

**ESTUDIO COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE UN
YACIMIENTO DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN BAJO
DIFERENTES CONFIGURACIONES DE POZO**

ALFONSO RAFAEL FRAGOSO AMAYA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**ESTUDIO COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE UN
YACIMIENTO DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN BAJO
DIFERENTES CONFIGURACIONES DE POZO**

ALFONSO RAFAEL FRAGOSO AMAYA

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos**

Director

**WILLIAM NAVARRO GARCÍA
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A mi papá Alfonso Fragoso, la persona que más se alegra con mis triunfos y más sufre con mis derrotas; no sabes cuánto he esperado el momento de ver la sonrisa en tu rostro al verme recibir el diploma SUMMA CUM LAUDE. Gracias por tu amor, por consentir mis caprichos, que a veces no lo son tanto y por tu apoyo incondicional. Mi abuela tiene razón: yo soy noble...igual a ti.

Al mejor ser humano que he conocido, mi mamá Betty Amaya Vega (q.e.p.d.). Mami aunque no estés físicamente conmigo sigues siendo mi fortaleza e inspiración. Gracias por enseñarme tantas cosas de la vida con tus sabios consejos pero sobre todo con tu ejemplo, por el amor que me sigues brindando desde la eternidad y por esa familia tan bonita que me diste con Papi. Cuánto daría por tocar mi acordeón una vez más para ti. Te amo, te extraño.

A la Barbie de mi corazón, mi hermanita, Elia Mercedes. Estoy y estaré eternamente agradecido contigo y con mi amigo y compadre Rafa Aragón por cuidar con tanto esmero a mi mamá durante su enfermedad. Gracias doy a Dios y a mis padres por darme el privilegio de tener una hermana como tú, mi amiga desde niño, mi consejera: ¡En tus palabras siempre reina la razón!

A Gissela Mogollón mi “Gorda”. Puntual como siempre, llegaste a mi vida cuando más te necesitaba, de verdad, creo que Dios te envió a acompañarme en estos tiempos tan difíciles para mí. Gracias por tu amor incondicional, por tu paciencia, por compartir tus alegrías y tristezas conmigo, y de nuevo, gracias por estar a mi lado en los momentos en que todo era oscuridad.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser mi guía, por permitirme estudiar esta maravillosa carrera y alcanzar una meta más en mi vida

Al ingeniero William Navarro García, por su disponibilidad, por su invaluable ayuda en el desarrollo de este proyecto, por sus recomendaciones y sugerencias y sobre todo, por compartir conmigo sus conocimientos y su experiencia.

A la Universidad Industrial de Santander, en especial al cuerpo de profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por brindarme la mejor formación académica y humana que he podido encontrar.

A mi acordeón, mi amigo y confidente, quien tantas veces ha convertido en sueños mis desvelos.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. GAS ASOCIADO AL CARBÓN	19
1.1 COMPARACIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN Y UN YACIMIENTO CONVENCIONAL	19
1.1.1 Composición del Gas	20
1.1.2 Adsorción	21
1.1.3 Producción de Agua	22
1.1.4 Flujo de Gas	23
1.1.5 Propiedades Físicas de la Roca	23
1.1.6 Contenido de Gas	24
1.1.7 Rango del Carbón	25
1.1.8 Producción de Gas	25
2. EL CARBÓN COMO YACIMIENTO	28
2.1 PETROLOGÍA DEL CARBÓN	28
2.1.1 Origen y Formación del Carbón	29
2.1.2 Propiedades Físicas y Químicas del Carbón	30
2.1.3 Descripción Física de los Corazones	35
2.1.4 Rango del Carbón	35
2.1.5 La Naturaleza de la Porosidad en el Carbón	37
2.1.6 Cleats y Permeabilidad	38
2.1.7 Influencia del Rango en las Cleats del Carbón	39
2.1.8 Gas en el Carbón	39
2.2 GEOLOGÍA DEL CARBÓN	47
2.2.1 La Sedimentación del Carbón	48
2.2.2 La Permeabilidad a Partir de Fallas y la Estructura	50
2.2.3 Esfuerzos y Barreras de Esfuerzos	51

2.2.4 Hidrología.....	52
3. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS PARA EL CARBÓN	55
3.1 MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE EN EL CARBÓN	55
3.1.1 Estructura del Carbón.....	55
3.1.2 Mecanismos de Almacenamiento.....	57
3.1.3 Mecanismos de Transporte.....	60
3.1.4 Perfil de Producción de los Pozos.....	66
3.2 PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN	69
3.2.1 Esfuerzo Efectivo.....	69
3.2.2 Permeabilidad y Porosidad del Sistema de Fracturas y Compresibilidad del Volumen Poroso	70
3.2.3 Saturación y Saturación Normalizada	75
3.2.4 Presión Capilar.....	76
3.2.5 Permeabilidad Relativa.....	77
4. TIPOS DE POZOS PERFORADOS EN YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN	80
4.1 POZOS VERTICALES.....	80
4.2 POZOS HORIZONTALES	80
4.3 POZOS MULTILATERALES.....	84
4.4 POZOS ESPINA DE PESCADO (PINNATE WELLS).....	84
5. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	88
6. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO BAJO LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES DE POZO	92
6.1 SENSIBILIDAD A LAS DIMENSIONES DEL POZO.....	102
6.1.1 Pozo Horizontal.....	102
6.1.2 Pozo Bilateral	102
6.1.3 Pozo Trilateral	105

6.1.4 Pozo <i>Quadlateral</i>	105
6.1.5 Pozo <i>Pinnate</i>	105
6.2 SENSIBILIDAD A LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	111
6.2.1 Permeabilidad Vertical.....	111
6.2.2 Permeabilidad Horizontal	113
6.2.3 Área de Drenaje	114
6.2.4 Tiempo de Desorción	116
6.2.5 Contenido de Gas.....	118
6.2.6 Espesor de la Formación.....	120
7. ANÁLISIS ECONÓMICO	122
7.1 PERMEABILIDAD VERTICAL	123
7.2 PERMEABILIDAD HORIZONTAL.....	124
7.3 ÁREA DE DRENAJE	125
7.4 TIEMPO DE DESORCIÓN	125
7.5 CONTENIDO DE GAS.....	126
7.6 ESPESOR DE LA FORMACIÓN	127
CONCLUSIONES	129
RECOMENDACIONES	131
BIBLIOGRAFÍA	132
ANEXO A.....	134

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Composición del Gas Asociado al Carbón.....	21
Tabla 2. Rango del Carbón.....	26
Tabla 3. Propiedades Geológicas Importantes que Influyen en el Gas In-Place y en el Potencial de Producción de los Yacimientos de Gas Asociado a Mantos de Carbón.....	29
Tabla 4. Clasificación de los Pozos Horizontales y Especificaciones de Pozo	82
Tabla 5. Parámetros de Entrada Para el Modelo Conceptual de CBM.....	91
Tabla 6. Factores de Recobro Finales	97
Tabla 7. Valores Asignados al Contenido de Gas en la Sensibilidad.....	118

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. El Proceso de Análisis Proximo	31
Figura 2. Relación Entre la Densidad Aparente y El Rango del Carbón	33
Figura 3. Resistencia a la Compresión del Carbón.....	34
Figura 4. Cross-Plot del Rango del Carbón y la Frecuencia de Cleats	40
Figura 5. Contenido de Metano Producible Máximo Estimado a Partir de la Profundidad y el Rango	43
Figura 6. Comparación de los Resultados del Método Directo y las Emisiones de Metano	44
Figura 7. Relación del Carbono Fijo con la Adsorción de Metano	46
Figura 8. Sistema de Doble Porosidad del Carbón	56
Figura 9. Proceso de Transporte del Gas en Yacimientos de Gas Asociado al Carbón	57
Figura 10. Comparación del Gas-In-Place Para un Manto de Carbón y una Arena de Gas Convencional Como una Función de la Presión.....	58
Figura 11. Isotermas de Desorción Típicas Como una Función del Rango del Carbón	59
Figura 12. Difusión Molecular de Metano en la Matriz de Carbón	62
Figura 13. Comparación de las Curvas de Permeabilidad Relativa Gas-Agua Simuladas y las Curvas Obtenidas en el Laboratorio, Carbón Mary Lee en la Cuenca Warrior.....	66
Figura 14. Perfiles Típicos de Producción de Gas Asociado a Mantos de Carbón Para Tasas de Gas y Agua: Tres Fases de Vida Productiva	67
Figura 15. <i>Single Pinnate</i>	85
Figura 16. <i>Quad Pinnate</i>	86
Figura 17. Comparación de la Producción de un Pozo Vertical y un Pozo <i>Pinnate</i> en la Cuenca Central de los Apalaches	87

Figura 18. Grid del Modelo Conceptual de Simulación	88
Figura 19. Curvas de Permeabilidad Relativa	89
Figura 20. Isotherma de Desorción del Yacimiento Conceptual	90
Figura 21. Pozo Horizontal.....	92
Figura 22. Pozo Bilateral.....	93
Figura 23. Pozo Trilateral.....	93
Figura 24. Pozo <i>Quadlateral</i>	94
Figura 25. Pozo <i>Pinnate</i>	94
Figura 26. Tasa de Producción de Gas vs Tiempo Para las Diferentes Configuraciones de Pozo.....	98
Figura 27. Tasa de Producción de Agua vs Tiempo Para las Diferentes Configuraciones de Pozo.....	99
Figura 28. Producción Acumulada vs Tiempo Para las Diferentes Configuraciones de Pozo.....	100
Figura 29. Factor de Recobro vs Tiempo Para las Diferentes Configuraciones de Pozo.....	101
Figura 30. Factor de Recobro Para Pozos Horizontales de Diferentes Longitudes	103
Figura 31. Variación del Factor de Recobro Para Pozos Bilaterales Según la Distancia Entre Laterales.....	104
Figura 32. Variación del Factor de Recobro Para Pozos Trilaterales Según la Distancia Entre Laterales.....	106
Figura 33. Variación del Factor de Recobro Para Pozos <i>Quadlateral</i> Según la Distancia Entre Laterales.....	107
Figura 34. Variación del Factor de Recobro Para Pozos <i>Pinnate</i> Según la Distancia Entre Laterales.....	108
Figura 35. Pozos <i>Pinnate</i> con Separaciones Entre Laterales de 600 Pies (4 Laterales) y 360 Pies (6 Laterales)	109
Figura 36. Variación del Factor de Recobro Para Pozos <i>Pinnate</i> Según el Ángulo Formado Por los Laterales y el Brazo Principal	110

Figura 37. Factor de Recobro vs Permeabilidad Vertical	112
Figura 38. Factor de Recobro vs Permeabilidad Horizontal.....	113
Figura 39. Factor de Recobro vs Área de Drenaje.....	115
Figura 40. Producción Acumulativa de Gas vs Área de Drenaje	115
Figura 41. Factor de Recobro vs Tiempo de Desorción.....	117
Figura 42. Tasa de Producción de Gas del Esquema Bilateral Para Distintos Tiempos de Desorción	117
Figura 43. Factor de Recobro vs Contenido de Gas.....	119
Figura 44. Producción Acumulativa de Gas vs Contenido de Gas.....	119
Figura 45. Factor de Recobro vs Espesor de la Formación.....	120
Figura 46. Producción Acumulativa de Gas vs Espesor de la Formación.....	121
Figura 47. Valor Presente Neto vs Permeabilidad Vertical	123
Figura 48. Valor Presente Neto vs Permeabilidad Horizontal	124
Figura 49. Valor Presente Neto vs Área de Drenaje	125
Figura 50. Valor Presente Neto vs Tiempo de Desorción	126
Figura 51. Valor Presente Neto vs Contenido de Gas	127
Figura 52. Valor Presente Neto vs Espesor de la Formación	128

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. MODELAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN EN GEM (COMPUTER MODELING GROUP).....	134
--	------------

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN BAJO DIFERENTES CONFIGURACIONES DE POZO*.

AUTOR: ALFONSO RAFAEL FRAGOSO AMAYA[†]

PALABRAS CLAVE: Gas Asociado al Carbón, Configuración de Pozo, Pozo Multilateral, Simulación de Yacimientos, Sensibilidad de Parámetros, Adsorción, Difusión.

DESCRIPCIÓN

Debido a la complejidad del proceso de producción del gas asociado a mantos carbón, la necesidad de drenar el agua presente en las fracturas y la baja permeabilidad de estos yacimientos, con frecuencia los pozos verticales resultan ineficientes para explotarlos, siendo necesario recurrir a esquemas de pozo horizontales y multilaterales; por lo tanto, es importante determinar el comportamiento de producción de los yacimientos de CBM bajo las diferentes configuraciones de pozo y la forma como varía este comportamiento de acuerdo a las propiedades del yacimiento. En este proyecto se utilizaron las técnicas de simulación numérica para alcanzar tal fin.

Inicialmente se construyó un modelo conceptual de simulación, asignando valores promedio obtenidos de la literatura a las propiedades del yacimiento; posteriormente se hicieron corridas de simulación en GEM (Computer Modeling Group, CMG) las cuales se dividieron en tres etapas: en la primera etapa se varió el esquema de pozo (vertical, vertical fracturado, horizontal, bilateral, trilateral, *quadlateral*, *pinnate*) para analizar el desempeño de cada configuración en estos yacimientos. La segunda etapa fue un estudio de sensibilidad a las dimensiones de los diferentes esquemas de pozo, y en la tercera etapa se hizo una sensibilidad a las propiedades más importantes del yacimiento: permeabilidad vertical, permeabilidad horizontal, área de drenaje, tiempo de desorción, contenido inicial de gas y espesor de la formación, para determinar la influencia de las mismas en el comportamiento de producción de los pozos. Adicionalmente se aplicó el concepto de valor presente neto con el fin de establecer los beneficios económicos que se obtienen con cada esquema y la forma como este beneficio se ve afectado por las propiedades del yacimiento.

*Proyecto de Grado

[†] Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: William Navarro García.

ABSTRACT

TITLE: COMPARATIVE STUDY OF THE PRODUCTION BEHAVIOR OF A COALBED METHANE RESERVOIR UNDER DIFFERENT WELL CONFIGURATIONS[‡].

AUTHOR: ALFONSO RAFAEL FRAGOSO AMAYA[§]

KEY WORDS: Coalbed Methane, Well Configuration, Multilateral Well, Reservoir Simulation, Sensitivity Analysis, Adsorption, Diffusion.

DESCRIPTION

Due to the complexity of the coalbed methane production process, the need to drain the water present in the fractures and the low permeability of these reservoirs, often vertical wells are inefficient for the purpose of exploitation, being necessary to appeal to horizontal and multilateral wells; therefore, it is important to determine the CBM reservoirs production behavior under the different wells configurations and how it varies according to the reservoir properties. In this project, we used the numerical simulation techniques to achieve this purpose.

Initially it was built a conceptual simulation model, assigning average values obtained from the literature to the reservoir properties; later simulation runs were made in GEM (Computer Modeling Group, CMG) which were divided into three stages: in the first stage the well pattern (vertical, vertical fractured, horizontal, bilateral, trilateral, quadlateral, pinnate) was varied to analyze the performance of each well configuration in these fields. The second phase was a sensitivity analysis to the dimensions of the various well patterns, and in the third stage was made a sensitivity to the most important reservoir properties: vertical permeability, horizontal permeability, drainage area, desorption time, initial gas content and formation thickness, in order to determine the influence of these properties in the wells production behavior. In addition, the concept of net present value was applied in order to establish the economic benefits of each well pattern and how this benefit is affected by the reservoir properties.

[‡]Graduation Project

[§]Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: William Navarro García

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de energía en el mundo, y la continua depleción de los yacimientos convencionales de hidrocarburos, hacen necesaria la búsqueda constante de nuevas fuentes de los mismos, y aquellas llamadas no convencionales y que en el pasado eran vistas como poco rentables e innecesarias hoy cobran importancia.

Nombres como crudo extrapesado, arenas bituminosas, gas en mantos de carbón, yacimientos de muy baja porosidad e hidratos de gas, se toman la literatura después de haber sido olvidados durante un tiempo, y los esfuerzos por “aclimatar” la tecnología a ellos son cada vez más evidentes.

Los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón (CBM) han sido explotados durante décadas en Estados Unidos; sin embargo, su potencial como una fuente de energía para el mundo solo ha sido considerado en los últimos años, extendiéndose el interés por su explotación a otros países como Canadá, Australia y Reino Unido.

Colombia es un país con grandes reservas de carbón y por lo tanto la posibilidad de tener grandes reservas de CBM son altas; pese a esto, el interés por este recurso ha sido prácticamente nulo y solo se han realizado estudios en unos pocos mantos sin ningún aprovechamiento hasta el momento, por lo tanto, la industria nacional y la academia deben concentrar parte de sus esfuerzos en el desarrollo de esta inminente riqueza.

Los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón son yacimientos

naturalmente fracturados, con doble porosidad pero con una permeabilidad en la matriz prácticamente nula, por lo tanto el flujo se da exclusivamente desde la matriz a la fractura por difusión y desde la fractura a los pozos por ley de Darcy.

Debido a las particulares características de este tipo de yacimientos, la producción resulta ser más compleja que en los yacimientos convencionales, siendo en ocasiones necesario recurrir a esquemas de pozo multilaterales para poderlos explotar económicamente, ya que los pozos verticales e incluso horizontales muchas veces no producen a tasas rentables.

Determinar el esquema de pozo adecuado para un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón es una labor fundamental para la apropiada explotación de estos yacimientos, y conocer su comportamiento bajo cada uno de los posibles esquemas facilita un poco esta compleja labor. En este proyecto se utiliza la simulación de yacimientos para determinar el desempeño de las distintas configuraciones de pozo en la producción de CBM.

1. GAS ASOCIADO AL CARBÓN¹

El Gas asociado al carbón (CBM por sus siglas en inglés) es el gas producido de los mantos de carbón. El gas generado por la maduración térmica del carbón es almacenado en la matriz del carbón como gas adsorbido (por lo tanto, el carbón cumple la función tanto de roca generadora como de roca reservorio) y se mantiene en este estado debido a la presión hidráulica. Algunas veces el carbón genera más gas del que puede mantener y este gas puede ser una fuente para trampas cercanas en otro tipo de yacimientos. Así, la matriz de carbón actúa como la roca reservorio primaria, con almacenamiento secundario en las fracturas como gas libre o como gas en solución en el agua.

Históricamente, las emisiones de gas del carbón han sido un estorbo y un peligro para la seguridad durante las operaciones de minería del carbón, causando numerosas explosiones y muertes. Pero en la actualidad, el gas asociado al carbón es una fuente cada vez más importante en la producción de gas natural en el mundo, con muchos países desarrollando activamente esta fuente de energía no convencional.

1.1 COMPARACIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN Y UN YACIMIENTO CONVENCIONAL

Las técnicas de perforación y producción de la industria del petróleo y gas fueron empleadas inicialmente para extraer metano del carbón. Sin embargo, diferencias significativas en las propiedades de yacimiento, mecanismos de almacenamiento

¹ ROGERS, R., RAMURTHY, M., RODVELT, G., y MULLEN, M. Coalbed Methane: Principles and Practices. Halliburton, 2007. 504 p.

del gas, fenómeno de transporte del gas, depleción y manejo de aguas, han exigido innovaciones y cambios en los procedimientos convencionales.

La evolución en la producción de CBM es un proceso único. La investigación detrás de estas innovaciones ha añadido conocimientos frecuentemente aplicables a las operaciones del petróleo y gas convencional, como es ilustrado por dos ejemplos. En primer lugar, la minería proporciona, por primera vez, un estudio visual de las fracturas hechas en operaciones de fracturamiento hidráulico. En segundo lugar, los efectos de los esfuerzos in-situ y las propiedades extremas de la roca en el comportamiento del yacimiento de carbón son tan importantes, que su estudio ha aumentado considerablemente el conocimiento que se tiene de los yacimientos petrolíferos.

1.1.1 Composición del Gas

El gas producido de mantos de carbón puede tener inicialmente un mayor contenido de metano que el gas producido a partir de yacimientos convencionales. El etano y otros hidrocarburos saturados más pesados son adsorbidos más fuertemente que el metano; en consecuencia, no pueden ser desorbidos tan fácilmente como este último. Análisis de gases producidos a partir del campo de carbón *Oak Grove* de la cuenca *Warrior* y de la veta *D* de la cuenca *Piceance* se muestran en la Tabla 1. Como puede observarse, la composición del gas de la cuenca *Warrior* es alta en metano y baja en etano, pero el contenido de nitrógeno es 3.40%. El Nitrógeno es adsorbido con menos fuerza que el metano.

La Tabla 1 muestra que el carbón de la cuenca *Piceance* tiene un contenido de dióxido de carbono relativamente alto: 6.38%, tal como su cuenca hermana, *Uinta* y otros carbones del oeste de los Estados Unidos. Se supone que el alto contenido de CO₂ en los carbones *Fruitland* de la parte noroccidental de la cuenca *San Juan*

proviene de fuentes biogénicas de épocas recientes como consecuencia de la entrada de bacterias con aguas meteóricas.

Tabla 1. Composición del Gas Asociado al Carbón

Componente	Composición de la veta <i>Mary Lee</i> de la cuenca <i>Warrior</i> (%molar)	Composición de la veta <i>D</i> de la cuenca <i>Piceance</i> (%molar)
Metano	96.2	90.25
Etano	0.01	2.66
Dióxido de Carbono	0.1	6.38
Nitrógeno	3.4	--
Hidrógeno	0.01	--
Helio	0.26	--
C ₃₊	0.71	0.71
BTU/scf	978	--

Fuente: ROGERS, R. et al. Coalbed Methane Principles and Practices. Halliburton, 2007

El gas producido en las dos cuencas de los Apalaches tiene composiciones similares a la de la cuenca *Warrior*. Por lo tanto, las facilidades de superficie para eliminar los contaminantes son una excepción a la regla. El gas asociado al carbón es normalmente de alta calidad, adecuado para entrar directamente en tuberías de gas natural.

1.1.2 Adsorción

El mecanismo por el cual los gases hidrocarburos son almacenados en los yacimientos de carbón, contrasta con el mecanismo de almacenamiento de gas en los yacimientos convencionales. En lugar de ocupar los espacios vacíos como un gas libre entre los granos de arena, el metano es “sujetado” a la superficie sólida del carbón por adsorción en numerosos microporos. El área superficial

desmesuradamente grande dentro de los microporos y la proximidad de las moléculas de metano en las superficies sólidas internas permiten que volúmenes sorprendentemente grandes de gas sean almacenados en el carbón. Algo de gas libre existe en las fracturas naturales del carbón y cierto metano se disuelve en las aguas en el carbón, pero la mayor parte del metano proviene de los microporos. El mecanismo de adsorción crea la paradoja del alto almacenamiento de gas en una roca reservorio de porosidad menor a 2.5%.

1.1.3 Producción de Agua

Otra característica contrastante de la producción de CBM es la prolífica generación de aguas de formación en las fracturas naturales en el carbón. Estas aguas deben eliminarse antes de que el metano pueda ser desorbido en la vida productiva temprana de un pozo. Los grandes volúmenes de agua en el primer o segundo año de producción, disminuyen posteriormente a relativamente pequeños volúmenes en la vida restante del pozo, que podría ser de 20 años. En contraste, los yacimientos de gas convencional tendrían el agua connata de los espacios porosos mantenida inmóvil y no se esperaría que el agua fuera producida en cantidad con el gas hasta la invasión del agua del acuífero, lo que marca una inminente declinación de la producción de gas.

El costo inicial para disponer de grandes volúmenes de agua en la vida temprana del pozo de CBM puede ser alto, pero disminuye rápidamente en lo sucesivo. Por ejemplo, la producción de agua en la cuenca *Warrior* tiene una caída dramática de 70–90% después de los primeros 1–2 meses. La tasa de producción de agua disminuirá posteriormente lentamente a algún valor bajo de estado estable. Los gastos iniciales de tratamiento y disposición de grandes cantidades de agua, así como los asuntos ambientales de la eliminación, son factores importantes que deben ser tenidos en cuenta al explotar CBM.

Excepciones al patrón de producción de agua en mantos de carbón ocurren cuando los pozos se encuentran cerca de minas activas de carbón que ya han sido desaguadas a través de años de minería. Por ejemplo, la producción de agua es relativamente baja en algunos pozos de la cuenca Central de los Apalaches, y se reporta que pozos en el campo *Big Run* de la cuenca Norte de los Apalaches no tienen producción de agua. Otra excepción son los mantos de carbón subpresionados en algunos carbones occidentales cretácicos.

1.1.4 Flujo de Gas

Contrastante con los yacimientos convencionales es el mecanismo de flujo de gas a través de la formación hacia el pozo. En el carbón, un mecanismo adicional de difusión del gas dentro de los microporos de la matriz de carbón está involucrado, donde la transferencia de masa depende de un gradiente de concentración de metano en los microporos como fuerza motriz. Al encontrarse con una fractura, el gas fluirá según la ley de Darcy como en un yacimiento convencional, donde la transferencia de masa depende de un gradiente de presión.

1.1.5 Propiedades Físicas de la Roca

Las formaciones convencionales de petróleo y gas son inorgánicas. Las formaciones que contienen CBM son orgánicas; estas formaciones pueden contener alrededor del 10-30% de cenizas inorgánicas. Por ejemplo, los carbones de *Jefferson County*, Alabama, en la cuenca *Warrior*, tienen un rango de contenido de cenizas de 3.3% a 13.8%. Los carbones con condiciones óptimas para el metano son frágiles y friables, con valores bajos de módulo de Young y altos coeficientes de Poisson. El carbón generalmente tiene baja permeabilidad y depende de las fracturas naturales actuar como canales de flujo de gases y líquidos. Sin fracturamiento hidráulico, estos carbones de baja permeabilidad son por lo general comercialmente improductivos. La permeabilidad depende de los

esfuerzos, por lo tanto, valores bajos de permeabilidad se desarrollan rápidamente con la profundidad en ausencia de fuerzas tectónicas inusuales. Carbones profundos o muy tensionados pueden exhibir una permeabilidad de menos de 0.1 md, como en algunas zonas de la cuenca *Piceance*. Carbones con permeabilidades tan bajas no producen metano a tasas rentables, incluso con fracturamiento hidráulico.

El hecho de que los carbones presenten una baja permeabilidad o exhiban una extensa red de fracturas con alta permeabilidad es un parámetro crítico en cualquier decisión de invertir en un proceso de CBM

1.1.6 Contenido de Gas

Las técnicas actuales de *logging* no permiten determinar si el carbón contiene gas metano. El carbón puede ser localizado por registros con la seguridad de que en algún tiempo geológico el gas lo saturó, ya que es tanto una roca fuente como una roca reservorio. Sin embargo, el gas pudo haber sido desorbido y perdido, ya sea a la atmósfera o a una arenisca porosa adyacente. Lamentablemente, el gas adsorbido en el carbón no puede ser detectado en registros geofísicos como en un yacimiento convencional, y la cantidad de gas debe ser determinada por cálculos volumétricos basados en datos de corazones.

El contenido de gas del carbón puede aumentar con la profundidad como en un yacimiento de gas convencional, pero en contraste, el contenido aumenta debido a la influencia positiva de la presión sobre la capacidad de adsorción en lugar de la compresibilidad del gas. Sin embargo, el contenido de gas depende de otras variables aparte de la profundidad. La cantidad de gas adsorbido también depende del contenido de cenizas, rango del carbón, historial de enterramiento, composición química del carbón, temperatura, y las pérdidas de gas a lo largo del tiempo geológico.

Algunos valores del contenido de gas de las principales cuencas son los siguientes:

- ✓ Menos de 74 scf/ton en los carbones someros de la cuenca *Powder River*.
- ✓ Aproximadamente 600 scf/ton en la cuenca *San Juan* a 3,500 pies.
- ✓ 680 scf/ton en la cuenca *Central de los Apalaches* a 1,700 pies.
- ✓ De 115 a 492 scf/ton en los carbones *Vermejo* de la cuenca *Raton* (>2,000 pies).
- ✓ De 23 a 193 scf/ton en los carbones *Raton* de la cuenca *Raton* (<2,000 ft).

1.1.7 Rango del Carbón

Como se mencionó en la sección anterior, el contenido de gas depende del rango del carbón, una medida de la calidad y madurez térmica de la materia orgánica. Las propiedades mecánicas del carbón también dependen del rango. La Tabla 2 presenta los rangos dados a los carbones como se especifica en la norma D388-88 en el libro anual de estándares para la Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (ASTM). El carbón pasa por cuatro clases en su maduración: lignito, sub-bituminoso, bituminoso y antracita. Además los subgrupos amplían la lista a 13 grupos.

1.1.8 Producción de Gas

La comparación de las curvas de declinación de yacimientos de gas convencionales con las curvas de declinación de yacimientos de metano asociado al carbón revela diferencias en sus patrones de producción. El coeficiente de declinación del gas y las áreas de drenaje fueron determinados del comportamiento de declinación de un pozo de CBM, y los resultados han sido comparados con los reportes y simulaciones de las cuencas *Warrior*, *Powder River* y *San Juan*. Las simulaciones indican que el gas asociado al carbón puede ser producido por 20 a 30 años de los yacimientos. En realidad, los pozos en el campo de carbón *Big Run* de Virginia Occidental produjeron más de 2 Bscf de CH₄ desde

1932 hasta 1975. Un solo pozo en el campo produjo 200 MMscf en 30 años sin los beneficios del fracturamiento hidráulico.

Tabla 2. Rango del Carbón

Clase	Grupo	Abreviación
Antracítico	Meta-Antracita	ma
	Antracita	an
	Semiantracita	sa
Bituminoso	Bajo en Volátiles	lvb
	Medio en Volátiles	mvb
	Alto en Volátiles A	hvAb
	Alto en Volátiles B	hvBb
	Alto en Volátiles C	hvCb
Sub-bituminoso	Sub-bituminoso A	subA
	Sub-bituminoso B	subB
	Sub-bituminoso C	subC
Lignítico	Lignito A	ligA
	Lignito B	ligB

Fuente: ROGERS, R. et al. Coalbed Methane Principles and Practices. Halliburton, 2007

La extensa vida productiva de un pozo de CBM, a diferencia de un pozo de gas convencional, puede ser propicia para contratos a largo plazo, apetecidos por las compañías de electricidad.

Una característica de los yacimientos de metano asociado a mantos de carbón es que las tasas de producción de gas inicialmente se incrementan y luego

disminuyen lentamente. Este comportamiento es gobernado por el proceso de desagüe que va disminuyendo la presión.

En resumen, la explotación de CBM tiene muchas similitudes con el desarrollo de los yacimientos de gas convencionales. Sin embargo, las notorias diferencias entre los dos yacimientos tienen un gran impacto en la rentabilidad y en las operaciones. Como el proceso para producir CBM ha crecido en pocos años, ha tomado un carácter propio. Las innovaciones en la perforación, completamiento, y producción de metano son responsables en gran parte de la viabilidad económica del proceso.

2. EL CARBÓN COMO YACIMIENTO²

El carbón es un tipo especial de yacimiento porque sirve tanto de roca fuente como de roca reservorio. Para evaluar y desarrollar a fondo un prospecto de gas asociado al carbón, primero se debe entender la estructura interna y las características del carbón y los estratos que rodean al yacimiento. Muchas veces se puede ahorrar mucho tiempo y dinero evaluando primero la geología de un lugar con potencial para CBM. Si se encuentra que un prospecto presenta deficiencias en requerimientos críticos como espesor del carbón, contenido de gas o permeabilidad, es posible reenfocar la búsqueda en un lugar más productivo. Una revisión de la información existente puede revelar que el recurso de gas en un área particular es insuficiente para desarrollarse. En este caso se pueden ahorrar los costos de adquirir información adicional, tal como corazones.

Los dos parámetros más importantes en la evaluación de un prospecto de gas asociado al carbón son el gas in-place total y el potencial de producción (deliverability) del yacimiento. Estos parámetros son determinados principalmente por las propiedades físicas del carbón. La Tabla 3 muestra las propiedades importantes que directa o indirectamente influyen en el gas in-place y en el potencial de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón. Estas propiedades pueden ser determinadas a partir de la petrología y la geología del carbón.

2.1 PETROLOGÍA DEL CARBÓN

La petrología del carbón es el estudio del origen, acaecimiento, y estructura del

² STEIDL, Peter F. Coal as a Reservoir. En: SAULSBERRY, J.L., SCHAFER, P.S. y SCHRAUFNAGEL, R.A. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Chicago, Illinois: Gas Research Institute, 1996. p. 2.1-2.14.

carbón. Esta roca fácilmente combustible contiene más de 50 por ciento en peso y setenta por ciento en volumen de material carbonoso. Este material incluye el contenido de humedad inherente formado de la compactación, endurecimiento, y diagénesis de restos de vegetal diversamente alterados, similares a aquellos presentes en la turba. Diferencias en el tipo de materiales vegetales (tipo), en el grado de metamorfismo (rango), y en el grado de impureza (grado), son características del carbón y son usadas para clasificarlo. Existen diferencias significativas entre el carbón y las rocas reservorio convencionales entre las que se encuentran: la mayor compresibilidad del carbón, la relativamente baja porosidad efectiva del carbón, y la adsorción del gas en la estructura del carbón.

Tabla 3. Propiedades Geológicas Importantes que Influyen en el Gas In-Place y en el Potencial de Producción de los Yacimientos de Gas Asociado a Mantos de Carbón

- ✓ Fuente de carbón: número, espesor, y extensión de los mantos de carbón
- ✓ Rango del carbón, tipo y calidad
- ✓ Cleats y fracturas naturales
- ✓ Contenido de gas y composición
- ✓ Adsorción y propiedades difusivas del carbón
- ✓ Estructura geológica
- ✓ Configuración de los esfuerzos
- ✓ Características hidrológicas

Fuente: STEIDL, Peter. Coal as a Reservoir. Gas Research Institute, 1996

2.1.1 Origen y Formación del Carbón

A medida que la materia orgánica es enterrada, comprimida, y deshidratada, la turba se forma. La Turba es un residuo marrón oscuro producido por la descomposición parcial y desintegración de plantas que crecen en pantanos y marismas. A medida que la turba es enterrada más profundamente, el calor y la

presión expulsan progresivamente el agua y los volátiles. La Turba es entonces transformada en carbón según se incrementa el contenido de carbono del material orgánico fósil mediante devolatilización. En este proceso llamado carbonificación, aumenta el rango del carbón de lignito, a sub-bituminoso, bituminoso, y antracita. El rango del carbón es importante porque influye directamente en la capacidad de almacenamiento de gas del carbón. Varios factores influyen en el rango y el tipo de carbón formado: el tipo de materia orgánica, el ambiente de depositación, pH, temperatura, la profundidad y el tiempo del enterramiento.

Por definición, el carbón no es única sustancia, sino más bien un grupo de rocas sedimentarias compuestas principalmente de materia vegetal alterada. Es una mezcla heterogénea de componentes. Materia mineral, agua y metano son componentes naturales del carbón; sus proporciones relativas tienen una influencia importante en el valor de carbón. La composición del carbón ha evolucionado en respuesta a la temperatura, presión, y al ambiente químico. Aunque es sólido en apariencia, el carbón contiene gas y sustancias similares al petróleo, que se forman durante la carbonificación. Parte de esas sustancias son retenidas en el carbón y parte de ellas son expulsadas. El rango del carbón y la abundancia relativa de varios componentes determinan la mayoría de las propiedades físicas y químicas del carbón.

2.1.2 Propiedades Físicas y Químicas del Carbón

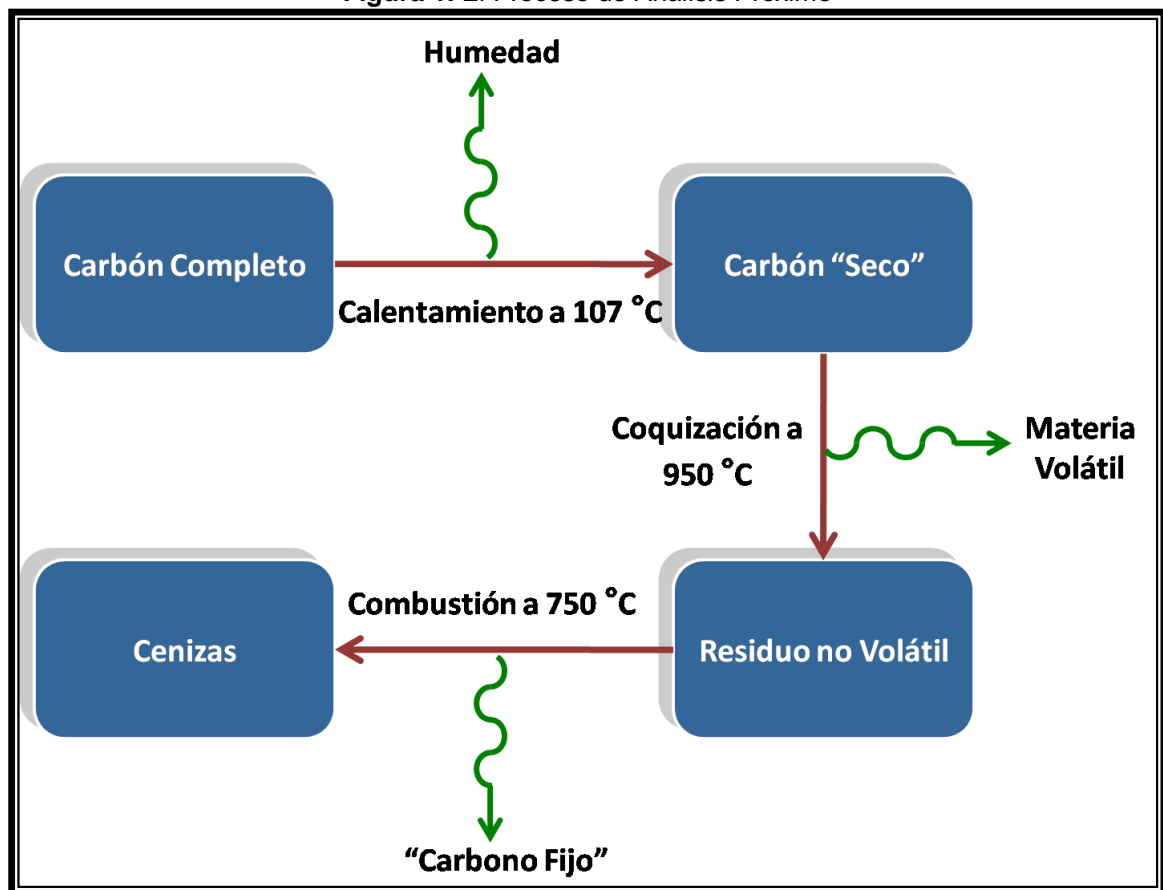
Las propiedades físicas y químicas pueden variar significativamente de veta a veta y a corta distancia dentro de una veta. El carbón es clasificado generalmente por tres características fundamentales:

- ✓ **Grado.** Representa el porcentaje relativo de componentes orgánicos a componentes minerales.
- ✓ **Tipo.** Representa los diversos constituyentes orgánicos.

- ✓ **Rango.** Representa el nivel de maduración alcanzado, que va desde turba hasta antracita.

La composición del carbón a menudo es descrita por análisis próximo y análisis último. Un análisis próximo proporciona el porcentaje de carbono fijo (FC), materia volátil (VM), humedad (H₂O), y contenido de cenizas del carbón, como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. El Proceso de Análisis Proximo



Fuente: STEIDL, Peter. Coal as a Reservoir. Gas Research Institute, 1996

Un análisis último proporciona la composición química del carbón como porcentajes de carbono, oxígeno, hidrógeno, nitrógeno, azufre, y cenizas. La

cantidad relativa de estos componentes puede ser reportada de varias maneras; la más común incluye:

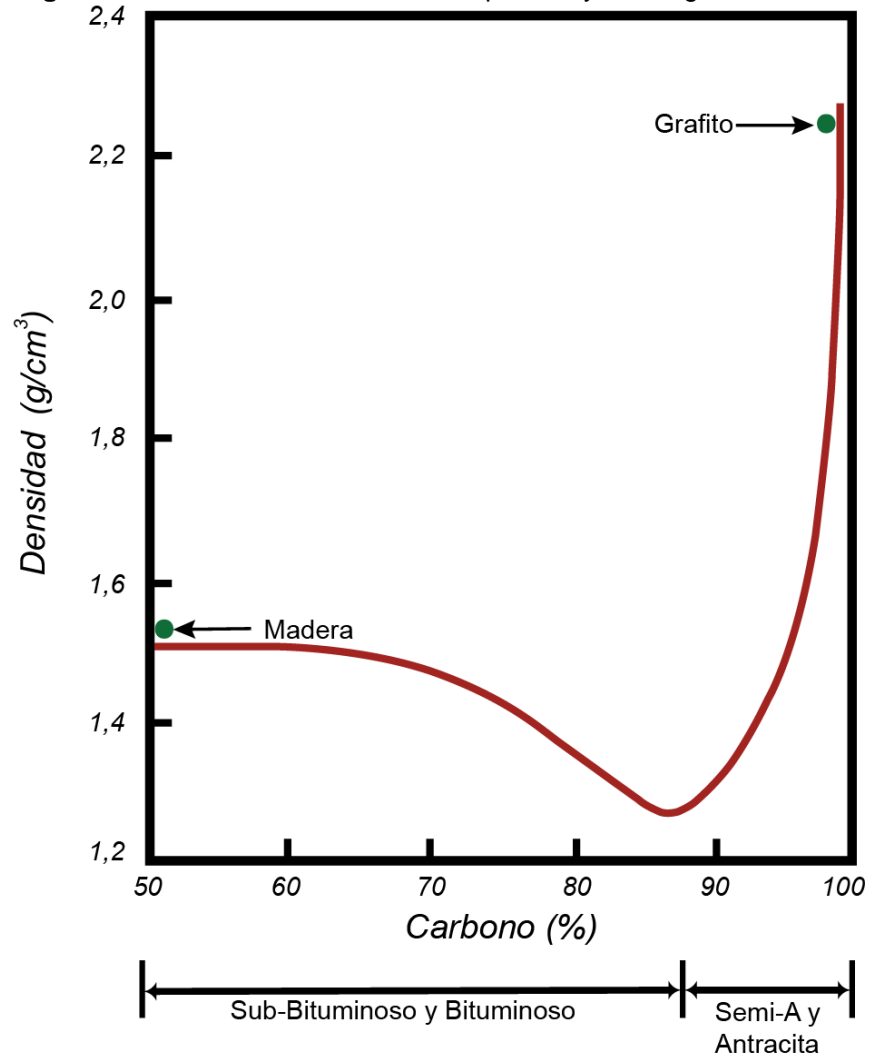
- ✓ Base "como se recibe" incluye FC, VM, H₂O y cenizas, basado en la humedad del carbón como se recibió para su análisis.
- ✓ Base "air dried" es la misma que "como se recibe" excepto que el contenido de humedad se equilibra a la atmosfera del laboratorio.
- ✓ Base "seca" incluye solamente FC, VM y cenizas, normalizado a 100 por ciento.
- ✓ Base "libre de cenizas" incluye solamente FC, VM y H₂O, normalizado a 100 por ciento.
- ✓ Base "seca, libre de cenizas" incluye solamente FC y VM, los componentes orgánicos, normalizado a 100 por ciento.

Calcular el análisis próximo tanto en base "como se recibe" como en base "seca, libre de cenizas" puede ser útil para comparar el contenido de gas de varias muestras, que pueden tener contenidos de cenizas ampliamente diferentes. Sin embargo, al calcular recursos, es necesario usar la densidad y el tonelaje calculados sobre la misma base que el contenido de gas o hacer las correcciones apropiadas.

Las propiedades físicas que pueden ser útiles para evaluar el carbón en la producción de CBM son: densidad, porosidad, dureza, permeabilidad y, compresibilidad, y un parámetro del rango (reflectancia (*R*), carbono fijo, o poder calorífico). Varias propiedades físicas y mecánicas del carbón son significativamente diferentes de la mayoría de las rocas reservorio. Algunas de estas diferencias incluyen una baja porosidad efectiva (incluyendo sólo los macroporos), un menor densidad, permeabilidad esfuerzo-dependiente, una alta compresibilidad, y un módulo de Young bajo. A causa de estas y otras diferencias del carbón, los simuladores de yacimientos han sido desarrollados específicamente para modelar la producción de gas asociado al carbón.

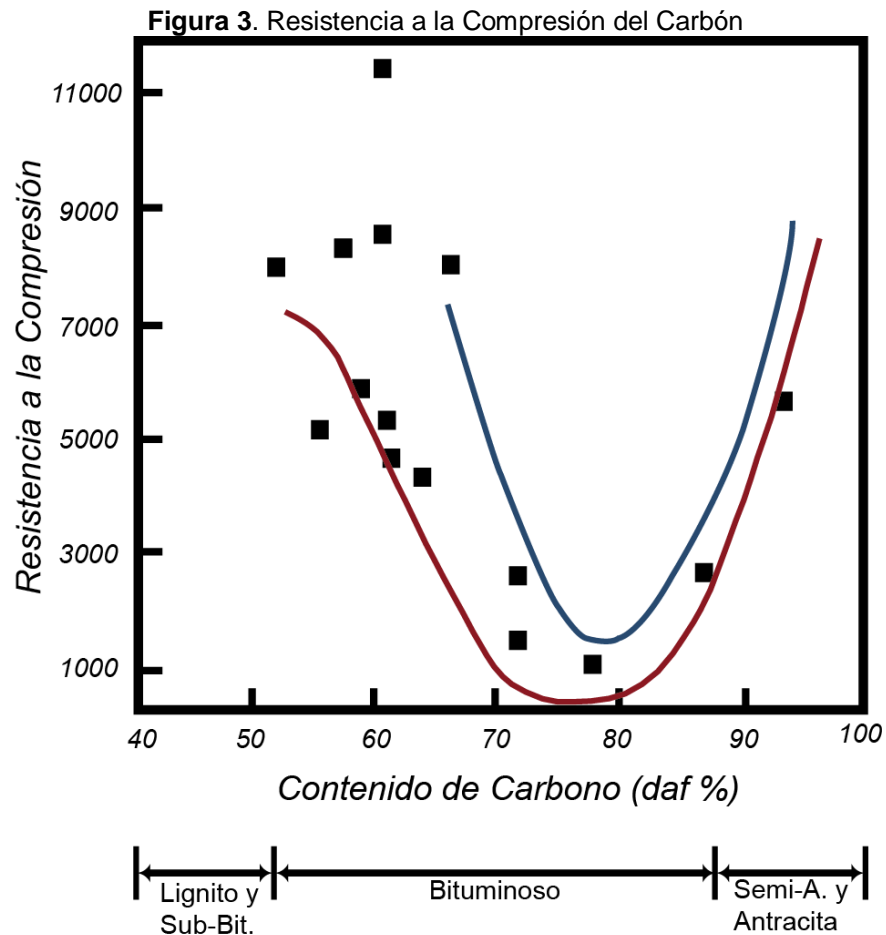
Los recursos de carbón pueden estimarse con más exactitud si se conoce la densidad del carbón. Debido a la naturaleza porosa del carbón, puede ser difícil determinar con exactitud su volumen y con ello su densidad. Generalmente, la densidad aparente se mide en lugar de la densidad real. La densidad aparente del carbón alcanza un mínimo en alrededor del 85 por ciento de carbono en el rango de los bituminosos bajos en volátiles, como se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Relación Entre la Densidad Aparente y El Rango del Carbón



Fuente: STEIDL, Peter. Coal as a Reservoir. Gas Research Institute, 1996

La porosidad de los carbones en el rango de los bituminosos medios en volátiles hasta la antracita es normalmente menos de cinco por ciento. La resistencia a la compresión del carbón alcanza un mínimo en el rango de los bituminosos bajos en volátiles donde es más desarrollado el *cleating*, como se muestra en la Figura 3.



Fuente: STEIDL, Peter. Coal as a Reservoir. Gas Research Institute, 1996

La dureza del carbón es más comúnmente determinada por el Índice de Molturabilidad Hardgrove (HGI). Un alto valor de HGI indica un carbón débil y son más altos alrededor de 23 por ciento VM (seco, libre de cenizas). Un carbón bituminoso friable puede tener un valor de 90 o superior, mientras que un carbón fuerte no friable puede tener un valor de HGI de 50. Si el valor de HGI está disponible en la información existente, éste puede usarse como un indicador de la

intensidad relativa de cleats. Sin embargo, algunos carbones tienen un alto valor de HGI, pero poco o nada de cleating. Si las muestras están disponibles, es mejor determinar la intensidad de cleats, contando el número de cleats por unidad de longitud, medido a lo largo de las caras de las cleats.

2.1.3 Descripción Física de los Corazones

Un procedimiento detallado y estandarizado para describir corazones de carbón debe ser seguido. Otras características físicas deben ser registradas e incluidas en una descripción de campo del núcleo antes de los ensayos de desorción y en el laboratorio después de las pruebas. Las observaciones de campo pueden incluir fotografía de los núcleos y descripción de cleating, fracturamiento, zonas aplastadas o quebradas, mineralización, brillo relativo, y cualquier gas burbujeante desde el núcleo. La información detallada de laboratorio debe incluir espaciamiento de cleats, rotura del corazón, y cualquier cosa que no haya sido observada en la descripción de campo. Deben tomarse fotos del corazón si no se tomaron fotos en el campo. Conservar una muestra representativa intacta de cada manto permitirá inspecciones o ensayos en fechas posteriores. El resto de la muestra puede ser triturada para pruebas de isoterma y/o análisis

2.1.4 Rango del Carbón

El rango del carbón influye profundamente en el yacimiento de carbón de dos maneras. En primer lugar, los procesos de carbonificación (tanto termógeno como biogénico) están asociados con la generación de petróleo y gas en el subsuelo. Así, una proporción sustancial del metano, dióxido de carbono, y otros componentes volátiles ocluidos del carbón puede haberse generado a partir del carbón como subproductos de la carbonificación. En segundo lugar, todas las propiedades físicas y químicas del carbón sufren una alteración sustancial durante la carbonificación. Los tres niveles del rango del carbón son:

- ✓ **Lignito.** Un carbón negro-marrón en el cual la alteración del material vegetal ha procedido más allá que en la turba, pero no tan lejos como en un carbón sub-bituminoso, también llamado carbón café.
- ✓ **Bituminoso.** Variedad de carbones suaves que se queman libremente con una llama y producen materia volátil cuando se calientan.
- ✓ **Antracita.** Un carbón negro, duro y lustroso con 92 por ciento o más de carbono fijo (seco, libre de materia mineral), también llamado carbón duro. La permeabilidad de estos carbones generalmente es muy baja.

La mayoría de los proyectos comerciales de gas asociado al carbón están en carbones dentro de la gama de rangos de sub-bituminoso a bituminoso bajo en volátiles. Los carbones de este rango proporcionan generalmente contenidos de gas y permeabilidades óptimos.

En casi todas las áreas, los carbones aumentan en rango al incrementarse la profundidad debido a que el rango es principalmente influido por la temperatura, presión, y la longitud del enterramiento. Aunque el rango generalmente aumenta con la profundidad, carbones a profundidades similares frecuentemente no tienen el mismo rango debido a otras variables. Por ejemplo, ígneos intrusivos pueden revertir el gradiente de rango por metamorfismo de contacto. La variación lateral del rango dentro de un carbón, generalmente está relacionada con la profundidad original del enterramiento. Sin embargo, también puede ser causada por la proximidad a una fuente de calor, tal como un ígneo intrusivo o una fuente hidrotermal.

Aunque no es necesario conocer la reflectancia de la vitrinita o el contenido de carbono fijo del carbón, tales datos de los rangos suelen estar disponibles y pueden ser valiosos para determinar las tendencias en una zona. La reflectancia de la vitrinita es determinada promediando mediciones de luz reflejada usualmente desde la superficie de la vitrinita en muestras pulidas de carbón. La reflectancia de

la vitrinita se incrementa con el rango y se reporta como porcentaje de luz reflejada. Normalmente una inmersión media en aceite es utilizada, y el valor se reporta con un subíndice como R_o . La reflectancia de la vitrinita para carbones bituminosos generalmente está en el rango de 0.5 por ciento R_o a 1.5 por ciento R_o .

El poder calorífico del carbón a menudo se determina cuando se realizan pruebas. El poder calorífico puede ser útil en la estimación del rango, si los datos de reflectancia o de carbono fijo no están disponibles. El poder calorífico se determina por la combustión de una muestra de carbón en un calorímetro según la norma. Es comúnmente reportado en BTU/lb o calorías/gramo. El poder calorífico del carbón aumenta al incrementar el rango.

2.1.5 La Naturaleza de la Porosidad en el Carbón

La porosidad es la porción del volumen total de carbón que puede ser ocupada por agua, helio, o una molécula similar. El tamaño de los espacios porosos puede oscilar entre fracturas cleat a intersticios intramoleculares. Los poros del carbón pueden clasificarse en tres tamaños— macroporos ($>500 \text{ \AA}$), mesoporos (de 20 a 500 \AA), y microporos (de 8 a 20 \AA). EL volumen poroso y el tamaño medio de poro disminuyen con el rango hasta los bituminosos bajos en volátiles. La porosidad tiende a disminuir con el rango en el nivel de los bituminosos bajos en volátiles, luego incrementa con la pérdida adicional de volátiles que va dejando espacios porosos abiertos.

La macroporosidad, en general, incluye grietas, cleats, fisuras, vacíos en la fusinita, etc. El gas en exceso de lo que puede ser adsorbido en las superficies del carbón puede estar presente como "gas libre" dentro de la porosidad del carbón, principalmente en las fracturas. El gas puede estar también disuelto en el agua, moviéndose a través del manto de carbón. El gas natural es soluble, hasta un nivel

limitado, en las aguas subterráneas a las presiones y temperaturas encontradas en la mayoría de los yacimientos de gas asociado al carbón.

2.1.6 Cleats y Permeabilidad

Un requisito para obtener caudales de gas económicos es la suficiente permeabilidad del carbón. La mayor parte del gas y el agua fluye a través del sistema de cleats en el carbón y otras fracturas. Cleat es el término que usan los mineros, para el sistema natural de fracturas verticales que se ha formado en la mayoría de los carbones generalmente como resultado de la proceso de carbonificación. Típicamente, el sistema de cleats del carbón comprende dos o más conjuntos de fracturas subparalelas que están orientados casi perpendicularmente al manto. El conjunto de fracturas llamado face cleat generalmente es dominante. La separación de la fracturas face cleat puede oscilar entre un décimo de pulgada a varias pulgadas. Las face cleats individuales son relativamente planas y persistentes. La orientación de las face cleat está relacionada con las fuerzas tectónicas y se cree que se forman paralelas al máximo esfuerzo de compresión. Normalmente, las butt cleats son perpendiculares a las face cleat, pero las fracturas tienden a ser discontinuas y no planas. Las Butt cleats comúnmente terminan contra las face cleats.

El espaciamiento entre cleats influye mucho en la permeabilidad del carbón. El espaciamiento entre cleats está relacionado con el rango, composición petrográfica, contenido de materia mineral, espesor del manto y el historial tectónico. En general, en cualquier rango dado, un menor espaciamiento está asociado con carbón más brillante, menos materia mineral, y mantos menos espesos. Esta correlación significa que la mayoría de los carbones medios y bajos en volátiles tendrán buena permeabilidad si las cleats están abiertas. La permeabilidad puede ser baja o nula en semiantracitas y antracitas debido a la destrucción de las cleats.

Rellenos minerales en las cleats también puede conducir a baja permeabilidad. Si una gran parte de las cleats están llenas, la permeabilidad absoluta puede ser extremadamente baja, como es el caso de partes de la cuenca *Bowen* en Australia y partes occidentales de la cuenca *Black Warrior* en Alabama. Los minerales comunes en cleats son calcita, pirita, yeso, caolinita e illita. Un gran colchón de ácido se utiliza a veces en el comienzo de un tratamiento de estimulación en las zonas donde la calcita es prevalente en las cleats. Sin embargo, se debe usar los ácidos cuidadosamente debido a que muchas combinaciones de ácidos con inhibidores de corrosión pueden dañar la permeabilidad del manto de carbón.

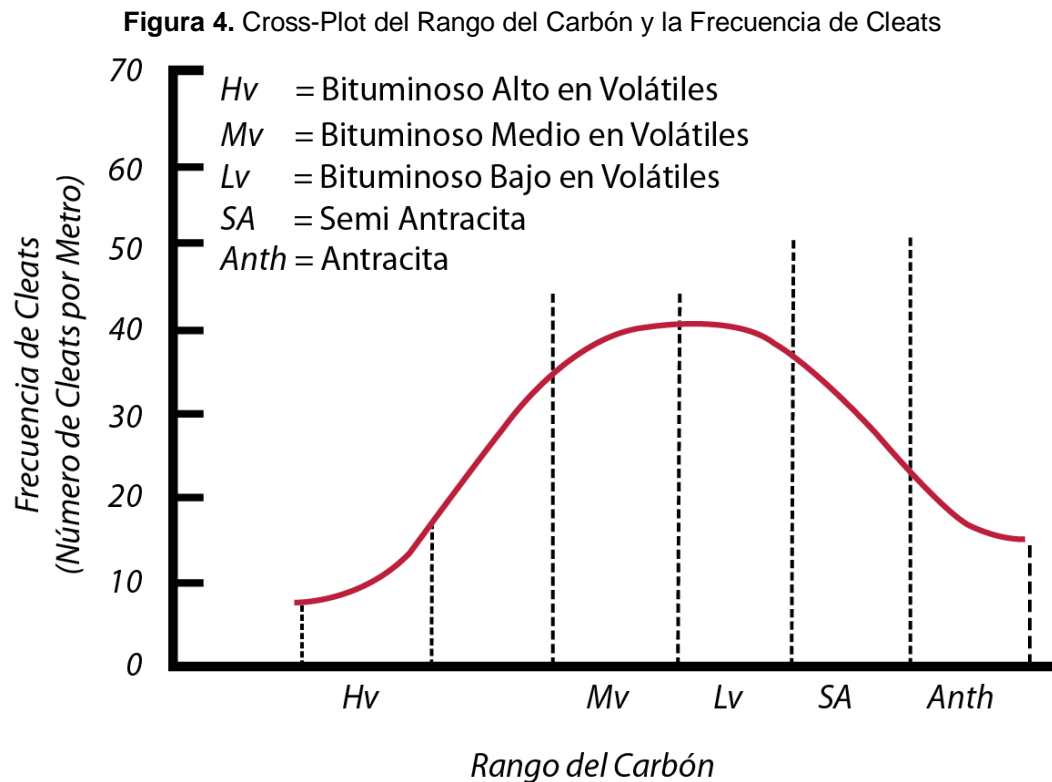
2.1.7 Influencia del Rango en las Cleats del Carbón

La formación de cleats parece estar influida por la contracción (shrinkage), liberación de los esfuerzos y la deformación extensional. La contracción durante el proceso de carbonificación puede contribuir a la formación de cleats. Las cleats están presentes en carbones con un rango de lignito hasta antracita y comúnmente se desarrolla mejor en carbones bituminosos bajos en volátiles, como se muestra en la Figura 4. El mayor calor y presión asociados con el metamorfismo causan flujo plástico que usualmente destruye las cleats. El efecto de la fluencia de roca puede verse al contrastar las altamente desarrolladas cleats de la mayoría de los mantos de carbones bituminosos que, en general, muestran pocos signos de fluencia, con la ausencia relativa de cleats en la antracita, donde tales signos son abundantes. Algunos mantos de antracita horizontales o suavemente inclinados tienen sistemas de cleats bien desarrollados.

2.1.8 Gas en el Carbón

Se ha realizado mucha investigación sobre recursos de gas en el carbón: la composición del gas asociado al carbón, la retención del gas por adsorción, y el contenido de gas de los carbones. Sin embargo, probablemente el aspecto menos

entendido es la generación del gas asociado al carbón. Debido a que la generación de gas ocurre durante millones de años, ésta no puede ser fácilmente investigada.



Fuente: STEIDL, Peter. Coal as a Reservoir. Gas Research Institute, 1996

Los volúmenes relativos de los diversos gases generados durante la carbonificación han sido estimados por los investigadores. Sin embargo, estas cifras tienden a variar ampliamente, lo que demuestra el nivel de incertidumbre en la generación de gas en el carbón.

Generación del Gas y Composición. El término metano asociado al carbón (coalbed methane) no es totalmente preciso porque el gas asociado al carbón, aunque compuesto principalmente por metano, incluye otros gases. Cuando se forma la turba, se producen metano y otros gases, primero por la fermentación anaeróbica, alteración por bacterias y hongos y más tarde en el proceso de

carbonificación por alteración geomecánica mediante calor y presión. El hidrocarburo gaseoso generado en mayor cantidad es metano. Cantidades muy pequeñas de etano, propano y butano también son creadas durante la formación de la turba. Debido a la baja presión en el ambiente de los pantanos, casi todos estos gases escapan durante la formación de la turba. Los procesos de formación de la turba y carbonificación aumentan el carbono en el carbón debido a la pérdida de hidrógeno y oxígeno en la humedad y los volátiles expulsados. Debido a que gran parte de los volátiles que se producen escapan, sus volúmenes son inciertos. Los volátiles producidos incluyen agua (H_2O), dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), nitrógeno (N_2), e hidrocarburos más pesados. Se retiene más de estas sustancias volátiles durante la carbonificación que durante la formación de la turba, debido a las presiones mayores de sedimentos superpuestos.

El contenido de humedad disminuye a medida que el rango del carbón aumenta. Por lo tanto, la mayoría del agua producida durante la carbonificación (además de la humedad original) es expulsada del carbón. El material húmico, el cual constituye la turba, está compuesto principalmente de lignina y celulosa ricas en oxígeno. Debido a la química del material húmico del carbón, su pérdida de hidrógeno será menor que la del material sapropélico. El carbón adsorbe más fácilmente CO_2 que CH_4 , pero el CO_2 es más soluble en agua. Así, el volumen retenido de CO_2 tiende a decrecer y el CH_4 incrementa a medida que el agua es expulsada durante la carbonificación.

Retención del Gas por Adsorción. Una de las características que hace a los yacimientos de carbón diferentes de los yacimientos de gas convencional es la forma en que el gas es almacenado. En los yacimientos convencionales, el gas existe en un estado libre en los poros de la roca, y por lo tanto, su comportamiento puede ser descrito por la ley de los gases reales. En contraste, casi todos los gases en el carbón existen en un estado condensado, cuasi líquido, debido a la adsorción física. Los gases también están presentes en mantos de carbón como

gas libre dentro de los poros o fracturas y/o disueltos en solución (aguas subterráneas) dentro del carbón. La porosidad existe en el carbón como porosidad de fractura y porosidad de matriz. La porosidad de matriz determina en gran medida la capacidad del carbón de retener metano.

La mayoría de los gases hidrocarburos en mantos de carbón son retenidos por adsorción física a la estructura molecular del carbón. Proporcionalmente más de los hidrocarburos pesados son retenidos porque son menos móviles que el metano. La adsorción física es causada por fuerzas de atracción débiles (fuerzas de Van der Waals) que existen entre pares de moléculas o átomos. La adsorción del metano en el carbón es causada por tales fuerzas físicas débiles. La adsorción aumenta de forma no lineal con la presión y es reversible por aumento de la temperatura o disminución de la presión.

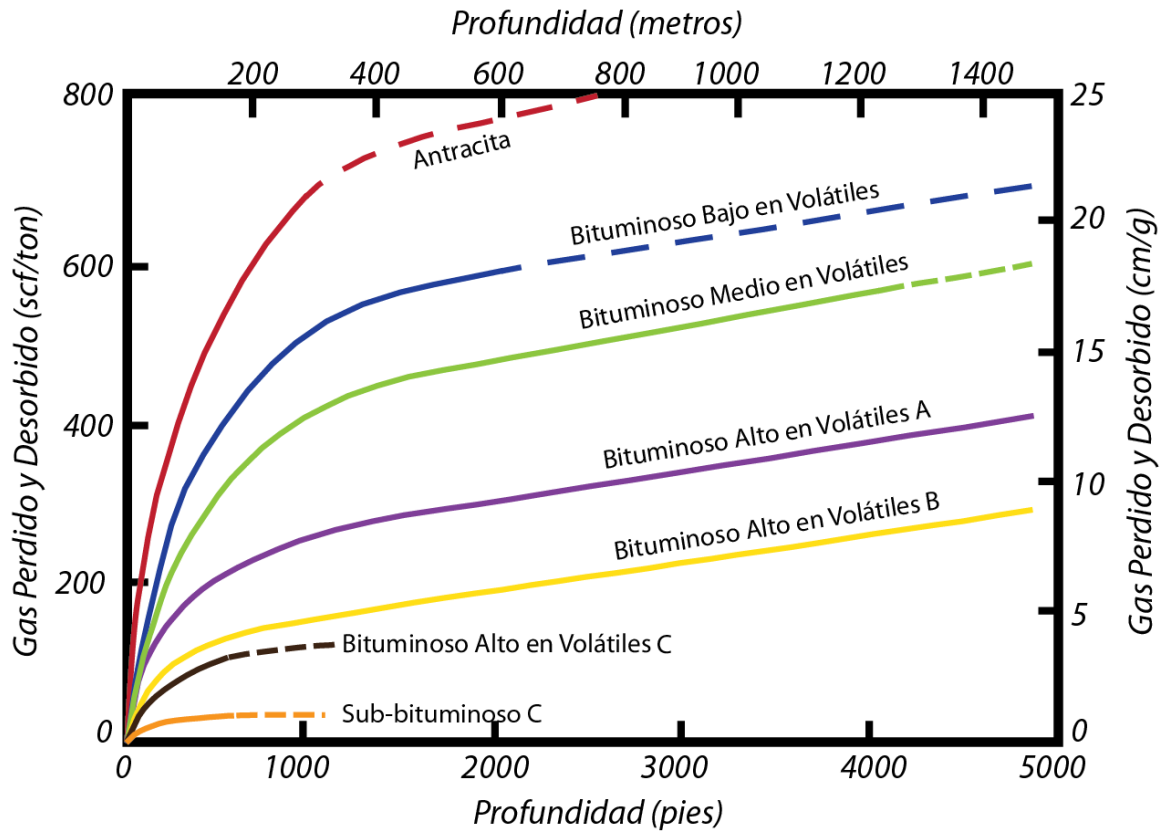
La capacidad de adsorción del carbón puede determinarse por pruebas de adsorción. Las pruebas de isoterma se llevan a cabo a un contenido de humedad determinado o a la humedad de equilibrio y a la temperatura de la formación o a una temperatura asumida. Si se conoce la temperatura y la presión del yacimiento, una isoterma puede ser utilizada para calcular la cantidad máxima de metano que puede ser absorbida en el carbón, la presión a la que iniciará la desorción (si se conoce el contenido de gas), y la cantidad de metano que permanece en el carbón a una presión de abandono supuesta.

Contenido de Metano del Carbón. El contenido de metano del carbón puede estimarse o medirse utilizando una variedad de procedimientos. El método más utilizado es el U.S. Bureau of Mines, Direct Method. Varias modificaciones a este método han sido propuestas.

Otros métodos son utilizados algunas veces para estimar el contenido de gas si no hay perforación activa en un prospecto. Estos métodos incluyen estimación a partir

relaciones con la profundidad y el rango, como se muestra en la Figura 5 y la estimación basada en la emisión de metano de las minas de carbón en la zona, como se muestra en la Figura 6. Debido a la débil naturaleza de esas estimaciones, deben ser utilizadas con extrema cautela y sólo hasta que los resultados de las pruebas de desorción estén disponibles.

Figura 5. Contenido de Metano Producible Máximo Estimado a Partir de la Profundidad y el Rango



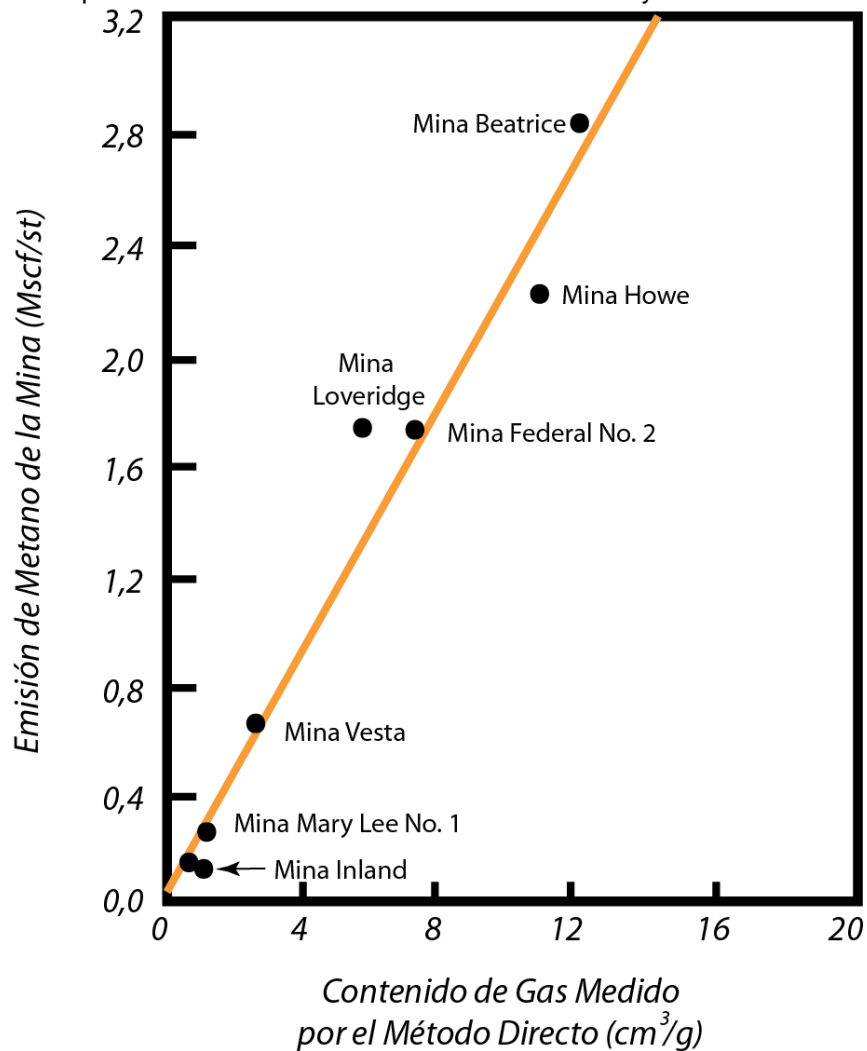
Fuente: STEIDL, Peter. Coal as a Reservoir. Gas Research Institute, 1996

Contenidos de gas anómalamente bajos pueden ocurrir cerca a fallas si el gas ha desorbido del carbón y migrado de los estratos a través de una falla o sistema de fracturas. La profundidad del manto de carbón también puede ser engañosa para estimar el contenido de gas. Por ejemplo, algunas áreas contienen discordancias creadas por la erosión del carbón y posterior deposición de nuevos estratos. En

esas zonas, la profundidad de los carbones debe medirse como la profundidad debajo de la discordancia.

Los corazones estándar suelen proporcionar las estimaciones más fiables del contenido de gas. Otros tipos de muestras, como corazones sidewall y drill cuttings se utilizan a veces para pruebas de desorción. Sin embargo, estos tipos de muestras no son tan confiables como los núcleos estándar.

Figura 6. Comparación de los Resultados del Método Directo y las Emisiones de Metano



Fuente: STEIDL, Peter. Coal as a Reservoir. Gas Research Institute, 1996

Evaluación del Contenido de Gas. El gas es retenido en el carbón principalmente por adsorción. Suficiente presión hidrostática debe estar presente a lo largo de la historia geológica para que el gas sea retenido. Si la presión es reducida suficientemente por la erosión, elevación, o por otros medios, el gas puede desorber del carbón dejando poco o nada de gas.

Pruebas adecuadas de desorción deben realizarse no sólo para verificar la cantidad, sino también la calidad del gas en el carbón. La presencia de otros gases, principalmente CO₂, debe ser determinada por análisis de muestras de gas durante las pruebas de desorción.

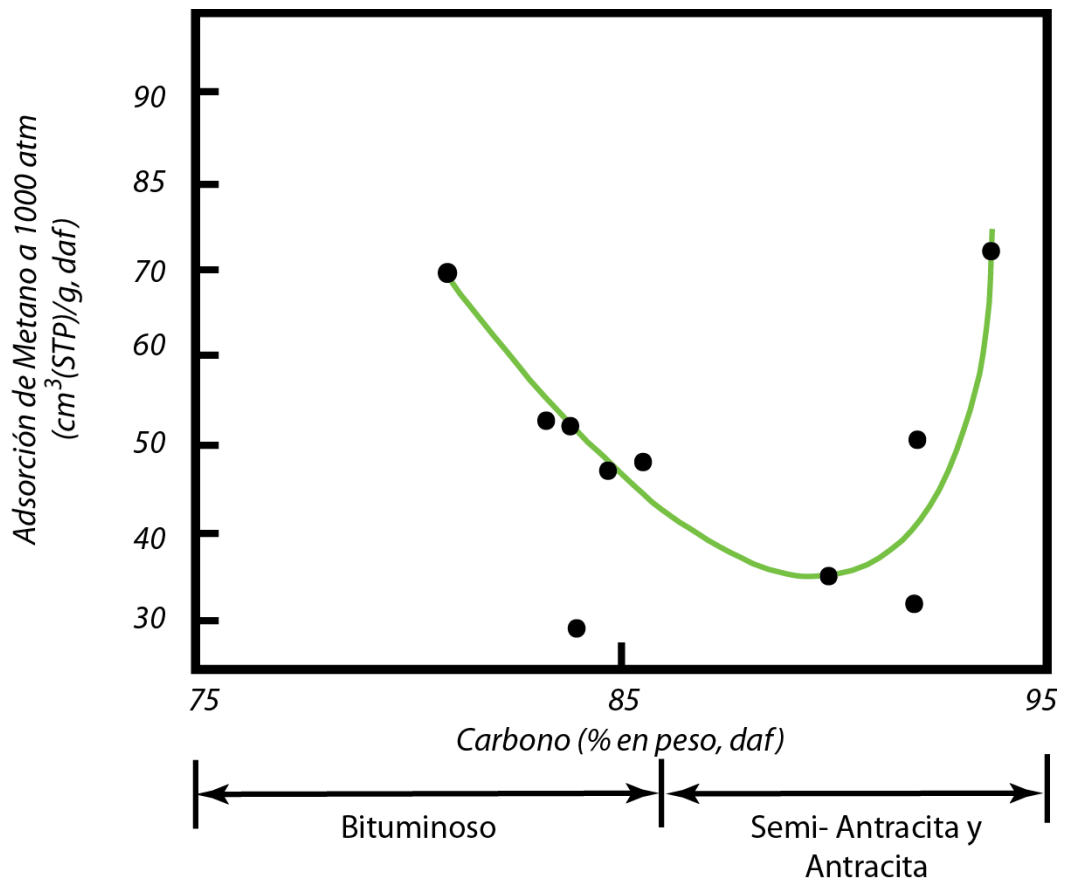
Macerales del Carbón y su Relación con el Contenido de Gas. La composición del carbón también puede ser definida o descrita por los macerales o litotipos que están presentes. Hay tres grupos generales de macerales, —vitrinita, liptinita (o exinita) e inertinita. La vitrinita se forma de los tejidos leñosos ricos en oxígeno y de las hojas. La liptinita se forma de aceites vegetales ricos en hidrógeno, resinas, cutículas, esporas, y algas. La Inertinita se forma de materiales vegetales degradados ricos en carbono, tejidos leñosos alterados bioquímicamente o por el fuego, y otros restos resistentes. Relativamente pocos hidrocarburos gaseosos son derivados de la inertinita.

Los carbones sub-bituminosos y de rangos superiores contienen dos subclases generales —carbón brillante y carbón mate. El carbón brillante se compone de los litotipos vitreño, clareño, y fuseno. El principal litotipo en el carbón mate es el dureño, que normalmente tiene un alto contenido de materia mineral. Los litotipos, a su vez, se componen de varios macerales, que son los restos de árboles y plantas microscópicamente reconocibles.

Se pueden determinar los componentes químicamente reactivos e inertes así como la reflectancia media de una muestra de carbón mediante análisis petrográfico. Los componentes químicamente reactivos incluyen vitrinita, exinita,

resinita, y semi-fusinita. Los componentes inertes incluyen algunas semi-fusinitas, micrinita, fusinita, y materia mineral. La evidencia tanto de pruebas de laboratorio como de pruebas de desorción sugiere que la capacidad de adsorción de metano del carbón disminuye por la presencia de aceite ocluido. Las investigaciones muestran que la capacidad de adsorción de metano disminuye hasta una parte del rango medio y bajo en volátiles y entonces incrementa para carbones de rangos más altos como se muestra en la Figura 7. Los carbones de rangos bajos tienen una tendencia a retener el agua en muchos de los sitios de adsorción. Así pues, como la humedad disminuye al incrementarse el rango del carbón, la capacidad de adsorción de metano también aumenta.

Figura 7. Relación del Carbono Fijo con la Adsorción de Metano



Fuente: STEIDL, Peter. Coal as a Reservoir. Gas Research Institute, 1996

Se sabe comparativamente poco sobre la adsorción de metano relativo a la composición del carbón. Se han observado capacidades de metano significativamente mayores en bandas brillantes (850 ft³/ton) en comparación con bandas mates (570 ft³/ton) del mismo manto de carbón durante una evaluación de la influencia de la composición petrográfica en carbones del oeste de Canadá. La adsorción total de gas varía con la proporción de vitrinita. La vitrinita tiene una mayor proporción de microporos y mayor área superficial, y por lo tanto mayor capacidad de adsorción metano. También hay evidencia de que la vitrinita tipo A tiene mayor capacidad de adsorción de metano que la vitrinita tipo B. La superficie interna del carbón es mayor para la vitrinita (204 m²/g), moderada para la liptinita, y la más baja para la inertinita (36 m²/g).

Algunos estudios reportan incrementos en el gas generado con el contenido de fuseno. El fuseno tiende también a permitir una desorción de metano más rápida, basado en investigaciones realizadas en el Reino Unido. Un incremento en la proporción de una matriz homogénea, probablemente dureno, reduce el contenido de metano.

2.2 GEOLOGÍA DEL CARBÓN

Comprender la geología de los yacimientos de carbón es de gran valor para evaluar un prospecto. Se pueden usar una variedad de mapas para una evaluación —espesor de la capa, espesor total de las capas superiores a un pie, número de capas de espesor mayor a un pie, contenido de gas de la capa objetivo, contenido de gas total por unidad de área, elevación estructural de la capa objetivo mostrando las fallas, ubicación y prominencia de las fallas, y la profundidad del objetivo más profundo. En algunas zonas, los datos pueden ser insuficientes para correlacionar y hacer los mapas de las capas individuales, pero deberían permitir hacer los mapas del espesor total de carbón explotable. El espesor mínimo de carbones incluido en una base de reserva dependerá de la

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

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

2.2.1 La Sedimentación del Carbón

A través de la historia geológica las principales épocas de formación de carbón son los periodos Carbonífero y Pérmico y las eras Mesozoico y Cenozoico. La mayoría de los carbones en el este de Estados Unidos son de la época Pensilvaniense, mientras que los de las Montañas Rocosas y al oeste son del Cretácico o más jóvenes. Para la mayoría de los principales mantos de carbón del Carbonífero, un ambiente húmedo tropical era más probable.

Los mantos de carbón del Pensilvaniense y Pérmico están típicamente presentes en una secuencia más o menos regular de rocas sedimentarias denominadas ciclotemas. La secuencia de estratos en un ciclotema idealizado incluye arenisca, shale gris, caliza, *underclay*, carbón, shale gris, caliza y shale negro. La arenisca

dentro de los estratos de carbón típicamente es depositada en un ambiente terrestre o de agua dulce y los restantes son depósitos marinos. Los ciclos generalmente no están completos y con frecuencia carbones u otras unidades se repiten en un ciclo. Sin embargo, los ciclos pueden ser útiles para el mapeo de carbones o grupos de carbones. A lo largo del tiempo geológico, una secuencia espesa (hasta varios miles de pies) de sedimentos con un gran número de mantos de carbón puede acumularse en una cuenca. Los estratos, incluidos los mantos de carbón, tienden a ser más espesos hacia el centro de la mayoría cuencas.

Las cuencas pueden clasificarse en rift, de antepaís, sucesoras o intermontanas, y cratónicas. Las cuencas Rift, como la cuenca Gulf Coast, pueden tener depósitos espesos de evaporitas que se acumularon durante períodos áridos, mientras la lluvia estaba restringida por las montañas elevadas en los márgenes de las cuencas. Las cuencas de antepaís, tales como la cuenca de los Apalaches, se forman a lo largo de cinturones de cabalgamiento y comúnmente contienen importantes mantos de carbón. Las cuencas sucesoras, tales como las cuencas Terciarias de Las Montañas Rocosas, se forman dentro de cinturones orogénicos en ambientes compresionales, extensionales y de deslizamiento. Las cuencas cratónicas tales como las cuencas Illinois o Michigan se pueden formar por subsidencia térmica o por flexión. El material orgánico que se acumuló y formó mantos de carbón fue típicamente depositado en un ambiente de pantano o saturado de agua. Estas pueden ser grandes zonas pantanosas con condiciones sedimentarias bastante uniformes (como los Everglades de Florida) o pequeños pantanos. Muchos mantos de carbón fueron depositados en pantanos asociados con deltas de ríos, islas de barrera, y áreas de subsidencia lenta. La formación del carbón puede variar significativamente dependiendo del ambiente de sedimentación. Comprendiendo el ambiente de sedimentación, se pueden anticipar variabilidades en la calidad del carbón, espesor, y factores asociados.

2.2.2 La Permeabilidad a Partir de Fallas y la Estructura

El sistema de cleats usualmente crea permeabilidad anisotrópica con la mayor permeabilidad, que usualmente está en la dirección de las *face cleats*. Las fracturas a escalas más grandes también pueden afectar que dirección tiene la mayor permeabilidad. Se han observado diferencias sustanciales en la producción de gas en pozos perforados horizontalmente en mantos de carbón. En el manto de carbón de Pittsburgh, se encontró que las tasas de flujo por pie de hueco son alrededor de cuatro veces más altas para pozos perforados perpendicularmente a las *face cleat* que los perforados perpendicularmente a las *butt cleats*. La producción puede beneficiarse espaciando los pozos de tal manera que estén más distanciados en la dirección de alta permeabilidad. Espaciar los pozos para tomar ventaja de la permeabilidad anisotrópica debe considerarse, aunque otros factores tales como la topografía o zonas de fracturas naturales pueden ser de mayor importancia. El esfuerzo de fractura y la orientación de fractura inducida también deben considerarse en el espaciamiento de pozos.

La orientación de las cleats en capas de carbón más profundas puede determinarse con aceptable exactitud de capas de carbón superpuestas. Los datos indican que dentro de una separación vertical de 100 a 400 pies, la diferencia promedio en la orientación de las cleats del carbón entre capas es de cuatro grados para las *face cleat* y ocho grados por las *butt cleat*.

Los plegamientos y fallamientos pueden mejorar la permeabilidad del carbón mediante la formación de fracturas naturales. Frecuentemente, el fracturamiento es más intenso a lo largo del eje de un pliegue (especialmente anticlinales) debido a las fuerzas de tensión, que producen fracturas y las mantienen abiertas. Un caso documentado que involucra plegamientos y fallamientos es el campo *Big Run* en el Anticlinal Littleton en Wetzel County, West Virginia. Este campo, que contiene 52 pozos sin estimulación, ha producido más de dos BCF desde el manto

de carbón Pittsburgh. Cuando las condiciones de esfuerzos son bajas, las fracturas naturales pueden ser abiertas y proporcionar la permeabilidad para el flujo a través de los estratos de roca que de otro modo serían casi impermeables. Los sistemas de fracturas naturales que penetran un manto de carbón o un grupo de carbones pueden tener suficiente permeabilidad para permitir el desagüe de los carbones sin tratamientos de estimulación, si el pozo intercepta una de las fracturas. En casos excepcionales, pozos sin estimulación que se completaron dentro de un buen fracturamiento natural han tenido producciones superiores a las de pozos estimulados.

Diversos problemas pueden estar asociados con fallas, tales como horizontes de carbón perdidos, desplazamiento de vetas de carbón, compartimentación del yacimiento, problemas de perforación, y mayor esfuerzo horizontal. Cuando sea posible, las fallas deben ser identificadas a partir de características de la superficie, fotografía aérea, registros de minería, registros de pozos, mapas estructurales, etc. Si las fallas son identificadas y localizadas con precisión, pueden esquivarse como ubicaciones de pozos, si es necesario, en las zonas de fuerzas de compresión residuales. Algunas zonas pueden tener menores esfuerzos cerca de una falla o en un bloque de falla debido al alivio de esfuerzos. Estas zonas pueden ser seleccionadas como posibles áreas de mayor permeabilidad. Pruebas de esfuerzos o presiones iniciales de cierre obtenidas durante el fracturamiento hidráulico pueden proporcionar información suficiente para determinar si una falla exhibe esfuerzos superiores o inferiores a las condiciones normales.

2.2.3 Esfuerzos y Barreras de Esfuerzos

La orientación y la magnitud de los esfuerzos pueden influir mucho en el recobro de gas asociado al carbón. Los esfuerzos existentes a menudo no son los mismos que en el régimen de esfuerzos presentes durante la carbonificación. El esfuerzo

horizontal perpendicular a las face cleats puede cerrar las aberturas de las face cleats y causar baja permeabilidad. Las investigaciones han mostrado que la permeabilidad y la recuperación de gas correlacionan con el esfuerzo en los carbones.

Si el esfuerzo vertical mínimo es mayor que el esfuerzo horizontal, entonces probablemente se propagarán fracturas horizontales menos efectivas. A profundidades menores que 800 pies y en zonas altamente tensionadas, el esfuerzo vertical a menudo es superior al esfuerzo horizontal mínimo. Bajo esas condiciones, la estimulación efectiva de varias capas con un tratamiento podría no ser posible. La efectividad de las fracturas inducidas diseñadas para propagarse verticalmente a través de varias capas de carbón también dependerá de las condiciones de esfuerzo de los estratos que intervienen. Las capas que son barreras a la propagación vertical de fracturas causarán un tratamiento ineficaz. Determinar la condición de los esfuerzos proporcionará información valiosa para diseñar un tratamiento de estimulación y predecir su geometría.

Los carbones están comúnmente asociados con shale, limolita, lutita, y arenisca. Todas estas formaciones pueden tener baja permeabilidad y actuar como barreras para aislar el carbón. Sin embargo, algunas areniscas son más permeables que el carbón adyacente. En tales situaciones, la arenisca probablemente contiene gas y puede estar en buena comunicación con el carbón y ofrecer una zona efectiva para el desagüe y producir gas del carbón.

2.2.4 Hidrología

La hidrología desempeña un papel importante en la producción en pozos de gas asociado al carbón, debido a que generalmente el agua debe ser evacuada para reducir la presión e iniciar el flujo de gas. Las consideraciones principales al evaluar la hidrología incluyen la presencia de acuíferos superpuestos al manto objetivo, los acuíferos debajo y hacia arriba según el buzamiento del manto

objetivo, fallas o fracturas conectadas a aguas superficiales o a otras recargas, la calidad del agua producida y el potencial para la evacuación del agua a zonas más bajas (si es necesario).

Si los acuíferos yacen encima o están asociados con estratos de un grupo de carbón, el desagüe de los carbones y los acuíferos puede ser muy difícil o hacer no rentable la producción de gas. La investigación puede mostrar que un acuífero no está en comunicación con el manto objetivo. En esos casos, se debe evitar fracturar el acuífero. Puede ser necesario modificar los tratamientos de estimulación para evitar la propagación de una fractura en un acuífero que está por encima de un manto objetivo. Es posible influenciar el crecimiento de la altura de la fractura mediante un diseño apropiado del tratamiento de estimulación. Por ejemplo, tasas bajas de inyección pueden reducir el crecimiento de la altura. Más importante, una formación que actúa como una barrera de fractura puede limitar efectivamente el crecimiento de la altura de la fractura.

Los sistemas de fracturas naturales pueden permitir la recarga de los acuíferos y hacer difícil el desagüe. Las grandes zonas productoras de agua en un pozo que no se pueden depletar deben ser evaluadas y posiblemente cementadas y abandonadas. La presencia de fallas conductoras de agua o sistemas de fracturas puede ser un asunto importante en la ubicación de los pozos y la selección de zonas para completar.

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

la profundidad. Si los datos de calidad del agua están disponibles para zonas separadas, es posible estimar los niveles relativos de producción de agua de zonas en un pozo multi-zona.

3. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS PARA EL CARBÓN³

3.1 MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE EN EL CARBÓN

Los yacimientos de carbón son sistemas con mecanismos de almacenamiento y transporte que puede caracterizarse utilizando modelos matemáticos. Esta sección describe cómo es almacenado y transportado el gas en yacimientos de gas asociado al carbón. También explica los mecanismos que controlan la producción de pozos de gas asociado al carbón operando bajo agotamiento de presión.

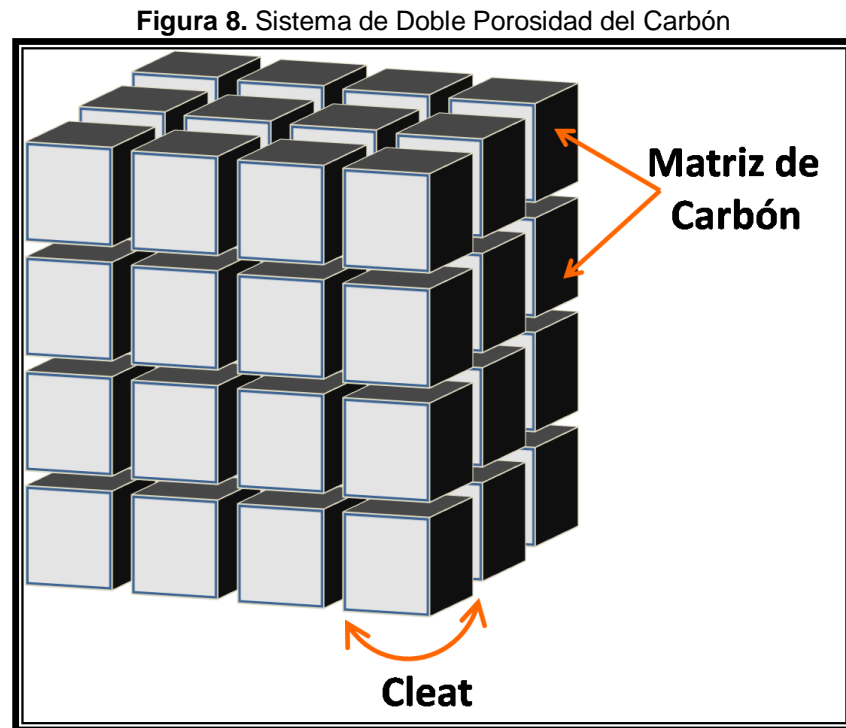
3.1.1 Estructura del Carbón

El análisis de carbones de minas o de pozos de gas asociado al carbón (corazones) revela que los carbones son naturalmente fracturados. Un sistema de fracturas estrechamente espaciadas (llamado cleats) se forma en los carbones en respuesta a la carbonificación, las características estructurales locales, y otras variables. Las fuerzas estructurales locales determinan usualmente la densidad de cleats. El sistema de cleats del carbón generalmente es ortogonal con una dirección transversal a la otra. La cleat dominante (más continua) es llamada comúnmente la face cleat, y la cleat orientada aproximadamente perpendicular a la face cleat es llamada la butt cleat. El espaciamiento de cleat en el carbón varía de 1/10 de pulgada a más de una pulgada, con espaciamiento más cercano en zonas más activas tectónicamente.

El carbón contiene una muy fina estructura de microporos; los diámetros de los poros oscilan entre cinco y diez Angstroms. Esta estructura de microporos tiene

³ ZUBER, Michael D. Basic Reservoir Engineering for Coal. En: SAULSBERRY, J.L., SCHAFER, P.S. y SCHRAUFNAGEL, R.A. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Chicago, Illinois: Gas Research Institute, 1996. p. 3.1-3.32.

una capacidad de flujo muy baja (permeabilidad en el rango de micro-darcy), mientras que las cleats en el carbón tienen una capacidad de flujo mucho más grande (permeabilidad en el rango de milidarcy). Así pues, es útil conceptualizar el carbón como un sistema de doble porosidad similar al sugerido por Warren y Root. Este sistema de doble porosidad se muestra esquemáticamente en la Figura 8.



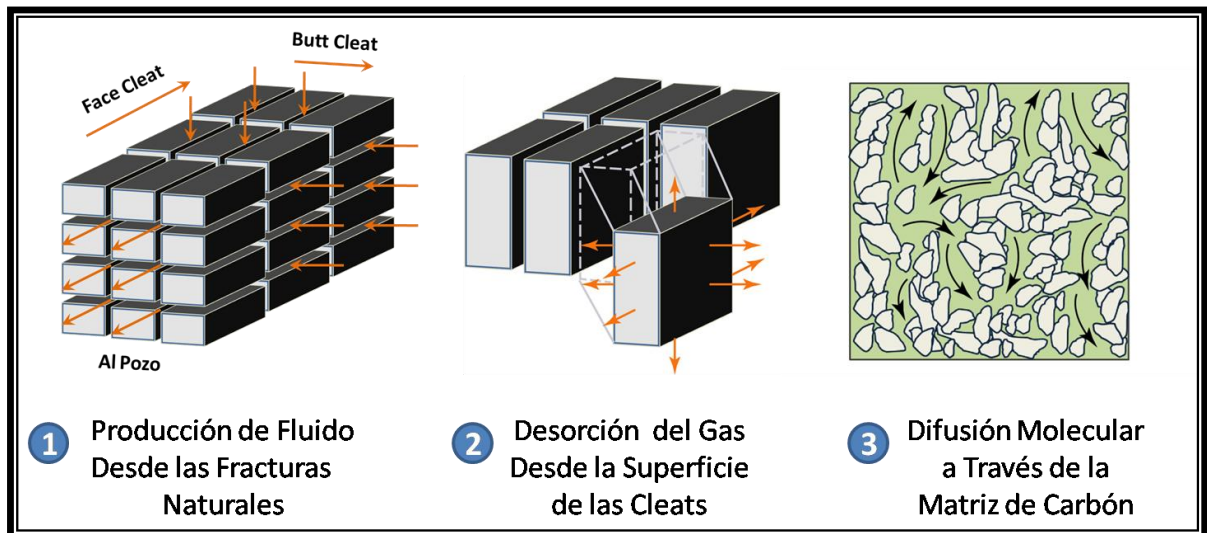
Fuente: WARREN, J. y ROOT, P. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs, 1963

Además del sistema de cleats naturales, sistemas de fracturas causados por actividad tectónica también pueden estar presentes en los carbones. El agua y el gas fluyen hacia los pozos de gas asociado al carbón a través de los sistemas de cleats y fracturas. Las cleats y fracturas contienen el grueso de la permeabilidad medida en pruebas de pozo en yacimientos de gas asociado al carbón. La Figura 9 muestra las tres etapas del proceso de transporte de gas en el carbón.

3.1.2 Mecanismos de Almacenamiento

El gas puede existir en un manto de carbón de dos maneras. Puede estar presente como gas libre dentro de la porosidad natural del carbón (grietas y fracturas), y puede estar presente como una capa adsorbida sobre las superficies

Figura 9. Proceso de Transporte del Gas en Yacimientos de Gas Asociado al Carbón



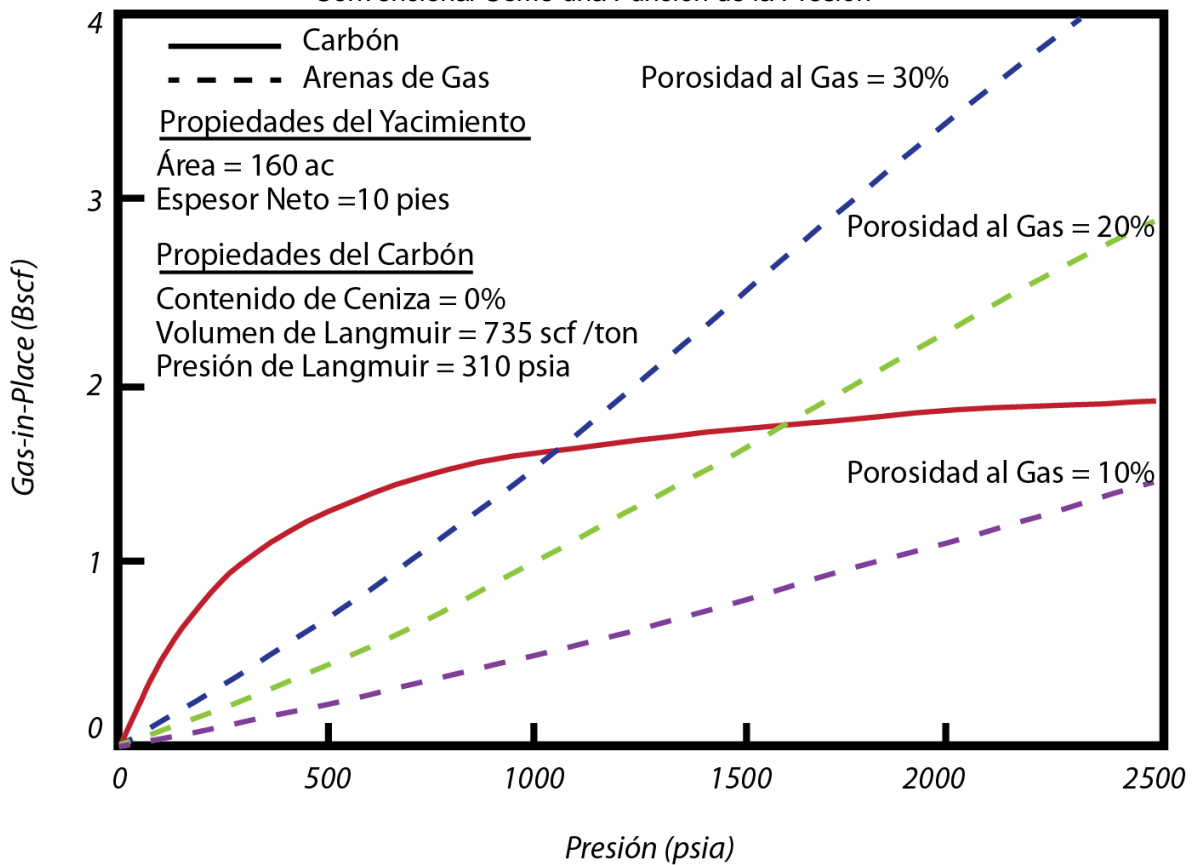
Fuente: ZUBER, Michael. Basic Reservoir Engineering for Coal. Gas Research Institute, 1996

internas del carbón. La fina estructura de microporos del carbón tiene una muy alta capacidad de almacenamiento de metano. Las moléculas de metano se adsorben a las paredes de los microporos. Debido a que la porosidad del sistema de cleats del carbón es pequeña (menos del cinco por ciento) y la saturación de gas inicial en las cleats del carbón es típicamente baja (menos del diez por ciento), la mayoría del gas-in-place en los carbones (más de 90 por ciento) está adsorbida en la matriz de carbón. El volumen de gas adsorbido es significativo incluso en carbones que tienen sistemas de cleats saturados de gas a las condiciones iniciales de yacimiento. Por ejemplo, un carbón saturado de agua que contiene 375 scf/ton de gas adsorbido tiene el mismo gas-in-place que un yacimiento de arenisca convencional a 400 psi con 51 por ciento de porosidad efectiva al gas, y

el mismo gas-in-place que un yacimiento de arenisca convencional a 1600 psi con trece por ciento de porosidad efectiva al gas.

La Figura 10 muestra una comparación del gas-in-place para un manto de carbón y una arena de gas convencional con área de drenaje y espesor similares. Esta comparación demuestra la inmensa capacidad de almacenamiento de los carbones comparada con las arenas convencionales de gas de porosidad simple en escenarios de presiones bajas y medias.

Figura 10. Comparación del Gas-In-Place Para un Manto de Carbón y una Arena de Gas Convencional Como una Función de la Presión

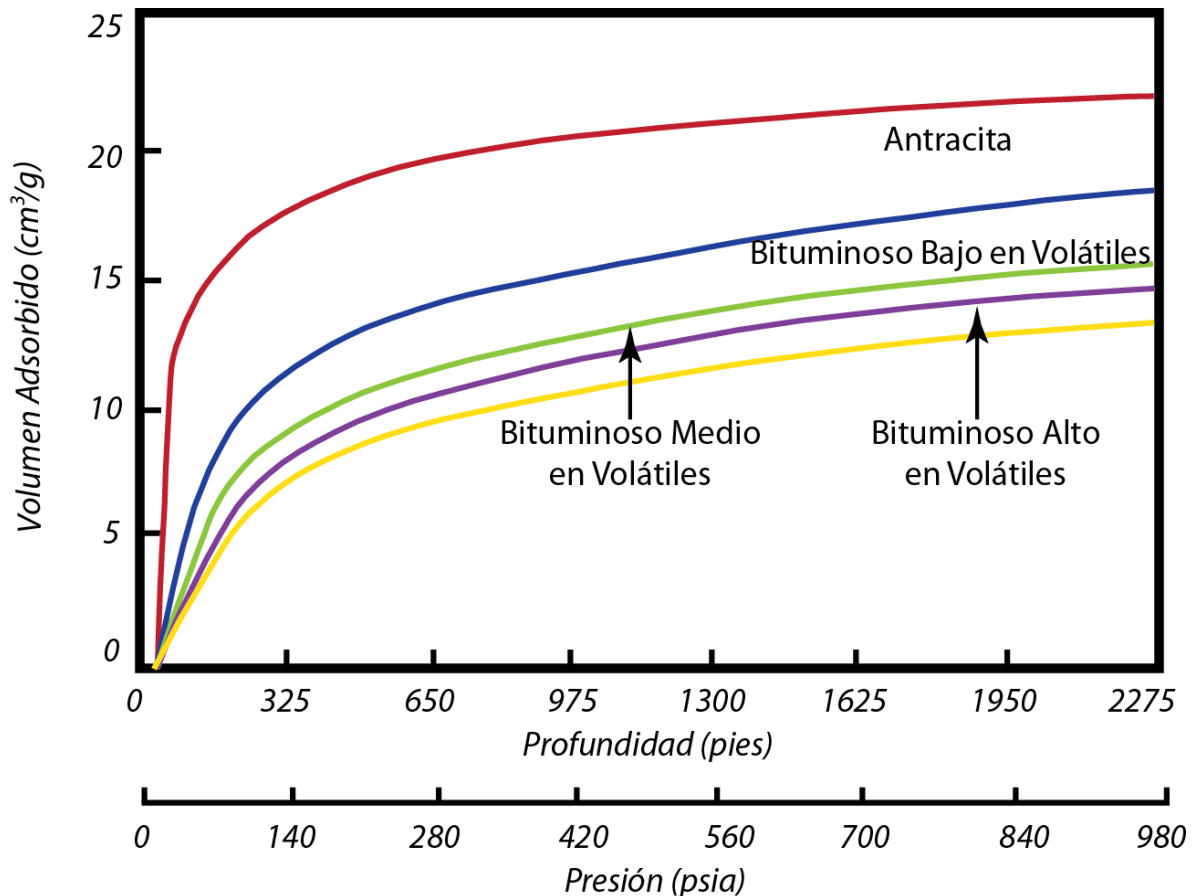


Fuente: ZUBER, Michael. Basic Reservoir Engineering for Coal. Gas Research Institute, 1996

Para la mayoría de los mantos de carbón, la cantidad de gas retenida en el carbón es principalmente una función del rango del carbón, contenido de cenizas, contenido de humedad, y la presión del manto. La capacidad de adsorción de un

manto de carbón varía de forma no lineal en función de la presión. Esta relación se describe mejor utilizando una isoterma de Langmuir. La Figura 11 muestra isothermas de desorción típicas en función del rango del carbón.

Figura 11. Isothermas de Desorción Típicas Como una Función del Rango del Carbón



Fuente: ZUBER, Michael. Basic Reservoir Engineering for Coal. Gas Research Institute, 1996

Para calcular el gas-in-place de un manto de carbón, se debe determinar el contenido de gas que existe a las condiciones iniciales de yacimiento (presión y temperatura) y la isoterma de desorción, que describe cómo el metano será liberado a medida que la presión se reduce. Ambas variables deben ser obtenidas de análisis de núcleos. El contenido de gas del carbón generalmente es determinado midiendo directamente la cantidad de gas desorbido desde un carbón después del recobro. Esta medición define la cantidad de gas en el carbón a la

presión y temperatura inicial del yacimiento. La isoterma de desorción es determinada triturando el carbón a un tamiz y midiendo sistemáticamente la cantidad de gas que el carbón puede contener a diversas presiones. La isoterma, por lo tanto, define el límite superior de concentración de gas (es decir, máxima capacidad de adsorción) como una función de la presión. La isoterma es cuantificada determinando los parámetros de Langmuir de los datos de la prueba. Determinar el contenido de gas y la isoterma de desorción por pruebas de núcleos es extremadamente importante para estimar el gas-in-place y para estimar las reservas. La isoterma de desorción y el contenido de gas son necesarios para analizar yacimientos de gas asociado al carbón y simular la recuperación de metano en estos yacimientos.

El agua es almacenada en los carbones de dos maneras: como agua confinada en la matriz de carbón y como agua libre en el sistema de cleats del carbón. El agua confinada en el carbón se forma como subproducto del proceso de carbonificación. El agua confinada de la matriz no es móvil y no se ha demostrado que afecte significativamente la recuperación de metano del carbón. El agua libre contenida en el sistema de cleats es móvil a altas saturaciones de agua (superior a 30 por ciento). Muchos depósitos de carbón son sistemas acuíferos activos y por lo tanto están 100 por ciento saturados de agua en el sistema de cleats. Los carbones que no son acuíferos pueden tener saturaciones iniciales de agua menores de 100 por ciento. La saturación mínima de agua móvil del sistema de cleats del carbón se determina por pruebas de permeabilidad relativa de muestras de carbón fracturadas. Datos publicados en la literatura sugieren que una típica saturación de agua irreductible para un carbón bien fracturado está en el rango de 20 a 50 por ciento del volumen de cleats interconectado.

3.1.3 Mecanismos de Transporte

La mayoría del gas presente en mantos de carbón está físicamente adsorbido en las superficies internas de la matriz del carbón no fracturada. La producción de

gas de los carbones ocurre por un proceso de tres etapas en el que el gas: 1) fluye desde las fracturas naturales, 2) desorbe de las superficies de las cleats (fracturas naturales), 3) se difunde a través de la matriz de carbón hasta las cleats. Este proceso es mostrado en la Figura 9.

Desorción: la desorción es el proceso por el cual las moléculas de metano se desprenden de las superficies de los microporos de la matriz de carbón y entran en el sistema de cleats donde existen como gas libre. La isoterma de desorción define la relación entre la concentración de gas adsorbido en la matriz de carbón y la presión del gas libre en el sistema de cleats del carbón, como se muestra en la Figura 10. Kim fue el primero en demostrar que las características de desorción del carbón varían en función de las propiedades del carbón. Kim correlacionó isotermas como una función del rango, como se muestra en la Figura 11. Las isotermas también varían de pozo a pozo debido a variaciones en la composición del carbón (cenizas, contenido de humedad, etc.). Así, es importante determinar las isotermas para un muestreo razonable de pozos en un campo.

En la etapa de desorción, la isoterma de desorción es el vínculo entre el flujo en el sistema de matriz (donde el flujo es controlado por gradientes de concentración) y el flujo en el sistema de cleats (donde el flujo es controlado por gradientes de presión). La relación entre la concentración de gas y la presión es una función no-lineal que generalmente se define por la ecuación de Langmuir:

$$C_m = \frac{V_L p}{p_L + p} (0.031 \rho_b) \quad (1)$$

Donde:

C_m = Concentración de gas en la matriz, scf/ft³

V_L = Volumen de Langmuir, seco, libre de cenizas, scf/ton

p = Presión en el sistema de fracturas, psia

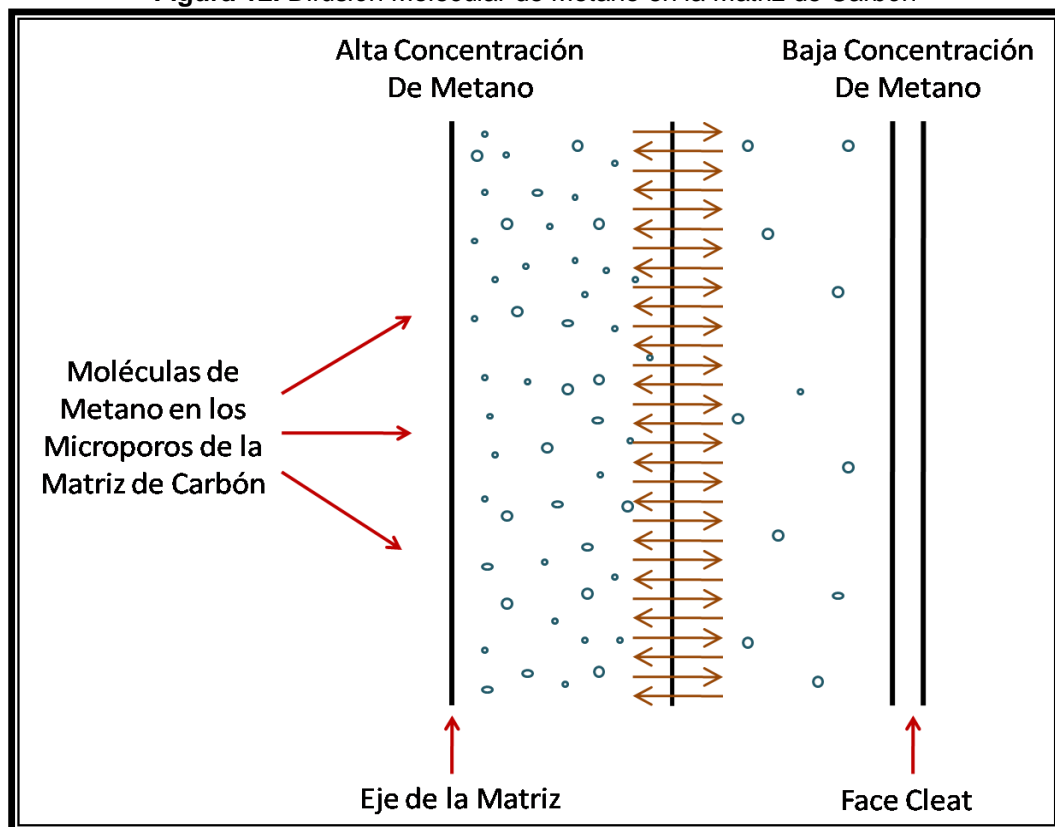
p_L = Presión de Langmuir, psia

ρ_b = Densidad del carbón, g/cm³

Las constantes de Langmuir para un carbón particular son determinadas en el laboratorio.

Difusión: La difusión es un proceso en el cual el flujo ocurre por movimiento molecular aleatorio de un área de alta concentración a un área de concentración más baja. Smith y Williams han encontrado que la difusión en el carbón es una combinación de difusión de Knudsen, difusión bulk, y difusión superficial, dependiendo de la estructura y presión del carbón. El proceso de difusión molecular de metano en la matriz de carbón se muestra en la Figura 12.

Figura 12. Difusión Molecular de Metano en la Matriz de Carbón



Fuente: ZUBER, Michael. Basic Reservoir Engineering for Coal. Gas Research Institute, 1996

El proceso de difusión en el sistema de microporos es descrito utilizando la Ecuación 2, que se obtiene de la ley de Fick.

$$q_{gm} = \frac{8\pi D V_m}{s_f^2} (C_m - C(p)) \quad (2)$$

Donde:

q_{gm} = Tasa de producción de gas desde la matriz de carbón, scf/día

D = Coeficiente de difusión, ft²/día

V_m = Volumen de matriz, ft³

s_f = Espaciamiento de fractura, ft

C_m = Concentración de gas en la matriz, scf/ft³

$C(p)$ = Concentración de equilibrio en el límite matriz-cleat, scf/ft³

Esta ecuación describe la tasa de flujo desde un elemento de la matriz hacia el sistema de cleats en respuesta a un gradiente de concentración de metano. Se asume que los elementos de matriz son cilindros perfectos. Esta es una aproximación para un elemento de matriz en el yacimiento que está rodeado por un sistema ortogonal de cleats. La constante de proporcionalidad en la ley de Fick es llamada coeficiente de difusión (D). El coeficiente de difusión normalmente se determina por desorción de metano de un núcleo en un laboratorio y midiendo la tasa de desorción en función del tiempo.

Los efectos de la difusión pueden cuantificarse determinando un tiempo de desorción, τ (días), que está relacionado con el espaciamiento de cleats, s_f (ft) y el coeficiente de difusión, D (ft²/día), como se muestra en la Ecuación 3.

$$\tau = \frac{s_f^2}{8\pi D} \quad (3)$$

Esta ecuación incluye el factor de forma adecuado para elementos de matriz cilíndricos. Schwerer et al. han demostrado que los elementos de matriz cilíndricos son adecuados para modelar el proceso de difusión en los carbones. El tiempo de desorción puede estimarse de los datos de la prueba de contenido de gas y se define como el tiempo requerido para liberar 63% del metano total adsorbido en una muestra de carbón saturada inicialmente a temperatura y presión de yacimiento a medida que va a la presión atmosférica.

Flujo Darcy: La experiencia con la producción de pozos de gas asociado al carbón y las pruebas de pozo han demostrado que el flujo en el sistema de cleats de los carbones puede ser descrito por la ley de Darcy. En un sentido general, la ley de Darcy relaciona la tasa de flujo con la caída de presión en un yacimiento utilizando una constante de proporcionalidad (es decir, la permeabilidad). La Ley de Darcy es aplicable al flujo en cualquier medio poroso si se cumplen las siguientes suposiciones:

- ✓ Un fluido de una sola fase, de viscosidad constante llena completamente el volumen de poro conectado del medio poroso.
- ✓ Existe régimen de flujo viscoso o laminar en toda la compleja estructura interna de los poros del medio poroso.

La Ley de Darcy, se aplica a yacimientos con flujo simultáneo de más de un fluido considerando la permeabilidad efectiva de cada fase fluuyente. La permeabilidad efectiva de las fases fluyentes individuales es siempre inferior a la permeabilidad absoluta del medio poroso, y la suma de las permeabilidades efectivas de todas las fases fluyentes es menor o igual a la permeabilidad absoluta. La razón de la permeabilidad efectiva de una fase individual a la permeabilidad absoluta se llama permeabilidad relativa. Debido a que la permeabilidad efectiva de cada fase fluuyente varía en función de la saturación, las curvas de permeabilidad relativa se utilizan para definir la permeabilidad efectiva de cada fase fluuyente en todas las condiciones de saturación posibles en el yacimiento.

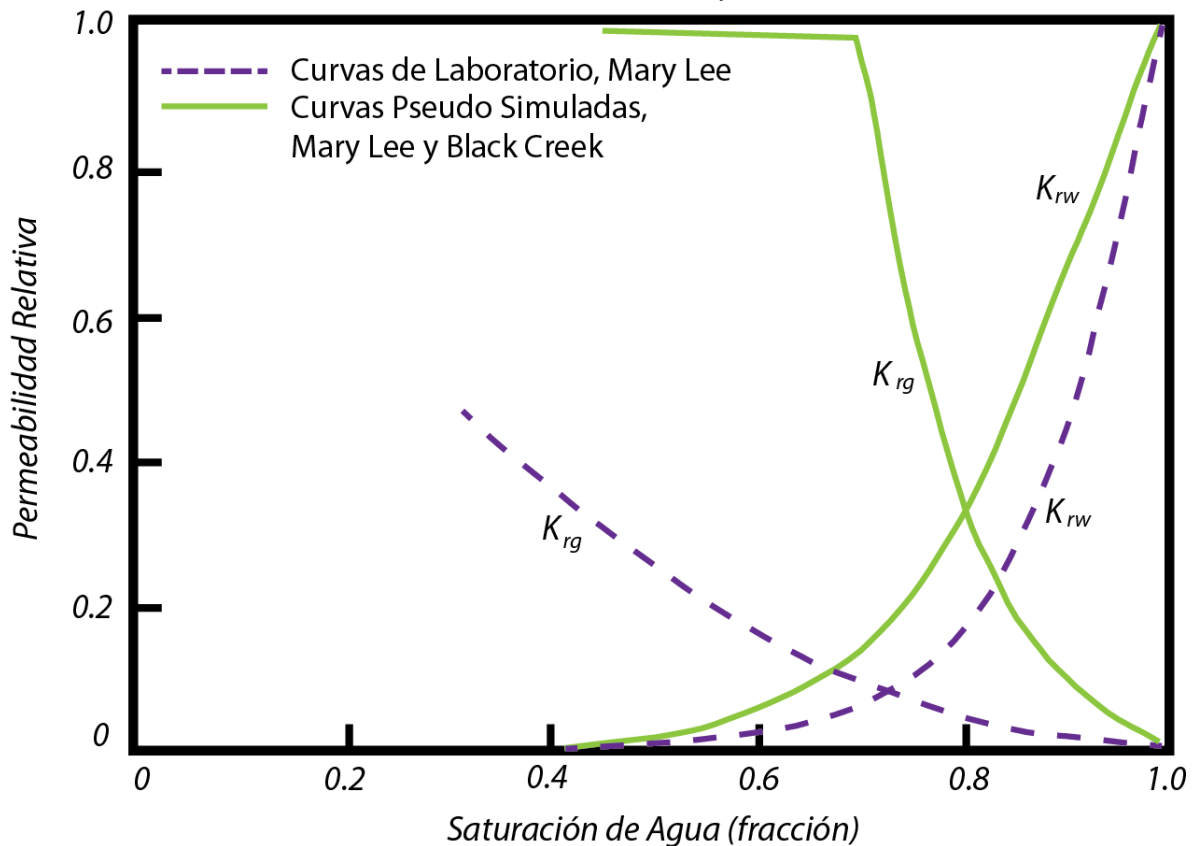
Permeabilidad Relativa: a medida que la presión se reduce en el sistema de cleats por la producción de agua de los pozos, el gas desorbe en el sistema de cleats. En este punto, y por el resto de la vida de los pozos productores, ocurre flujo bifásico en el sistema de cleats. Bajo las condiciones de flujo bifásico, las relaciones de permeabilidad relativa entre el gas y el agua controlan el flujo relativo de gas y agua en el yacimiento. Así, es importante determinar las características de permeabilidad relativa del carbón que se está analizando.

El trabajo de Reznik y Dabbous en la década de 1970 sugiere que las pruebas de núcleos pueden ser utilizadas para cuantificar las características de la permeabilidad relativa aire-agua en el sistema de cleats del carbón. El trabajo de Gash ha proporcionado una mejora significativa en las técnicas de medición de permeabilidad relativa en el carbón. Debido a que el flujo de agua y gas en los carbones ocurre en la interconectada red de cleats, las características de permeabilidad relativa de los carbones son una función de las propiedades de las cleats. Esta relación tiene varias implicaciones importantes para determinar y utilizar datos de permeabilidad del carbón:

- ✓ Obtener una muestra representativa de la red de cleats del yacimiento es esencial. Generalmente, se prueban los núcleos completos; sin embargo, aún así los efectos del escalamiento pueden influenciar el uso de datos de prueba para análisis de ingeniería.
- ✓ Las características de permeabilidad relativa están fuertemente influenciadas por las condiciones de los esfuerzos.

La experiencia ha demostrado que las relaciones de permeabilidad relativa obtenidas del laboratorio deben ser modificadas para obtener ajustes históricos adecuados de los datos de campo. La Figura 13 muestra una comparación de los datos de permeabilidad relativa gas-agua derivados de núcleos y datos simulados del carbón *Mary Lee* en Alabama. Es importante tener en cuenta que estos gráficos son casos particulares y deben ser generados para cada área de interés.

Figura 13. Comparación de las Curvas de Permeabilidad Relativa Gas-Agua Simuladas y las Curvas Obtenidas en el Laboratorio, Carbón Mary Lee en la Cuenca Warrior



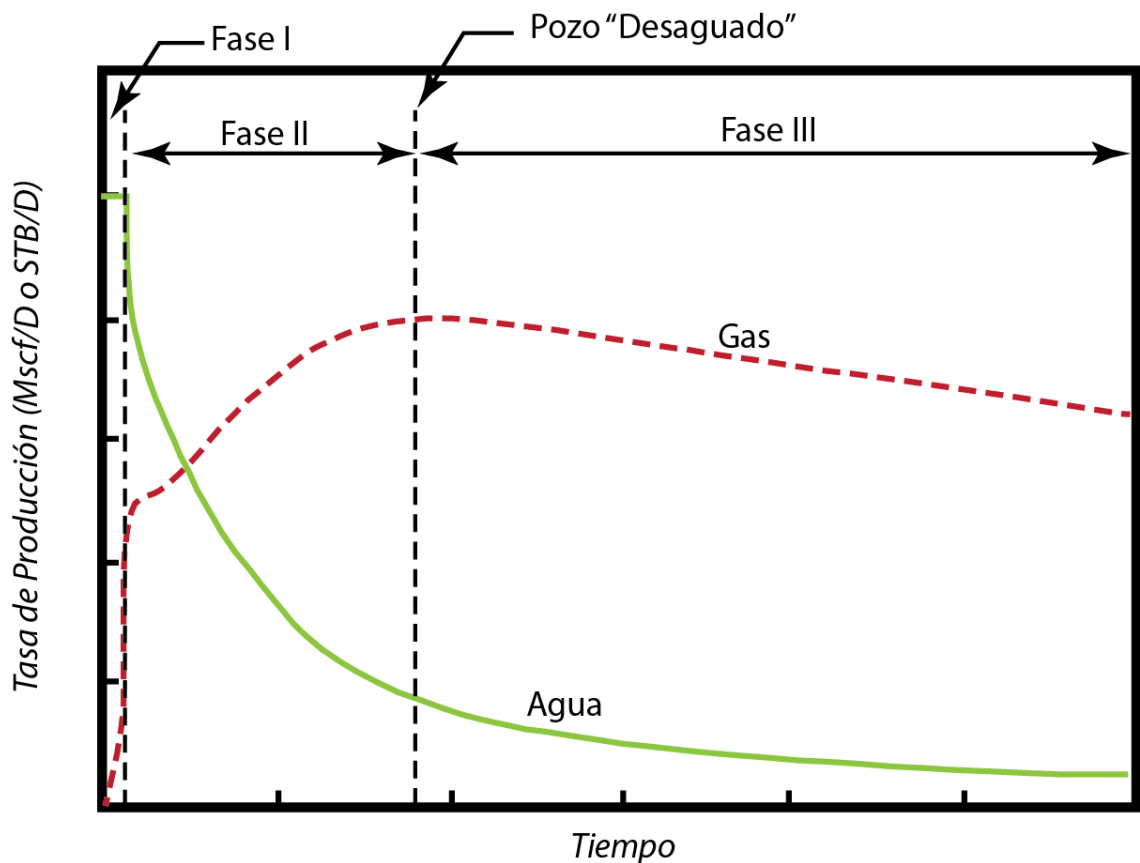
Fuente: ZUBER, Michael. Basic Reservoir Engineering for Coal. Gas Research Institute, 1996

3.1.4 Perfil de Producción de los Pozos

Un perfil típico de producción de un pozo de gas asociado al carbón se muestra en la Figura 14. Este perfil difiere significativamente de la declinación típica de un pozo de gas convencional. La tendencia creciente de la tasa de gas en la vida temprana de un pozo de gas asociado al carbón ocurre debido a que el agua inicialmente ocupa el sistema de fracturas en el yacimiento, el cual controla el flujo hacia el pozo. El agua debe ser removida del sistema de cleats antes de que el gas pueda fluir efectivamente hacia el pozo. Este proceso es llamado desagüe.

La Fase I se caracteriza por una tasa constante de producción de agua y declinación de la presión de fondo fluyendo. Durante esta fase, el pozo recibe un “bombeo de vaciado” y la tasa de gas puede incrementarse, como se muestra en la Figura 14. La tasa de gas también puede disminuir, dependiendo de las características de la permeabilidad relativa en la vecindad del pozo. Al final de la Fase I, el pozo ha alcanzado su mínima presión de fondo fluyendo.

Figura 14. Perfiles Típicos de Producción de Gas Asociado a Mantos de Carbón Para Tasas de Gas y Agua: Tres Fases de Vida Productiva



Fuente: ZUBER, Michael. Basic Reservoir Engineering for Coal. Gas Research Institute, 1996

La Fase II se caracteriza por una "declinación negativa" en la tasa de producción de gas y una declinación significativa en la tasa de producción de agua. La Fase II se caracteriza por varios cambios dinámicos en las condiciones de flujo en el yacimiento:

- ✓ La permeabilidad relativa del agua disminuye.
- ✓ La permeabilidad relativa del gas aumenta.
- ✓ Los efectos de los límites externos se vuelven importantes (flujo en estado pseudo- estacionario).
- ✓ Las tasas de desorción del gas cambian dinámicamente

La Fase III comienza cuando las condiciones de flujo en el yacimiento se han estabilizado. El pozo ha alcanzado su pico de producción de gas, y la producción de gas se caracteriza por una tendencia de declinación más típica. Durante esta fase, la producción de agua es baja y/o insignificante, y las permeabilidades relativas del gas y del agua cambian muy poco. Se considera que el pozo está "desaguado" al comienzo de la Fase III. En este punto, la producción de agua ha alcanzado un nivel bajo (y a veces insignificante), y las permeabilidades relativas del gas y del agua cambian poco a partir de ahora. Existe flujo en estado Pseudo-estacionario para el resto de Fase III.

La duración del proceso de desagüe y la magnitud de las tasas de producción de gas y agua son controladas por las propiedades físicas del carbón así como por los parámetros de desarrollo del proyecto. Este proceso puede tomar semanas, meses o años, dependiendo de las propiedades del manto de carbón productor.

Las propiedades físicas del yacimiento que afectan la eficiencia del proceso de desagüe son:

- ✓ El espaciamiento y la continuidad del sistema fracturas, que están cuantificados por la permeabilidad.
- ✓ La cantidad de gas almacenado en el material orgánico del carbón, que está cuantificado por el contenido de gas adsorbido.
- ✓ Las interacciones entre el gas, el agua y la matriz orgánica del carbón, que están cuantificadas por las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar.

- ✓ La tendencia de la matriz orgánica del carbón de liberar el gas almacenado, que está cuantificada por el coeficiente de difusión y la isoterma de desorción.

Los parámetros de desarrollo del proyecto que afectan la eficiencia del proceso de desagüe son el espaciamiento de los pozos y el grado de estimulación.

Además de los factores mencionados anteriormente, los efectos de la compresibilidad, la condición inicial de la concentración de gas adsorbido y los efectos de la hidrodinámica también pueden afectar la productividad a largo plazo de los pozos de gas asociado al carbón.

3.2 PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN⁴

3.2.1 Esfuerzo Efectivo

Las fuerzas geológicas inducen una cantidad de esfuerzos en una formación de carbón (o en cualquier otra). Típicamente, los campos de esfuerzos se modelan utilizando un esfuerzo vertical y esfuerzos horizontales. El esfuerzo vertical generalmente es causado por el peso de la roca suprayacente y puede determinarse integrando registros de densidad medidos desde la superficie hasta la profundidad del yacimiento. Si no están disponibles datos de densidad, una suposición común es que el esfuerzo vertical es igual a un psi por pie veces la profundidad del yacimiento.

La permeabilidad y otras propiedades del sistema de fracturas naturales del carbón son funciones del esfuerzo neto aplicado a la roca. El esfuerzo neto,

⁴ MAVOR, M. J. Coalbed Methane Reservoir Properties. En: SAULSBERRY, J.L., SCHAFER, P.S. y SCHRAUFNAGEL, R.A. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Chicago, Illinois: Gas Research Institute, 1996. p. 4.1-4.58.

llamado también esfuerzo efectivo, es la diferencia entre el esfuerzo y la presión de poro del yacimiento. El esfuerzo vertical efectivo se define en la siguiente ecuación:

$$\sigma_e = \sigma_v - \beta p \quad (4)$$

Donde

σ_e = Esfuerzo efectivo, psi

σ_v = Esfuerzo vertical, psi

β = Constante de Biot, adimensional

p = Presión de poro, psig

La constante de Biot por lo general es ligeramente inferior a uno para rocas, pero normalmente se asume que es igual a uno. En yacimientos de gas asociado al carbón, la presión de poro es la misma que la presión del sistema de fractura. Antes de la producción, si la presión de poro del yacimiento es desconocida, puede suponerse equivalente al gradiente hidrostático, 0.43 psi por pie.

3.2.2 Permeabilidad y Porosidad del Sistema de Fracturas y Compresibilidad del Volumen Poroso

La permeabilidad es la propiedad de la formación que relaciona la caída de presión y el caudal a través de la formación. La permeabilidad del sistema de fracturas típicamente es anisotrópica, lo que significa que en cualquier punto del yacimiento, la permeabilidad varía en función de la dirección del flujo. Los mantos de carbón son caracterizados comúnmente como yacimientos anisotrópicos simples con dos componentes de permeabilidad horizontal ortogonales (k_x y k_y) y un componente de permeabilidad vertical (k_z). Las direcciones x y y usualmente corresponden a la direcciones de las face cleat y las butt cleat. Estas permeabilidades pueden variar a lo largo del yacimiento. Para flujo radial en la

dirección horizontal hacia un pozo, la permeabilidad promedio está definida en la siguiente ecuación:

$$k_a = \sqrt{k_x k_y} \quad (5)$$

Donde:

k_a = Permeabilidad promedio, md

k_x = Permeabilidad en la dirección x, md

k_y = Permeabilidad en la dirección y, md

La presencia o ausencia de permeabilidad vertical puede tener un efecto profundo sobre el comportamiento de producción del yacimiento debido a la gran diferencia entre la densidad del gas y la del agua. El gas tenderá a fluir a través de la parte superior de un yacimiento continuo verticalmente, y el agua tenderá a fluir a través de la parte inferior. Los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón son normalmente sistemas estatificados a raíz del ambiente de sedimentación. La permeabilidad vertical usualmente es significativamente inferior a la permeabilidad horizontal debido a la interestratificación dentro de material de carbón relativamente libre de materia mineral y la interestratificación de carbón y otras rocas.

La porosidad del sistema de fracturas es la fracción del volumen total del sistema, capaz de almacenar fluidos del yacimiento. Al igual que en el caso de los yacimientos convencionales, el volumen poroso del sistema de fracturas de un yacimiento de gas asociado al carbón puede ser ocupado por fluidos móviles e inmóviles. Así, la porosidad de los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón puede ser reportada de dos maneras. La primera es la porosidad absoluta, que equivale a la razón del volumen poroso total al volumen total del sistema (bulk volume). La porosidad también puede ser reportada como porosidad móvil, que es la razón del volumen de fluidos móviles al volumen total del sistema. La cantidad

de fluidos móviles en el sistema depende mucho del proceso de desplazamiento utilizado para medir la porosidad.

La permeabilidad y la porosidad son funciones del esfuerzo neto en el sistema. Debido a que el esfuerzo vertical probablemente no cambiará mucho durante la producción del yacimiento, los cambios en el esfuerzo efectivo resultan casi totalmente de los cambios en la presión de poro. Esto significa que la permeabilidad y la porosidad del sistema de fracturas del yacimiento dependen de la presión del yacimiento. En ausencia de otros factores, la porosidad y la permeabilidad disminuirán a medida que la presión de poro se reduzca.

La dependencia de la porosidad de la presión de poro es común a yacimientos convencionales de hidrocarburos y se refleja en la definición de compresibilidad (isotérmica) del volumen poroso dada por la siguiente ecuación:

$$c_f = \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right) \quad (6)$$

Donde:

c_f = Compresibilidad del volumen poroso del sistema de fracturas naturales, psi^{-1}

ϕ = Porosidad, fracción del volumen total

Durante el flujo multifásico, la compresibilidad total del sistema de fracturas naturales es una combinación de las compresibilidades y saturaciones de los fluidos, la compresibilidad del volumen poroso, y la compresibilidad de adsorción. La compresibilidad total, como la movilidad total, cambiará durante la historia de producción del yacimiento. La definición está dada por la siguiente ecuación:

$$c_t = S_g c_g + S_w c_w + c_f + c_d \quad (7)$$

Donde:

- S_g = Saturación de gas, fracción
(volumen de gas/volumen vacío del sistema de fracturas naturales)
- c_g = Compresibilidad del gas, psi^{-1}
- S_w = Saturación de agua, fracción
(volumen de agua/volumen vacío del sistema de fracturas naturales)
- c_w = Compresibilidad del agua, psi^{-1}
- c_f = Compresibilidad del volumen poroso del sistema de fracturas, psi^{-1}
- c_d = Compresibilidad de adsorción, psi^{-1}

El término compresibilidad total es calculado explícitamente para su aplicación en balance de materia o análisis de pruebas de pozo. El término no es un parámetro de entrada para un simulador de yacimientos porque el simulador calcula la saturación de fluido y las propiedades en todas partes del yacimiento.

Cuando el fluido no fluye de la matriz al sistema de fracturas naturales, el término de compresibilidad de adsorción es cero. Cuando la matriz está contribuyendo al flujo de fluido, el cálculo de la compresibilidad total del sistema de fracturas naturales está dominado por la compresibilidad de adsorción definida a continuación:

$$c_d = \frac{B_g \rho_c V_L [1 - (a + w_c)]}{32,0368 (p_L + \bar{p})^2 \phi} \quad (8)$$

Donde:

- B_g = Factor volumétrico de formación del gas,
volumen en yacimiento/volumen en superficie
- ρ_c = Densidad in-situ del carbón, g/cm^3
- V_L = Capacidad de almacenamiento de Langmuir, seca, libre de cenizas, scf/ton
- a = Contenido de cenizas, fracción en peso

w_c = Contenido de humedad, fracción en peso

p_L = Presión de Langmuir, psia

\bar{p} = Presión promedio del sistema de fracturas naturales, psia

ϕ = Porosidad del sistema de fracturas naturales, fracción del volumen total

No existe un parámetro general comparable de ingeniería de yacimientos que refleje la dependencia de la permeabilidad de la presión de poro. Sin embargo, numerosas relaciones empíricas existen para establecer una relación de la dependencia de la permeabilidad del esfuerzo. La siguiente ecuación es un ejemplo de esa relación:

$$k = k_{ai} e^{-3c_f \sigma_e} \quad (9)$$

Donde:

k_{ai} = Permeabilidad absoluta sin esfuerzos, md

c_f = Compresibilidad del volumen poroso del sistema de fracturas, psi^{-1}

σ_e = Esfuerzo efectivo, psi

La ecuación representa un mejor ajuste de una ilustración comúnmente citada de permeabilidad absoluta como una función del esfuerzo neto. La Ecuación 9 debe utilizarse con precaución debido a que es una correlación de baja exactitud basada en pocos puntos de datos.

Se cree que la desorción de gas causa una reducción del volumen de la matriz de carbón. Cuando esto ocurre, el volumen poroso del sistema de fracturas naturales hipotéticamente aumenta, resultando en una mayor porosidad y permeabilidad del sistema de fracturas. Esta contracción de la matriz se ha observado en limitados experimentos de laboratorio, pero no se ha documentado que ocurre en el campo.

3.2.3 Saturación y Saturación Normalizada

La saturación de una fase determinada representa la fracción del volumen poroso del sistema de fracturas ocupado por esa fase. Puesto que esta definición de saturación está basada en el volumen poroso total, parte del volumen poroso puede estar ocupado por fluido inmóvil. Debido a que parte del agua que ocupa el espacio poroso total de fractura está inmóvil, la saturación de agua puede variar entre un mínimo del valor de saturación irreductible y un máximo de uno.

También es posible definir una saturación normalizada. En el caso del agua, la saturación de agua normalizada es el volumen de agua móvil dividido por el volumen poroso ocupado por agua móvil y gas, como indica la siguiente ecuación:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (10)$$

Donde:

S_w^* = Saturación de agua normalizada, adimensional

S_w = Saturación de agua, fracción

S_{wi} = Saturación de agua irreductible, fracción

Cualquiera de estas bases de saturación es legítima. Sin embargo, debe tenerse cuidado para asegurarse que la base para los valores de saturación es conocida y se aplica consistentemente en una situación determinada. En particular, utilizar saturación normalizada para una fase y saturación absoluta para las otras debe evitarse. Cuando los valores de saturación varían entre cero y uno, es indudable que la saturación representa un valor normalizado.

3.2.4 Presión Capilar

En yacimientos de gas asociado al carbón, la presión capilar es la diferencia entre la presión de la fase gaseosa y la presión de la fase de agua. La presión capilar pocas veces se considera importante en este tipo de yacimientos.

La presión capilar varía en función de la saturación de fluido. Basado en datos de prueba utilizando areniscas, Brooks y Corey han demostrado que la ecuación 11 relaciona empíricamente la presión capilar y una saturación de agua normalizada.

$$S_w^* = \left(\frac{P_{cp}}{P_{ce}} \right)^{-\lambda} \quad (11)$$

Donde:

P_{cp} = Presión capilar, psi

P_{ce} = Presión capilar de entrada, psi

λ = Índice de distribución del tamaño de poro, adimensional

El índice de distribución del tamaño de poro puede ser estimado por un gráfico del registro de la presión capilar helio-agua como una función del registro de la saturación de agua normalizada. Un rango amplio de la distribución del tamaño de poro se traduciría en un índice de distribución del tamaño de poro inferior a uno. Una distribución del tamaño de poro uniforme resultaría en un valor infinito para λ porque la presión capilar sería igual a la presión capilar de entrada. La presión capilar de entrada es el diferencial de presión mínimo requerido para empujar una fase no mojante en una muestra de roca saturada con la fase mojante.

Determinar la presión capilar como una función de la saturación es menos importante para un yacimiento de gas asociado al carbón que para un yacimiento de gas en el cual el volumen de almacenamiento de fluido es debido en gran parte

a la compresión en el espacio poroso abierto. Las relaciones de presión capilar para yacimientos convencionales son utilizadas para calcular la distribución vertical de saturación de agua a través del yacimiento. La mayor saturación de agua ocurre en la interface gas-agua. La saturación de gas aumenta progresivamente a medida que la altura por encima del contacto gas-agua aumenta. La relación de presión capilar combinada con el análisis de registros permite determinar el volumen de gas-in-place en un yacimiento convencional. Aunque los efectos de la presión capilar en yacimientos de gas asociado al carbón causarían que la saturación de gas aumente por encima de un contacto gas-agua, el efecto sobre las estimaciones del gas-in-place es menor que el error en las estimaciones del gas-in-place adsorbido e insignificante relativo al cálculo del gas-in-place total. Por ejemplo, el gas libre presente en el sistema de fracturas naturales en el COAL Site (un proyecto conjunto entre Amoco y GRI en la cuenca *San Juan*) durante las prueba iniciales representó aproximadamente el 0.25 por ciento del volumen original de gas-in-place.

Debido a la baja presión capilar de entrada, la presión capilar pronosticada por la siguiente ecuación estaría en el rango de uno a diez psi.

$$p_{cp} = p_{ce}(S_w^*)^{-\frac{1}{\lambda}} \quad (12)$$

Por ejemplo, para un valor bajo de λ igual a dos, la presión capilar sería 1,4 psi para una saturación de agua normalizada del cincuenta por ciento y una presión capilar de entrada de un psi. Presiones de entrada de un psi son consistentes con datos publicados de presión capilar en las fracturas del carbón.

3.2.5 Permeabilidad Relativa

Las tasas de flujo de gas y agua a través del yacimiento son proporcionales a la permeabilidad efectiva a cada una de las fases. La permeabilidad efectiva de una

fase es la permeabilidad que puede calcularse utilizando el caudal de la fase y la correspondiente caída de presión. La permeabilidad relativa, definida en la siguiente ecuación, es la relación de la permeabilidad efectiva a una permeabilidad base.

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k_b} \quad (13)$$

Donde:

k_{ri} = Permeabilidad relativa a la fase i , adimensional

k_i = Permeabilidad efectiva a la fase i , md

k_b = Permeabilidad base, md

Es importante comprender que valor de permeabilidad base ha sido utilizado para normalizar los datos de permeabilidad efectiva. Tres bases son comúnmente utilizadas en la literatura—la permeabilidad absoluta estimada a una saturación de la fase mojante de 1,0, la permeabilidad efectiva a la fase no mojante a la saturación de agua irreductible, y la permeabilidad al aire-seco medida a la presión atmosférica. En general, la base utilizada no tiene importancia siempre y cuando la permeabilidad efectiva adecuada sea usada para calcular las tasas de producción de fluido. La misma permeabilidad base debe ser utilizada para normalizar la permeabilidad efectiva del gas y la del agua. Para aplicaciones en el carbón, la permeabilidad absoluta a una saturación de la fase mojante de 1,0 debería utilizarse porque el sistema de fracturas naturales del carbón suele estar altamente saturado de agua en las condiciones iniciales.

La permeabilidad relativa es una función de la saturación de fluido. A falta de datos medidos, la permeabilidad relativa al gas puede aproximarse con la Ecuación 14.

$$k_{rg} = k_g^r (1 - S_w^*)^{n'} \quad (14)$$

Donde:

k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas, adimensional

k_g^r = Coeficiente de permeabilidad relativa al gas, adimensional

n' = Exponente de permeabilidad relativa al gas, adimensional

Para la permeabilidad relativa al agua, la siguiente ecuación, proporciona una primera aproximación adecuada:

$$k_{rw} = (S_w^*)^{m'} \quad (15)$$

Donde:

k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua, adimensional

m' = Exponente de permeabilidad relativa al agua, adimensional

Un análisis de datos publicados de permeabilidad relativa indica que el exponente de permeabilidad relativa al gas típicamente es aproximadamente 1,5, y el exponente de permeabilidad relativa al agua es aproximadamente tres. El coeficiente de permeabilidad relativa al gas generalmente oscila entre 0,63 a 0,90. El comportamiento real de la permeabilidad relativa se desvía del que pronostican estas ecuaciones. Sin embargo, estas ecuaciones pueden servir como primeras aproximaciones razonables en estudios de simulación de yacimientos.

4. TIPOS DE POZOS PERFORADOS EN YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN⁵

4.1 POZOS VERTICALES

La mayoría de los pozos en yacimientos de gas asociado al carbón son verticales. Los métodos comúnmente utilizados para perforar pozos verticales en yacimientos de CBM son perforación por percusión rotatoria y la perforación rotatoria convencional. La dureza de la formación determina el método de perforación a ser utilizado. Para formaciones suaves el método rotatorio es utilizado, mientras que para formaciones más duras, la perforación por percusión rotatoria es usada para una tasa de penetración mayor. Los fluidos de perforación más comúnmente utilizados en el carbón son aire/neblina, lodo aireado y agua de formación. La selección del fluido depende de las propiedades del yacimiento de carbón. Para prevenir el daño a la formación mientras se perfora, el carbón se perfora “underbalanced”. Esto impide que el fluido de perforación, los aditivos químicos, y los sólidos de perforación sean inyectados en el sistema de cleats del carbón y lo taponen. En el caso de los yacimientos sobrepresionados, un fluido de perforación base agua, levemente sobre balanceado, se utiliza para mantener el control de los pozos.

4.2 POZOS HORIZONTALES

La perforación horizontal es utilizada para aumentar la longitud de la zona productora contactada por el pozo. La perforación horizontal aumenta la tasa de

⁵ RAMASWAMY, Sunil. Selection of Best Drilling, Completion and Stimulation Methods for Coalbed Methane Reservoirs. College Station, Texas, 2007, 147 h. Thesis Master of Science. Texas A&M University. Dwight Look College of Engineering. Department of Petroleum Engineering.

producción y las reservas finales recuperadas. El equipo de perforación utilizado para la mayoría de los pozos horizontales se compone de una broca de perforación, motor de desplazamiento positivo (PDM), *logging while drilling* (LWD), *measurement while drilling* (MWD), *drill collars* no magnéticos, *lateral push drill pipe* (LPDP), *heavy weight drill pipe* (HWDP) o *drill collars* (DC) usados para peso, y *drill pipe* de superficie (DPFS).

Los tipos de perforación horizontal son:

- ✓ Radio largo (LRH)
- ✓ Radio medio (MRH)
- ✓ Radio corto (SRH)

Los pozos horizontales tienen un *kick-off point* (KOP), una sección curva perforada direccionalmente hasta una inclinación en el rango de 70° a 110°, dependiendo del buzamiento del carbón y una sección lateral. La sección lateral es perforada mientras se cambia la profundidad vertical real (TVD) y la dirección del pozo ajustando la inclinación y el azimut, respectivamente. Varios tipos de pozos horizontales pueden ser perforados en yacimientos de CBM. (Tabla 4).

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

El diseño LRH no es adecuado para CBM y muchas otras aplicaciones de perforación horizontal no convencionales, debido a que el KOP encima del TVD lateral deseado es de más de 950 pies. Esta excesiva distancia impacta la capacidad de producción del pozo y limita la longitud lateral que puede ser perforada debido a zonas geológicas adicionales expuestas en la curva. Además,

la distancia extra en el tramo de incremento de ángulo del pozo es mucho más larga. Esto incrementa la sección de fuerzas de alto contacto en el montaje de perforación.

Tabla 4. Clasificación de los Pozos Horizontales y Especificaciones de Pozo

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

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

Los pozos Ultra SRH tienen tasas de construcción de la curva superiores a 60°/100' (radio menor de 95 pies), y no se utilizan para CBM debido a la limitada

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

Los pozos horizontales se perforan para maximizar el contacto del pozo con el yacimiento. Las alas de fracturamiento en pozos verticales en yacimientos de CBM tienen longitudes medias de menos de 200 pies. La razón de estas longitudes medias cortas está asociada con la creación de complejas geometrías de fractura. Incrementar la longitud de la zona productora aumenta la producción y las reservas recuperadas. Los pozos horizontales contactan el sistema principal de fracturas del carbón, ya que se perforan perpendicularmente a las face cleats. Esto incrementa significativamente la producción y la recuperación final de gas debido a la extensa área de drenaje conectada con el lateral.

En yacimientos convencionales, los pozos horizontales son más comúnmente utilizados en formaciones que son más o menos planas, con espesores van desde menos de un pie hasta decenas o cientos de pies. Sin embargo, en el CBM, los pozos horizontales se perforan en mantos que van de 3 pies a unos 20 pies de espesor. En mantos de carbón más espesos, los pozos horizontales no son eficaces, puesto que el pozo no es capaz de contactar con el yacimiento completo. Para aumentar la conectividad con el yacimiento, el pozo debe ser hidráulicamente fracturado, o más laterales deben ser perforados. Hasta la fecha, el fracturamiento hidráulico no ha sido muy exitoso en pozos horizontales en CBM, porque los costos no se han justificado por el incremento limitado en la producción. Perforar pozos multilaterales aumenta los costos de perforación, y las posibilidades de que los pozos colapsen durante la perforación y producción son muy altas.

Las ventajas de los pozos horizontales sobre los pozos verticales estimulados con fracturamiento son:

- ✓ Pueden ser perforados hasta una longitud de 8000 pies, mientras que las longitudes efectivas de fractura en yacimientos de CBM son usualmente de menos de 200 pies, de extremo a extremo.

- ✓ Pueden ser orientados en la dirección del máximo esfuerzo horizontal para interceptar las face cleats, para proporcionar la máxima estabilidad del pozo.
- ✓ Son mejores en yacimientos que tienen alta anisotropía de la permeabilidad.
- ✓ Pueden ser controlados de mejor manera para permanecer en el manto (para evitar zonas húmedas) de lo que pueden ser la fracturas inducidas.
- ✓ Pueden proveer flujo de caja acelerado
- ✓ Pueden ser expandidos a varias combinaciones (diseños multilaterales o *pinnate* y opciones de fracturamiento múltiple)

Algunas desventajas de los pozos horizontales son el alto costo cuando hay muchos mantos que requieren perforar múltiples horizontales y las altas posibilidades de colapso horizontal durante la perforación y producción. Un liner es altamente recomendado para prevenir colapso de pozo. En la mayoría de los casos, se utiliza liner pre-perforado.

4.3 POZOS MULTILATERALES

Los pozos horizontales multilaterales se perforan cuando la razón de la tasa de producción de gas en el pozo horizontal a la tasa de producción de gas en el pozo vertical es inferior a uno. En estos casos, el área total de contacto para un pozo vertical es mayor que la de un pozo horizontal simple. En los casos en que se debe acceder a un número de delgadas capas de carbón, los pozos con múltiples laterales proporcionarán una mayor producción que un pozo vertical.

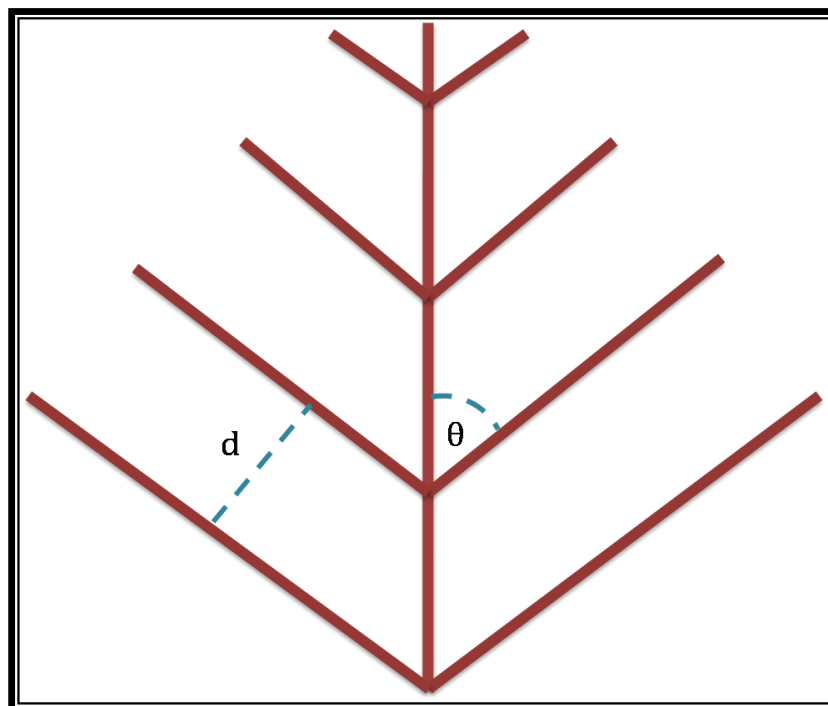
4.4 POZOS ESPINA DE PESCADO (PINNATE WELLS)

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

posible extender el pozo vertical para penetrar los mantos adicionales.

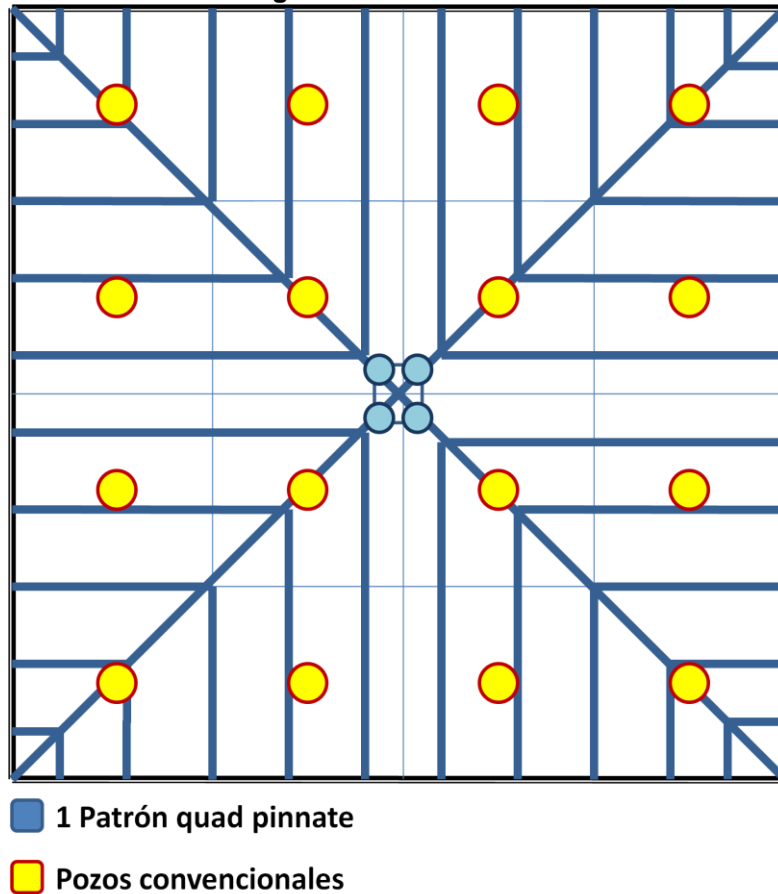
Se crea una cavidad (ensanchamiento) en el pozo vertical a la profundidad de cada manto de carbón, para crear una cámara de acumulación o un depósito para la recolección de agua. Luego se perfora un pozo horizontal cercano y se direcciona para interceptar la cavidad horizontalmente, continuando entonces la penetración del manto lateralmente a una longitud de hasta una milla⁶. Desde este tramo lateral principal, se perforan brazos laterales horizontales hasta construir un patrón de drenaje casi cuadrado (Figura 15. *single pinnate*). El sistema *pinnate* es la red de drenaje multilateral configurada en la forma de una hoja. Un *single pinnate* puede cubrir un área de 320 acres. Posteriormente se pueden perforar tres *single pinnate* adicionales a 90°, para cubrir un área de 1200 acres (Figura 16 *Quad Pinnate*).

Figura 15. *Single Pinnate*



⁶ GHISELIN, Dick. Unconventional Vision Gas Frees Gas Reserves. *En*: E&P [En línea]. (1 de Sep., 2003) <http://www.epmag.com/archives/features/2780.htm> [citado en 15 de Octubre de 2010]

Figura 16. Quad Pinnate



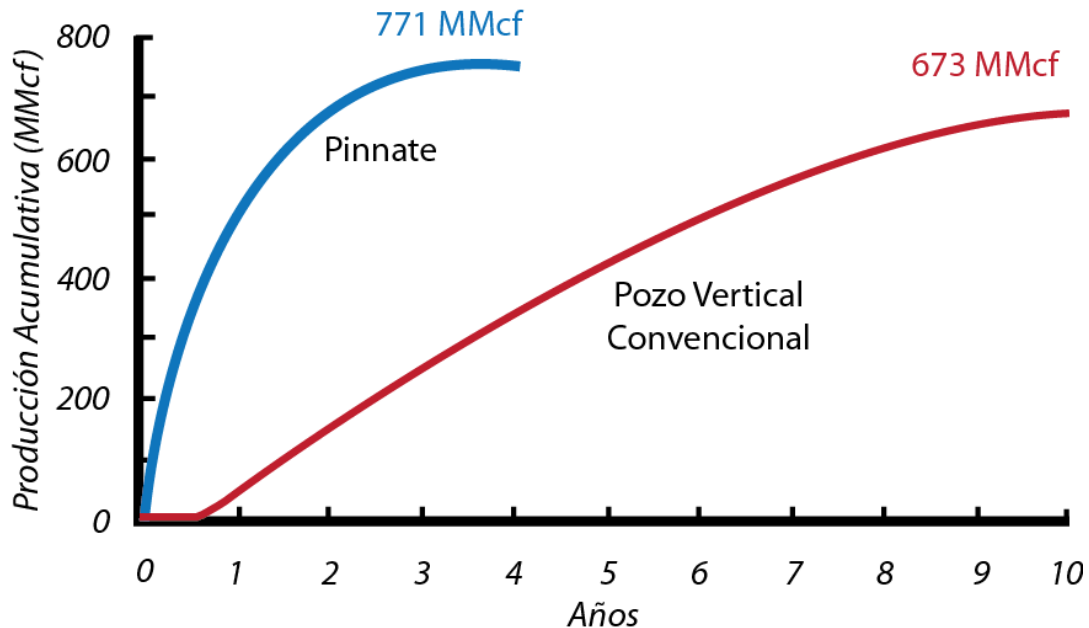
Fuente: RAMASWAMY, Sunil. Selection of Best Drilling, Completion, and Stimulation Methods for Coalbed Methane Reservoirs. Texas A&M University, 2007

En el sistema de perforación *pinnate* de CDX (compañía que patentó la tecnología), la producción de gas se acelera y se incrementa el recobro final en comparación con pozos completados convencionalmente. La Figura 17 muestra las curvas de declinación para un pozo *pinnate* y un pozo vertical en la cuenca *Central de los Apalaches*. La curva de declinación para el pozo vertical (convencional) representa la producción total de 15 pozos perforados en un espaciamiento de 80 acres, necesarios para cubrir el área de 1200 acres.

Una característica inusual de la curva de declinación de un pozo *pinnate*, es la casi inmediata producción de gas. Esto elimina el típico proceso lento de desagüe de un pozo convencional de CBM previo a la producción significativa de gas.

Además, la declinación es pronunciada; generalmente de 75 a 80 por ciento del gas recuperable se produce en solo dos o tres años. CDX reporta que con su sistema de perforación y completamiento es posible controlar con precisión la dirección y longitud de los brazos laterales horizontales en el manto de carbón.

Figura 17. Comparación de la Producción de un Pozo Vertical y un Pozo *Pinnate* en la Cuenca Central de los Apalaches



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

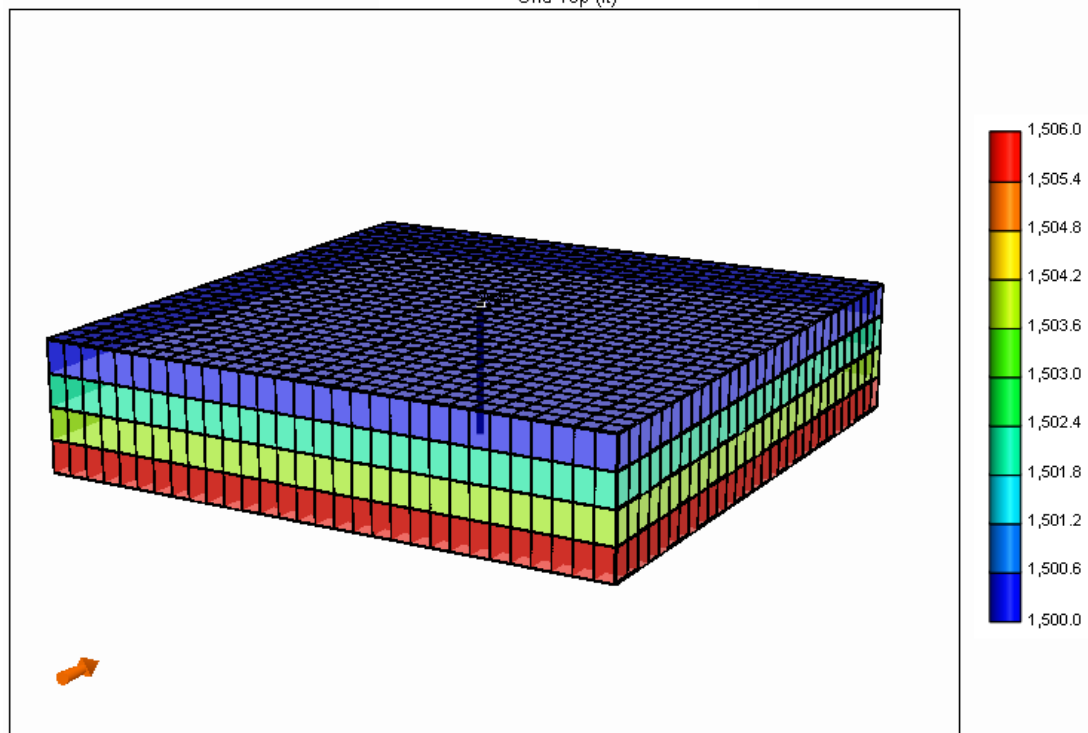
Otra ventaja de este tipo de pozo es que reduce el impacto ambiental, operando desde pequeñas y ampliamente espaciadas *locations*, y requiriendo pocos caminos, facilidades de superficie o sistemas de recolección.

5. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Para llevar a cabo el estudio se construyó un modelo conceptual de simulación numérica, que represente el comportamiento real de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón. Para ello se asignaron valores promedio, obtenidos de la literatura, a cada una de las variables que caracterizan este tipo de yacimientos.

El yacimiento “conceptual” tiene un área de drenaje de 300 acres, con propiedades homogéneas, discretizado en un esquema de grid cartesiano de 30x30 bloques cuadrados de 120 pies de lado y un espesor vertical de 8 pies divididos en 4 bloques, como se muestra en la Figura 18.

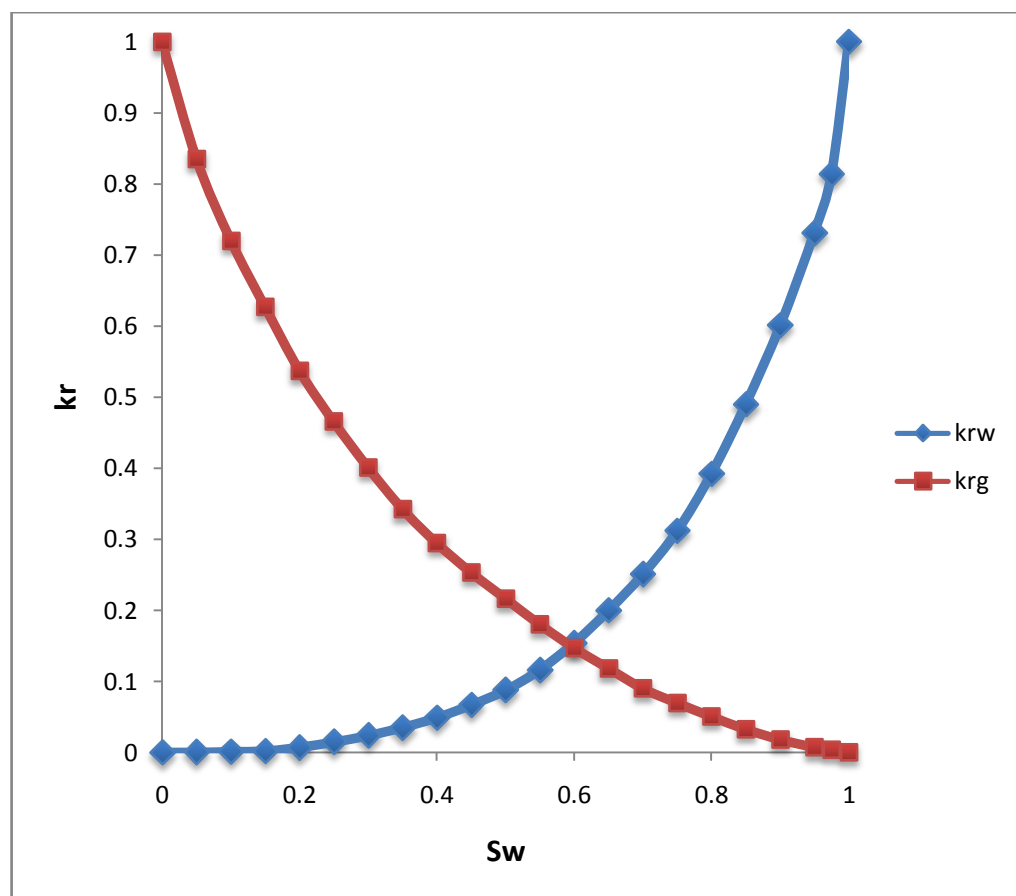
Figura 18. Grid del Modelo Conceptual de Simulación
Grid del Modelo Conceptual (Pozo Vertical)
Grid Top (ft)



Fuente: Results 3D, CMG

El yacimiento produce desde un único pozo ubicado en el centro del mismo, a una presión mínima de fondo fluyendo de 30 psi y con una vida productiva de 20 años. Por motivos de simplicidad se le asignó al gas una composición de 100% metano. Las curvas de permeabilidad relativa se muestran en la Figura 19; ésta son las que utiliza por defecto el simulador para yacimientos de gas asociados a mantos de carbón. Los parámetros de entrada del modelo de simulación se resumen en la Tabla 5.

Figura 19. Curvas de Permeabilidad Relativa



Las constantes de la isoterma de desorción son 480 y 167,5 para el volumen y la presión de Langmuir, respectivamente. La Figura 20 ilustra la isoterma de desorción del yacimiento conceptual.

Figura 20. Isotherma de Desorción del Yacimiento Conceptual

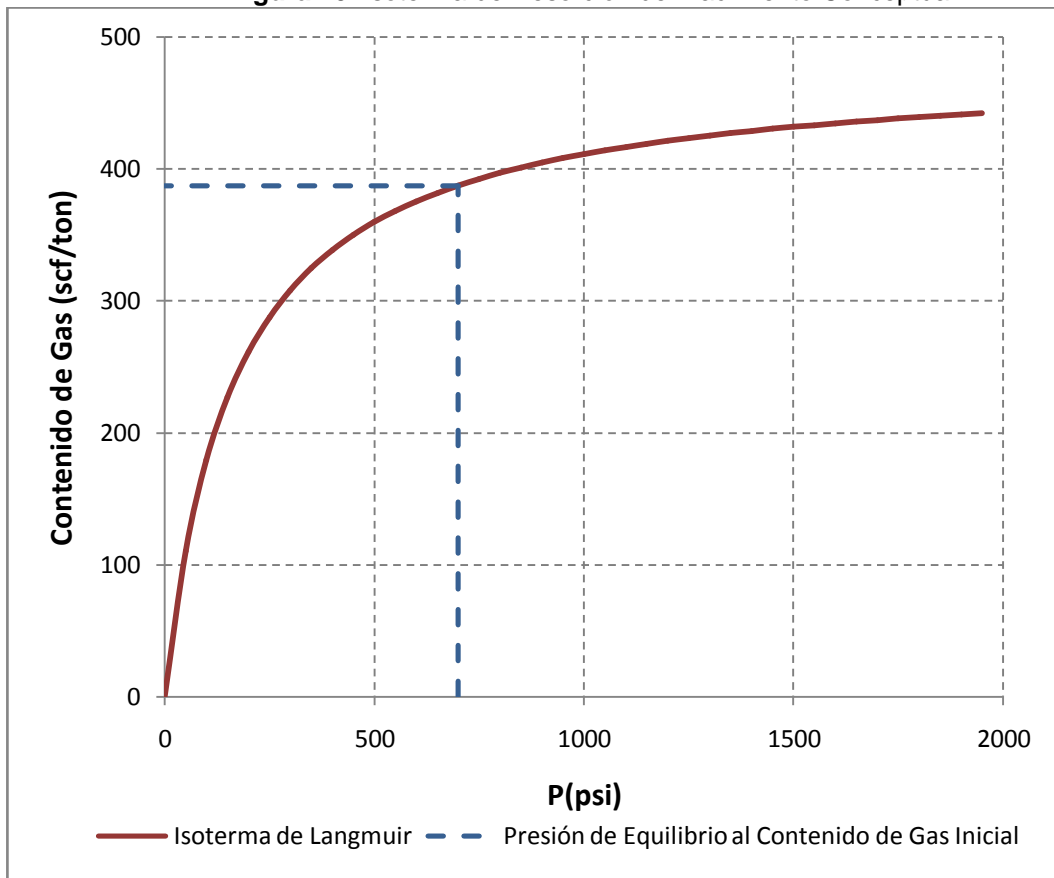


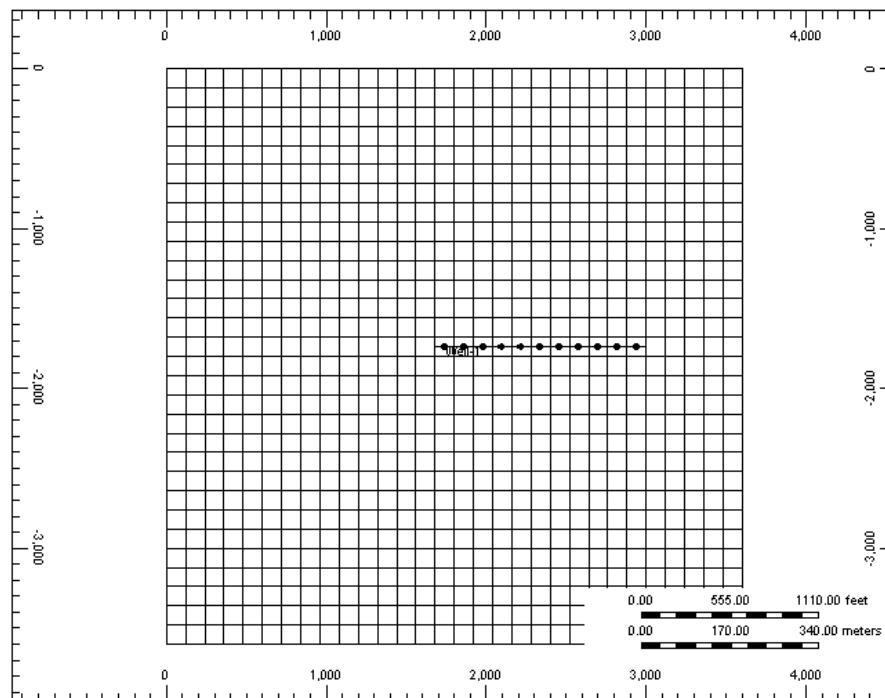
Tabla 5. Parámetros de Entrada Para el Modelo Conceptual de CBM

Parámetros de Entrada	Valor
Espesor (pies)	8
Contenido de Gas (scf/ton)	387,4
Volumen de Langmuir, V_L (scf/ton)	480
Presión de Langmuir, P_L (psi)	167,5
Presión (psi)	700
Profundidad del Tope del Grid (pies)	1500
Porosidad de la Matriz (fracción)	0,005
Porosidad de la Fractura (fracción)	0,02
Permeabilidad, i md	0,0001
Permeabilidad, j md	0,0001
Permeabilidad, k md	0,0001
Espaciamiento de Fracturas, i pies	0,05
Espaciamiento de Fracturas, j pies	0,05
Espaciamiento de Fracturas, k pies	0,05
S_{wi} , matriz (%)	0
S_{wi} , fracturas (%)	100
Permeabilidad de la Fractura, i md	5
Permeabilidad de la Fractura, j md	5
Permeabilidad de la Fractura, k md	0,5
Temperatura (°F)	75
Densidad del Carbón (g/cm ³)	1,5
Tiempo de Desorción (días)	200
Tiempo de Producción (años)	20
Presión de Fondo (psi)	30

6. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO BAJO LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES DE POZO

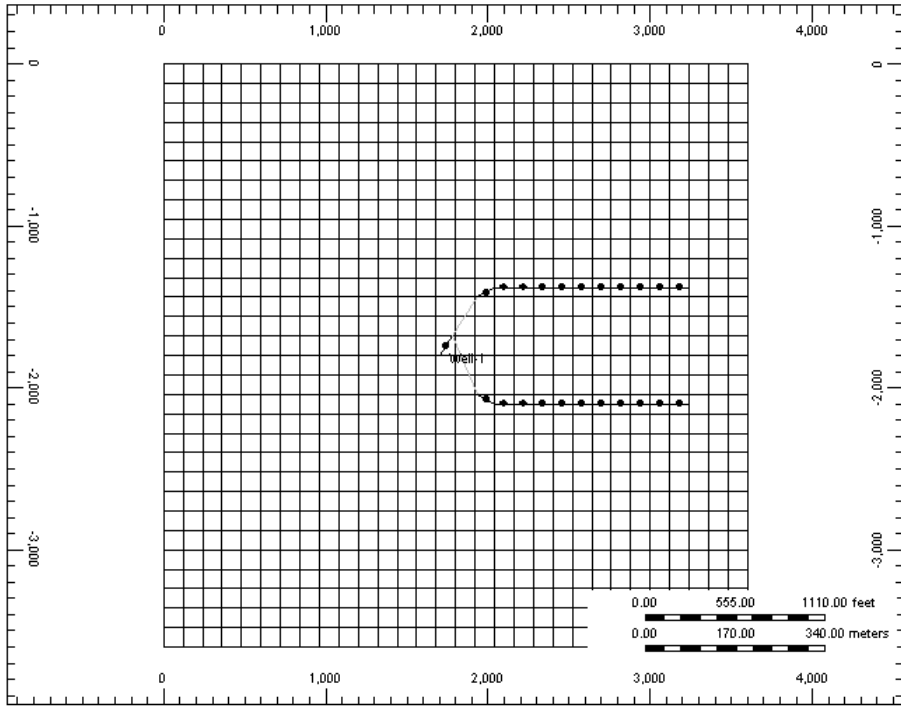
Para determinar el comportamiento de producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón bajo diferentes esquemas de pozo, se hicieron corridas de simulación del modelo conceptual en el simulador GEM de CMG (Ver Anexo A), variando la configuración de pozo como se muestra en las Figuras 21 a 25. En los caso de pozo vertical y pozo vertical fracturado (Figura 18) se cañoneó todo el espesor de la formación. Para simular el fracturamiento se asignó al pozo un valor de *skin* de -2. En los pozos horizontales y multilaterales los brazos horizontales se perforaron a una profundidad de 1506 pies. La descripción de los esquemas de pozo se encuentra en la Tabla 6.

Figura 21. Pozo Horizontal



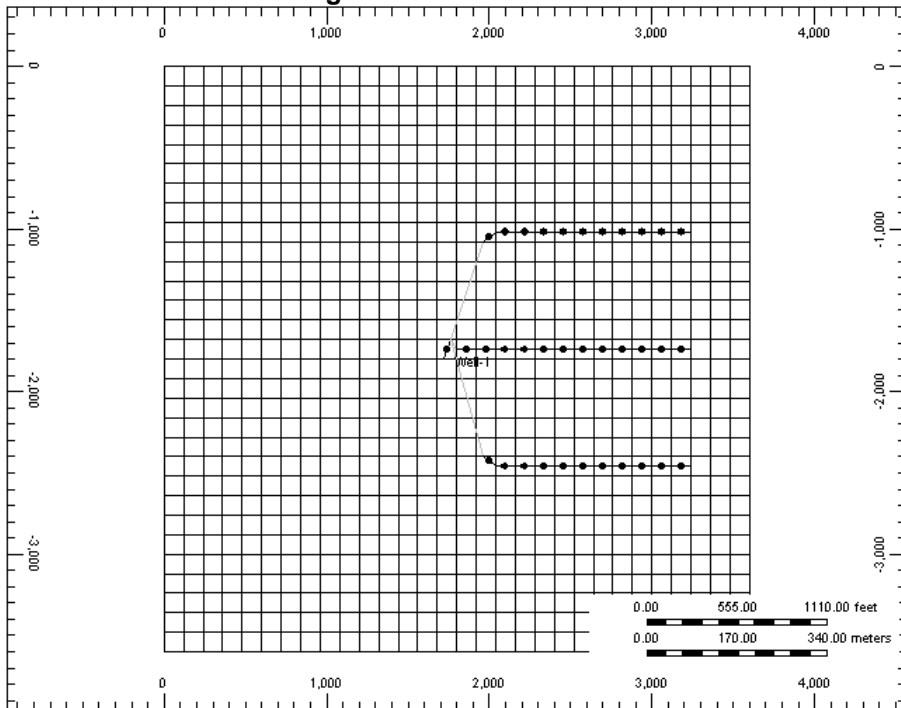
Fuente: Results 3D, CMG

Figura 22. Pozo Bilateral



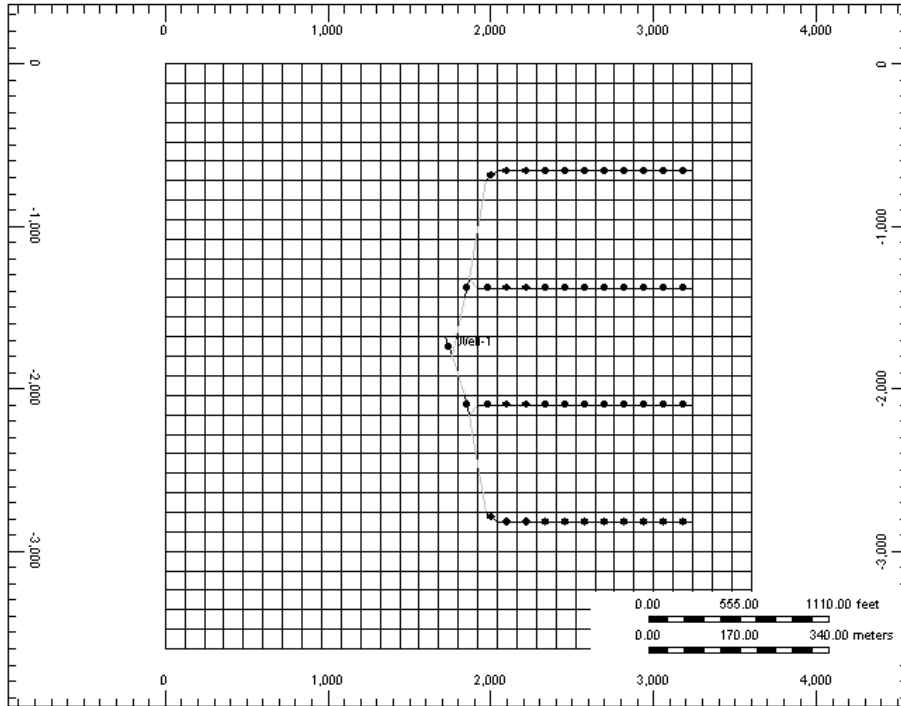
Fuente: Results 3D, CMG

Figura 23. Pozo Trilateral



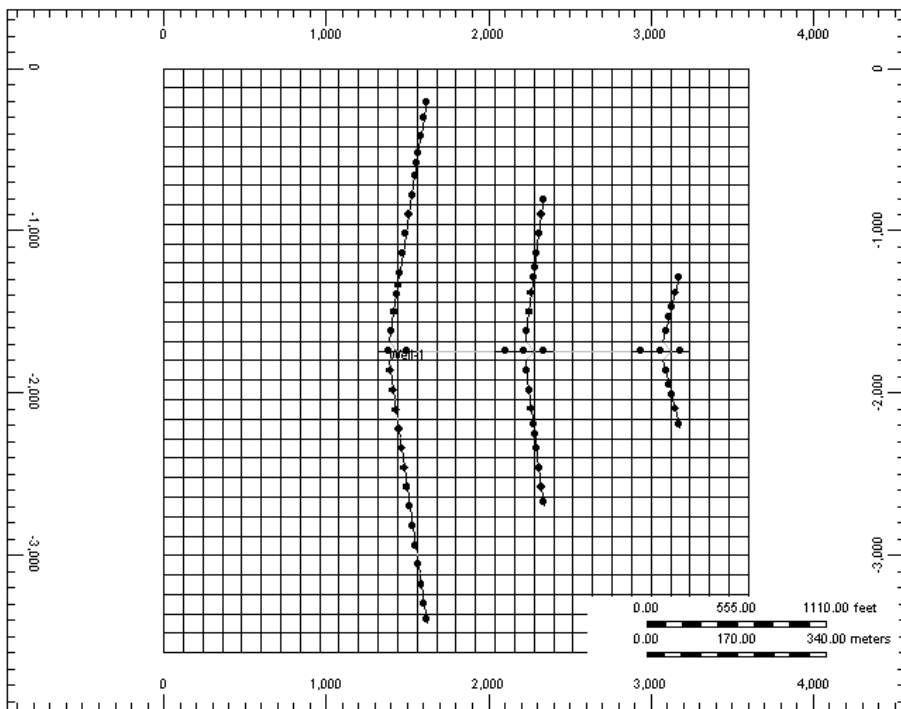
Fuente: Results 3D, CMG

Figura 24. Pozo Quadlateral



Fuente: Results 3D, CMG

Figura 25. Pozo Pinnate



Fuente: Results 3D, CMG

Las Figuras 26 a 29 resumen los resultados de las simulaciones del modelo conceptual, en ellas se muestra el comportamiento de producción del yacimiento bajo las diferentes configuraciones de pozo.

La Figura 26 muestra la tasa de producción de gas para las diferentes configuraciones de pozo; en ella se observa que los pozos verticales (fracturados o no) alcanzan picos de producción muy inferiores a aquellos alcanzados por los pozos horizontales y multilaterales, siendo el esquema *pinnate* el que llega a una mayor tasa de producción de gas. El tiempo necesario para alcanzar el pico de producción también es sensible a la configuración de pozo; los pozos verticales necesitan un mayor tiempo de producción para alcanzar su producción máxima (y empezar la etapa de declinación) que los pozos horizontales y multilaterales.

Los pozos multilaterales y horizontales producen mucha más agua que los pozos verticales en la primera etapa de la vida productiva del pozo; a medida que avanza el proceso de desagüe del yacimiento, la producción de agua de los esquemas horizontal y multilaterales disminuye de forma vertiginosa hasta alcanzar valores muy bajos, cercanos a los de los pozos verticales (ver Figura 27).

La Figura 28 ilustra la producción acumulada de gas para cada uno de los esquemas de pozo. Como es de esperarse la producción acumulada de los pozos horizontales y multilaterales es mucho mayor que la de los pozos verticales, sobresaliendo la de los esquemas *pinnate* y *quadlateral*. De la figura también se puede deducir que son necesarios 6 pozos verticales para obtener una producción similar a un pozo horizontal de 1320 pies de longitud horizontal y que 6 pozos verticales fracturados no son suficientes para igualar la producción de un pozo bilateral.

El comportamiento del factor de recobro para las diferentes configuraciones es el mismo que el observado para la producción acumulada de gas, como lo muestra

la Figura 29. La Tabla 6 presenta los factores de recobro obtenidos luego de 20 años de producción utilizando los diferentes esquemas de pozo, así como una descripción general de cada uno de ellos. Este parámetro permite comparar más fácilmente la efectividad de los distintos tipos de pozos en la explotación de un yacimiento de CBM, por lo tanto, de aquí en adelante será la herramienta utilizada para tal fin. Los valores presentados en la tabla confirman lo dicho anteriormente a partir de las gráficas y muestran que los pozos verticales difícilmente podrán ser productores “aceptables” en este tipo de yacimientos; esto se debe principalmente a que el área de contacto del pozo con la zona productora es muy pequeña y debido a la baja permeabilidad que caracteriza a los yacimientos de CBM, es casi imposible producir a tasas elevadas. Por su parte los pozos horizontales y multilaterales ofrecen un área de contacto suficiente entre la formación y el wellbore permitiendo producir gas a tasas elevadas y obtener factores de recobro superiores a 38% y de hasta 66.6% para el caso del *pinnate*.

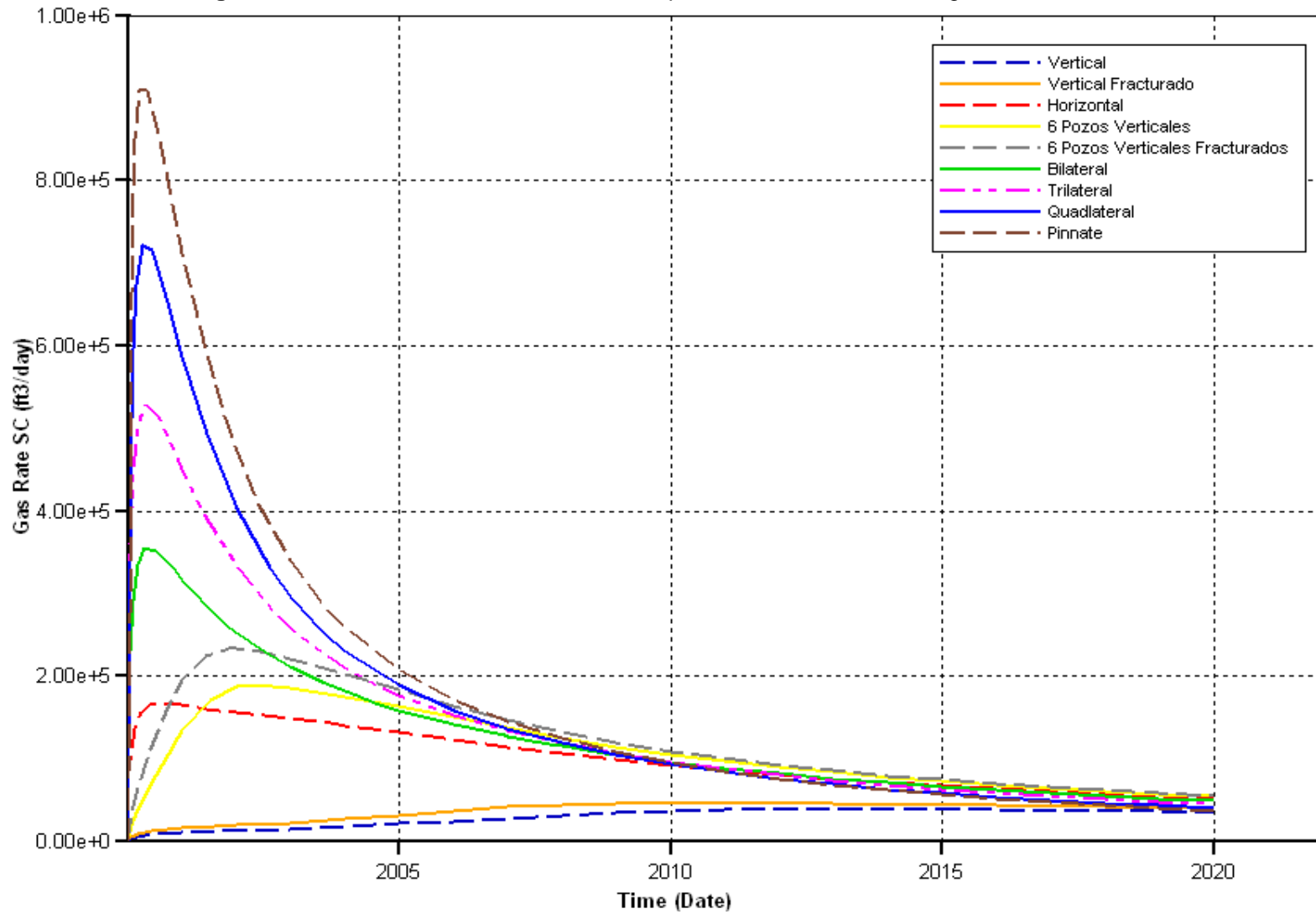
De esta etapa de simulaciones se puede concluir que:

- ✓ El recobro de gas se incrementa a medida que aumenta el área de contacto del pozo con el yacimiento y por lo tanto el esquema *pinnate* es el mejor productor.
- ✓ Para producir CBM a partir de pozos verticales es necesario perforar un considerable número de éstos, lo cual podría incrementar los costos y el impacto ambiental debido a la necesidad de varias locaciones en superficies, caminos, etc.
- ✓ A pesar de las ventajas de los pozos multilaterales en cuanto a la efectividad de la producción, debe tenerse en cuenta que los costos de perforación pueden ser elevados y que el manejo de este tipo de completamientos complejos puede ser complicado.

Tabla 6. Factores de Recobro Finales

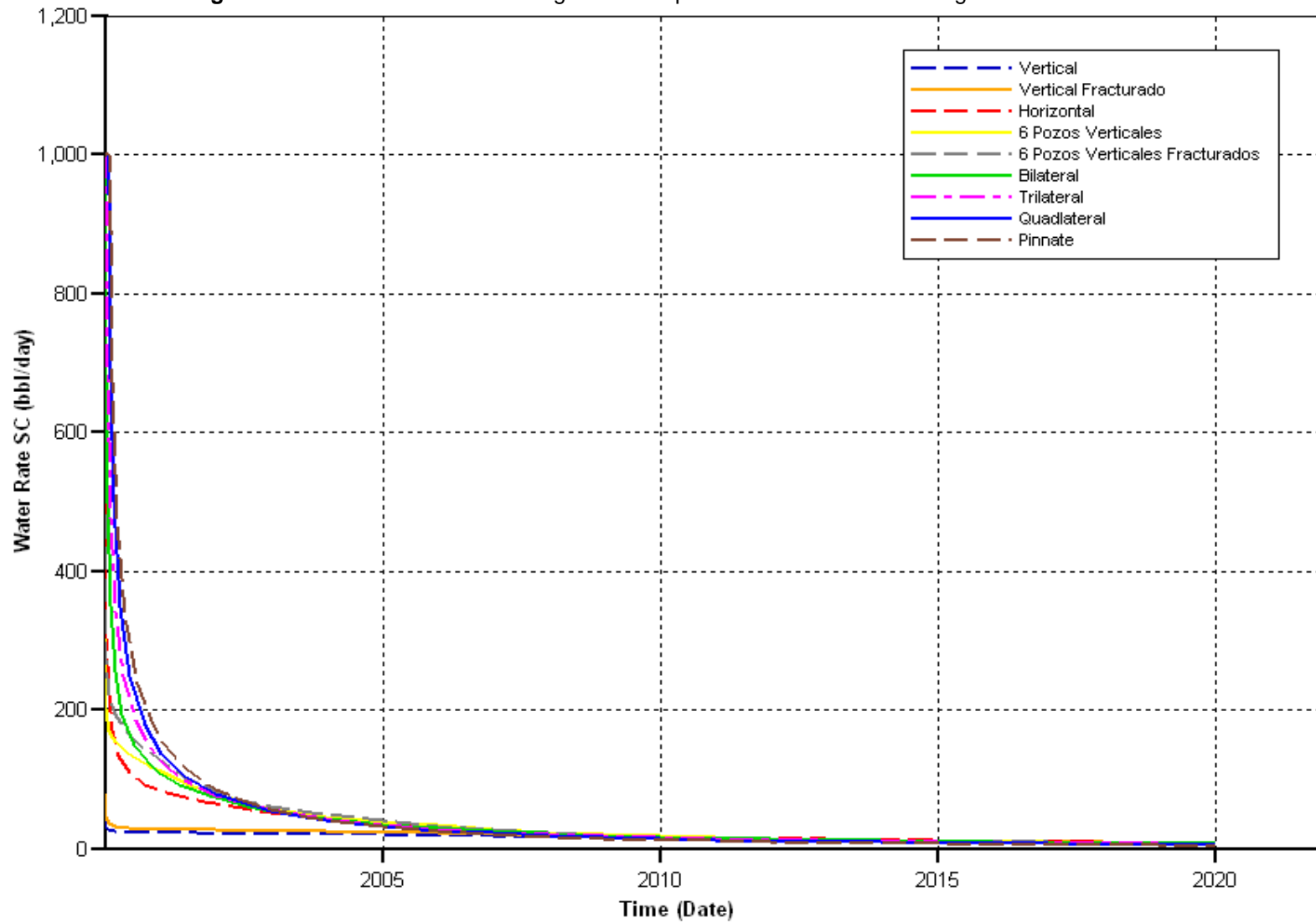
Configuración de Pozo	Descripción del Pozo	Factor de Recobro Final (%)
Pozo Vertical	Pozo vertical en el cual se cañoneó todo el espesor de la formación	11,95
Pozo Vertical Fracturado	Pozo vertical Fracturado con un skin de -2	15,06
Pozo Horizontal	Pozo horizontal con una longitud horizontal de 1320 pies	38,29
6 Pozos Verticales	6 pozos verticales distribuidos en todo el yacimiento	40,52
6 Pozos Verticales Fracturados	6 pozos verticales fracturados distribuidos en todo el yacimiento	44,77
Pozo Bilateral	Pozo bilateral con 720 pies de distancia entre laterales y 1320 pies de longitud de cada lateral	47,60
Pozo Trilateral	Pozo trilateral con 720 pies de distancia entre laterales y 1320 pies de longitud de cada lateral	54,15
Pozo <i>Quadlateral</i>	Pozo <i>quadlateral</i> con 720 pies de distancia entre laterales y 1320 pies de longitud de cada lateral	59,52
Pozo <i>Pinnate</i>	Pozo <i>pinnate</i> con 840 pies de distancia entre laterales y un ángulo entre el brazo principal y los laterales de 80°	66,60

Figura 26. Tasa de Producción de Gas vs Tiempo Para las Diferentes Configuraciones de Pozo



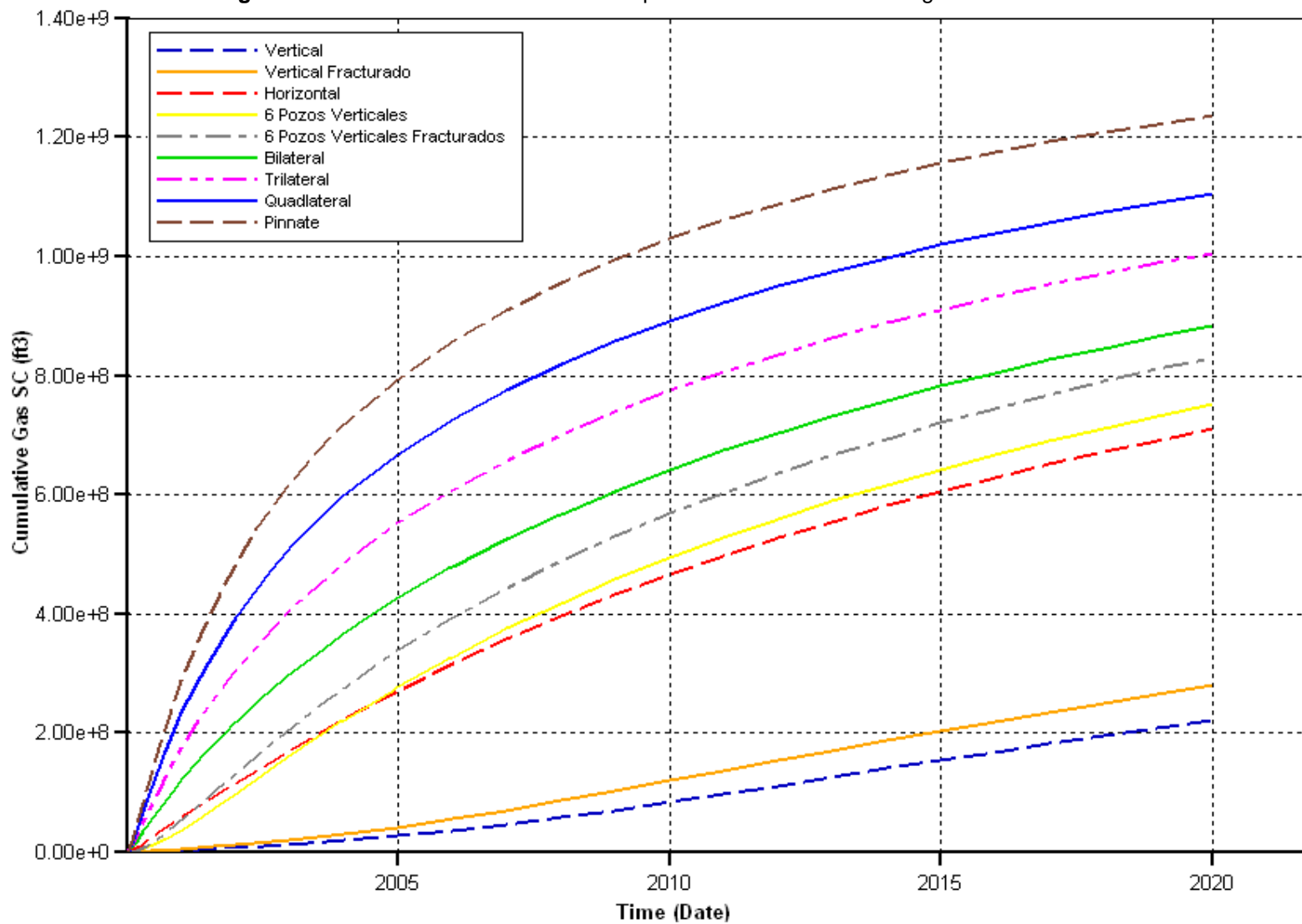
Fuente: Results Graph, CMG

Figura 27. Tasa de Producción de Agua vs Tiempo Para las Diferentes Configuraciones de Pozo



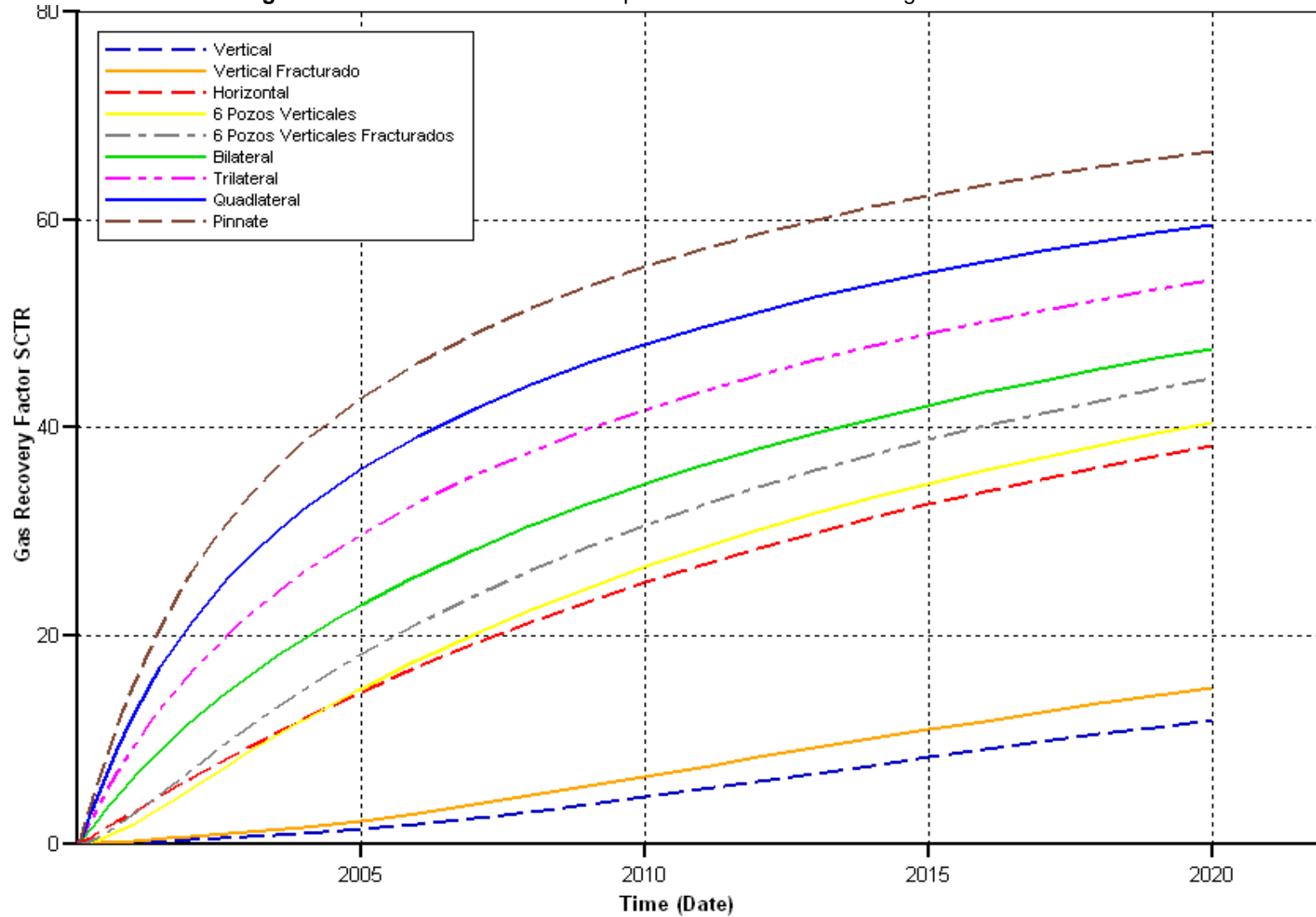
Fuente: Results Graph, CMG

Figura 28. Producción Acumulada vs Tiempo Para las Diferentes Configuraciones de Pozo



Fuente: Results Graph, CMG

Figura 29. Factor de Recobro vs Tiempo Para las Diferentes Configuraciones de Pozo



Fuente: Results Graph, CMG

6.1 SENSIBILIDAD A LAS DIMENSIONES DEL POZO

En esta etapa del estudio se hicieron corridas de simulación modificando las dimensiones del pozo. Para el esquema horizontal se modificó la longitud y para los pozos multilaterales el espacio entre los brazos laterales, esto con el fin de determinar el efecto de dichos parámetros en el desempeño de las configuraciones de pozo.

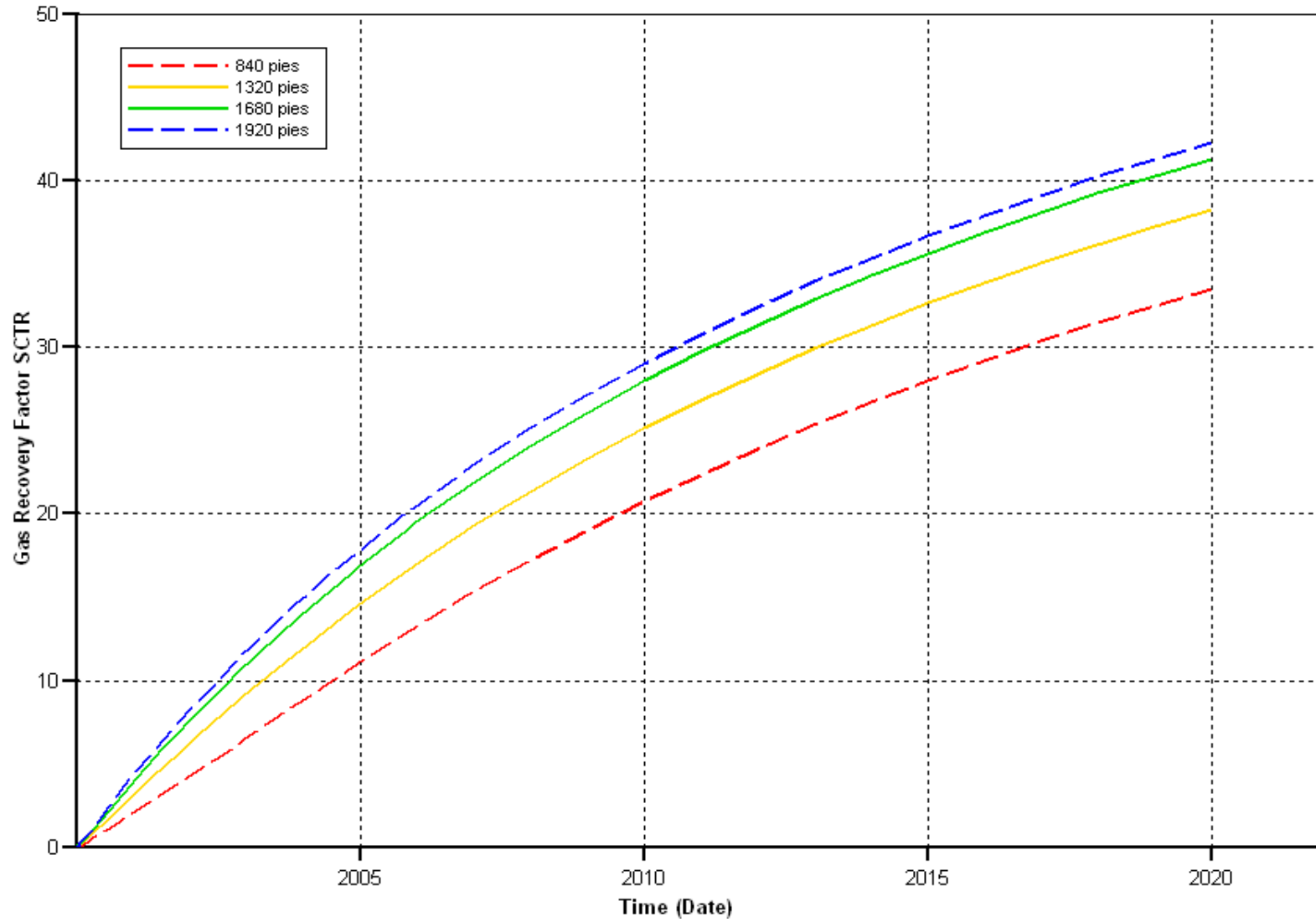
6.1.1 Pozo Horizontal

Como ya se mencionó, el parámetro estudiado en los pozos horizontales fue la extensión del tramo horizontal; las longitudes utilizadas fueron: 840 pies, 1320 pies, 1680 pies y 1920 pies. De las simulaciones se concluye que al aumentar la longitud del tramo horizontal se incrementa la recuperación de gas, como lo muestra la Figura 30. La longitud máxima posible del pozo está limitada por la extensión y la forma del yacimiento así como por la tecnología disponible para alcanzar dichas longitudes.

6.1.2 Pozo Bilateral

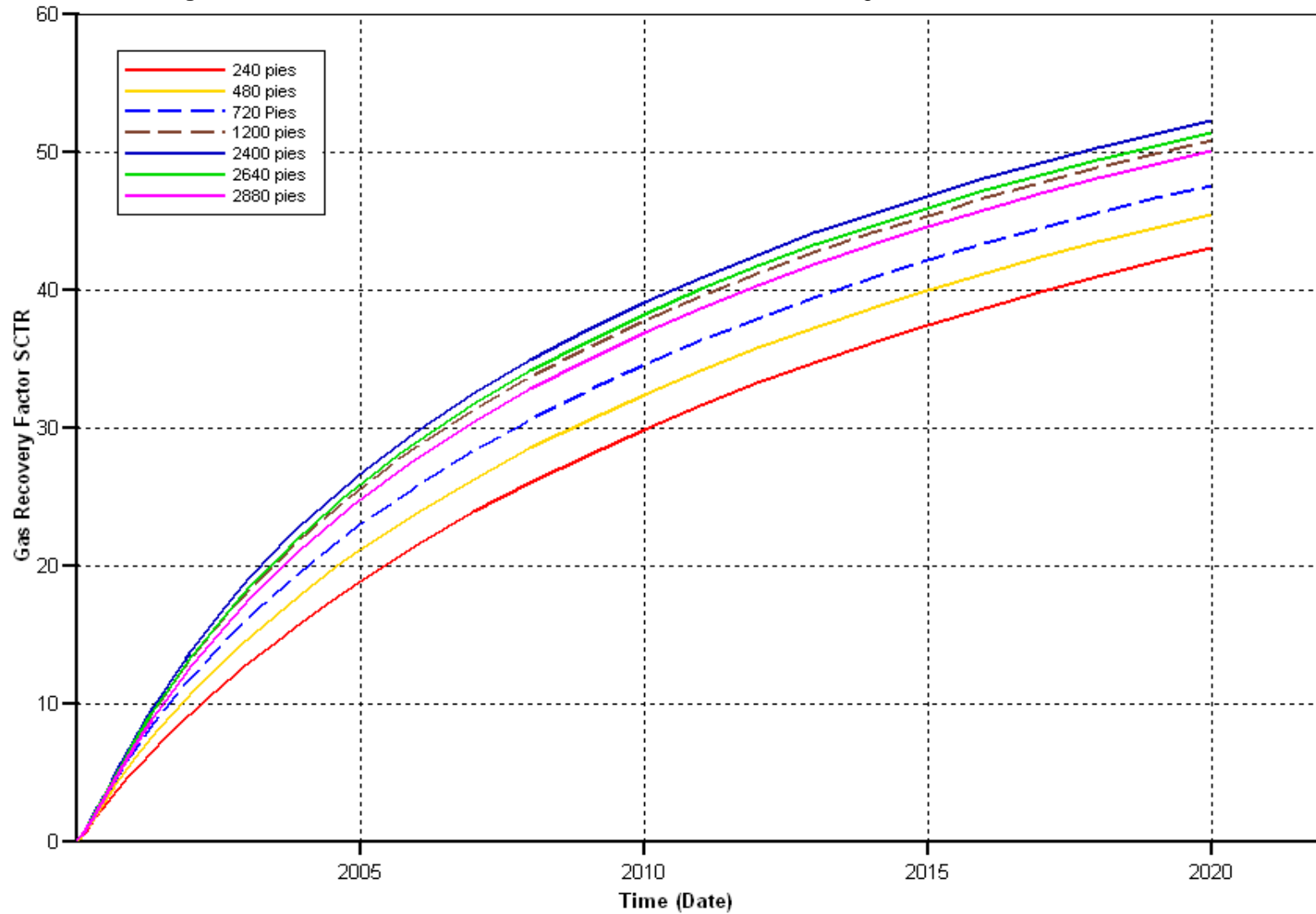
En los pozos bilaterales se sensibilizó la distancia entre brazos laterales asignando los siguientes valores: 240 pies, 480 pies, 720 pies, 1200 pies, 2400 pies, 2640 pies y 2880 pies. En esta configuración de pozo el factor de recobro es mayor entre mayor sea la distancia entre laterales. Este comportamiento se mantiene hasta alcanzar una distancia crítica que varía según la forma y la extensión del yacimiento, donde la cercanía a los límites del mismo empieza a afectar la producción de gas. En el caso del yacimiento conceptual utilizado para este estudio, dicha distancia es de 2400 pies; a esta separación de laterales se obtiene el recobro máximo para un pozo bilateral (52,2%); a partir de ese punto el factor de recobro empieza a disminuir al aumentar la distancia entre laterales (51,4% para 2640 pies y 50,1% para 2880 pies). Ver Figura 31.

Figura 30. Factor de Recobro Para Pozos Horizontales de Diferentes Longitudes



Fuente: Results Graph, CMG

Figura 31. Variación del Factor de Recobro Para Pozos Bilaterales Según la Distancia Entre Laterales



Fuente: Results Graph, CMG

6.1.3 Pozo Trilateral

Las distancias entre brazos laterales utilizadas para esta configuración fueron: 240 pies, 360 pies, 480 pies, 720 pies, 960 pies, 1200 pies, 1320 pies y 1560 pies. La Figura 32 ilustra la variación del factor de recobro con la distancia entre laterales para el esquema de pozos trilateral. El comportamiento de esta configuración es similar a la del pozo bilateral, el factor de recobro aumenta con la distancia entre laterales hasta alcanzar una separación crítica que para los pozos trilaterales es de 1200 pies (factor de recobro máximo 57,37%). Al incrementar la distancia a 1320 pies el factor de recobro se mantiene igual y a una distancia de 1560 pies disminuye a 55,85%.

6.1.4 Pozo *Quadlateral*

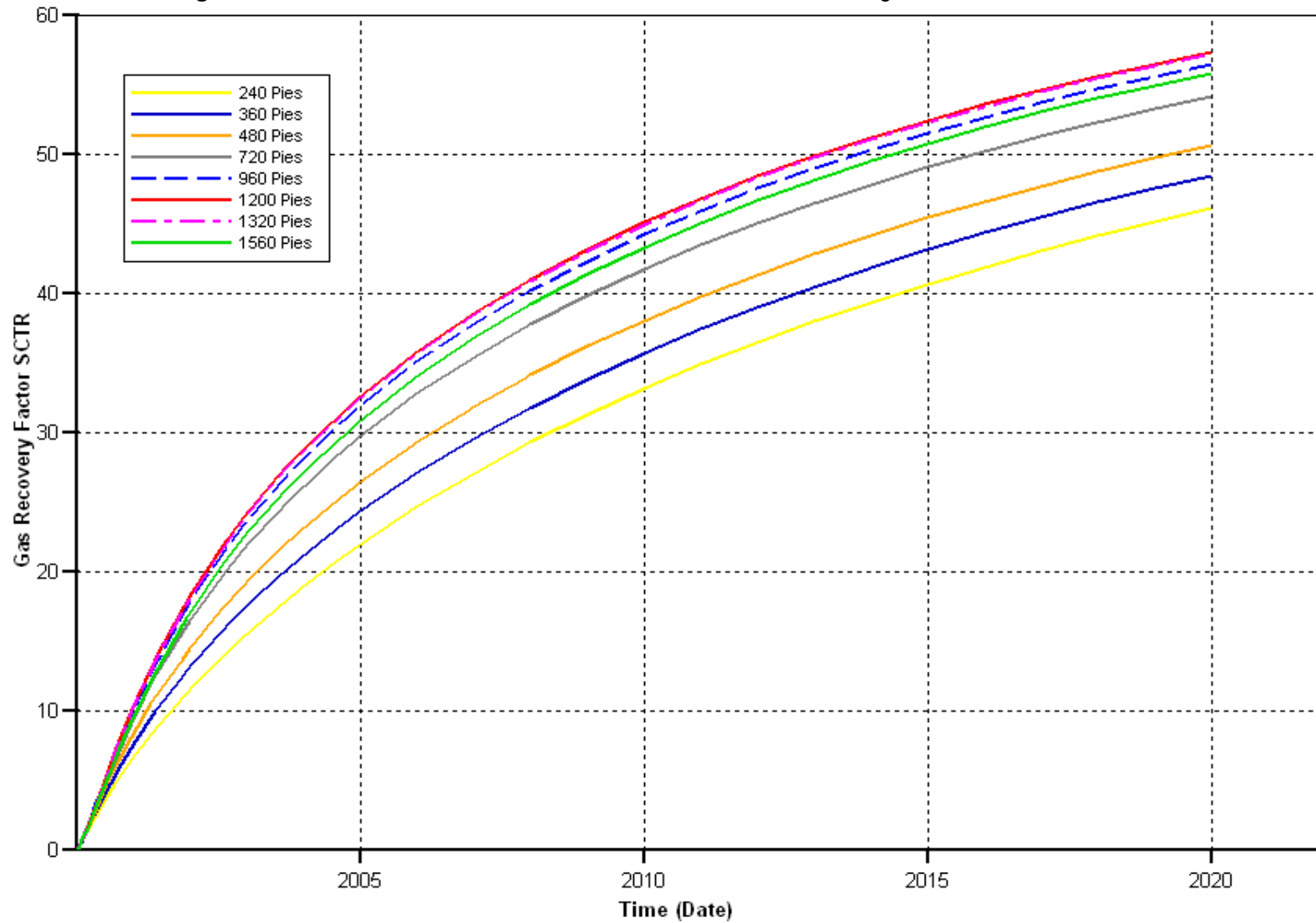
Las distancias entre brazos laterales utilizadas para esta configuración fueron: 240 pies, 480 pies, 720 pies, 960 pies y 1080 pies. Para el esquema de pozo *quadlateral* la distancia crítica entre laterales es de 960 pies, obteniéndose un factor de recobro máximo de 60,73%. Ver Figura 33.

6.1.5 Pozo *Pinnate*

Para el esquema *pinnate* se analizaron dos variables: la distancia entre laterales (1680 pies, 840 pies, 600 pies y 360 pies) y el ángulo que forman los laterales con el brazo principal (90°, 80°, 60° y 45°). Ver Figura 15.

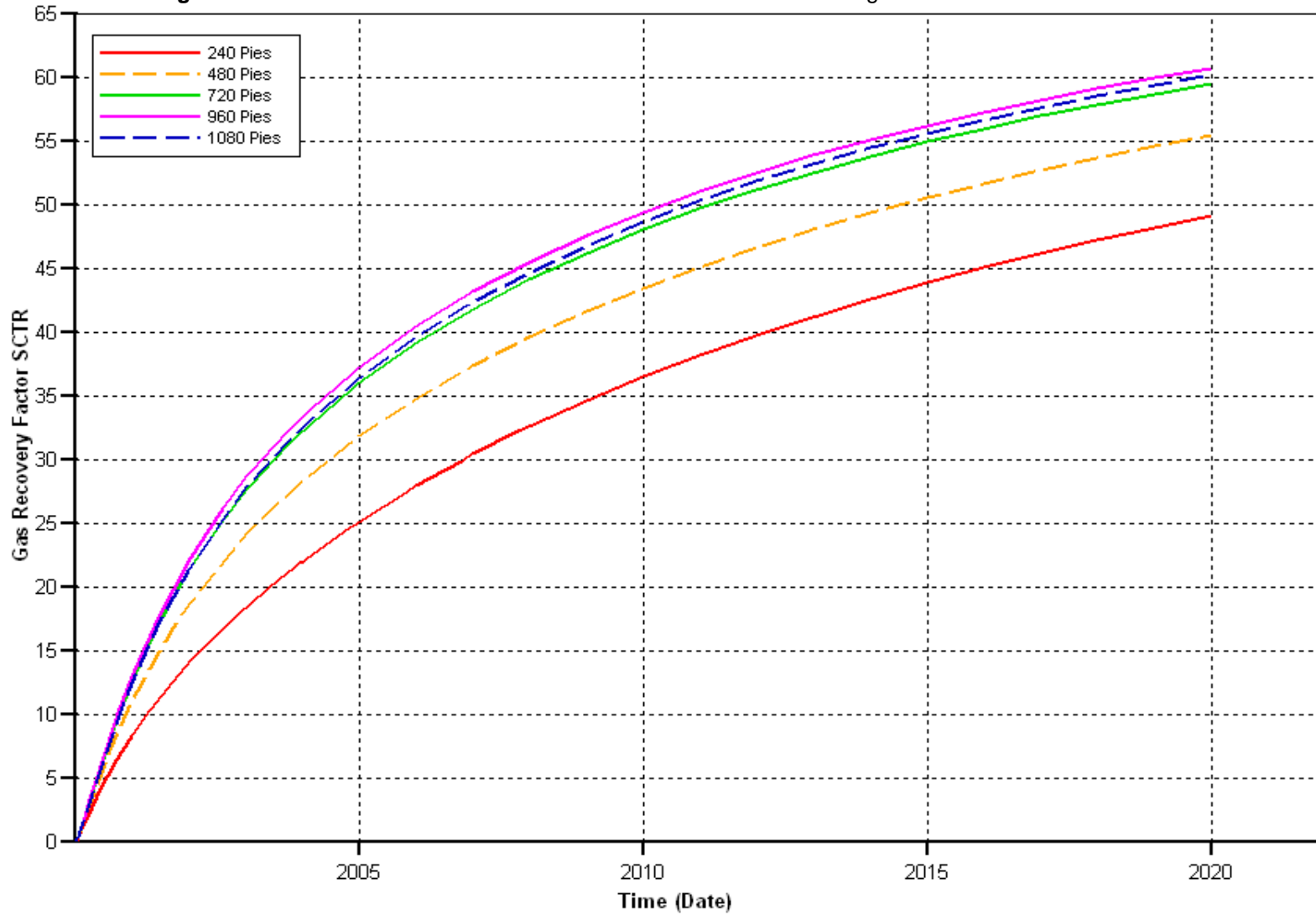
La Figura 34 muestra el comportamiento del factor de recobro para un pozo *pinnate* según la distancia entre laterales (y por lo tanto el número de laterales debido a que la longitud del brazo principal se mantiene constante. Ver Figura 35); de ella se deduce que a pesar de que el recobro aumenta al disminuir la

Figura 32. Variación del Factor de Recobro Para Pozos Trilaterales Según la Distancia Entre Laterales



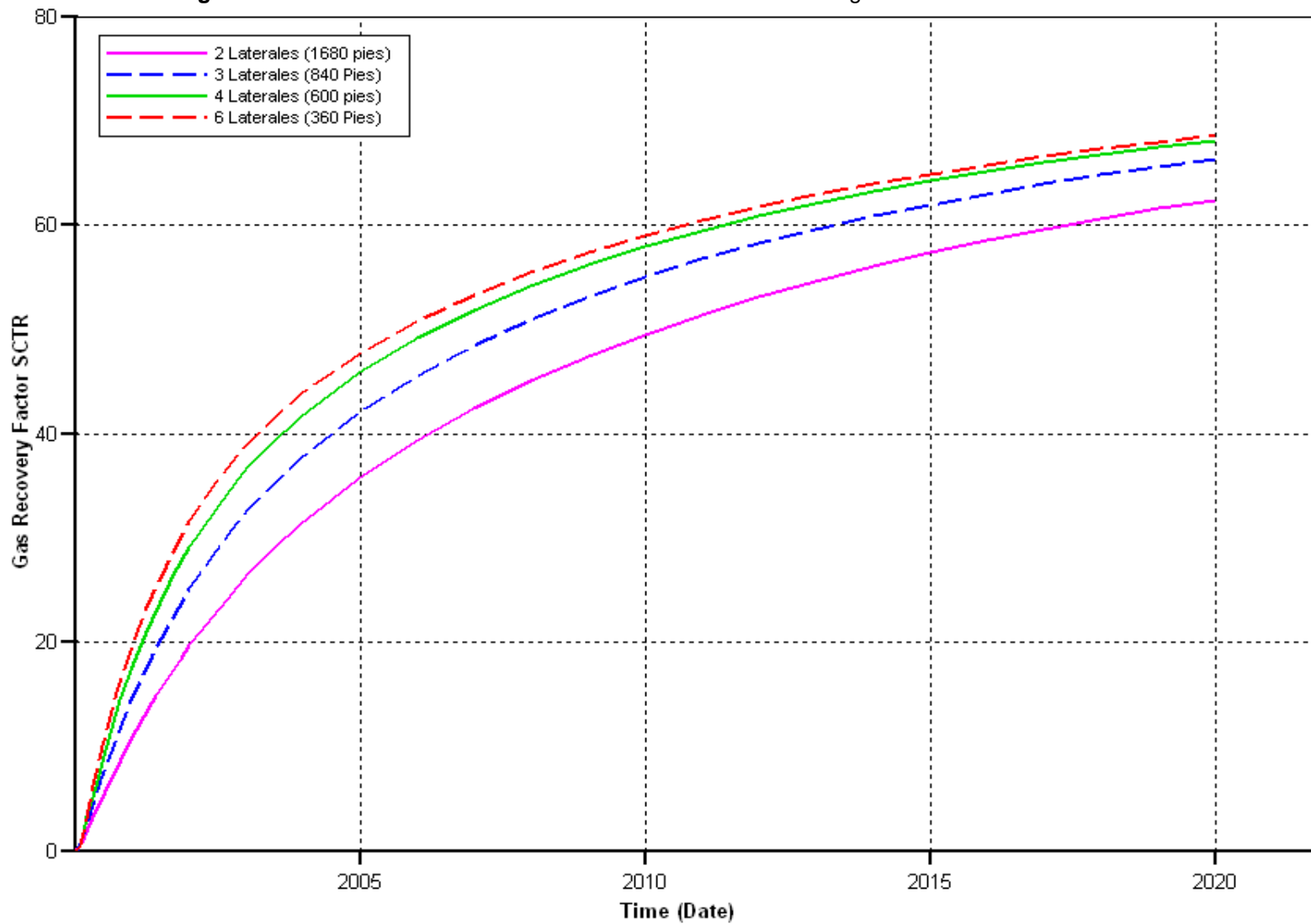
Fuente: Results Graph, CMG

Figura 33. Variación del Factor de Recobro Para Pozos *Quadlateral* Según la Distancia Entre Laterales



Fuente: Results Graph, CMG

Figura 34. Variación del Factor de Recobro Para Pozos *Pinnate* Según la Distancia Entre Laterales

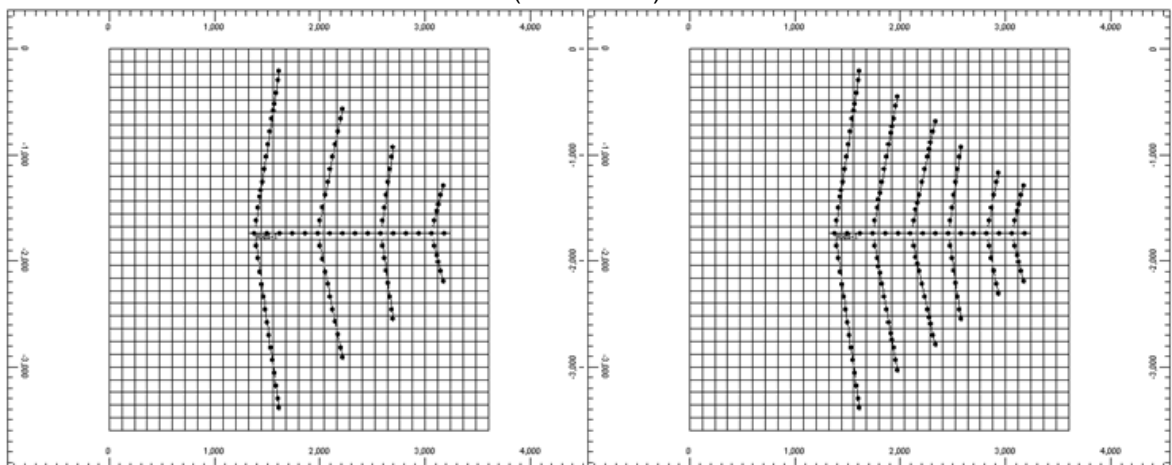


Fuente: Relults Graph, CMG

separación (y aumentar el número de laterales), la recuperación obtenida a una distancia de 600pies (4 laterales) es prácticamente la misma que se obtiene con 6 laterales (360 pies); por lo tanto, la separación óptima entre laterales para un pozo *pinnate* es de 600 pies, debido a que una distancia menor aumenta considerablemente los costos de perforación y completamiento (serian necesarios 2 brazos más en este caso) y el incremento en el recobro sería mínimo.

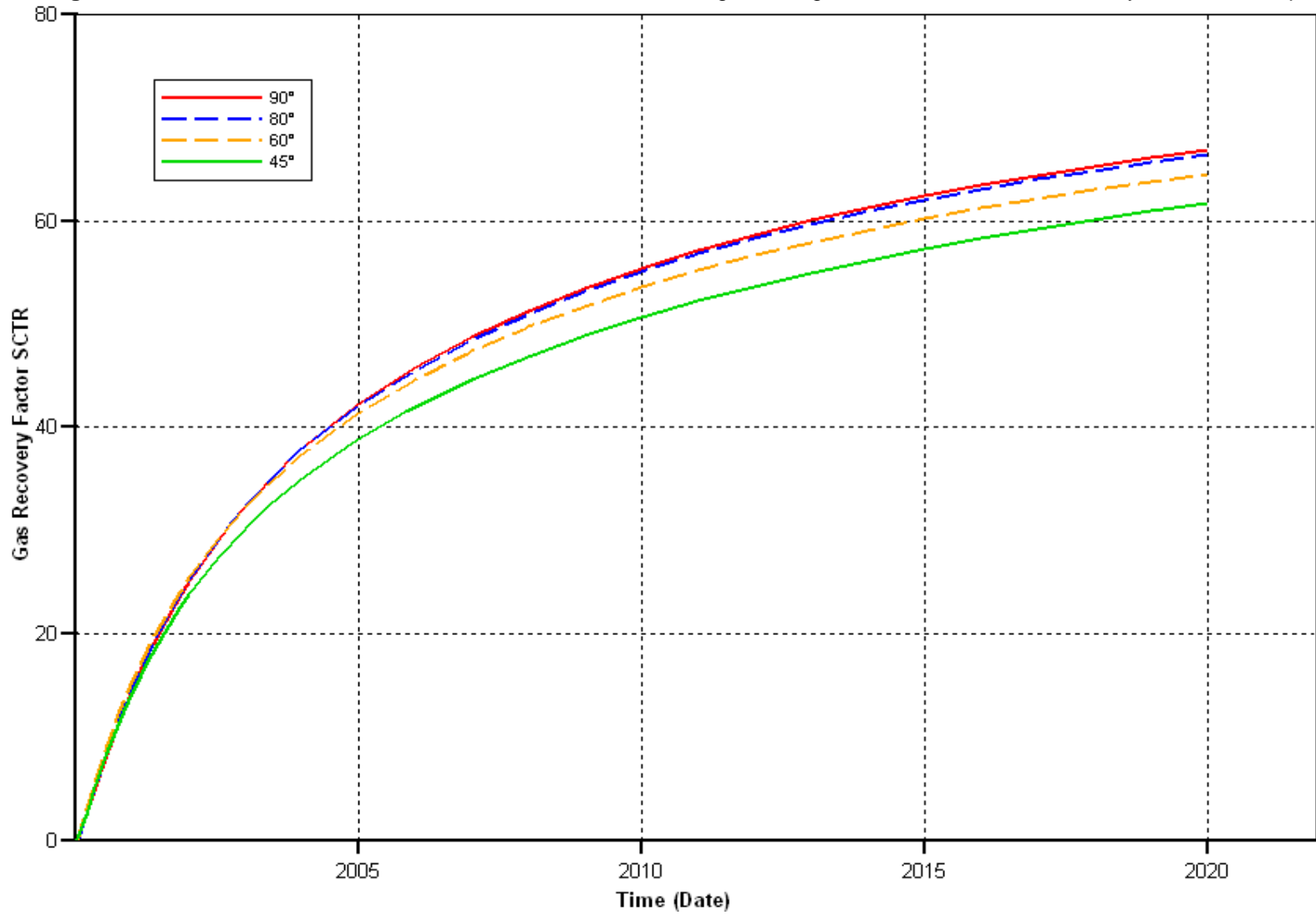
El comportamiento del factor de recobro para un pozo *pinnate* según el ángulo formado por los laterales y el brazo principal se ilustra en la Figura 36. De ella se deduce que la recuperación incrementa al aumentar el ángulo y es máxima a un ángulo de 90° (66,85%). Sin embargo, debe tenerse en cuenta la dificultad técnica de perforar y completar un pozo *pinnate* con un ángulo recto (o muy grande) entre los laterales y el brazo principal; por lo tanto, el ángulo debe ser el más grande permitido por el estado de la tecnología, maximizando así el factor de recobro.

Figura 35. Pozos *Pinnate* con Separaciones Entre Laterales de 600 Pies (4 Laterales) y 360 Pies (6 Laterales)



Fuente: Results 3D, CMG

Figura 36. Variación del Factor de Recobro Para Pozos *Pinnate* Según el Ángulo Formado Por los Laterales y el Brazo Principal



Fuente: Results Graph, CMG

6.2 SENSIBILIDAD A LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

En esta etapa se estudió la influencia de las propiedades más significativas del yacimiento en el comportamiento de producción de las diferentes configuraciones de pozo en un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón. Las variables sensibilizadas fueron: la permeabilidad vertical, la permeabilidad horizontal, el área de drenaje, el tiempo de desorción, el contenido de gas y el espesor de la formación. Se utilizaron las dimensiones “óptimas” determinadas en la sección anterior para las diferentes configuraciones: pozo horizontal de 1920 pies de longitud horizontal; pozo bilateral, trilateral y *quadlateral* de 2400pies, 1200pies y 960 pies de distancia entre laterales, respectivamente y pozo *pinnate* de 600 pies de distancia entre laterales y un ángulo de 80° entre el brazo principal y los laterales.

La metodología empleada para hacer la sensibilidad fue la siguiente:

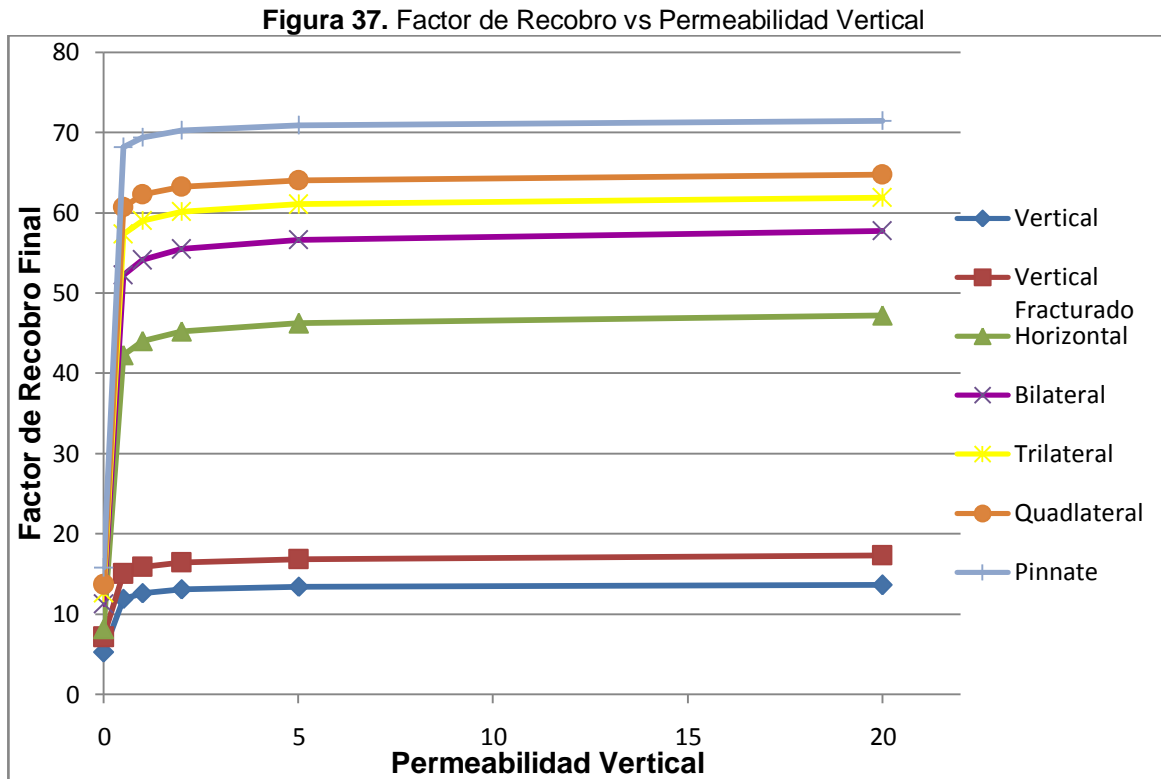
1. Se selecciona una variable
2. Se selecciona una configuración de pozo
3. Se determina el rango de valores posibles para la variable seleccionada
4. Se asignan diversos valores a la variable dentro del rango determinado, sin modificar los otros parámetros
5. Se hacen las corridas de simulación
6. Se va al paso 2 y se desarrollan los pasos 4 y 5 para la siguiente configuración de pozo
7. Se va al paso 1 y se repite el proceso para todas las variables

6.2.1 Permeabilidad Vertical

Los valores utilizados para sensibilizar la permeabilidad vertical fueron: 0md, 0.5md, 1md, 2md, 5md y 20md. La Figura 37 resume los resultados de las simulaciones; en ella se ilustra el factor de recobro obtenido luego de 20 años de

producción versus permeabilidad vertical, cada línea corresponde a una configuración de pozo diferente.

En la figura se puede apreciar que cuando la permeabilidad vertical es cero la diferencia entre el recobro obtenido con las diferentes configuraciones de pozo es

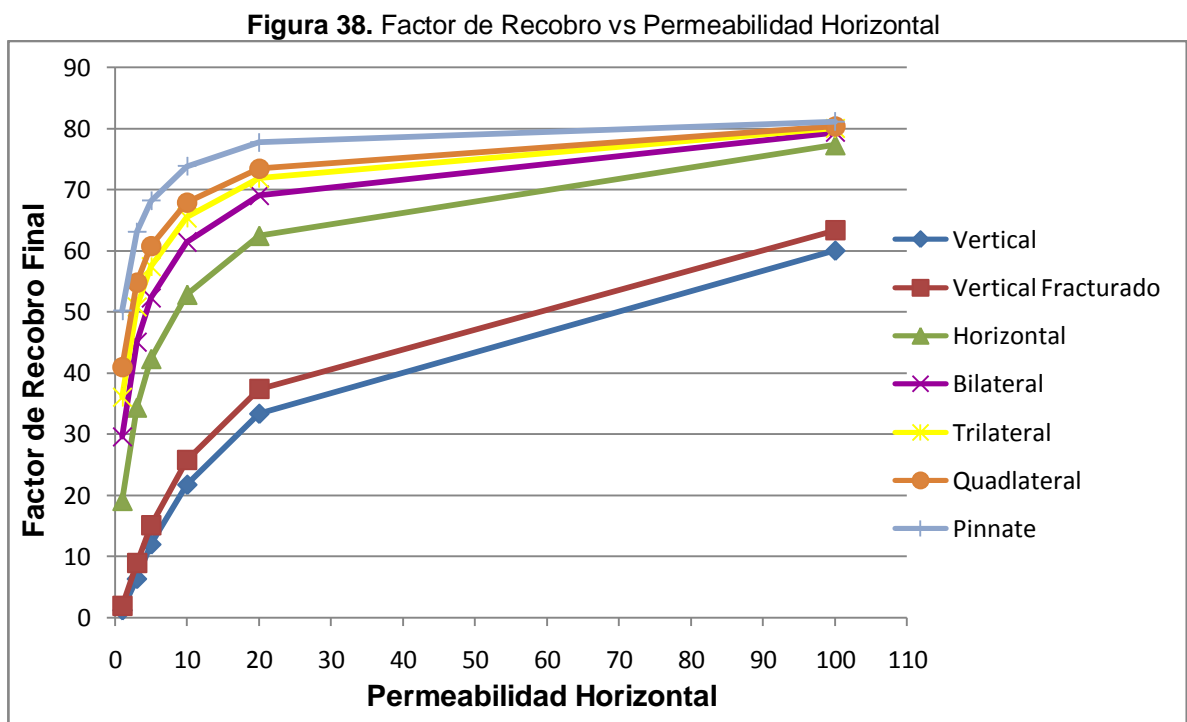


pequeña (5,26% para el vertical y “apenas” 15,81% para el *pinnate*), por lo tanto en un yacimiento de esas características el esquema más conveniente sería el vertical o vertical fracturado, debido a que el incremento en el recobro no justifica los altos costos de los pozos horizontales o multilaterales. Para permeabilidades mayores que cero, la diferencia en el recobro obtenido con las diferentes configuraciones es muy grande, como ya se había concluido en las secciones anteriores.

Otro aspecto a destacar de la gráfica es que para una configuración de pozo determinada, a permeabilidades verticales superiores a 0,5md el efecto de este parámetro en el incremento del recobro es menos determinante (el recobro apenas aumenta) que en el intervalo entre 0md y 0,5md, esto lo demuestra la forma casi horizontal de las diferentes curvas para k_z mayores a 0.5md.

6.2.2 Permeabilidad Horizontal

La Figura 38 ilustra la sensibilidad del factor de recobro final (luego de 20 años de producción) en un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón a la permeabilidad horizontal. Las permeabilidades utilizadas fueron: 1md, 3md, 5md, 10md, 20md y 100md (se asignó el mismo valor tanto a K_x como a K_y).



Como puede apreciarse en la gráfica, el factor de recobro es mayor al incrementarse la permeabilidad horizontal para todos los esquemas de pozo; esto es de esperarse debido a que entre más alta es la permeabilidad, es mayor el caudal de gas que puede producir el yacimiento. La figura también muestra que

para una permeabilidad horizontal de 100md los esquemas horizontal y multilaterales alcanzan recobros muy similares: 77,27% el horizontal, 79,32% el bilateral, 79,99% el trilateral, 80,30% el *quadlateral* y 81,09% el *pinnate*; cabe resaltar que los pozos verticales generan factores de recobro muy elevados (mayores al 60%) cuando la permeabilidad es alta (100md), siendo este tipo de pozo una buena opción bajo estas características de yacimiento. Para permeabilidades horizontales muy bajas (1md) los pozos verticales y verticales fracturados son incapaces de generar recobros aceptables económicamente (1,18% y 1,87% respectivamente), lo que hace necesaria una gran cantidad de éstos para drenar el yacimiento; por lo tanto, el esquema horizontal y los multilaterales son los más adecuados para producir yacimientos de CBM con bajas permeabilidades horizontales.

6.2.3 Área de Drenaje

El tercer parámetro analizado fue el área de drenaje del pozo. Los valores utilizados fueron: 19acres, 33acres, 50acres, 100acres, 300acres y 830acres. La Figura 39 resume los resultados de esta fase del estudio, ella muestra que entre mayor es el área de drenaje menor es el factor de recobro que se puede obtener con todas las configuraciones de pozo, a pesar de que la producción acumulativa de gas aumenta en todos los casos como se muestra en la Figura 40. Esto se debe a que un área de drenaje mayor supone un mayor volumen de gas-in-place y por lo tanto aunque se incremente la producción acumulativa, el pozo drena una porción menor del gas original. La Figura 40 presenta una situación interesante: la producción acumulativa de gas para los pozos vertical y vertical fracturado disminuye al pasar de un área de drenaje de 300acres a una de 830acres lo cual no concuerda con el comportamiento de estas configuraciones para área de drenaje menores ni con el de las otras configuraciones de pozo. La explicación de este comportamiento es que el área de drenaje es tan grande que el pozo vertical (o vertical fracturado) luego de 20 años de producción aun no ha alcanzado el pico

de producción de gas y por lo tanto su producción acumulativa es menor de lo que se espera.

Figura 39. Factor de Recobro vs Área de Drenaje

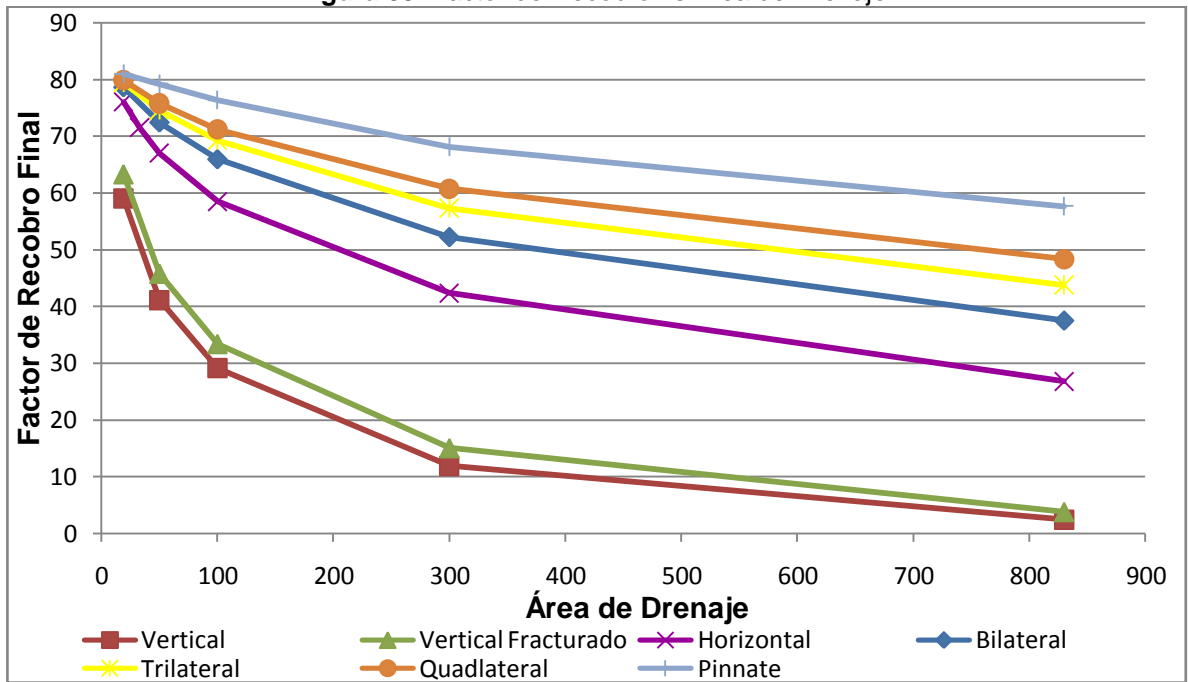
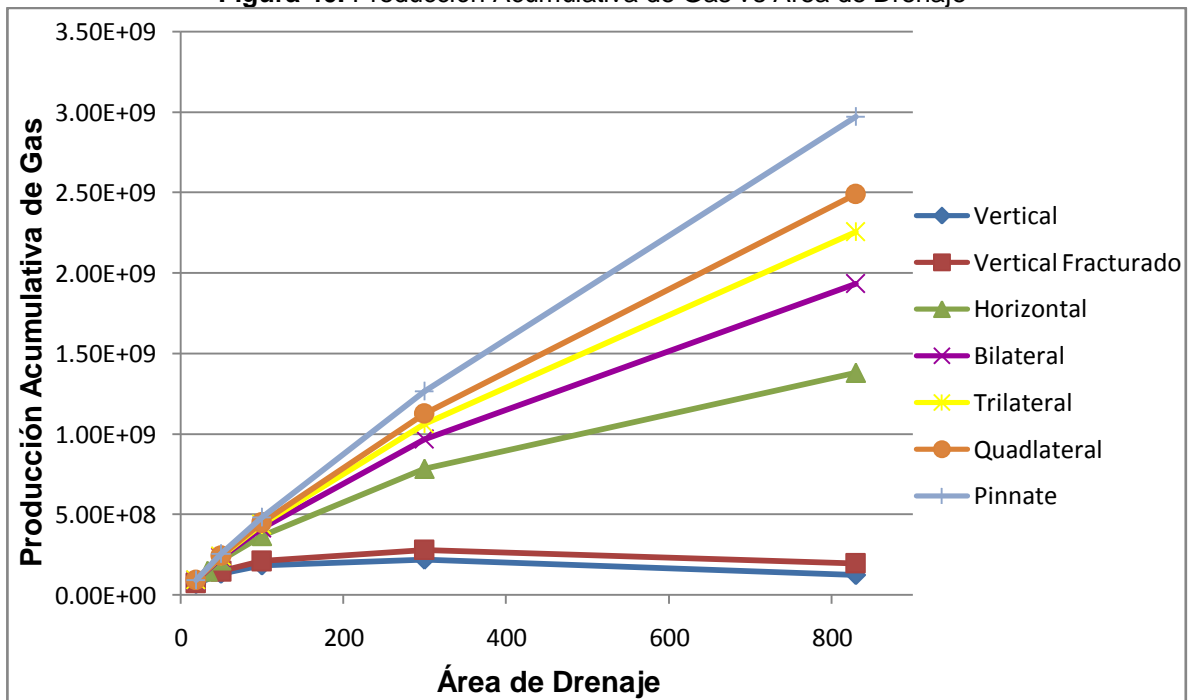


Figura 40. Producción Acumulativa de Gas vs Área de Drenaje



La Figura 39 ilustra que para áreas de drenaje pequeñas (19 acres), las recuperaciones de gas con los diferentes esquemas multilaterales y el esquema horizontal son muy similares, al igual que sucede con permeabilidades horizontales altas, como se vio anteriormente. Los pozos verticales son también una buena opción cuando el área de drenaje es pequeña, generando factores de recobro superiores al 60%. Por lo contrario, entre más grande es el área de drenaje, la diferencia en el recobro obtenido con las diferentes configuraciones es mayor (las líneas de la gráfica se van separando), lo que demuestra que para áreas muy grandes, los esquemas más complejos (*pinnate*, *quadlateral*) son los más apropiados y los pozos verticales y verticales fracturados son ineficaces.

6.2.4 Tiempo de Desorción

Los valores dados al tiempo de desorción en la sensibilidad fueron: 1día, 100días, 200días y 1000días. La Figura 41 muestra una gráfica de factor de recobro versus tiempo de desorción para los diferentes esquemas de pozo; de ella se puede concluir que mayores tiempos de desorción generan menores recuperaciones de gas luego de 20 años. Sin embargo, la incidencia de este parámetro en el recobro de gas en yacimientos de CBM parece no ser tan importante como la observada en las variables estudiadas anteriormente (la variación del recobro es de 2% para verticales y 5% para horizontales y multilaterales al pasar el tiempo de desorción de 1día a 1000 días), esto puede apreciarse en la forma casi horizontal de las diferentes líneas.

Aunque el tiempo de desorción no afecta significativamente el recobro final obtenido, si modifica el valor del pico de producción de gas y el tiempo requerido para alcanzarlo, como se aprecia en la Figura 42, la cual muestra el caso del esquema bilateral.

Figura 41. Factor de Recobro vs Tiempo de Desorción

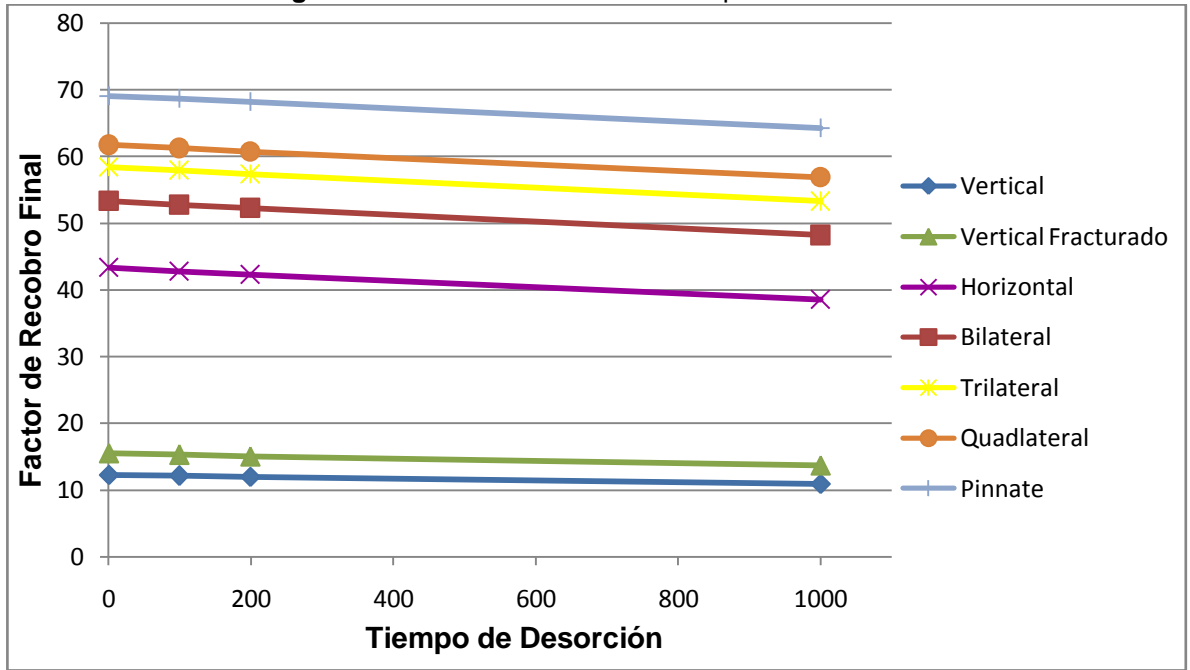
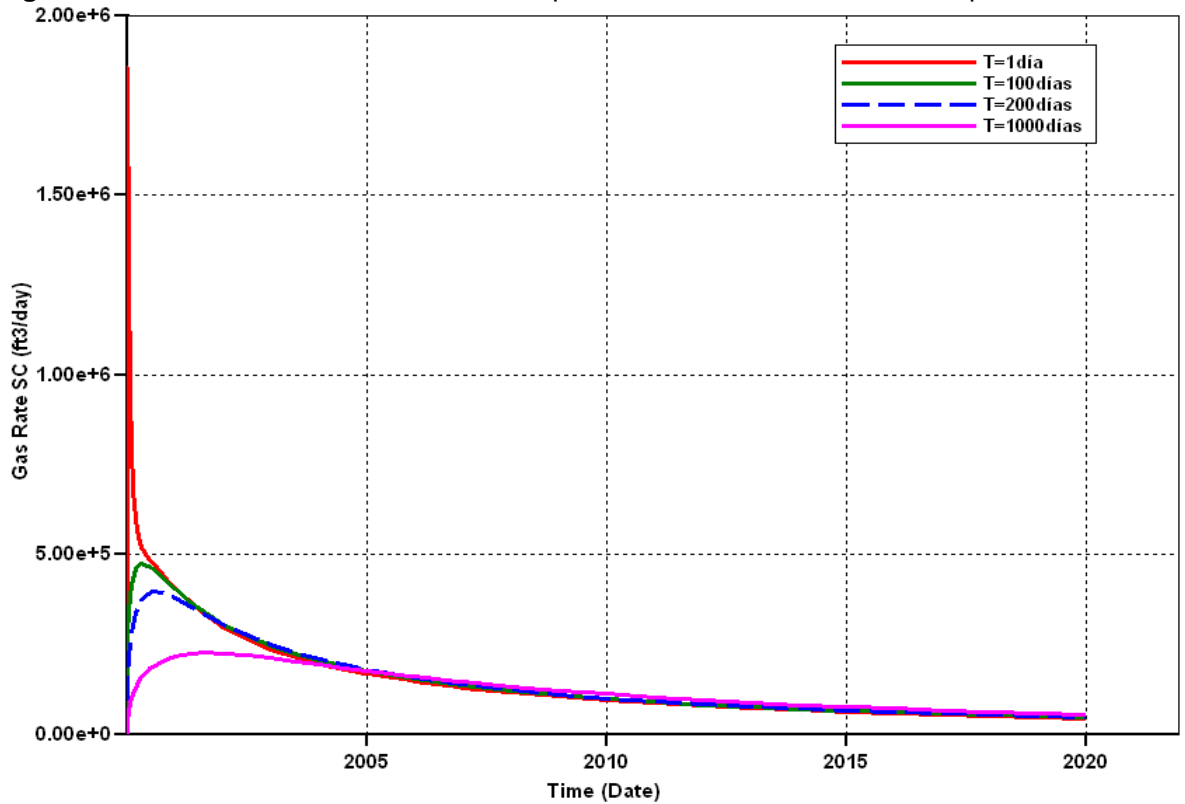


Figura 42. Tasa de Producción de Gas del Esquema Bilateral Para Distintos Tiempos de Desorción



Fuente: Results Graph, CMG

6.2.5 Contenido de Gas

La variación en el valor del contenido de gas inicial se hizo modificando el volumen de Langmuir, dejando constante la presión del yacimiento y la presión de Langmuir. Los valores asignados al realizar esta sensibilidad se resumen en la Tabla 7.

Tabla 7. Valores Asignados al Contenido de Gas en la Sensibilidad

Volumen de Langmuir (scf/ton)	Contenido de Gas Inicial (scf/ton)
100	80.7
200	161.4
480	387.4
550	443.9
900	726.3

La Figura 43 muestra una gráfica de factor de recobro versus contenido de gas inicial para las distintas configuraciones de pozo; ella permite concluir que todas los esquemas de pozo tienen un comportamiento similar respecto a este parámetro; al aumentar el contenido de gas, el recobro obtenido disminuye, a pesar de que la producción acumulativa de gas es mayor como se muestra en la Figura 44. La explicación es que un contenido de gas inicial mayor implica un mayor volumen de gas-in-place y por lo tanto, aunque se incremente la producción acumulativa, el pozo drena una porción menor del gas original.

Figura 43. Factor de Recobro vs Contenido de Gas

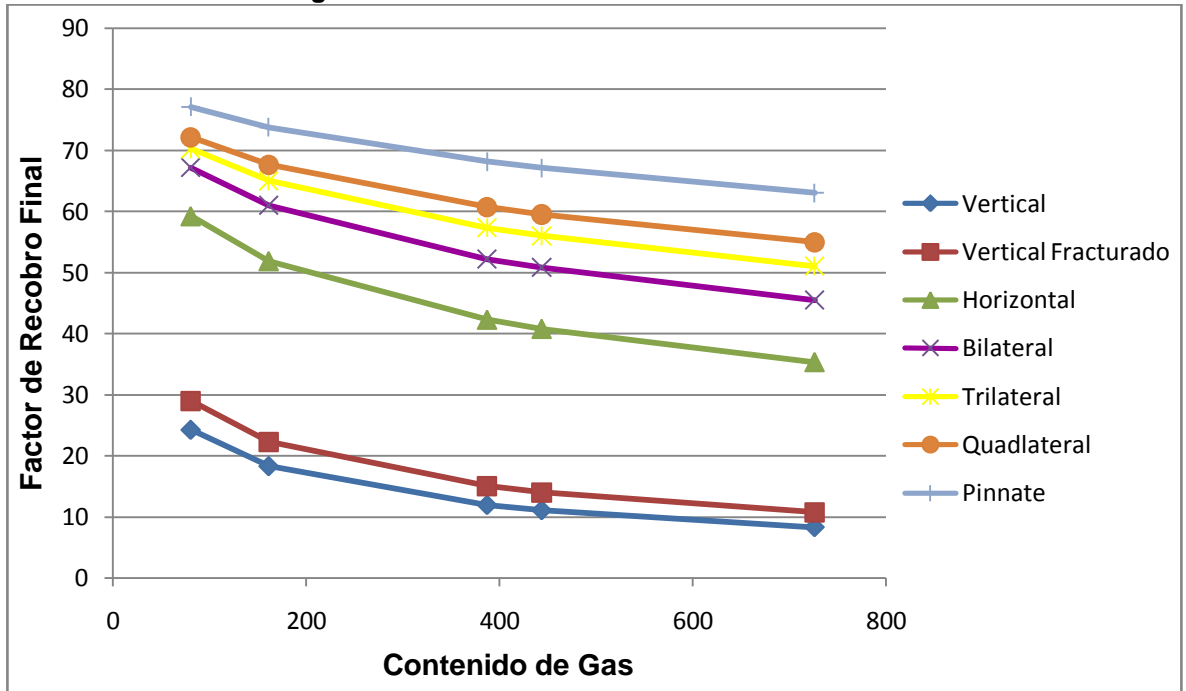
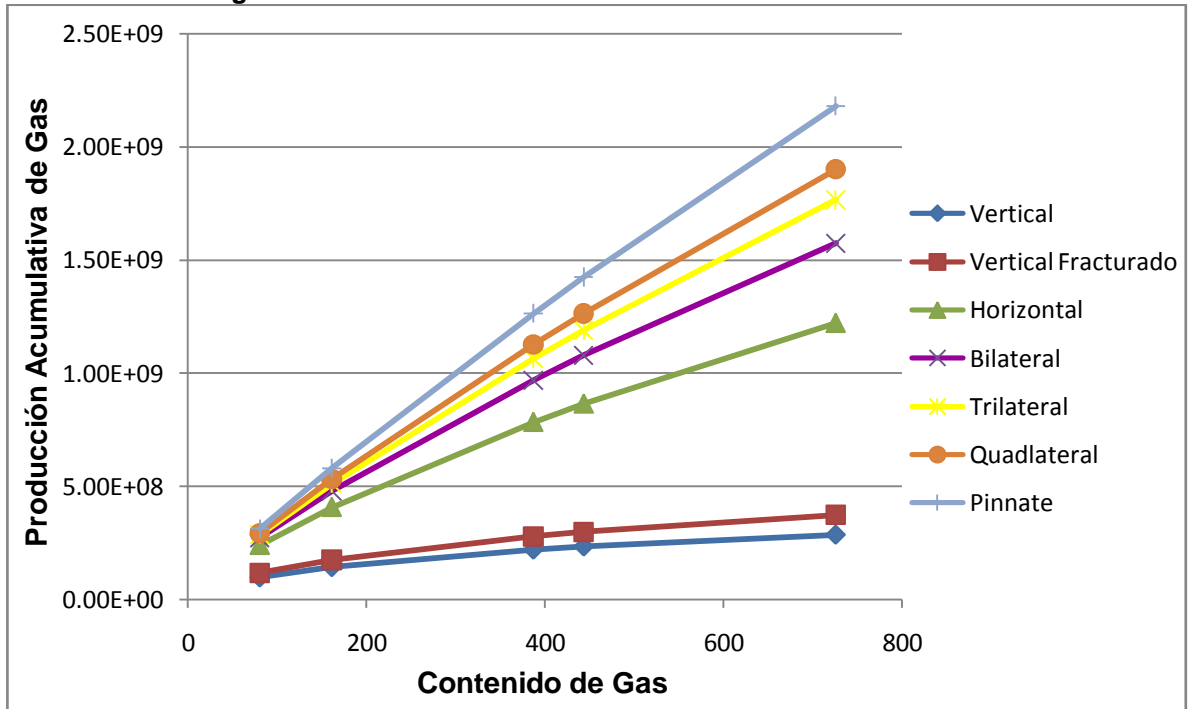


Figura 44. Producción Acumulativa de Gas vs Contenido de Gas



6.2.6 Espesor de la Formación

La última variable sensibilizada fue el espesor de la formación. Los valores dados a este parámetro fueron: 2pies, 3pies, 8pies, 20pies y 40 pies. El comportamiento observado es similar al de la sección anterior (contenido de gas): al aumentar el espesor de la formación disminuye el factor de recobro a pesar de que la producción acumulativa aumenta, como lo muestran las Figuras 45 y 46 respectivamente. La explicación es igual a la presentada en el caso del contenido de gas.

El efecto del espesor en el factor de recobro obtenido en un yacimiento de CBM parece ser menos significativo en los pozos verticales y verticales fracturados que en las demás configuraciones, como lo evidencia la forma casi horizontal de las curvas correspondientes a estos esquemas. La razón es que para los pozos vertical y vertical fracturado, se cañoneó todo el espesor de la formación en todos los casos de la sensibilidad.

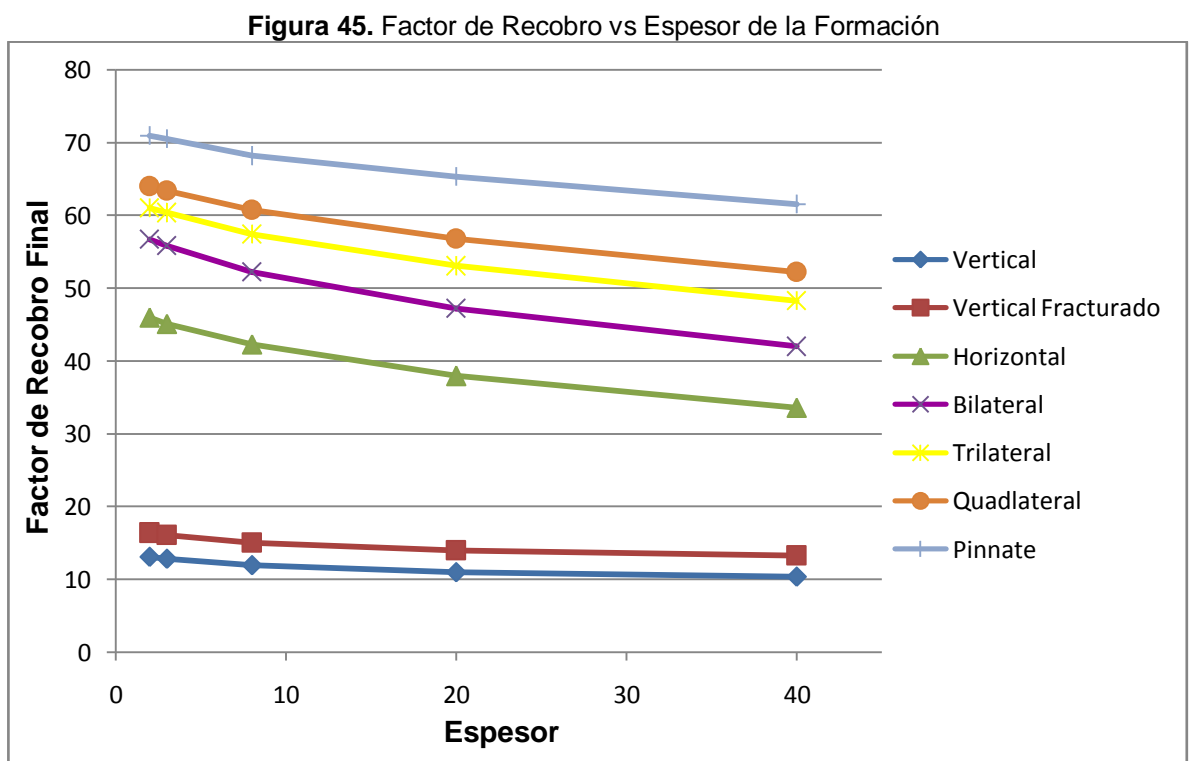
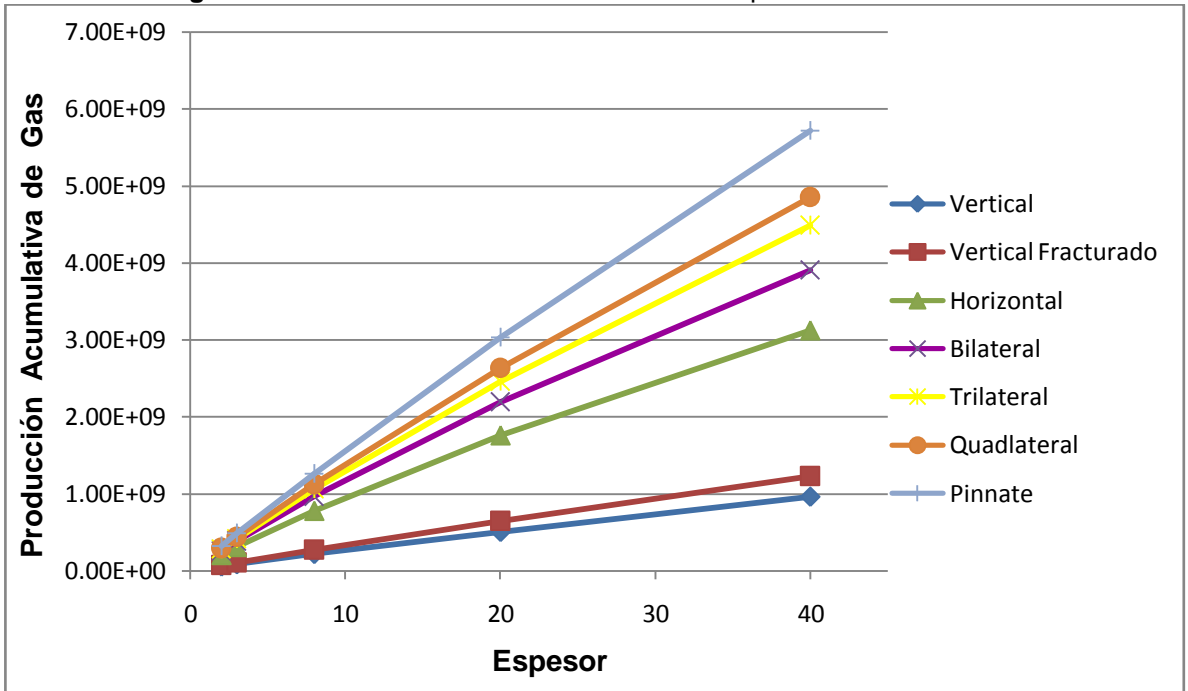


Figura 46. Producción Acumulativa de Gas vs Espesor de la Formación



7. ANÁLISIS ECONÓMICO

En esta etapa del proyecto se aplicó el concepto de valor presente neto (VPN) al modelo conceptual con el fin de establecer los beneficios que ofrece cada configuración de pozo desde el punto de vista económico y como varía este beneficio con las principales propiedades de un yacimiento de CBM.

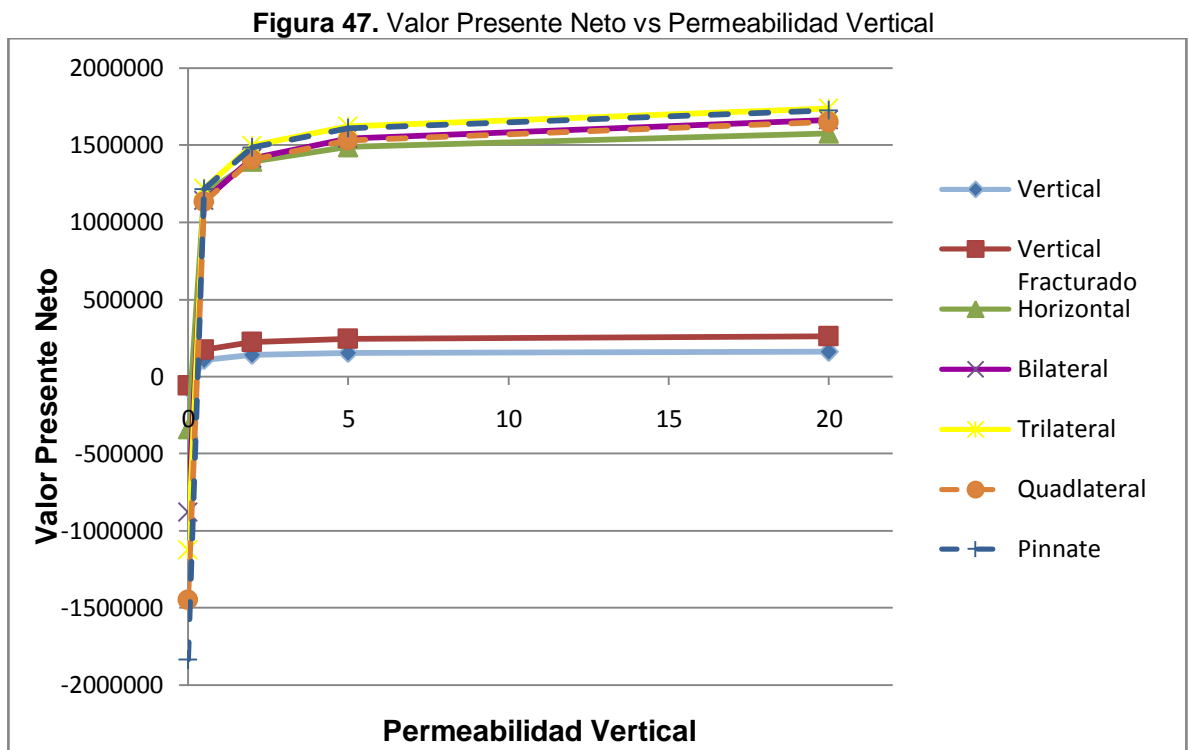
Cabe resaltar que la presente sección no pretende reemplazar los estudios económicos a realizar en cada campo particular, sino mostrar el comportamiento general del valor presente neto para cada configuración de pozo en un yacimiento de CBM. Es de tener en cuenta además que el valor presente neto obtenido varía de acuerdo a las características del yacimiento, el precio actual del gas y el precio actual de las operaciones de perforación y completamiento.

Para el cálculo del valor presente neto se utilizaron precios de perforación de 150 USD/pie para los pozos verticales, 250 USD/pie para los pozos horizontales y multilaterales y 50000 USD para la operación de fracturamiento. Estos precios se establecieron con base en la información publicada en estudios de yacimientos de CBM y en los precios de pozos someros en Colombia. El precio del gas utilizado fue de 5 USD/1000 pies cúbicos de gas, el cual es el empleado con mayor frecuencia en la literatura (los precios oscilan entre 3 y 6 USD/1000). Se supuso un costo operativo de 0,5 USD/1000 pies cúbicos de gas. La tasa de descuento empleada fue de 12% anual. Los casos estudiados fueron los mismos que en la sección 6.2.

A continuación se presenta la sensibilidad del valor presente neto a las principales propiedades de un yacimiento de CBM para las diferentes configuraciones de pozo.

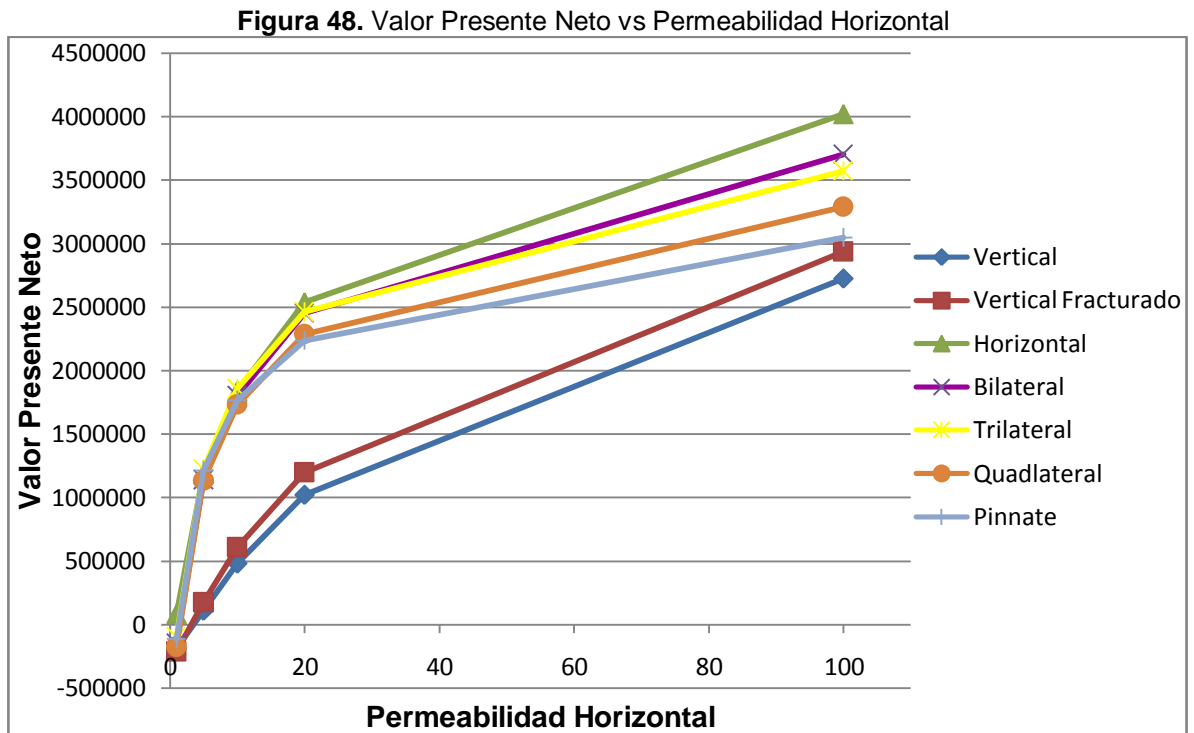
7.1 PERMEABILIDAD VERTICAL

La Figura 47 muestra una gráfica de valor presente neto vs permeabilidad vertical para las distintas configuraciones de pozo; en ella se puede observar que cuando el yacimiento no tiene permeabilidad vertical, los VPN que se obtienen con todos los esquemas de pozo son negativos, es decir, ningún tipo de pozo haría rentable la inversión (para que fuera rentable sería necesario que el precio de gas aumentara o los costos disminuyeran); los VPN más bajos son los obtenidos con los esquemas *pinnate* y *quadlateral* y los más altos (menos negativos) son los correspondientes a los pozos vertical y vertical fracturado. Para permeabilidades verticales mayores a cero, los VPN obtenidos son positivos, siendo las configuraciones que ofrecen mayores beneficios la trilateral y *pinnate*, con las cuales se obtienen VPN muy similares (las curvas se superponen).



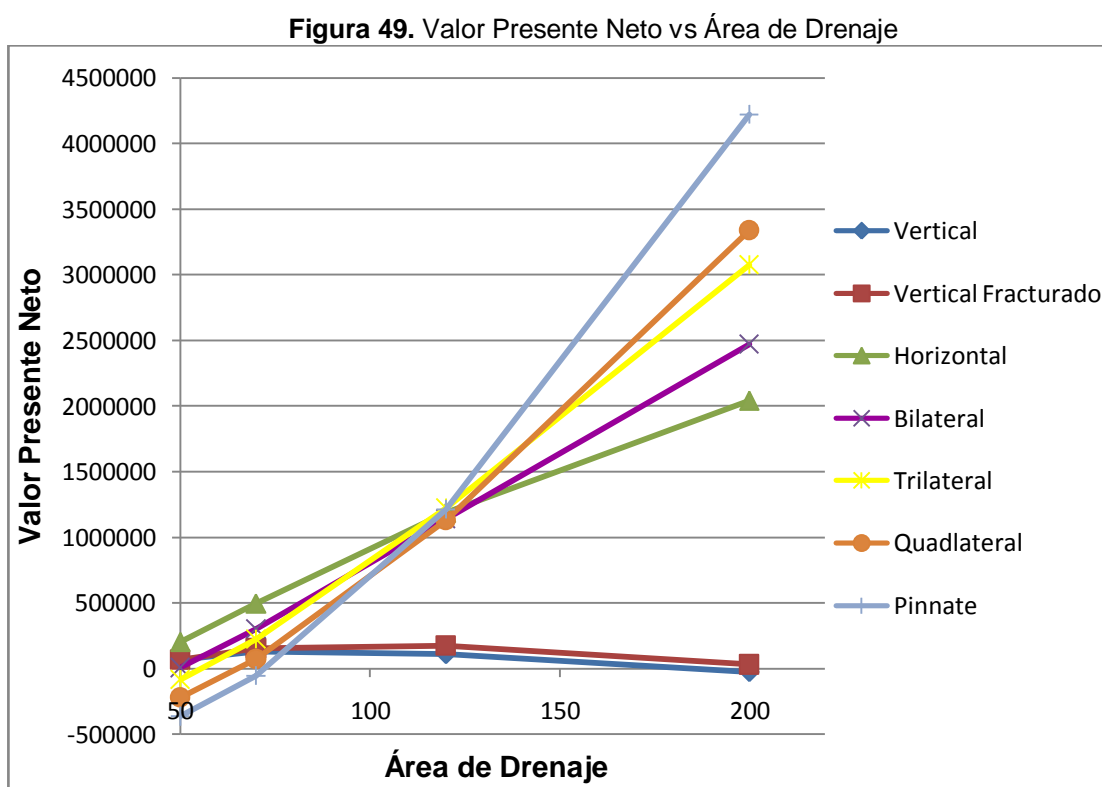
7.2 PERMEABILIDAD HORIZONTAL

El comportamiento del valor presente neto al variar la permeabilidad horizontal se ilustra en la Figura 48. Los esquemas vertical y vertical fracturado presentan los VPN más bajos a una permeabilidad horizontal de 1md (los VPN son negativos para todas la configuraciones). A permeabilidades más grandes hasta un valor de 10md, las curvas correspondientes al esquema horizontal y a los multilaterales se superponen, lo cual indica que estos tipos de pozos generan VPN muy cercanos entre sí. Cuando la permeabilidad es mayor a 10md, la configuración horizontal produce los VPN más altos, incluso por encima de los complejos esquemas multilaterales. Los VPN que se obtienen con los pozos verticales cuando la permeabilidad es alta, son bastante competitivos, incluso cercanos a los del esquema *pinnate*, lo que los convierte en una opción a tener en cuenta para producir gas en carbonos de estas características.



7.3 ÁREA DE DRENAJE

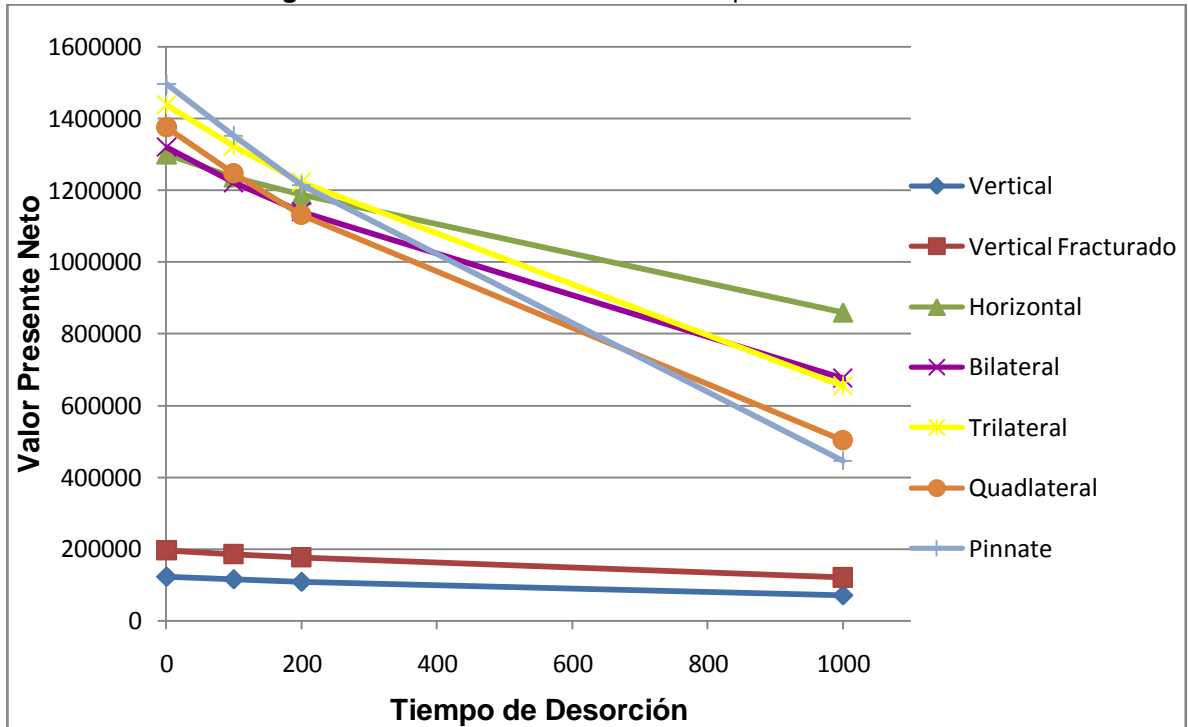
Como puede verse en la Figura 49, el esquema horizontal genera el VPN más alto para áreas de drenaje pequeñas (50 acres), seguido de los pozos vertical y vertical fracturado. Por lo contrario, áreas de drenaje muy grandes, muestran las bondades de los esquemas multilaterales, siendo el *pinnate* el que ofrece mayores beneficios, mientras que los pozos verticales son ineficientes bajo estas condiciones.



7.4 TIEMPO DE DESORCIÓN

En la sección 6.2.4 se concluyó que la incidencia del tiempo de desorción en el recobro de gas en yacimientos de CBM es poco significativa; sin embargo esta variable afecta considerablemente el VPN obtenido con las diferentes configuraciones de pozo como lo muestra la Figura 50.

Figura 50. Valor Presente Neto vs Tiempo de Desorción

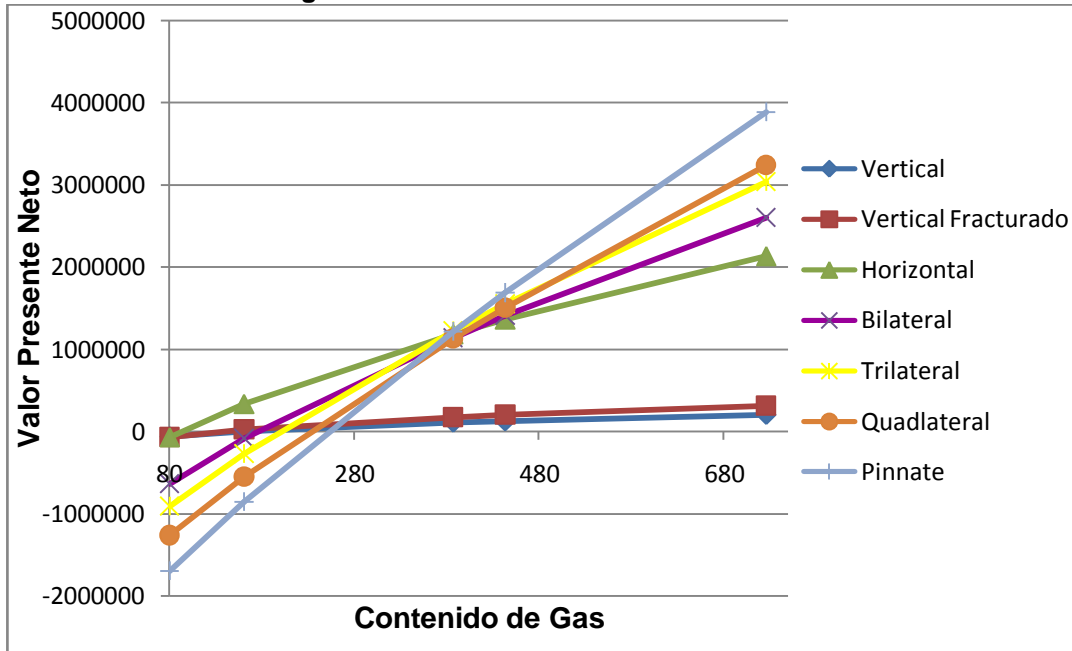


A tiempos de desorción cortos, los esquemas multilaterales producen los VPN más altos; el *pinnate* es (otra vez) la configuración más rentable seguida del trilateral. Cuando el tiempo de desorción es muy largo, el pozo horizontal es quien genera el mayor VPN y el *pinnate* ya no es tan rentable. Los pozos verticales se ven poco afectados por la variación del tiempo de desorción, generando los VPN más bajos en todos los casos.

7.5 CONTENIDO DE GAS

La Figura 51 muestra una gráfica de valor presente neto vs contenido de gas inicial para las diferentes configuraciones de pozo. De la figura se puede deducir que cuando el contenido de gas es bajo, el esquema horizontal es el que produce los más altos VPN; mientras que para altos contenidos de gas, las configuraciones multilaterales son las más rentables, siendo el esquema *pinnate* el que maximiza la inversión.

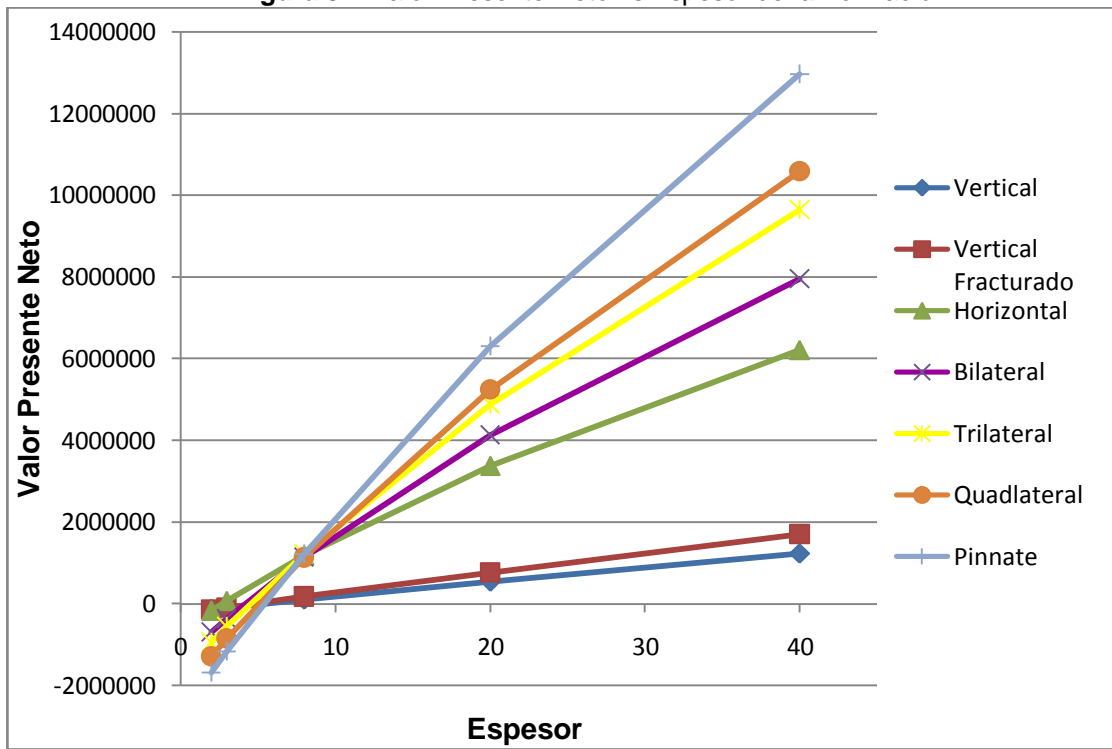
Figura 51. Valor Presente Neto vs Contenido de Gas



7.6 ESPESOR DE LA FORMACIÓN

El comportamiento del valor presente neto al variar el espesor de la formación es semejante al observado con el área de drenaje y el contenido de gas, como puede verse en la Figura 52. En formaciones poco espesas, el pozo horizontal genera los mayores beneficios y en formaciones de gran espesor, los esquemas multilaterales generan los mayores VPN liderados por el *pinnate*.

Figura 52. Valor Presente Neto vs Espesor de la Formación



CONCLUSIONES

- ✓ La configuración de pozo utilizada para producir un yacimiento de CBM influye significativamente en el comportamiento de producción del yacimiento, así como en los beneficios económicos obtenidos; por consiguiente, la selección del esquema de pozo óptimo es una tarea fundamental en cualquier proyecto de explotación de un yacimiento de CBM.
- ✓ El recobro en un yacimiento de CBM incrementa a medida que aumenta el área de contacto del pozo con el yacimiento, por lo tanto, el esquema *pinnate* es, en términos generales, el mejor productor para un yacimiento de este tipo.
- ✓ Para producir un yacimiento de CBM a partir de pozos verticales es necesario perforar un considerable número de éstos (salvo en ciertas condiciones particulares como áreas de drenaje pequeñas o permeabilidades horizontales muy altas), lo cual podría incrementar los costos y el impacto ambiental debido a la necesidad de varias locaciones en superficies, caminos, etc.
- ✓ En un pozo horizontal, al aumentar la longitud del tramo horizontal se incrementa la recuperación de gas. La longitud máxima posible del pozo está limitada por la extensión y la forma del yacimiento así como por la tecnología.
- ✓ En los esquemas bilateral, trilateral y *quadlateral*, el recobro es mayor a medida que se extiende la distancia entre laterales. Sin embargo, existe una distancia crítica para cada configuración, que varía según la forma y la extensión del yacimiento, a partir de la cual el recobro ya no incrementa, sino que se mantiene constante o disminuye al aumentar la distancia entre laterales.

- ✓ La separación óptima entre laterales para un pozo *pinnate* es de 600 pies, debido a que una distancia menor aumenta considerablemente los costos de perforación y completamiento (serían necesarios más brazos) y el incremento en el recobro sería mínimo.
- ✓ El recobro obtenido en un yacimiento de CBM con un pozo *pinnate* incrementa al aumentar el ángulo entre el brazo principal y los laterales. Por lo tanto, el pozo debe perforarse con el mayor ángulo permitido por el estado de la tecnología para maximizar la recuperación de gas.
- ✓ Los pozos verticales son tremendamente ineficaces cuando la permeabilidad horizontal es muy baja, generando recobros y VPN muy pequeños; cuando la permeabilidad es grande el esquema horizontal es el más adecuado.
- ✓ El área de drenaje, el contenido de gas inicial, y el espesor de la formación tienen efectos similares en el desempeño de las diferentes configuraciones de pozo en un yacimiento de CBM. Para un valor bajo de cualquiera de las tres variables, el esquema más conveniente es el horizontal y para valores grandes, los esquemas adecuados son los multilaterales, en particular el *pinnate*; los pozos verticales son particularmente ineficientes cuando estas variables tienen valores altos.
- ✓ El tiempo de desorción no afecta significativamente el recobro final obtenido en un yacimiento de CBM; sin embargo, tiene una incidencia importante en el valor del pico de producción de gas y el tiempo requerido para alcanzarlo, así como en el VPN obtenido con las diferentes configuraciones de pozo. A tiempos de desorción cortos, los esquemas multilaterales son los más adecuados (generan los mayores VPN); el *pinnate* es la configuración más rentable seguida del trilateral. Cuando el tiempo de desorción es muy largo, el pozo horizontal es quien genera el mayor VPN y el *pinnate* ya no es tan rentable.

RECOMENDACIONES

- ✓ Debido a la gran riqueza carbonífera de Colombia, y a la inminente incursión de nuestro país en la explotación de CBM, se recomienda hacer un estudio del desempeño de los diferentes esquemas de pozo en un yacimiento de CBM con las propiedades características de los carbones colombianos, con el fin de determinar la configuración de pozo óptima para la explotación de los mantos de carbón en Colombia, comparando los resultados con lo obtenidos en el presente proyecto.
- ✓ Aunque el análisis económico desarrollado en este estudio muestra el comportamiento general del VPN para cada uno de los esquemas de pozo al variar las propiedades más importantes que caracterizan a un yacimiento de CBM, el VPN de cada proyecto depende del precio actual del gas, el precio actual de las operaciones de perforación y completamiento y de las características del yacimiento, lo que hace necesario un análisis económico específico para cada campo.
- ✓ Se recomienda realizar un estudio del estado actual de la tecnología de perforación y completamiento de pozos multilaterales en yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, así como de las dificultades en el manejo de este tipo de completamientos complejos durante la vida productiva del pozo, para determinar las posibilidades, limitaciones y riesgos de los diferentes esquemas.

BIBLIOGRAFÍA

LOGAN, T.L. y SCHWOEBEL, J.J.: “Application of Horizontal Drainhole Drilling Technology for Coalbed Methane Recovery” Paper SPE 16409.

MARICIC, Nikola, MOHAGHEGH, Shahab D. y ARTUN, Emre: “A Parametric Study on the Benefits of Drilling Horizontal and Multilateral Wells in Coalbed Methane Reservoirs” Paper SPE 96018.

MAVOR, M. J. Coalbed Methane Reservoir Properties. En: SAULSBERRY, J.L., SCHAFFER, P.S. y SCHRAUFNAGEL, R.A. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Chicago, Illinois: Gas Research Institute, 1996. p. 4.1-4.58.

MORA, Carlos A. Comparison of Computation Methods for CBM Production Performance. College Station, Texas, 2007, 81h. Thesis Master of Science. Texas A&M University. Dwight Look College of Engineering. Department of Petroleum Engineering.

RAMASWAMY, Sunil. Selection of Best Drilling, Completion and Stimulation Methods for Coalbed Methane Reservoirs. College Station, Texas, 2007, 147 h. Thesis Master of Science. Texas A&M University. Dwight Look College of Engineering. Department of Petroleum Engineering.

ROGERS, R., RAMURTHY, M., RODVELT, G., y MULLEN, M. Coalbed Methane: Principles and Practices. Halliburton, 2007. 504 p.

STEIDL, Peter F. Coal as a Reservoir. En: SAULSBERRY, J.L., SCHAFER, P.S. y SCHRAUFNAGEL, R.A. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Chicago, Illinois: Gas Research Institute, 1996. p. 2.1-2.14.

WARREN, J.E. and ROOT, P. J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs," Paper SPE 426.

ZUBER, Michael D. Basic Reservoir Engineering for Coal. En: SAULSBERRY, J.L., SCHAFER, P.S. y SCHRAUFNAGEL, R.A. A Guide to Coalbed Methane Reservoir Engineering. Chicago, Illinois: Gas Research Institute, 1996. p. 3.1-3.32.

ANEXO A

MODELAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN EN GEM (COMPUTER MODELING GROUP, CMG)

Los mantos de carbón son yacimientos naturalmente fracturados donde el gas se encuentra adsorbido en la matriz de carbón (en algunos hay también una cantidad menor de gas libre en el sistema de fracturas). El modelo de CBM utilizado por los simuladores comerciales aplica una modificación del modelo de doble porosidad de Warren y Root para describir los procesos físicos involucrados en los proyectos de gas asociado al carbón. Las siguientes son las principales hipótesis utilizadas por Warren y Root en la formulación de su modelo de doble porosidad:

- ✓ La porosidad primaria es homogénea e isotrópica, y está contenida en una matriz simétrica de paralelepípedos rectangulares idénticos.
- ✓ Toda la porosidad secundaria está contenida en un conjunto de fracturas ortogonal, continuo y uniforme, que está orientado en una dirección paralela al eje principal de permeabilidad.
- ✓ El flujo puede producirse en la porosidad secundaria y de la porosidad primaria a la porosidad secundaria, pero no en la porosidad primaria.

En el modelo idealizado de Warren y Root la tasa de flujo de la matriz a las fracturas puede expresarse de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$q = \sigma \frac{k_m}{\mu} (P_m - P_f)$$

donde:

q = Tasa de transferencia por volumen de yacimiento entre la matriz y la fractura

P_m = Presión promedio en la matriz

P_f = Presión promedio en la fractura

σ = Factor de forma que tiene en cuenta el área de la interfaz matriz-fractura por unidad de volumen

Los mecanismos de flujo de los yacimientos de mantos de carbón presentan algunas similitudes con el sistema de doble porosidad. Los modelos de CBM se caracterizan por ser un sistema carbón/fractura. La mayor parte del gas se almacena en los bloques de carbón. El gas desorbe del bloque de carbón y luego drena al sistema de fracturas por difusión molecular (ley de Fick, en lugar de la Ley de Darcy). Por lo tanto, el modelo de Warren y Root puede ser adaptado a los yacimientos de mantos de carbón de tal forma que la tasa de drenaje del bloque de carbón puede ser expresada por la ecuación:

$$q_{gm} = \sigma D (C_m - C(p))$$

Donde:

q_{gm} = Tasa de producción de gas desde la matriz de carbón por volumen de yacimiento

D = Coeficiente de difusión

C_m = Concentración de gas en la matriz

$C(p)$ = Concentración de equilibrio en el límite matriz-cleat

σ = Factor de forma que tiene en cuenta el área de la interfaz matriz-fractura por unidad de volumen

La concentración de gas adsorbido en la superficie del carbón, se asume que es únicamente función de la presión (isoterma de Langmuir).

Para modelar el proceso de difusión, el simulador GEM utiliza el tiempo de desorción, τ , y el espaciamiento de fracturas como parámetros de entrada; σ es calculado utilizando las fórmulas presentadas por Warren y Root o Kazemi (el simulador permite escoger entre las dos opciones), las cuales se presentan a continuación:

Warren y Root

$$\sigma = \frac{20}{3} \left(\frac{1}{L_x} + \frac{1}{L_y} + \frac{1}{L_z} \right)^2$$

Kazemi:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{L_x^2} + \frac{1}{L_y^2} + \frac{1}{L_z^2} \right)$$

Donde:

σ = Factor de forma

L = Espaciamiento entre fracturas

GEM calcula el coeficiente de difusión utilizando la ecuación que lo relaciona con el tiempo de desorción y el factor de forma:

$$\tau = \frac{1}{\sigma D_c}$$

El flujo en el sistema de cleats de los carbones hacia los pozos es descrito por la ley de Darcy:

$$q = A \frac{k_f}{\mu} \left(\frac{P_f - P_{wf}}{\Delta L} \right)$$

donde:

P_f = Presión promedio en la fractura

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo