptar en el desarrollo de gas de lutita, donde la implementación de pozos horizontales predomina. La productividad comercial puede ser adquirida tras un tratamiento de fracturación en los yacimientos de lutita. Ahora las técnicas de mejora del yacimiento tales como la fracturación hidráulica de varias etapas y la fracturación repetitiva, son las técnicas fundamentales para la mejora de la capacidad de un solo pozo de gas de lutita (Kuuskraa et al., 2009).

2.1.2.2 Características básicas del shale gas

El gas de lutita se puede formar cuando la lutita con alto contenido orgánico se desarrolla y entra en el período de generación de gas en las cuencas sedimentarias. Por lo tanto, si la roca fuente del gas es una lutita oscura orgánicamente rica, el gas de lutita se puede encontrar en las cuencas como gas convencional. Sólo una roca madre con buena calidad puede formar gas de lutita con valor comercial para desarrollo. Con base en la evaluación de las características geológicas, se puede confirmar el potencial valor comercial para la exploración y explotación del gas de lutita. La zona central para desarrollo comercial del gas de lutita generalmente se refiere a la lutita efectiva, donde el COT es más del 2% en la ventana de generación

de gas y el contenido de minerales frágiles es más del 40%. Los requisitos para el desarrollo comercial pueden ser satisfechos cuando el espesor de la lutita efectiva es mayor a los 30-50m (más de 30 m cuando la lutita efectiva fue desarrollada de forma continua, el espesor acumulado es de más de 50 m cuando la lutita efectiva se desarrolló de manera discontinua o el COT fue inferior al 2%). El espesor mínimo efectivo de lutita para la generación de gas en América del Norte es de 6 m (Fayetteville), y el máximo es de 304 m (Marcellus). El espesor efectivo de las lutitas en las zonas centrales es de más de 30 m. Con base en la exploración y desarrollo del shale gas en América del Norte, el análisis estadístico, y los experimentos críticos, se puede concluir que el gas de lutita favorable y las zonas centrales se caracterizan por las siguientes características geológicas y de desarrollo (**Tabla 2-2**) (Zou et al, 2010a;. Departamento de Energía de Estados Unidos, 2009; Dong et al, 2009).

2.1.2.2.1 Integración roca fuente y yacimiento, etapa temprana de la formación del yacimiento y acumulación continua de hidrocarburos

El gas de lutita se caracteriza por ser un típico sistema gasífero donde la auto-generación y la preservación in situ son los rasgos más destacados, así como un medio que integra la roca madre y el yacimiento. Las lutitas oscuras orgánicamente ricas no sólo son buenas rocas fuente de gas, sino también proporcionan espacio para la acumulación y preservación del gas. De acuerdo con la teoría orgánica sobre la generación de hidrocarburos y las estadísticas de madurez térmica de las lutitas gasíferas en América del Norte, la madurez del gas (R_o) de una lutita con una alta capacidad es de más de 1.4%, especialmente más del 2.5%, lo que indica que el gas de lutita está dominado por los gases termogénicos (gas de degradación térmica y gas producto del craqueo térmico del aceite).

Durante la generación y acumulación del gas de lutita, el proceso de transformación (es decir, la materia orgánica contenida en la lutita es transformada en metano) es extremadamente complicado, pero con un patrón de formación relativamente simple. En la etapa temprana de la diagénesis, algo de materia orgánica puede ser transformada en metano biogénico por la acción bioquímica de microorganismos,

mientras que otra porción puede ser transformada en querógeno bajo condiciones de sepultamiento y calentado. Junto con el aumento de la profundidad de sepultamiento, la temperatura y la presión aumentan gradualmente. Durante la epidiagénesis, el querógeno puede transformarse gradualmente en hidrocarburos líquidos y gas húmedo. Durante la última etapa de la diagénesis metamórfica⁴, el querógeno puede degradarse en gas seco termogénico de metano, y los hidrocarburos líquidos se pueden transformar en gas seco termogénico de metano a través del craqueo térmico. En términos de génesis del gas, el cuerpo principal del patrón de formación del gas es el mismo tanto en los yacimientos de gas convencional y los yacimientos de gas de lutita. La diferencia radica en que (Departamento de Energía de Estados Unidos, 2009): (1) se puede encontrar principalmente gas metano seco producto del craqueo térmico de hidrocarburos líquidos en el gas de lutita; y (2) el gas en yacimientos de gas convencionales migró de la roca fuente hacia los yacimientos con trampas de areniscas y rocas carbonatadas. Las lutitas se caracterizan por una muy baja permeabilidad en la matriz. El gas puede ser producido directo de la lutita, existiendo como gas adsorbido, gas libre, gas disuelto, y similares, en los yacimientos de lutita (acumulación in-situ).

La lutita puede ser continuamente suministrada de gas durante todo el proceso de evolución de la materia orgánica. Después de la saturación, el gas será expulsado o migrará. Así, el gas de lutita también es llamado un yacimiento de retención in situ, por lo que la generación de gas, formación del yacimiento, y la acumulación están en el período más temprano, con o sin la migración a corta distancia. Es el depósito de gas típico donde la roca fuente y el yacimiento son uno mismo, la formación del yacimiento está en una etapa temprana, y la acumulación es continua **(Figura 2-1)**.

⁴ **Metamórfico, -ca:** Término utilizado para describir un mineral que, aunque tiene forma externa de cristal, no supera una prueba de difracción de rayos X. Puede demostrarse que este hecho se debe a un desarrollo imperfecto de la red atómica (celdilla unidad) que destruye el modelo básico del que depende la difracción de rayos X. En algunos casos el estado metamórfico puede convertirse en el estado cristalino regular por calentamiento prolongado a una temperatura menor de la de fusión o de la de descomposición de la sustancia. Actualmente se cree que el desarrollo de estructuras metamórficas se efectúa por el bombardeo de átomos de uranio y/o torio contenidos dentro del mineral, o más raramente por minerales en contacto con él.

Tabla 2-2. Resumen de las principales características del gas de lutita (Zou, 2014).

Características geológicas	Roca fuente y yacimiento integrados, formación temprana del yacimiento, acumulación continua; ningún límite de trampa obvio, un sello o una roca sello siguen siendo necesarios.	Acumulación y alta producción en la zona central
	Depósito compacto, principalmente poros de escala nano; el gas natural se almacena en gas adsorbido y en patrón de gas libre	(1) COT < 2% (carbono orgánico no residual). (2) Contenido de minerales frágiles (ejemplo, cuarzo) mayor al 40% y el contenido de minerales arcillosos menor de 30%.
	No controlado por la estructura, continua y amplia distribución del área, misma área que la de la roca madre efectiva de generadora de gas	(3) Madurez de la lutita oscura orgánicamente rica es más de 1.1%.
	Gran potencial de recursos, con “puntos dulces” locales en la áreas centrales	(4) Porosidad de aire superior al 2%, permeabilidad más de 0.0001×10^3 mD (5) Espesor efectivo de la lutita orgánicamente rica mayor a 30-50 m
Características de desarrollo	Ciclo de producción corto para pozos individuales y largo para el campo en general	Un desarrollo eficaz requiere pozos horizontales, fracturamiento de múltiples etapas, microsísmica, y otras tecnologías avanzadas para implementar tratamientos de estimulación al yacimiento
	Flujo principalmente no Darcyano, sin producción de agua o muy poca producción de agua	
	Baja tasa de recuperación	

2.1.2.2.2 Límites de trampa no definidos y buen sello necesario para la acumulación de hidrocarburos

En la exploración tradicional de hidrocarburos, la tarea principal es encontrar trampas que contengan hidrocarburos. A diferencia de esto, la generación y acumulación del gas de lutita sucede todo en la lutita, con la roca madre y el yacimiento integrados en uno, donde el rango de gasificación es básicamente el mismo en la roca madre efectiva, y sin límites de trampa obvios o contacto único de gas/agua. Así, no hay una trampa tradicional en el yacimiento de gas de lutita, que

se caracteriza por menos agua, laminado con un rango continuo de gasificación con gran área, y fácil conservación. Hay tres razones por las que el gas de lutita puede ser fácilmente conservado: primero, la lutita orgánicamente rica usualmente se desarrolla en mínimos estructurales o en la cuenca central, lo que es favorable para el sellado; segundo, porque el gas de lutita se caracteriza por un suministro continuo de gas y acumulación continua, una gran cantidad de gas es suministrada por la fuente de gas en la etapa posterior incluso cuando algo de gas se perdió localmente en un cierto período; tercero, porque alrededor del 50% del gas de lutita se desarrolló como estados adsorbidos, no fue fácilmente destruido por completo, incluso cuando sufrió los procesos de elevación y disipación. Sin embargo, se necesitan buenas condiciones de conservación para formar alta capacidad de aporte, y el sello regional o condición de sellado es esencial.

	Estrato de aceite/gas no convencional	Sección litológica	Tipo de aceite/gas
Facies terrestre	Estrato petrolífero continuo	[Diagrama de estrato petrolífero continuo superior]	Aceite de lutita
		[Diagrama de estrato petrolífero continuo inferior]	Aceite de lutita
	Estrato gasífero continuo	[Diagrama de estrato gasífero continuo superior]	Gas compacto Metano en capas de carbón
		[Diagrama de estrato gasífero continuo inferior]	Gas de lutita
Facies marina	Estrato gasífero continuo	[Diagrama de estrato gasífero continuo marino]	Gas compacto Gas de lutita

Figura 2-1. Perfil del modelo de distribución de un yacimiento no convencional continuo de gas (Zou, 2014).

2.1.2.2.3 Yacimiento compacto dominado por poros de escala nano

El yacimiento de gas de lutita está dominado por lutitas oscuras orgánicamente ricas. De acuerdo con estudios realizados por Loucks et al. (2009), dos tamaños de

poros se han desarrollado en los yacimientos de lutita: microporos (con un diámetro de más de 0.75 nm) y los poros de escala nano (con un diámetro inferior a 0.75 nm) (**Figura 2-2**). Los poros de escala nano son los principales poros en la lutita. Con base en los resultados del análisis de la porosidad, la lutita se caracteriza por su relativamente baja porosidad, permeabilidad extremadamente baja, y la propiedad de ser compacta, donde la porosidad varía de menos de 4% a 6.5%. La permeabilidad de la matriz del yacimiento de gas de lutita (sin fracturarse) es menor que 1×10^{-9} mD. Sólo en fracturas o áreas de fallas desarrolladas la porosidad puede ser mejorada a 10% y la permeabilidad se puede aumentar a 2×10^{-9} mD. De acuerdo con los resultados del estudio de poros en la lutita Barnett, los poros en la arenisca convencional son 400 veces más grandes que los poros de la lutita. Los poros en la lutita son aproximadamente iguales al diámetro de 40 moléculas de metano (el diámetro de una molécula de metano es 0.38 nm). La porosidad de la lutita oscila entre 4%-10%, y la permeabilidad está en el rango $(50-1000) \times 10^{-3}$ mD.

2.1.2.2.4 *Dos patrones de ocurrencia (gas adsorbido y gas libre)*

La ocurrencia del gas de lutita es diversa (**Figura 2-3**) incluyendo principalmente gas libre, gas adsorbido, y el gas disuelto, estando dominada por el gas libre y gas adsorbido (Consejo Editorial de “Series of Shale Gas Geology and Exploration and Development,” 2009). El gas libre en la lutita es similar al gas convencional, mientras que el gas adsorbido es similar al metano en capas de carbón. En general, el metano es adsorbido como hidrato cuando la temperatura es inferior a 75 °C, llenando los espacios de los poros y las moléculas de agua cuando la temperatura es mayor a 75 °C. La capacidad de adsorción y desorción del gas en la lutita se puede evaluar mediante los datos de isotermas de adsorción en la **Figura 2-4**. Bajo una presión relativa extremadamente baja ($P/P_0 < 0,01$), los microporos (diámetro inferior a 2 nm) en la lutita serán ocupados por metano secuencialmente (Punto A), mientras que la adsorción de una sola capa se encontrará en mesoporos (2 nm < diámetro < 50 nm) alrededor del punto B; y la adsorción de multicapas se encuentra alrededor del punto C. Junto con el aumento de la presión del sistema, la cantidad de metano adsorbido en los mesoporos aumentará rápidamente (punto D) hasta la aparición de condensación capilar (punto E, la cantidad máxima de adsorción). Cuando la

presión del sistema cae gradualmente, el fenómeno de histéresis se encontrará entre la cantidad de adsorción de gas y la presión relevante (punto F y el punto G) (Kondo et al., 2001). Las propiedades de la lutita que incluyen diámetros de poro, componentes orgánicos, composición mineral, y el grado de evolución térmica, juegan papeles importantes en la capacidad de adsorción de metano (Ross y Bustin, 2009).

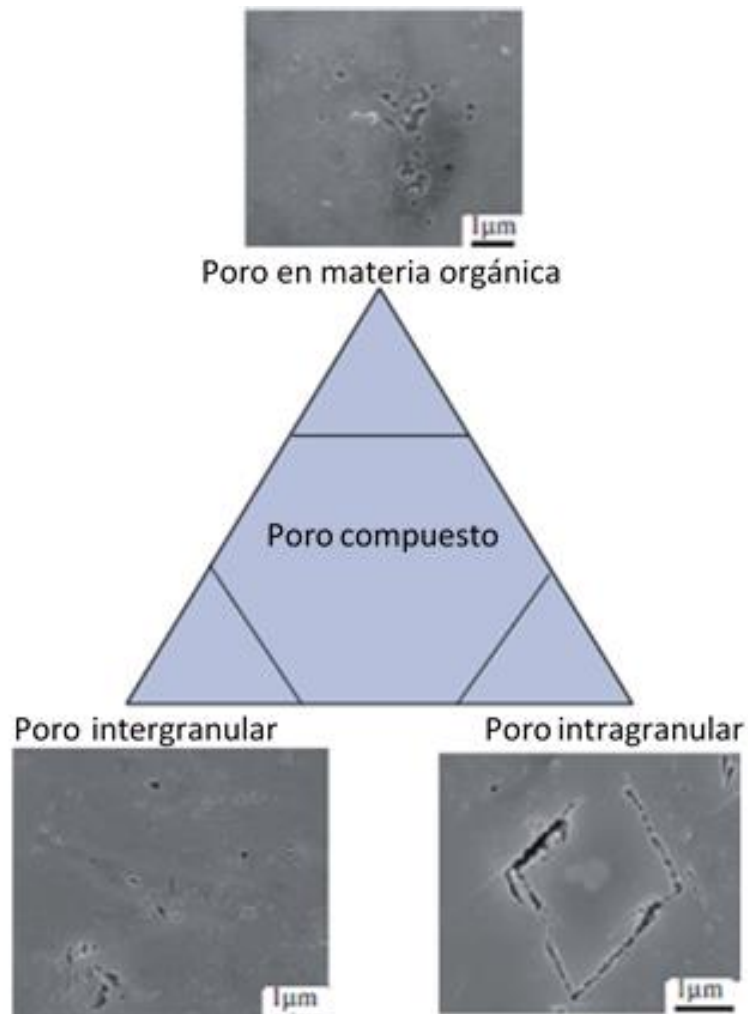


Figura 2-2. Tipos de poros de un yacimiento de lutita (mejorado de Loucks et al., 2009).

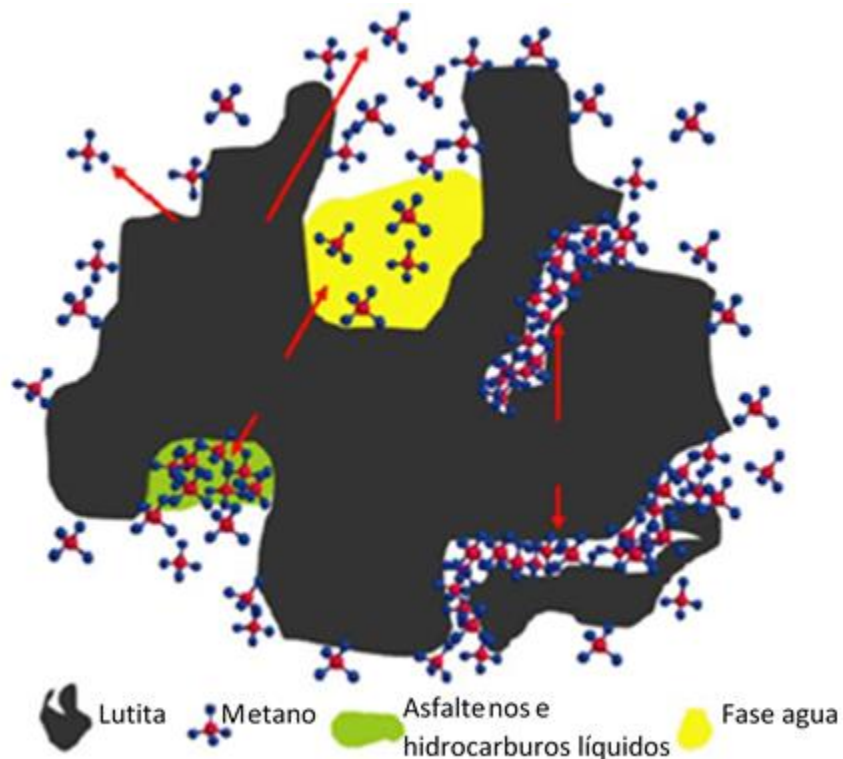


Figura 2-3. Croquis de distribución del metano en la lutita (Zou, 2014).

La lutita contiene muchas clases de componentes inorgánicos y orgánicos, que se caracterizan por una red de poros variable en diferentes estratos o incluso en los mismos estratos; por lo tanto, la cantidad de gas adsorbido y el gas libre es diferente en el yacimiento de lutitas. La **Figura 2-5** muestra la proporción de gas adsorbido y gas libre en diferentes yacimientos de lutitas en los Estados Unidos de América (Consejo Editorial de “Series of Shale Gas Geology and Exploration & Development”, 2009). Por lo general, la proporción de gas adsorbido es del 20%-60%, mientras que la lutita Barnett está dominada por gas adsorbido con una proporción del 70%. La cantidad de gas adsorbido y gas libre en la lutita se ve afectada por muchos factores, tales como la composición mineral, COT, presión de la formación, y el grado de desarrollo de las fracturas.

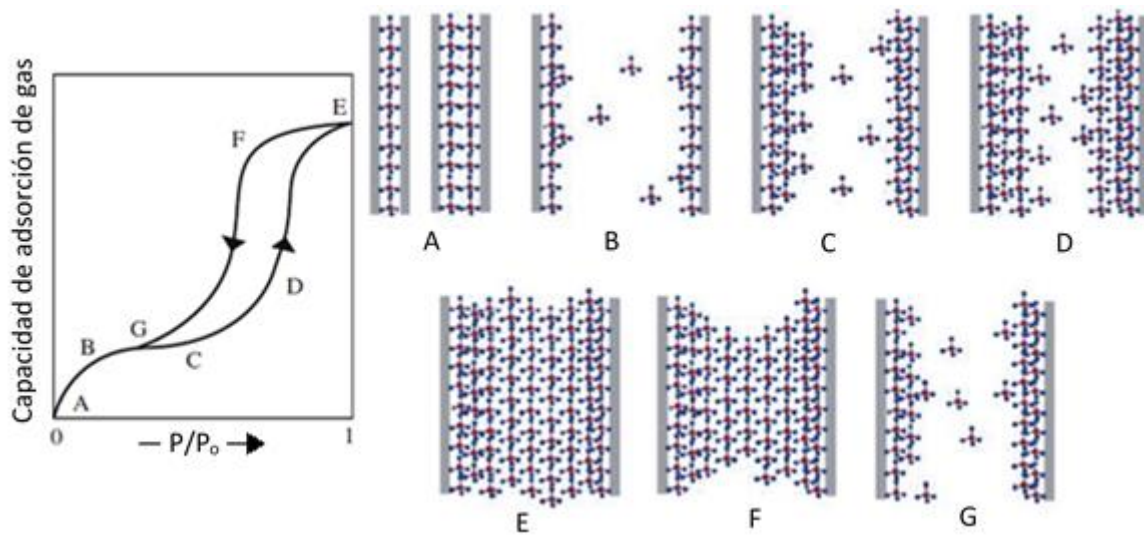


Figura 2-4. Modelo de adsorción, condensación, e histéresis del metano en microporos y mesoporos (Zou, 2014).

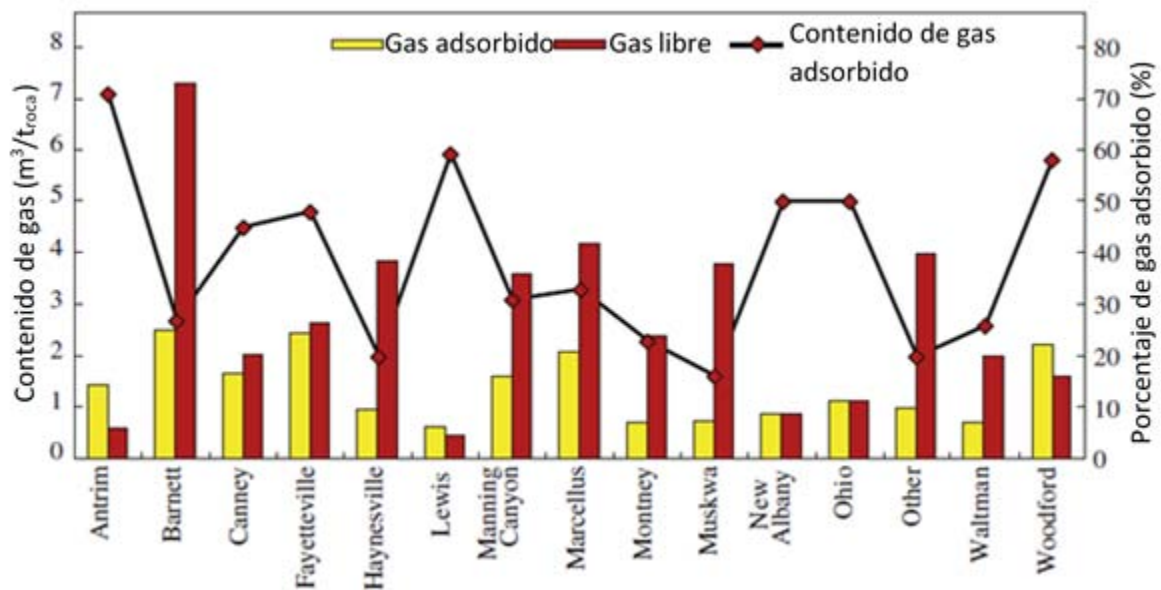


Figura 2-5. Relación entre el contenido de gas adsorbido y gas libre en los yacimiento de lutita, Estados Unidos (Zou, 2014).

2.1.2.2.5 Gran área continua de distribución del shale gas, con grandes recursos potenciales

Las lutitas oscuras abundantes en materia orgánica, que pueden formar gas de lutita, son la principal roca generadora en las cuencas petrolíferas, por lo tanto, la

roca madre, que ha entrado en la etapa de generación de gas, es un prospecto favorable para el gas de lutita. Usualmente se distribuye de forma continua en la depresión o en la zona de pendiente de la cuenca con una gran área. Según el análisis estadístico, sólo entre el 10%-20% de aceite/gas que se ha generado por la roca fuente puede ser preservado en yacimientos convencionales, mientras que otro 80% se conservó en yacimientos no convencionales (aproximadamente el 50% estaba en la roca fuente). Debido a la amplia distribución de la lutita orgánicamente rica, la escala de los recursos de gas de lutita es enorme.

En la Cuenca Fort Worth (38,100 km²), el área gasífera de la lutita Barnett en Mississippi es 12,950-15,500 km², y la reserva de gas de lutita es 9.26x10¹² m³ (la reserva técnicamente recuperable es 1.25x10¹² m³). En la cuenca de los Apalaches (280,000 km²), el área gasífera en la lutita Devónica Marcellus es 246,050 km², y la reserva de gas de lutita es 42.48x10¹²m³ (reservas técnicas recuperables es 7.4x10¹² m³), que es la mayor reserva de gas de lutita de Estados Unidos en una lutita gasífera. La abundancia de recursos de shale gas es generalmente 0.69x10⁸-8.71 x 10⁸ m³ / km² (**Tabla 2-3**). Así, durante el desarrollo del gas de lutita, el descubrimiento de un área central con alta capacidad y alta acumulación es la clave para el éxito del desarrollo (Departamento de Energía de EE.UU., 2009).

Tabla 2-3. Condiciones geológicas de las lutitas en Estados Unidos (Zou, 2014).

Lutita	Época	Profundidad (m)	Espesor efectivo (m)	COT (%)	Ro (%)	Contenido de Cuarzo (%)	Porosidad (%)	Contenido de gas (m ³ gas / t _{lutita})	Abundancia de recursos (10 ⁴ m ³ •km ⁻²)
Barnett	Miss.	1981-2926	30.00-183.00	2.00-7.00	1.10-2.00	35-50	4.00-5.00	8.50-9.91	7.15
Fayetteville	Miss.	305-2287	6.10-76.20	2.00-9.80	1.20-4.00		2.00-8.00	1.70-6.23	6.30
Haynesville	J ₃	3048-4115	616.00-91.44	0.50-4.00	2.20-3.20		8.00-9.00	2.83-9.34	8.71
Woodford	D ₃	1829-3353	36.58-67.10	1.00-14.00	1.10-3.00	60-80	3.00-9.00	5.66-8.50	2.29
Antrim	D ₃	914-1829	21.00-37.00	1.00-20.00	0.40-0.60	20-41	9.00	1.13-2.83	0.69
Lewis	K ₂	183-732	61.00-91.00	0.45-25.00	1.60-1.90		3.00-55.00	0.40-1.30	1.74
Marcellus	D ₂	465-2591	15.20-304.00	3.00-12.00	1.50-3.00	50-70	10.00	1.70-2.83	1.73
Montney	T	400-4000	30.00	1.20-1.60	1.75-3.75	50-70	5.00-9.50	0.44	

2.1.2.2.6 *Mecanismo especial de producción*

En lo que refiere a los mecanismos de producción, el mecanismo del gas de lutita es similar a otros depósitos, pero también presenta algunas diferencias. La diferencia más importante es que la producción de gas de lutita está dominada por el flujo no Darcyano, sin agua o poca producción de agua durante el proceso de producción (Li et al, 2009;.. Nie et al, 2009; King, 1994). El gas de lutita está dominado por gas adsorbido y gas libre. El contenido de gas adsorbido está a menudo en el rango de 20%-85% variando en gran medida en proporción a la profundidad. El estado de ocurrencia del gas adsorbido es similar al gas adsorbido en las capas de carbón, pero el contenido es menor (el contenido de gas adsorbido en las capas de carbón es más de 85%). El contenido de gas libre a menudo oscila entre el 15% y el 80%. Similar al gas convencional, el contenido de gas libre aumentará junto con mejores propiedades del yacimiento. En el mecanismo de la producción, la producción de gas de lutita está dominada por gas libre en la primera etapa, que es similar al desarrollo de gas convencional, mientras que la desorción y difusión de gas adsorbido dominan las etapas posteriores, lo que es similar a lo que ocurre en la producción de metano en capas de carbón. Cabe señalar que el agua no se produce durante el desarrollo de gas de lutita termogénico. Así, la descarga de agua y las caídas de presión no siempre ocurren en la recuperación de gas, mientras que las grandes cantidades de agua acompañan el desarrollo de metano en capas de carbón, yacimientos compactos de gas, y la mayor parte del gas convencional.

2.1.2.2.7 *Relación de recuperación variable*

De acuerdo con las estadísticas de las principales cuencas gasíferas en los Estados Unidos (Consejo Editorial de "Series of Shale Gas Geology and Exploration and Development," 2009; Departamento de Energía de EE.UU., 2009), la tasa de recuperación de los yacimientos de gas de lutita oscila entre el 12% y el 35%. Para el yacimiento Antrim de gas de lutita, que se caracteriza por una profundidad superficial (183-732 m), baja presión de formación, alta abundancia orgánica (1-20 %), y alto contenido de gas adsorbido ($1.13-2.83 \text{ m}^3_{\text{gas}}/\text{t}_{\text{lutita}}$), la relación de

recuperación es de hasta 26%. En contraste, para el yacimiento Barnett de gas de lutita, que se caracteriza por una gran profundidad (1981-2926 m), presión de formación alta y bajo contenido de gas adsorbido ($8.50-9.91 \text{ m}^3_{\text{gas}}/\text{t}_{\text{lutita}}$), la relación de recuperación es del 7-8% en la primera etapa, mientras que la relación de recuperación actual es de hasta 13.5% (y se espera finalmente llegue a 25%), junto con las mejoras en pozos horizontales y en la técnica de fracturación.

2.1.2.2.8 Bajo ciclo de producción en pozos individuales y largo ciclo de producción en el campo

De acuerdo a los datos preliminares de pozos de gas de lutita en el Este de los Estados Unidos (Consejo Editorial de "Series of Shale Gas Geology and Exploration and Development," 2009), no hay flujo de gas adicional en las pruebas de agujero abierto en el 40% de los pozos de producción en etapa inicial, y ningún valor comercial se ha obtenido en términos de capacidad de flujo abierto para el 55% de los pozos de gas de lutita en la etapa inicial. Se necesita fracturamiento para mejorar los yacimientos en todos los pozos de gas de lutita. Ahora, hay más de 50,000 pozos de gas de lutita en América del Norte, realizados por perforación "alfombra" y la producción en "fábrica", proporcionando un modelo de desarrollo de "baja producción de pozos múltiples" y "bajo coste de múltiples pozos." En general, la producción inicial de pozos rectos para el gas de lutita es $2800-8000 \text{ m}^3$, mientras que la producción inicial de pozos horizontales es $15,000-33,000 \text{ m}^3$. El ciclo de producción de los yacimientos de gas de lutita generalmente puede alcanzar 30-50 años, o incluso más tiempo. Según los últimos datos del Servicio Geológico de Estados Unidos, se puede concluir que el ciclo de producción de los campos de gas de la lutita Barnett en la Cuenca Fort Worth puede ser de 80-100 años. El largo ciclo de producción demuestra directamente el relativamente buen potencial de desarrollo del gas de lutita.

2.2 Características de los yacimientos en lutita

La lutita es la roca madre, y también el yacimiento, formado por el mecanismo típico de "saturación del yacimiento in situ." Durante la fase de generación de gas bioquímico, el gas natural o el gas de craqueo del petróleo inicialmente adsorbido

en la materia orgánica o en la superficie de los granos de roca o acumulado dentro del espacio orgánico poroso, permaneció allí hasta la saturación. A continuación, el gas natural sobresaturado experimenta migración primaria en fase libre o fase disuelta al espacio poroso del intervalo de lutita inorgánica suprayacente. Parte de este se almacenará dentro de los poros o fracturas intergranulares e intragranulares en fase libre. Después de la re-saturación, parte del gas natural migrará a la roca del yacimiento convencional a través de la migración secundaria y formará un depósito de gas convencional (**Figura 2-6**).

2.2.1 Composición mineral de la roca

El contenido mineral frágil es un factor importante que afecta el espacio poroso en la matriz de la lutita, el desarrollo de microfracturas, la propiedad gasífera, así como el patrón de estimulación por fracturamiento. Cuanto menor sea el contenido de arcilla, mayor es el contenido de minerales quebradizos (por ejemplo, cuarzo, feldespato, calcita) y por ende más alta es la fragilidad. Bajo las fuerzas externas, será aún más fácil formar fracturas naturales y fracturas inducidas para formar fracturas en forma de red de árbol, que son favorables para el desarrollo del gas de lutita. Por el contrario, la lutita con alto contenido de arcilla a menudo tiene alta ductilidad y puede absorber energía para formar fracturas tabulares, por lo que no son favorables para la operación de estimulación de la lutita.

En los Estados Unidos, el contenido de cuarzo en lutita productora de gas es 28%-52%, contenido de carbonato es 4%-16%, y el contenido total de minerales frágiles es de 46%-60%. A partir de los datos estadísticos para varios conjuntos de lutita en América del Norte compilados por el Consejo Editorial de "Series of Shale Gas Geology and Exploration and Development," (2009), y del análisis de la composición mineral de la lutita Barnett llevado a cabo por Jarvie et al. (2007), se concluye que no hay un modelo único que describa la composición mineral de la lutita. Por lo tanto, el desarrollo y distribución de las características de los depósitos de lutita con alto contenido de material orgánico son controlados por el ambiente de depósito. Los grandes cambios de composición mineral se encuentran en los yacimientos de

lutita rica en materia orgánica que se desarrollaron en diferentes modelos de deposición.

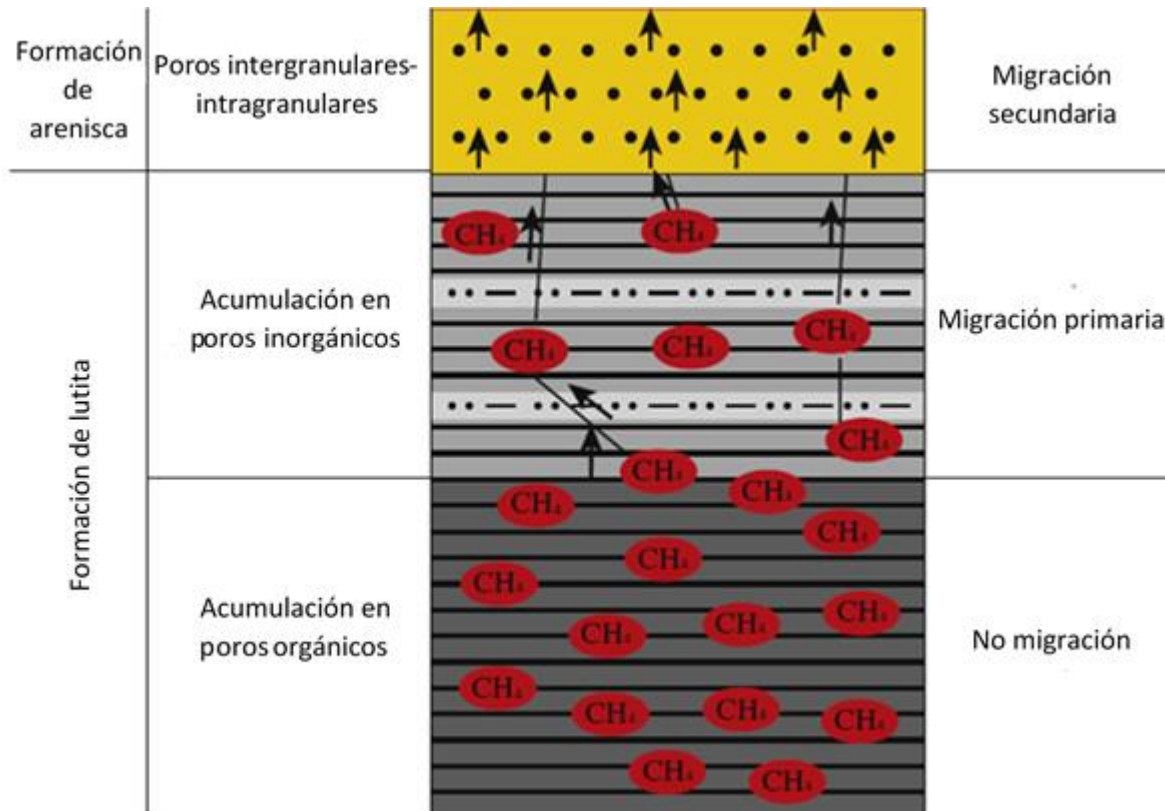


Figura 2-6. Mecanismo de formación del gas de lutita y modelo de saturación del yacimiento (Zou, 2014).

2.2.2 Características de la porosidad, permeabilidad, y microfracturas en los yacimientos en lutita

2.2.2.1 Características de porosidad y permeabilidad

Los tamaños de poro de la lutita se encuentran en el rango de 1-3 nm a 400-750 nm (Loucks et al., 2009), los cuales se caracterizan por una gran superficie específica y una textura compleja. Una clara correlación se puede encontrar entre la porosidad y la permeabilidad de los yacimientos de lutita, que es el principal factor de control para las características gasíferas en lutitas. La porosidad de los yacimientos en las lutitas de Eagle Ford es de hasta 10%, la saturación de gas es de hasta 80%, y la

permeabilidad relativa es de hasta 0.1×10^{-3} mD, parámetros que lo hacen ser considerado un buen yacimiento de lutita.

Los yacimientos favorables de gas de lutita están estrechamente relacionados con la tectónica, la sedimentación y las características geoquímicas orgánicas en determinadas configuraciones geológicas regionales. La mayoría de los horizontes objetivo son las grandes rocas generadoras del sistema petrolero, especialmente las lutitas negras en sistemas de transgresión. La materia orgánica está dominada por el querógeno tipo II (propenso a generar aceite), el cual todavía está en la etapa gasífera en grandes cantidades o en el período de formación del yacimiento. Por lo tanto, no sólo una alta abundancia orgánica residual debe ser conservada para almacenar una gran cantidad de gas adsorbido, sino también cierta porosidad se puede aumentar para proporcionar espacio suficiente para el gas libre. Mientras tanto, la permeabilidad de la matriz puede aumentarse (Wang Zhengpu et al., 1986) para mejorar la calidad de la lutita del yacimiento, formando buenos depósitos de lutita.

2.2.2.2 Microfracturas

El desarrollo de fracturas puede proporcionar suficiente espacio de almacenamiento para el gas de lutita y también puede proporcionar una vía de migración y aumentar efectivamente la producción de gas de lutita (Cheng et al, 2009; Zhang et al., 2004; Hill y Nelson, 2000; Bowker, 2002; Hill y Lonibardite, 2002). La permeabilidad de la lutita será muy baja sin el desarrollo de fracturas. El contenido de cuarzo es una influencia importante en el desarrollo de fracturas. La lutita negra rica en cuarzo tiene buena fragilidad; así, el desarrollo de fractura es mejor que en la lutita rica en calcita. Nelson (2009) ha señalado que además del cuarzo, tanto el feldespato como la dolomita son también elementos frágiles. Aunque la lutita tiene a menudo un contenido alto de minerales de arcilla, la lutita rica en contenido orgánico generalmente tiene bajo contenido de minerales de arcilla. En la exploración de gas de lutita, se debe buscar la lutita que pueda ser fracturada, lo que significa que el contenido de arcilla en la lutita debe ser lo suficientemente baja (<50%) y el contenido mineral frágil debe ser alto para que sea fácilmente fracturada.

2.2.3 Propiedades gasíferas de los yacimientos en lutita

Las áreas de gas de lutita se pueden dividir en áreas centrales y periféricas por sus propiedades gasíferas. El contenido de gas de lutita, incluyendo gas libre, gas adsorbido, y el gas disuelto, es un índice importante para determinar si tiene tanto beneficios económicos como recursos para llevar a cabo la evaluación potencial. El Consejo Editorial de "Series of Shale Gas Geology and Exploration and Development," (2009) propuso que el contenido de gas de lutita mínimo para el desarrollo comercial debe ser de $2.8 \text{ m}^3_{\text{gas}}/\text{t}_{\text{lutita}}$. En la actualidad, el contenido mínimo de gas de lutita en fase de desarrollo comercial en América del Norte es de aproximadamente $1.1 \text{ m}^3_{\text{gas}}/\text{t}_{\text{lutita}}$, y el más alto contenido puede llegar a $9.91 \text{ m}^3_{\text{gas}}/\text{t}_{\text{lutita}}$ (Tabla 2-3). Algo del gas adsorbido es principalmente relevante con materia orgánica y minerales de arcilla, mientras que un poco de gas libre es especialmente relevante con los poros de la matriz. La **Figura 2-7** muestra que una correlación positiva se puede encontrar entre la capacidad de adsorción y el contenido de materia orgánica.

Cabe señalar que la cantidad y la calidad de la materia orgánica en la lutita son los factores clave para la cantidad gasífera de la lutita desde el punto de generación de hidrocarburos y el mecanismo de acumulación en la lutita. Por otra parte, el límite inferior de la abundancia de materia orgánica y la maduración de la formación del yacimiento de gas de lutita son los temas críticos. Ahora, Schlumberger y Devon Energy Co. (Boyer et al., 2006, citado por el Consejo Editorial de la "Series of Shale Gas Geology and Exploration and Development," 2009) han determinado el límite inferior de COT (2.0%) en base a las prácticas de exploración y desarrollo de yacimientos de gas de lutita. Este límite inferior es en realidad igual a los estándares de "buena roca fuente oleaginosa" en la determinación de los niveles de roca madre por los geoquímicos petroleros. El análisis sintético y la identificación de material parental, la madurez térmica, composición mineral y textura de la roca son muy importantes en la mejora de los resultados de la exploración y desarrollo de yacimientos de gas de lutita. El límite superior para la formación de gas de lutita es favorable cuando la madurez de la materia orgánica (R_o) es de más del 1.2%.

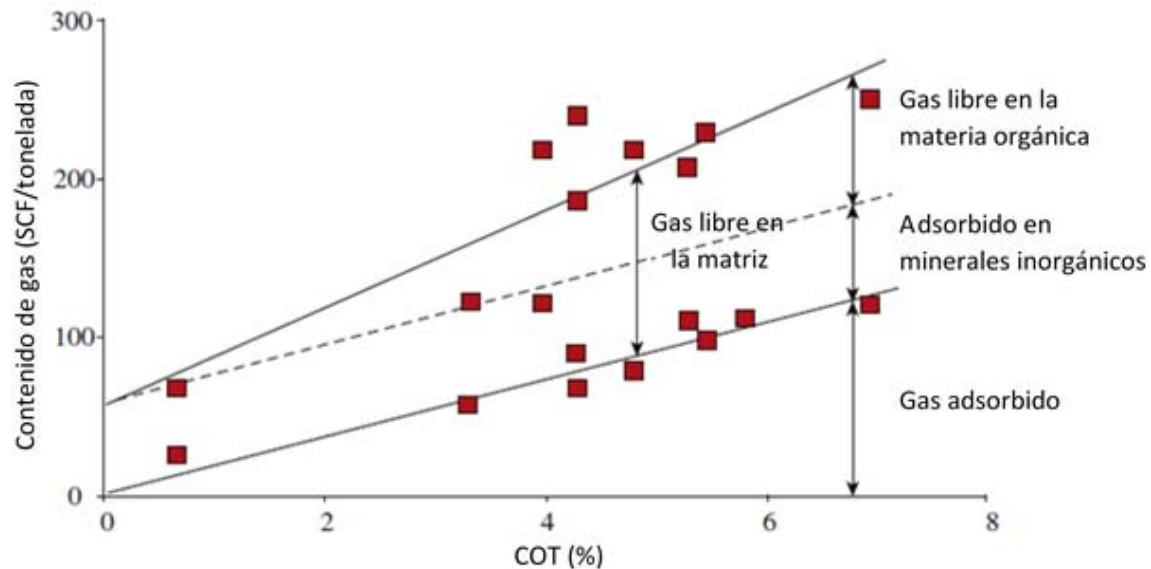


Figura 2-7. Relación entre la cantidad gasífera y la abundancia de materia orgánica (COT) en la lutita Barnett (Jarvie, 2004, citado en Jarvie et al., 2007).

2.2.4 Estándares de evaluación para yacimientos en lutita

De acuerdo a las características geológicas de los principales yacimientos de gas de lutita en Barnett, Haynesville, y otras áreas, los buenos yacimientos de gas de lutita suelen tener las características que se muestran en la **Tabla 2-4**. Estos estándares proporcionan orientación importante para la evaluación de yacimientos de gas de lutita en México.

2.3 Generación y distribución del shale gas

De acuerdo con la teoría del origen orgánico, cualquier lutita rica orgánicamente puede formar un yacimiento de gas de lutita bajo las condiciones geológicas adecuadas. Los hidrocarburos líquidos se pueden formar en el período mediano-tardío de la diagénesis gradualmente después de la depositación de la materia orgánica, mientras que el gas se puede generar durante toda la historia de la evolución. La cantidad de gas es relativamente menor en la etapa inicial, mientras que aumentará gradualmente junto con el aumento de la profundidad y el tiempo. Después de que la evolución de la materia orgánica entró en la ventana de generación de gas, las cantidades gasíferas aumentarán rápidamente, siendo esta

la etapa importante en la formación de yacimientos de gas de lutita con valor comercial. De acuerdo con la capacidad de generación de hidrocarburos de la lutita rica orgánicamente, el espesor efectivo de la expulsión de hidrocarburos, y los requisitos de exploración y desarrollo para el gas de lutita, en general se cree que la formación de gas de lutita se caracteriza por "cinco máximos": alta abundancia de materia orgánica (COT > 2.0%); alto grado evolución térmica (R_o > 2.0-2.5%); alto contenido de cuarzo; alta fragilidad (facilidad para formar fracturas manuales por fracturamiento hidráulico, fragilidad > 80); y alto contenido de gas adsorbido. Cabe señalar que por lo general la composición mineral más básica de la lutita marina orgánicamente rica marina es de cuarzo autogénico con origen sedimentario (contenido de cuarzo, feldespato, calcita, etc., > 50%). El contenido de minerales de arcilla (caolinita, montmorillonita, etc.) es menor. Así, la fragilidad es relativamente alta en su conjunto. Comparativamente hablando, el contenido de minerales de arcilla en la lutita terrestre orgánicamente rica es relativamente más alto, mientras que el contenido de minerales frágiles (cuarzo, etc.) es más bajo, lo que conduce a una fragilidad más baja en la lutita.

2.3.1 Abundancia de la materia orgánica

El COT es un índice importante para evaluar la abundancia de materia orgánica y la base para la generación de gas de lutita. La materia orgánica rica debe desarrollarse en la lutita de los prospectos para la recuperación comercial de gas de lutita para generar suficiente gas. Una correlación efectiva se puede encontrar entre la cantidad de gas adsorbido y el COT en la lutita. Las formaciones de lutitas con alto contenido de carbono orgánico por lo general tienen relativamente altas propiedades gasíferas y altos recursos de gas de lutita. Además, el COT es un índice importante para determinar las propiedades gasíferas de la lutita así como su potencial de recursos. El COT más bajo en los prospectos favorables de gas de lutita (en lutitas orgánicamente ricas) es de aproximadamente 2.0%-3.0%. El contenido de COT de las lutitas gasíferas en Estados Unidos es de 0.45%-25% (Tabla 2-3), y la cantidad gasífera es $0.4-9.91 \text{ m}^3_{\text{gas}}/\text{t}_{\text{lutita}}$.

Tabla 2-4. Características de los principales yacimientos de lutitas gasíferas en América del Norte (Zou, 2014).

Parámetro principal	Estándar básico
Profundidad	La profundidad mínima de la ventana de gas seco
Espesor de la lutita	>30 m
Madurez térmica	>1.4%
Contenido orgánico	>2%
Tipo de querógeno	I, II
Composición mineral	El contenido de cuarzo o calcita es mayor a 40% El contenido de arcilla es menor al 30% Baja capacidad de hinchamiento Sílice biogénico y clastógeno
Estructura y tipos de fractura	Apertura horizontal o vertical Sin relleno o llena de sílice, llena de calcita
Heterogeneidad interna vertical	Entre más pequeña mejor
Porosidad llena con gas	>2%
Permeabilidad	>100 x 10 ⁻³ mD
Saturación de agua	<40%
Saturación de aceite	<5%
Módulo de Young	>3.03 MPa
Relación de Poisson	<0.25

2.3.2 Tipos de materia orgánica

Aunque el COT y la madurez son los factores clave que influyen en el potencial gasífero de la roca madre, es generalmente reconocido que la materia orgánica con una rica cantidad de hidrógeno conduce a la generación de aceite y que la materia orgánica con menos hidrógeno a la generación de gas (**Figura 2-8**). Una gran diversidad de cantidades gasíferas se puede encontrar en diferentes tipos de querógeno y en diferentes etapas de evolución. Así, el estudio de los tipos de materia orgánica es necesario para determinar los prospectos favorables de gas de lutita. La materia orgánica que se formó en ambientes marinos o lacustres (Tipo I y Tipo II) es propensa a formar aceite, donde el petróleo crudo craquea en gas a la par del aumento del grado de evolución térmica. El tipo III, el cual se formó en el entorno terrestre, derivado de plantas conteniendo muchos restos vegetales identificables, es propenso a la generación de gas. El tipo mixto intermedio (especialmente de tipo II y tipo III) es más común en la lutita marina, con gran

potencial para la generación de gas. Cabe señalar que cualquier tipo de materia orgánica puede generar gas en grandes cantidades cuando el grado de evolución térmica es relativamente alto. La relación entre el COT y el potencial de generación de hidrocarburos residuales también se refleja en la Figura 2-8 (Consejo Editorial de " Series of Shale Gas Geology and Exploration and Development," 2009), en la que entre más alto es el total COT, mayor será el potencial de generación de gas. La materia orgánica en las lutitas gasíferas en América del Norte está dominada por el tipo II.

2.3.3 Madurez de la materia orgánica

La madurez es el principal índice para determinar si la materia orgánica es propensa al aceite o al gas, y el grado de transformación de la materia orgánica en hidrocarburos. En general, el índice de madurez $R_o \geq 1.0\%$ indica el pico de generación de petróleo, y $R_o \geq 1.3\%$ es la etapa de generación de gas. La madurez (R_o) de las lutitas gasíferas en América del Norte varía entre 0.4%-4.0% (Tabla 2-4), lo que indica que el gas de lutita se puede generar durante todo el proceso de transformación de la materia orgánica en hidrocarburos. En otras palabras, la génesis del gas de lutita puede ser por biodegradación de la materia orgánica, degradación térmica del querógeno, craqueo térmico de petróleo crudo, y génesis mixto. Sin embargo, de acuerdo a la comparación entre las cantidades gasíferas en las lutitas y los parámetros de capacidad, una baja madurez de la materia orgánica dará lugar a una pequeña cantidad gasífera en lutitas así como baja capacidad de aporte de gas, mientras que una mayor madurez conducirá a un cantidad mayor de gas y a mayor capacidad de aporte. Se puede concluir que el gas de lutita está dominado por termogénesis tales como la degradación térmica del querógeno y el craqueo térmico del petróleo crudo. Con base en el estudio de Jarvie et al. (2007), se puede concluir que los prospectos favorables para el gas de lutita deben colocarse dentro de la ventana térmica de generación de gas, donde la madurez (R_o) es de 1.1%-3.5% (Jarvie et al., 2007). Como las cantidades de generación de gas por craqueo térmico de querógeno y el aceite crudo sean considerablemente

altas, la capacidad de aporte de los pozos individuales en lutitas de alta madurez crecerá sustancialmente.

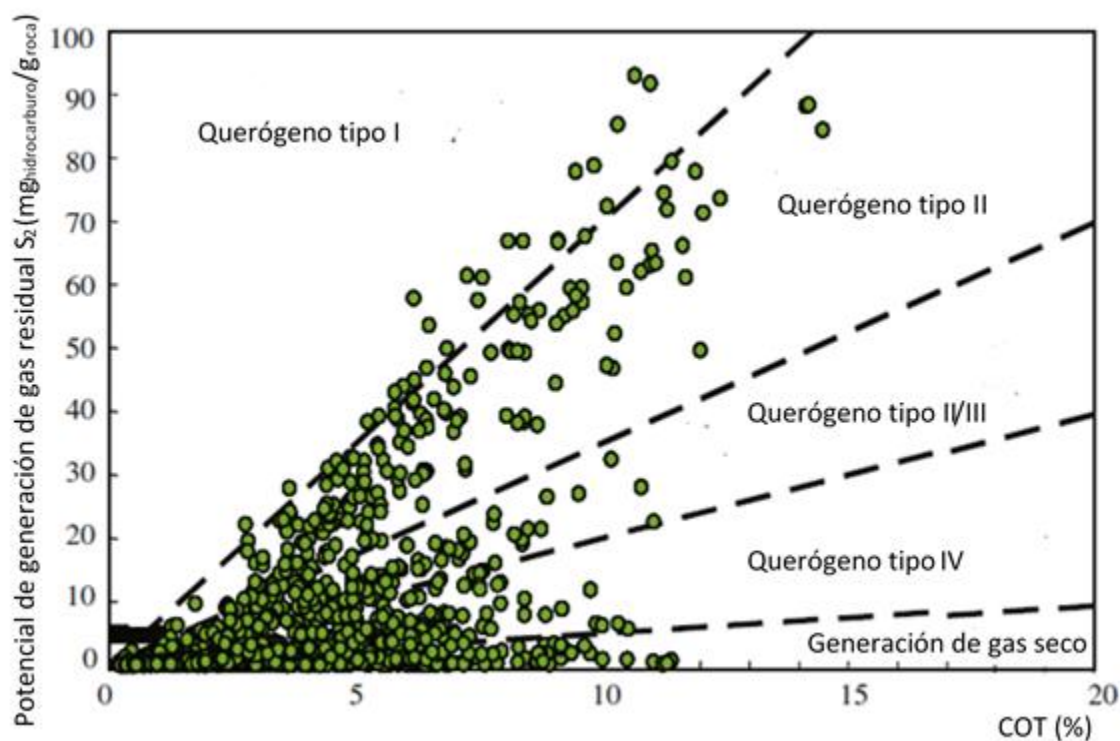


Figura 2-8. Relación entre el TOC y el potencial de generación de hidrocarburos residuales en lutitas gasíferas de América del Norte (de Core Lab, 2006).

2.3.4 Espesor efectivo de la lutita

Al igual que la formación convencional de hidrocarburos, con el fin de formar gas de lutita comercial, el espesor efectivo de la lutita necesita alcanzar cierto umbral para asegurar suficiente materia orgánica y espacio de almacenamiento. Una lutita efectiva se define como aquella lutita en la ventana de generación de gas de madurez térmica, donde el COT es mayor al 2%, el contenido de minerales frágiles (cuarzo, etc.) es más del 40%, el contenido de minerales de arcilla es inferior a 30%, la porosidad de aire es más que 2%, y la permeabilidad es inferior a 0.0001×10^{-3} mD. Se ha confirmado que el espesor de la lutita efectiva puede cumplir los requisitos para el desarrollo comercial cuando tiene más de 30-50 m (más de 30 m cuando la lutita efectiva fue desarrollada de forma continua, y el espesor acumulado

debe ser de más de 50 m cuando la lutita efectiva fue desarrollada de forma discontinua o el COT fue de menos de 2%). Cuando el espesor de la lutita efectiva aumenta (sobre todo el espesor efectivo continuo), la cantidad total de materia orgánica aumentará, lo que lleva a una mayor cantidad de generación de gas y un mayor grado de acumulación de gas. El espesor mínimo de una lutita efectiva en la zona de lutitas gasíferas enriquecidas de América del Norte es de 6 m (Fayetteville), y el más grande es de hasta 304 m (Marcellus). El espesor en la zona productora central de shale gas es usualmente mayor a 30 m (Tabla 2-3).

2.3.5 Propiedad gasíferas

La propiedad gasífera es un índice importante para evaluar el valor comercial de desarrollo y los recursos potenciales de gas de lutita. Las cantidades gasíferas de las lutitas incluyen gas libre, gas adsorbido, gas disuelto. El Consejo editorial de "Series of Shale Gas Geology and Exploration and Development," (2009) ha señalado que la cantidad gasífera más baja en lutitas en los prospectos de desarrollo comercial es de $2.8 \text{ m}^3_{\text{gas}}/\text{t}_{\text{lutita}}$. Ahora, la cantidad gasífera más baja de una lutita para desarrollo comercial en América del Norte es de aproximadamente $1.1 \text{ m}^3_{\text{gas}}/\text{t}_{\text{lutita}}$, y la más alta es de $9.91 \text{ m}^3_{\text{gas}}/\text{t}_{\text{lutita}}$.

2.3.6 Composición mineral

Por lo general, el contenido de minerales de arcilla en las lutitas es alto. Sin embargo, el contenido de minerales de arcilla en la lutita oscura orgánicamente rica es relativamente bajo. En la exploración de gas de lutita, se tiene que encontrar la lutita que pueda ser fracturada. En otras palabras, la lutita debe tener un bajo contenido de minerales de arcilla (<50%) y un contenido abundante de minerales frágiles, los cuales son fáciles de ser fracturados con éxito. Los minerales frágiles son un factor importante para el desarrollo de la porosidad de la matriz y de microfracturas, la propiedad gasífera, y la tecnología para formación de fracturas. La composición mineral de la roca es quizá el factor más importante para el desarrollo de gas de lutita en etapa tardía. En general, el contenido de minerales frágiles es más del 40%, y el contenido de minerales de arcilla es inferior al 30% en

las lutitas con valor de desarrollo comercial (**Figura 2-9**) (Consejo editorial de Series of Shale Gas Geology and Exploration and Development,” 2009).

2.3.7 Porosidad, características de permeabilidad, y microfracturas

Los poros de la roca son espacios importantes para el almacenamiento de hidrocarburos. La porosidad es el principal parámetro para determinar el contenido de gas libre. Basado en datos de Zou et al. (2010a, 2010b; Consejo Editorial de Series of Shale Gas Geology and Exploration and Development”, 2009), alrededor del 50% del gas de lutita se almacena en los poros de la matriz de lutita. Los yacimientos de lutita tienen una extremadamente baja porosidad y baja permeabilidad, caracterizándose por el desarrollo de muchos tipos de microporos. Los poros son de menos de 2 μm , distinguidos por una gran superficie específica y textura compleja (King, 1994). Abundantes áreas de superficies internas pueden almacenar grandes cantidades de gas por adsorción. En general, la porosidad de la matriz de lutita es de 0.5%-0.6%, mientras que la mayoría son del 2%-4%. El desarrollo de fracturas puede proporcionar suficiente espacio de almacenamiento para el gas de lutita, y también puede proporcionar vías de migración para el mismo, las cuales pueden mejorar efectivamente la producción de gas de lutita (Curtis, 2002).

2.4 Potencial de exploración de shale gas

La exploración y desarrollo de gas de lutita comenzó hace 200 años en América del Norte y ahora está entrando en la era global marcada por un rápido desarrollo en muchos países diferentes (**Figura 2-10**). El progreso del gas de lutita en América del Norte ha sido extremadamente rápido. El gas de lutita es una importante fuente de gas en América del Norte, dando lugar a cambios importantes en el marco de la oferta mundial de energía. Países como Alemania, Francia, Gran Bretaña, Polonia, Austria, Suecia, China, Australia, Nueva Zelanda, India, Argentina, Chile y recientemente México han puesto en perspectiva el valor y el futuro brillante de los recursos de gas de lutita. Países como estos han llevado a cabo los estudios pertinentes y la exploración y desarrollo del gas de lutita (como la teoría básica de

gas de lutita, la evaluación potencial de los recursos, y las pruebas de producción comercial).

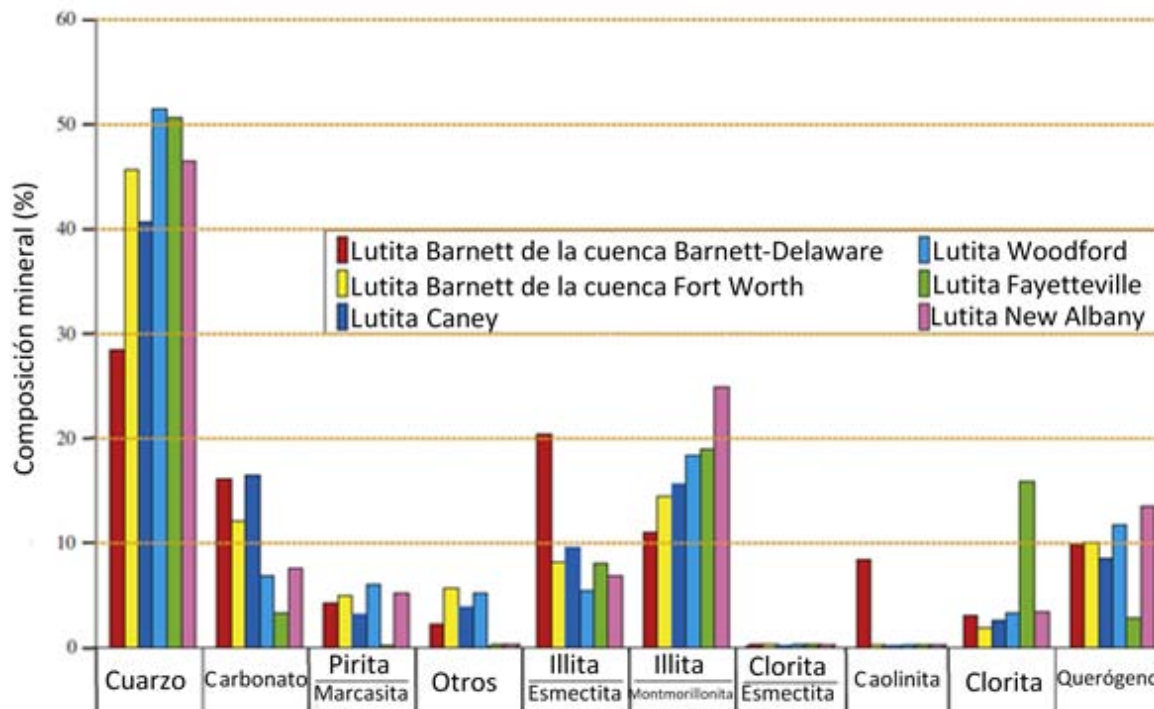


Figura 2-9. Histograma para la composición mineral de la producción de gas de lutita en los Estados Unidos (Zou, 2014).

2.4.1 Estado actual de la exploración y desarrollo de shale gas

2.4.1.1 Estado actual en Norte América

El gas de lutita se descubrió por primera vez en América del Norte. El primer pozo de gas de lutita se perforó en la lutita Devónica de la parte oriental de los Estados Unidos en 1821, e inició el desarrollo comercial de gas de lutita en el mundo. El primer yacimiento de gas de lutita, el campo Big Sandy, fue encontrado en 1914. El tratamiento de fracturamiento a gran escala en el Pozo C.W. Slay Número 1 de la lutita Barnett se llevó a cabo por George Michael, quien es conocido como el padre del gas de lutita de Barnett. El descubrimiento de gas de lutita llegó unos 40 años antes que el descubrimiento del petróleo. Hasta finales de 2009, América del Norte fue la zona más exitosa del mundo para la exploración y explotación de gas de lutita. Lutitas gasíferas en estratos Paleozoicos y Mesozoicos se han encontrado en cerca

de 50 cuencas, y la producción de gas de lutita se ha realizado en unas 10 cuencas con más de 50,000 pozos productores (siendo la profundidad de los pozos de 2500-4500 m). La producción es $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$, lo que representa el 12% de la producción total de gas en América del Norte. Esto ha hecho que Norteamérica entre en una nueva época con abundante gas.

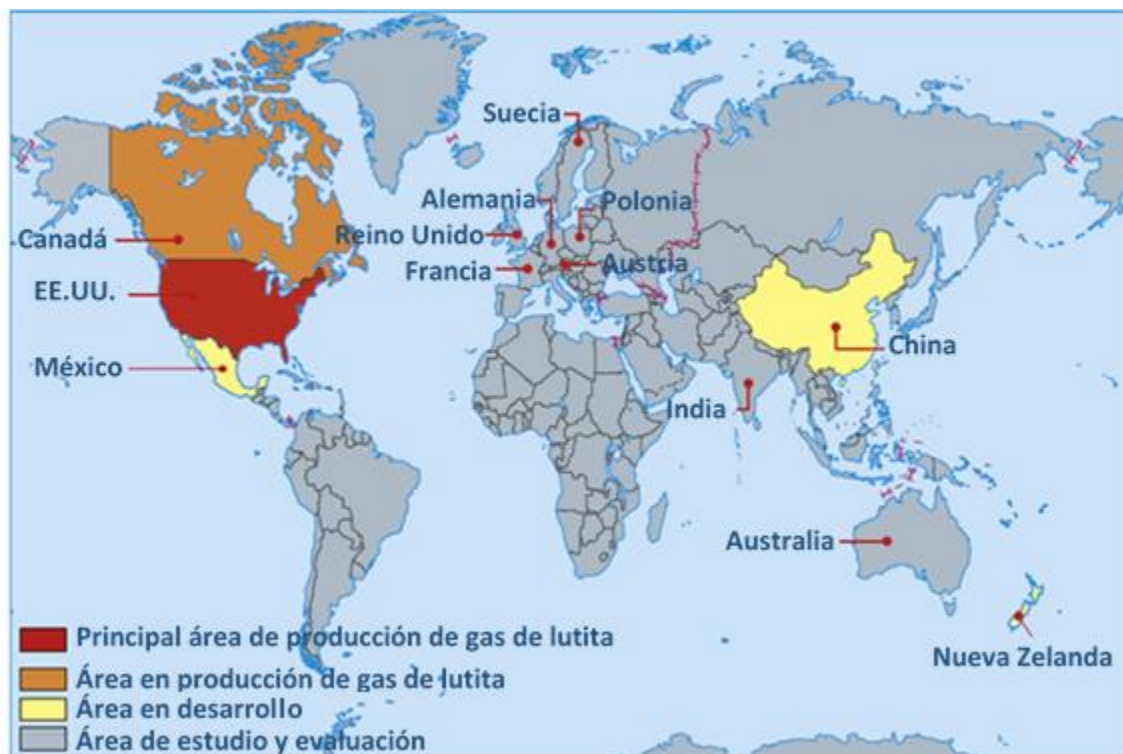


Figura 2-10. Mapa de la situación mundial para la exploración y desarrollo de gas de lutita (modificado a partir de Kuuskraa et al., 2009).

2.4.1.2 Exploración y estado de desarrollo de shale gas en México

México tiene un excelente potencial para el desarrollo de recursos de gas de lutita y aceite de lutita almacenados en lutitas depositadas en ambientes marinos, las lutitas que actuaron como rocas generadoras se encuentran distribuidas a lo largo de la costa del Golfo de México.

La empresa productiva del Estado Mexicano, Petróleos Mexicanos (PEMEX) inició los trabajos exploratorios de gas-aceite de lutita a principios del año 2010. Identificando 5 provincias geológicas con potencial para producir hidrocarburos

contenidos en lutita: 1) Chihuahua, 2) Sabinas-Burro-Picachos, 3) Burgos, 4) Tampico-Misantla, 5) Veracruz (**Figura 2-11**). En estas provincias se estimó un recurso técnicamente recuperable de 150 a 459 TCF, con una media de 297 TCF, equivalente a alrededor de 60 miles de millones de barriles de petróleo equivalente (MMMbpe) (PEMEX, 2011).



Figura 2-11. Cuencas de gas de lutita en México (PEMEX, 2011).

De acuerdo con un estudio publicado en 2013 por la Administración de Información de Energía de Estados Unidos de América (EIA por sus siglas en inglés) México ocupa el sexto lugar en la lista de países con la mayor cantidad de recursos técnicamente recuperables de gas de lutita (**Tabla 2-5**), con 545 trillones de pies cúbicos (**Tabla 2-6**).

Los yacimientos de gas de lutita de Eagle Ford se extienden al noreste de México, demostrado con el pozo exploratorio Emergente-1. La EIA estima que al noreste y centro-este de México hay yacimientos espesos ricos en materia orgánica y madurez térmica, los cuales presentan edad geológica similar a los de los Estados

Unidos (Eagle Ford, Haynesville, Bossier y Pearsall). El play mejor documentado es el de la lutita Eagle Ford de la Cuenca de Burgos, donde las ventanas propensas a generar gas se extienden desde Texas hasta el norte de México, las cuáles poseen aproximadamente 343 TCF de gas de lutita técnicamente recuperable.

Tabla 2-5. Ranking de países con recursos técnicamente recuperables de gas de lutita (EIA, 2013).

Lugar	País	Gas de lutita (Tcf)
1	China	1,115
2	Argentina	802
3	Algeria	707
4	Estados Unidos	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245
	Total Mundial	7,299

Más al sur y al este en México, la geología de las lutitas de la porción terrestre de la cuenca del Golfo de México se convierte estructuralmente más compleja y el potencial de desarrollo de gas de lutita es menos seguro. La Cuenca de Sabinas tiene un estimado de 124 TCF de recursos de gas de lutita técnicamente recuperables dentro de las lutitas Eagle Ford y La Casita, pero la cuenca se encuentra fallada y plegada. Las cuencas de Tampico, Tuxpan, Veracruz son estructuralmente más favorables y añaden otros 28 TCF de gas de lutita técnicamente recuperable en lutitas marinas del Cretácico y Jurásico. Estas lutitas son rocas generadoras prolíficas para campos convencionales costa dentro y costa fuera en esta área. La perforación de las lutitas aún no ha ocurrido en estas cuencas.

Tabla 2-6. Propiedades de los yacimientos de gas de lutita y recursos de México (EIA, 2013).

Cuenca/Área	Burgos (24,200 mi ²)		Sabinas (35,700 mi ²)	
	Datos básicos	Formación	Eagle Ford	Lutita Titoniense
	Edad geológica	Cretácico M.-S.	Jurásico S.	Cretácico M.-S. Jurásico S.
	Ambiente de depósito	Marino	Marino	Marino Marino

Extensión física	Área prospectiva (mi ²)	600	10,000	6,700	6,700	9,500	9,500		
	Espesor (ft)	Orgánicamente rico	200	200	300	500	500	800	
		Efectivo	160	160	210	200	400	240	
	Profundidad (ft)	Intervalo	3300-4000	4000-16400	6500-16400	7500-16400	5000-12500	9800-13100	
Promedio		3500	7500	10500	11500	9000	11500		
Propiedades del yacimiento	Presión del yacimiento	Altamente sobrepesionado	Altamente sobrepesionado	Altamente sobrepesionado	Altamente sobrepesionado	Bajo presioanado	Bajo presioanado		
	COT promedio (%)	5.0	5.0	5.0	3.0	4.0	2.0		
	Madurez térmica (% Ro)	0.85	1.15	1.60	1.70	1.50	2.50		
	Contenido de arcilla	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo		
Recursos	Fase	Gas asociado	Gas húmedo	Gas seco	Gas seco	Gas seco	Gas seco		
	OGIP concentración (Bcf/mi ²)	21.7	74.4	190.9	100.3	131.9	69.1		
	OGIP bajo riesgo (TCF)	7.8	446.4	767.5	201.6	501.0	118.1		
	Recuperable bajo riesgo (TCF)	0.9	111.6	230.2	50.4	100.2	23.6		
Datos básicos	Cuenca/Área	Tampico (26,900 mi ²)			Tuxpan (2,810 mi ²)		Veracruz (9,030 mi ²)		
	Formación	Pimienta			Tamaulipas	Pimienta	Maltrata		
	Edad geológica	Jurásico			Cretácico B.-M.	Jurásico	Cretácico S.		
	Ambiente de deposito	Marino			Marino	Marino	Marino		
Extensión física	Área prospectiva (mi ²)	9000	3050	1550	1000	1000	560	400	
	Espesor (ft)	Orgánicamente rico	500	500	500	300	500	300	300
		Efectivo	200	200	200	210	200	150	150
	Profundidad (ft)	Intervalo	3300-8500	400-8500	7000-9000	6000-9500	6600-10000	9800-12000	10000-12500
Promedio		5500	6200	8000	7900	8500	11000	11500	
Propiedades del yacimiento	Presión del yacimiento	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	
	COT promedio (%)	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	
	Madurez térmica (% Ro)	0.85	1.15	1.40	0.85	0.90	0.85	1.40	
	Contenido de arcilla	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo/Med	Bajo/Med	
Recursos	Fase	Gas Asociado	Gas húmedo	Gas seco	Gas Asociado	Gas Asociado	Gas Asociado	Gas seco	
	OGIP concentración (Bcf/mi ²)	18.6	44.7	83.0	25.5	27.2	22.4	70.0	
	OGIP bajo riesgo (TCF)	58.5	47.7	45.0	8.9	9.5	6.6	14.7	
	Recuperable bajo riesgo (TCF)	4.7	9.5	9.0	0.7	0.8	0.5	2.9	

PEMEX contempla que la producción comercial de gas de lutita de inició en 2015 y se eleve a alrededor de 2 BCFD en 2025, con una potencial inversión de la compañía de \$ 1 mil millones de dólares para perforar 750 pozos. Sin embargo, los pozos de exploración en lutitas iniciales de PEMEX han sido costosos (\$20 a \$ 25 millones de dólares por pozo) y han proporcionado gastos de gas iniciales modestos (~ 3 millones de m³ / d por pozo con fuerte declinación). El desarrollo potencial de México de sus recursos de gas de lutita podría verse limitado por varios factores, entre ellos los límites potenciales de la inversión upstream, las capacidades

nacientes del sector local de servicios para lutitas, y los problemas de seguridad pública en muchas áreas donde se ubican las lutitas.

2.4.2 Potencial de los recursos de shale gas en México

México tiene grandes recursos prospectivos geológicamente de gas de lutita en la parte noreste del país dentro de la porción terrestre de la gran cuenca del Golfo de México. Estas gruesas lutitas ricas orgánicamente de origen marino, se correlacionan con los yacimientos productivos de lutitas del Jurásico y Cretácico en el sur de Estados Unidos, en particular las lutitas de Eagle Ford y Haynesville (**Figura 2-12**). Hasta la fecha, la empresa productiva del estado mexicano PEMEX ha perforado al menos seis pozos de exploración de hidrocarburos de lutita con resultados modestos.

Mientras que las lutitas marinas depositadas en México parecen tener buena calidad, la estructura geológica de sus cuencas sedimentarias a menudo es considerablemente más compleja que en sus contrapartes en los EE.UU. En comparación con los cinturones anchos y levemente profundos de lutitas en Texas y Louisiana, la zona costera de lutitas de México es más estrecha, menos continua y estructuralmente más interrumpida. La compresión regional y las fallas de cabalgamiento relacionadas con la formación de la cordillera de la Sierra Madre han exprimido la llanura costera de México, creando una serie de sub-cuencas discontinuas. Muchos de los campos de petróleo y gas convencionales más grandes de México también se producen en esta zona, la producción de yacimientos de areniscas convencionales del Mioceno y Plioceno que fueron abastecidas por lutitas profundas, ricas en materia orgánica y térmicamente maduras del Cretácico y Jurásico. Estas profundas rocas generadoras son los principales objetivos para la exploración de gas de lutita en México.

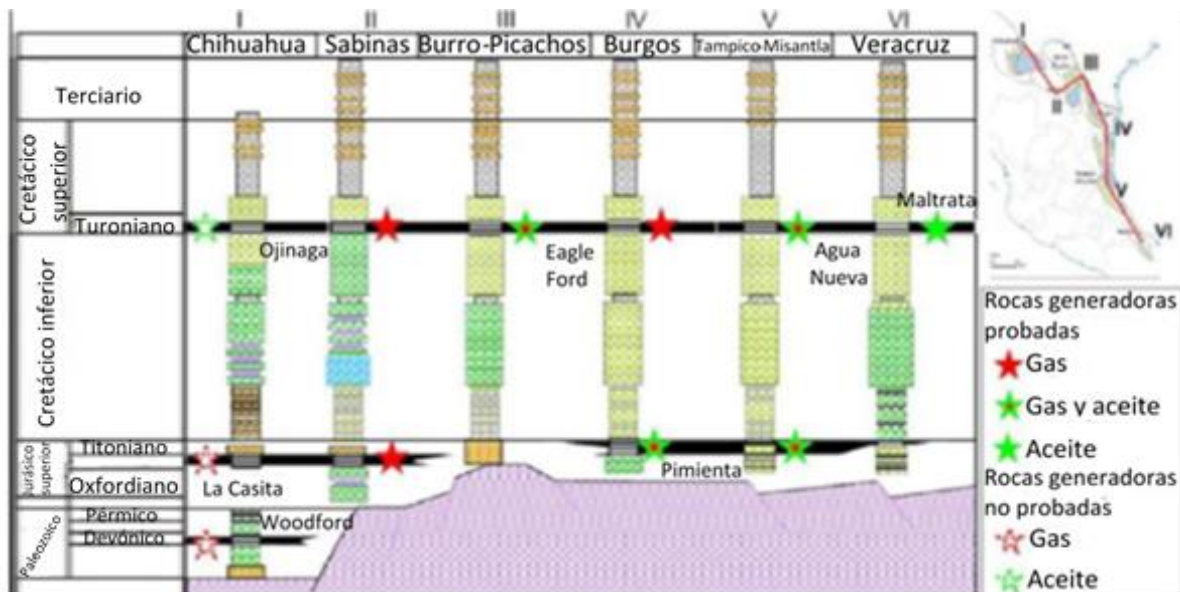


Figura 2-12. Sección transversal de los objetivos de gas de lutita en el este de México (Escalera Alcocer, 2012).

PEMEX ha identificado unas 200 oportunidades de recursos de gas de lutita en cinco provincias geológicas en el este de México (**Figura 2-13**). Según la compañía, las regiones potenciales incluyen: 1) gas de lutita Paleozoico en la región de Chihuahua; 2) gas de lutita Cretácico en la región de Sabinas-Burro-Picachos; 3) gas de lutita Cretácico en la Cuenca de Burgos; 4) gas de lutita Jurásico en Tampico-Misantla; y 5) potencial no especificado de gas de lutita en Veracruz.

La evaluación interna inicial de PEMEX estimó 150 billones de pies cúbicos (P90) a 459 billones de pies cúbicos (P10) de recursos recuperables de gas de lutita, con una estimación promedio de 297 billones de pies cúbicos. Para 2012 PEMEX actualizó sus evaluaciones de gas de lutita a 141.5 billones de pies cúbicos (que comprenden 104.7 billones de pies cúbicos de gas seco y 36.8 billones de pies cúbicos de gas húmedo).

La exploración inicial de gas de lutita comenzó en México a finales de 2011. A 2013 PEMEX había perforado al menos seis pozos en el play de la lutita Eagle Ford en el norte de México, pero las cuencas de lutita más al sur aún no han sido probadas. A pesar de algunas áreas con geología de la lutita favorable, México se enfrenta a importantes obstáculos para el desarrollo del gas de lutita. Se requiere de inversión

extranjera para el sector upstream de la industria nacional del país. Ningunas de las compañías que abrieron los yacimientos de lutitas en América del Norte se encuentran activas en México. Y, los servicios necesarios para el desarrollo de lutitas son más costosos que en los EE.UU. y Canadá.

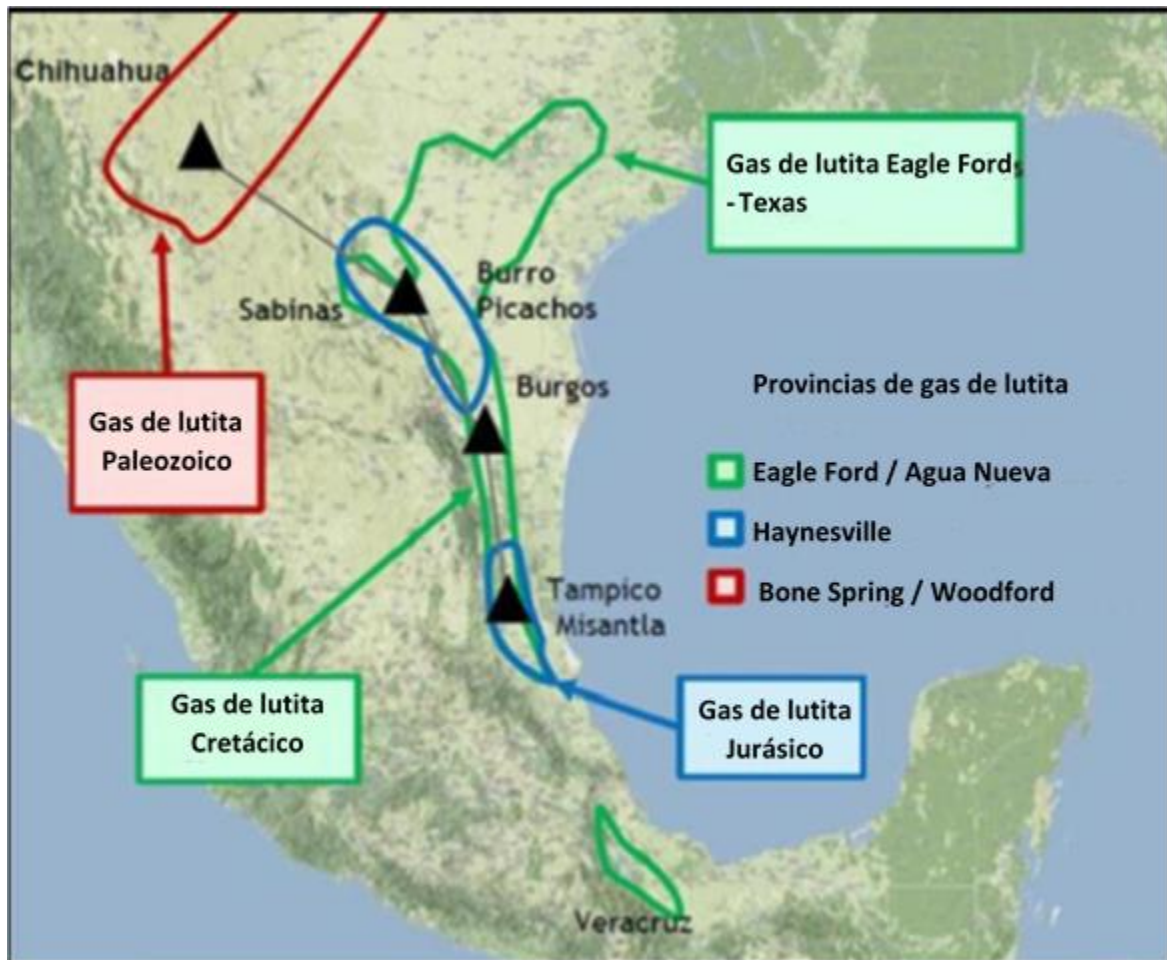


Figura 2-13. Mapa de identificación del potencial de gas de lutita en México (PEMEX, 2012).

Muchas de las cuencas de lutitas de México son demasiado profundas en su centro para el desarrollo de gas y aceite de lutita (> 5 km), mientras que sus porciones occidentales tienden a ser encimadas y estructuralmente complejas. Sin embargo, las porciones del este menos deformadas de estas cuencas y plataformas son someras y estructuralmente más simples. Aquí, las áreas más adecuadas para la

extracción de hidrocarburos de lutita tienen profundidades adecuadas de 1 a 5 km en grandes áreas.

Con estudios de pirolisis geoquímica, estudios de isótopos de carbono y el análisis de biomarcadores de campos de petróleo y gas se identificaron tres principales rocas generadoras del Mesozoico en la Cuenca de la Costa del Golfo de México: el Cretácico Superior (Turoniano a Santoniano), Cretácico Bajo-Medio (Albiano-Cenomaniano), y la más importante en el Jurásico Superior (Titoniano); esta última se estima que aportó el 80% del gas y aceite convencionales descubiertos en esta región (Ambrose, et. Al., 2005). Estos objetivos, en particular el Titoniano, parecen tener el mayor potencial para el desarrollo de gas de lutita (**Figura 2-14**).

A continuación se presentará la geología del gas de lutita de las subcuentas individuales a lo largo de la porción terrestre de la cuenca de Golfo de México del este del país.

2.4.2.1 Cuenca de Burgos

2.4.2.1.1 Marco geológico

Ubicada en el estado de Coahuila, al noreste de México, justo al sur del Río Grande, la Cuenca de Burgos tiene una superficie en tierra de aproximadamente 24,200 mi², excluyendo su extensión sobre la plataforma continental del Golfo de México. La Cuenca de Burgos es la extensión al sur de la Cuenca de Maverick en Texas, esta última sede de los plays de lutita productivos de Eagle Ford y Pearsall.

La Cuenca de Burgos se expandió durante el Jurásico Temprano y se desarrolló en una plataforma carbonatada restringida, con gruesas acumulaciones de sal que más tarde formaron un despegue estructural regional, así como diapiros aislados. La deformación estructural se llevó a cabo a finales de la Orogenia Laramide, dando lugar a un cierto grado de fallamiento y la inclinación dentro de la Cuenca de Burgos. Sin embargo, este evento tectónico se centró más en la Cuenca de Sabinas y la Sierra Madre Oriental, mientras que Burgos permanece estructuralmente relativamente simple y favorable para su desarrollo (Hernández, et. Al., 2008).

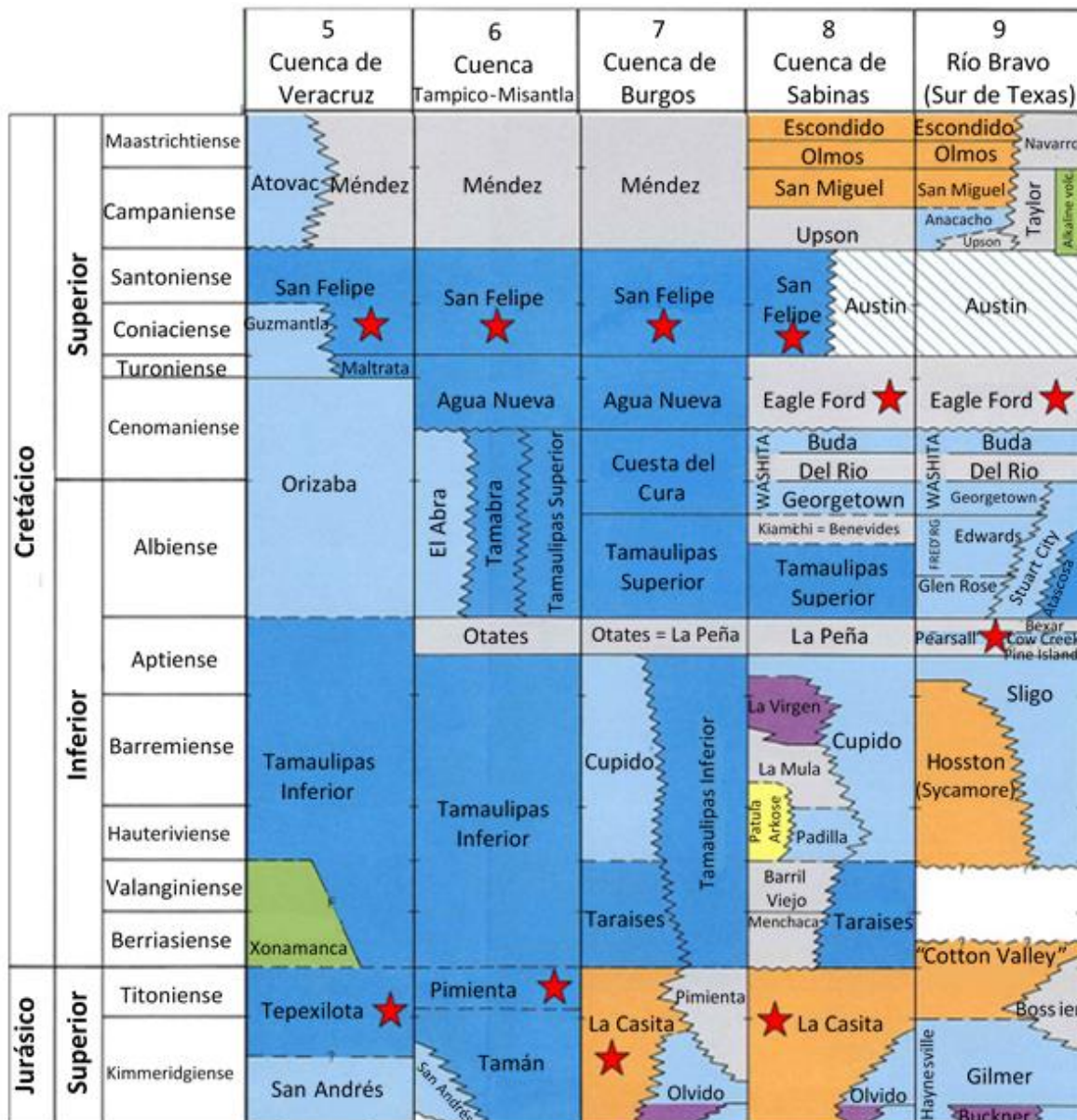


Figura 2-14. Estratigrafía de las rocas del Jurásico y Cretácico en la cuenca del golfo de México, en México y Estados Unidos. (Modificada de Quezada-Muneton, 1989).

Los dos objetivos más prospectivos de lutita en México están presentes en la Cuenca de Burgos: el play de lutita Eagle Ford del Cretácico (principalmente Turoniano) y las formaciones La Casita y Pimienta del Jurásico (principalmente Titoniano). La lutita Eagle Ford en México es la extensión directa de su equivalente comercialmente productiva de Texas, mientras que las formaciones de La Casita y Pimienta se correlacionan con la lutita productiva Haynesville de la Cuenca del este

de Texas. Se cree que La Casita es la principal roca fuente de los yacimientos convencionales clásicos del Terciario (Oligoceno Frio y Vicksburg) en el sureste de la Cuenca de Burgos, con el petróleo transportado por fallas normales profundamente arraigadas (Cuevas, et. Al., 2004).

2.4.2.1.2 *Propiedades del yacimiento*

Lutita Eagle Ford. Con base en analogías con la lutita Eagle Ford en Texas, la industria y el ARI consideran la lutita Eagle Ford en la Cuenca de Burgos para ser el mejor prospecto de lutita de México. La lutita Eagle Ford es continua en todo el margen occidental de la Cuenca de Burgos, donde el intervalo de la formación general oscila entre 100 y 300 m de espesor (promedio de 200 m) (Horbury, et. Al., 2004). Basándose en un reciente mapa de lutitas elaborado por PEMEX se estimó un área prospectiva de 17.300 mi², la cual comprende tres zonas diferentes donde la lutita se encuentra dentro de la ventana de profundidad de 1 km hasta 5 km. La parte en tierra oriental de la Cuenca de Burgos se excluye ya que la lutita es más profunda de 5 km.

El espesor neto de la lutita orgánicamente rica en el área prospectiva oscila entre 200 y 300 pies. El contenido orgánico total (COT) se estima en un promedio del 5%. La reflectancia de la vitrinita (Ro) varía de 0.85% a 1.6% dependiendo de la profundidad. Condiciones de sobrepresión son comunes en esta cuenca y un gradiente de presión de 0.65 psi/ft es asumido. La temperatura de la superficie en esta región se promedia aproximadamente en 20 ° C, mientras que el gradiente geotérmico típicamente es de 23 ° C/km. La porosidad no se conoce pero se supone que es comparable a la del play de la lutita Eagle Ford la cual es de aproximadamente 10%.

Lutitas La Casita y Pimienta (Titoniano). Varios miles de pies más profundos que la lutita Eagle Ford, las lutitas La Casita y Pimienta (Jurásico Superior Titoniano) se consideran las principales rocas madre en la Cuenca de Burgos occidental. Extrapolando de la estructura más joven de Eagle Ford, la profundidad media de la lutita Titoniana es de 11,500 pies, con un rango prospectivo de 5,000 a 16,400 pies. Los espesores de formación bruta pueden ser de hasta 1,400 pies, con un espesor

neto rico orgánicamente de alrededor de 200 ft. El COT es de 2.6% a 4.0%, con un promedio de 3.0%, consistiendo principalmente de querógeno Tipo II que parece estar enteramente dentro de la ventana de gas seco (1.30% Ro) con poco o ningún potencial de líquidos (Ambrose). La presión del yacimiento y las condiciones de temperatura son similares a los del play de la lutita Eagle Ford.

2.4.2.1.3 *Evaluación de los recursos*

Lutita Eagle Ford. Dentro de su área prospectiva de 17,300 mi², la lutita Eagle Ford exhibe una alta concentración de recursos de hasta 191 Bcf/mi². El gas de lutita bajo riesgo in-situ (OGIP) asciende a 1,222 Tcf con aceite de lutita in-situ bajo riesgo (OOIP) de 106 mil millones de barriles. Los recursos técnicamente recuperables bajo riesgo se estiman que sean de 343 Tcf de gas de lutita y 6.3 millones de barriles de aceite de lutita y condensado.

Lutita Titoniana. Dentro de la zona de alto potencial de 6700 mi², se estima que las lutitas La Casita y Pimienta del Titoniano poseen aproximadamente 50 Tcf recursos técnicamente recuperables bajo riesgo de gas seco de los 202 Tcf de gas bajo riesgo in-situ. La concentración de recursos es de aproximadamente 100 Bcf/mi².

2.4.2.1.4 *Actividad reciente*

PEMEX hizo su primer descubrimiento en lutitas en la Cuenca de Burgos, durante finales de 2010 y principios de 2011, mediante la perforación del pozo de gas de lutita Emergente-1 situado a pocos kilómetros al sur de la frontera de Texas/Coahuila en una continuación de la tendencia de la lutita Eagle Ford en Texas. Este pozo horizontal inicial fue perforado a una profundidad vertical de aproximadamente 2,500 metros y una profundidad total de 2,550 m. Después de una estimulación de fractura en 17 etapas, el pozo de \$20-25 millones fue probado a una gasto inicial modesto de 2.8 millones de ft³/día (el intervalo de tiempo no se informa), lo cual no sería rentable económicamente con los precios actuales de gas (Estrada, 2012).

A partir un informe de noviembre de 2012, PEMEX había perforado cuatro pozos de exploración de gas de lutita en el play Eagle Ford de la Cuenca de Burgos con un pozo de exploración en la cuenca de Sabinas, reportando informes de producción inicial de tres pozos. Estos pozos son el Nómada-1 situado en la ventana de aceite, el Habano-1 (IP 2.77 millones de ft³/día de gas con 27 bbl/día de crudo) y el Montañés-1 en la ventana de gas húmedo de la Cuenca de Burgos. La ventana de gas seco en la Cuenca de Burgos fue probada por el Emergente-1. El Percutor-1 (IP 2.17 millones de ft³/día) probó la ventana de gas seco en la Cuenca de Sabinas. PEMEX ha anunciado también que ha perforado y producido el gas a partir del Arbolero-1 (3.2 millones de ft³/día), la primera prueba de la lutita Jurásica en esta cuenca (PEMEX, 2012). PEMEX planeaba perforar hasta 75 pozos de exploración de lutita en la Cuenca de Burgos para 2015.

2.4.2.2 Cuenca de Sabinas

2.4.2.2.1 Marco geológico

Sabinas es una de las mayores cuencas en tierra de lutita de origen marino de México, que se extiende sobre una superficie total de 35,700 mi² en la parte noreste del país. La cuenca inicialmente se expandió durante el Jurásico con una fábrica estructural de tendencia noreste-suroeste y más tarde fue fuertemente afectada por la Orogenia Laramide. Gran parte de la Cuenca de Sabinas está demasiado deformada estructuralmente para el desarrollo de gas de lutita, pero una pequeña área en el lado noreste de la cuenca se pliega con mayor suavidad y puede ser considerada como una zona prospectiva.

Las rocas generadoras de petróleo en la Cuenca de Sabinas incluyen las lutitas Cretácico Olmos (Maastrichtiano) y Eagle Ford (Turoniano) y formaciones del Jurásico Tardío (Turoniano) formación La Casita. Las dos últimas unidades contienen lutitas marinas con buenas características petrofísicas para el desarrollo de lutita (Eguiluz de Antuñano, 2001). Por el contrario, la Formación Olmos es principalmente una unidad de carbón no marina que, si bien es una buena roca fuente de gas natural (Alsaab, et. Al., 2006), así como un objetivo de exploración de

metano en capas de carbón (Eguiluz de Antuñano, et. Al., 2003), parece ser demasiado dúctil para el desarrollo de gas de lutita.

2.4.2.2.2 *Propiedades del yacimiento*

Lutita Eagle Ford. La lutita Eagle Ford se distribuye a través del NO, NE, y las porciones centrales de la cuenca de Sabinas. El objetivo es la secuencia gruesa de 300 m de lutitas negras rítmicamente intercaladas con calizas arenosas y areniscas cementadas con carbonato. Se estima un intervalo espeso orgánicamente rico de 500 pies con 400 pies netos. Se considera la lutita Eagle Ford en la Cuenca Maverick del sur de Texas como el análogo de propiedades del yacimiento, utilizando COT de 4% y una madurez térmica de 1.50 (Ro). La estimación de la porosidad se aumenta a 5% basado en la fábrica de roca y la correlación con el análogo en la lutita Eagle Ford en Texas. La profundidad media de la prospectiva Eagle Ford es de aproximadamente 9000 pies. Con base en los datos reportados, la mayoría de las zonas mineras de carbón, se ha propuesto un gradiente ligeramente bajo presión de 0.35 psi / ft para la Cuenca de Sabinas.

Formación La Casita. Esta unidad de edad Titoniano, considerada como la principal roca generadora de hidrocarburos en la Cuenca de Sabinas, se compone de lutitas ricas en materia orgánica depositadas en un ambiente marino de aguas profundas. El espesor total de lutita en La Casita va desde 60 m a 800 m. Con espesor de 300 m lutitas prospectivas de La Casita han sido asignadas a profundidades de 2,000 a 3,000 m en la cuenca central de Sabinas. Cerca de allí, una secuencia más gruesa (400-700 m) fue asignada a mayor profundidad (3,000 a 4,000 m).

El área altamente potencial para la Formación La Casita promedia 11,500 pies de profundidad, cerca de 2,500 pies más profundos que la lutita Eagle Ford. La formación La Casita promedia cerca de 240 pies de espesor neto dentro de un grueso intervalo orgánicamente rico de 800 pies y tiene un promedio 2.0% de COT que es propenso al gas (2.5% Ro). La estimación de porosidad en La Casita se aumentó a 5% basada en la fábrica de la roca y la correlación con su análoga en la profunda lutita Haynesville de Texas y Louisiana.

2.4.2.2.3 *Evaluación de Recursos*

Lutita Eagle Ford. La unidad de lutita Eagle Ford es el blanco más grande de gas de lutita en la cuenca de Sabinas, con un estimado de 100 Tcf de gas de lutita técnicamente recuperable de los 501 Tcf de gas de lutita bajo riesgo in-situ dentro del área prospectiva de 9500 mi². La concentración media de recursos es alta en 132 Bcf/mi².

Formación La Casita. El objetivo secundario en la Cuenca de Sabinas, el subyacente en la formación La Casita, el cual tiene un estimado de 24 Tcf de gas de lutita técnicamente recuperables de 118 Tcf de gas de lutita bajo riesgo in-situ. Su concentración de recursos se estima en 69 Bcf/mi².

2.4.2.2.4 *Actividad reciente*

PEMEX ha perforado un pozo exploratorio de gas de lutita en la Cuenca de Sabinas, lo que confirma la continuación del play de lutita Eagle Ford. El pozo horizontal Percutor-1, se terminó en marzo de 2012, produjo gas seco desde una profundidad bajo la superficie de 3,330-3,390 m. El gasto de producción inicial del pozo era un modesto 2.17 millones de ft³/día (intervalo de tiempo medido no especificado), con la producción reportada disminuyendo rápidamente.

2.4.2.3 **Cuenca de Tampico**

2.4.2.3.1 *Marco geológico*

Limita al oeste con la faja plegada y corrida de la Sierra Madre Oriental (Laramide) y al este con la plataforma de Tuxpan, la Cuenca Tampico-Mizatla se extiende al norte de la elevación de Santa Ana al arco norte de Tamaulipas. En el margen norte de la cuenca se forma un arco, limitado por una serie de fallas que se extienden hacia el sur desde el arco de Tamaulipas.

La principal roca fuente en la Cuenca de Tampico es la lutita Pimienta del Jurásico Superior (Titoniano). Aunque es bastante profunda en gran parte de la cuenca, la Pimienta alcanza profundidades para ser considerada prospectiva de 1,400 a 3,000 m en el sur, donde se producen tres estructuras levantadas.

2.4.2.3.2 *Propiedades del yacimiento*

Cerca de la ciudad de Tampico, cerca de 50 pozos convencionales han penetrado las lutitas ricas orgánicamente de la Formación Pimienta a profundidades de alrededor de 1,000 a 3,000 m. Tres ventanas de madurez térmica distintas (gas seco, gas húmedo y aceite) se producen de oeste a este, lo que refleja el ángulo de echado estructural suave en esta cuenca. Profundidad media de lutita se extiende de 5500 a 8000 pies. El área prospectiva de la lutita Pimienta asciende a aproximadamente 13.600 mi². Se ha estimado un espesor de lutita neto medio de unos 200 pies, de un intervalo total orgánicamente rico de 500 pies dentro del área prospectiva. El COT se estima en 3%, con una madurez térmica promedio que va desde 0.85% a 1.4% R_o.

2.4.2.3.3 *Evaluación de recursos*

La lutita Pimienta en la Cuenca de Tampico tiene un estimado de 23 Tcf y 5.5 millones de barriles, de recursos técnicamente recuperables bajo riesgo de gas de lutita y aceite de lutita, de los 138 mil millones de barriles de AOES bajo riesgo y 151 Tcf de GOES, respectivamente. Los promedios de concentración de recursos de gas de lutita van de 19 a 83 Bcf/mi², mientras que el promedio de concentración de aceite de lutita es de 17 a 38 millones de bbl/mi².

2.4.2.3.4 *Actividad reciente*

PEMEX informó que se está evaluando la geología de las lutitas de la Cuenca de Tampico y planeaba perforar hasta 80 pozos de exploración de lutitas para 2015 (PEMEX, 2009).

2.4.2.4 Plataforma de Tuxpan (Lutitas Pimienta y Tamaulipas)

2.4.2.4.1 *Marco Geológico*

La Plataforma de Tuxpan, ubicada al sureste de la Cuenca de Tampico, es un sutil basamento alto cubierto con una plataforma bien desarrollada de carbonatos del Cretácico Temprano (Salvador, 1991). Un depósito prospectivo de gas de lutita relativamente bien definido se encuentra en el sur de la plataforma de Tuxpan.

Aproximadamente 50 km al sur de la ciudad de Tuxpan, cerca de Poza Rica, una docena de pozos de desarrollo de petróleo convencional en la zona de La Mesa Sinclinal penetraron gruesas lutitas ricas orgánicamente de las formaciones Pimienta (Titoniano) y Tamaulipas (Cretácico Inferior) (Cantú-Chapa, 2003).

Una sección transversal detallada de la Plataforma Tuxpan muestra gruesas rocas generadoras del Cretácico inferior y Jurásico superior inmersas en la cuenca del Golfo de México. Estas rocas generadoras alcanzan profundidades de prospección de 2.500 m. La madurez térmica varía de potencialmente petrolífera a gasífera.

2.4.2.4.2 Propiedades del yacimiento (área prospectiva)

Formación Pimienta. La porción orgánicamente rica de la lutita Pimienta Jurásico promedia cerca de 500 pies de espesor en la zona de alta consideración, con espesor neto estimado de 200 pies. Sin embargo, al sureste de Poza Rica algunas zonas de la lutita son delgadas o ausentes, probablemente debido a la erosión submarina o a una falta de deposición. La respuesta al registro de rayos gamma en la lutita Pimienta rica orgánicamente indica un COT moderado de 3.0%, que se encuentra en la ventana de aceite a gas húmedo (Ro promedio de 0.9%). La profundidad oscila entre 6,600 y 10,000 pies, con un promedio alrededor de 8,500 pies.

Formación Tamaulipas. La formación Tamaulipas del Cretácico Inferior abarca un rango de profundidad de 6,000 a 9,500, con un promedio de 7,900 pies. El intervalo rico en materia orgánica promedia 300 pies de espesor, con espesor neto estimado en alrededor de 210 pies. El COT se estima es de 3.0%. La madurez térmica media es ligeramente inferior a la de la Pimienta más profunda, en 0.85% Ro.

2.4.2.4.3 Evaluación de recursos

Formación Pimienta. En la Plataforma de Tuxpan, el área prospectiva de la lutita de la formación Pimienta se estima en aproximadamente 1,000 mi². Los recursos técnicamente recuperables bajo riesgo se estiman en alrededor de 1 Tcf de gas de lutita y 0.5 millones de barriles de aceite de lutita y condensado. Los recursos bajo

riesgo in-situ se estiman en 10 tcf de gas de lutita y 12 mil millones de barriles de aceite de lutita.

Formación Tamaulipas. Debido a los datos limitados sobre la porción más joven de la formación Tamaulipas se asume la misma área prospectiva de la lutita Pimienta (1,000 mi²). La lutita Tamaulipas se estima que posee recursos técnicamente recuperables bajo riesgo de aproximadamente 1 Tcf de gas de lutita y 0.5 millones de barriles de aceite de lutita y condensado, de los recursos en lutitas bajo riesgo in-situ de 9 Tcf de gas de lutita y 13 mil millones de barriles de aceite de lutita.

2.4.2.4.4 *Actividad reciente*

No se ha reportado actividad de exploración para gas de lutita o aceite de lutita en la Plataforma Tuxpan

2.4.2.5 **Cuenca de Veracruz (lutita Maltrata)**

2.4.2.5.1 *Marco geológico*

La Cuenca de Veracruz se extiende sobre un área terrestre de 9,030 mi², cerca de la ciudad homónima. El margen occidental de la cuenca se define por carbonatos del Mesozoico corridos (terciario temprano Orogenia Laramide) de la Plataforma de Córdoba y Sierra Madre Oriental. La cuenca es asimétrica en su sección transversal, con la gravedad mostrando la parte más profunda a lo largo de la margen occidental (Escalera, 2012).

2.4.2.5.2 *Propiedades del yacimiento*

Formación Maltrata. La formación Maltrata del Cretácico Superior (Turoniano) es una roca madre importante en la Cuenca de Veracruz, que contiene un estimado de 300 pies de caliza arcillosa marina orgánicamente rica. El COT varía de 0.5% a 8%, con un promedio de aproximadamente 3%, y consta de querógeno Tipo II. La Madurez térmica varía de potencialmente petrolífera (Ro promediando 0.85%) dentro de la ventana de petróleo a profundidades de menos de 11,000 pies, a

potencialmente gasífera (Ro promediando 1.4%) dentro de la ventana de gas a profundidades medias por debajo de 11,500 pies.

2.4.2.5.3 *Evaluación de recursos*

Formación Maltrata. El nuevo mapa PEMEX indica que el verdadero espacio prospectivo en la Cuenca de Veracruz podría ser tal vez de sólo 960 mi². Esto produce una estimación reducida de 3 Tcf y 0.3 millones de barriles de recursos de gas de lutita y aceite de lutita técnicamente recuperables bajo riesgo para la Formación Maltrata en la Cuenca de Veracruz, de los 21 Tcf y 7 mil millones de barriles de gas de lutita y aceite de lutita bajo riesgo in-situ.

2.4.2.5.4 *Actividad reciente*

PEMEX planea perforar hasta 10 pozos de exploración de lutita en la cuenca de Veracruz en los próximos tres años.

Referencias

- Ambrose, W. A., et al., 2005. "Neogene Tectonic, Stratigraphic, and Play Framework of the Southern Laguna Madre-Tuxpan Continental Shelf, Gulf of Mexico." American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 89, p. 725–751.
- Bowker, K.A., 2002. Recent developments of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin. In: Law, B.E., Wilson, M. (Eds.), Innovative Gas Exploration Concepts Symposium: Rocky Mountain Association of Geologists and Petroleum Technology Transfer Council, October. Denver, Colorado, p. 16.

- Boyer, C., et al., 2006. Producing gas from its source. *Oilfield Review* 18 (3), 36-49.
- Cheng, Keming, Wang, Shiqian, Dong, Dazhong, et al., 2009. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi formation, the Upper Yangtze region. *Natural Gas Industry* 29 (5), 40-44.
- Cantu-Chapa, A., 2003. "Subsurface Mapping and Structural Elements of the Top Jurassic in Eastern Mexico (Poza Rica and Tampico Districts)." In C. Bartolini, R.T. Buffler, and J. Blickwede, eds. *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 79, p. 51-54.
- Consejo editorial de "Series of Shale Gas Geology and Exploration and Development", 2009. New development of the shale gas exploration and development in North America. Petroleum Industry Press, pp. 1-271.
- Cuevas Leree, A., Muñoz-Cisneros, R., Silva-Saldivar, P., De la Rosa, V.H., Rivas, E.O., González, J., and Fernández-Turner, R., 2004. "A New Upper Oligocene Oil Play in Southern Burgos Basin, México." Search and Discovery Article #10075, Adapted from extended abstract prepared for presentation at AAPG Annual convention, April 18-21, 2004.
- Curtis, John B., 2002. Fractured shale-gas systems. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 86 (11), 1921-1938.
- Energy Information Administration. 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formation in 41 Countries Outside the United States. U.S. Department of Energy, Washington. June, 2013
- Eguiluz de Antuñano, S., 2001. "Geologic Evolution and Gas Resources of the Sabinas in Northeastern Mexico." In: Bartolini, C., Buffler, R.T., Cantú-Chapa, A. (Eds.), *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins and Petroleum Systems*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 75, pp. 241–270.
- Escalera Alcocer, J.A., 2012. "Potencial de Recursos no Convencionales Asociado a Plays de Aceite y Gas de Lutitas en México." ExpoForum PEMEX, August 1, 37 p.
- Estrada, J., 2012. "Gas de Lutita en México: Planes, Potencial y Regulaciones." *Analytica Energetica, S.P.*, August, 56 p
- Hernandez-Mendoza, J.J., DeAngelo, M.V., Wawrzyniec, T.F., and Hentz, T.F., 2008. "Major Structural Elements of the Miocene Section, Burgos Basin, Northeastern Mexico." *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, v. 92, p. 1479-1499.
- Hill, D.G., Lonibardite, 2002. Fractured gas shale potential in New York. Colorado, M. Arvada [s. n.], pp. 1-16.
- Hill, D.G., Nelson, C.R., 2000. Reservoir properties of the Upper Cretaceous Lewis Shale, a new natural gas play in the San Juan Basin. *AAPG Bulletin* 84 (8), 1240.

- Horbury, A. D., Hall, S., Gonzalez, F., Rodriguez, D., Reyes, A., Ortiz, P., Martinez, M., and Quintanilla, G., 2003. "Tectonic Sequence Stratigraphy of the Western Margin of the Gulf of Mexico in the Late Mesozoic and Cenozoic: Less Passive than Previously Imagined." in C. Bartolini, R. T. Buffler, and J. Blickwede, eds., *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 79, p. 184–245.
- Jarvie, Daniel, M., Hill, Ronald J., Ruble, Tim E., et al., 2007. Unconventional shale-gas systems; The Mississippian Barnett shale of North-Central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 91 (4), 445-473.
- Jiang, Zaixing, 2003. *Sedimentology*. Petroleum Industry Press, Beijing, pp. 133-141.
- King, G.R, 1994. Material balance method for coalbed and Devonian shale gas reservoir with limited water invasion. *Natural Gas Exploration and Development* 16 (3), 62-70.
- Kuuskraa, Vello A., Stevens, Scott H., 2009. Worldwide gas shale and unconventional gas status report. <http://www.rpsea.org/attachments/articles/239/KuuskraaHandoutPaperExpandedPresentWorldwideGasShalePresentation.pdf>, 12.
- Li, Xinjing, Lv, Zhonggang, Dong, Dazhong, et al., 2009. Geologic controls on accumulation of shale gas in North America. *Natural Gas Industry* 29 (5), 27-32.
- Loucks, Robert G., Reed, Robert M., Ruppel, Stephen C., Jarvie, Daniel M., 2009. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale. *Journal of Sedimentary Research* 79, 848-861.
- Nelson, P.H., 2009. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 93 (3), 329-340.
- Nie, Haikuan, Tang, Xuan, Bian, Ruikang, 2009. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China. *Acta Petrolei Sinica* 30 (4), 484-491.
- PEMEX, Investor Presentation, November 2012, 43 p.
- PEMEX, Form 6-K, U.S. Securities and Exchange Commission, November 2012, p. 7.
- Qian, Ka, Zhou, Yunsheng, 2008. *Encyclopaedia of oil and gas exploration*. Petroleum Industry Press, Beijing, p. 307.
- Ross, D.J.K., Bustin, R.M., 2009. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs. *Marine and Petroleum Geology* 26 (6), 916-927.

- Salvador, A., 1991c. "Plate 6: Cross Sections of the Gulf of Mexico Basin." The Geology of North America, Vol. J, The Gulf of Mexico Basin. The Geological Society of America.
- Salvador, A. and Quezada-Muneton, J.M., 1989. "Stratigraphic Correlation Chart, Gulf of Mexico Basin." In The Geology of North America, Vol. J, The Gulf of Mexico Basin. The Geological Society of America, 1991, p. 131-180.
- U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory, 2009. Modern shale gas development in the United States A Primer4: <http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/publications/EPreports/Shale - Gas - Primer-2009.pdf>, 4.
- Wang, Zhengpu, Zhang, Mengben, 1986. Dissolved pores in Silurian dark shale. Natural Gas Industry 6 (2), 117-119.
- Zhang, Aiyun, Wu, Damao, Guo, Lina, et al., 1987. Geochemical and mineralization significance of the marine black shale. Science Press, Beijing, pp. 1-19 and 72-81.
- Zhang, Jinchuan, Jin, Zhijun, Yuan, Mingsheng, 2004. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution. Natural Gas Industry 24 (7), 15-18.
- Zou, Caineng, et al., 2013. Unconventional petroleum geology. Elsevier (1), 149-176.
- Zou, Caineng, Dong, Dazhong, Wang, Shejiao, et al., 2010a. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China. Petroleum Exploration and Development 37 (6), 641-653.
- Zou, Caineng, Zhang, Guangya, Tao, Shizhen, et al., 2010b. Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration. Petroleum Exploration and Development 37 (2), 129-145.

3 Metano en capas de carbón (CBM)

Como roca fuente de gas natural convencional, las medidas de carbón⁵ pueden acumular cantidades comercialmente valiosas de gas hidrocarburo, principalmente en el estado adsorbido, conocido como, metano en capas de carbón (coalbed methane en inglés). Desde la década de 1980, la exploración de metano en capas de carbón en países como Estados Unidos y Canadá ha progresado significativamente, y la producción anual de metano en capas de carbón en los

⁵ Medida de carbón: una sucesión de caliza, arenisca, pizarras y depósitos de carbón.

Estados Unidos asciende actualmente a más de $500 \times 10^8 \text{ m}^3$. Recientemente, la investigación sobre el génesis del metano en capas de carbón y el análisis de la dinámica de los campos y el proceso de formación de un yacimiento (Song et al, 2005b) han considerado ampliamente la clasificación y la discriminación de la génesis del metano en capas de carbón; mecanismos de control del yacimiento de esfuerzos tectónicos, térmicos, y campos hidrodinámicos; un análisis de las fronteras y los procesos de formación de yacimientos de metano en capas de carbón. En este capítulo, se discuten las características de composición y de depósito del metano en capas de carbón, los estados de ocurrencia y los procesos de formación del yacimiento, así como las reglas de distribución y los factores de control del metano en capas de carbón.

3.1 Generación del metano en capas de carbón

3.1.1 El concepto de hidrocarburo formado a partir de carbón

Un hidrocarburo formado a partir de carbón se refiere al hidrocarburo formado durante el proceso de carbonización o de maduración térmica de capas de carbón o series de roca carbonífera, que puede ser ya sea en un estado líquido o gaseoso. Por lo tanto, los hidrocarburos formados a partir de carbón se pueden dividir esencialmente en dos categorías: (1) aceite formado a partir de carbón, y (2) gas formado a partir de carbón (incluyendo metano en capas de carbón) (Huang et al, 1995; Fu et al, 1990). Ya en la década de 1940, los científicos alemanes propusieron por primera vez la teoría de hidrocarburos formados a partir de carbón, sugiriendo que el carbón podría generar gas y que el gas derivado podría migrar y acumularse en el interior o fuera de las medidas de carbón para formar campos de gas comercial (Cramer et al., 1999). Esta teoría guió la exploración de gas natural en Europa y tuvo mucho éxito al permitir el descubrimiento del campo gigante de gas Groningen con alrededor de $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ de reservas de gas formado a partir de carbón en Holanda en 1959. A finales de la década de los 60 y a través de la década de los 70, usando el mismo concepto de la exploración, las cuencas Siberiana Occidental y Karakum fueron evaluadas en busca de recursos en la antigua Unión Soviética, descubriendo un número significativo de grandes campos de gas formado del

carbón (incluyendo el mayor yacimiento de gas en el Mundo, el campo de gas Urengoy). Hasta finales de la década de los 60, un gran contingente de académicos australianos reconoció que los hidrocarburos podrían ser generados de querógeno tipo húmico, señalando también que los existentes contenidos en el carbón eran importantes para la formación de aceite. Llegaron a la conclusión de que el gas así como el aceite podría formarse a partir del carbón. Estos estudios han dado un importante impulso a la teoría de hidrocarburos formados a partir del carbón (Lavine, 1993).

Durante décadas de investigación, nuestra comprensión de hidrocarburos formados a partir del carbón ha aumentado dramáticamente. Teorías asociadas han señalado que, en general, la formación de gas predomina sobre la formación de aceite durante la carbonización de las medidas de carbón (Dai, 1979, 1980; Dai et al., 2000; Hu, 1998; Cheng, 1994). En una serie carbonífera, diferentes tipos de hidrocarburos se generan a partir de diversos macerales distintos. El gas natural se forma durante la carbonización del carbón enriquecido con materia orgánica húmica como vitrinita e inertinita (es decir, formado a partir del carbón). Las rocas generadoras consistentes de macerales enriquecidos en hidrogeno en carbón húmico (similares a los querógenos tipo II y III, como se indica en el diagrama de Van Krevelen en la **Figura 3-1**), incluyendo el carbón enriquecido con sólidos amorfos, alginatos, y liptinitas, tienen la capacidad para generar petróleo. En términos generales, la capacidad de los macerales de carbón para generar aceite puede ser clasificado de potente a débil, como sigue: liptinita, vitrinita, e inertinita. El proceso de formación de hidrocarburos durante la carbonización de las medidas de carbón se puede dividir en tres etapas: (1) Etapa de gas pre-seco, (2) Etapa de generación de gas-aceite, y (3) Etapa gas de post-seco.

3.1.2 Composición sustancial del carbón y de los hidrocarburos formados a partir de él.

El carbón es un combustible, una roca orgánica heterogénea compuesta de sustancias orgánicas e inorgánicas. Además, los residuos de carbón orgánicos son diversos y complejos (Clayton, 1998; Lu et al, 1995;.. Huang et al, 1984). Los

componentes orgánicos (macerales) en el carbón se pueden dividir en liptinitas, vitrinitas e inertinitas, basándose en sus propiedades y origen.

Las liptinitas son los macerales con mayor estabilidad bioquímica de las plantas carbonizadas, a saber, son aquellos que se originaron a partir de los órganos reproductivos (esporas y polen exina) y los órganos de protección de las plantas. Las liptinitas son transparentes bajo luz transmitida, de color amarillo claro a rojo oscuro, tienen perfiles distintivos, son de color gris oscuro y gris claro bajo luz reflectante inmersas de aceite, y sobresalen un poco. Vitrinitas son muy comunes en el carbón, de 65% a 80% y más alto en la mayoría de carbones. Las vitrinitas se originan por la carbonización de ligninas y celulosa de los tallos, raíces, y hojas de las plantas, son adhesivas y se funden bajo la pirólisis, que las une a las inertinitas. En vitrinitas, texturas de células de una planta son retenidas en las telinitas. La vitrinita A ocurre como rayas o lentes con contornos uniformes y claros; la vitrinita B actúa como una matriz para unir otros macerales y minerales cogenéticos; y la vitrodetrinita es un componente de la vitrinita en forma clástica. La sustancia primitiva de la inertinita es la misma que la de la vitrinita, pero se origina a partir de fusinita. La fusinita es de color negro, opaca bajo luz transmitida, de color blanco a amarillo bajo la luz reflectante inmersa en aceite, y sobresale en diversos grados. Debido a su origen, grados de fusinitación, y la variedad de sustancias primitivas, las fusinitas pueden subdividirse en un número de diferentes macerales, tales como micrinita, macrinita, semifusinita, fusinita, esclerita, e inertodetrinita (Liu et al., 1997; Wang et al., 1990; Wang et al., 1986; Fu y Qin., 1995; Sun et al., 1999).

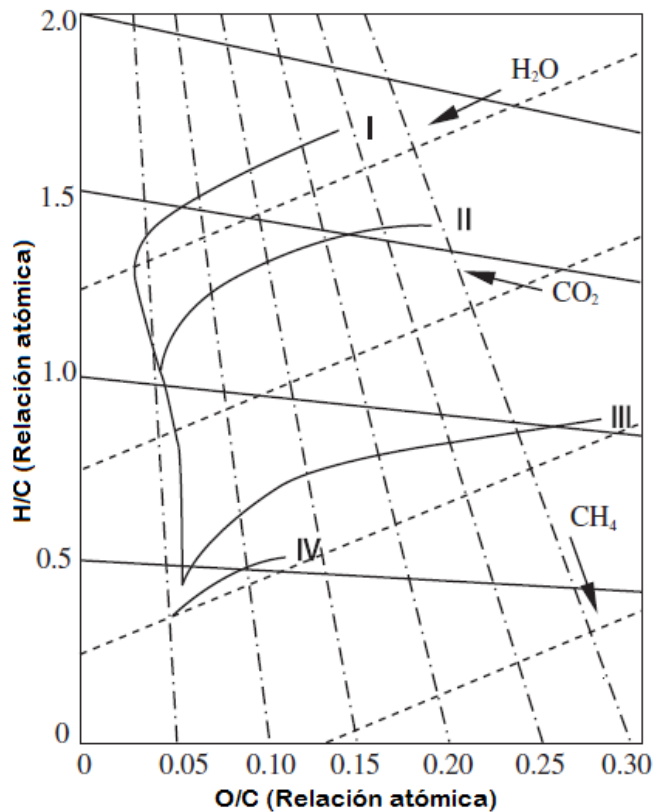


Figura 3-1. Tipos de querógeno y camino evolutivo, gráfica de Van Krevelen (mejorada de Levine, 1987). I-IV representan los tipos de querógeno.

En términos de génesis del carbón, el carbón se puede dividir en carbón húmico, carbón sapropélico, y carbón residual. El carbón húmico se forma a través de carbonización de las plantas de gran tamaño. El carbón sapropélico se origina en el residuo de plantas pequeñas tales como algas. El carbón residual es producido por las plantas que muestran menor biodegradación y a menudo tienen fragmentos remanentes de plantas; el carbón residual incluye pyropissita y cannelita.

El carbón húmico es el recurso del carbón predominante, que se obtiene de las plantas terrestres con lignocelulosa como su textura de apoyo. En condiciones débiles de reducción-oxidación la lignocelulosa genera una sustancia gelatinosa, y en condiciones de oxidación, se genera una masa similar a la fusinita (Su y Lin, 2009). En el proceso de carbonización, el primero se convierte en vitrinita y el segundo en fusinita. Los pocos componentes estables en las plantas superiores, tales como la cutina, esporas, suberina, y la resina se componen principalmente de

proteínas enriquecidas de hidrógeno y compuestos de lípidos, que son el precursor de los componentes estables en el carbón. Vitrinitas, inertinitas, y liptinita se combinan en proporciones diferentes para generar diversos tipos de carbón húmico. La Figura 3-1 muestra la tendencia de los diversos tipos de querógeno para generar metano y expulsar dióxido de carbono y agua en el proceso. En la Figura 3-1, cuatro tipos de querógeno han sido confirmados por análisis elemental y se correlacionan con tres grupos de composición maceral en rocas carboníferas: (1) carbón enriquecido con liptinita corresponde a los querógenos tipos I y II, (2) carbón enriquecido con vitrinita al querógeno tipo III, y (3) el carbón enriquecido con inertinita al querógeno tipo IV (Levine, 1987).

Los experimentos han demostrado que las exinitas pueden generar una gran cantidad de hidrocarburos, particularmente aceite (**Figura 3-2**), ya que tienen una alta relación de átomos de H/C, una baja relación de compuestos aromáticos a carbono, una alta relación de lípido a carbono, y altos porcentajes de metilo, a-metileno, metileno, y metino. Por el contrario, en comparación con la exinita, el carbón húmico enriquecido con vitrinita-inertinita tiene una baja relación de átomos de H/C, una alta proporción de compuestos aromáticos a carbono, una baja relación de lípido a carbono, y bajos porcentajes de metilo, a-metileno, metileno, y metano. Como resultado de esto, el carbón húmico tiene una pobre capacidad de generación de hidrocarburos (aceite) y la generación de gas es predominante (**Figura 3-3**). A medida que la evolución térmica del carbón avanza, la relación de átomos de H/C disminuye (Huang et al., 1995; y Liu et al., 2000).

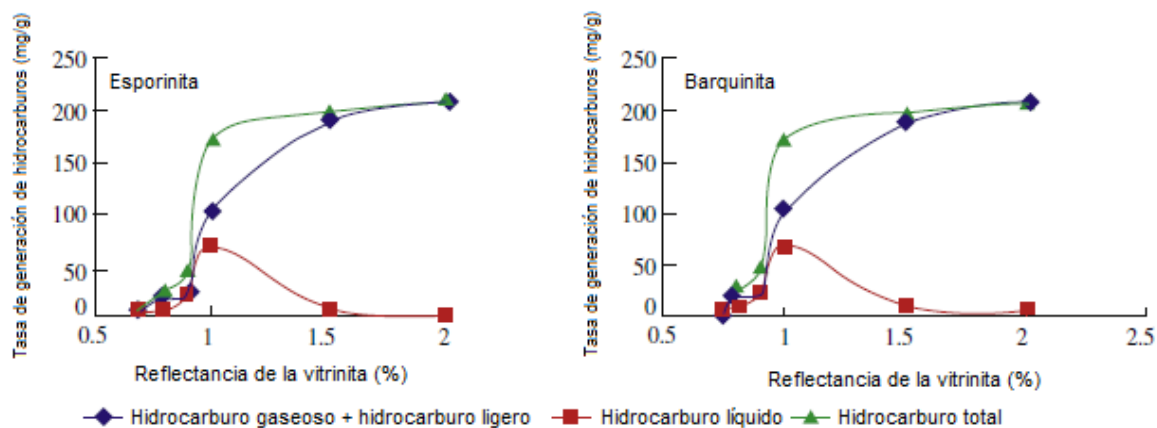


Figura 3-2. Tasas simuladas de generación de hidrocarburos por la evolución térmica de exinita (mejorada de Liu et al., 2000).

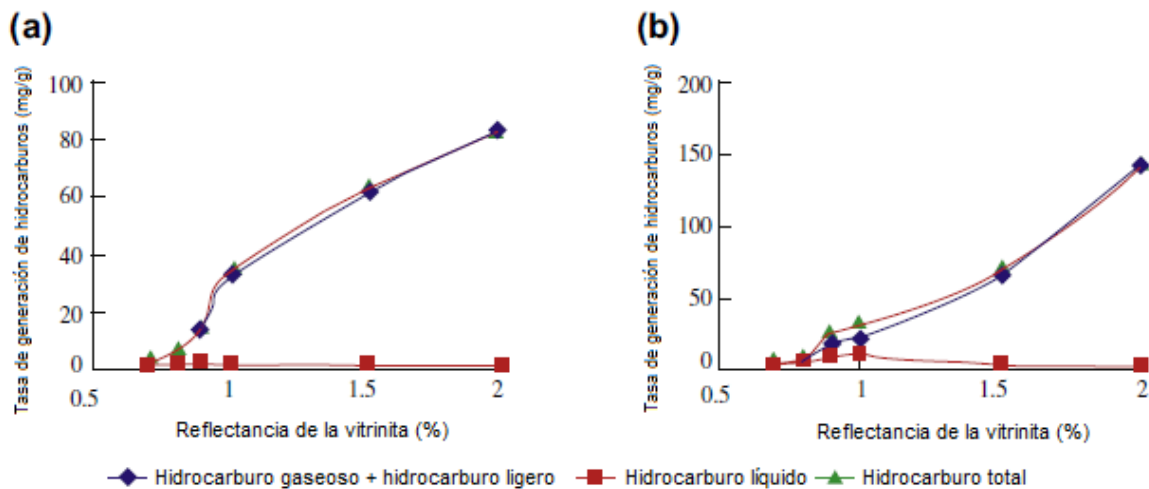


Figura 3-3. Tasas simuladas de generación de hidrocarburos por la evolución térmica de la vitrinita A (a) y vitrinita B (b) (mejorada de Liu et al., 2000).

3.1.3 Proceso de carbonificación

El proceso de reacción química a temperaturas elevadas es la esencia de la carbonización, y el hidrocarburo es el producto de la reacción. De la **Figura 3-4**, se puede observar que durante la carbonización, todos los tipos de carbón exhiben un aumento del contenido de carbón y una disminución en el contenido de hidrógeno y oxígeno. Para el carbón de bajo rango, la disminución del contenido de oxígeno es predominante, mientras que el contenido de hidrogeno disminuye rápidamente para el carbón de alto rango. Para varios tipos de carbón, los percentiles de peso de carbón, hidrógeno y oxígeno son diferentes. Sin embargo, varios tipos de carbón de alto rango tienden a comportarse de forma consistente en este aspecto, lo que indica que el exceso de hidrógeno y oxígeno se retira y las composiciones tienden a estabilizarse. A la luz de la roca fuente de hidrocarburos, la carbonización se puede dividir en varias etapas, como se muestra en la **Figura 3-5**.

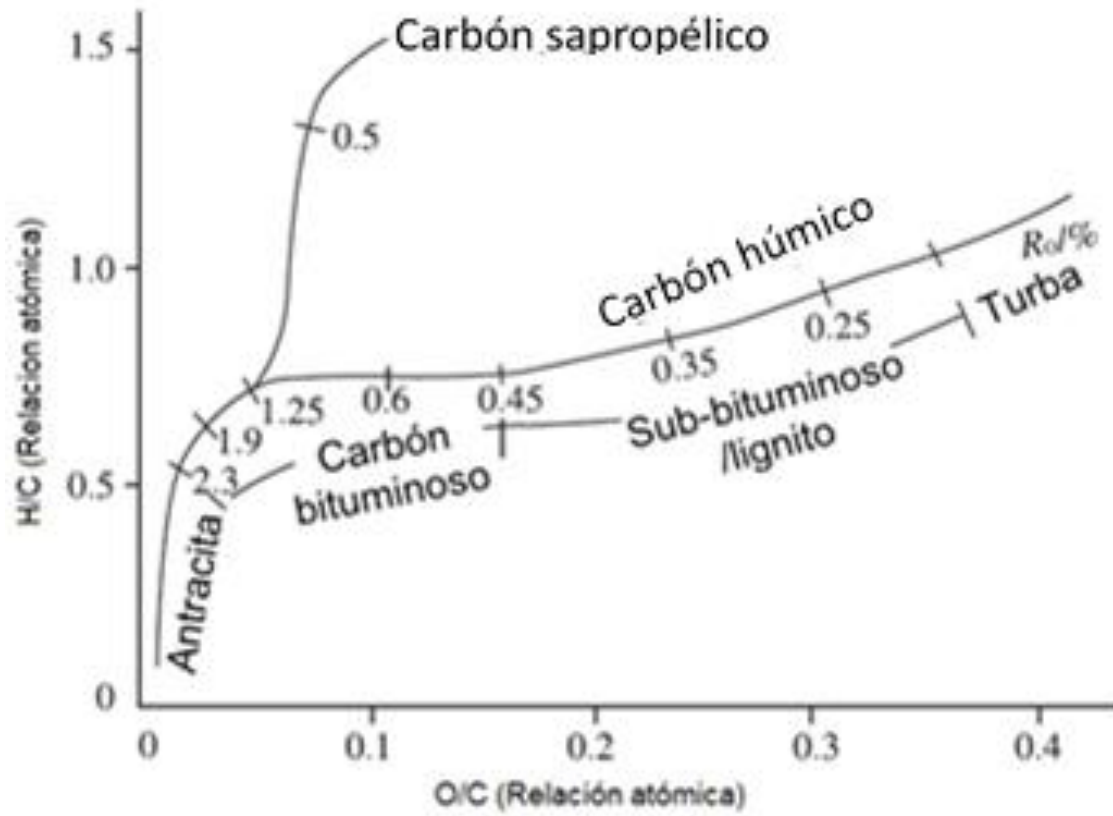


Figura 3-4. Procesos evolutivos de dos tipos diferentes de carbón (después de Lavine, 1993).

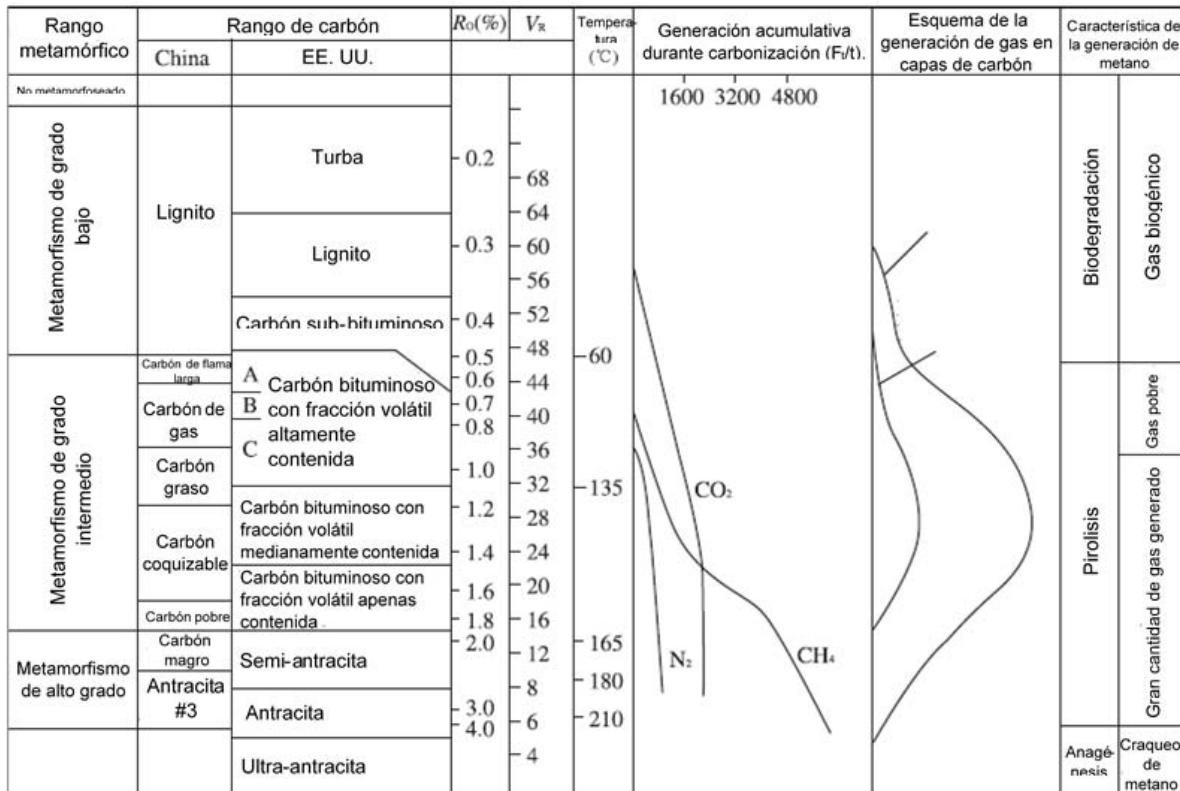


Figura 3-5. División de etapas de carbonización (después de Qin y Zeng, 1996).

3.1.4 Cinética de la generación de hidrocarburos en rocas carboníferas

La temperatura y el tiempo se complementan uno al otro en el proceso de generación de hidrocarburos en rocas carboníferas, ya que controlan la cinética de la reacción química. La investigación sobre la cinética de generación de hidrocarburos en rocas carboníferas se centra en dos áreas principales: (1) selección de modelos, y (2) la calibración del modelo (Schaefer et al, 1990; Braun et al, 1992; Ungerer y Pelet, 1987; Wang y Wang, 1984). En la actualidad, los modelos incluyen un modelo de reacción de primer orden, modelo de primer orden de reacción en cascada, el modelo de reacción paralelo finito, y el modelo de reacción paralelo infinito. Desde que el carbón es un polímero heterogéneo con una gran red molecular en 3D, incluye muchos tipos de grupos funcionales y moléculas complejas vinculadas con los enlaces químicos. Su naturaleza de reacción y los tipos de enlaces químicos que descomponen y rompen varían de forma continua

durante la pirólisis. Las reacciones de generación de hidrocarburos son en realidad una serie de reacciones en paralelo y en cascada. Por lo tanto, los modelos para la cinética de generación de hidrocarburos en general, se dividen en las dos siguientes categorías:

(1) Modelo de reacción de primer orden en cascada.

$$\left(\frac{dx}{dt}\right) = A \cdot \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) (1 - x), \quad \text{Ec. 3.1}$$

donde t es el tiempo de reacción; x es la concentración de reactivo; A es el factor de frecuencia aparente; E es la energía de activación aparente del reactivo; R es la constante de gas; y T es la temperatura de reacción.

(2) Modelo de reacción de primer orden en paralelo

$$\left(\frac{dx_i}{dt}\right) = A_i \cdot \exp\left(-\frac{E_i}{RT}\right) (x_{i0} - x_i), \quad \text{Ec. 3.2}$$

donde t es el tiempo de reacción; x_i es la concentración del reactivo i ; x_{i0} es el potencial original de reactivo i ; A_i es el factor de frecuencia aparente de reacción i ; E_i es la energía de activación aparente del reactivo i ; R es la constante de gas; y T es la temperatura de reacción.

La clave para entender la cinética de generación de hidrocarburos en rocas carboníferas es la calibración del modelo. Esencialmente, la calibración determina la energía de activación (E) y el factor de frecuencia (A) del modelo de cinética, que se realiza normalmente por los datos experimentales [tasa de generación de hidrocarburo (composición) -temperatura (tiempo)]. Se trata de una serie de factores tales como las muestras y los objetivos de estudio, métodos de simulación experimental, y los programas de computadora. Las características de los hidrocarburos generados por el carbón se ven afectados por macerales en la roca carbonífera, el grado carbonificación y la configuración de carbonificación. Algunos estudios experimentales descubrieron que varios macerales del carbón tienen características cinéticas notablemente distintas. La resinita y la suberinita tienen la energía de activación promedio más baja en alrededor de 167.5 kJ / mol; la energía

de activación media de la alginita es la más alta en 280.5 kJ / mol; y la esporinita, vitrinita, y cutinita tienen valores moderados en el intervalo de 213.5 a 234.5 kJ / mol (Lu., 1996; Lu et al, 1997). En términos de distribución de energía de activación, la energía de activación de la cutinita y alginita es un valor único y la de la resinita tiene una distribución muy estrecha, mientras que los de la vitrinita, suberinita y esporinita están ampliamente distribuidos. La distribución de la energía de activación de un maceral en la roca carbonífera es un reflejo macroscópico de su textura interna. Además, la distribución de la energía de activación determina la secuencia de generación de hidrocarburos de los macerales: resinita --> suberinita --> vitrinita B --> esporinita, vitrinita -->cutinita --> alginita --> fusinita.

Por lo tanto, en las primeras etapas de la evolución térmica, la resinita y la suberinita pueden generar hidrocarburos significativamente para formar aceite inmaduro, mientras que otros macerales alcanzan el pico de generación de hidrocarburos sólo en las etapas posteriores. El rango de carbón y las configuraciones carbonificación están estrechamente relacionados con las características de la distribución de energía de activación.

3.2 Características geológicas de los yacimientos de carbón

Un depósito de metano en capas de carbón es un sistema doble estructural compuesto por poros y fisuras (Tremain y Whitehead, 1990; Kulander y Dean, 1993; Laubach et al., 1998; Zhang, 2001; Su y Lin, 2009) (**Figura 3-6**). Un lecho de carbón es idealizado como bloques regulares de la matriz con microporos, también incididos por una serie de fisuras. Los poros de la matriz en el carbón son el espacio principal para la acumulación del gas en capas de carbón adsorbido y libre, y el volumen de gas adsorbido se relaciona con el desarrollo y las características estructurales de los poros. La situación a destacar de los poros de la matriz en el carbón es que tienen radios pequeños que contribuyen a una gran área superficial dentro de los poros, proporcionando el espacio suficiente para la acumulación de metano en capas de carbón. Los sistemas de fisuras en depósitos de carbón son los principales conductos para la filtración de líquidos en el carbón.

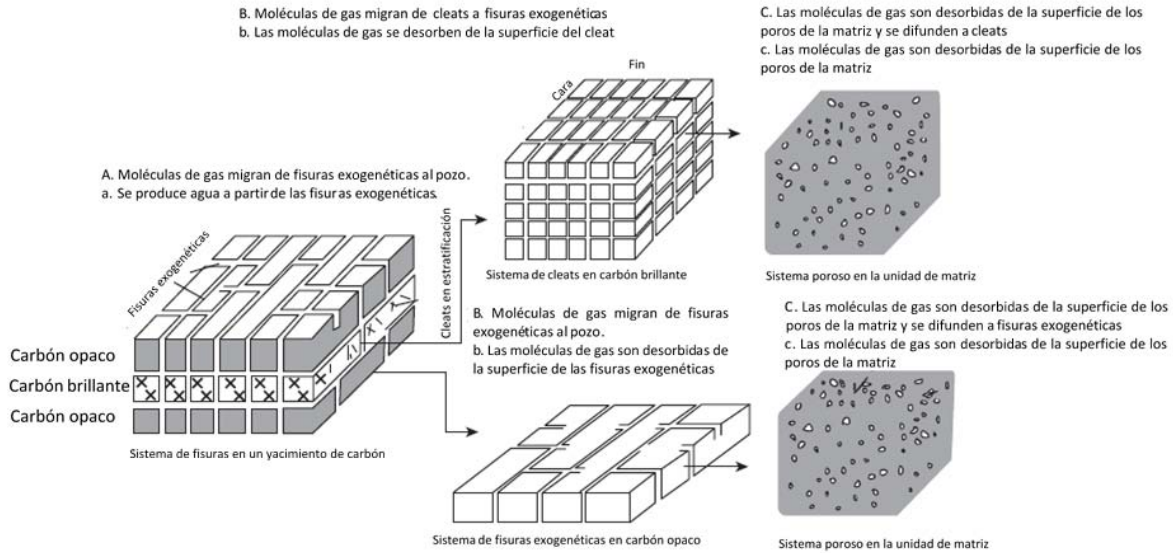


Figura 3-6. Modelo geométrico de un yacimiento de carbón (después de Su y Lin, 2009).

3.2.1 Sistema de poros en yacimientos de carbón

3.2.1.1 Clasificación de los poros en yacimientos de carbón

Los poros del carbón se caracterizan por los siguientes parámetros: tamaño de poro, morfología, textura, tipo, porosidad, volumen poroso, relación superficie-volumen y carácter fractal. Actualmente, la microscopía ordinaria y microscopía electrónica de escaneo (SEM) se utilizan generalmente para la observación, y ocasionalmente métodos tales como la inyección de mercurio y de adsorción de nitrógeno criogénico se utilizan para estudiar las características de los poros de carbón.

Existen dos métodos para la clasificación de los poros de la matriz en el carbón: (1) clasificación genética y (2) clasificación por tamaño. Diferentes investigadores usan varios esquemas distintos para la clasificación genética de los poros de la matriz. Hao (1987) clasifica los poros de la matriz de carbón en términos de génesis en poros de tejidos vegetales, vesículas, poros intergranulares, poros intercristal, poros fundidos, y poros disueltos. Con base en los macerales en rocas carbóníferas, la metamorfosis, y la deformación del carbón, Zhang (2001) utilizó el SEM para clasificar la génesis de los poros del carbón en cuatro categorías: (1) poros

primarios, (2) poros metamorfoseados, (3) poros exógenos, y (4) poros minerales. Además, Chen y Tang (2001) estudiaron la clasificación de los poros del carbón en cuanto a morfología, Sang et al. (2005) investigaron la clasificación en términos de fijación de gas, y Fu et al. (2005) clasifican los poros del carbón de acuerdo a las características fractales y naturales (**Tabla 3-1**). Los tipos genéticos, las características de desarrollo de los poros y su permeabilidad relacionada son un reflejo directo en la capacidad de los yacimientos de carbón para la generación de gas, almacenamiento y migración. La génesis de los poros del carbón varía mucho, y los poros tienen morfologías complejas y tamaños de amplio alcance. Varios poros se desarrollan en micro zonas y están conectados por fisuras, lo que permite la comunicación con el sistema general de filtración de metano en capas de carbón.

El esquema de clasificación de Xoeot (1961) se utiliza por lo general para la clasificación de tamaños de poros en la matriz de carbón. Xoeot propuso su clasificación de tamaño de textura de poro con base en adsorbentes industriales, utilizando principalmente tamaños de poro y la interacción entre las moléculas de gas. El carbón es un medio poroso sofisticado, y los poros en el carbón se refieren a los espacios no ocupados por los sólidos (materia orgánica y mineral) en el cuerpo del carbón. Xoeot (1961) divide los poros de carbón en términos de dimensión espacial en macroporos (mayor que 1000 nm), poros medianos (100-1000 nm), poros pequeños (10-100 nm) y microporos (menos de 10 nm). El gas se filtra principalmente como flujo laminar y turbulento en los macroporos y existe en los microporos en la forma de condensación capilar, adsorción física, y difusión. Teniendo en cuenta factores como la migración y la acumulación de metano como componente principal (con un diámetro molecular efectivo de 0.38 nm) en el metano en capas de carbón, así como el alcance de los resultados de la clasificación, los investigadores tienden a utilizar la clasificación de Xoeot.

Tabla 3-1 Clasificación de los poros en las rocas carboníferas.

Esquema de clasificación	Investigador	Clase					
Tamaño de poro/ textura		Microporo	Poros pequeño (poro de tránsito)	Poros mediano	Macroporo		
	Xooet (1961)	< 10	10-100	100-1000	>1000		
	Int'l Theoretical & Applied Chemistry Association (1972)	< 0.8 (submicroporo)	0.8-2 (microporo)	2-50	>50		
Génesis	Zhang (2001)	Poros primario	Poros metamorfoseado	Poros exogénico	Poros mineal		
	Hao (1987)	Poros de tejido vegetal	Vesícula	Poros intergranular	Poros intercrystalino	Poros fundido	
Morfología porosa	Chen & Tang (2001)	Poros tipo I (poros cilíndrico con ambos extremos abiertos y poros paralelos en forma de placa con cuatro lados abiertos)		Poros tipo II (poros cilíndrico con un extremo cerrado, poros paralelos en forma de placa, poros encajados y poros cónicos)	Poros tipo III (poros en forma de botella con el cuello delgado)		
Interacción sólido-gas	Zhang Hongri (1993)	Poros de adsorción (<50)			Poros de filtración (> 50)		
	Sang et al. (2005)	Poros de absorción (<2)	Poros de adsorción (2-10)	Poros de adsorción gelificado (10-100)	Poros de filtración (>100)		
Característica fractal y natural	Fu et al. (2005)	Difusión (radio)			Filtración (radio)		
		Microporo	Poros de tránsito	Poros pequeño	Poros mediano	Poros de tránsito	Macroporo
		<8	8-20	20-65	65-325	325-1000	>1000
		Difusión superficial	Difusión mixta	Difusión Kundsén	Laminar estable	Laminar abrupto	Turbulento

Nota: Las cifras que figuran en el cuadro anterior se refieren a diámetros en nm excepto donde se indique lo contrario (después de Tang et al., 2008).

3.2.1.2 Descripción cuantitativa de los poros de carbón

Los poros en la matriz de carbón se pueden describir cuantitativamente utilizando tres parámetros: (1) volumen específico de poro total, es decir, el volumen total de poros en unidad de masa de carbón (cm^3/g); (2) Área de superficie específica de poros, es decir, área de la superficie de los poros en unidad de masa de carbón (cm^2/g); y (3) la porosidad, es decir, el volumen ocupado por poros en unidad de volumen de carbón (%). Un lecho de carbón es considerado como un yacimiento compacto impermeable o un depósito de baja permeabilidad de acuerdo con la clasificación de los yacimientos de petróleo y gas convencionales. La migración de metano en capas de carbón se produce a través de fisuras, y el movimiento de metano en capas de carbón en los poros de la matriz se produce como difusión. Por lo tanto, la frase "porosidad efectiva" no se utiliza normalmente en el estudio de metano en capas de carbón; en cambio, la porosidad de fisura se utiliza para evaluar la migración de metano en capas de carbón. La frase "porosidad absoluta" se utiliza para evaluar la capacidad de acumulación de un yacimiento. El volumen de poro específico total del carbón cae normalmente en el intervalo de 0.02 a 0.2 cm^3/g , el área específica superficial de poros oscila entre 9 a 35 cm^2/g , y la porosidad de 1% a 6%.

3.2.1.3 Factores de influencia en los poros de carbón

La porosidad, la distribución de tamaño de poro y el área específica superficial del poro de carbón están relacionados estrechamente con el rango de carbón. A medida que aumenta la reflectancia de la vitrinita, la porosidad del carbón tiende a variar de alta-baja-alta. Un bajo rango de carbón tiene una textura suelta y los macro poros son predominantes, con una relativamente alta porosidad. Un rango de carbón mediano tiene pequeñas cantidades de poros grandes. Para el carbón de alto rango, el volumen de poros es pequeño y los microporos predominan. Ning y Chen (1996) llevaron a cabo pruebas de inyección mercurio y de helio en 45 muestras de carbón Carbonífero y Pérmico tomadas de las regiones de Jiaozuo, Huainan, Anyang, Tangshan y Pingdingshan en el norte de China. Las pruebas revelaron que los microporos estaban bien desarrollados en el carbón magro con alto grado metamórfico así como en la antracita, representando más del 50% del volumen total de poros, mientras que los macroporos y poros medianos representaron un porcentaje bajo, con un promedio de menos de 20% del volumen total de poros. En los carbones metamórficos de grado intermedio, como el carbón grasoso, carbón de coque y carbón magro, los macroporos y los poros medianos están bien desarrollados, especialmente en carbón de coque, donde representan aproximadamente el 38% del volumen total de poros. Los microporos representan menos del 50% del volumen total de poros. Estos macroporos y poros medianos son favorables a la despresurización, desorción, la difusión y la migración del metano en capas de carbón. Este rango del carbón es el más favorable en términos de yacimientos de metano en capas de carbón.

La distribución del tamaño de poros del carbón está estrechamente asociada con la carbonificación. Chen (2001) encontró que el lignito tiene una distribución uniforme de poros de diferentes tamaños. Para el carbón tipo Flénu, se producen más microporos, mientras que un menor número de macroporos y poros medianos están presentes. Para el carbón bituminoso moderadamente carbonificado, el tamaño de los poros es dominado por macroporos y microporos, mientras que los poros medianos representan un porcentaje bajo. Para carbones metamórficos de alto grado, tales como el carbón magro y antracita, los microporos representan la

mayoría, mientras que los poros medianos y macroporos con un tamaño de poro mayor de 100 nm representan sólo aproximadamente el 10% del volumen específico total de poros.

El área específica de superficie de los poros es un factor importante para la caracterización de la estructura porosa microscópica del carbón. Normalmente, los microporos constituyen los espacios de adsorción en carbón y corresponden a aquellos en la matriz, teniendo una superficie específica muy grande. Los poros pequeños constituyen los sitios para la condensación capilar y difusión en los yacimientos de carbón, los poros medianos actúan como un camino lento para la filtración de metano en capas de carbón, y los macroporos corresponden a las fracturas de tipo cleat⁶ y fisuras estructurales, creando las vías para fuerte flujo laminar. Una alta superficie específica indica una fuerte capacidad de adsorción de metano en capas de carbón, pero los microporos son los principales contribuyentes a la superficie específica. Generalmente, se reconoce que la capacidad de adsorción del carbón al gas tiende a aumentar a medida que se eleva el rango de carbón. Siguiendo esta regla, la superficie específica del carbón aumentaría a medida que se eleva el rango de carbón.

3.2.2 Sistema de micro fisuras y permeabilidades de yacimientos de carbón

3.2.2.1 Clasificación de los sistemas de fracturas en los yacimientos de carbón

Las fisuras y poros constituyen conjuntamente el espacio del yacimiento y las vías de migración del metano en capas de carbón. Wang et al. (1997) estudiaron ampliamente las características de fisuras y poros en el carbón para analizar las características productoras de metano en capas de carbón, y luego propusieron esquemas de clasificación de poros y fisuras así como sus nomenclaturas (**Tabla 3-2**), que son aplicables a los estudios petrofísicos. Huo (2004) propuso el esquema de clasificación de los poros microscópicos y fisuras en yacimientos de carbón (**Tabla 3-3**).

⁶ Cleat: Nombre que se le da a las fracturas abiertas en el carbón

Tabla 3-2. Clasificación y Nomenclatura de poros y fisuras en yacimientos de carbón (Wang et al., 1997).

Tipo	Nombre de poro o fisura	Tamaño	Distribución
Poro	Poros residuales de los tejidos vegetales	Varios nanómetros a	Dentro de los bloques de la matriz de carbón
	Poros de matriz	varias décimas de milímetros	
	Poros secundarios (vesículas)		
Fisura	Microfisura		
	Macrofisura	Fisura endógena (cleat)	Varios milímetros a varios centímetros
		Joint (junta): Joint exogénico, Joint de tirón de aire.	Varias décimas de metros a varias docenas de metros
			En las sub-zonas de rocas carboníferas
			Sobre todo el yacimiento de carbón

Tabla 3-3. Clasificación de poros y fisuras microscópicas en yacimientos de carbón (Huo, 2004).

Poros microscópicos	Fisuras microscópicas
Poros biogénicos	Semiconfinado a confinado
Poros no biogénicos	Poros intergranular
	Poros termogénicos
	Fisuras endógenas
	Fisuras en plano de estratificación
	Fisuras heredadas
	Fisuras estructurales

En términos de la ductilidad y la apertura, las microfisuras identificadas microscópicamente se pueden dividir en cuatro categorías: A, B, C, y D (Tabla 3-4).

Las microfisuras en yacimientos de carbón se pueden dividir en cuatro tipos en función de su extensión (Tabla 3-4).

Tabla 3-4. Breve forma de clasificación práctica de microfisuras en yacimientos de carbón (Yao y Liu, 2007).

Tipo de microfisura	Característica
Tipo A	Anchura $\geq 5 \mu\text{m}$ y la longitud $\geq 10 \text{ mm}$, buena continuidad, larga extensión.
Tipo B	Anchura $\geq 5 \mu\text{m}$ y la longitud $\geq 10 \text{ mm}$, relativamente larga extensión.
Tipo C	Anchura $< 5 \mu\text{m}$ y la longitud $\geq 300 \mu\text{m}$, en algunas veces interrumpida en extensión.

Tipo D

Anchura < 5 μm y la longitud < 300 μm ,
corta extensión.

3.2.2.2 Los factores de impacto para la formación de un sistema de fracturas en un yacimiento de carbón

Las fisuras en el carbón se ven afectadas por el metamorfismo similar a la forma en que los poros de carbón se ven afectados. Con base en su investigación, Zhang (1995) y Zhang y Li (1996) creían que los cleats se desarrollan mejor en el carbón brillante y carbón semibrillante resultantes de metamorfismo de grado intermedio, y que sus áreas de distribución serían los objetivos preferenciales para la exploración y desarrollo de metano en capas de carbón. Law (1993) señaló que existía una relación funcional entre la frecuencia de fracturas tipo cleat y el rango de carbón, es decir, que la frecuencia de fracturas tipo cleat aumenta como el rango de carbón aumente de lignito a carbón bituminoso con el componente volátil moderadamente contenido, y luego disminuye a medida que el rango de carbón se elevó a antracita. Ning y Chen (1996) también encontraron que las fisuras endógenas se desarrollan mejor en los yacimientos de carbón moderadamente metamorfoseados, las cuales tienden a mejorar la permeabilidad del carbón y la conectividad de los poros de la matriz conduciendo a buenas propiedades físicas de los yacimientos de carbón. Durante la exploración y el desarrollo, la despresurización tiende a ser fácilmente realizada en este tipo de depósito de carbón, favorable a la desorción, la difusión y la migración del metano en capas de carbón, y es el rango del carbón más favorable para el desarrollo de metano en capas de carbón. Wang y Chen (1995) también indicaron que: (1) el desarrollo de los poros en el carbón no sólo fue controlado por facies carbonosas, sino que también fue controlado por el rango del carbón y el tipo metamórfico; (2) el desarrollo de microfisuras fue controlado tanto por la composición de la roca carbonífera y el metamorfismo del carbón; y (3) el desarrollo de fisuras endógenas no sólo fue afectado por la composición de la roca carbonífera, sino también limitada por el metamorfismo del carbón. Bi et al. (2001) reconocieron que la densidad de fracturas tipo cleat dependió principalmente del rango del carbón, y, normalmente, la densidad fracturas tipo cleat alcanzó la más alta a una reflectancia de la vitrinita de aproximadamente 1.3%. El cierre de fracturas

tipo cleat en el carbón de alto rango fue principalmente resultado del llenado y la cementación de macerales secundarios.

A medida que aumenta la profundidad de enterramiento, el yacimiento de carbón tiende a ser sujeto a un mayor estrés y la permeabilidad del yacimiento se empobrece.

3.2.2.3 Permeabilidad de los yacimientos de carbón

La permeabilidad de los yacimientos de carbón es un parámetro importante que controla la movilidad del gas y el agua en los yacimientos de carbón, y determina la migración y la producción de metano en capas de carbón. Es el indicador más importante en la evaluación de las propiedades físicas de un yacimiento de carbón. Hay dos tipos de permeabilidad en las primeras etapas de la exploración de metano en capas de carbón: (1) permeabilidad de prueba de pozo, y (2) permeabilidad de la roca carbonífera (laboratorio). Para evaluar el yacimiento de carbón, la permeabilidad de prueba de pozo es el parámetro preferencial para la evaluación de la permeabilidad, mientras que la permeabilidad de la roca carbonífera podría ser utilizada como una alternativa si la permeabilidad de prueba de pozo es imposible de obtener en la zona de estudio. La permeabilidad de prueba de pozo se mide directamente durante pruebas de pozos. Para los yacimientos de carbón, se usan principalmente el método de tapon y el método de despresurización por inyección de agua (Zuber, 1998). La permeabilidad de prueba de pozo puede dar el mejor reflejo de la permeabilidad in-situ, por lo tanto es un método bastante fiable para la determinación de la permeabilidad.

De acuerdo con la información disponible, los valores de permeabilidad de los yacimientos de carbón alrededor del mundo son normalmente superiores a 10×10^{-3} mD.

La permeabilidad de la roca carbonífera también se llama permeabilidad de laboratorio, que se deriva del análisis de núcleos de carbón convencional en un laboratorio. En comparación con la permeabilidad de prueba de pozo, la permeabilidad derivada del laboratorio tiene muchas limitaciones. La razón principal

es que la permeabilidad derivada en laboratorio no puede reflejar con precisión las condiciones ambientales cambiantes. En primer lugar, la permeabilidad de laboratorio se mide generalmente a presión atmosférica y temperatura ambiente, no a la temperatura elevada y alta presión o las condiciones in situ del yacimiento de carbón. En segundo lugar, la exactitud de las pruebas de una 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, fisuras artificiales pueden ser creadas durante la manipulación y preparación de las muestras de carbón. En este caso, la permeabilidad real de un yacimiento de carbón podría ser sobreestimada en el laboratorio.

Aunque la evaluación de los yacimientos de carbón mediante el uso de la permeabilidad de la roca carbonífera tiene muchas desventajas, este método se utiliza debido a su fácil disponibilidad. En particular, 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 utilizar como un indicador importante para la permeabilidad del yacimiento.

Por lo tanto, la permeabilidad de prueba de pozo se debe considerar la permeabilidad preferida, y la permeabilidad de la roca carbonífera debe ser considerada como secundaria, para efectuar una evaluación realista de la permeabilidad del yacimiento de carbón.

3.3 Estado de ocurrencia del metano en capas de carbón y mecanismos de producción

3.3.1 Estado de ocurrencia del metano en capas de carbón

En condiciones geológicas, el metano en capas de carbón existe en los yacimientos de carbón en tres estados: (1) el estado adsorbido, (2) el estado libre, y (3) el estado

disuelto. Además, unos investigadores han propuesto un estado casi líquido (Collins, 1991). El metano en capas de carbón en el estado adsorbido se produce en la superficie de los poros del carbón en la forma de adsorción; en el estado libre se distribuye en los poros del carbón y fisuras; y en el estado disuelto ocurre en agua en capas de carbón bajo disolución. El gas metano generado durante la carbonización tiende a ser adsorbido primero, luego se disuelve, y finalmente es liberado como gas libre. A ciertas temperaturas y presión, el gas en estos tres estados se queda en un sistema de equilibrio dinámico común. Es decir, cuando la cantidad de hidrocarburos generados en un lecho de carbón aumenta o las condiciones externas cambian, estos tres estados de ocurrencia se convertirán sin problemas de un estado a otro. Generalmente, el estado adsorbido es el predominante de los tres estados, representando entre el 70% y el 95%; el estado libre representa alrededor del 10% al 20%, y el estado disuelto es extremadamente raro. El porcentaje específico depende del metamorfismo y la profundidad del carbón (Song et al., 2005c).

3.3.1.1 Estado de adsorción

Un campo de adsorción se crea en la superficie del carbón por la fuerza de atracción de las moléculas de la superficie dentro de la matriz de carbón para adsorber gas metano en la superficie de la matriz y en los poros de la matriz. Este estado de ocurrencia del metano en capas de carbón se llama estado adsorbido. El volumen adsorbido tiene una relación funcional no lineal, con la presión del yacimiento de metano en capas de carbón. Hay muchos modelos matemáticos para describir las propiedades de adsorción, construidas principalmente en tres teorías: cinética, termodinámica y teorías potenciales. Generalmente, la ecuación de adsorción isotérmica de Langmuir se puede utilizar para describir las características de adsorción de metano en capas de carbón (Langmuir, 1916):

$$V_E = \frac{V_L P}{P + P_L}, \quad \text{Ec. 3.3}$$

donde V_E es el volumen adsorbido, $\text{m}^3_{\text{gas}}/\text{t}_{\text{roca}}$; V_L es el volumen de Langmuir, $\text{m}^3_{\text{gas}}/\text{t}_{\text{roca}}$, que refleja la capacidad máxima de adsorción del cuerpo del carbón; P_L

es la presión Langmuir, MPa, a la que el volumen adsorbido alcanza el 50% de la capacidad máxima de adsorción; y P es la presión del yacimiento, MPa.

La capacidad de adsorción de un yacimiento de carbón al gas se ve afectada no sólo por su naturaleza, como el rango de carbón, macerales, y la deformación, sino también por algunos factores externos, tales como los controles de la humedad, la temperatura y la presión (Ettinger et al., 1966; Gan et al, 1972;.. Yee et al, 1993; Gayer y Harris, 1996; Zhong y Zhang, 1990; Crosdale et al., 1998; Zhang y Yang, 1999; Ma, 2003). El metamorfismo del carbón afecta directamente a la textura y la composición química del carbón, y restringe severamente la capacidad de adsorción del carbón. Hay dos tendencias de la variación en la capacidad de adsorción de gas del carbón en función del cambio del rango de carbón: cuando R_o es menos de 4%, la capacidad de adsorción aumenta a medida que se eleva el rango de carbón (**Figura 3-7**); y cuando R_o es mayor que 4%, la capacidad de adsorción disminuye a medida que se eleva el rango de carbón (**Figuras 3-8 y 3-9**).

El volumen Langmuir de carbón tiene una relación lineal con el contenido de componentes volátiles, y como el contenido de los componentes volátiles se incrementa, disminuye el volumen Langmuir y el volumen de adsorción también se reduce. Como es generalmente reconocido, a más humedad contenida en el carbón, más serán los sitios de adsorción eficaces que estén ocupados y menor número de sitios de adsorción se dejan para el gas, lo que disminuye la capacidad de adsorción (**Figura 3-10**). Sin embargo, cuando la humedad aumenta por encima de un cierto valor, que se llama el valor crítico, ningún impacto adicional se realiza sobre la capacidad de adsorción. Ya que el carbón consiste en vitrinitas, inertinitas y exinitas, generalmente las vitrinitas tienen la capacidad de adsorción más potente, inertinitas son las siguientes, y las exinitas tienen la menor capacidad de adsorción. Para el carbón en el mismo rango, la capacidad de adsorción del carbón vitrain con más contenido de vitrinita es más poderosa que la del carbón durain con mayor contenido de inertinita o liplinita (**Figura 3-11**).

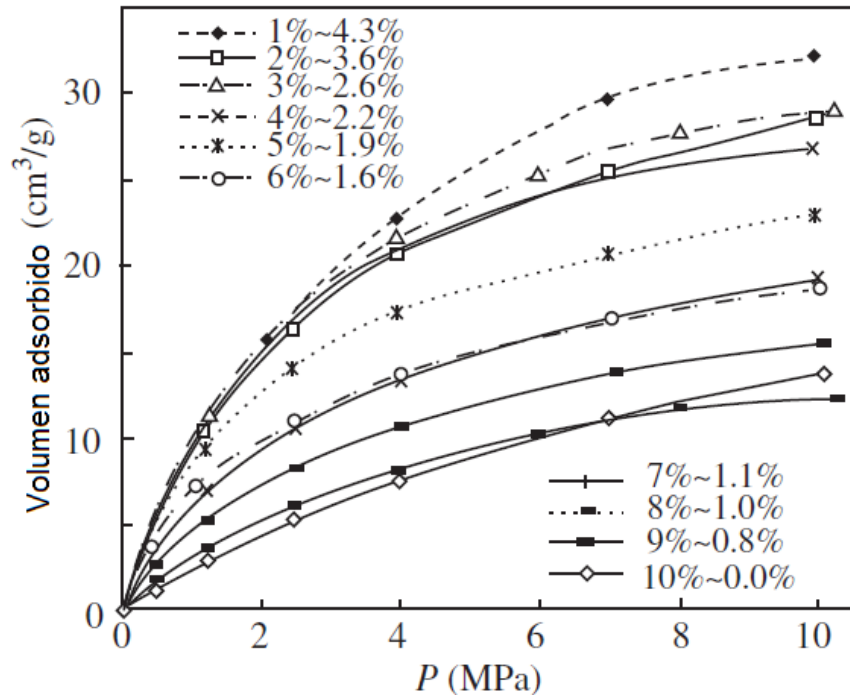


Figura 3-7. Curva de adsorción isotérmica del carbón con diferentes R_0 a 45 centígrados (mejorada de Ma, 2003).

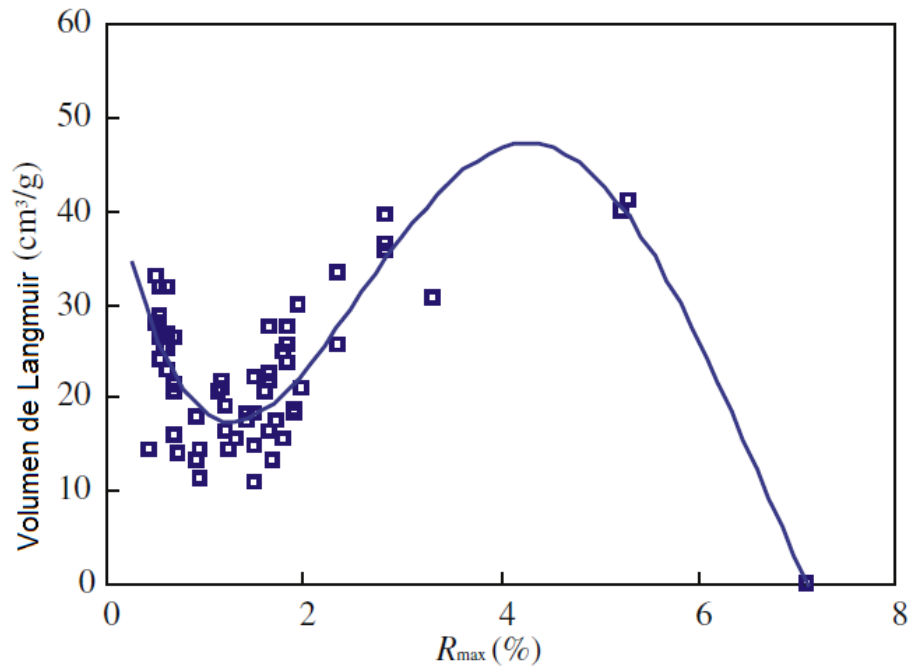


Figura 3-8. Relación entre el volumen de Langmuir y el metamorfismo de carbón de muestras de carbón en base seca (Song et al., 2005a).

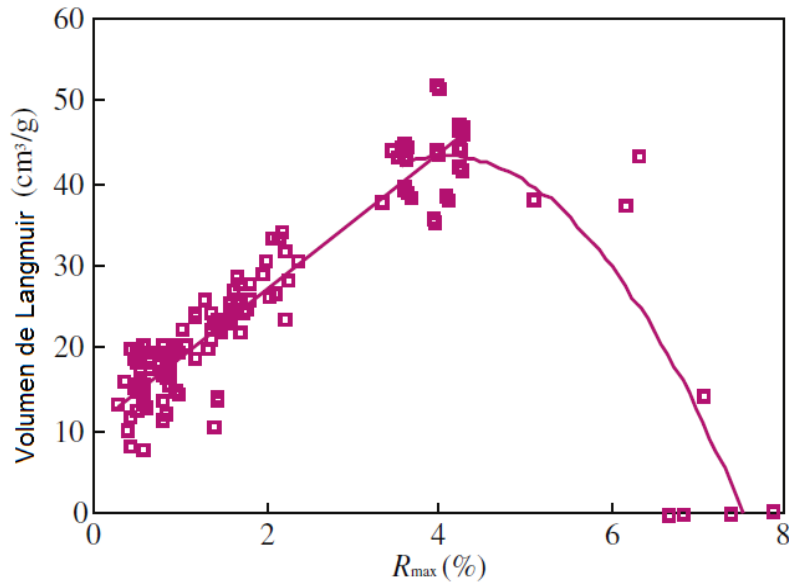


Figura 3-9. Relación entre el volumen de Langmuir y el metamorfismo del carbón de muestras de carbón en equilibrio con agua (Song et al., 2005a).

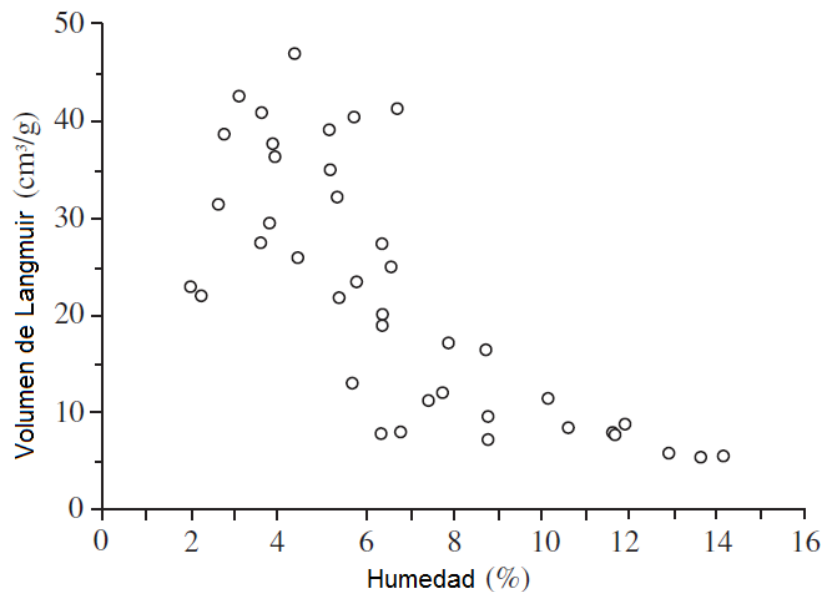


Figura 3-10. Relación entre el volumen de Langmuir y la humedad (mejorada de Su et al., 2001).

La temperatura tiene una influencia pasiva en la capacidad de adsorción del carbón, pero desempeña un papel activo en la desorción. Cuanto mayor sea la temperatura, mayor es la cantidad de gas libre y menos gas es adsorbido. Por lo tanto, la capacidad de adsorción del carbón disminuye a medida que sube la temperatura y

el volumen de gas adsorbido a una presión idéntica es menor. A temperatura constante, la capacidad de adsorción del carbón al metano se incrementa como aumenta la presión; cuando la presión se eleva a un cierto punto, la capacidad de adsorción del carbón se satura y no continúa aumentando incluso cuando la presión sigue aumentando (**Figura 3-12**).

3.3.1.2 Estado disuelto

El metano en capas de carbón en su estado disuelto es el gas disuelto en agua en el lecho de carbón, con su volumen en función del volumen de agua en el lecho de carbón y el volumen de gas disuelto en agua (Fu et al, 1996, 1997; Hao y Zhang, 1993; Tyler et al., 1995; Yang, 1997; Liu, 1998). Las capacidades de disolución de diversas moléculas de gas natural difieren. Por ejemplo, la solubilidad del dióxido de carbono es 36 veces la del metano, y el metano es ligeramente superior a 1/2 de la solubilidad del etileno. La presión, temperatura, y salinidad del agua también afectan al volumen de metano en capas de carbón disuelto en agua. Estudios experimentales previos mostraron que las solubilidades de las composiciones de gas natural son secuenciales, como sigue: $\text{CO}_2 > \text{CH}_4 > \text{N}_2 > \text{C}_2\text{H}_6 > \text{C}_3\text{H}_8 > \text{C}_4\text{H}_{10} > \text{C}_5\text{H}_{12}$. A medida que la salinidad del agua de formación aumenta, la solubilidad del gas natural disminuye y el tipo de agua de formación (tipo sal inorgánica) no afecta a la solubilidad del gas de manera significativa. La solubilidad del gas natural tiene una relación positiva no lineal, con la presión. La solubilidad también disminuye a medida que la temperatura aumenta primero, y luego aumenta a medida que se presentan nuevos aumentos de temperatura, con el punto de inflexión en 80 centígrados. A excepción de la turba y el lignito, el contenido de agua en los yacimientos de carbón es normalmente inferior al 5%. En otras palabras, hay más gas disuelto en agua dentro de las capas de carbón de turba y del lignito, mientras que limitado metano se disuelve en otros rangos de carbón debido a que el contenido de agua es menor. Cuando las condiciones cambian, como cuando el agua queda expulsada de los cuerpos de carbón y el lecho de carbón es despresurizado, el metano disuelto en el agua puede escapar del agua y convertirse en gas libre. Además, en la etapa de producción de hidrocarburo líquido de los lechos de carbón ($R_o = 0.5\%$ a 1.3%), el gas disuelto en el aceite todavía existe.

Aunque el aceite tiene una capacidad de disolución superior al gas que el agua, la producibilidad del aceite y la capacidad de acumulación de aceite en el carbón se limitan, y el volumen de gas disuelto en aceite es mínimo.

El volumen de gas disuelto en un yacimiento de carbón es función de la solubilidad del gas, el volumen de poro, y la saturación de agua, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$V_{dis} = \sum_{i=1}^m V_p \cdot S_W \cdot R_{Si}, \quad \text{Ec. 3.4}$$

donde V_{dis} es el potencial de acumulación de gas disuelto, cm^3/g ; V_p es el volumen de poros en el yacimiento de carbón, cm^3/g ; S_W es la saturación de agua en el yacimiento de carbón, cm^3/cm^3 ; R_{Si} es la solubilidad del componente i del metano en capas de carbón (relación volumétrica), cm^3/cm^3 ; e i y m son los componentes y el número de componentes de la mezcla de gases. Cuando el metano tiene una concentración muy alta o para los cálculos de aproximación, el metano en capas de carbón puede ser considerado como 100% gas metano.

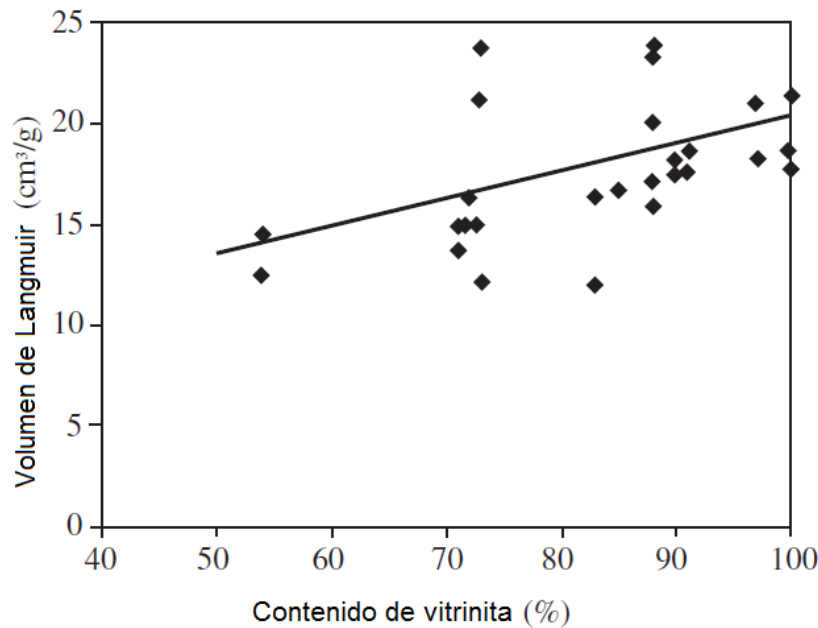


Figura 3-11. Relación entre el volumen de Langmuir y el contenido de vitrinita (mejorado de Crosdale et al., 1998).

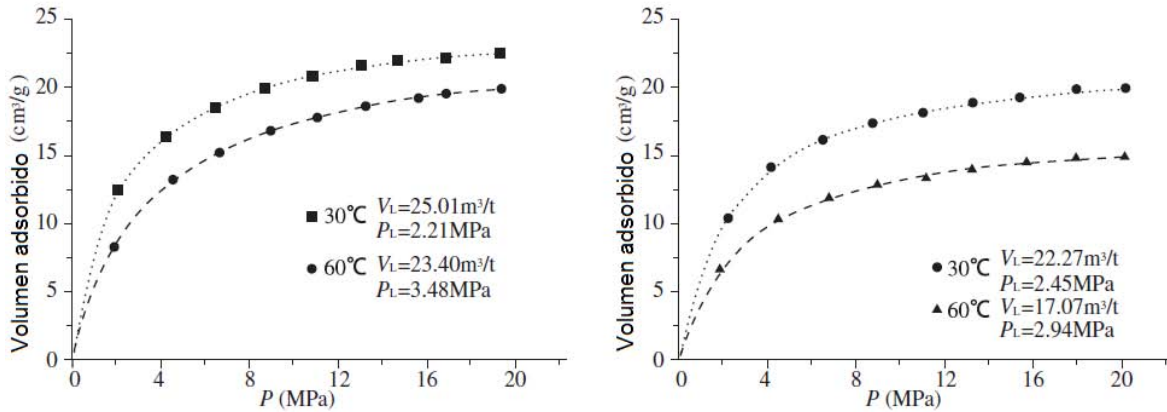


Figura 3-12. Curvas de adsorción isotérmica a diferentes temperaturas (mejorado de Su et al., 2001).

3.3.1.3 Estado libre

En su estado libre, el metano en capas de carbón permanece como gas libre en los cleats de carbón y otras fisuras y poros, y puede moverse libremente, por ejemplo, cuando es impulsado por presión (Wu, 1993). Cuando el gas migra y entra en la red de fisuras en estado libre, puede ser considerado como gas convencional. El potencial de acumulación de gas libre es la suma de los volúmenes de acumulación de los componentes del gas, es decir:

$$V_F = \sum_{i=1}^m V_{Fi}, \quad \text{Ec. 3.5}$$

donde V_F es el potencial de acumulación del gas libre, cm^3/g ; y V_{Fi} es el potencial de acumulación del componente i en el gas libre, cm^3/g . Cuando el metano tiene una concentración muy alta o para los cálculos de aproximación, el metano en capas de carbón puede ser considerado como 100% gas metano.

$$V_{Fi} = \frac{n_i R T_0}{P_0} = n_i R T_0, \quad \text{Ec. 3.6}$$

donde n_i es el número de moles de gas acumulado en los poros de filtración bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, mol/g ; P_0 es la presión del gas en estado estándar, $1.01 \times 10^5 \text{ Pa}$; T_0 es la temperatura del gas en estado estándar, 273.15 K ; y R es la constante universal de los gases ideales, $8.31 \text{ J}/(\text{mol K})$.

A presión atmosférica y temperatura ambiental, el metano en capas de carbón puede ser considerado como un gas ideal. Sin embargo, a la presión y temperatura del yacimiento, el metano en capas de carbón se considera un gas real, con una cierta desviación del gas idealizado. Cuanto mayor sea la presión y la temperatura, mayor es la desviación. Por lo tanto, la ecuación de estado del gas ideal debe ser corregida por el uso de un factor de compresibilidad del gas (factor de desviación). La siguiente ecuación se utiliza para calcular n_i :

$$n_i = \frac{P_i V_p S_g}{Z_i R T}, \quad \text{Ec. 3.7}$$

donde P_i es la presión del yacimiento, Pa; T es la temperatura del yacimiento, K; V_p es el volumen de poros en el yacimiento de carbón, cm^3/g ; S_g es la saturación de gas (agua) en el yacimiento de carbón, %; y Z_i es el factor de compresibilidad del componente i de gas, siendo un parámetro estrechamente correlacionado con el gas, la temperatura, y la densidad en moles.

3.3.2 Mecanismo de producción del metano en capas de carbón

Como se mencionó con anterioridad, el metano en capas de carbón existe en los yacimientos de carbón principalmente en tres fases (1) fase adsorbida, (2) fase libre, y (3) fase disuelta. El gas metano en estas tres fases se mantiene en un estado de equilibrio dinámico. En yacimientos de carbón, cuando disminuye la presión del fluido, el gas metano adsorbido sobre la superficie de los poros de la matriz de carbón en la forma física de sorción se desorbe y se convierte en metano en capas de carbón en fase libre, que se difunde a través de la matriz de carbón o se filtra en fisuras naturales. El metano en capas de carbón en la fase libre dentro de las fisuras naturales alcanzará el pozo y será producido a través de la filtración (Hao et al., 1994; Su et al., 1999; Song et al., 2002; Fu et al., 2003; Liu et al., 2000). En resumen, el mecanismo de producción del metano en capas de carbón puede ser descrito por una teoría 3D: desorción-difusión-flujo Darcyano, como se muestra en la **Figura 3-13**. Con base en este mecanismo, una teoría de recuperación del tipo drenaje de agua-despresurización-desorción-producción de gas ha sido formulada para el

desarrollo de metano en capas de carbón, dando orientación eficaz para la producción de metano en capas de carbón.

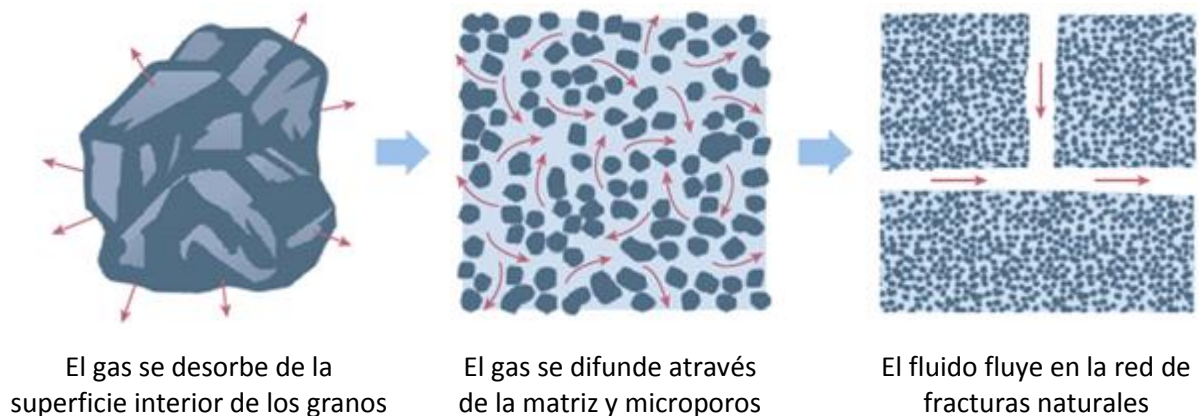


Figura 3-13. Diagrama esquemático de la producción de metano en capas de carbón: desorción-difusión-flujo Darcyano (Zou, 2014).

3.3.2.1 Mecanismo de desorción

Cuando la presión en un depósito de carbón declina, las moléculas de gas metano en estado absorbido adquieren energía E_a y van más allá del potencial de adsorción del pozo, convirtiéndose en moléculas de gas libre. De esta manera, las moléculas de metano adsorbidas se separan de la superficie interior de carbón y se desorben como gas libre. Por lo tanto, la desorción es un proceso endotérmico (Nodzenski, 1998). Entre más grave es el movimiento térmico de las moléculas de gas metano, mayor es la energía cinética, y mayor es la posibilidad para la desorción de las moléculas de metano adsorbido por la adquisición de energía. El comportamiento de desorción y sus características se han descrito con la ecuación de Langmuir por la mayoría de los investigadores. En el caso de la bajo saturación, las moléculas de metano pueden ser desorbidas de las superficies internas de los poros en la matriz de carbón sólo cuando la presión en el yacimiento de carbón es inferior a la presión de desorción crítica (Rupple y Grein, 1974; Vishnyakov y Piotrovskaya, 1998). Con base en las condiciones de desorción y las características de diferentes tipos de metano en capas de carbón, la desorción física de metano en capas de carbón se

puede dividir en cuatro subcategorías: (1) desorción a presión reducida, (2) desorción a temperatura elevada, (3) desorción por desplazamiento, y (4) la desorción por difusión. La desorción a presión reducida se refiere a un proceso por el cual las moléculas de metano en capas de carbón adsorbidas en la superficie interior de los poros de la matriz de carbón se vuelven más activas debido a una disminución de la "presión externa", liberando eficazmente el gas de la unión de fuerzas de van der Waals y cambiando de un estado adsorbido a estado libre. La desorción a temperatura elevada se refiere al proceso mediante el cual la temperatura elevada acelera el movimiento térmico de las moléculas de gas, lo que les permite liberarse con más potencia de la unión de fuerzas de van der Waals y ser desorbidas. La esencia de la desorción por desplazamiento se encuentra en el desplazamiento de las moléculas de metano en el estado adsorbido por las moléculas de agua no adsorbidas u otras moléculas de gas buscando el equilibrio cinético, cambiando así las moléculas de metano que se encontraban originalmente en estado adsorbido al estado libre. La desorción por difusión es esencialmente una "desorción" resultante de la difusión impulsada por una diferencia de concentración. En estos cuatro tipos de desorción, la desorción a presión reducida es la más importante y hace la mayor contribución a la producción de metano en capas de carbón.

3.3.2.2 Mecanismo de difusión

El metano en capas de carbón se desorbe de un yacimiento de carbón por medio de las mencionadas cuatro subcategorías y entra en los cleats mediante la difusión; es decir, las moléculas de metano se mueven desde la zona de alta concentración a la zona de baja concentración. El proceso puede ser descrito por la primer ley de Fick:

$$\overline{qm} = D\sigma V_m \rho_g (C(t) - C(P)), \quad \text{Ec. 3.8}$$

donde \overline{qm} es la cantidad de metano difundido desde la matriz de carbón, t/d; D es el factor de difusión, m²/d; σ es el factor de forma, m⁻²; ρ_g es la densidad del metano, t/m³; V_m es el volumen de la matriz de carbón, m³; $C(t)$ es la concentración promedio

de metano en la matriz de carbón; y $C(P)$ es la concentración de metano en equilibrio en el límite cleat - matriz, t/m^3 .

3.3.2.3 Mecanismo de filtración

El flujo de metano en capas de carbón en un sistema de fisuras sigue la ley de Darcy. En un sistema de fisuras, el metano y el agua muestran flujo miscible en su propia fase y la permeabilidad de fase de cada fluido; es decir, la permeabilidad relativa es para ser utilizada en la aplicación de la ley de Darcy. La relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta se llama permeabilidad relativa. Generalmente, la permeabilidad relativa se utiliza durante el estudio práctico, que normalmente se considera como una función de la saturación. Según la ley de Darcy, la ley filtración de cada fase puede ser expresada como:

$$V_l = \frac{K_l \Delta P_l}{u_l L}, \quad \text{Ec. 3.9}$$

$$K_l = K K_{rl}, \quad \text{Ec. 3.10}$$

donde V_l es la velocidad de filtración de la fase l ; u_l es el coeficiente de viscosidad de la fase l ; ΔP_l es la diferencia de presión de la fase l ; L es la longitud de la ruta de infiltración; K_l es la permeabilidad efectiva de la fase l ; K es la permeabilidad absoluta de un medio poroso; y K_{rl} es la permeabilidad relativa de la fase l .

3.4 Formación y distribución del metano en capas de carbón

3.4.1 Repercusiones del metano en capas de carbón y sus límites

El metano en capas de carbón es un gas natural no convencional, y su yacimiento tiene características muy diferentes en comparación con el yacimiento de gas natural convencional. Por lo tanto, no se deben aplicar directamente los conceptos de un yacimiento de gas natural para el metano en capas de carbón. En este trabajo, el yacimiento de metano en capas de carbón se define como la serie carbonífera con factores geológicos similares, un sistema de fluidos relativamente independiente y ciertos recursos dominados por el metano en capas de carbón en el estado adsorbido. Debido a que los yacimientos de metano en capas de carbón

se distribuyen ampliamente y de forma continua como otros yacimientos de gas no convencionales, son también un tipo de depósito de gas continuo.

Con base en el análisis sistemático del metano en capas de carbón típico alrededor del mundo, el sistema de límites del metano de carbón se divide en cinco tipos: hidrodinámico, límite por zona de aero-oxidación, límite por falla, límite por propiedad física, y límite litológico.

En el límite hidrodinámico, el metano en capas de carbón en su estado adsorbido ocurre predominantemente dentro de la acción hidrostática del nivel freático subterráneo, y las unidades básicas para la acumulación del metano en capas de carbón están controlados por la recarga, la migración, la detención, y el drenaje de la capa freática. Por lo tanto, las condiciones hidrodinámicas del nivel freático subterráneo son uno de los factores decisivos para la acumulación y la formación del yacimiento de metano en capas de carbón. El límite hidrodinámico puede subdividirse en dos tipos: división por agua subterránea y bloqueo hidrodinámico. La existencia de una brecha de agua subterránea separa el metano en capas de carbón en ambos lados en diferentes unidades de flujo de fluido. La formación de una división de agua subterránea es controlada por la estructura, por lo general en la parte axial de un anticlinal. Un límite por bloqueo hidrodinámico es el límite más común en metano de carbón, que existe en casi todos los sistemas de metano en capas de carbón. Se produce principalmente al ocurrir una recarga de agua a lo largo del afloramiento de un lecho de carbón, para luego migrar más profundo y formar una capa de agua a una cierta profundidad, lo que permite la acumulación de metano en capas de carbón en la zona de detención. Para retener una cierta cantidad de metano en capas de carbón en un yacimiento, es necesario tener una cierta presión en el yacimiento, es decir, una cierta elevación de la capa hidrostática subterránea, correspondiendo a la presión del yacimiento. Por lo tanto, sabemos que el límite hidrodinámico es el límite que refleja indirectamente la cantidad gasífera, y también es un límite dinámico que cambia a medida que cambia el nivel freático subterráneo.

El límite por una zona de degradado y oxidado es un límite dependiente de la composición de los componentes del metano en capas de carbón. Como el nivel freático subterráneo decline, el metano en capas de carbón se disipa a lo largo de los afloramientos y se mezcla con el aire, cambiando la composición de los componentes de metano de carbón resultando en una disminución del contenido de metano y el aumento del dióxido de carbono y el contenido de nitrógeno. En general, una concentración de metano del 80% es considerada como el límite inferior de la zona de degradación y oxidación. Por lo tanto, en cierta medida, la zona de degradado y oxidado es un límite artificial.

Las fallas son un límite lateral importante para el metano en capas de carbón, y pueden ser identificadas, ya sea como fallas cerradas o abiertas. Una falla cerrada se produce cuando la presión de desplazamiento del cuerpo de roca en la zona de falla es mayor que la presión del yacimiento. La acción lubricante del mudstone refuerza la capacidad de cierre de una falla, y la composición litológica a ambos lados de una falla difiere debido al echado de la falla y a la presión de desplazamiento en capas de roca encima del depósito de carbón. Además, la fuerte cataclasis de granos y la cementación diagenética pueden cerrar fallas. El cierre de una falla abierta depende de la presión hidrostática en el cinturón de la falla. Alta presión hidrostática favorece la retención de metano en capas de carbón; de lo contrario, resulta en disipación del gas en capas. Actúa de forma idéntica al mecanismo de límite por bloqueo hidrodinámico.

Un límite por propiedad física se produce cuando un cuerpo de carbón se recristaliza en carbón milonítico por la acción de esfuerzos tectónicos, y sus propiedades físicas se degradan y la presión de desplazamiento aumenta notablemente. Como resultado, la difusión y la migración del metano en capas de carbón son bloqueadas. Además, el carbón milonítico tiene un alto contenido de gas que aumenta la presión del yacimiento, bloqueando así la difusión concentracional, la migración, y la disipación del metano en capas de carbón en los cuerpos de carbón adyacentes. Este tipo de límite es cogenético por lo general con los límites por falla y se distribuye a lo largo del cinturón de falla, y que tiene importancia para el cierre de una falla.

Fallas con diferentes naturalezas y los echados hacia arriba y hacia abajo de la falla tienden a crear cuerpos de carbón con diferentes anchuras y diferentes recristalizaciones. Se ha prestado cada vez más atención a este tipo de límite, junto con el desarrollo de metano en capas de carbón y el progreso de la minería del carbón.

Un límite litológico se refiere a la frontera en una zona de acuífero de un lecho de carbón. Dos casos pueden ser descritos en este tipo de límite: uno es que la litología en la zona de acuífero de un lecho de carbón tiene una alta permeabilidad y baja presión de desplazamiento, como arenisca o caliza porosa fracturada. En este caso, es poco probable la acumulación de metano en capas de carbón, ya que el gas está sujeto a escapar en lugar de ser retenido. Otra es que la litología en la zona de acuífero de un lecho de carbón tiene una baja permeabilidad, como mudstone o limolita, que tienen altas presiones de desplazamiento y son favorables a la retención de metano en capas de carbón.

3.4.2 Características geo-químicas del metano en capas de carbón

Los datos de análisis geoquímicos del metano en capas de carbón derivan principalmente de muestras del gas desorbido en rocas carboníferas, gas drenado, gas extraído en boca de pozo, de las cuales las dos primeras clases se distribuyen ampliamente. Zhang et al. (2002) corrió estadísticas en más de 6,000 conjuntos de datos de composición de metano en capas de carbón extraídas de 358 pozos o campos (minas) en varios rangos en diferentes edades geológicas. Los resultados indicaron que el metano es un constituyente predominante de la composición de metano en capas de carbón, con una variación de contenido en un rango de 66.55% a 99.98%, y normalmente de 85% a 93%. El contenido de dióxido de carbono es de 0 a 35.58% y normalmente menos del 2%; y el de dinitrógeno varía mucho pero generalmente es menos del 10%. Los porcentajes de gases hidrocarburos pesados varían de acuerdo al rango del carbón. El análisis de 795 muestras de gases tomadas de pozos de metano en capas de carbón en los Estados Unidos realizadas por Scott (1993) y Scott et al. (1994) mostraron que la composición y el contenido promedio del metano en capas de carbón fueron los siguientes: metano

representaron el 93.2%, C₂₊ (hidrocarburos más pesados) 1.6%, 4.4% para el dióxido de carbono, y dinitrógeno 0.8%. De las estadísticas anteriores, se observó que para el metano en capas de carbón producido en boca de pozo, termogénico o biogénico, el gas sólo muestra pequeñas diferencias en composición del metano en capas de carbón, siendo predominante el metano (promedio de 97% a 99.75%). También muestran porcentajes muy bajos de gases hidrocarburos más pesados y de gas no hidrocarburos (normalmente menos de 2%, la mayoría de menos de 1%). En comparación con el gas natural convencional, el metano en capas de carbón tiene una composición relativamente constante. No importa si la roca madre es inmadura o demasiado madura, el metano en capas de carbón exhibe las características del gas seco en términos de composición. La composición del gas natural convencional que se originó a partir de las medidas de carbón por lo general se ve afectada por la madurez de la roca madre. Conforme la madurez aumenta, aumenta el porcentaje de metano y el gas hidrocarburo más pesado disminuye, enriqueciéndose el metano en el gas en la etapa tardía con sobremadurez.

En cuanto al contenido de isótopos de carbono, el metano en capas de carbón, obviamente difiere del gas natural convencional (Tao, 2005). Actualmente, existen pocos datos estadísticos sobre los componentes C₂₊ debido a que el metano es el componente principal del metano en capas de carbón siendo C₂₊ un componente menor. La mayor diferencia entre los isótopos de carbono del gas termogénico convencional formado a partir del carbón y el metano en capas de carbón se encuentra en la presencia del isótopo de carbono del metano más ligero en el metano en capas de carbón, procediendo ambos de rocas fuente con madurez similar.

Las causas de la diferencia entre el isótopo de carbono de metano en capas de carbón y gas natural convencional varían. Los isótopos de carbono del metano en el gas natural convencional se ven afectados principalmente por la evolución térmica R_o del querógeno y las rocas madre, y las líneas evolutivas $\delta^{13}\text{C}_1$ - R_o del gas formado a partir del carbón y gas formado a partir del petróleo son diferentes. Los isótopos de carbono del metano en el metano en capas de carbón están

influenciados por la generación de hidrocarburos y la reformación tardía (la reformación se produjo en el momento menor a 10 Ma), de los cuales el primero es similar a la del gas natural convencional, siendo afectada principalmente por la madurez térmica de la roca carbonífera. La reformación tardía se ve afectada por factores como la desorción, la acción biológica, y la acción hidrodinámica. El gas natural convencional está dominado por gas libre, mientras que el metano en capas de carbón está dominado por gas adsorbido, y su composición e isótopos pueden cambiar durante la desorción más tarde. Sin embargo, la profundidad de los yacimientos de metano en capas de carbón bajo producción comercial actualmente tienden a ser menos de 2000 m, y la biodegradación es la causa de que los isótopos de carbono más ligeros del metano estén presentes en los yacimientos de metano en capas de carbón y no en el gas convencional formado a partir de carbón originados de rocas fuente con madurez similar (Scott, 1993; Ayers, 2002). El metano en capas de carbón se ve muy afectado por las condiciones hidrodinámicas, que cambian la composición isotópica del metano a través de la disolución acuosa.

3.4.3 Proceso evolutivo de la generación del metano en capas de carbón

La mayoría de las cuencas carboníferas experimentaron las etapas evolutivas de la subsidencia y la elevación invertida, y las capas de carbón experimentaron la evolución estructural de la sepultura y levantamiento. Algunas cuencas incluso experimentaron múltiples ciclos. Sin embargo, la evolución estructural de la sepultura y el levantamiento de los yacimientos de carbón determina la evolución de la formación del yacimiento para el metano en capas de carbón.

La **Figura 3-14** es un diagrama esquemático para la evolución del metano en capas de carbón y del mecanismo primario de la formación del depósito. Como los lechos de carbón fueron sepultamientos y elevados, el proceso de generación del metano en capas de carbón sufrió principalmente la etapa de generación y adsorción, aumentando la capacidad de adsorción en el lecho de carbón, y el ciclo de desorción-difusión-retención. La etapa de generación del metano en capas de carbón y adsorción cubre la fase de generación-adsorción del metano en capas de

carbón resultante del entierro de las capas de carbón, lo que a su vez es resultado de un evento térmico anormal. La etapa de desorción-difusión-retención implica principalmente los mecanismos de difusión en roca sello y disolución en el agua subterránea. El metano en capas de carbón retenido bajo diversos mecanismos se convirtió en el metano en capas de carbón de hoy.

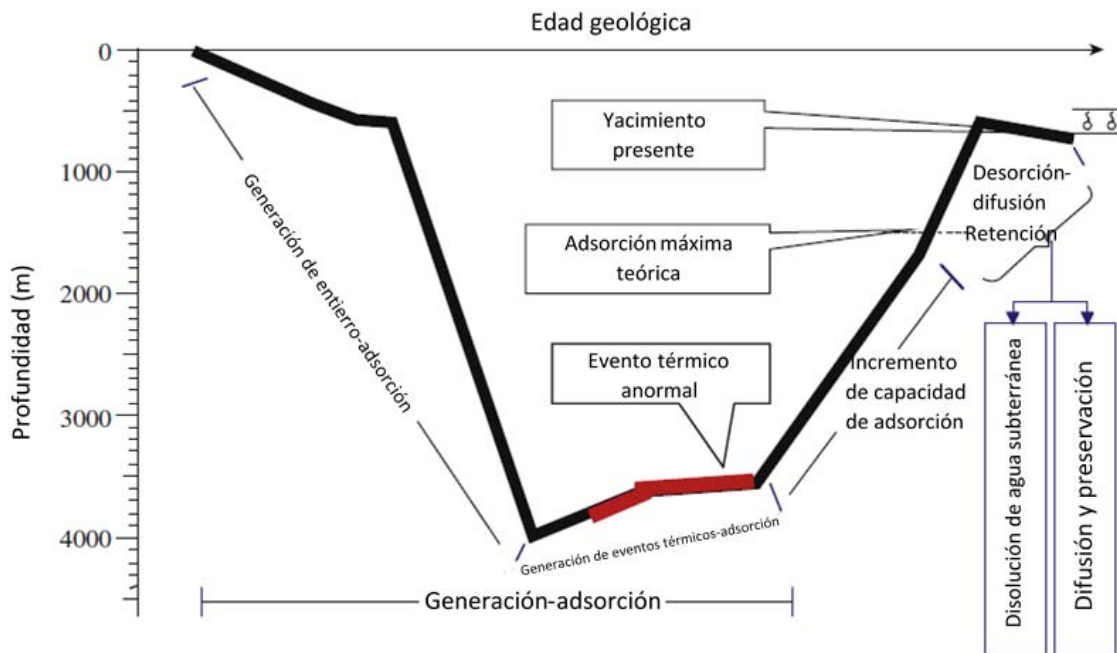


Figura 3-14. Diagrama esquemático de la evolución del metano en capas de carbón y los mecanismos primarios relacionados para la formación del yacimiento (Zou, 2014).

El presente enriquecimiento del metano en capas de carbón es el resultado de los efectos integrados de elevación invertida y la tardía evolución de una cuenca formada de carbón en la retención y expulsión del metano de capas de carbón. El proceso de la elevación inversa de un lecho de carbón implica el cambio en la presión y la temperatura debido a variaciones en el espesor de la formación suprayacente, que controla la capacidad gasífera del lecho de carbón. Por lo tanto, el espesor mínimo de la formación suprayacente en la historia geológica determina la capacidad gasífera de un yacimiento de carbón.

Tres modelos (I, II, III) geológicos para la formación del yacimiento de metano en capas de carbón de alto a medio rango y un modelo favorable a la formación del yacimiento (IV) a bajo rango se resumen a continuación, con bases en el modelado físico y experimentos teniendo en cuenta la historia de la formación del yacimiento de metano en capas de carbón mencionado anteriormente.

1) El modelo I es el más favorable para el enriquecimiento, que es cuando el lecho de carbón se invierte y es levantado a una posición por debajo de la zona erosionada, y luego ocurre una subsidencia, pero sin superar la profundidad anterior al levantamiento. La capacidad gasífera de las capas de carbón depende del grosor mínimo de la formación suprayacente en la historia geológica. Cuanto mayor sea el espesor, mayor será la capacidad gasífera. La saturación de gas es mayor que la del modelo II.

2) El modelo II es bastante favorable para el enriquecimiento. El lecho de carbón subsidie después de la inversión y el levantamiento regionales y supera la profundidad anterior al levantamiento. La capacidad gasífera del lecho de carbón depende del espesor mínimo de la formación suprayacente en la historia geológica. Sin contribuciones de las fuentes externas de gas, la saturación de gas depende del espesor de la formación resubsidida. Cuanto mayor es el espesor de la formación resubsidida, menor es la saturación de gas.

3) El modelo III es desfavorable al enriquecimiento. El lecho de carbón continúa su levantamiento a la zona erosionada después de la inversión y el levantamiento regional, lo que resulta en una baja capacidad gasífera y baja saturación de gas, normalmente por debajo de la capacidad gasífera para la formación de un yacimiento de metano en capas de carbón.

4) El modelo IV es favorable a la formación de un yacimiento a un rango bajo de carbón. En comparación con el alto rango de carbón, el proceso de formación de un yacimiento de metano en capas de carbón de bajo rango es simple, y la amplitud del levantamiento invertido es pequeña tras la subsidencia y la generación de hidrocarburos. La generación secundaria de hidrocarburos no se produce por lo

general. Incluso si existe metamorfismo de contacto del carbón resultante de una intrusión de magma, el efecto se localiza. La zona de escorrentía subterránea es el sitio propicio para la generación de gas biogénico secundario, dando una contribución continua para el metano en capas de carbón de bajo rango. El metano en capas de carbón generado resultante puede conservarse in situ, o migrar a un área de detención para el enriquecimiento bajo la acción de las aguas subterráneas.

3.4.4 Regla de distribución del metano en capas de carbón

Los trabajos de investigación en las cuencas carboníferas de alto rango, alrededor del mundo muestran que el metano en capas de carbón tiende a ser enriquecido en estructuras sinclinales en entornos regionales amplios. Independientemente de si están o no afectadas por el rango del carbón, la capacidad gasífera de los lechos de carbón es elevada en el núcleo del sinclinal, con la capacidad creciendo de la cuenca del margen al centro de la cuenca (**Figura 3-15**).

La regla del enriquecimiento es la integración de los efectos de la evolución estructural, las condiciones hidrodinámicas, y el confinamiento. El modo de enriquecimiento del metano en capas de carbón en sinclinales se describe en la **Figura 3-16**. En la configuración regional de una estructura sinclinal, agua meteórica se filtra hacia el eje del sinclinal con bajo potencial a lo largo de afloramiento del margen. Un área de captación se forma en el área sinclinal donde la salinidad es alta, y el bloqueo de agua lateral puede ocurrir en la zona de levantamiento marginal para crear un buen ambiente para la retención. La formación de capas de carbón en la parte axial del sinclinal es más gruesa que la de la parte marginal, presiones de formación más altas se mantienen, y la capacidad de adsorción de gas es alta en las capas de carbón. En términos de estructura, la parte axial de un sinclinal es un área con gran subsidencia de los estratos. A causa de la subsidencia y el entierro profundo, los yacimientos de carbón pueden estar totalmente termo evolucionados, lo cual es favorable para la generación de gas. Mientras tanto, en la parte axial de un sinclinal, fallas y fracturas no están desarrolladas y la roca de cubierta es estable, favorable al enriquecimiento del metano en capas de carbón. Por lo tanto, una estructura sinclinal se caracteriza generalmente por una alta capacidad gasífera en

la parte axial, que disminuye hacia la elevación marginal hasta que están expuestas las zonas erosionadas y oxidadas.

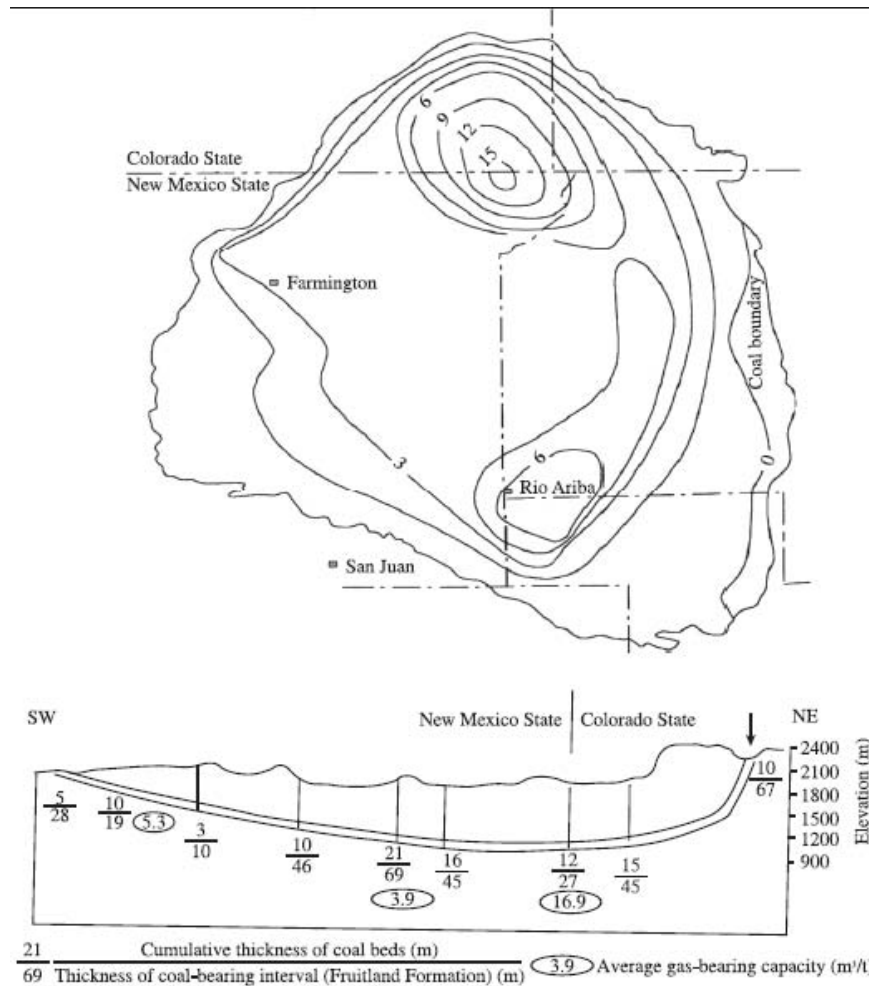


Figura 3-15. Mapa de contorno de la capacidad gasífera de las capas de carbón ($m^3_{gas}/t_{carbón}$) en la Formación Fruitland, Cuenca San Juan (Zou, 2014).

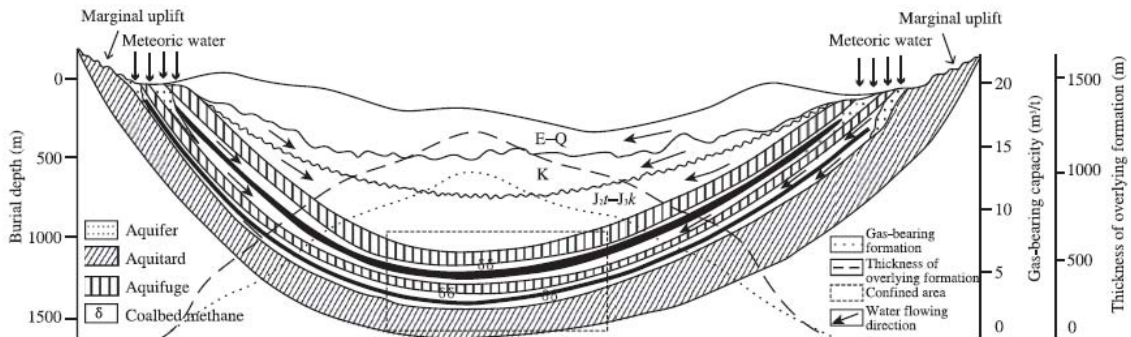


Figura 3-16. Modo de enriquecimiento del metano en capas de carbón en estructuras sinclinales (Zou, 2014).

3.5 Evaluación y selección de recursos de metano en capas de carbón

En comparación con los recursos de gas natural convencional, la evaluación de los recursos de metano en capas de carbón tiene un alcance bastante limitado y la exactitud de evaluación es baja.

3.5.1 Evaluación de recursos de metano en capas de carbón

Con base en información estadística de la Agencia Internacional de Energía (IEA) y datos asociados, se estima que los recursos globales de metano en capas de carbón han aumentado a $256.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ y se distribuyen principalmente en 12 países (Tabla 3-5).

3.5.2 Distribución de los recursos de metano en capas de carbón en México

El carbón en México puede ser muy gaseoso. MINOSA (Minera del Norte) reporta un promedio de contenido in situ de gas en los carbones de la sub-cuenca de Sabinas en $10\text{-}14 \text{ m}^3$ por tonelada y 12 a 18 m^3 por tonelada en los carbones de la sub-cuenca de Saltillito (Santillán-González, 2004). El contenido de metano en el gas esta por lo general por encima del 97 por ciento. Los recursos totales de gas en los carbones del Maestrichtiano de Coahuila se estiman entre 122 y 220 millones de m^3 (Santillán-Gonzales, 2004).

De la Tabla 3-5, se puede observar que los países ricos en recursos de carbón son también ricos en recursos de metano en capas de carbón.

Tabla 3-5. Estadísticas de recursos de metano en capas de carbón y carbón en los mayores países productores de carbón del mundo (Zou, 2014).

País	Recurso de metano en capas de carbón (10^{12} m^3)	Recurso de carbón (10^8 t)
Rusia	17-113	65,000

Canadá	6-76	70,000
China	32.86	55,700
Estados Unidos	21.38	39,700
Australia	8-14	17,000
Alemania	3	3200
Polonia	3	1600
Reino Unido	2	1900
Ucrania	2	1400
Kazajistán	1	1700
India	<1	1600
Sudáfrica	<1	1500
Total	98-279	260,300

Las reservas de metano en capas de carbón de México se estiman en entre 4.2 y 7.5 billones de pies cúbicos, y se concentran en los estados norteños de Coahuila y Sonora, de acuerdo a la división minera de la Secretaría de Economía.

3.5.3 Candidatos para la exploración de metano en capas de carbón en México

Existen muy pocos datos publicados sobre el metano en capas de carbón en México. A partir de la calidad del carbón se infiere que la cuenca de Coahuila es la fuente más prometedora de metano en capas de carbón, debido a sus características bituminosas y al ajuste estructural relativamente superficial de las capas de carbón.

PEMEX ha realizado varios estudios sobre el potencial del metano en capas de carbón en la región de la cuenca de Sabinas. El país ha invertido poco en la extracción de metano en capas de carbón, centrándose en la extracción de petróleo y gas convencional. Las principales compañías de carbón tenían pocos incentivos para el desarrollo de la perforación de metano en capas de carbón antes de 2006, centrándose en cambio en las emisiones de metano propias de la minera. MINOSA ha hecho importantes investigaciones sobre el potencial del metano de las minas de carbón en la Cuenca de Sabinas y parece, en este momento, que dará seguimiento a los posibles proyectos de metano de las minas de carbón en lugar de los que implican la extracción de metano en las capas de carbón.

(Como el metano en capas de carbón (CBM), el metano de las minas de carbón (CMM) es un subconjunto del metano que se encuentra en las vetas de carbón, pero se refiere específicamente al metano encontrado dentro de las áreas de minería mientras que el CBM se refiere a metano en capas de carbón que nunca serán objeto de una mina).

Para 2007 el gobierno mexicano replanteo tres grandes regiones y las designó para el desarrollo de metano en capas de carbón. Este replanteo es una respuesta a los cambios a la Ley de Minería aprobada en 2006, y trata de afirmar la primacía de los recursos de metano en capas de carbón en estas áreas. Hasta que las concesiones estén otorgadas, la reserva de estas áreas será un impedimento para el desarrollo de otro tipo de minería (Wood, 2007). La **Figura 3-17** muestra una estimación de los contornos de las regiones establecidas.



Figura 3-17. Límites estimados por el Gobierno de México para la entrega de concesiones en busca del desarrollo de metano en capas de carbón (Wood 2007).

Referencias

- Ayers, J.W., 2002. Coalbed gas systems, resources, and production and a review of contrasting cases from the San Juan and Powder River basins. *AAPG Bulletin* 86 (11), 1853-1890.
- Bi, Jianjun, Su, Xianbo, Han, Dexin, 2001. Relationship between coalbed cleat and coal rank. *Journal of China Coal Society* 26 (4), 346-349.
- Braun, R.L., Burnham, A.K., Reynolds, J.G., 1992. Oil and gas evolution kinetics for oil shale and petroleum source rock determined from pyrolysis-TQMS data at two heating rates. *Energy and Fuels* 6, 468-474.
- Chen, Peng, 2001. Properties, classification and utilization of coal in China. Chemical Industry Press, Beijing, 81-83.
- Chen, Ping, Tang, Xiuyi, 2001. Cryogenic nitrogen desorption method and study on characteristics of medium-micropores in coal. *Journal of China Coal Society* 26 (5), 552-556.
- Cheng, Keming, 1994. Oil and gas generation in Tuha Basin. Petroleum Industry Press, Beijing, 1-199.
- Clayton, J.L., 1998. Geochemistry of coalbed gas: A review. *International Journal of Coal Geology* (35), 159-173.
- Collins, R.E., 1991. New theory for gas adsorption and transport in coal. In: *Proceedings of the 1991 Coalbed Methane Symposium*, Tuscaloosa, pp. 25-32.

- Cramer, B., Poelchau, H.S., Gerling, P., et al., 1999. Methane released from groundwater: the source of natural gas accumulation in northern West Siberia. *Marine and Petroleum Geology* 16, 225-244.
- Crosdale, P.J., Beamish, B.B., Valix, M., 1998. Coalbed methane sorption related to coal composition. *International Journal of Coal Geology*, 35.
- Dai, Jinxing, 1979. Natural gas and oil generated under coalification. *Petroleum Exploration and Development* 3, 10-17.
- Dai, Jinxing, Hong, Feng, Qin, Shengfei, 2000. Rules of coal-formed gas field distribution in China. *Symposium of International Technical Workshop*.
- Davidson R.M., Sloss L.L., Clarke L.B. (1995), *Coalbed methane extraction*. IEACR/76, IEA Coal Research, London, UK.
- Ettinger, I., Eremin, I., Zimakov, B., Yanvoskaya, M., 1966. Natural factors influencing coal sorption properties. I. Petrography and sorption properties of coals. *Fuel* 45, 267-275.
- Fu, Jiamo, Qin, Kuangzong, 1995. *Kerogen geochemistry*. Guangdong Science and Technology Press, Guangdong, 543-565.
- Fu, Jiamo, Sheng, Guoying, Liu, Dehan, 1990. *Geochemistry in Coal-Formed Hydrocarbon*. Science Press, Beijing, 182-327.
- Fu, Xiaotai, Lu, Shuangfang, Wang, Zhenping, 1997. Dissolution features and significance of natural gas composition. *Geochemistry* 16 (3), 60-66.
- Fu, Xiaotai, Wang, Zhengping, Lu, Shuangfang, 1996. Mechanism and equation of gas dissolution in water. *Science in China (Ed. B)* 26 (2), 124-130.
- Fu, Xuehai, Qin, Yong, Zhang, Wanhong, 2003. Analysis of coupling relationship between kinetic effects of high rank coal matrix and permeability in coal reservoir. *Geological Journal of China Universities* 9 (3), 373-377.
- Fu, Xuehai, Qin, Yong, Zhang, Wanhong, 2005. Study on fractal classification and natural classification of coal pores based on coalbed methane migration. *Chinese Science Bulletin* 50 (Suppl. 1), 131-137.
- Gan, H., Nandi, S.P., Walker, P.L., 1972. Nature of porosity in American coals. *Fuel* 51, 272-277.
- Gayer, R., Harris, I., 1996. *Coalbed methane and coal geology*. The Geological Society, London, 1-338.
- Hao, Qi, 1987. Discussion on microscopic morphological features and genesis of pores in coal. *Journal of China Coal Society* (4), 51-57.
- Hao, Shisheng, Zhang, Zhenying, 1993. Features and geological implication of variation of natural gas dissolution in water. *Acta Petrolei Sinica* 14 (2), 12-22.

- Hao, Shisheng, Huang, Zhilong, Yang, Jiaqi, 1994. Dynamic equilibrium of natural gas migration and accumulation and its application. Petroleum Industry Press, Beijing, 56-69.
- Hu, Sherong, 1998. Theory and practice of coal-formed oil. Earthquakes Press, Beijing, 1-184.
- Huang, Difan, Li, Jinchao, Zou, Zhuhong, 1984. Evolution and hydrocarbon generation mechanism of terrestrial organic matters. Petroleum Industry Press, Beijing, 151-195.
- Huang, Difan, Qin, Kuangzong, Wang, Tieguan, 1995. Formation of coalformed oil and hydrocarbon generation mechanism. Petroleum Industry Press, Beijing, 265-267.
- Huo, Yongzhong, 2004. Study on gas desorption features in coal reservoirs. Natural Gas Industry 24 (5), 24-26.
- Kulander, B.R., Dean, S.L., 1993. Coal-cleat domains and domain boundaries in the Allegheny Plateau of West Virginia. AAPG Bull 77, 1374-1388.
- Langmuir, I., 1916. The adsorption of gases on plane surfaces of glass, mica and platinum. Am. Chem. Soc. 40, 1361.
- Laubach, S.E., Marrett, R.A., Olson, J.E., 1998. Characteristics and origins of coal cleat: A review. International Journal of Coal Geology 35 (1e2), 175-207.
- Lavine, J.R., 1993. Coalification: The evolution of coal as source rock and reservoir rock for oil and gas. Hydrocarbons from Coal. In: Law, B.E., Rice, D.D. (Eds.), AAPG Studies in Geology, 38, pp. 39-77.
- Law, B.E., 1993. The relationship between coal rank and cleat spacing: Implications for the prediction of permeability in coal. Presented at the 1993 international coalbed methane symposium, the University of Alabama/Tuscaloosa, Vol. II, 435-441.
- Levine, J.R., 1987. Influence of coal composition on the generation and retention of coalbed natural gas. In: Proceedings of the 1987 Coalbed Methane Symposium. Alabama, Tuscaloosa, pp. 15-18.
- Liu, Dehan, Zhang, Huizhi, Dai, Jinxing, 2000. Experimental research and evaluation of hydrocarbon generation of macerals in coal bearing rocks. Chinese Science Bulletin 45 (4), 346-352.
- Liu, D.M., Yang, Q., Tang, D.Z., 1997. Reaction kinetics of coalification in Ordos Basin, China. In: Yang, Q. (Ed.), Geology of fossil fuel-coal. Utrecht, The Netherlands, pp. 147-159.
- Liu, Honglin, Wang, Hongyan, Zhang, Jianbo, 2000. Calculation of adsorption time of coalbed methane and analysis of affecting factors. Petroleum Experiments and Geology 26 (5), 411-414.

- Liu, Jinzhong, Tang, Yongchun, 1998. An example for prediction of methane generation volume by use of dynamics for hydrocarbon generation from kerogen. *Chinese Science Bulletin* (43), 1187-1191.
- Lu, Shuangfang, 1996. Theory and application of dynamics on hydrocarbon generation from organic matters. Petroleum Industry Press, Beijing, 62-121.
- Lu, Shuangfang, Chen, Xin, Fu, Xiaotai, 1997. Models for dynamics of hydrocarbon generation from organic matters in coal in Taibei depression and its preliminary application. *Acta Sedimentologica Sinica* 15, 126-129.
- Lu, Shuangfang, Wang, Ziwen, Huang, Difan, 1995. Dynamics of hydrocarbon generation from macerals in coal bearing rocks. *China Science B* (25), 101-107.
- Ma, Dongmin, 2003. Comprehensive analysis of experiments on adsorption features in coal reservoirs. *Journal of Beijing Science and Technology University* 8 (40), 291-295.
- Ning, Zhengwei, Chen, Xia, 1996. Relationship between Carboniferous Permian coalification extent and accumulation of coalbed methane in Huabei. *Oil and Natural Gas Geology* 17 (2), 156-159.
- Nodzinski, A., 1998. Sorption and desorption of gases (CH₄, CO₂) on hard coal and activated carbon at elevated pressures. *Fuel* 78, 1243-1246
- Qin, Yong, Zeng, Yong, (Compiled Translation), 1995. Evaluation of coalbed methane reservoirs and production technology. China University of Mining and Engineering press, Xuzhou.
- Ruppel, T.C., Grein, C.T., 1974. Adsorption of methane on dry coal at elevated pressure. *Fuel* 53, 152-162.
- Sang, Shuxun, Zhu, Yanming, Zhang, Shiyin, 2005. Mechanism of gas adsorption in coal (I). *Natural Gas Industry* 25 (1), 13-15.
- Santillan-Gonzalez (2004): Potencial uso del gas Metano del carbón como Energía (Potential Use of Methane Gas for Coal-based Energy) Draft Report, M.A. Santillan-Gonzalez, 2004
- Schaefer, R.G., Schenk, H.J., Hardelauf, H., 1990. Determination of gross kinetic parameters for petroleum formation from Jurassic source rocks of different maturity levels by means of laboratory experiments. *Organic Geochemistry* (16), 115-120.
- Scott, A.R., 1993. Composition and origin of coalbed gases from selected basins in the United States University of Alabama College of Continuing Studies. *Proceedings of the 1993 International Coalbed Methane Symposium* 1, 207-222.
- Scott, A.R., Keiser, W.R., Ayers, W.B., 1994. Thermogenic and secondary biogenic gases, San Juan Basin, Colorado and New Mexico 3/4 implications for coalbed gas producibility. *AAPG Bulletin* 78, 1186-1209.

- Song, Yan, Liu, Shaobo, Hong, Feng, 2005a. Geological conditions for forming of coalbed methane reservoir and types of gas reservoirs. In: Song, Yan, Zhang, Xinmin, (Chief Editor). Mechanism for forming of coalbed methane reservoir and theoretical foundation of economic recovery. Science Press, Beijing, pp. 1-9.
- Song, Yan, Zhang, Xinmin, 2005b. Mechanism for forming of coalbed methane reservoir and theoretical foundation of economic recovery. Science Press, Beijing.
- Song, Yan, Zhao, Mengjun, Liu, Shaobo, 2005c. Effects of structural evolution on coalbed methane enrichment. Chinese Science Bulletin 50 (Sup.), 1-5.
- Song, Yan, Wang, Yi, Wang, Zhenliang, 2002. Dynamics of natural gas migration and accumulation and forming of gas reservoirs. Petroleum Industry Press, Beijing.
- Su, Xianbo, Chen, Jiangfeng, Sun, Junmin, 2001. Coalbed methane geology and exploration and development. Science Press, Beijing, 112-125.
- Su, Xianbo, Lin, Xiaoying, 2009. Coalbed methane geology. Coal Industry Press, Beijing, 220.
- Su, Xili, Tang, Shuheng, Xian, Fa, 1999. Mechanism of coalbed methane occurrence and migration and producing features. Journal of Hebei Building Science and Technology Institute 16 (3), 67-71.
- Sun, Xuguang, Wang, Guanyu, Jin, Kuili, 1999. Study on dynamic characteristics of hydrocarbon generation from matrix vitrinite. Geological Science 340, 485-491.
- Tao, Mingxin, 2005. Present status and development trend of study on coalbed methane geochemistry. Natural Science Progress 15 (6), 648-652.
- Tremain, C.M., Whitehead, N.H., 1990. Natural fracture (cleat and joint) characteristics and pattern in upper Cretaceous and Tertiary rocks of San Juan Basin. Gas Research Institute GRI90/0014 (1), 73-84.
- Tyler, R., Scott, A.R., Kaiser, W.R., 1995. Coal geologic and hydrologic controls to coalbed methane producibility and resource assessment: William Fork Formation Pisceans Basin. Gas research Institute Topical Report, Northwest Colorado. GRI95/0532.
- Ungerer, P., Pelet, R., 1987. Extrapolation of the kinetics of oil and gas formation from laboratory experiment to sedimentary basins. Nature (327), 52-54.
- Vishnyakov, A., Piotrovskaya, E.M., 1998. Capillary condensation and melting/freezing transitions for methane in slit coal pores. Adsorption 4, 207-224.
- Wang, Daoyu, Wang, Dejin, 1984. Numerical calculation of parameters in general firstorder reaction kinetic equation for pyrolysis of oil source rocks and oil shale rocks. Journal of Huadong Petroleum Institute 8, 312-317.
- Wang, Huixiang, Huang, Difan, Li, Jinchao, 1986. Study on dynamics of terrestrial kerogen pyrolysis. Petroleum Geological Committee, CPS. Organic Geochemistry and Terrestrial Oil Generation. Petroleum Industry Press, Beijing, 245-256.

- Wang, Tieguan, Zhong, Ningning, 1990. Study on geochemistry for hydrocarbon generation from resinites and discussion on immature to lowly mature oil-gas resources originated from Tertiary resinites in China. *Journal of Jianghan. Petroleum Institute* (12), 1-8.
- Wang, Shengwei, Chen, Zhonghui, 1995. Progress of study on pore and fissure systems in coal reservoirs. *Geological Science and Technology information* (1), 53-59.
- Wang, Shengwei, Chen, Zhonghui, Zhang, Ming, 1997. Petrophysics of Coal reservoirs and candidates for coalbed methane exploration taking several coal areas in Huabei as examples. China University of Geosciences Press, Wuhan.
- Wood (2007): Mexico Plans Coalbed Methane Auction in Wake of Massive Land Grab, Tim Wood, <http://www.resourceinvestor.com/pebble.asp?relid=35420>.
- Wu, Jun, 1993. Study on features of coal micropores and its relationship with oil-gas migration and accumulation. *China Science (B)* 23 (1), 77-84.
- Yang, Shenbiao, 1997. Exploration and development of water soluble natural gas. Shandong Dongying. China University of Petroleum Press, 35-76.
- Yao, Yanbing, Liu, Dameng, 2007. Adsorption features of coal reservoirs and the affecting factors in key mines in Huabei. *Journal of China University of Mining and Engineering* 36 (3), 308-314.
- Yee, D., Seidle, J.P., Hanson, W.B., 1993. Gas sorption on coal and measurement of gas content. *Hydrocarbons from Coal*. AAPG. Oklahoma, Tulsa, 203-218.
- Zhang, Hui, 2001. Types and study of coalbed pore genesis. *Journal of China Coal Society* 26 (1), 40-44.
- Zhang, Hongri, Liu, Changhong, 1993. Analysis on the adsorption loop and pore structure of coal. *Coal Engineers* 2, 23-27.
- Zhang, Qun, Yang, Xilu, 1999. Study on the characteristics of isothermal adsorption of coal to methane under balanced horizontal condition. *Journal of China Coal Society* 24 (6), 566-570.
- Zhang, Shengli, 1995. Coalbed cleat and its significance in coalbed methane exploration and development. *Coalfield Geology and Exploration* 23 (4), 27-31.
- Zhang, Shengli, Li, Baofang, 1996. Mechanism of coalbed cleat forming and its significance in coalbed methane exploration and development. *China Coalfield Geology* 8 (1), 72-77.
- Zhang, Xinmin, Zhuang, Jun, Zhang, Shuiian, 2002. Coalbed methane geology and resource evaluation in China. Science Press, Beijing, 116-135
- Zhong, Lingwen, Zhang, Xinmin, 1990. Relationship among coal adsorption capacity and its coalification and coal bearing rock composition. *Coalfield Geology and Exploration* (4), 29-35.

- Zou, Caineng, et al., 2013. Unconventional petroleum geology. Elsevier (1), 111-133.
- Zuber, M.D., 1998. Production characteristics and reservoir analysis of coalbed methane reservoirs. International Journal of Coal Geology 38, 27-45.

4 Balance de Materia en yacimientos convencionales

Para los Ingenieros de Yacimientos ha sido fundamental conocer el volumen original de gas in-situ en el yacimiento, las reservas de gas y el factor de recuperación del gas. Debido a esto existen varios métodos para cuantificar las reservas de gas hidrocarburo contenidas en un yacimiento, por lo que se deberá elegir el método más adecuado para cada tipo de yacimiento según la cantidad de recursos económicos disponibles, la cantidad y calidad de información, así como la fase de desarrollo en la que se encuentra el yacimiento.

Los métodos que existen para cuantificar las reservas de gas son:

- Método Volumétrico
- Ecuación de Balance de Materia (EBM)
- Curvas de Declinación
- Simulación Matemática-Numérica de Yacimientos

En este capítulo solo se abordaran los primeros dos métodos mencionados.

4.1 Métodos volumétricos

Los métodos volumétricos consideran que el volumen poroso del yacimiento siempre estará saturado por gas y agua congénita desde condiciones iniciales hasta condiciones de explotación del yacimiento, donde la presión refleja una declinación por el tiempo de explotación.

Este método se puede emplear desde muy temprano en la vida de un yacimiento donde no se posee gran información del mismo, ya que los datos requeridos para la estimación de la reserva de gas es relativamente mínima, aunque de cualquier manera este cálculo se tendrá que reevaluar conforme el campo se vaya desarrollando. Una ventaja de este método es que puede ser empleado tanto al inicio de la vida de un yacimiento (cuando éste aún no ha sido desarrollado significativamente) como al final del tiempo de explotación.

Sin embargo, en etapas más avanzadas de explotación es posible tener acceso a mejores datos, y con esto tener una aproximación más real de las estimaciones y con mayor confiabilidad corroborar con estimaciones hechas a partir de cálculos de balance de materia. En los métodos volumétricos, la certeza de las estimaciones depende directamente de la calidad y cantidad de datos para caracterizar la extensión areal del yacimiento, variaciones en el espesor neto y el volumen poroso del yacimiento que contiene gas. Para estimar éste último se utilizan registros de pozo, análisis de núcleos, presión de fondo y pruebas de producción.

A partir de los datos antes mencionados comúnmente se utilizan para desarrollar diversos tipos de mapas sub-superficiales estructurales y estratigráficos, que permiten establecer la extensión areal del yacimiento y la identificación de discontinuidades en el yacimiento como los acuñamientos, fallas o contactos gas/agua. Los mapas sub-superficiales de líneas de contorno, usualmente dibujadas en relación a una formación conocida, son construidos con líneas que unen puntos de la misma elevación y por tanto describen la estructura geológica.

Los mapas sub-superficiales de isopacas son construidos con líneas de igual espesor neto. Con estos mapas, el volumen poroso del yacimiento puede ser estimado con planimetría de las áreas que se encuentran entre las líneas de

isopacas y empleando una técnica de cálculo de volumen aproximado, tal como los métodos piramidal y trapezoidal. Una vez que el volumen poroso del yacimiento de gas es conocido mediante estas técnicas, se puede calcular el volumen original de gas in-situ y se puede estimar la reserva de gas a condiciones de abandono.

Es importante destacar que la forma que adquiera la ecuación volumétrica varía de acuerdo al mecanismo de empuje y el tipo de gas contenido en el yacimiento, por lo que para cada caso esta ecuación se ve modificada, la forma más simple de la ecuación volumétrica es:

$$G = \frac{43560 A h \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}}, \quad \text{Ec. 4.1}$$

donde:

$G = \text{Volumen original del gas in situ [Mscf]}$

$A = \text{Área [acres]}$

$h = \text{Espesor [ft]}$

$\phi = \text{Porosidad [fracción]}$

$S_{wi} = \text{Saturación inicial de agua o agua congénita [Fracción]}$

$B_{gi} = \text{Factor de volumen inicial de gas} \left[\frac{\text{ft}^3 @ C.Y.}{\text{ft}^3 @ C.S.} \right]$

Para un yacimiento volumétrico, es decir, que no tiene entrada natural de agua, se supone que la saturación de gas dentro del volumen poroso del yacimiento es constante, por tanto se puede estimar el volumen de gas producido acumulado como la diferencia entre las estimaciones volumétricas de gas en el yacimiento a condiciones iniciales y a condiciones de presiones subsecuentes o de abandono.

$$G_p = 43560 A h \phi (1 - S_{wi}) \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{ga}} \right), \quad \text{Ec. 4.2}$$

donde:

$$B_{ga} = \text{Factor de volumen de gas al abandono} \left[\frac{ft^3 @ C.Y.}{ft^3 @ C.S.} \right]$$

Es importante resaltar que si existiera entrada de agua al yacimiento por un acuífero asociado entonces los valores del área, espesor y saturación de agua se verán modificados.

A continuación se mostrará un ejemplo propuesto por Lee & Wattenbarger (1996) donde se ejemplificará la estimación del volumen original de gas (G), la producción acumulada de gas (G_p), y el factor de recuperación de gas (F_{rec}).

Ejemplo 4.1

Dados los siguientes datos de un yacimiento volumétrico estimar:

- El volumen original de gas.
- La producción acumulada de gas a 1000 y 400 psia.
- El factor de recuperación de gas para 1000 y 400 psia.

A = 2500 acres

h = 30 ft

$\phi = 0.16$

$S_{wi} = 0.2$

$p_i = 2600$ psia

T = 150 °F

Los valores del factor de compresibilidad del gas para las presiones dadas se muestran en la **Tabla 4-1**.

Tabla 4-1 Valores del factor de compresibilidad del gas (Lee & Wattenbarger, 1996).

p_i (psia)	z
2600	0.82
1000	0.82
400	0.92

Solución:

Se calcula el factor de volumen del gas para cada presión (**Tabla 4-2**) utilizando la siguiente ecuación:

$$B_g = 0.02829 \frac{z T_{yac}}{P_{yac}} \left[\frac{ft^3 @ C.Y.}{ft^3 @ C.S.} \right]$$

Para 2600 psia

$$B_g = 0.02829 \frac{0.82 (150 + 460)}{2600} = 0.00544 \left[\frac{ft^3 @ C.Y.}{ft^3 @ C.S.} \right]$$

Para 1000 psia

$$B_g = 0.02829 \frac{0.88 (150 + 460)}{1000} = 0.0151 \left[\frac{ft^3 @ C.Y.}{ft^3 @ C.S.} \right]$$

Para 400 psia

$$B_g = 0.02829 \frac{0.92 (150 + 460)}{400} = 0.0396 \left[\frac{ft^3 @ C.Y.}{ft^3 @ C.S.} \right]$$

Tabla 4-2 Valores del factor de volumen del gas calculados (Lee & Wattenbarger, 1996).

p_i (psia)	z	$B_g \left(\frac{ft^3 @ C.Y.}{ft^3 @ C.S.} \right)$
2600	0.82	0.00544
1000	0.82	0.0151
400	0.92	0.03996

a) Se calcula el volumen original de gas con la siguiente ecuación

$$G = \frac{43560 A h \phi (1 - S_{wi})}{B_{gi}}$$

$$G = \frac{43560(2500)(30)(0.16)(1 - 0.2)}{0.00544} = 76.87 \text{ MMM } ft^3 @ C.S.$$

b) Se calcula la producción acumulada

$$G_p = 43560 A h \phi (1 - S_{wi}) \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{ga}} \right)$$

Para 1000 psia

$$G_p = 43560(2500)(30)(0.16)(1 - 0.2) \left(\frac{1}{0.00544} - \frac{1}{0.0151} \right)$$

$$G_p = 49.17 \text{ MMM } ft^3 @ C.S.$$

Para 400 psia

$$G_p = 43560(2500)(30)(0.16)(1 - 0.2) \left(\frac{1}{0.00544} - \frac{1}{0.0396} \right)$$

$$G_p = 66.31 \text{ MMM } ft^3 @ C.S.$$

c) Se calcula por último el factor de recuperación de gas para 1000 y 400 psia:

$$F_{rec} = \frac{G_p}{G}$$

Para 1000 psia

$$F_{rec} = \frac{49.17 \text{ MMM } ft^3 @ C.S.}{76.87 \text{ MMM } ft^3 @ C.S.} = 0.6396 = 64.0\%$$

Para 400 psia

$$F_{rec} = \frac{66.31 \text{ MMM } ft^3 @ C.S.}{76.87 \text{ MMM } ft^3 @ C.S.} = 0.8626 = 86.0\%$$

4.2 Ecuación de balance de materia

La ecuación de balance de materia (EBM) se ha empleado para la estimación de tres principales parámetros:

- Determinar el volumen original de hidrocarburos in-situ.
- Calcular la entrada de agua (W_e).
- Predecir el comportamiento del yacimiento.

Las suposiciones básicas consideradas en la EBM para yacimientos de gas son:

- La composición del gas no cambia durante el desarrollo y explotación del yacimiento.
- El espacio poroso se encuentra inicialmente ocupado solo por gas y agua congénita.
- Se considera que no existe gas disuelto en el agua.
- El yacimiento se considera isotérmico.

Esta ecuación es simplemente el establecimiento del principio de conservación de masa:

$$(Masa \ de \ Gas \ Original) = (Masa \ de \ Gas \ Producida) + (Masa \ de \ Gas \ Remanente)$$

La EBM fue desarrollada y presentada por primera vez en 1936 por Schilthuis, la cual se derivó como un balance volumétrico basado en la suposición que el volumen poroso del yacimiento se mantiene constante o varía en función de un cambio en la presión del yacimiento. Con esta suposición, se logró igualar la producción acumulada obtenida en superficie a la expansión de los fluidos en el yacimiento resultado de un decremento en la presión. También se podría incluir el efecto de entrada de agua, cambio de fase o cambio en el volumen poroso causado por la expansión de la roca y el agua.

Actualmente, el uso de la computadora y de los sofisticados modelos matemáticos multidimensionales han remplazado a la ecuación de Schilthuis en muchas aplicaciones, sin embargo la EBM provee un método simple, pero efectivo para estimar el volumen original de gas, así como las reservas de gas para la etapa de agotamiento del yacimiento.

A diferencia de los métodos volumétricos que pueden utilizarse al inicio de la vida del yacimiento, los métodos de balance de materia no son aplicables hasta que exista algún desarrollo y producción del yacimiento. Sin embargo una ventaja de los métodos de balance de materia es que estos estiman solo el volumen de gas que puede ser producido, en comparación con los estimados volumétricos que se basan en el volumen total de gas in-situ incluyendo el volumen no recuperable de gas, debido a discontinuidades en el yacimiento o heterogeneidades.

Otra ventaja del método de EBM es que si se cuenta con el histórico de producción y presión se puede determinar el mecanismo de empuje predominante mientras que en el método volumétrico se requiere conocer con anterioridad la fuente de energía predominante del yacimiento.

4.2.1 Mecanismos de empuje.

Con el método de la ecuación de balance de materia a diferencia de los métodos volumétricos, se puede determinar la influencia de los mecanismos de empuje sobre la producción obtenida en superficie, siendo de gran ayuda en la planeación de un posible método de recuperación mejorada. Con el método de balance de materia es posible conocer el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento mediante la gráfica (p/z) contra el volumen producido acumulado de gas (G_p) (Havlena & Odeh, 1963) dependiendo la tendencia que la curva siga es posible determinar dicha fuente de energía (**Figura 4-1**).

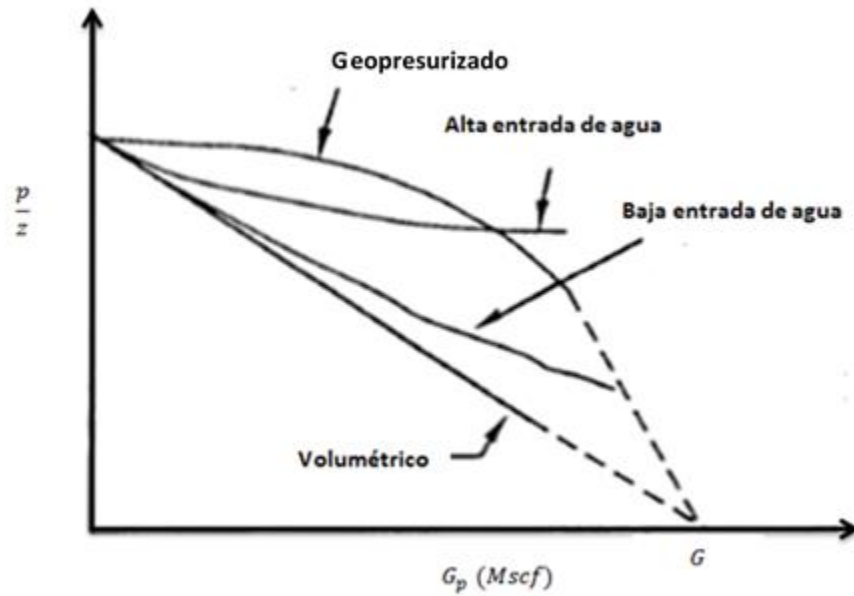


Figura 4-1. Mecanismos de empuje típicos en gráficas p/z contra G_p (modificado de Lee & Wattenbarger, 1996).

En el caso de yacimientos de gas los mecanismos de empuje predominantes son tres:

1. Expansión del gas debido a la declinación de la presión o de la producción del mismo. En un gráfico de (p/z) contra (G_p) la curva mostrará un comportamiento en línea recta (**Figura 4-2**).
2. Empuje de agua proveniente de un acuífero activo asociado al yacimiento de gas. En un gráfico de (p/z) contra (G_p) la curva mostrará una desviación de la línea recta con una tendencia ascendente sobre el comportamiento lineal (**Figura 4-3**).
3. Expansión del agua congénita y reducción del volumen poroso por expansión de la roca debida a la disminución en la presión del yacimiento (presiones anormales). En un gráfico de (p/z) contra (G_p) la curva mostrará una desviación de la línea recta con una tendencia descendente sobre el comportamiento lineal (**Figura 4-4**).

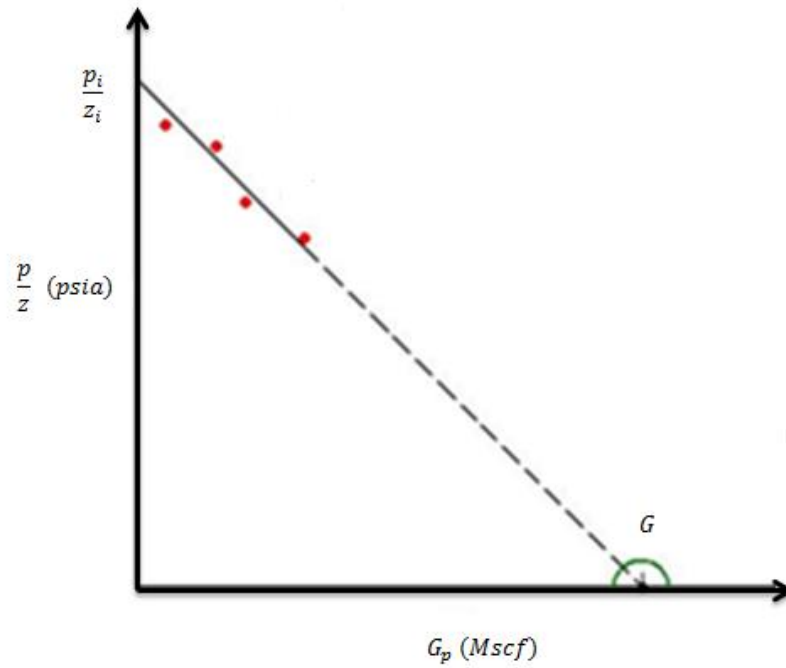


Figura 4-2. Forma típica de la curva en un gráfico $\frac{p}{z}$ contra G_p cuando el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento es la expansión del gas.

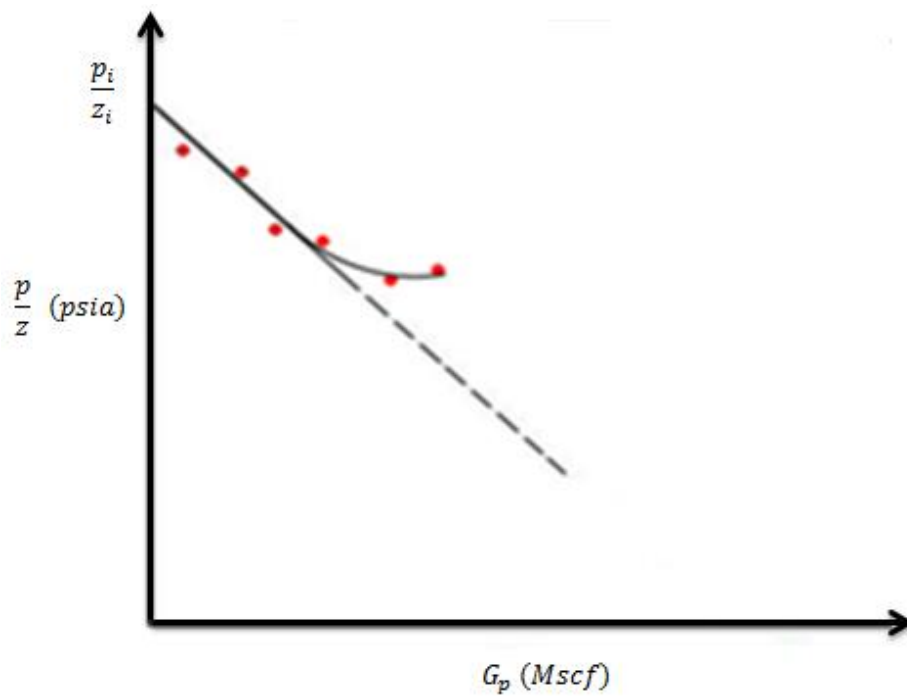


Figura 4-3. Forma típica de la curva en un gráfico $\frac{p}{z}$ contra G_p cuando el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento es la expansión del gas.

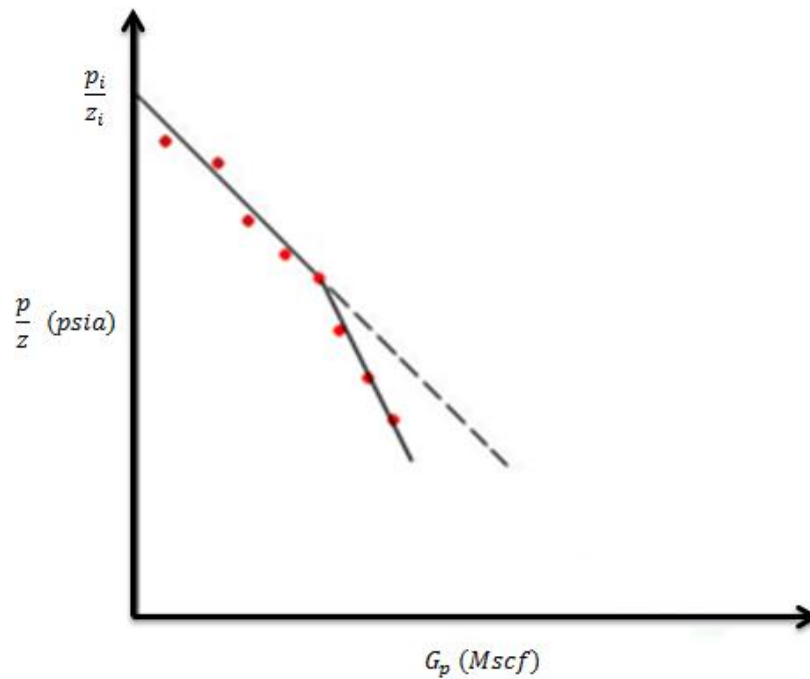


Figura 4-4. Forma típica de la curva en un gráfico p/z contra G_p cuando el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento es la expansión del agua congénita y la reducción del volumen poroso.

4.2.2 Deducción de la ecuación de balance de materia

Es importante destacar que la EBM no se puede tratar de manera general para cualquier tipo de yacimiento, por lo que para cada caso se requiere emplear ecuaciones específicas. Lo primero que se debe identificar entonces es el tipo de yacimiento con el que se está trabajando y así seleccionar correctamente las ecuaciones a emplear. En esta deducción se considera un yacimiento de gas con entrada de agua y que se tiene un yacimiento que cuenta con un gradiente que se aproxima al gradiente de sobrecarga, en este caso o en yacimientos cuya presión sea aún mayor, los cambios en la compresibilidad son muy importantes y por tanto se debe incluir en la ecuación.

La EBM considerando los tres mecanismos de empuje mencionados se puede definir como:

$$\text{Producción} = \text{Expansión} + \text{Entrada de Agua} .$$

Ec. 4.3

La entrada de agua resulta a partir de la reducción de la presión del yacimiento seguida de la producción de gas, ésta tiende a mantener la presión del yacimiento. Estimar la entrada de agua puede ser una tarea difícil debido a la falta de información para caracterizar al acuífero.

Existen varios métodos para estimar la entrada de agua, a continuación se describen los siguientes métodos:

- Método de Van Everdingen & Hurst.
- Método de Carter & Tracy.
- Método de Fetkovich.

-Método de Van Everdingen & Hurst (1949).

El modelo matemático que describe el flujo de hidrocarburos hacia el pozo es similar en forma al modelo que define el flujo de agua de un acuífero a un yacimiento con forma cilíndrica (**Figura 4-5**). Cuando un pozo se lleva a producción a un gasto constante después de un período de cierre, el comportamiento de la presión es controlado esencialmente por régimen transitorio (en estado no estacionario). Esta condición de flujo se define como el período de tiempo durante el cual las fronteras no tiene ningún efecto sobre el comportamiento de la presión.

La forma adimensional de la ecuación de difusividad es básicamente la ecuación matemática general para modelar el comportamiento del flujo transitorio en yacimientos o acuíferos. Van Everdingen & Hurst resolvieron la ecuación de difusividad para un sistema yacimiento-acuífero aplicando la transformada de Laplace. Este método puede ser aplicado para calcular la entrada de agua de los siguientes sistemas:

- Sistema con empuje radial;
- Sistema con empuje de fondo;
- Sistema con empuje lineal.

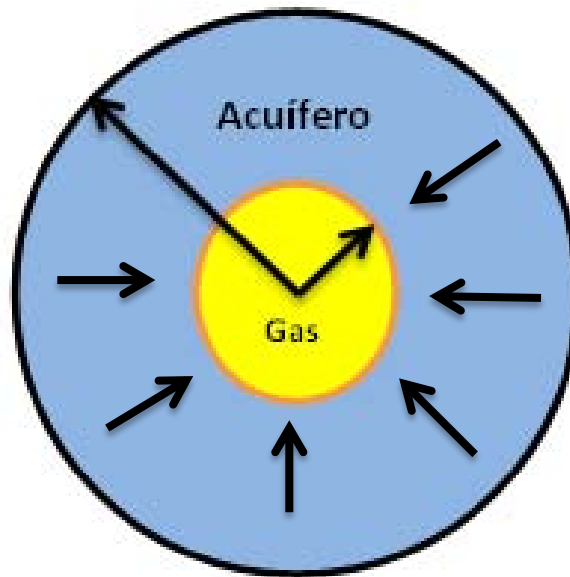


Figura 4-5. Representación gráfica del yacimiento y el acuífero asociado según el método de Van Everdingen & Hurst para la estimación de la entrada de agua.

La solución de este método parte de dos condiciones de frontera: Gasto terminal constante y presión terminal constante.

-Método de Carter & Tracy (1960).

El método de Van Everdingen y Hurst ofrece la solución exacta para la ecuación de difusividad radial y, por tanto, se considera la técnica correcta para calcular la entrada de agua. Sin embargo, ya que se requiere superposición, su método implica cálculos tediosos. Para reducir la complejidad de los cálculos de la entrada de agua, Carter y Tracy propusieron una técnica de cálculo que no requiere la superposición y permite el cálculo directo de la entrada de agua. La principal diferencia entre la técnica de Carter-Tracy y la técnica Van Everdingen y Hurst es que Carter-Tracy asumen una serie de intervalos finitos de entrada de agua constante

Este método no es una solución exacta a la ecuación de difusión, es más una aproximación. Este método es aplicable para acuíferos que actúan de manera tanto finita como infinita.

-Método de Fetkovich (1971).

Fetkovich desarrolló un método para describir la aproximación del comportamiento de la entrada de agua de un acuífero finito para regímenes de flujo radial y lineal. En muchos casos, los resultados de este modelo estrechamente coinciden con los determinados utilizando el método de Van Everdingen & Hurst. La teoría de Fetkovich es más simple, este método no requiere el uso de superposición (al igual que Carter & Tracy). Por lo tanto, la aplicación es más sencilla, este método también se utiliza a menudo en los modelos numéricos de simulación.

Propuso un modelo que utiliza un índice de productividad del acuífero (calculado en estado pseudo-estacionario) el cual describe adecuadamente la entrada de agua de un acuífero finito a un yacimiento de hidrocarburos y una ecuación de balance de materia del acuífero para representar la compresibilidad del sistema.

Este método no considera los periodos de tiempo iniciales en sus cálculos por lo tanto la entrada de agua calculada será menor que los valores calculados en los dos métodos anteriores.

Una vez que es calculada la entrada de agua por cualquiera de los métodos antes mencionados el término de la producción queda expresado como:

$$\text{Producción} = G_p B_g + W_p B_w , \quad \text{Ec. 4.4}$$

donde:

G_p = Gas producido acumulado [scf]

B_g = Factor de volumen del gas $\left[\frac{RB}{scf} \right]$

W_p = Agua producida acumulada [STB]

B_w = Factor de volumen del agua $\left[\frac{RB}{STB} \right]$

El término de la Expansión de fluidos queda de la siguiente manera:

$$\text{Expansión} = G(B_g - B_{gi}) + \Delta V_w + \Delta V_p , \quad \text{Ec. 4.5}$$

donde:

$$G(B_g - B_{gi}) = \text{Expansión del gas}$$

$$\Delta V_w = \text{Expansión del agua congénita}$$

$$\Delta V_p = \text{Reducción del volumen poroso}$$

Tanto la expansión del agua congénita y la reducción del volumen poroso se pueden expresar matemáticamente como:

dado que:

$$V_{pi} = \frac{GB_{gi}}{(1-S_{wi})}, \quad \text{Ec. 4.6}$$

entonces:

$$\Delta V_w = C_w V_{pi} S_{wi} (p_i - p), \quad \text{Ec. 4.7}$$

$$\Delta V_p = c_f V_{pi} (p_i - p). \quad \text{Ec. 4.8}$$

Factorizando las Ecs. 4.7 y 4.8 se tiene:

$$\Delta V_w + \Delta V_p = \frac{GB_{gi}}{1-S_{wi}} (c_f + C_w S_{wi}) (p_i - p), \quad \text{Ec. 4.9}$$

donde:

$$G = \text{Volumen Original de Gas [Mscf]}$$

$$B_{gi} = \text{Factor de Volumen de gas inicial a } (P_i, T_i) \left[\frac{RB}{Mscf} \right]$$

$$C_w = \text{Compresibilidad del Agua} [\text{psi}^{-1}]$$

$$V_w = \text{Volumen de Agua Congénita} [RB]$$

$$V_p = \text{Volumen Poroso} [RB]$$

$$S_{wi} = \text{Saturación de Agua inicial} [\text{Fracción}]$$

$$C_f = \text{Compresibilidad de la Formación} [\text{psi}^{-1}]$$

$$p_i = \text{Presión Inicial de Yacimiento} [\text{psi}]$$

$p =$ Presión de yacimiento a un tiempo dado [psi]

El término de la entrada de agua es:

$$\text{Entrada acumulada de agua} = W_e [RB] . \quad \text{Ec. 4.10}$$

Por último se factorizan las Ecs. 4.4, 4.5, 4.9, 4.10 y se introducen en la Ec. 4.3, se obtiene la ecuación general de balance de materia en donde se incluyen los tres mecanismos de empuje. Quedando de la siguiente manera:

$$\frac{G_p}{G} = \left[1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \right] + \left[\frac{B_{gi}}{B_g} \left(\frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \right] + \left[\frac{W_e - W_p B_w}{GB_g} \right] , \quad \text{Ec. 4.11}$$

donde:

$$\left[1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \right] = \text{Expansión del gas}$$

$$\left[\frac{B_{gi}}{B_g} \left(\frac{C_f + C_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \right] = \text{Expansión de agua congénita y reducción del volumen poroso}$$

$$\left[\frac{W_e - W_p B_w}{GB_g} \right] = \text{Entrada Neta de Agua}$$

A continuación se presentan las ecuaciones de balance de materia para:

- Yacimientos de gas seco.
- Yacimientos de gas seco con entrada de agua.
- Yacimientos geopresurizados.
- Yacimientos de gas y condensado.

4.3 Yacimientos volumétricos de gas seco.

Los yacimientos volumétricos se encuentran completamente encerrados y no admiten ningún tipo de energía externa. Si la expansión de la roca y el agua congénita son fuentes de energía externa despreciable, entonces el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento es la expansión de gas conforme la presión

del yacimiento decrece. Si se asume un volumen de poros constante en el yacimiento durante la vida productiva de éste, se puede deducir una ecuación de balance de materia igualando el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas a condiciones iniciales y el volumen poroso ocupado por gas a condiciones posteriores de producción y la reducción de presión asociada. De la **Figura 4-6** se puede escribir la ecuación de balance de materia como:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g , \quad \text{Ec. 4.12}$$

donde GB_{gi} es el volumen del yacimiento ocupado por gas a condiciones iniciales del yacimiento y $(G - G_p)B_g$ es el volumen del yacimiento ocupado por gas después de un tiempo de producción, a una presión por debajo de la presión inicial.

Se puede reescribir la Ec. 4.12 como:

$$G_p = G \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \right) . \quad \text{Ec. 4.13}$$

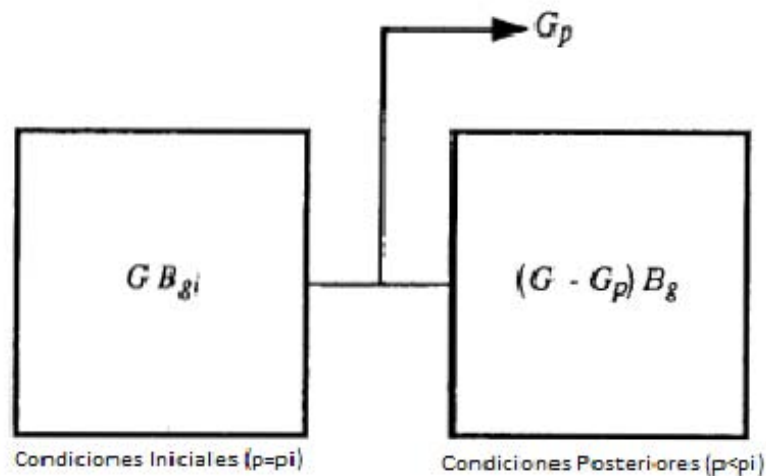


Figura 4-6. Esquema del modelo de balance de materia para un yacimiento volumétrico de gas seco donde se muestra el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas a condiciones iniciales y a condiciones posteriores (Lee & Wattenbarger, 1996).

Se puede sustituir en la Ec. 4.13 la relación del factor de volumen del gas evaluado a condiciones iniciales y condiciones posteriores $\left(\frac{B_{gi}}{B_g} = \frac{z_i p}{z p_i}\right)$, por lo que así se obtiene una ecuación en términos de cantidades medibles, producción de gas en superficie y presión de fondo (BHP):

$$G_p = G \left(1 - \frac{z_i p}{z p_i}\right), \quad \text{Ec. 4.14}$$

donde el factor de recuperación del gas está dado por:

$$F_{rec} = \left(1 - \frac{z_i p}{z p_i}\right). \quad \text{Ec. 4.15}$$

Se puede reescribir la Ec. 4.14 como:

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i}{z_i G} G_p. \quad \text{Ec. 4.16}$$

Así como Van Everdingen y colaboradores, y Havlena y Odeh utilizan técnicas de análisis gráfico, la forma de la Ec. 4.16 sugiere que si un yacimiento es volumétrico el comportamiento de la curva generada en la gráfica p/z contra G_p será una línea recta, a partir de la cual se puede estimar el volumen original de gas y la reserva de gas a condiciones de abandono (como lo mostrado en las Figuras 4-2, 4-3, 4-4).

Como se estableció anteriormente, si se cuenta con suficiente información del histórico presión-producción se puede definir completamente la recta, y a manera de comprobación determinar el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento a partir de la forma de la gráfica. Desviaciones del comportamiento de una línea recta podrían sugerir otra fuente de energía al yacimiento, aunque también pudiera ser resultado de errores en las mediciones de presión y producción. Es importante destacar que en los inicios de la vida productiva de un yacimiento se cuenta con poca información por lo que la técnica descrita anteriormente puede no ser muy precisa. En la Figura 4-1 se muestran las formas típicas que puede tomar la curva en la gráfica antes mencionada.

El mismo balance de materia es aplicable a yacimientos de gas húmedo pero con las siguientes diferencias:

- Los valores de desviación del gas (z) y (z_i) deberán basarse en la gravedad específica del gas.
- El volumen producido de gas (G_p) incluirá el equivalente en vapor de los condensados producidos.
- El volumen original de gas (G) y la reserva de gas a condiciones de abandono contemplará el equivalente en vapor de los líquidos y será corregido para determinar reservas de gas seco y gas condensado.

A continuación se muestra un ejemplo donde se estimará el volumen original de gas in-situ para un yacimiento volumétrico de gas seco (Lee & Wattenbarger, 1996).

Ejemplo 4.2

Calcular el volumen original de gas in-situ mediante la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas seco, donde la presión inicial del yacimiento es $P_i = 4000$ psia y la **Tabla 4-3** muestra el histórico presión-producción.

Tabla 4-3 Datos del histórico de presión-producción (Lee & Wattenbarger, 1996).

p_i (psia)	G_p (MMscf)	z
4,000	0	0.80
3,500	2,460	0.73
3,000	4,920	0.66
2,500	7,880	0.60
2,000	11,200	0.55

Solución:

Primero se calculará p/z para posteriormente poder construir una gráfica p/z contra G_p (**Tabla 4-4**).

Tabla 4-4. Datos calculados de P/z (Lee & Wattenbarger, 1996).

G_p (MMscf)	P/z (psia)
0	5,000
2,460	4,795

4,920	4,545
7,880	4,167
11,200	3,636

Se puede construir la gráfica p/z contra G_p mostrada en la **Figura 4-7** con los datos de la Tabla 4-4, se extrapolan los datos y se encuentra la solución para $(p/z = 0)$ obteniendo el volumen original de gas in-situ del yacimiento ($G = 42$ MMscf).

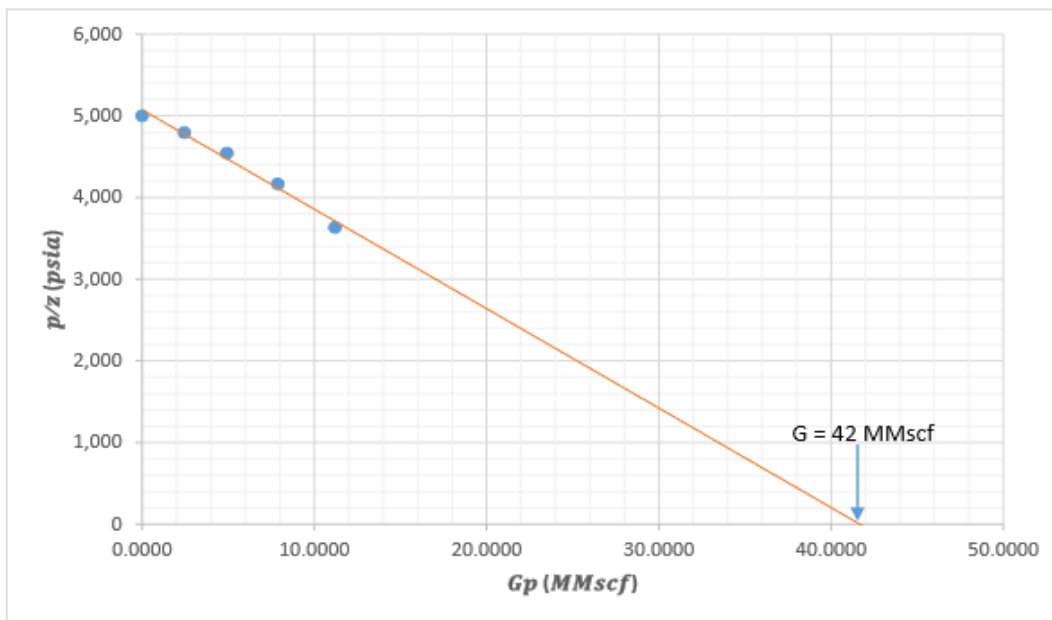


Figura 4-7. Solución gráfica a la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico de gas seco (Modificado de Lee & Wattenbarger, 1996).

El comportamiento recto de la curva confirma que se trata de un yacimiento volumétrico por lo que también se confirma que el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento es la expansión del gas.

4.4 Yacimientos de gas seco con entrada de agua.

En la sección anterior se dedujo la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico de gas seco, y una de las consideraciones principales que

se tiene es que el volumen poroso del yacimiento siempre será ocupado por gas de manera constante durante la vida productiva del yacimiento. Por otra parte si el yacimiento se somete a la entrada de agua de un acuífero asociado, este volumen poroso se reducirá en una cantidad igual al volumen de agua que entre. La entrada de agua al yacimiento es una importante fuente de energía que deberá ser considerada en la ecuación de balance de materia.

Es posible la deducción de la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas seco con entrada de agua igualando el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas a condiciones iniciales y el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas a condiciones posteriores más el cambio en el volumen poroso resultado de la entrada de agua como se muestra en la **Figura 4-8**.

Una forma general de escribir la ecuación de balance de materia de acuerdo a Lee & Wattenbarger (1996) es:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + \Delta V_p, \quad \text{Ec. 4.17}$$

donde GB_{gi} es el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas a condiciones iniciales del yacimiento; $(G - G_p)B_g$ es el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas después de un tiempo de producción, a una presión por debajo de la presión inicial; y ΔV_p es el cambio en el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas a condiciones posteriores debido a la entrada de agua al yacimiento.

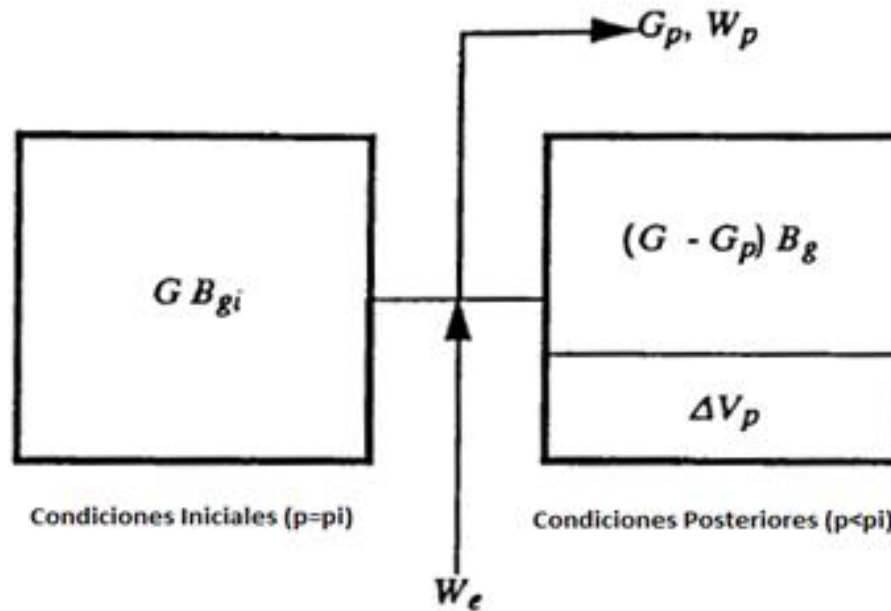


Figura 4-8. Esquema del modelo de balance de materia para un yacimiento de gas seco con entrada de agua, que muestra el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas a condiciones iniciales y a condiciones posteriores (Lee & Wattenbarger, 1996).

Como se puede apreciar en la Figura 4-8 el cambio en el volumen poroso del yacimiento a una presión menor a la inicial no solo es afectada por el volumen de la entrada de agua sino también por la cantidad de agua producida en superficie, por lo que se tiene:

$$\Delta V_p = W_e - W_p B_w . \quad \text{Ec. 4.18}$$

Combinado las Ecs. 4.17 y 4.18 se obtiene:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + W_e - W_p B_w . \quad \text{Ec. 4.19}$$

Si la entrada de agua y el agua producida en superficie no son tomadas en cuenta, en una gráfica p/z contra G_p inicialmente se mostraría como una línea recta pero eventualmente la tendencia se desviaría de la línea recta en proporción de lo alta o baja que sea la entrada de agua. Por lo tanto la forma y la dirección de la desviación de una línea recta dependen de:

- La fuerza del acuífero asociado al yacimiento

- Las propiedades del acuífero
- La geometría del yacimiento/acuífero

Es posible reescribir la Ec. 4.19 como:

$$\frac{G_p B_g + W_p B_w}{(B_g - B_{gi})} = G + \frac{W_e}{(B_g - B_{gi})} . \quad \text{Ec. 4.20}$$

Si se define una constante de entrada de agua, C , en términos de la entrada de agua acumulativa:

$$W_e = C f(p, t) , \quad \text{Ec. 4.21}$$

entonces se tiene que la Ec. 4.20 se convierte en:

$$\frac{G_p B_g + W_p B_w}{(B_g - B_{gi})} = G + \frac{C f(p, t)}{(B_g - B_{gi})} . \quad \text{Ec. 4.22}$$

La ecuación anterior sugiere que si la entrada de agua es el mecanismo de empuje predominante en el yacimiento, entonces una gráfica de $\frac{G_p B_g + W_p B_w}{(B_g - B_{gi})}$ contra $\frac{C f(p, t)}{(B_g - B_{gi})}$ será una línea recta con pendiente C y una ordenada al origen igual al volumen original de gas in-situ (G). A continuación se muestra la Ec. 4.22 en forma de línea recta:

$$\frac{G_p B_g + W_p B_w}{(B_g - B_{gi})} = G + C \frac{f(p, t)}{(B_g - B_{gi})}$$

\uparrow \uparrow \uparrow \uparrow
 y $= b + m$ x

Se mostrará un ejemplo presentado por Lee & Wattenbarger (1996) donde se estimará el volumen original de gas in-situ para un yacimiento volumétrico de gas seco con entrada de agua con la aplicación de la Ec. 4.22.

Ejemplo 4.3

Calcular el volumen original de gas in-situ mediante la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas seco con entrada de agua. Asuma un yacimiento

con régimen no estacionario y un acuífero actuando de manera infinita. La **Tabla 4-5** muestra el histórico de presión y producción y los valores de entrada de agua.

Tabla 4-5. Histórico de presión-producción con datos estimados de la entrada de agua (Lee & Wattenbarger, 1996).

$t(\text{días})$	$p(\text{psia})$	$G_p(\text{MMscf})$	$W_p(\text{STB})$	z	$B_g(\text{RB}/\text{Mscf})$	t_{Dn}	Q_{pDn}	$\Delta p_n(\text{psia})$
0	5,392	0	0	1.0530	0.6775	-	-	0
182.5	5,368	677.7	3	1.0516	0.6796	3.5	3.68	12
365	5,292	2,953.4	762	1.0470	0.6864	6.9	5.82	50
547.5	5,245	5,199.6	2,054	1.0442	0.6907	10.4	7.76	61.5
730	5,182	7,132.8	3,300	1.0404	0.6965	13.9	9.56	55
912.5	5,147	9,196.9	4,644	1.0383	0.6999	17.3	11.21	49
1,095	5,110	11,171.5	5,945	1.0360	0.7033	20.8	12.84	36
1,277.5	5,066	12,999.5	7,148	1.0328	0.7072	24.3	14.42	40.5
1,460	5,006	14,769.5	8,238	1.0285	0.7127	27.7	15.91	52
1,642.5	4,994	16,317.0	9,289	1.0276	0.7138	31.2	17.40	36
1,825	4,997	17,868.0	10,356	1.0278	0.7136	34.7	18.87	4.5
2,007.5	4,990	19,416.0	11,424	1.0273	0.7142	38.1	20.26	2
2,190	4,985	21,524.8	12,911	1.0270	0.7147	41.6	21.68	6

Solución:

Para estimar el volumen original de gas in-situ se empleará un método gráfico como se mencionó anteriormente por lo que se deben calcular los valores de $\frac{G_p B_g + W_p B_w}{(B_g - B_{gi})}$ y

$\frac{f(p,t)}{(B_g - B_{gi})}$ para poder construir la gráfica donde $f(p,t) = \Sigma \Delta p Q_{pD}$ (Entrada de agua adimensional). Por ejemplo para $n=1$ se tiene:

$$y = \frac{G_p B_g + W_p B_w}{(B_g - B_{gi})} = \frac{(677.7 \times 10^3)(0.6796) + (3)(1)}{0.6796 - 0.6775} = 219.3 \text{ Bscf}$$

$$x = \frac{f(p,t)}{(B_g - B_{gi})} = \frac{\Sigma \Delta p Q_{pD}}{(B_g - B_{gi})} = \frac{(12)(3.68)}{0.6796 - 0.6775} = 21 \times 10^3 \frac{\text{psi}}{\text{RB Mscf}}$$

Por lo que si se realiza lo anterior para todos los puntos de la gráfica se obtiene la **Tabla 4-6** que se muestra a continuación:

Tabla 4-6. Funciones para la gráfica de balance de materia del ejemplo 4.3 (Lee & Wattenbarger, 1996).

$t(\text{días})$	Q_{pDn}	$\Delta p_n(\text{psia})$	$\sum \Delta p Q_{pd} / (B_g - B_{gi})$ (1,000 psi/RB - Mscf)	$G_p B_g + W_p B_w / (B_g - B_{gi})$ (Bscf)
0	-	0	-	-
182.5	3.68	12	21	219.3
365	5.82	50	28.5	227.7
547.5	7.76	61.5	46.3	272.6
730	9.56	55	55.8	260.96
912.5	11.21	49	71	287.6
1,095	12.84	36	83.1	304.5
1,277.5	14.42	40.5	93.1	309.3
1,460	15.91	52	99.1	298.8
1,642.5	17.40	36	116.7	320.8
1,825	18.87	4.5	136	352.9
2,007.5	20.26	2	151.7	378.3
2,190	21.68	6	166.7	413.6

Una vez que se calcularon todos los elementos de la (tabla 4-6), se puede realizar la gráfica que se muestra en la **Figura 4-9**.

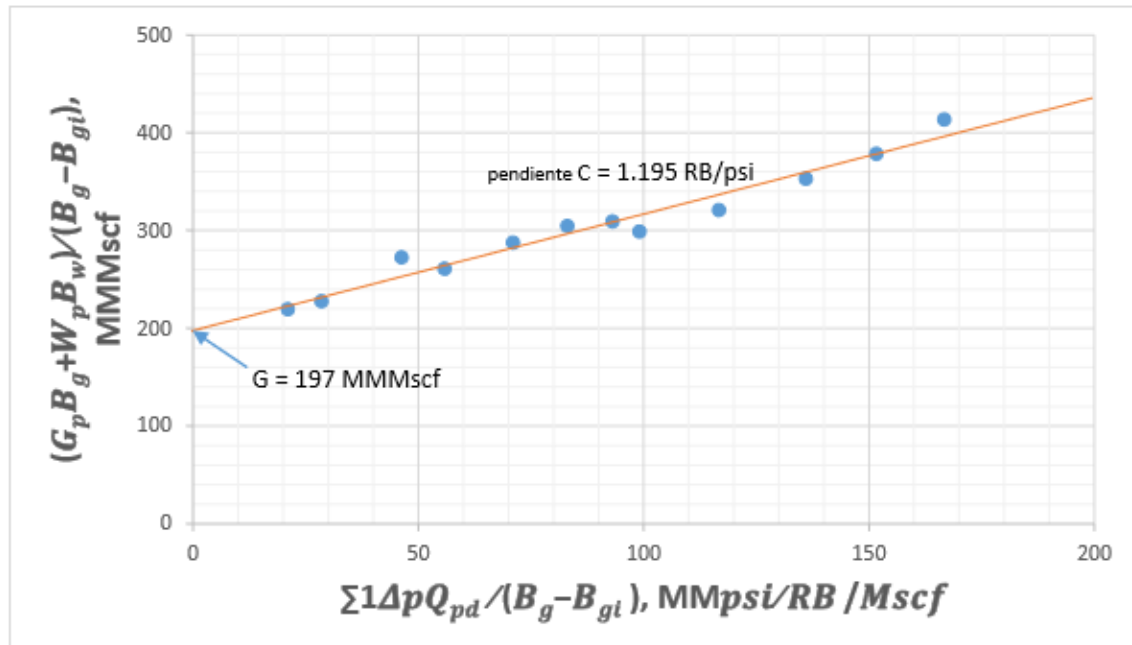


Figura 4-9. Solución gráfica a la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas seco con entrada de agua (Modificado de Lee & Wattenbarger, 1996).

De la Figura 4-9 se puede observar que el volumen original de gas in-situ $G = 197 \text{ MMMscf}$ y que el valor de la pendiente es $C = 1195 \text{ RB/psi}$.

4.5 Yacimientos Volumétricos de Gas Geopresurizados.

Para yacimientos que presentan presiones anormales, es decir que tienen unos gradientes de presión cercanos o iguales a 1.0 psi/ft, se deberá considerar en la ecuación de balance de materia los cambios en las compresibilidades de la roca y del agua congénita, previamente consideradas despreciables. Para la deducción de la ecuación de balance de materia para yacimientos volumétricos de gas geopresurizados propuesta por Lee & Wattenbarger (1996) se empezará con la Ec. 4.12 y se incluirán los efectos causados por el cambio del volumen del agua congénita ΔV_w y el cambio en el volumen de la formación ΔV_f , como lo muestra la **Figura 4-10**.

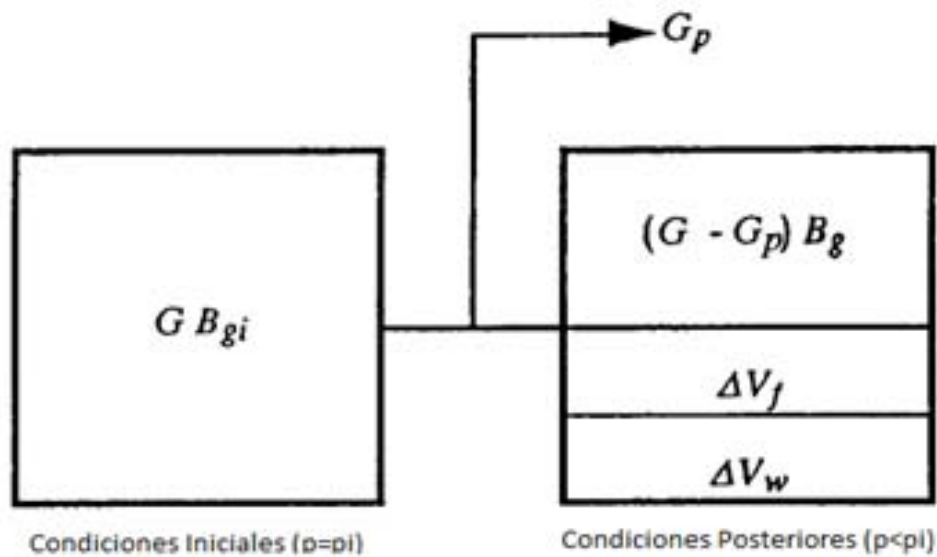


Figura 4-10. Esquema del modelo de balance de materia para un yacimiento volumétrico de gas geopresurizado, donde se muestra el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas a condiciones iniciales y a condiciones posteriores (Lee & Wattenbarger, 1996).

Se obtiene así la ecuación general de balance de materia para un yacimiento de gas geopresurizado:

$$G B_{gi} = (G - G_p) B_g + \Delta V_w + \Delta V_f , \quad \text{Ec. 4.23}$$

donde GB_{gi} es el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas a condiciones iniciales del yacimiento; $(G - G_p)B_g$ es el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas después de un tiempo de producción a una presión por debajo de la presión inicial; ΔV_w es el cambio del volumen poroso del yacimiento ocupado por el agua congénita seguido de la expansión del agua congénita a una presión por debajo de la inicial; ΔV_f es la reducción del volumen poroso del yacimiento producto de la expansión de la formación a una presión por debajo de la inicial.

La expansión del agua congénita debido a la reducción finita de la presión puede ser modelada con la compresibilidad isotérmica del agua:

$$C_w = -\frac{1}{V_w} \left(\frac{\partial V_w}{\partial p} \right)_T \cong -\frac{1}{V_{wi}} \frac{\Delta V_w}{\Delta p} , \quad \text{Ec. 4.24}$$

donde V_{wi} es el volumen inicial del yacimiento ocupado por el agua congénita. Se puede reacomodar la Ec. 4.24 en términos del cambio del volumen del agua quedando de la siguiente forma:

$$\Delta V_w = -C_w V_{wi} \Delta p = -C_w V_{wi} (p - p_i) . \quad \text{Ec. 4.25}$$

También es posible expresar el volumen original de agua en términos del volumen original de gas in-situ como:

$$V_{wi} = \frac{S_{wi} GB_{gi}}{1 - S_{wi}} . \quad \text{Ec. 4.26}$$

Si se sustituye V_{wi} de la Ec. 4.26 en la Ec. 4.25 se tiene:

$$\Delta V_w = C_w (p_i - p) \frac{S_{wi} GB_{gi}}{1 - S_{wi}} . \quad \text{Ec. 4.27}$$

De manera similar para la reducción del volumen poroso ΔV_p causado por el decremento finito de la presión de poro puede ser modelado como:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T , \quad \text{Ec. 4.28}$$

también puede ser escrita como:

$$\bar{c}_f = \frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_p}{\Delta p}, \quad \text{Ec. 4.29}$$

donde \bar{c}_f es la compresibilidad promedio de la formación de un intervalo finito de presión Δp . En términos del cambio del volumen poroso se puede reescribir la ecuación anterior como:

$$\Delta V_p = \bar{c}_f V_{pi} \Delta p = \bar{c}_f V_{pi} (p - p_i). \quad \text{Ec. 4.30}$$

Es posible escribir el volumen poroso original en términos del volumen original de gas in-situ como:

$$V_{pi} = \frac{GB_{gi}}{1-S_{wi}}, \quad \text{Ec. 4.31}$$

Y si se sustituye V_{pi} de la Ec. 4.31 en la Ec. 4.30 y sabiendo que $\Delta V_f = -\Delta V_p$ debido que a medida que el volumen de roca se expande el volumen poroso disminuye, se tiene:

$$\Delta V_f = -\Delta V_p = \bar{c}_f (p_i - p) \frac{GB_{gi}}{1-S_{wi}}. \quad \text{Ec. 4.32}$$

Si se sustituyen las Ecs. 4.27 y 4.32 en la Ec. 4.23 se obtiene la ecuación general de balance de materia para un yacimiento volumétrico de gas geopresurizado:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + C_w(p_i - p) \frac{S_{wi}GB_{gi}}{1-S_{wi}} + \bar{c}_f(p_i - p) \frac{GB_{gi}}{1-S_{wi}}. \quad \text{Ec. 4.33}$$

Factorizando la ecuación anterior se tiene:

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + \frac{GB_{gi}(p_i - p)}{1-S_{wi}} (C_w S_{wi} + \bar{c}_f). \quad \text{Ec. 4.34}$$

También se puede acomodar la ecuación anterior como:

$$G - G_p = G \frac{B_{gi}}{B_g} \left[1 - \frac{(C_w S_{wi} + \bar{c}_f)(p_i - p)}{1-S_{wi}} \right]. \quad \text{Ec. 4.35}$$

Si se sustituye $\frac{B_{gi}}{B_g} = \frac{z_i p}{z p_i}$ en la Ec. 4.35, acomodando se tiene:

$$\frac{p}{z} \left[1 - \frac{(C_w S_{wi} + \bar{c}_f)(p_i - p)}{1-S_{wi}} \right] = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i}{z_i G} G_p. \quad \text{Ec. 4.36}$$

A continuación se muestran dos formas basadas en la ecuación anterior para el cálculo del volumen original de gas in situ para yacimientos volumétricos geopresurizados.

4.5.1 Estimación del volumen original in-situ cuando la compresibilidad promedio de la formación es conocida (Lee & Wattenbarger, 1996)

Si la compresibilidad promedio de la formación se mantiene constante con el tiempo, entonces la Ec. 4.35 sugiere que la gráfica $\frac{p}{z} \left[1 - \frac{(C_w S_{wi} + \bar{c}_f)(p_i - p)}{1 - S_{wi}} \right]$ contra G_p será una línea recta con una pendiente igual a $-\frac{p_i}{z_i G}$ por lo que extrapolando la recta para $p/z = 0$, se puede estimar el volumen original de gas in-situ.

El siguiente ejemplo propuesto por Lee y Wattenbarger (1996) muestra el método anterior y compara la importancia que tiene incluir la expansión de la roca y del agua congénita para yacimientos geopresurizados.

Ejemplo 4.4

Estimar el volumen original de gas in-situ de un yacimiento con presiones anormales mediante la ecuación de balance de materia para yacimientos sobre-presurizados y la ecuación de balance de materia para yacimientos con presiones normales y comparar ambas estimaciones dados los siguientes datos:

$$p_i = 9507 \text{ psia}$$

$$c_w = 3.2 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$$

$$S_{wi} = 0.24$$

$$\bar{c}_f = 19.5 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$$

$$\text{Gradiente original de presión} = 0.843 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

Se cuenta con el histórico de presión-producción en la **Tabla 4-7**:

Solución:

Se realizarán ambas gráficas tanto $\frac{p}{z}$ contra G_p y $\frac{p}{z} \left[1 - \frac{(c_w S_{wi} + \bar{c}_f)(p_i - p)}{1 - S_{wi}} \right]$ contra G_p utilizando los datos calculados y contenidos en la **Tabla 4-8**.

Se tiene la gráfica $\frac{p}{z}$ contra G_p en la **Figura 4-11** y la gráfica $\frac{p}{z} \left[1 - \frac{(c_w S_{wi} + \bar{c}_f)(p_i - p)}{1 - S_{wi}} \right]$ contra G_p en la **Figura 4-12**.

Tabla 4-7. Histórico de presión-producción (Lee & Wattenbarger, 1996).

$p(\text{psia})$	z	$G_p(\text{MMscf})$
9,507	1.440	0
9,292	1.418	392.5
8,970	1.387	1,642.2
8,595	1.344	3,225.8
8,332	1.316	4,260.3
8,009	1.282	5,503.5
7,063	1.239	7,538.1
7,406	1.218	8,749.2
7,002	1.176	10,509.3
6,721	1.147	11,758.9
6,535	1.127	12,789.2
5,764	1.048	17,262.5
4,766	0.997	22,890.8
4,295	0.928	28,144.6
3,750	0.891	32,566.7
3,247	0.854	36,819.9

Tabla 4-8. Cálculos para las gráficas de balance de materia para yacimientos de gas geopresurizados (Lee & Wattenbarger, 1996).

$G_p(\text{MMscf})$	$p/z(\text{psia})$	$\frac{p}{z} \left[1 - \frac{(c_w S_{wi} + \bar{c}_f)(p_i - p)}{(1 - S_{wi})} \right]$ (psia)
0	6,602	6,602
392.5	6,553	6,515
1,642.2	6,467	6,374
3,225.8	6,395	6,239
4,260.3	6,331	6,133
5,503.5	6,247	5,998
7,538.1	6,136	5,825

8,749.2	6,081	5,740
10,509.3	5,954	5,556
11,758.9	5,860	5,424
12,789.2	5,799	5,339
17,262.5	5,500	4,951
22,890.8	4,878	4,261
28,144.6	4,626	3,985
32,566.7	4,209	3,563
36,819.9	3,802	3,167

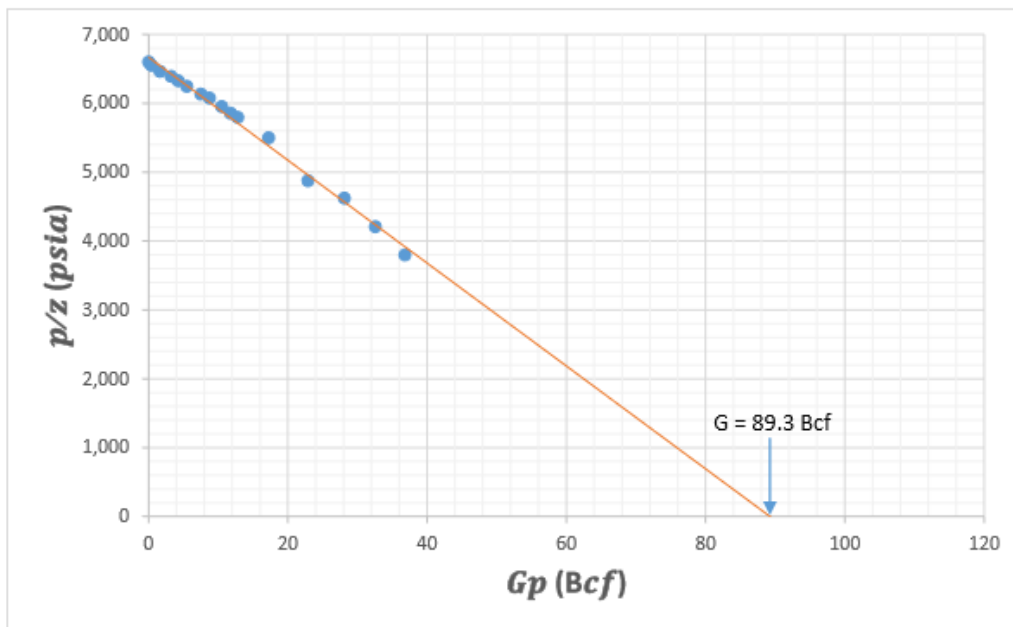


Figura 4-11. Análisis gráfico incorrecto de un yacimiento volumétrico de gas geopresurizado (Modificado de Lee & Wattenbarger, 1996).

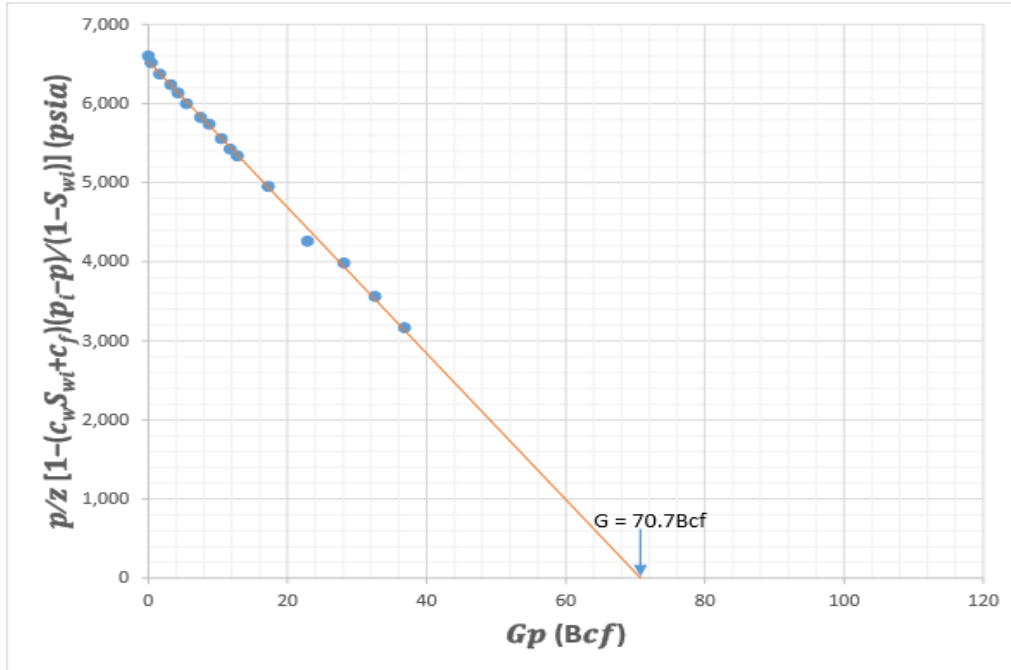


Figura 4-12. Solución gráfica a la ecuación de balance de materia para un yacimiento volumétrico geopresurizado (Modificado de Lee & Wattenbarger, 1996).

Como se puede observar en las dos figuras anteriores es importante considerar la expansión de la formación y el agua congénita para un yacimiento volumétrico de gas geopresurizado ya que de lo contrario se podría sobreestimar el volumen original in-situ, en este caso en más de un 25%.

4.5.2 Estimación del volumen original in-situ cuando la compresibilidad promedio de la formación no es conocida (Roach, 1981)

Roach desarrolló una técnica de balance de materia para poder estimar simultáneamente el volumen original de gas in-situ y la compresibilidad promedio de la formación para yacimientos geopresurizados. Comienza con la Ec. 4.36 y se reacomoda para que quede de la siguiente forma:

$$\frac{1}{(p_i - p)} \left(\frac{p_{iz}}{p_{zi}} - 1 \right) = \frac{1}{G} \left[\frac{G_p}{(p_i - p)} \frac{p_{iz}}{p_{zi}} \right] - \frac{c_w S_{wi} + \bar{c}_f}{1 - S_{wi}} \quad \text{Ec. 4.37}$$

Si la compresibilidad promedio de la formación se mantiene constante, la ecuación anterior sugiere que en una gráfica $\frac{1}{(p_i - p)} \left(\frac{p_i z}{p z_i} - 1 \right)$ contra $\left[\frac{G_p}{(p_i - p)} \frac{p_i z}{p z_i} \right]$ se tendrá una línea recta con una pendiente igual a $\frac{1}{G}$ y una ordenada al origen igual a $\frac{C_w S_{wi} + \bar{c}_f}{1 - S_{wi}}$.

Por lo que es posible estimar el volumen original de gas in-situ y la compresibilidad promedio de la formación conociendo los valores de la pendiente y la ordenada al origen respectivamente.

Se presenta un ejemplo a continuación desarrollado por Poston y Chen (1987) para la estimación simultánea del volumen original de gas in-situ y la compresibilidad promedio de la formación:

Ejemplo 4.5

Dados los siguientes datos estimar simultáneamente la compresibilidad promedio de la formación y el volumen original de gas in-situ.

$$p_i = 9507 \text{ psia}$$

$$c_w = 3.2 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$$

$$S_{wi} = 0.24$$

$$\text{Gradiente original de presión} = 0.843 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

Tabla 4-9. Histórico de presión-producción (Lee & Wattenbarger, 1996).

$p(\text{psia})$	z	$G_p(\text{MMscf})$
9,507	1.440	0
9,292	1.418	392.5
8,970	1.387	1,642.2
8,595	1.344	3,225.8
8,332	1.316	4,260.3
8,009	1.282	5,503.5
7,063	1.239	7,538.1
7,406	1.218	8,749.2
7,002	1.176	10,509.3
6,721	1.147	11,758.9
6,535	1.127	12,789.2

5,764	1.048	17,262.5
4,766	0.997	22,890.8
4,295	0.928	28,144.6
3,750	0.891	32,566.7
3,247	0.854	36,819.9

Solución:

Se calculan los términos necesarios para realizar la gráfica que dará solución al problema, éstos están presentados en la **Tabla 4-10**.

Con los datos calculados en la Tabla 4-10 se puede realizar una gráfica

$\frac{1}{(p_i - p)} \left(\frac{p_i z}{p z_i} - 1 \right)$ contra $\left[\frac{G_p}{(p_i - p)} \frac{p_i z}{p z_i} \right]$ representada en la **Figura 4-13**.

Tabla 4-10. Cálculos para la solución gráfica de la ecuación de balance de materia para yacimientos geopresurizados (Lee & Wattenbarger, 1996).

p/z (psia)	G_p (MMscf)	$\frac{1}{(p_i - p)} \left[\left(\frac{p_i z}{p z_i} \right) - 1 \right]$ (10^{-6}psi^{-1})	$G_p / (p_i - p) \left(\frac{p_i z}{p z_i} \right)$ (Mscf/psi)
6,602	0	-	-
6,553	392.5	34.9	1,840
6,467	1,642.2	38.9	3,120
6,395	3,225.8	35.5	3,650
6,331	4,260.3	36.4	3,780
6,247	5,503.5	37.9	3,880
6,136	7,538.1	39.9	4,260
6,081	8,749.2	40.8	4,520
5,954	10,509.3	43.4	4,650
5,860	11,758.9	45.4	4,760
5,799	12,789.2	46.6	4,900
5,500	17,262.5	53.5	5,540
4,878	22,890.8	74.5	6,530
4,626	28,144.6	81.8	7,700
4,209	32,566.7	98.8	8,870
3,802	36,819.9	117.6	10,210

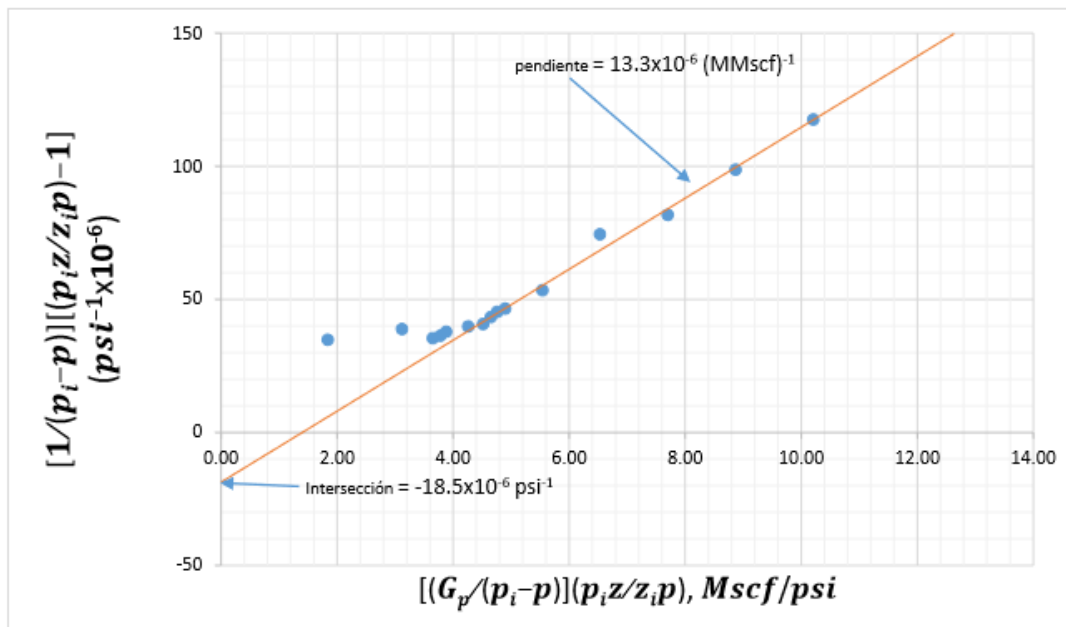


Figura 4-13. Solución gráfica a la ecuación de balance de materia para la estimación simultánea del volumen original de gas in-situ y la compresibilidad promedio de la formación para un yacimiento de gas geopresurizado (Modificado de Lee & Wattenbarger, 1996).

De la Figura 4-13 se conocen los valores de la pendiente y la ordenada al origen y se puede calcular el volumen original de gas in-situ y la compresibilidad promedio de la formación respectivamente.

Para el volumen original de gas in-situ se tiene:

$$\frac{1}{G} = 13.3 \times 10^{-6} \text{ MMscf}^{-1}$$

$$G = \frac{1}{13.3 \times 10^{-6} \text{ MMscf}^{-1}} = 75\,190 \text{ MMscf}$$

Para la compresibilidad promedio de la formación se tiene:

$$\frac{C_w S_{wi} + \bar{c}_f}{1 - S_{wi}} = 18.5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\frac{(0.24)(3.2 \times 10^{-6}) + \bar{c}_f}{1 - 0.24} = 18.5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\bar{c}_f = 18.5 \times 10^{-6} (1 - 0.24) - (0.24)(3.2 \times 10^{-6})$$

$$\bar{c}_f = 13.3 \times 10^{-6} [\text{psi}^{-1}]$$

4.6 Yacimientos volumétricos de gas y condensado

Lee & Wattenbarger (1996) desarrollaron una ecuación de balance de materia para yacimientos volumétricos de gas con condensación de gas a medida que la presión se abate e incluyeron los efectos de la vaporización del agua congénita, ambas consideraciones presentes en yacimientos de alta profundidad y con altas presiones y temperaturas que afectarán en la ecuación de balance de materia por lo que se deberán incluir.

Se pueden presentar dos o tres fases en el yacimiento de gas y condensado dependiendo si la presión del yacimiento está por arriba o por debajo de la presión de rocío. Arriba del punto de rocío, la fase de vapor consiste tanto de gases hidrocarburos e inertes como en vapor de agua. A medida que la presión del yacimiento declina, el agua en la fase líquida continua vaporizándose para mantenerse en equilibrio con el vapor de agua existente, en consecuencia la saturación de agua en fase líquida decrece e incrementa el volumen poroso del yacimiento ocupado por las fases de vapor. A medida que la presión decrece en el yacimiento la cantidad de vapor de agua presente en la fase gaseosa incrementa significativamente, sin embargo, a medida que la presión decrece por debajo del punto de rocío, la fracción del volumen poroso disponible para las fases de vapor disminuye debido a los líquidos condensados de la fase de vapor de hidrocarburos.

Se empezará con una ecuación de balance de materia para yacimientos de gas y condensados y luego se agregarán los efectos de la vaporización del agua congénita. Debido a que los cambios en las compresibilidades de la formación son considerables en yacimientos de alta profundidad y altas presiones y temperaturas se incluirán los efectos de yacimientos con presiones anormales.

4.6.1 Ecuación de Balance de materia para yacimientos de gas y condensado sin vaporización del agua congénita (Lee & Wattenbarger, 1996)

A diferencia de los yacimientos de gas seco los yacimientos de gas y condensado son ricos en componentes e hidrocarburos intermedios y pesados. A presiones por encima del punto de rocío los condensados de gas se encuentran en una sola fase, sin embargo a presiones por debajo del punto de rocío parte del gas se condensa y forma una fase líquida de hidrocarburos. Para poder desarrollar correctamente la ecuación de balance de materia se debe considerar el volumen de líquidos que permanecerá en el yacimiento así como cualquier líquido producido en superficie.

Asumiendo que la presión inicial del yacimiento se encuentra por arriba del punto de rocío, el volumen poroso del yacimiento se encontrará ocupado inicialmente por hidrocarburos en fase gaseosa como se muestra en la **Figura 4-14**.

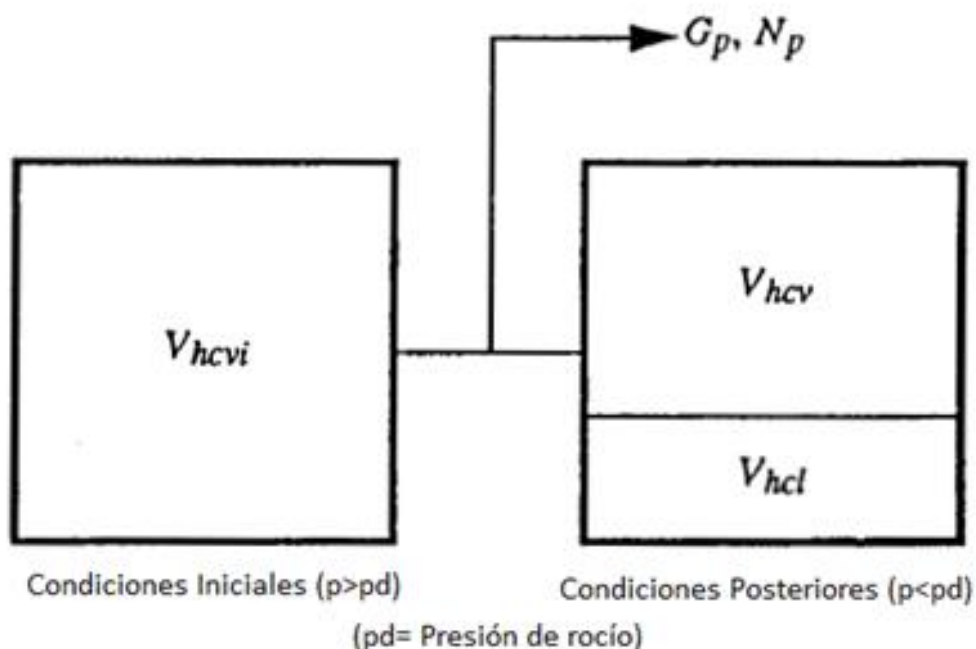


Figura 4-14. Esquema del modelo de balance de materia para un yacimiento de gas y condensado, donde se muestra el volumen poroso del yacimiento ocupado por las fases líquidas y gaseosa de hidrocarburos a condiciones iniciales y a condiciones posteriores (Lee & Wattenbarger, 1996).

De donde se tiene que:

$$V_{pi} = V_{hcvi} , \quad \text{Ec. 4.38}$$

donde V_{pi} es el volumen poroso inicial del yacimiento; V_{hcvi} es el volumen poroso inicial del yacimiento ocupado por hidrocarburos en fase gaseosa. También se puede expresar como:

$$V_{hcvi} = G_T B_{gi} , \quad \text{Ec. 4.39}$$

donde G_T es el volumen original de gas in-situ incluyendo el equivalente en fase gaseosa de los condensados producidos y B_{gi} es el factor de volumen inicial del gas.

Cuando la presión se abate y se encuentra por debajo del punto de rocío, el volumen poroso del yacimiento es ahora ocupado por ambas fases de hidrocarburo líquida y gaseosa, por lo que se tiene que:

$$V_p = V_{hcv} + V_{hcl} , \quad \text{Ec. 4.40}$$

donde V_p es el volumen poroso del yacimiento a condiciones posteriores a las iniciales; V_{hcv} es el volumen poroso del yacimiento ocupado por la fase gaseosa de hidrocarburos a condiciones posteriores a las iniciales; y V_{hcl} es el volumen poroso del yacimiento ocupado por la fase líquida de hidrocarburos a condiciones posteriores a las iniciales.

En la Ec. 4.40 se consideran como despreciables la expansión de la formación y la vaporización del agua congénita. En términos de la saturación de los condensados (S_o) se puede escribir:

$$V_{hcv} = (1 - S_o)V_p , \quad \text{Ec. 4.41}$$

y

$$V_{hcl} = S_o V_p . \quad \text{Ec. 4.42}$$

Además el volumen poroso del yacimiento ocupado por la fase gaseosa de hidrocarburos a condiciones posteriores a las iniciales puede expresarse como:

$$V_{hcv} = (G_T - G_{pT})B_g \quad . \quad \text{Ec. 4.43}$$

Se igualan las Ecs. 4.41 y 4.43 y se obtiene que:

$$V_p = \frac{(G_T - G_{pT})B_g}{(1 - S_o)} \quad . \quad \text{Ec. 4.44}$$

Se sustituye la Ec. 4.44 en la Ec. 4.42 y el resultado junto con la Ec. 4.43 se sustituye en la Ec. 4.40, se tiene:

$$V_p = (G_T - G_{pT})B_g + \frac{S_o(G_T - G_{pT})B_g}{(1 - S_o)} \quad . \quad \text{Ec. 4.45}$$

Si se combinan las Ecs. 4.38 y 4.45 se tiene la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas y condensado:

$$G_T B_{gi} = (G_T - G_{pT})B_g + \frac{S_o(G_T - G_{pT})B_g}{(1 - S_o)} \quad . \quad \text{Ec. 4.46}$$

Si se sustituye $\frac{B_{gi}}{B_g} = \frac{z_i p}{z p_i}$ en la ecuación anterior, reacomodando se obtiene:

$$(1 - S_o) \frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} \left(1 - \frac{G_{pT}}{G_T}\right) \quad . \quad \text{Ec. 4.47}$$

Lo que sugiere que en una gráfica $(1 - S_o) \frac{p}{z}$ contra G_{pT} mostrará una línea recta de donde se puede estimar G_T .

Para que la Ec. 4.47 sea aplicada correctamente se debe contar con el volumen líquido de hidrocarburos formado como función del abatimiento de presión por debajo del punto de rocío. La manera más precisa de obtener esta información es con un análisis de laboratorio de muestras de los fluidos del yacimiento, por desgracia normalmente este tipo de análisis de laboratorio no están disponibles.

Por lo que una alternativa de la técnica de balance de materia para estos casos es:

$$G_T B_{2gi} = (G_T - G_{pT})B_{2g} \quad , \quad \text{Ec. 4.48}$$

donde $G_T B_{2gi}$ es el volumen poroso del yacimiento ocupado por gas incluyendo el gas y el gas equivalente de los condensados que se presente a la condiciones iniciales donde la presión está por arriba del punto de rocío; $(G_T - G_{pT}) B_{2g}$ es el volumen poroso del yacimiento ocupado por la fase gaseosa de hidrocarburos junto con el gas equivalente de la fase líquida después de un tiempo de producción a una presión por debajo de la inicial y por debajo del punto de rocío; B_{2gi} y B_{2g} es el factor de volumen de gas basado en dos fases para el factor de compresibilidad del gas z , a condiciones iniciales y a condiciones posteriores respectivamente, ambos expresados en $\left(\frac{\text{bls @C.Y}}{\text{Mscf}}\right)$.

Si se sustituye $\frac{B_{2gi}}{B_{2g}} = \frac{z_{2i} p}{z_2 p_i}$ en la ecuación anterior, reacomodando se obtiene:

$$\frac{p}{z_2} = \frac{p_i}{z_{2i}} \left(1 - \frac{G_{pT}}{G_T}\right), \quad \text{Ec. 4.49}$$

donde z_{2i} y z_2 es el factor de compresibilidad del gas que cambia de una fase a otra evaluado a condiciones iniciales y a condiciones posteriores respectivamente. La Ec. 4.49 sugiere que una gráfica $\frac{p}{z_2}$ contra G_{pT} se mostrará una línea recta para un yacimiento volumétrico de gas y condensado cuando se utiliza un factor de compresibilidad del gas para dos fases.

En la **Figura 4-15** se muestran los valores que puede tomar el factor de compresibilidad del gas según la fase en la que se encuentre. Se puede apreciar que para presiones por encima del punto de rocío, el valor del factor de compresibilidad del gas es el mismo para una sola fase (gaseosa) como para las dos fases (líquida y gaseosa) debido que en ese momento solo se tiene una fase en el yacimiento. Caso contrario para presiones por debajo del punto de rocío donde hay dos valores para el factor de compresibilidad del gas en el que el valor de z para las dos fases siempre es menor que el valor de z para una sola fase.

4.6.2 Ecuación de Balance de materia para yacimientos de gas y condensado con vaporización del agua congénita

Lee & Wattenbarger (1996) desarrollaron una ecuación de balance de materia para yacimiento de gas y condensado considerando la condensación del gas y la vaporización del agua congénita, incluyeron como en la sección anterior los efectos de la expansión de la formación y del agua congénita (Humphreys, 1991). Se considerará que el volumen poroso del yacimiento está ocupado inicialmente por el volumen de la fase gaseosa incluida el agua congénita vaporizada y el agua congénita en fase líquida, resultando la siguiente ecuación:

$$V_{pi} = V_{vi} + V_{wi} , \quad \text{Ec. 4.50}$$

donde V_{vi} es el volumen poroso inicial que se encuentra ocupado por la fase gaseosa de hidrocarburos junto con el agua congénita vaporizada; V_{wi} es el volumen poroso inicial ocupado por la fase líquida del agua congénita.

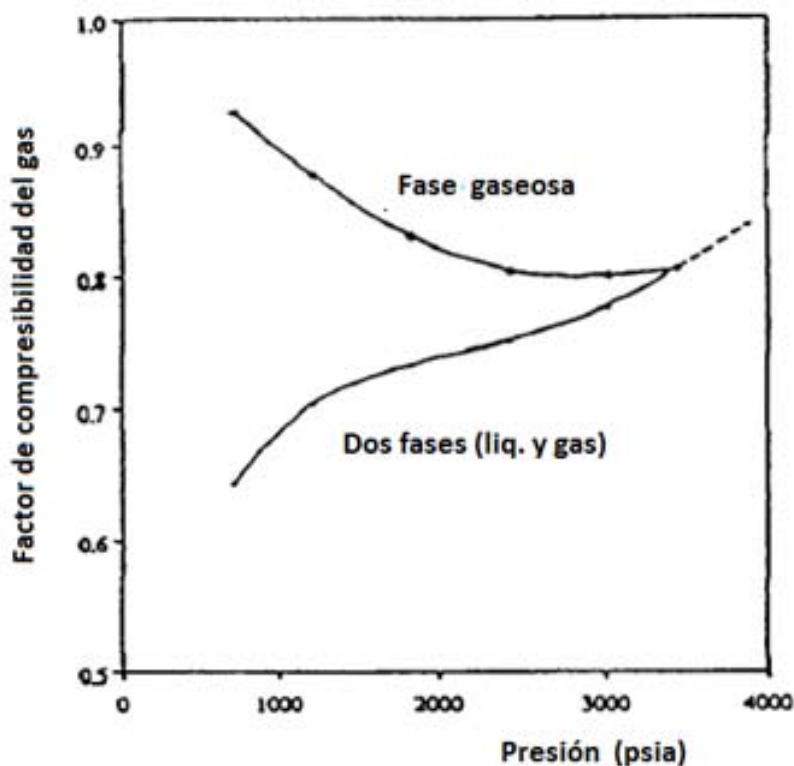


Figura 4-15. Ejemplo de equilibrio y valores del factor de compresibilidad del gas en dos fases para un yacimiento de gas y condensado (Rayes, 1992).

Si la presión del yacimiento se encuentra por encima del punto de rocío el agua congénita es la única fase líquida presente en el yacimiento. Se puede escribir el volumen poroso inicial del yacimiento ocupado por la fase líquida en términos de la saturación de agua:

$$V_{wi} = S_{wi}V_{pi} . \quad \text{Ec. 4.51}$$

De manera similar es posible expresar el volumen poroso inicial ocupado por la fase gaseosa V_{vi} como:

$$V_{vi} = (1 - S_{wi})V_{pi} . \quad \text{Ec. 4.52}$$

Ahora se define a la fracción del volumen inicial de la fase gaseosa que es agua vaporizada como:

$$y_{wi} = \frac{V_{wvi}}{V_{vi}} , \quad \text{Ec. 4.53}$$

y la fracción del volumen inicial de la fase gaseosa que es hidrocarburo como:

$$(1 - y_{wi}) = \frac{V_{hcvi}}{V_{vi}} , \quad \text{Ec. 4.54}$$

donde V_{wvi} es el volumen poroso inicial del yacimiento ocupado por el agua vaporizada; V_{hcvi} es el volumen poroso inicial del yacimiento ocupado por hidrocarburos en fase gaseosa.

Se sustituye la Ec. 4.52 en la Ec. 4.54 obteniendo una expresión para el volumen de hidrocarburos en fase gaseosa en términos del volumen poroso inicial del yacimiento.

$$V_{hcvi} = (1 - S_{wi})(1 - y_{wi})V_{pi} . \quad \text{Ec. 4.55}$$

Finalmente como el volumen poroso inicial ocupado por hidrocarburos en fase gaseosa es igual al volumen original de gas in-situ:

$$GB_{gi} = V_{hcv_i} \cdot \quad \text{Ec. 4.56}$$

Se tiene que:

$$V_{pi} = \frac{GB_{gi}}{(1-s_{wi})(1-y_{wi})} \cdot \quad \text{Ec. 4.57}$$

La forma que adquiera la ecuación de balance de materia para cualquier presión por debajo de la presión inicial del yacimiento, depende del valor del punto de rocío, por lo que, se desarrollarán ecuaciones de balance de materia para abatimientos de presión por encima y por debajo del punto de rocío a continuación.

4.6.3 Ecuación de Balance de materia para yacimientos de gas y condensado con abatimiento de presión por arriba del punto de rocío (Lee & Wattenbarger, 1996)

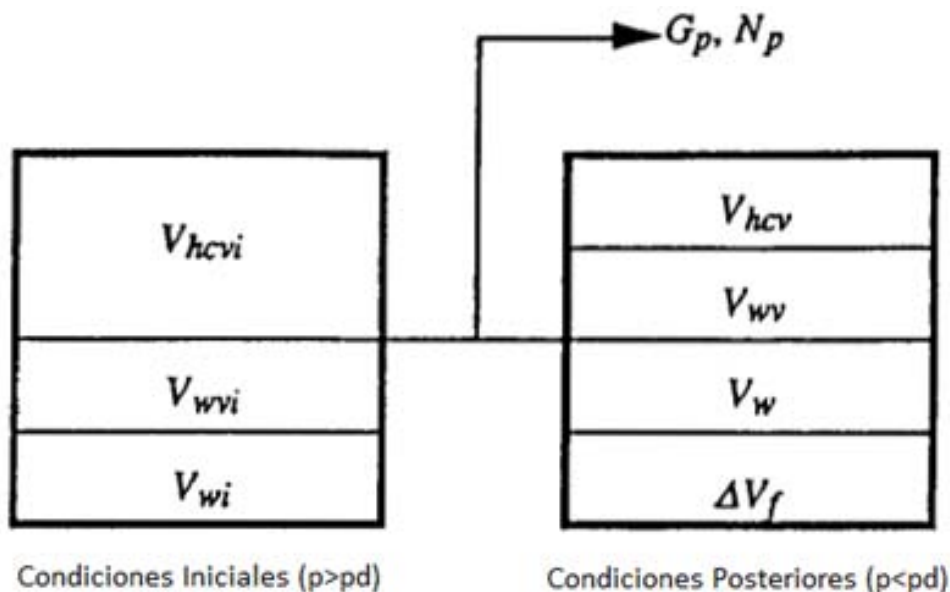


Figura 4-16. Esquema del modelo de balance de materia que muestra el volumen poroso del yacimiento ocupado por hidrocarburos y agua a condiciones iniciales con abatimiento de presión por arriba del punto de rocío y a condiciones posteriores, para un yacimiento de gas y condensado con vaporización de agua (Lee & Wattenbarger, 1996).

Debido a que la presión del yacimiento está por encima del punto de rocío, no ha habido condensación del gas hidrocarburo, sin embargo, conforme la presión se

abate en el yacimiento más agua congénita en estado líquido se va vaporizando ocasionando un decremento en la saturación del agua en estado líquido como se muestra la **Figura 4-16**. Por lo tanto el volumen de la fase líquida se convierte en:

$$V_w = S_w V_p . \quad \text{Ec. 4.58}$$

donde S_w es el valor actual de la saturación de agua congénita. De manera similar el volumen de la fase gaseosa V_v es:

$$V_v = (1 - S_w) V_p . \quad \text{Ec. 4.59}$$

Se puede definir la fracción de la fase gaseosa que es agua congénita vaporizada como:

$$y_w = \frac{V_{wv}}{V_v} , \quad \text{Ec. 4.60}$$

y la fracción de la fase gaseosa que es hidrocarburo como:

$$(1 - y_w) = \frac{V_{hcv}}{V_v} . \quad \text{Ec. 4.61}$$

Si se sustituye la Ec. 4.59 en la Ec. 4.61 es posible escribir una expresión para el volumen de hidrocarburos de la fase gaseosa en términos del volumen poroso actual del yacimiento como:

$$V_{hcv} = (1 - S_w)(1 - y_w) V_p . \quad \text{Ec. 4.62}$$

Finalmente como el volumen poroso ocupado por hidrocarburos en fase gaseosa es igual al volumen de gas producido se tiene:

$$V_{hcv} = (G - G_p) B_g . \quad \text{Ec. 4.63}$$

Se combinan las Ecs. 4.62 y 4.63 y se obtiene una ecuación que define el volumen poroso actual del yacimiento como:

$$V_p = \frac{(G - G_p) B_g}{(1 - S_w)(1 - y_w)} . \quad \text{Ec. 4.64}$$

Igual que los yacimientos geopresurizados, los yacimientos de gas y condensado con altas profundidades y altas presiones y temperaturas suelen tener significativos cambios en el volumen poroso del yacimiento durante el tiempo de explotación de éste, por lo tanto se agrega el cambio de volumen de la formación en términos de la compresibilidad de la formación como:

$$\Delta V_f = \frac{\bar{c}_f(p_i - p)GB_{gi}}{(1-S_{wi})(1-y_{wi})} \quad \text{Ec. 4.65}$$

En términos de la Ec. 4.65, la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas y condensado con vaporización del agua congénita y con abatimiento de presión por arriba del punto de rocío es:

$$\frac{GB_{gi}}{(1-S_{wi})(1-y_{wi})} = \frac{(G-G_p)B_g}{(1-S_w)(1-y_w)} + \frac{\bar{c}_f(p_i - p)GB_{gi}}{(1-S_{wi})(1-y_{wi})} \quad \text{Ec. 4.66}$$

Reagrupando términos se tiene:

$$G \frac{(1-S_w)}{(1-S_{wi})} \frac{(1-y_w)}{(1-y_{wi})} \frac{B_{gi}}{B_g} [1 - \bar{c}_f(p_i - p)] = G - G_p \quad \text{Ec. 4.67}$$

Si se sustituye $\frac{B_{gi}}{B_g} = \frac{z_i p}{z_p p_i}$ en la ecuación anterior, reacomodando se tiene:

$$\frac{(1-S_w)}{(1-S_{wi})} \frac{(1-y_w)}{(1-y_{wi})} [1 - \bar{c}_f(p_i - p)] \frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i G_p}{z_i G} \quad \text{Ec. 4.68}$$

La forma de la Ec. 4.68 sugiere que en una gráfica $\frac{(1-S_w)}{(1-S_{wi})} \frac{(1-y_w)}{(1-y_{wi})} [1 - \bar{c}_f(p_i - p)] \frac{p}{z}$ contra G_p , se tendrá una línea recta con una pendiente igual a $-\frac{p_i}{z_i G}$ y una ordenada al origen igual a $\frac{p_i}{z_i}$. Por lo que si se extrapola la línea recta para $\frac{p}{z} = 0$ se obtiene el volumen original de gas in-situ.

4.6.4 Ecuación de Balance de materia para yacimientos de gas y condensado con abatimiento de presión por abajo del punto de rocío (Lee & Wattenbarger, 1996)

Cuando la presión del yacimiento decrece por debajo del punto de rocío la fase gaseosa comienza a condensarse. En muchos yacimientos de gas y condensado,

los hidrocarburos líquidos formados en el yacimiento se mantienen inmóviles. Por lo que se debe modificar la Ec. 4.66 para incluir la fase líquida adicional que se presenta en el yacimiento como se muestra en la **Figura 4-17**:

Si se añade a la Ec. 4.66 la fase líquida adicional que se presenta en el yacimiento se tiene:

$$\frac{GB_{gi}}{(1-S_{wi})(1-y_{wi})} = \frac{(G-G_p)B_g}{(1-S_w-S_o)(1-y_w)} + \frac{\bar{c}_f(p_i-p)GB_{gi}}{(1-S_{wi})(1-y_{wi})}, \quad \text{Ec. 4.69}$$

donde S_o es la saturación de la fase líquida de hidrocarburos (condensada). Arreglando la Ec. 4.69 de manera similar que la Ec. 4.68, se obtiene la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas y condensado con vaporización del agua congénita y con abatimiento de presión por abajo del punto de rocío:

$$\frac{(1-S_w-S_o)(1-y_w)}{(1-S_{wi})(1-y_{wi})} [1 - \bar{c}_f(p_i - p)] \frac{p}{z} = \frac{p_i}{z_i} - \frac{p_i G_p}{z_i G}, \quad \text{Ec. 4.70}$$

donde la forma de la Ec. 4.70 sugiere que en una gráfica $\frac{(1-S_w-S_o)(1-y_w)}{(1-S_{wi})(1-y_{wi})} [1 - \bar{c}_f(p_i - p)] \frac{p}{z}$ contra G_p , se tendrá una línea recta con pendiente igual a $-\frac{p_i}{z_i G}$ y con una ordenada al origen igual a $\frac{p_i}{z_i}$. Por lo que si se extrapola la línea recta para $\frac{p}{z} = 0$ se obtiene el volumen original de gas in-situ.

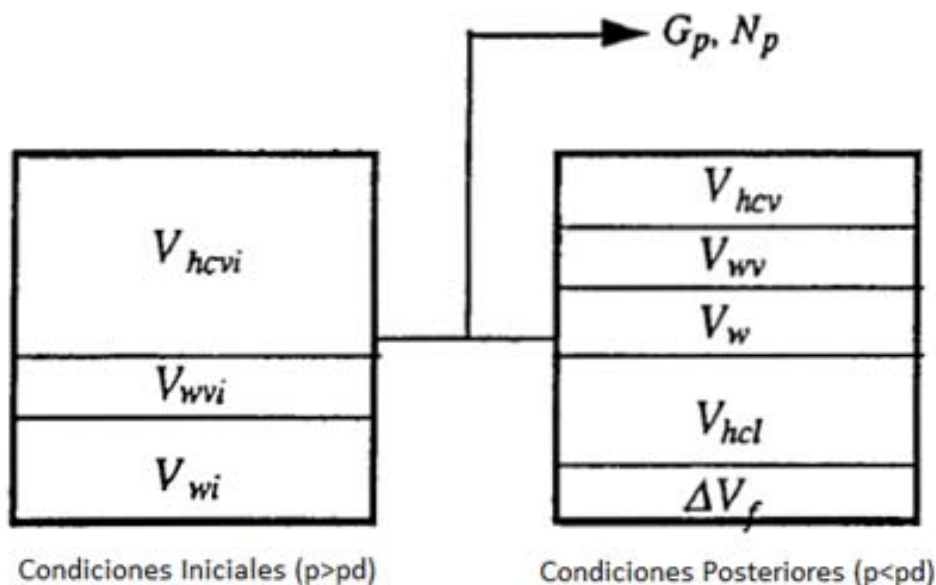


Figura 4-17. Esquema del modelo de balance de materia que muestra el volumen poroso del yacimiento ocupado por hidrocarburos y agua a condiciones iniciales con abatimiento de presión por abajo del punto de rocío y a condiciones posteriores, para un yacimiento de gas y condensado con vaporización de agua (Lee & Wattenbarger, 1996).

De igual manera para las Ecs. 4.68 y 4.70 los factores de compresibilidad del gas deben de ser factores para dos fases, representando ambas fases del hidrocarburo en el yacimiento, la líquida y la gaseosa. Además, en la producción de gas se deben incluir los valores, no solo de los separadores y del tanque de almacenamiento, sino que también se debe de incluir el volumen de gas equivalente de los condensados producidos.

La correcta aplicación de la Ec. 4.70 requiere también los cálculos de los volúmenes de hidrocarburos líquidos formados a presiones por debajo del punto de rocío. La forma más precisa de conocer estas estimaciones es un análisis de laboratorio de muestras de fluidos del yacimiento. Estas saturaciones de líquido son obtenidas con un estudio de abatimiento de presión a volumen constante.

Nomenclatura del capítulo

A = Área [acres]

B_g = Factor de Volumen del Gas $[^{RB}/Mscf]$

B_{ga} = Factor de Volumen del Gas a condiciones de abandono $[^{RB}/Mscf]$

B_{gi} = Factor de Volumen Inicial del Gas $[^{RB}/Mscf]$

B_w = Factor de Volumen del agua $[^{RB}/STB]$

B_{2gi} = Factor de volumen del gas basado en dos fases para el factor de compresibilidad del gas z $[^{RB}/Mscf]$

B_{2gi} = Factor de volumen del gas inicial basado en dos fases para el factor de compresibilidad del gas z $[^{RB}/Mscf]$

C = Constante de la entrada de agua para los calculos de balance de materia $[^{RB}/psi]$

C_f = Compresibilidad de la Formación $[psi^{-1}]$

C_w = Compresibilidad del Agua $[psi^{-1}]$

F = Factor de recuperación del gas

G = Volumen Original de Gas in situ $[Mscf]$

G_a = Volumen de gas in situ a condiciones abandono $[Mscf]$

G_p = Gas producido acumulado $[Mscf]$

G_T = Volumen original total de gas in situ incluyendo el equivalente en gas de los condensados producidos $[Mscf]$

G_{pT} = Gas total producido acumulado incluyendo el equivalente en gas de los condensados producidos [Mscf]

h = Espesor [ft]

P = Presión de yacimiento a un tiempo dado [psi]

P_i = Presión Inicial de Yacimiento [psi]

Q_{pD} = Entrada de agua adimensional

S_g = Saturación del gas [Fracción]

S_o = Saturación de los condensados [Fracción]

S_w = Saturación del Agua congénita [Fracción]

S_{wi} = Saturación Inicial de Agua congénita [Fracción]

V_f = Volumen de la formación o roca [RB]

V_{gi} = Volumen de gas Inicial [RB]

V_{hcv} = Volumen de hidrocarburos en fase gaseosa [RB]

V_{hcv} = Volumen inicial de hidrocarburos en fase gaseosa [RB]

V_{hcl} = Volumen de hidrocarburos en fase líquida [RB]

V_p = Volumen Poroso [RB]

V_{pi} = Volumen Poroso Inicial [RB]

V_v = Volumen de la fase gaseosa [RB]

V_{vi} = Volumen inicial de la fase gaseosa [RB]

V_w = Volumen de Agua Congénita [RB]

V_{wi} = Volumen inicial de Agua Congénita [RB]

V_{wv} = Volumen de Agua Congénita vaporizada [RB]

V_{wvi} = Volumen inicial de Agua Congénita vaporizada [RB]

W_e = Entrada de Agua [RB]

W_p = Agua producida acumulada [STB]

y_w = Fracción del volumen total de la fase gaseosa que es vapor de agua

y_{wi} = Fracción inicial del volumen total de la fase gaseosa que es vapor de agua

z = Factor de compresibilidad del gas

z_{2i} = Factor de compresibilidad del gas para dos fases

z_{2i} = Factor de compresibilidad del gas para dos fases evaluado a condiciones iniciales

\emptyset = Porosidad [fracción]

Referencias

- B. C. Craft, M. Hawkins, Applied Petroleum Reservoir Engineering, Ed., Prentice Hall, ed., 2ª, Revised by R. E. Terry, E. U., 1991, p. 56-106.
- Danesh, PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Ed., Elsevier, ed., 1ª, Holanda, 1998, p. 24-27, 40-42.
- J. Lee, R. A. Wattenbarger, Gas Reservoir Engineering, Ed., SPE Textbook Series, ed., 1ª, E. U., 1996, p. 230-255.
- J. W. Amix, D. M. Bass Jr., R. L. Whiting, Petroleum Reservoir Engineering, Ed., McGraw-Hill, Classic Textbook Reissue Series, E. U., 1960, p. 561-610.
- M. S. Binder, Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo, Ed., EUDEBA, ed., 1ª, Argentina, 2001, p. 42-45, 47-48, 74.
- T. Ahmed, P. D. McKinney, Advanced Reservoir Engineering, Ed. Elsevier, E. U. A., 2005, p. 150-185.
- W. D. McCain, The Properties of Petroleum Fluids, Ed., PennWell Books, ed., 2ª, E. U., 1990, p. 90-99, 154-158, 165-223.

5 Balance de materia en yacimientos no convencionales

En este capítulo se presenta el desarrollo de un método de balance de materia para yacimientos de gas no convencionales, así como su variación para casos particulares. El método propuesto por King (1990) se ocupa para la estimación del volumen original de gas in-situ. Este método se diferencia de los métodos convencionales de balance de materia en que los efectos del gas adsorbido son incluidos. Para estimar el volumen original del gas in-situ se debe considerar el equilibrio entre las fases de gas libre y gas adsorbido.

Las técnicas presentadas en este capítulo buscan aportar herramientas básicas actualmente no disponibles para el estudio de yacimientos de gas no convencionales.

5.1 Antecedentes

Como se mencionó en el capítulo anterior, la ecuación de balance de materia es una herramienta fundamental para determinar el volumen original de gas in-situ así como el comportamiento de la producción de los yacimientos convencionales de gas.

Recordando la Ec. 4.18, de balance de materia para yacimientos de gas seco con entrada de agua, reacomodando términos y resolviendo para G_p , se tiene la siguiente ecuación expresada en unidades de campo (**Apéndice B**):

$$G_p = \frac{G(B_g - B_{gi}) + 5.615 (W_e - W_p B_w)}{B_g}, \quad \text{Ec. 5.1}$$

o en términos de p/z :

$$G_p = \frac{z_{sc} T_{sc}}{p_{sc} T} \left\{ \frac{(1 - S_{wi}) p_i V_{b2} \phi_i}{z_i} - \frac{p [(1 - S_{wi}) V_{b2} \phi_i - 5.615 (W_e - W_p B_w)]}{z} \right\}. \quad \text{Ec. 5.2a}$$

La cual para yacimientos volumétricos tiene la siguiente forma:

$$G_p = G \left[\left(\frac{p_i}{z_i} \right) - \left(\frac{p}{z} \right) \right]. \quad \text{Ec. 5.2b}$$

Las Ecs. 5.1 y 5.2 se derivaron tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

1. El gas y roca almacén son no reactivos.
2. El yacimiento actúa como un tanque de volumen constante (es decir, los cambios en porosidad debido a la declinación de la presión son despreciables).
3. El yacimiento puede ser modelado con una presión y saturación promedio (es decir, todos los gradientes pueden ser ignorados).
4. Datos fiables de producción y presión se encuentran disponibles.
5. Se cuenta con datos PVT confiables.
6. El agua congénita es incompresible.

La consideración de la roca no reactiva hace inapropiado el uso de las Ecs. 5.1 y 5.2 para yacimientos de metano en capas de carbón y gas de lutita. Debido a la gran superficie interna en la matriz de las capas de carbón y las lutitas, existen muchos sitios potenciales para la sorción en los cuales grandes cantidades de gas pueden ser adsorbidas. La liberación de este gas es un proceso de dos etapas normalmente modelado como un comportamiento de yacimiento de doble porosidad. Por esta razón las Ecs. 5.1 y 5.2 tienen limitadas aplicaciones para yacimientos no convencionales de gas.

5.2 Yacimientos en capas de carbón y lutitas

Como se mencionó en los capítulos correspondientes, los yacimientos en capas de carbón y lutitas se caracterizan por su naturaleza de doble porosidad (existiendo porosidades tanto primaria como secundaria). De acuerdo con lo establecido con anterioridad, el sistema de porosidad primaria en estos yacimientos está compuesto por poros muy finos. Las dimensiones de estos poros tienen dos importantes consecuencias. Primero, existe una gran superficie interna en la matriz de la porosidad primaria. Esta superficie contiene muchos sitios para potencial adsorción

donde grandes cantidades de gas son almacenadas. En general, la adsorción es el principal mecanismo de almacenamiento de gas en las capas de carbón y las lutitas. Segundo, la permeabilidad del sistema de porosidad primaria es extremadamente baja (en efecto, el sistema de porosidad primaria es tanto impermeable al gas como inaccesible para el agua). El transporte a través del sistema de porosidad primaria es un proceso de difusión.

El gas almacenado por adsorción es típicamente modelado con una adsorción isotérmica (la cantidad de gas en equilibrio con la superficie de la roca como función de la presión y la temperatura). En base a lo presentado en el Capítulo 3 se sabe que la adsorción isotérmica comúnmente usada para yacimientos no convencionales de gas es la propuesta por Langmuir:

$$C_{VE} = \frac{C_{VL}P}{P+P_L}, \quad \text{Ec. 5.3}$$

donde C_{VE} es la adsorción isotérmica en scf/ft³. La adsorción isotérmica puede ser escrita en términos de C_{ME} (lbm mol/ft³), donde:

$$C_{ME} = \left(\frac{p_{sc}}{z_{sc}RT_{sc}} \right) C_{VE}. \quad \text{Ec. 5.4}$$

Si el yacimiento es bajo-saturado ($S_g = 0$ y todo el gas está en estado adsorbido), entonces la adsorción isotérmica debe permanecer constante a la presión de desorción, p_d , donde p_d es menor que la presión inicial del yacimiento. La presión de desorción es la presión a la cual el gas comenzará a desorberse.

Como se discutió con anterioridad, el gas es transportado a través del sistema de porosidad primaria mediante difusión. El transporte de este gas obedece a la primera ley de Fick:

$$q_g = \frac{-DAz_{sc}RT_{sc}}{p_{sc}} \frac{dC_M}{dx}. \quad \text{Ec. 5.5}$$

El sistema de porosidad secundaria de las capas de carbón y las lutitas consiste en el sistema de fracturas naturales inherentes a estos yacimientos. Este sistema de

fracturas actúa como un lavabo para el sistema de porosidad primaria y como un conducto para los pozos.

5.3 Ecuaciones de balance de materia

Una ecuación de balance de materia sobre los sistemas de porosidad primaria y secundaria puede ser obtenida combinando las Ecs. 5.2 y 5.4:

$$G_p = \frac{V_{b2}\phi_i z_{sc} T_{sc}}{p_{sc} T} \left(\left[\frac{(1-S_{wi})p_i}{z_i} + \frac{RT C_{MEi}}{\phi_i} \right] - \left\{ \frac{[1-c_\phi(p_i-p)](1-\bar{S}_w)p}{z} + \frac{RT C_{ME}}{\phi_i} \right\} \right), \quad \text{Ec. 5.6}$$

donde:

$$\bar{S}_w = \frac{S_{wi}[1+c_w(p_i-p)] + \frac{5.615(W_e - W_p B_w)}{V_{b2}\phi_i}}{[1-c_\phi(p_i-p)]}. \quad \text{Ec. 5.7}$$

La Ec. 5.6 se derivó con la asunción de que las fases de gas libre y adsorbido están en equilibrio. Esta asunción hace a la Ec. 5.6 apropiada para volúmenes drenados que han sido puestos en cierre después de un periodo finito de producción o para yacimientos experimentando una rápida desorción/difusión. El primer término en el paréntesis largo se refiere al gas libre; el segundo se refiere al gas adsorbido. El **Apéndice C** proporciona la derivación formal de la Ec. 5.6.

La Ec. 5.7 es una ecuación de balance de materia para la fase agua sobre el sistema de segunda porosidad. Este tratamiento del agua es ligeramente diferente del usado en las ecuaciones convencionales debido a la fase de deshidratación requerida por algunos yacimientos no convencionales de gas. Mientras que las compresibilidades de la formación y el agua pueden ser despreciadas para los yacimientos convencionales de gas, la compactación de la formación y la expansión del agua afectarán significativamente la producción de agua durante la fase de deshidratación.

En cualquier caso, estas ecuaciones pueden ser puestas en la forma familiar:

$$G_p = \frac{V_{b2}\phi_i z_{sc} T_{sc}}{p_{sc} T} \left(\frac{p_i}{z_i^*} - \frac{p}{z^*} \right), \quad \text{Ec. 5.8}$$

donde en el caso general:

$$z^* = z / \{ [1 - c_\phi(p_i - p)](1 - \overline{S_w}) + (zRT C_{ME} / \phi_i p) \} . \quad \text{Ec. 5.9a}$$

La Ec. 5.9 hace uso del hecho de que inicialmente $\overline{S_w} = S_{wi}$. Si una isotérmica tipo Langmuir es usada para describir al gas adsorbido, entonces:

$$z^* = \frac{z}{[1 - c_\phi(p_i - p)](1 - \overline{S_w}) + \frac{z p_{sc} T}{z_{sc} T_{sc} \phi_i (p_L + p)} \frac{C_{VL}}{C_{VL}}} . \quad \text{Ec. 5.9b}$$

Para el caso especial de los yacimientos volumétricos ($W_e = W_p = 0$, $c_\phi = c_w = 0$ y $\overline{S_w} = S_{wir}$). La Ec. 5.9 se convierte:

$$z^* = z / \{ (1 - \overline{S_w}) + (zRT C_{ME} / \phi_i p) \} . \quad \text{Ec. 5.10}$$

Además, para el caso especial de los yacimientos secos ($W_e = W_p = 0$, $\overline{S_w} = S_{wir}$), la Ec. 5.9 se convierte en:

$$z^* = z / \{ [1 - c_\phi(p_i - p)](1 - \overline{S_{wir}}) + (zRT C_{ME} / \phi_i p) \} . \quad \text{Ec. 5.11}$$

Estos casos especiales son identificados porque resultan en una definición de z^* que es estrictamente dependiente de la presión. Consecuentemente, las técnicas de análisis tradicionales p/z son aplicables para estos casos teniendo en cuenta que z^* es sustituida por z . Para el caso general, una técnica de análisis ligeramente más complicada es requerida. Esta técnica es mostrada más adelante.

La saturación de agua promedio ($\overline{S_w}$) ha sido dejado explícita en la Ec. 5.6 para que pueda ser incorporada directamente si existen mediciones disponible de los registros de pozo.

5.4 Solución de la ecuación de balance de materia para yacimientos no convencionales

La inspección de la Ec. 5.8 indica que una gráfica de p/z^* contra la producción acumulada de gas G_p debe ser lineal, de forma análoga a la ecuación para un yacimiento volumétrico convencional, de gas seco. La intersección vertical de la

gráfica p/z^* lleva a una estimación de la presión inicial del yacimiento, mientras que la intercepción horizontal muestra el gas original en sitio. La construcción de una gráfica p/z para un yacimiento convencional es sencilla, ya que z es únicamente función de la composición del gas y la presión. En cambio, la construcción de la gráfica p/z^* para un yacimiento no convencional es más difícil, ya que la función z^* depende no sólo de la composición del gas y la presión, sino también de las propiedades del yacimiento, lo que requiere una solución iterativa.

La función z^* , Ec. 5.9, contiene un término de la saturación de agua en el denominador. La saturación de agua, la Ec. 5.7, a su vez, es una función de varias variables, incluyendo el volumen aparente V_b . El volumen aparente, es calculado a partir de la pendiente de la línea de p/z^* mediante la Ec. 5.12, es:

$$V_b = \frac{1000000 p_{sc} T}{-m \phi_{izsc} T_{sc}}, \quad \text{Ec. 5.12}$$

donde m es la pendiente de la gráfica p/z^* , psia/MMSCF.

Por lo tanto, la solución de la ecuación general de balance de materia para yacimientos no convencionales de gas, es un procedimiento iterativo que comienza con un volumen aparente asumido; la primer suposición puede asumirse tomando en cuenta el radio de drenado de un pozo.

Valores de saturación de agua y z^* son calculados para cada punto de la producción acumulativa utilizando las Ecs. 5.7 y 5.9, respectivamente. La pendiente de la gráfica resultante p/z^* contra la producción de gas acumulada G_p se emplea en la Ec. 5.12 para determinar un nuevo valor de área de drenaje. Este proceso se repite con la nueva área de drenaje hasta que converge.

A partir de la gráfica p/z^* de la iteración final se obtiene el volumen original de gas in-situ, y el valor obtenido se puede comparar con el volumen calculado a partir del método volumétrico.

5.5 Ejemplos ilustrativos

Este ejemplo de un pozo completado en un filón de carbón no identificado fue presentado por el Instituto de Investigación de Gas (Gas Research Institute), GRI por sus siglas en inglés, y utiliza los parámetros del yacimiento recogidos en la **Tabla 5-1**. La **Tabla 5-2** proporciona las propiedades de sorción. Además del punto inicial, producciones acumuladas de gas y agua a dos presiones del yacimiento se presentan en la **Tabla 5-3**. El pozo fue limitado, sin entrada de agua.

Tabla 5-1. Propiedades petrofísicas y PVT (GRI, 1996)

Propiedad	Símbolo usado en texto	Valor	Unidades
Profundidad	-	1000	ft TVD ss
Porosidad inicial	ϕ_i	0.005	fracción
Espesor	h	27	ft
Compresibilidad de la roca	c_ϕ	0.00004	psi ⁻¹
Densidad del agua	-	62.4	lb/ft ³
Compresibilidad del agua	c_w	0.0000032	psi ⁻¹
Factor de volumen de agua	B_g	1	rb/stb
Peso molecular del gas	-	16.04	lb/lb-mol
Presión crítica	-	673.1	psia
Temperatura crítica	-	-115.78	°F
Factores z	z	(A)	fracción
Presión estandar	p_{sc}	14.7	psia
Temperatura estandar	T_{sc}	520	°R
Presión inicial	p_i	1600	psia
Saturación inicial	S_{wi}	1	fracción
Temperatura	T	589.67	°R
Intrusión de agua	W_e	0	bbl

(A) Correlación Hall & Yarborough (**Apéndice D**)

Tabla 5-2. Propiedades de sorción (GRI, 1996).

Propiedad	Símbolo usado en texto	Valor	Unidades
Constante de volumen de Langmuir	C_{VL}	27.0961	SCF/ft ³
Constante de presión de Langmuir	p_L	371	psia

Tabla 5-3. Producción de agua y gas (GRI, 1996).

pwf (psia)	Wp (STB)	Gp (MMSCF)
900	21400	455
490	93500	1162

Radio de drenado = 1300 ft

Tomando como base el radio de drenado:

$$V_b = \pi r_e^2 h$$

$$V_b = \pi(1300^2)(27)$$

$$V_b = 143.3 \text{ MMCFT}$$

Por lo que se propone un $V_b = 140 \text{ MMCFT}$, y la saturación de agua después de que la presión se ha reducido a 900 psia, calculada a partir de la ecuación 5.7 es:

$$\bar{S}_w = \frac{1.0[1 + 3.2 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1}(1600 - 900) \text{ psia}] + \frac{5.615 (0 - 21400) \text{ stb}}{140000000 \text{ ft}^3 \cdot 0.005}}{[1 - 4 \times 10^{-5} \text{ psia}^{-1}(1600 - 900) \text{ psia}]} = 0.8545$$

El valor z^* asociado, de la ecuación 5.9, es:

$$z^* = \frac{0.9276}{[1 - 4 \times 10^{-5} \text{psia}^{-1}(1600 - 900) \text{psia}](1 - 0.8545) + \frac{(0.9276)14.7 \text{psia} * 589.67 \text{ }^\circ\text{R}}{(0.9980)520 \text{ }^\circ\text{R}} \frac{22.0961}{0.005(371 + 900) \text{psia}}}$$

$$z^* = 0.01401$$

Teniendo como resultado:

$$\frac{p}{z^*} = 64232 \text{psia}$$

Tras el agotamiento a 490 psia, la saturación de agua obtenida de la ecuación 5.7 es 0.2653, z^* de la ecuación 5.9 es 0.00945 y el valor resultante de p/z^* es 51876 psia. La gráfica p/z^* inicial se muestra en la **Figura 5.1**. Como el método converge muy rápidamente, los puntos inicial y final están casi superpuestos. La pendiente de una línea de ajuste a través de los tres puntos iniciales es -18.494 psia/mmcf, y de la ecuación 5.12, el volumen aparente asociado es:

$$V_b = \frac{(14.7 \text{psia})(589.67 \text{ }^\circ\text{R})}{(-18.494 \text{psia/mmcf})(0.9988)(520 \text{ }^\circ\text{R})} = 180.628 \text{MMcf}$$

Repitiendo los cálculos con esta nueva estimación del volumen aparente, 180.628 MMcf, la saturación de agua a 900 psia es 0.8942, z^* es 0.01402, y p/z^* es 64195 psia. Tras el agotamiento de 490 psia, la saturación de agua es 0.4419, z^* es 0.00946, y p/z^* es 51789 psia. De la pendiente de la gráfica p/z^* de -18.568 psia/MMcf, el volumen aparente es 179.902 MMcf.

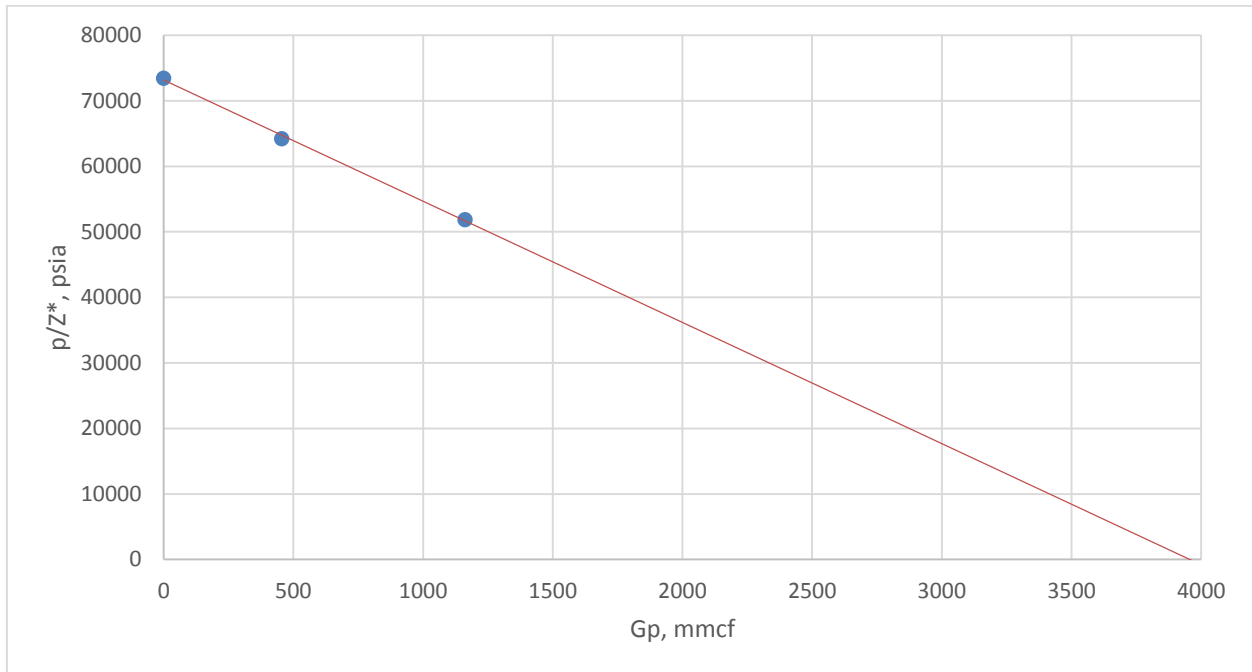


Figura 5-1. Gráfica p/Z^* vs G_p (iteración inicial).

La tercera iteración supone un volumen aparente de 179.902 MMcf. A 900 psia, la saturación de agua es 0.8937, z^* es 0.01402, y p/Z^* es 64.195 psia. Tras el agotamiento a 490 psia, la saturación de agua es 0.4394, z^* es 0.00946, y p/Z^* es 51790 psia. La pendiente de la gráfica p/Z^* de 18.567 psia/MMcf produce un volumen aparente de 179.912 MMcf. Tras una iteración más, se observa que el volumen aparente obtenido, es esencialmente el mismoa que el de la iteración anterior, lo que indica que el método ha convergido. Todos los cálculos se resumen en la **Tabla 5-4**.

Tabla 5-4. Solución iterativa.

		Inicial	1	2
Iteración 1	S_w	1	0.8545	0.2653
	z^*	0.0218	0.01401	0.00945
	p/z^*	73478	64232	51876
	m	-18.494	psia/mmcf	
	V_b	180.628	mmcf	
Iteración 2	S_w	1	0.8942	0.4419
	z^*	0.0218	0.01402	0.00946
	p/z^*	73578	64195	51789
	m	-18.568	psia/mmcf	
	V_b	179.902	mmcf	
Iteración 3	S_w	1	0.8937	0.4394
	z^*	0.0218	0.01402	0.00946
	p/z^*	73578	64195	51790
	m	-18.567	psia/mmcf	
	V_b	179.912	mmcf	
Iteración 4	S_w	1	0.8937	0.4394
	z^*	0.0218	0.01402	0.00946
	p/z^*	73578	64195	51790
	m	-18.567	psia/mmcf	
	V_b	179.912	mmcf	

De la gráfica p/z^* para la iteración final, que se muestra en la **Figura 5-2**, se obtiene un gas original en sitio de 3940 millones de pies cúbicos. Este volumen es 0.5% inferior al OGIP volumétrico de 3957 millones de pies cúbicos calculado a partir de los parámetros indicados en la Tabla 5-1.

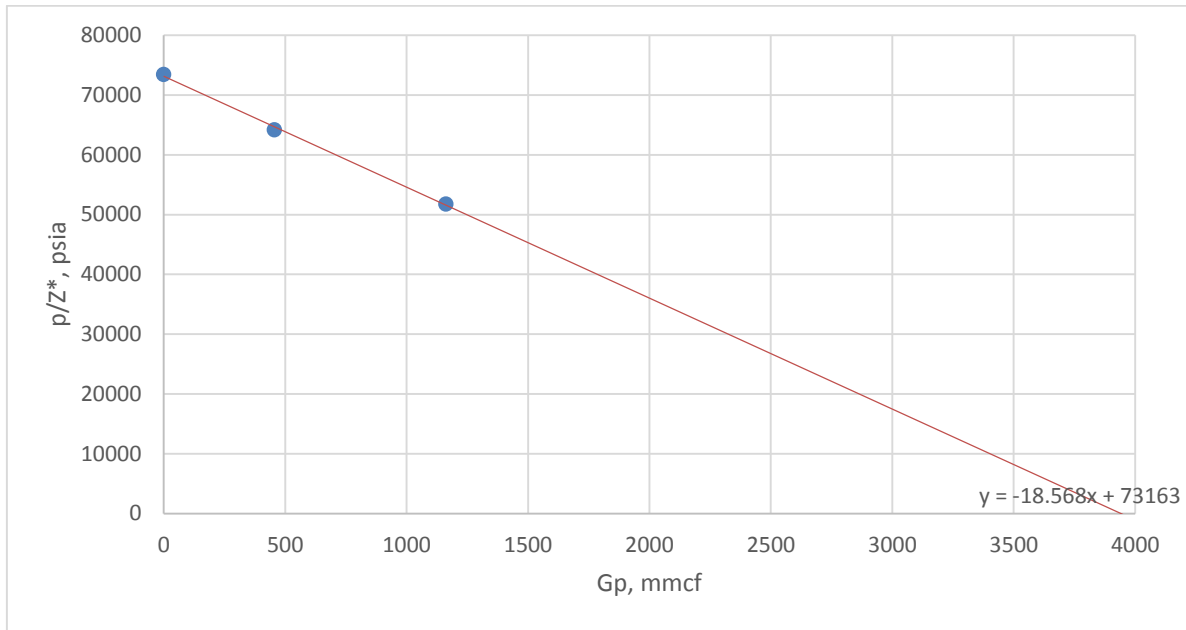


Figura 5-2. Gráfica p/Z^* vs G_p (iteración final).

El siguiente ejemplo de un pozo en carbón en la Cuenca del Río Powder fue presentado por Seidle (2011) y utiliza los parámetros del yacimiento recogidos en la **Tabla 5-5**. La **Tabla 5-6** proporciona las propiedades de sorción. Además del punto inicial, producciones acumuladas de gas y agua a dos presiones del yacimiento correspondientes a tiempos de 180 y 600 días se presentan en la **Tabla 5-7**. Como se muestra en la **Tabla 5-9**, el método converge en cinco iteraciones para un volumen neto de roca de 223.254 mmcf.

Tabla 5-5. Propiedades petrofísicas y PVT (Seidle, 2011).

Propiedad	Símbolo usado en texto	Valor	Unidades
Porosidad inicial	ϕ_i	0.1	fracción
Espesor	h	64	ft
Compresibilidad de la roca	c_{ϕ}	0	psi ⁻¹
Densidad del agua	ρ_w	62.4	lb/ft ³
Compresibilidad del agua	c_w	0.0000032	psi ⁻¹
Factor de volumen de agua	B_g	1	rb/stb
Presión estandar	p_{sc}	14.7	psia
Temperatura estandar	T_{sc}	520	°R
Presión inicial	p_i	153	psia
Saturación inicial	S_{wi}	0.95	fracción
Temperatura	T	524.67	°R
Intrusión de agua	W_e	0	bbl

Tabla 5-6. Propiedades de sorción (Seidle, 2011).

Propiedad	Símbolo usado en texto	Valor	Unidades
Constante de volumen de Langmuir	C_{VL}	3.354	SCF/ft ³
Constante de presión de Langmuir	p_L	394	psia

Tabla 5-7. Producción de agua y gas (Seidle, 2011).

Tiempo (días)	Presión (psia)	Wp (STB)	Gp (MMSCF)
180	138.1	54000	14.321
600	103.1	180000	51.603

Radio de drenado = 1050 ft

La gráfica de p/Z^* para la iteración final (**Figura 5-3**), da como resultado un OGIP de 221.5 millones de pies cúbicos, que es 0.63% menor que el OGIP volumétrico de 222.9 millones de pies cúbicos.

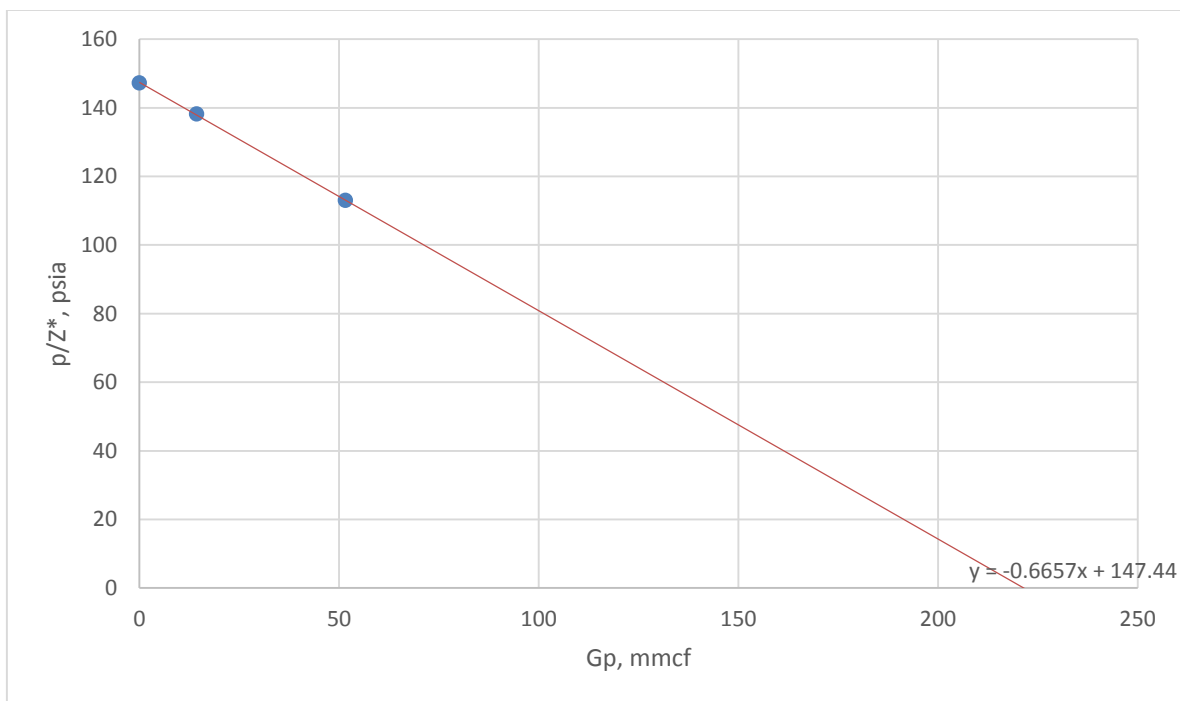
Figura 5-3. Gráfica p/Z^* vs G_p (iteración final).

Tabla 5-8. Solución iterativa.

		Inicial	1	2
Iteración 1	S_w	0.95	0.9371	0.9069
	z^*	1.0390	0.99874	0.91112
	p/z^*	147.2595	138.1747	113.0483
	m	-0.6652	psia/mmcf	
	V_b	223.424	mmcf	
Iteración 2	S_w	0.95	0.9372	0.9072
	z^*	1.0390	0.99882	0.91135
	p/z^*	147.2595	138.1631	113.0194
	m	-0.6657	psia/mmcf	
	V_b	223.243	mmcf	
Iteración 3	S_w	0.95	0.9371	0.9071
	z^*	1.0390	0.99881	0.91132
	p/z^*	147.2595	138.1645	113.0230
	m	-0.6656	psia/mmcf	
	V_b	223.266	mmcf	
Iteración 4	S_w	0.95	0.9371	0.9071
	z^*	1.0390	0.99881	0.91132
	p/z^*	147.2595	138.1644	113.0226
	m	-0.6657	psia/mmcf	
	V_b	223.263	mmcf	
Iteración 5	S_w	0.95	0.9371	0.9071
	z^*	1.0390	0.99881	0.91132
	p/z^*	147.2595	138.1644	113.0226
	m	-0.6657	psia/mmcf	
	V_b	223.264	mmcf	

Nomenclatura del capítulo

$A = \text{Área [ft}^2\text{]}$

$a = \text{Factor de forma [ft}^{-2}\text{]}$

$B_g = \text{Factor de Volumen del Gas [}^{RB}/\text{Mscf]}$

$B_w = \text{Factor de Volumen del agua [}^{RB}/\text{STB]}$

$C = \text{Concentración molar [lb - mol/ft}^3\text{]}$

$C_{ME} = \text{Equilibrio isotérmico [lb - mol/ft}^3\text{]}$

$C_\emptyset = \text{Compresibilidad de poral [psi}^{-1}\text{]}$

$C_w = \text{Compresibilidad del Agua [psi}^{-1}\text{]}$

$D = \text{Coeficiente de difusión [ft}^2/\text{día}]\text{]}$

$G = \text{Volumen Original de Gas in situ [Mscf]}$

$G_d = \text{Volumen de gas desorbido [Mscf]}$

$G_p = \text{Gas producido acumulado [Mscf]}$

$G_1 = \text{Volumen de gas en la primera porosidad [Mscf]}$

$m = \text{Pendiente de la gráfica } p/Z \text{ [}^{scf}/\text{psi}]\text{]}$

$n = \text{Exponente de la isoterma de Freundlich [adimensional]}$

$n_d = \text{Moles del gas desorbido [lb - moles]}$

$n_p = \text{Moles del gas producido [lb - moles]}$

$n_1 = \text{Moles del gas en la primera porosidad [lb - moles]}$

$n_2 = \text{Moles del gas en la segunda porosidad [lb - moles]}$

$P = \text{Presión de yacimiento a un tiempo dado [psia]}$

$P_i = \text{Presión Inicial de Yacimiento [psia]}$

$P_L = \text{Constante de presión de Langmuir [psia]}$

P_{sc} = Presión estándar [psia]

Q_g = Gasto de gas [scf/día]

R = Constante universal del gas [10.73 psia ft³/lb – moles °R]

S_k = Factor de daño [adimensional]

S_{wprom} = Saturación promedio del agua [Fracción]

S_{wi} = Saturación Inicial de Agua congénita [Fracción]

T = Temperatura del yacimiento [°R]

T_{sc} = Temperatura estándar [°R]

t = Tiempo [días]

V = Concentración Volumétrica [scf/ft³]

V_b = Volumen de roca sin fluidos [ft³]

V_{b2} = Volumen de roca sin fluidos en el sistema de la segunda porosidad [ft³]

V_E = Isoterma de adsorción volumétrica [scf/ft³]

V_F = Volumen constante para la isoterma de Freundlich [psi^{1/n}]

V_H = Volumen constante para la isoterma de la ley de Henry [scf/ft³]

V_L = Volumen constante para la isoterma de Langmuir [scf/ft³]

W_e = Entrada de Agua [RB]

W_p = Agua producida acumulada [STB]

z = Factor de compresibilidad del gas [adimensional]

z_{2i} = Factor de compresibilidad del gas para yacimientos no convencionales [adimensional]

\emptyset = Porosidad [fracción]

\emptyset_i = Porosidad inicial [fracción]

Referencias

- Firanda, E., *The Development of Material Balance Equation for Coalbed Methane Reservoirs*. SPE 145382 presented at the 2011 Asian Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Sept. 20-22.
- Gas Research Institute. 1996. *A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering*. GRI Reference No. GRI-94/0397. Chicago: Gas Research Institute.
- Ikoku, C.U., *Natural Gas Reservoir Engineering*, John Wiley and Sons, Inc. New York (1984) p.6.
- King, G.R., *Material-Balance Techniques for Coal Seam and Devonian Shale Reservoirs*, paper SPE 20730 presented at the 1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Sept. 23-26.
- King G.R., *Material balance technique for coal seam and devonian shale gas reservoir with limited water influx*, paper SPE-20730
- Seidle J., *Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering*, Pennwell, Oklahoma (2011), p. 217-227.

Conclusiones y recomendaciones

Uno de los parámetros más importantes de la Ingeniería de Yacimientos es el volumen original in-situ con el que cuenta un yacimiento, ya que una adecuada estimación de éste dará pie a todo un plan de explotación para un yacimiento o campo. Se presenta una ecuación generalizada de balance de materia para estimar el volumen original de gas in-situ en yacimientos de gas en capas de carbono y de shale gas (King, 1990), considerando equilibrio entre las fases de gas libre y gas absorbido. Y se presenta un método gráfico iterativo para dar solución a la ecuación partiendo de un volumen neto de roca propuesto.

El método gráfico se realiza para el análisis de yacimientos no volumétricos introduciendo un término de p/z^* por comodidad para de esta manera poder linealizar la ecuación presentada, de manera análoga a las ecuaciones de balance de materia para yacimientos convencionales. Podemos emplear la ecuación de balance de materia presentada a cualquier yacimiento de gas no volumétrico, es decir, podemos usar esta herramienta para analizar yacimientos de gas convencionales y no convencionales (metano en capas de carbono y gas de lutita).

Se debe tomar en cuenta que el método asume para cuestiones prácticas y para realizar una estimación inicial del volumen original de gas in-situ, que la adsorción ocurre de manera inicial en régimen pseudo estacionario. Si se pretende realizar un análisis más profundo del comportamiento del yacimiento se recomienda hacer uso de simuladores.

Debido a la importancia actual de explotar recursos que en años anteriores no eran tomados en cuenta por no ser tan atractivos económicamente como lo que se venía haciendo en yacimientos convencionales, aunado a los retos tecnológicos que representaba su explotación en el pasado y a la poca información con la que se cuenta en México acerca de los recursos no convencionales, este trabajo pretende servir como antecedente y guía para la estimación del volumen original de gas in-situ en yacimientos de gas no convencionales.

Apéndice A

Propiedades físicas Roca-Fluidos.

A.1 Factor del volumen del gas (B_g)

Es la relación entre el volumen ocupado por el gas a condiciones de yacimiento $V_g@c.y.$ y el volumen ocupado por el gas a condiciones estándar $V_g@c.s.$ Se aplica la ecuación de estado de los gases ideales en condiciones estándar y la ecuación de estado de los gases reales a condiciones de yacimiento y se obtiene:

$$B_g = \frac{V_g@c.y.}{V_g@c.s.} = \frac{p_{sc}Tz}{pT_{sc}}. \quad \text{Ec. A.1}$$

Si sustituimos $p_{sc} = 14.7$ psia y $T_{sc} = 519.7^\circ R$ y si sabemos que 1 Barril = 5.615ft³ tenemos:

$$B_g = 5.03 \frac{Tz}{p} \left[\frac{RB}{Mscf} \right]. \quad \text{Ec. A.2}$$

A.2 Factor del volumen del gas (B_{gi})

Es la relación entre el volumen ocupado por el gas a condiciones de yacimiento $V_{gi}@c.y.$ y el volumen ocupado por el gas a condiciones estándar $V_{gi}@c.s.$

$$B_{gi} = \frac{V_{gi}@c.y.}{V_{gi}@c.s.} = \frac{p_{sc}T_i z_i}{p_i T_{sc}}. \quad \text{Ec. A.3}$$

Si sustituimos $p_{sc} = 14.7$ psia y $T_{sc} = 519.7^\circ R$ y si sabemos que 1 Barril = 5.615ft³ tenemos:

$$B_{gi} = 5.03 \frac{T_i z_i}{p_i} \left[\frac{RB}{Mscf} \right]. \quad \text{Ec. A.4}$$

A.3 Factor de volumen del agua (B_w)

Es la relación entre el volumen ocupado por agua a condiciones de yacimiento $V_w@c.y.$ y el volumen ocupado por agua a condiciones estándar $V_w@c.s.$ Cuando los cambios en la presión y volumen de agua son pequeños se considera $B_w = 1$, considerando que el agua no contiene gas en solución y es incompresible.

A.4 Compresibilidad de la formación (c_f)

La compresibilidad de la formación también llamada compresibilidad de los poros ésta definida como el cambio del volumen poroso con respecto al cambio de la presión.

$$c_f = c_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dp} \right)_T, \quad \text{Ec. A.5}$$

o también se puede expresar como:

$$\Delta V_p = c_f V_p \Delta p. \quad \text{Ec. A.6}$$

También podemos expresarla en término de la porosidad, dado que la porosidad aumenta mientras la presión de poro disminuye. De esta forma:

$$c_f = c_p = \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp}. \quad \text{Ec. A.7}$$

A.5 Compresibilidad del agua (c_w)

El agua que se encuentra dentro del volumen poroso tiende a comprimirse y se representa de la siguiente forma:

$$c_w = -\frac{1}{V_w} \frac{dV_w}{dp}. \quad \text{Ec. A.8}$$

El valor que comunmente se encuentra en la compresibilidad del agua congénita es de 3×10^{-6} (psi^{-1})

A.6 Saturación (S)

Se define como la fracción que ocupa un fluido dentro del volumen poroso. Conociendo esta fracción y el volumen poroso podemos entonces estimar volumétricamente la cantidad de fluido existente almacenado en el yacimiento.

La saturación se puede definir como:

$$S_f = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{volumen poroso efectivo de la roca}} , \quad \text{Ec. A.9}$$

donde S_w es la saturación de agua congénita, S_g es la saturación de gas, y S_o es la saturación de aceite o de condensados del gas, entonces:

La saturación del agua congénita es:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} . \quad \text{Ec. A.10}$$

La saturación del gas es:

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} . \quad \text{Ec. A.11}$$

La saturación de aceite o gas y condensado es:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} . \quad \text{Ec. A.12}$$

A.7 Factor de compresibilidad del gas (z)

Es la relación del volumen que ocupa realmente el gas a ciertas condiciones de presión y temperatura con respecto al volumen que ocuparía ese mismo gas pero con un comportamiento ideal.

$$z = \frac{\text{Volumen real ocupado por gas a cierta p y T}}{\text{Volumen ideal ocupado por gas a cierta p y T}} . \quad \text{Ec. A.13}$$

A.10 Porosidad (\emptyset)

Este parámetro se define como la relación que existe entre el volumen poroso y el volumen total del yacimiento que incluye el volumen poroso y el volumen de la roca.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_T} \quad \text{Ec. A.14}$$

La porosidad es un indicador de la cantidad de fluidos que puede almacenar la roca. Para conocer los valores de la porosidad se realizan pruebas a núcleos del yacimiento. La porosidad la mostramos en fracción en la industria petrolera.

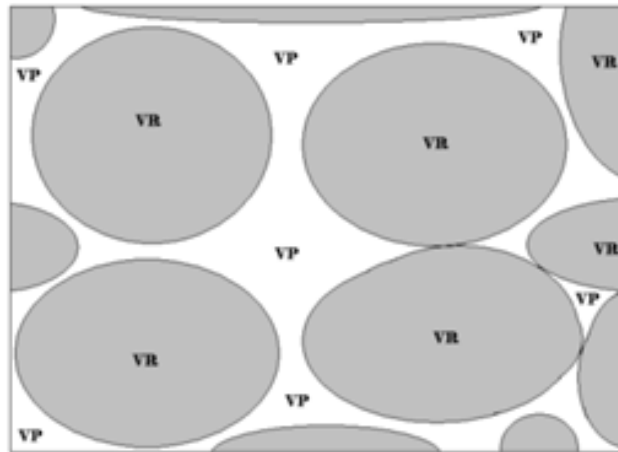


Figura A-2. Esquema macroscópico de la distribución del volumen poroso (VP) y el volumen de roca (VR).

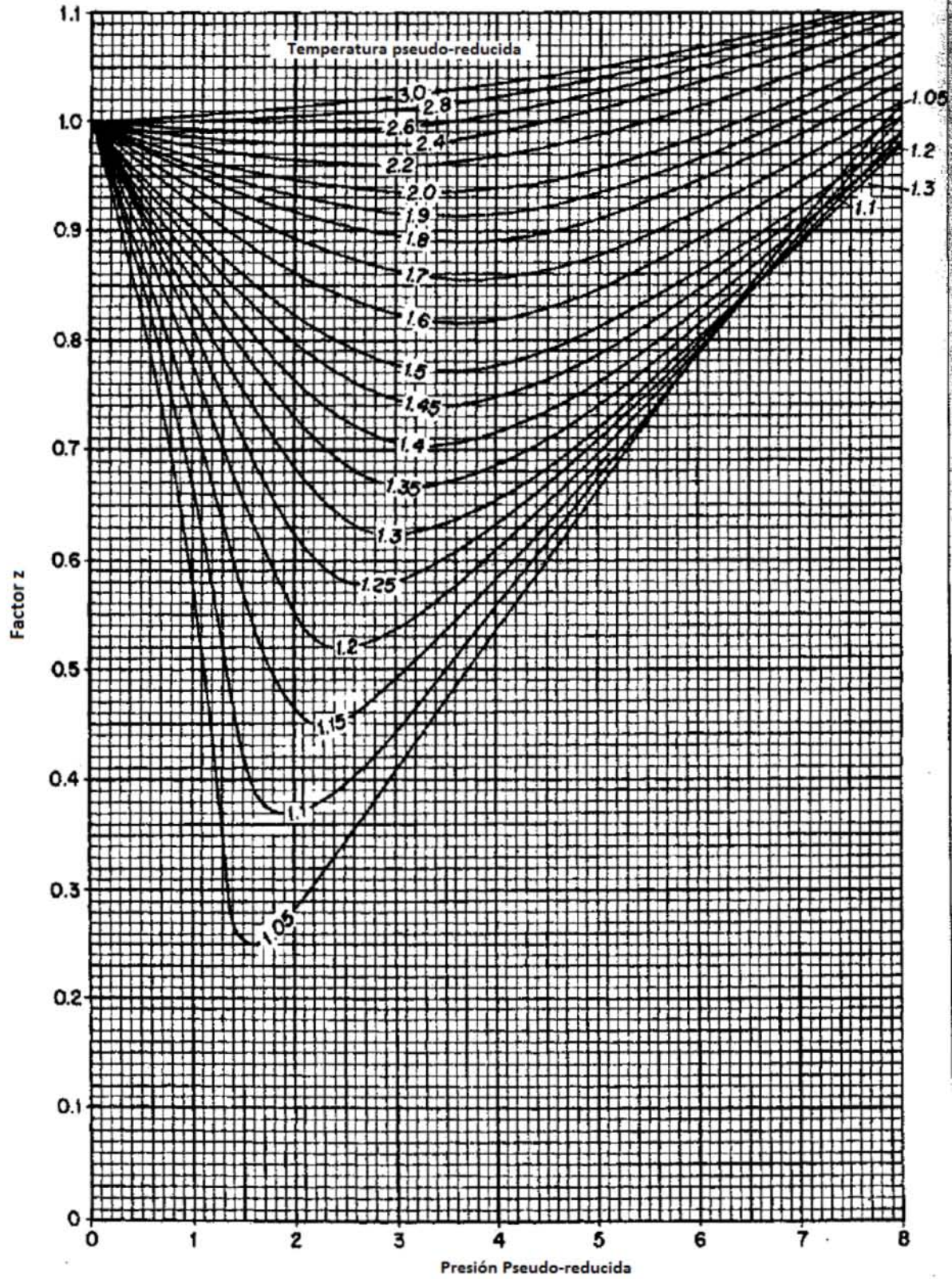


Figura A-1. Correlación de Standing y Katz para el factor de compresibilidad del gas (z).

Apéndice B

Partiendo de la ecuación de balance de materia general para yacimientos convencionales de gas tenemos:

$$G_p = \frac{G(B_g - B_{gi}) - 5.615(W_e - W_p B_w)}{B_g} \quad \text{Ec. B.1}$$

De la definición de G y B_g tenemos:

$$G_p = \frac{z_{sc} T_{sc} p}{z T p_{sc}} \left[\frac{(1 - S_{wi}) V_{b2} \phi_i}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) - 5.615(W_e - W_p B_w) \right] \quad \text{Ec. B.2a}$$

Reordenando, la Ec. B.2a se puede escribir como:

$$G_p = \frac{z_{sc} T_{sc} p}{z T p_{sc}} \left[(1 - S_{wi}) V_{b2} \phi_i \frac{B_g}{B_{gi}} - (1 - S_{wi}) V_{b2} \phi_i - 5.615(W_e - W_p B_w) \right] \quad \text{Ec. B.2b}$$

Sabiendo que $\left(\frac{B_g}{B_{gi}} = \frac{p_i z}{z_i p} \right)$ y sustituyendo en la Ec. B.2b tenemos:

$$G_p = \frac{z_{sc} T_{sc}}{T p_{sc}} \left[\frac{p_i}{z_i} [(1 - S_{wi}) V_{b2} \phi_i] - \frac{p}{z} [(1 - S_{wi}) V_{b2} \phi_i - 5.615(W_e - W_p B_w)] \right] \quad \text{Ec. B.3}$$

Apéndice C

El balance de materia a través de la porosidad primaria o el sistema natural de fracturas se puede escribir como:

$$n_p = n_{2i} + n_{1i} - (n_2 + n_1). \quad \text{Ec. C.1}$$

La ecuación de los gases reales se puede emplear para definir el volumen de gas libre:

$$\frac{G_p P_{sc}}{Z_{sc} R T_{sc}} = \frac{V_{b2} \phi_i (1 - S_{wi}) P_i}{Z_i R T} + n_{1i} - \left(\frac{V_{b2} \phi (1 - S_{wprom}) P}{Z R T} + n_1 \right). \quad \text{Ec. C.2}$$

En condiciones de equilibrio, el gas almacenado en la matriz de la porosidad primaria puede ser calculado empleando el equilibrio isotérmico:

$$\frac{G_p P_{sc}}{Z_{sc} R T_{sc}} = \frac{V_{b2} \phi_i (1 - S_{wi}) P_i}{Z_i R T} + V_{b2} C_{MEi} - \left(\frac{V_{b2} \phi (1 - \bar{S}_w) P}{Z R T} + V_{b2} C_{ME} \right). \quad \text{Ec. C.3}$$

Resolviendo para G_p tenemos:

$$G_p = \frac{V_{b2} \phi_i Z_{sc} T_{sc}}{P_{sc} T} \left[\left[\frac{(1 - S_{wi}) P_i}{Z_i} + \frac{R T C_{MEi}}{\phi_i} \right] - \left[\frac{\phi (1 - \bar{S}_w) P}{\phi_i Z} + \frac{R T C_{ME}}{\phi_i} \right] \right]. \quad \text{Ec. C.4}$$

La compresibilidad del espacio poroso está dada por:

$$c_\phi = \frac{1}{\phi_i} \frac{d\phi}{dp}. \quad \text{Ec. C.5}$$

Resolviendo para $\frac{\phi}{\phi_i}$ tenemos:

$$\frac{\phi}{\phi_i} = 1 - c_\phi (p_i - p). \quad \text{Ec. C.6}$$

Sustituyendo la Ec. C.6 en la Ec. C.4 se tiene:

$$G_p = \frac{V_{b2} \phi_i Z_{sc} T_{sc}}{P_{sc} T} \left[\left[\frac{(1 - S_{wi}) P_i}{Z_i} + \frac{R T C_{MEi}}{\phi_i} \right] - \left[\frac{[1 - c_\phi (p_i - p)] (1 - \bar{S}_w) P}{Z} + \frac{R T C_{ME}}{\phi_i} \right] \right]. \quad \text{Ec. C.7}$$

Apéndice D

Hall y Yarboroug basados en la ecuación de estado de Staling-Carnahan desarrollaron las siguientes ecuaciones para el cálculo de z :

$$z = \frac{0.06125 p_{sr} t e^{-1.2(1-t)^2}}{y}, \quad \text{Ec. D.1}$$

donde;

t : Recíproco de la temperatura seudorreducida, $t = T_{sc}/T$

y : Densidad reducida, la cual se obtiene a partir de la solución de la siguiente ecuación:

$$-Ap_{sr} + \frac{y+y^2+y^3-y^4}{(1-y)^3} - By^2 + Cy^D = 0, \quad \text{Ec. D.2}$$

donde:

$$A = 0.06125 p_{sr} t e^{-1.2(1-t)^2}, \quad \text{Ec. D.3}$$

$$B = 14.76 t - 9.76t^2 + 4.58t^3, \quad \text{Ec. D.4}$$

$$C = 90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3, \quad \text{Ec. D.5}$$

$$D = 2.18 + 2.82t. \quad \text{Ec. D.6}$$