

**ANÁLISIS Y SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS DE CARACTERIZACIÓN DE UN
YACIMIENTO DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**RAMON URIEL OCHOA DELGADO
GILBERTO VARGAS RIZO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**ANÁLISIS Y SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS DE CARACTERIZACIÓN DE UN
YACIMIENTO DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**RAMON URIEL OCHOA DELGADO
GILBERTO VARGAS RIZO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Ing. WILLIAM NAVARRO GARCIA
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A Dios, por estar siempre a mi lado, llenándome con su luz y sabiduría para poder alcanzar cada una de mis metas y todo lo que me he propuesto en la vida.

A mis padres, Humberto y Silvia. Por su esfuerzo, apoyo y amor que siempre me han brindado cuando lo he necesitado y como agradecimiento a sus enseñanzas y al valor que me dan para seguir adelante.

A mis hermanos, Edinson, Argenis y Sahin. Por apoyo incondicional que recibí y por todo el ánimo que siempre supieron darme cuando más lo necesitaba.

A Lina, por su cariño, comprensión y compañía, por ayudarme siempre que fuera necesario.

A todos mis amigos por la colaboración incondicional a la hora de lograr esta meta. A todos mil y mil gracias

RAMON URJEL OCHOA DELGADO

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director, el ingeniero William Navarro Garcia. Por ser apoyo y guía durante el proceso de formación, por la disposición, compromiso y participación activa durante el desarrollo de este proyecto.

Al Ingeniero Anibal Ordoñez, por su valiosa ayuda y aporte durante el desarrollo de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander por permitir nuestra formación profesional.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y toda su planta de profesores por la contribución de nuestro crecimiento profesional.

A mis compañeros y amigos, por apoyarme y estar cuando los necesitaba.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	18
1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBON	20
1.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE GAC	20
1.2 FORMACION DE YACIMIENTOS GAC	23
1.2.1 Clasificación del carbón	25
1.3 POROSIDAD	28
1.3.1 Sistema de porosidad primario	28
1.3.2 Sistema de porosidad secundario	29
1.3.2.1 Tipos de fracturas en el carbón:	30
1.4 PERMEABILIDAD	32
1.4.1 Mecanismos que afectan la permeabilidad	32
1.4.2 Efectos de la profundidad sobre la permeabilidad	34
1.4.3 Permeabilidad relativa	35
1.5 ALMACENAMIENTO DE GAS EN YACIMIENTOS GAC	36
1.5.1 Modelo de adsorción de Langmuir	38
1.6 MECANISMOS DE FLUJO EN YACIMIENTOS GAC	41
1.6.1 Desorción del gas	42
1.6.2 Difusión de gas en los microporos	42
1.6.3 Flujo Darcy en los sistemas de fracturas	44
1.7 PRODUCCION DE YACIMIENTOS GAC	44
1.8 CONTENIDO DE GAS EN YACIMIENTOS GAC	47
1.8.1 Gas in place	47
1.9 PANORAMA GLOBAL DE YACIMIENTOS GAC	50
1.9.1 Reservas mundiales	50
2. MODELAMIENTO NUMÉRICO DE YACIMIENTOS GAC	53
2.1 MODELO DE DOBLE POROSIDAD	53

2.1.1 Factor de forma (σ)	57
2.2 SIMULADORES DE YACIMIENTOS GAC	60
3. ANALISIS SENSITIVO DE PARAMETROS	63
3.1 MODELADO DEL CASO BASE	63
3.2 PERMEABILIDAD DE MATRIZ	66
3.3. PERMEABILIDAD DEL SISTEMA DE FRACTURAS	68
3.3.1 Permeabilidad en la dirección X	70
3.3.2 Permeabilidad en la dirección Y	70
3.3.3 Permeabilidad en la dirección Z	71
3.4. ESPESOR DEL MANTO	74
3.5 COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION (C_f)	75
3.6 AREA DEL YACIMIENTO	77
3.7 PERMEABILIDAD RELATIVA	79
3.8 COEFICIENTE DE DIFUSIVIDAD	82
3.9 ISOTERMA DE LANGMUIR	84
3.10 POROSIDAD DE MATRIZ (Φ_M)	91
3.11 POROSIDAD DE FRACTURA (Φ_f)	94
3.12 MODELO TELARAÑA PARA UN YACIMIENTO GAC	96
CONCLUSIONES	99
RECOMENDACIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	103
ANEXOS	106

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Esquema del proceso de carbonificación	23
FIGURA 2. Generación de gas en función del rango del carbón	27
FIGURA 3. Esquema del sistema de doble porosidad del carbón	29
FIGURA 4. Sistemas de fracturas face y butt en el carbón	31
FIGURA 5. Efectos del esfuerzo efectivo y desorción en las dimensiones del sistema de fracturas	34
FIGURA 6. Mecanismo de almacenamiento de gas en mantos de carbón	37
FIGURA 7. Esquema del gas absorbido en la superficie del carbón	38
FIGURA 8. Isotherma de adsorción de Langmuir	39
FIGURA 9. Movimientos del gas en yacimientos GAC	41
FIGURA 10. Régimen de producción en yacimientos GAC	45
FIGURA 11. Regímenes de flujo tempranos en la producción de gas	46
FIGURA 12. Gráfica para determinar el volumen de gas perdido	48
FIGURA 13. Reservas de GAC y actividad asociada	51
FIGURA 14. Esquema de la tasa de flujo de la matriz al sistema de fracturas (Diferencia entre P_m y P_f)	54
FIGURA 15. Idealización de un yacimiento de doble porosidad	55
FIGURA 16. Factores de forma de acuerdo con diferentes autores ($\sigma \cdot L^2$)	60
FIGURA 17. Modelo de grid para el caso base	63
FIGURA 18. Efecto de la variación de la permeabilidad de matriz sobre la tasa de producción de gas	67
FIGURA 19. Efecto de la variación de la permeabilidad de matriz sobre la tasa de producción de agua.	67
FIGURA 20. Efecto de la variación de la permeabilidad de fractura en X sobre la tasa de producción de gas	69
FIGURA 21. Efecto de la variación de la permeabilidad de fractura en X sobre la tasa de producción de agua	69
FIGURA 22. Efecto de la variación de la permeabilidad de fractura en Y sobre la tasa de producción de gas	71

3.3.3 Permeabilidad en la dirección Z	71
FIGURA 23. Efecto de la variación de la permeabilidad de fractura en Y sobre la tasa de producción de agua	72
FIGURA 24. Efecto de la variación de la permeabilidad de fractura en Z sobre la tasa de producción de gas	73
FIGURA 25. Efecto de la variación de la permeabilidad de fractura en Z sobre la tasa de producción de agua	73
FIGURA 26. Efecto de la variación del espesor del manto de carbón sobre la tasa de producción de gas	74
FIGURA 27. Efecto de la variación del espesor del manto de carbón sobre la tasa de producción de agua	75
FIGURA 28. Efecto de la compresibilidad en el comportamiento de la tasa de producción de gas	76
FIGURA 29. Efecto de la compresibilidad en el comportamiento de la tasa de producción de agua	77
FIGURA 30. Efecto del área del yacimiento en la tasa de producción de gas	78
FIGURA 31. Efecto del área del yacimiento en la tasa de producción de agua.	78
FIGURA 32. Curvas de permeabilidad relativa utilizadas para modelar la matriz y la fractura de flujo	79
FIGURA 33. Efecto de la permeabilidad relativa en el comportamiento de la tasa de producción de gas	81
FIGURA 34. Efecto de la permeabilidad relativa en el comportamiento de la tasa de producción de agua	81
FIGURA 35. Efecto de coeficiente de difusividad en el comportamiento de la tasa de producción de gas	83
FIGURA 36. Efecto de coeficiente de difusividad en el comportamiento de la tasa de producción de agua	83
FIGURA 37. Isoterma de Sorción y k_r Tipo 2 usadas en el modelo base	85
FIGURA 38. Comportamiento de las tasas de producción de la fase Agua y Gas precedidas del efecto causado por la Presión (Caso base).	86
FIGURA 39. Efecto de la variación de la presión de Langmuir en la isoterma de Sorción.	87
FIGURA 40. Efecto de la variación del volumen de Langmuir en la isoterma de Sorción.	88

FIGURA 41. Efecto de la variación de la Presión de Langmuir en la tasa de producción de Gas.	89
FIGURA 42. Efecto de la variación de la Presión de Langmuir en la tasa de producción de Agua.	89
FIGURA 43. Efecto de la variación del volumen de Langmuir en la tasa de producción de Gas.	90
FIGURA 44. Efecto de la variación del volumen de Langmuir en la tasa de producción de Agua.	90
FIGURA 45. Efecto de la porosidad de Matriz en el comportamiento de la tasa de producción de gas	93
FIGURA 46. Efecto de la porosidad de Matriz en el comportamiento de la tasa de producción de agua	94
FIGURA 47. Efecto de la porosidad de Matriz en el comportamiento de la tasa De producción de Gas	95
FIGURA 48. Efecto de la porosidad de Matriz en el comportamiento de la Presión	96

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. Comparación entre yacimientos convencionales y de GAC	22
TABLA 2. Rango del Carbón	26
TABLA 3. GAC en regiones de Colombia	52
TABLA 4. Propiedades del yacimiento para el caso base	65
TABLA 5. Rango de datos de los parámetros para el análisis de sensibilidad	66
TABLA 6. Resultados de gas original insitu.	92

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A Archivo data caso base eclipse	107
ANEXO B Tabla comparativa de los parámetros de simulación para un modelo de Gac entre los simuladores Gem y eclipse	115
ANEXO C Figuras de comparación del efecto del comportamiento en la tasa producción de gas y agua del caso base simulado por Gem y eclipse.	116

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS Y SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS DE CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA ¹

AUTORES:

RAMON URIEL OCHOA DELGADO
GILBERTO VARGAS RIZO^{**}

PALABRAS CLAVE: CARBÓN, GAS ASOCIADO, DESORCIÓN, DIFUSIVIDAD, FLUJO DARCY, SIMULACIÓN NUMÉRICA, SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS,

DESCRIPCIÓN

El propósito de este estudio es construir un modelo conceptual de simulación de gas asociado a mantos de carbón, y de esta manera identificar las variables que tienen mayor incidencia en el flujo de fluidos en el medio poroso; tomando en cuenta la teoría y los aspectos de ingeniería de yacimientos como el concepto de doble porosidad, la permeabilidad característica de los GAC, la isoterma de Langmuir, finalmente los mecanismos de flujo y almacenamiento. Por tanto, para comprender y analizar las perspectivas de los yacimientos de GAC es necesario entender la importancia de cada parámetro, el comportamiento de producción con la realización de la sensibilidad, y las diferencias con los yacimientos convencionales de gas.

Este trabajo se llevo a cabo mediante la herramienta para fines composicionales, GEM y el simulador ECLIPSE 100 e incluye un estudio de sensibilidad que proporciona la comprensión más completa de los parámetros que intervienen en la producción de gas asociado a mantos de carbón, aclarando las diferencias en algunos datos de entrada para los dos simuladores en el Modelamiento de la difusión, en las propiedades del tipo de carbón como el tiempo de sorción (τ), el coeficiente de difusividad (D) y el factor sigma (σ).

¹ Proyecto de Grado

^{**} Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ingeniero de Petróleos William Navarro García.

ABSTRACT

TITULO: SENSITIVITY ANALYSIS OF CHARACTERIZATION PARAMETERS IN A COALBED METHANE RESERVOIR BY NUMERICAL SIMULATION ²

AUTHORS:

RAMON URIEL OCHOA DELGADO
GILBERTO VARGAS RIZO**

KEY WORDS: COAL, COALBED METHANE RESERVOIRS, DESORPTION TIME, DIFFUSIVITY, DARCY FLOW, NUMERICAL SIMULATION, SENSITIVITY ANALYSIS OF PARAMETERS.

DESCRIPTION:

The purpose of this study is to build a conceptual model by simulation coalbed methane reservoirs, and thereby identify the variables that have the greatest impact on the flow of fluids in porous media; taking into account the theory and reservoir engineering aspects of the concept of double porosity, permeability characteristic of the GAC, Langmuir isotherm, finally the flow and storage mechanisms. Therefore, to understand and analyze the prospects of deposits of GAC is necessary understanding the importance of each parameter, production performance with the performance of sensitivity and differences with conventional gas fields.

This work was carried out using the tool for compositional GEM and ECLIPSE 100 and includes a sensitivity study that provides more complete understanding of the parameters involved in gas associated with coalbed methane reservoirs, clarifying the difference in some input data for the two simulators in the diffusion model, the properties of the type of coal as the sorption time (τ), the diffusion coefficient (D) and the sigma factor (σ).

² Project of degree

** Industrial University of Santander. Empower of Physical Engineering Chemical. School of Engineering of Oils

Director: Ing. William Navarro Garcia.

INTRODUCCION

En los últimos años, tras el aumento en la demanda de gas como combustible, se han realizado enormes esfuerzos por maximizar la producción de gas metano; entre éstos se encuentra la búsqueda de nuevas fuentes de este importante hidrocarburo a través de la exploración y explotación de los yacimientos de gas no convencionales. En nuestro país, aunque en la actualidad no se tenga una industria fuerte basada en este tipo de yacimientos, no puede quedar al margen de los giros que está dando el mundo concerniente a la producción de yacimientos no convencionales.

El flujo de los fluidos en este tipo de yacimientos de gas asociado a mantos de carbón (GAC) tiene una semejanza a un sistema de doble porosidad. Este yacimiento es naturalmente fracturado, está caracterizado como un sistema de bloques de la matriz con cada bloque rodeado por un conjunto de fracturas naturales (face and butt cleats).

El fluido es drenado del bloque de la matriz, a través de la ley de Fick, hacia el sistema interconectado de fracturas naturales que conduce los fluidos, a través de la ley de Darcy hacia los intervalos cañoneados del pozo.

En la etapa inicial de exploración de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón es necesario evaluar tanto los volúmenes originales de hidrocarburos como las reservas que se puedan recuperar en superficie para determinar si es viable tanto económica como tecnológicamente la explotación del yacimiento.

La obtención de fuentes de información del yacimiento que permitan su caracterización es la clave del éxito de una evaluación del desempeño de un

yacimiento. Al inicio la información es escasa, pero a medida que se desarrolla el campo la información aumenta.

Pero es precisamente en las etapas iniciales, donde la información es escasa, que se requiere conocer los potenciales de producción de cualquier prospecto GAC.

Una herramienta para evaluar el desempeño de un yacimiento GAC es la simulación numérica de yacimientos. La construcción de un modelo de simulación numérica conceptual permite simular rápidamente, con escasa información, el comportamiento de producción de un prospecto de este tipo de yacimientos para evaluar el potencial de recuperación de fluidos bajo los diferentes esquemas de explotación; y de esta manera evaluar la viabilidad técnico-económica de su explotación.

1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBON

1.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE GAC

El carbón, bajo condiciones apropiadas, puede actuar tanto como roca fuente y como roca reservorio, inicialmente contienen altas concentraciones de materia orgánica. Como resultado de esto, los mantos de carbón producen cantidades prodigiosas de productos de hidrocarburos a medida que progresa el proceso de carbonificación. Una porción de los hidrocarburos generados son retenidos por el carbón, debido a su alta capacidad de adsorción. Sin embargo, una gran proporción de los hidrocarburos tienden a escapar a los estratos adyacentes y acumularse formando importantes yacimientos convencionales. A pesar de que el carbón como roca reservorio tan sólo puede retener una fracción del gas que genera, esta fracción puede representar de dos a siete veces más gas por unidad de volumen que en un yacimiento de gas convencional. Esto se debe principalmente a que el carbón puede llegar a tener hasta 1 millón de ft^2/lbm de superficie de adsorción. (Rogers, 1994).

Los yacimientos de mantos de carbón son considerados como “yacimientos de gas no convencional”, este término es utilizado comúnmente para referirse a yacimientos de baja permeabilidad que producen principalmente gas natural seco. Muchos de los yacimientos de baja permeabilidad que han sido desarrollados en el pasado son areniscas, pero en la actualidad cantidades significativas de gas también son producidas a partir de hidratos, shales y mantos de carbón.

Estos yacimientos no convencionales no pueden ser producidos ni a tasas económicas de flujo ni a volúmenes económicos de gas natural a menos que sean estimulados por un tratamiento de Fracturamiento hidráulico, un pozo horizontal o mediante el uso de pozos multilaterales.

El gas asociado a mantos de carbón (GAC) es una industria que está emergiendo con mucha fuerza. En la última década, la industria ha sido testigo de un rápido crecimiento en las actividades de perforación y producción. Este incremento de las actividades se puede atribuir a los importantes avances tecnológicos realizados en las áreas de ingeniería de yacimientos, geología, producción y completamientos.

Inicialmente, las técnicas de perforación y producción de la industria convencional se emplearon para producir gas de los yacimientos de carbón, ya que existen algunas semejanzas entre los yacimientos no convencionales de mantos de carbón y los yacimientos convencionales de gas seco. Sin embargo, diferencias significativas en las propiedades de los depósitos de carbón, mecanismos de almacenamiento del gas, fenómenos de transporte del gas y disposición del agua han hecho necesarias innovaciones, modificaciones y limitaciones a las tecnologías convencionales. Las investigaciones detrás de estas innovaciones han adicionado conocimientos que a menudo son aplicables a operaciones de petróleo y gas convencional.

En la *Tabla 1* se puede observar una comparación de las características generales de un yacimiento convencional de gas seco y un yacimiento no convencional de gas asociado a mantos de carbón.

TABLA 1. Comparación entre yacimientos convencionales y de GAC

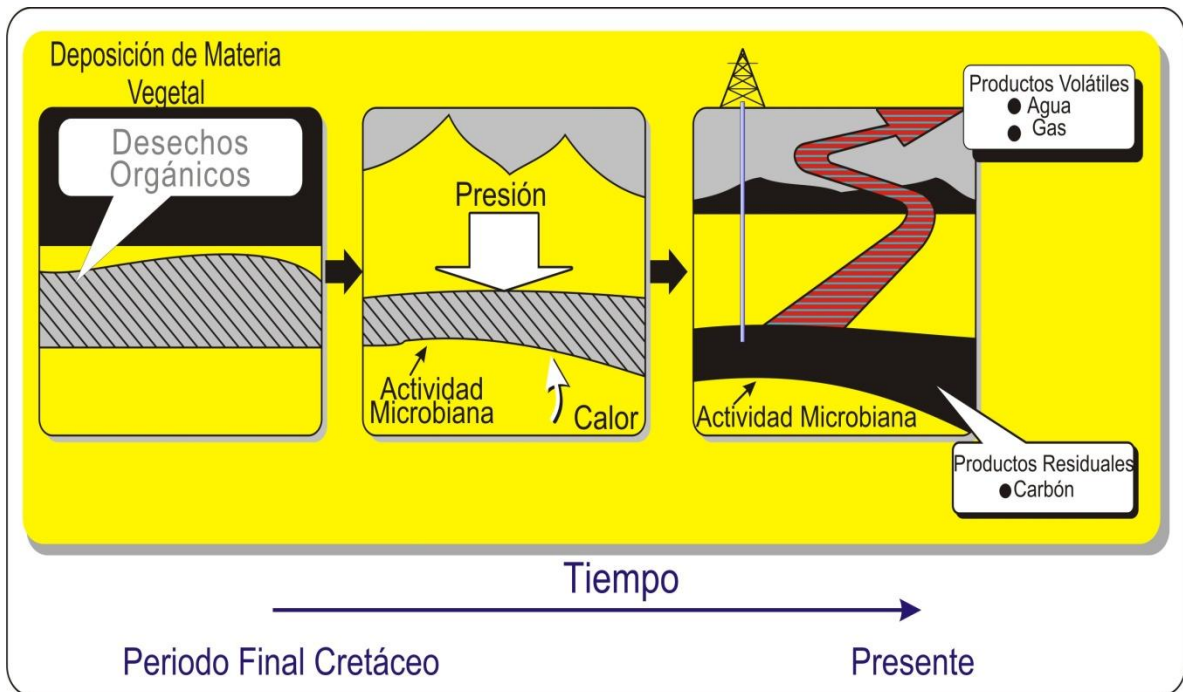
CARACTERISTICA	GAS CONVENCIONAL	GAS EN MANTOS DE CARBON
Mecanismo de Transporte	Flujo Darcy del gas al pozo.	Difusión a través de los microporos por la ley de Fick.
		Flujo Darcy a través de las fracturas.
Mecanismo de almacenamiento	Almacenamiento de gas por compresión en macroporos.	Almacenamiento de gas por adsorción en la superficie de los microporos.
Producción	Programas de producción acorde con lo establecido en las curvas de declinación.	Declinación inicial negativa.
	Relación gas-agua disminuye con el tiempo.	Relación gas-agua incrementa con el tiempo en las últimas etapas.
	Inicialmente, poco o nada de agua.	Inicialmente, la producción es agua principalmente.
Fracturamiento hidráulico	Fracturamiento hidráulico puede ser necesario para mejorar el flujo.	Fracturamiento hidráulico es necesario en la mayoría de las cuencas, excepto en las cuencas donde la permeabilidad es muy alta. La permeabilidad depende de las características del sistema fracturado.
Estructura	Fracturas espaciadas al azar.	Sistemas de fracturas espaciados uniformemente.
	Tamaño macroporo: 1µ a 1 mm	Tamaño microporo: 5Å a 50 Å
Generación de gas	Roca fuente y reservorio independientes. El gas es generado en la roca fuente y luego migra hacia el reservorio.	La roca fuente es la misma roca reservorio. El gas es generado y atrapado dentro del carbón.
Determinación del contenido de gas	Contenido de gas de registros.	Contenido de gas se obtiene de núcleos. No se puede obtener el contenido de gas de los registros.
Tipo de Roca	Roca reservorio inorgánica.	Roca reservorio orgánica.
Permeabilidad	Permeabilidad no depende de los esfuerzos generalmente.	Permeabilidad depende altamente de los esfuerzos.
Efectos de interferencia	Interferencia de pozos resulta perjudicial para la producción.	Interferencia de pozos ayuda en gran medida a la producción.

Fuente: CBM principles and practices – Halliburton, 2007

1.2 FORMACION DE YACIMIENTOS GAC

El carbón representa la materia vegetal biodegradada y alterada térmicamente. La materia vegetal se transforma en carbón mediante el proceso de carbonificación (ver figura 1).

FIGURA 1. Esquema del proceso de carbonificación



Fuente: William T. Brown, NRLC coalbed methane conference, 2002

El proceso de carbonificación comienza cuando los restos de las plantas caídas y muertas en las zonas emergidas de los pantanos se descomponen inmediatamente después de depositarse debido a la acción de microorganismos, formando lo que se conoce como turba. Otra parte queda en un principio recubierta de agua, y su carbonificación se produce más tarde al enterrarse paulatinamente con los sedimentos detríticos. La mayor parte del metano resultante de esta producción biogénica primaria es probablemente emitido a la atmósfera o atrapado en las capas superiores ya que casi todo el metano presente

en el carbón se produce más tarde, cuando aumenta la profundidad de los depósitos de la materia vegetal biodegradada.

Este incremento de la profundidad está acompañado de un aumento de las presiones de los estratos de sobrecarga y las temperaturas del subsuelo, que dan lugar a alteraciones térmicas del carbón y a la producción de metano termogénico. El metano queda almacenado en el interior de las capas de carbón debido en parte a la presión existente. En los lugares donde desciende el grosor y la profundidad de la cobertura, se produce una fuga de los gases, por lo que los carbones que sufren una mayor presión y se encuentran a mayor profundidad tienen un mayor contenido de gas. El gas que ha migrado desde las capas de carbón puede almacenarse en los estratos adyacentes en función de su permeabilidad, y en algunos casos pueden ser explotables.

Si bien los mantos de carbón contienen ciertos minerales inorgánicos (hidrógeno, oxígeno y pequeñas cantidades de azufre y nitrógeno); se componen en gran parte de macérales, o compuestos vegetales, que van desde plantas leñosas a resinas. Recientemente, se ha demostrado que la cantidad de hidrocarburos generados por un carbón varía con su composición maceral y su grado de maduración (metamorfismo), y que el aceite generado se transforma en gas por cracking secundario en la microestructura molecular de los macérales del carbón. Así mismo, se conoce que cada compuesto orgánico o maceral juega un papel diferente en la generación y en el transporte de los hidrocarburos en el carbón.

Las tres categorías generales de macérales son la vitrinita, la liptinita y la inertinita; además cada uno de los tres grupos contiene subgrupos de macérales que presentan similitudes en su origen, propiedades ópticas y composición.

Por lo general, la vitrinita es el maceral más abundante del carbón y el más homogéneo; se forma a partir de la celulosa y de las partes leñosas (tales como

troncos, raíces, ramas y brotes) de las plantas que crean una estructura química con un alto contenido de oxígeno y aromáticos.

El maceral vitrinita es capaz de producir hidrocarburos gaseosos pero sólo pequeñas cantidades de aceite; esto se debe a que contiene más grupos de cadena lineal carbonadas. La vitrinita es el maceral más adecuado para la formación de un sistema de fracturas en el carbón.

La liptinita se origina a partir de las partes más resistentes de la planta, tales como esporas, polen, resinas, secreciones aceitosas, grasas, proteínas bacterianas, y ceras. Los macerales liptiníticos presentan estructuras químicas con un alto contenido de hidrógeno y alifáticos. Muchos de los volátiles, incluidos el metano, emitido por el carbón durante la carbonificación proceden de la liptinita. Estos macerales tienen el potencial de producir hidrocarburos gaseosos y aceite.

La inertinita es la oxidación o carbonización de las paredes celulares o troncos de las plantas, que dan como resultado un mayor contenido de carbono y aromáticos, pero menor de hidrógeno. Los macerales inertiníticos representan material vegetal alterado y tienen relativamente más carbono que los otros macerales; su nombre se deriva de su falta de reactividad química. Son originados a partir de incendios forestales, acción bacteriana, y la oxidación del aire. Además, prácticamente estos macerales no tienen potencial para producir hidrocarburos. Un alto contenido de inertinita hace que el carbón sea menos propicio a la formación de fracturas.

1.2.1 Clasificación del carbón

El carbón progresa a través de un proceso de maduración que es impulsado principalmente por la temperatura y en segundo lugar por el tiempo y la presión. Este proceso inicia desde que la materia orgánica es depositada en los pantanos y finaliza con la formación de un material de grafito. Se define el rango del carbón

como una medida de la calidad y la madurez térmica de la materia orgánica. Este tiene una incidencia significativa en el contenido de gas y en las propiedades físicas y químicas del carbón.

De acuerdo con la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM) los carbones están divididos en 4 clases: lignito, sub-bituminoso, bituminoso, y antracita; y estas a su vez se subdividen en 13 grupos (Ver *Tabla 2*).

TABLA 2. Rango del Carbón

CLASE	GRUPO
Antracita	Meta-Antracita
	Antracita
	Semiantracita
Bituminoso	Bajo Volátil
	Medio Volátil
	Alto Volátil A
	Alto Volátil B
	Alto Volátil C
Sub-bituminosos	Sub-bituminoso A
	Sub-bituminoso B
	Sub-bituminoso C
Lignito	Lignito A
	Lignito B

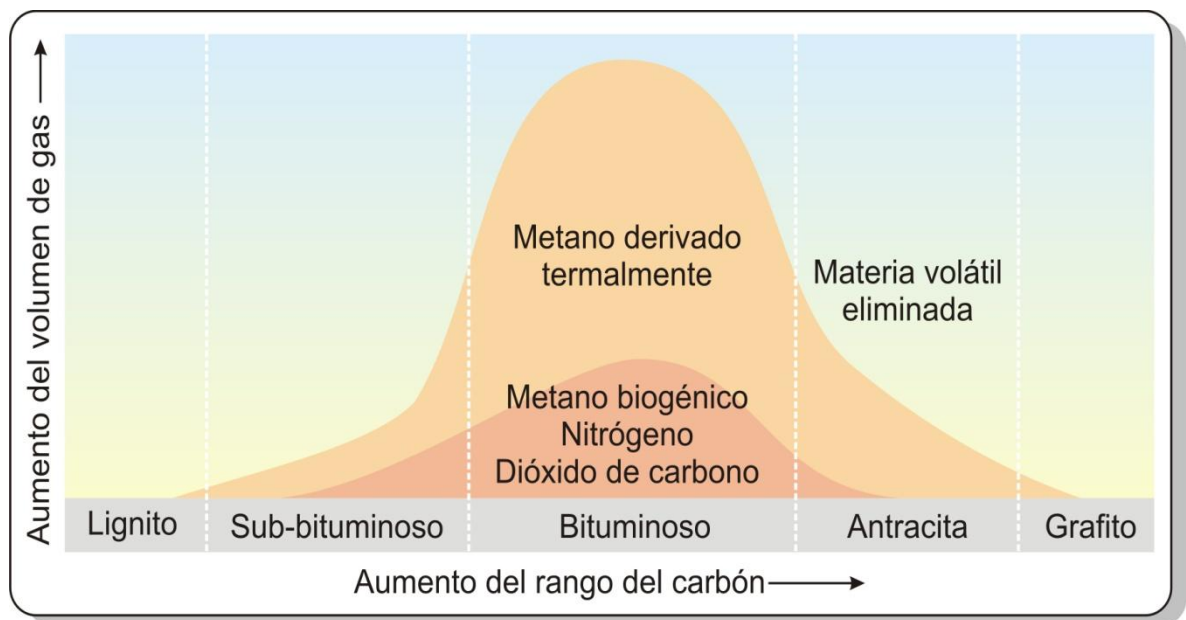
Fuente: Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM)

Los carbones de la clase bituminosa son los más solicitados para los procesos de GAC debido a que la mayoría de las propiedades son óptimas en este rango. Específicamente, los carbones que van desde *Alto Volátil A* hasta *Bajo Volátil* son los mejores. En este punto del proceso de maduración ha sido generado más gas

y las capacidades de retención han sido mejoradas. Además, las propiedades físicas y mecánicas del carbón como roca reservorio son óptimas.

Al aumentar la temperatura y la presión cambia el rango del carbón, aumenta, junto con su capacidad de generar y almacenar metano (ver figura 2). En los carbones el contenido de carbono aumenta y el contenido de hidrógeno y oxígeno disminuye con el rango y la madurez. Es decir, los volátiles comienzan a perderse a medida que avanza la maduración. Esta relación sugiere que varias propiedades pueden ser utilizadas para designar el rango del carbón; particularmente el contenido de carbono, el contenido de hidrógeno, o el material volátil.

FIGURA 2. Generación de gas en función del rango del carbón



Fuente: Oilfield review - schlumberger, 2004

No sólo estas tres propiedades son utilizadas, también existen otras medidas válidas del rango. Por ejemplo, un medio común para caracterizar el rango de los carbones bituminoso y antracíticos es la reflectancia de la vitrinita, que utiliza las propiedades ópticas del carbón puesto que estas cambian con la maduración. La

reflectancia de la vitrinita aumenta con la maduración debido a la aromatización de la estructura molecular del carbón, ya que grupos alifáticos son disipados como volátiles, o convertidos en aromáticos, especialmente en el rango bituminoso.

La reflectancia de vitrinita, el contenido de carbono fijo, y el porcentaje de materia volátil son indicadores convenientes de la madurez del carbón en los rangos más altos. Sin embargo, valores de poder calórico pueden ser utilizados para distinguir rangos de carbones inferiores. Además, el contenido de humedad en los rangos inferiores cambia de manera constante en las primeras etapas de la maduración y es un indicador confiable de carbones sub-bituminoso y lignito.

Sin duda alguna, el rango es un presagio de éxito para cualquier proyecto de GAC ya que indica el potencial de gas contenido, la permeabilidad y las propiedades físicas y mecánicas del carbón. El rango puede variar tanto lateral como verticalmente dentro de un estrato, y también de estrato a estrato dentro de una determinada formación de carbón.

1.3 POROSIDAD

Los mantos de carbón se caracterizan por dos sistemas de porosidad diferentes: una red bien definida y casi uniformemente distribuida de fracturas naturales (cleats), y una matriz de carbón que contiene una estructura de poros muy heterogénea entre los cleats (ver figura 3).

1.3.1 Sistema de porosidad primario

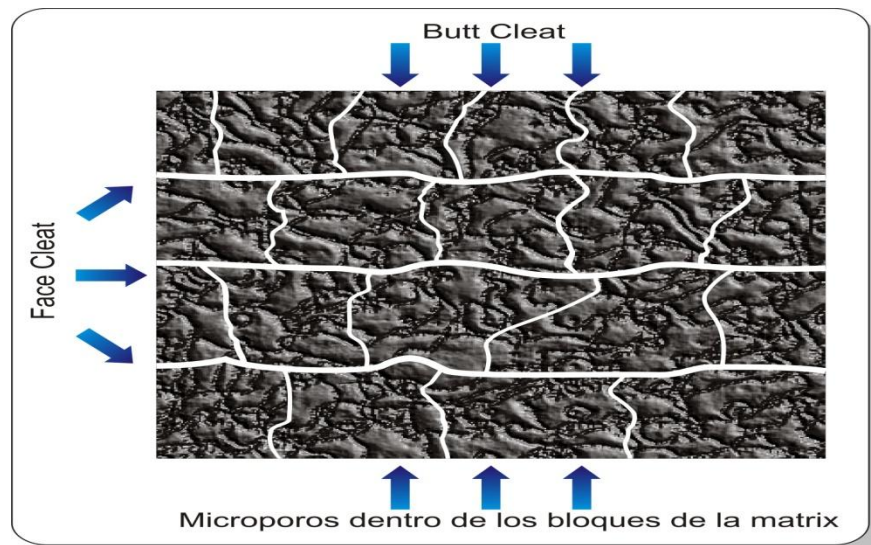
El sistema de porosidad primaria en la matriz del carbón está formado por poros muy finos conocidos como “microporos”. Los microporos no contribuyen de forma

significativa a la permeabilidad, pero son excelentes sitios para el almacenamiento de gas en forma adsorbida.

Estos microporos representan una extensa superficie interna sobre la cual se puede adsorber gran cantidad de gas; se ha estimado que un gramo de carbón puede contener hasta 200 metros cuadrados de superficie interna para adsorción de gas. (Shi and Durucan, 2003)

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

FIGURA 3. Esquema del sistema de doble porosidad del carbón



Fuente: Shi and Durucan, 2003

1.3.2 Sistema de porosidad secundario

Este sistema está conformado por redes de fracturas naturales (cleats), grietas y fisuras inherentes a todos los carbones. Los macroporos, son los espacios dentro

del sistema de fracturas naturales y son esenciales para el transporte de agua y gas a través de los estratos, pero relativamente poco importantes para el almacenamiento de gas.

El espaciamiento de los sistemas fracturados contienen agua, gas libre y gas disuelto en agua; pero principalmente la porosidad de los macroporos determinan la capacidad de almacenamiento de agua. Los macroporos son muy importantes en los yacimientos GAC debido a que son los responsables de la permeabilidad al flujo de fluidos y además actúan como conductos hacia los pozos productores. Los sistemas de fracturas naturales representan menos del 2% del volumen en la mayoría de los estratos de carbón. Por lo tanto, el almacenamiento de gas libre en los espacios porosos de los sistemas fracturados en el carbón representa menos del 10% del gas in place.

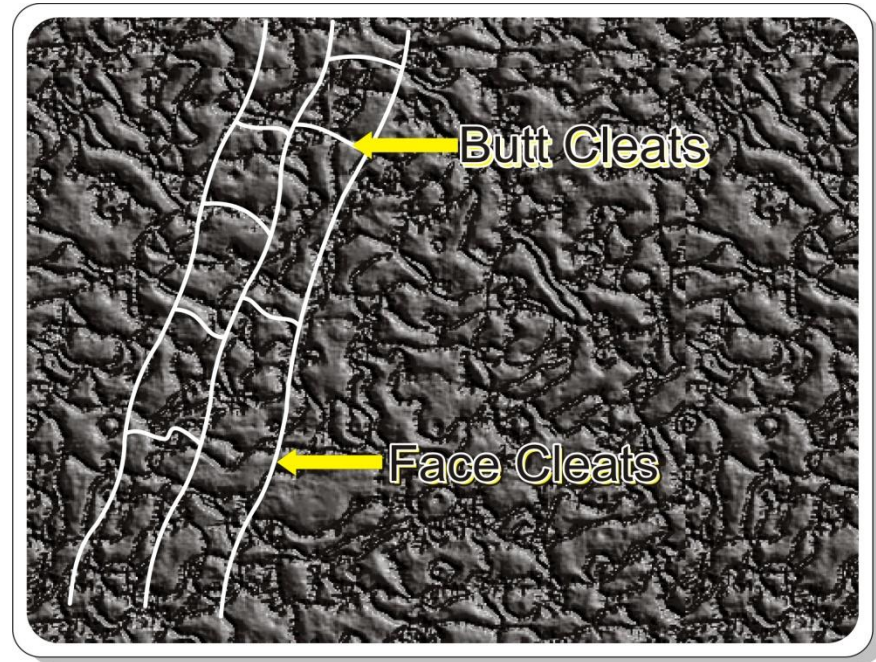
1.3.2.1 Tipos de fracturas en el carbón: En los yacimientos de mantos de carbón se distinguen cinco tipos de fracturas naturales. Los dos tipos de fracturas naturales que se observan con frecuencia son los sistemas fracturados face y butt. Los sistemas face y butt son conjuntos ortogonales de fracturas orientados perpendicularmente al plano de estratificación. Los sistemas fracturados face son micro fracturas largas y lineales distribuidas continuamente a través del estrato, mientras que los sistemas fracturados butt son discontinuos, cortos y terminan contra los face.

Esto se interpreta como un indicativo de que los sistemas butt se formaron más tarde en el tiempo geológico. Por lo tanto, Los sistemas fracturados face y butt se conocen como sistema fracturado primario y secundario, respectivamente (ver figura 4).

Los sistemas de fracturas del carbón son fracturas de extensión que se formaron como un resultado de la tensión generada por el encogimiento de la matriz del

carbón como resultado de la deshidratación durante el proceso de maduración térmica. El espaciamiento de los sistemas fracturados está relacionado con el rango y el espesor del manto de carbón, la composición maceral y el contenido de cenizas.

FIGURA 4. Sistemas de fracturas face y butt en el carbón



Fuente: Ma, 2004

Los otros tres tipos de fracturas que se pueden observar en los yacimientos de mantos de carbón y que son formados debido al tectonismo son: sistemas fracturados terciarios, diaclasas y fallas. Los sistemas fracturados terciarios son micro fracturas cuya orientación es diferente a la de cualquiera de los sistemas fracturados primario y secundario. Los sistemas terciarios pueden terminar contra los sistemas face o butt formando ángulos de 45° . Esto indica que fueron formados más tarde en el tiempo geológico. Las diaclasas y fallas son fracturas de mayor escala que normalmente atraviesan o cortan los mantos de carbón y las demás formaciones.

1.4 PERMEABILIDAD

Las redes de fracturas naturales junto con algunas fracturas hidráulicas proporcionan fundamentalmente la permeabilidad para el flujo de fluidos en los yacimientos GAC. La permeabilidad es el parámetro más difícil de evaluar con precisión debido a que esta se ve afectada entre otras por la frecuencia de las fracturas naturales, sus interconexiones, el grado de apertura de las fracturas, la dirección de los sistemas de fracturas face y butt, las saturaciones de agua, las profundidades de los estratos, la contracción de la matriz con la desorción y las tensiones in situ. Por ejemplo, si las fracturas son interconectadas y distribuidas de forma continua a lo largo del yacimiento, la permeabilidad efectiva será alta.

La permeabilidad es el parámetro clave y que más influye para la viabilidad económica de un proyecto de GAC, por lo que esta solo puede ser estimada por una de las siguientes pruebas de presión:

- Drillstem test (DST).
- Slug test.
- Injection falloff tests (IFT).
- Pressure buildup test (PBU).
- Multi-well interference test.

1.4.1 Mecanismos que afectan la permeabilidad

Cuando disminuye la presión en los estratos de carbón como consecuencia de la producción de gas y agua, suceden cambios en la permeabilidad debido a tres mecanismos: el efecto Klinkenberg, la contracción de la matriz y el esfuerzo efectivo. Dos de estos mecanismos incrementan la permeabilidad mientras que el tercero la reduce.

1. Efecto Klinkenberg: Este efecto aumenta la permeabilidad efectiva del metano a bajas presiones. El flujo de un gas a través de los sistemas de fracturas del carbón es descrito por la ecuación de Darcy, la cual incluye la suposición de que la capa de gas más cercana a las paredes de la fractura es inactiva y no se mueve. Sin embargo, en yacimientos de gas convencional, así como en yacimientos GAC, el deslizamiento de la capa adyacente se produce a bajas presiones lo cual da como resultado una tasa de flujo más alta que la que se calcula por la ley de Darcy, es decir, el efecto Klinkenberg. En los mantos de carbón, cuando las presiones en los sistemas de fracturas se reducen con la producción, el efecto Klinkenberg se vuelve más importante debido a que a bajas presiones de formación una mayor cantidad de gas será desorbido y, por lo tanto, producido.

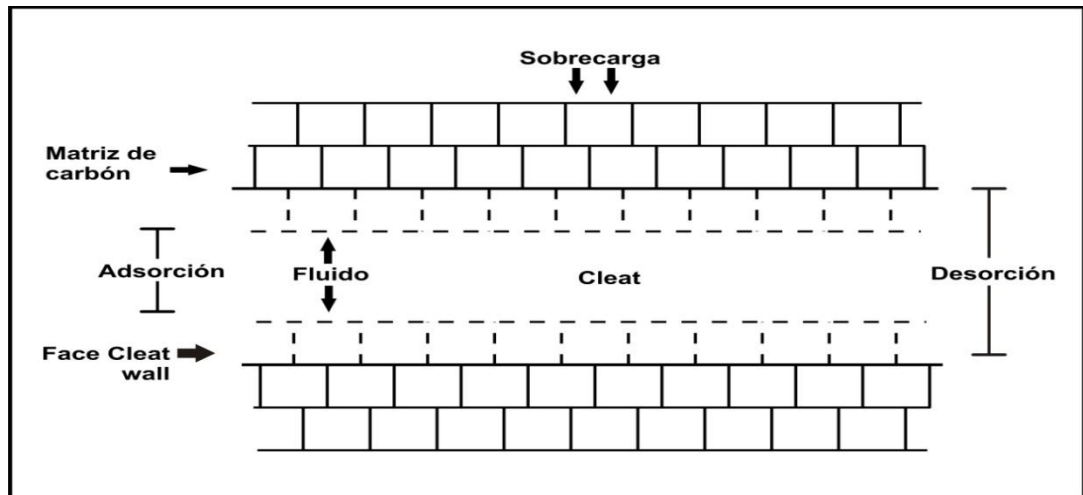
2. Contracción de la matriz: La matriz del carbón se reduce a medida que desorbe gases, lo cual provoca una ampliación del espaciamiento del sistema de fracturas que la rodea. El efecto se incrementa con la afinidad que tenga un determinado gas por el carbón. Por ejemplo, el efecto es mayor en la desorción del CO₂ que en la de metano, debido a la afinidad más fuerte del carbón por el CO₂.

La contracción acumulada debido a la desorción del metano es mayor cerca del final de la vida del pozo, por dos razones. En primer lugar, la mayoría del metano ha sido desorbido, y por tanto la mayor parte de la contracción de la matriz ha ocurrido. En segundo lugar, en este punto de la isoterma de Langmuir, más metano es desorbido para una disminución de la presión, por lo que la mayor tasa de contracción de la matriz ocurre.

Cuando el metano es adsorbido en los microporos, forma multicapas de moléculas las cuales ejercen una alta presión sobre las paredes de los poros del carbón y las expande hacia el exterior. Al ocurrir la desorción, las paredes

se contraen. Por lo tanto, la contracción producto de la desorción aumenta la tasa de producción de metano mediante el mejoramiento de la permeabilidad por la ampliación de las aperturas del sistema de fracturas.

FIGURA 5. Efectos del esfuerzo efectivo y desorción en las dimensiones del sistema de fracturas



Fuente: CBM principles and practices, 2007

3. Esfuerzo efectivo. El esfuerzo efectivo es igual al esfuerzo por sobrecarga in situ menos la presión de poro del yacimiento. En los yacimientos GAC a medida que la presión de poro disminuye debido a la producción de agua, el esfuerzo efectivo se incrementa lo cual genera el cierre de los sistemas de fracturas y por consiguiente la reducción de la permeabilidad. En la figura 5 se muestra un esquema de la contracción del sistema de fracturas después de que el agua es removida. Además, se puede ver que el esfuerzo efectivo y la contracción de la matriz tienen efectos opuestos sobre la permeabilidad en los yacimientos GAC.

1.4.2 Efectos de la profundidad sobre la permeabilidad

Los carbones que se encuentran a grandes profundidades pueden presentar un mayor contenido de gas debido a las presiones que estos experimentan. Ya que

de acuerdo con la isoterma de Langmuir, más gas puede ser adsorbido a medida que aumenta la presión. Además, las condiciones a las que están sometidos, este tipo de carbones, promueven el proceso de maduración en lo que respecta a su generación de metano y a la progresión del rango. Por lo tanto, las presiones más altas en la formación son beneficiosas ya que actúan como una fuerza impulsora para la producción de gas. Se tienen en cuenta estos importantes aspectos se puede decir que los carbones profundos tienen el potencial de ser mejores productores. Sin embargo, el principal problema que experimentan los carbones profundos, es una disminución en la permeabilidad a medida que aumenta la profundidad. McKee, Bumb y Bell (1986) recopilaron datos de permeabilidad para mantos de carbón en diferentes cuencas de los estados Unidos; llegando a la conclusión de que por debajo de los 4.000 pies de profundidad la permeabilidad decrece rápidamente, a una tasa cercana al 20% por cada 1.000 pies.

Sus estudios también mostraron que a una profundidad de aproximadamente 7.000 pies el Fracturamiento hidráulico se vuelve ineficaz, ya que a esta profundidad la permeabilidad de los mantos de carbón es de 0.1 md.

1.4.3 Permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa es un parámetro primordial en la determinación de las características de producción de un yacimiento GAC. El flujo de gas y agua en los sistemas de fracturas es controlado principalmente por la permeabilidad relativa. Por lo tanto, una estimación adecuada de las características de permeabilidad relativa de los mantos de carbón es necesaria para entender correctamente el comportamiento del yacimiento. Los datos de permeabilidad relativa en los yacimientos GAC pueden ser obtenidos por alguno de los siguientes métodos:

- Laboratorio basado en investigaciones de permeabilidad relativa.
- Pruebas de transiente de presión de pozo.

- Simulación basada en curvas de permeabilidad relativa.

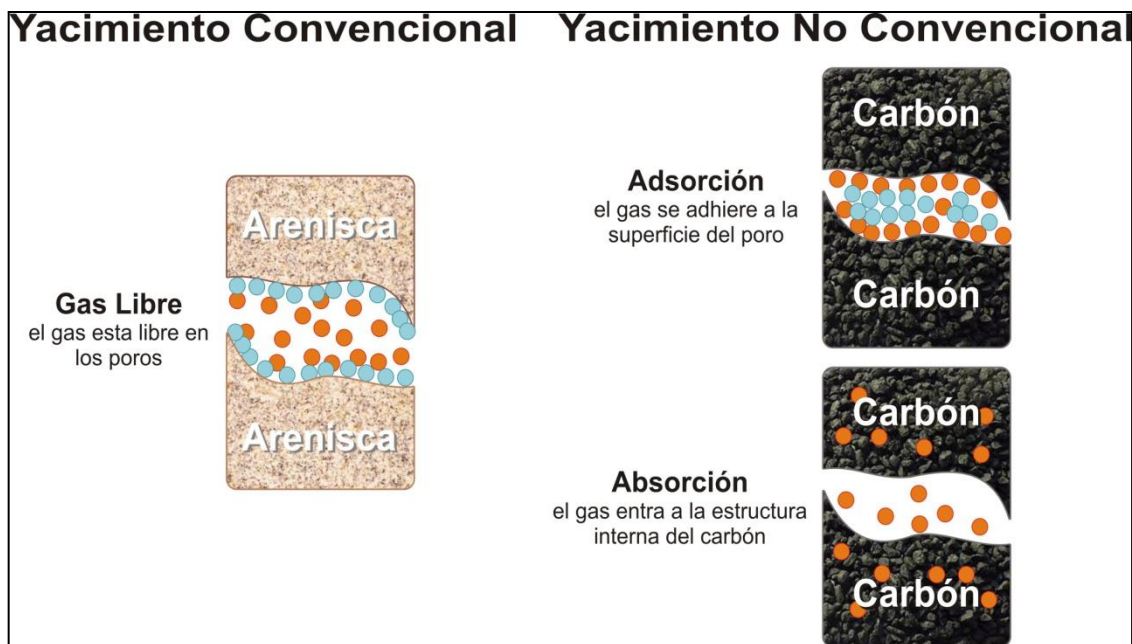
1.5 ALMACENAMIENTO DE GAS EN YACIMIENTOS GAC

El mecanismo por el cual los gases de hidrocarburos se almacenan en los yacimientos de mantos de carbón contrasta con el mecanismo de almacenamiento de gas en los yacimientos convencionales (ver figura 6). En lugar de ocupar los espacios vacíos en forma de gas libre entre los granos de arena como en los yacimientos convencionales, el metano se almacena principalmente en el carbón como gas adsorbido en la superficie de microporos en la matriz del carbón (ver Figura 7).

La superficie excesivamente grande dentro de los microporos y la proximidad de las moléculas de metano en la superficie interna sólida permite que sorprendentemente grandes volúmenes de gas sean almacenados en el carbón. El metano adsorbido en yacimientos GAC representa más del 90% del total de gas in place. Sin embargo, el metano también puede estar presente en forma de gas libre y de metano disuelto en agua en los sistemas de fracturas naturales del carbón.

Los factores que determinan la cantidad de metano adsorbido por un manto de carbón son la presión y temperatura actual e histórica, el rango del carbón, contenido de cenizas, composición química del carbón, contenido de humedad, y la presencia de otros gases, como el dióxido de carbono o hidrocarburos más pesados.

FIGURA 6. Mecanismo de almacenamiento de gas en mantos de carbón



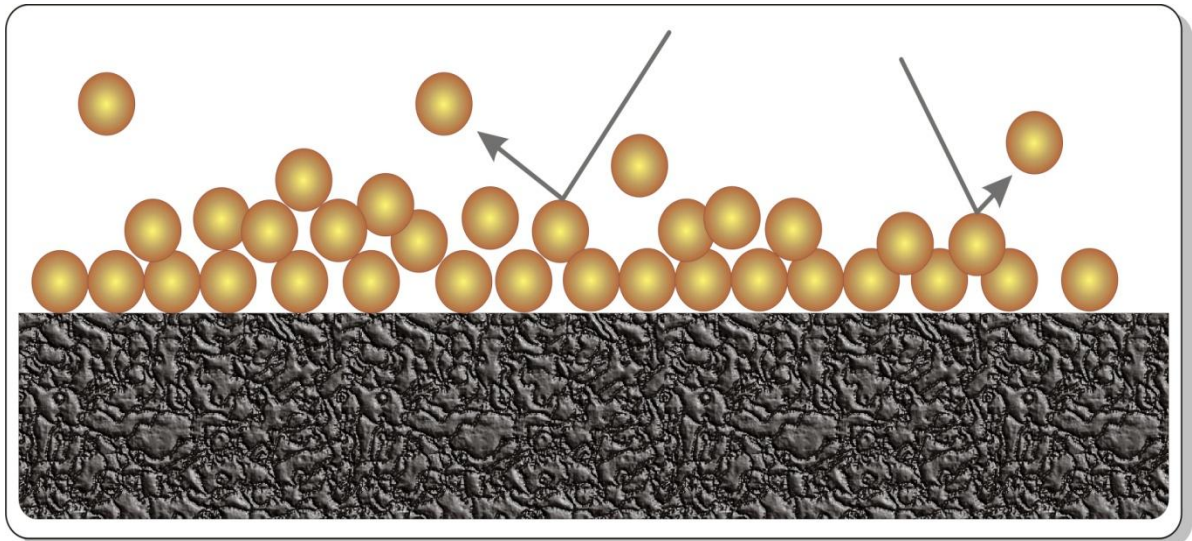
Fuente: Vicepresidencia de Exploración, ECOPEPETROL S.A, 2007

El proceso de adsorción se produce entre la fase gaseosa de metano y el carbón, como la fase sólida, en dos tipos de adsorción: física y química. Sin embargo, se cree que la adsorción física es el mecanismo predominante en los carbones. En la adsorción física el metano es absorbido como resultado de fuerzas intermoleculares, fuerzas van der Waals, entre las moléculas de metano y las moléculas de carbón; mientras que la adsorción química implica el compartir o transferir un electrón. Las principales características de la adsorción física se describen a continuación:

- La adsorción física es casi instantánea y el equilibrio se establece en forma rápida.
- Por lo general, es reversible debido a los requisitos de baja energía (la energía de activación suele ser muy baja).
- El grado de adsorción física disminuye con el aumento de la temperatura.

- No se limita a una sola capa, sino que en una serie de capas puede acumularse.

FIGURA 7. Esquema del gas absorbido en la superficie del carbón



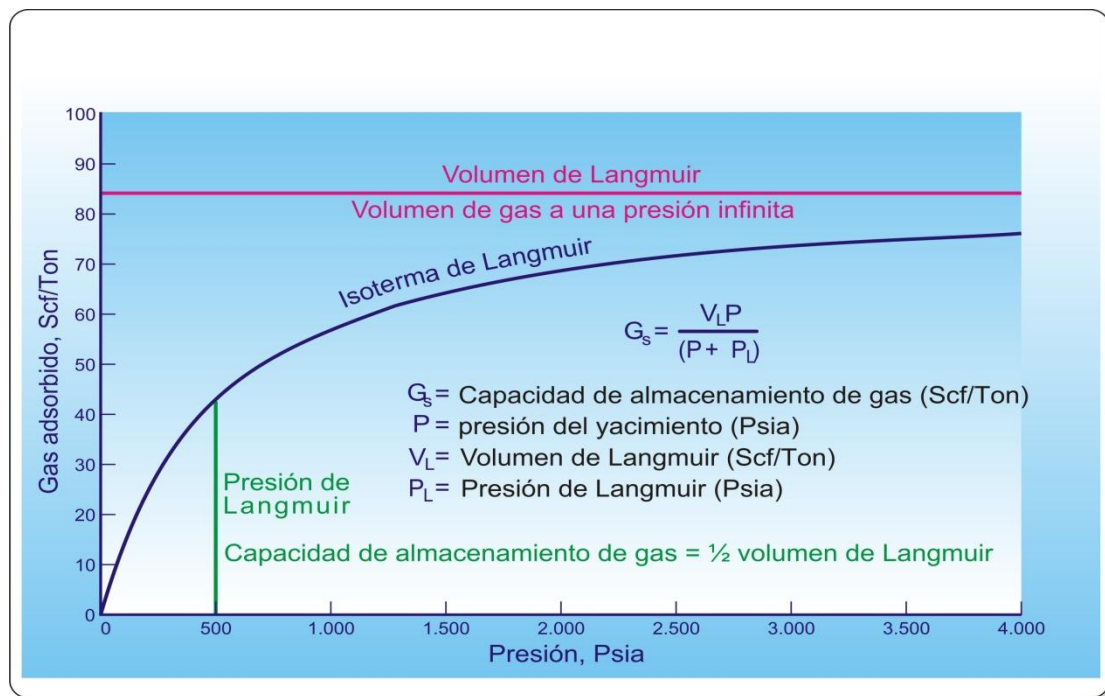
Fuente: Ma, 2004

1.5.1 Modelo de adsorción de Langmuir

El modelo de adsorción en la ingeniería de yacimientos GAC es una curva paramétrica que relaciona la capacidad de adsorción del carbón como una función de la presión para una temperatura constante y específica de los estratos de carbón (ver figura 8). Uno de los modelos más utilizados es el modelo de Langmuir (1918) que se basa en las siguientes suposiciones:

- Las interacciones gas-gas en la fase adsorbida son insignificantes.
- Las moléculas adsorbidas ocupan un sólo sitio de adsorción.
- La adsorción molecular forma solo una monocapa.
- Todas las superficies tienen la misma energía para la adsorción.
- Las fuerzas de superficie no se superponen o interfieren.

FIGURA 8. Isoterma de adsorción de Langmuir



Fuente: Oilfield Review – Schlumberger, 2006

En el modelo de isoterma de Langmuir se puede observar que a altas presiones, la cantidad adsorbida se hace asintótica con la presión. Mientras que a bajas presiones, grandes volúmenes de gas serán adsorbidos o desorbidos con pequeños cambios de presión. La deducción matemática del modelo de Langmuir conduce a la siguiente expresión:

$$V = V_L \left(\frac{P}{P_L + P} \right) \quad \text{Scf/Ft}^3 \quad (1)$$

Donde V es el contenido de gas en scf/ft^3 , V_L es el volumen de Langmuir en scf/ft^3 , P_L es la presión de Langmuir en psi y P es la presión en psi.

El volumen de Langmuir se define como la máxima cantidad de gas que puede ser adsorbida en la superficie de carbón a una presión infinita. Mientras que la presión de Langmuir es la presión a la cual el volumen de gas absorbido es la mitad de V_L .

Los valores de P_L y V_L para un carbón particular, se determinan mediante pruebas isotermas de laboratorio.

La adsorción de metano en el carbón como un solo componente se describe de manera satisfactoria para yacimientos GAC por la isoterma de Langmuir. En la práctica, sin embargo, gases multicomponentes son desorbidos del carbón, además de metano. En un estudio realizado por Scott en pozos de GAC en las principales cuencas de los Estados Unidos, se encontró que la composición promedio de gases producidos fue: (1) $\text{CH}_4 = 93\%$, (2) $\text{C}_2\text{H}_6^+ = 3\%$, (3) $\text{CO}_2 = 3\%$, y (4) $\text{N}_2 = 1\%$.

El dióxido de carbono y el nitrógeno reducen tanto el valor calórico del gas producido en los mantos de carbón como la recuperación final de metano. Al estar presente el CO_2 y el N_2 compiten con el metano por los sitios de adsorción y aunque el N_2 es adsorbido con menos facilidad que el metano, el CO_2 si tiene una afinidad más fuerte por la superficie del carbón que el metano. Además, los gases de hidrocarburos adsorbidos en el carbón más pesados que el metano afectan la precisión de los cálculos de las reservas de metano.

Debido a lo anterior, el modelo de Langmuir ha sido ampliado para tener en cuenta la adsorción de una mezcla multicomponentes en mantos de carbón. La isoterma de Langmuir extendida es representada por la ecuación 2.

$$V_i = \frac{V_{L,i} b_i P_i}{1 + \sum_{j=1}^n b_j P_j} \quad (2)$$

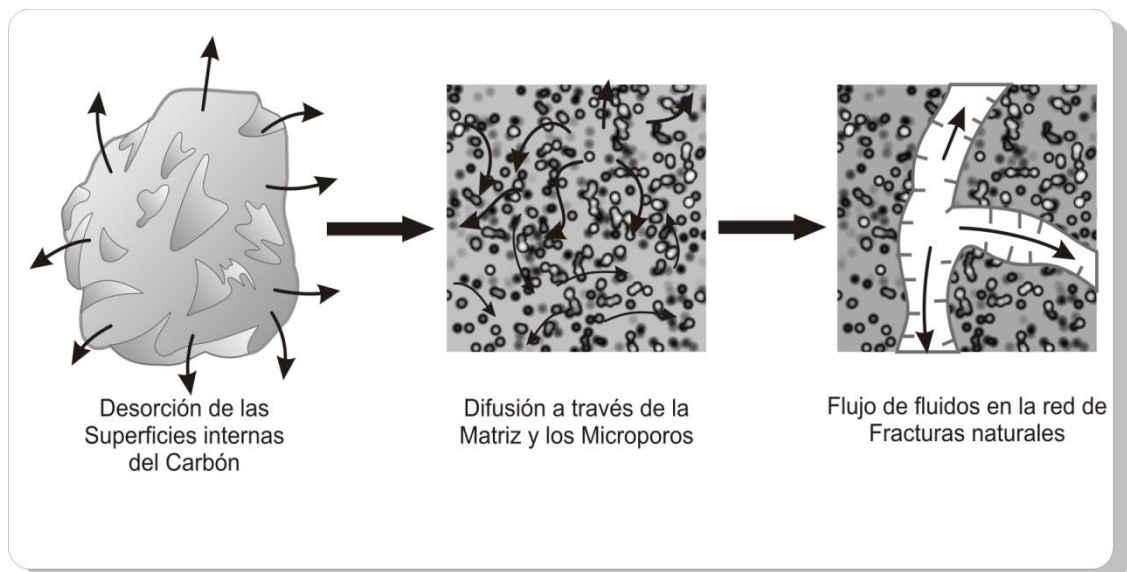
Donde V_i es el volumen de gas del componente i adsorbido a una presión parcial P_i , $V_{L,i}$ es la constante de Langmuir del componente i en scf/ton, n es el número total de j componentes del gas en la mezcla y b_j es la constante de presión de Langmuir de j componente.

En los yacimientos GAC una isoterma de adsorción para gases multicomponentes es necesaria para predecir la composición del gas producido, el gas in place, las tasas de flujo y las reservas. Además, este tipo de isoterma de adsorción es requerida en la recuperación primaria por depleción de presión y especialmente en la recuperación secundaria por inyección de CO₂/N₂.

1.6 MECANISMOS DE FLUJO EN YACIMIENTOS GAC

El movimiento del gas a través del carbón se lleva a cabo en tres etapas: (I) El gas es desorbido de las superficies internas del carbón (II) La difusión del gas (principalmente difusión Knudsen) a través de la estructura de microporos hacia los poros de mayor tamaño en respuesta a un gradiente de concentración por la ley de Fick y finalmente, (III) el flujo de gas es liberado (flujo Darcy) en suficientes macroporos y sistemas de fracturas fuera de la matriz del carbón en respuesta a gradientes de presión. (Ver figura 9).

FIGURA 9. Movimientos del gas en yacimientos GAC



Fuente: Reeves and Pekot, 2001

1.6.1 Desorción del gas

La desorción es el proceso mediante el cual las moléculas de gas se desorben de la interface matriz-fractura y, por lo tanto, hacen una transición de la fase de gas sorbido a estado de gas libre.

El proceso de desorción ocurre en los mantos de carbón en la interface fractura-microporo debido a la reducción de presión en los sistemas de fracturas. Al mismo tiempo, sin embargo, la difusión molecular se produce dentro de la estructura de microporos del carbón, por lo que la desorción también puede ocurrir en las superficies internas del poro.

La cantidad de gas que se desorbe desde la interface está dada por la isoterma de desorción, formulada por Langmuir. Las curvas de desorción y adsorción son las mismas; la única diferencia es que la adsorción se refiere al aumento de sorción debido al aumento de la presión del gas libre, mientras que la desorción se refiere a la disminución de sorción debido a la disminución de la presión del gas libre.

1.6.2 Difusión de gas en los microporos

Debido a las dimensiones moleculares de los capilares y microporos dentro de la matriz, el flujo de gas a través de la matriz del carbón es dominado por la difusión. A diferencia del flujo Darcy, que requiere un gradiente de presión, el flujo difusional es causado por un gradiente de concentración que se origina por la diferencia entre la concentración promedio de gas en el elemento matriz y la concentración de gas en la interface matriz-fractura. Es muy probable que algo de flujo en la matriz sea causado por gradientes de presión; sin embargo, este pequeño aporte se ignora.

La difusión a través de los microporos del carbón se lleva a cabo de forma individual o mediante la combinación de tres mecanismos diferentes: difusión Bulk, difusión Knudsen, y difusión superficial.

La *difusión Bulk* tiene lugar en los capilares con diámetros mayores al recorrido libre medio de las moléculas de gas. Este mecanismo es dominado por interacciones intermoleculares e incluye la difusión de una especie molecular a través de una mezcla de diferentes especies moleculares. La *difusión Knudsen* se lleva a cabo en los capilares con un diámetro menor o igual al recorrido libre medio de las moléculas de gas que lo atraviesan. Por lo tanto, la difusión bajo este mecanismo es dominada por las interacciones entre las moléculas de gas y las paredes de poro. Por ejemplo, una molécula de gas adsorbida a través de colisiones intermoleculares puede ganar suficiente energía para cruzar el umbral de la fase de gas sorbido a la fase de gas libre. Más adelante en el tiempo, esa molécula pierde esta energía y se adhiere a la pared del poro con lo cual volvería al estado sorbido. Por lo tanto, las moléculas atraviesan los capilares en la dirección de disminución de la concentración, sometidas constantemente a un cambio de fase de gas sorbido a fase de gas libre, y viceversa.

Por otro lado, la *difusión superficial* implica el flujo molecular en la dirección en la cual la concentración de gas disminuye en la fase sorbida, sin cambiar en el estado de gas libre.

Basados en la estructura del carbón y la presión del yacimiento, los tres mecanismos de difusión pueden ocurrir al mismo tiempo en el interior de la matriz del carbón, lo que resulta en una transferencia de masa de gas. Esta transferencia se produce de una región de alta concentración de gas a una región de menor concentración bajo el impulso de un gradiente de concentración, y es descrito por la Ley de Fick. De acuerdo con esta ley, la tasa de flujo de masa a través de una superficie es proporcional al gradiente de concentración a través de la superficie,

área superficial, y al coeficiente de difusión del material a través del cual la difusión se lleva a cabo.

1.6.3 Flujo Darcy en los sistemas de fracturas

Debido a la baja permeabilidad de la matriz del carbón, el transporte de gas y agua al pozo se lleva a cabo a través de la red de fracturas, face cleats y butt cleats, bajo la influencia de gradientes de presión. El flujo de fluidos a través del sistema de fracturas está gobernado por la ley de Darcy.

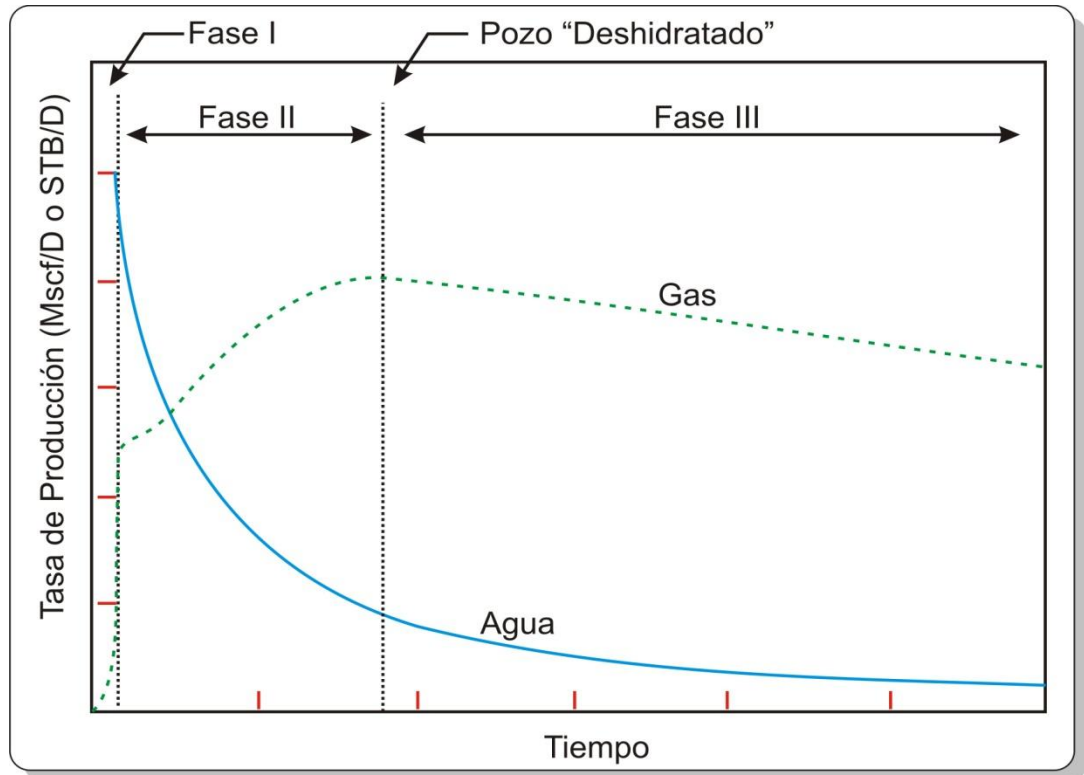
1.7 PRODUCCION DE YACIMIENTOS GAC

Mientras se produce gas de un manto de carbón, pueden presentarse tres etapas en la producción de agua, acompañada con la declinación de presión. Si el carbón esta 100% saturado con agua, inicialmente solo agua será producida.

A medida que se produce agua y la presión de yacimiento cerca de la cara del pozo se reduce, el gas comenzará a desorberse del carbón y a difundirse dentro del sistema fracturado. Durante esta etapa de depleción, algo de gas se producirá junto con el agua.

Finalmente, cuando un gran porcentaje del agua ha sido producida y la presión del yacimiento se ha reducido a un valor crítico, el gas adicional será desorbido del manto y un régimen de flujo de dos fases se iniciará durante este periodo, tanto gas libre como agua serán producidas. (Ver Figura 10).

FIGURA 10. Régimen de producción en yacimientos GAC



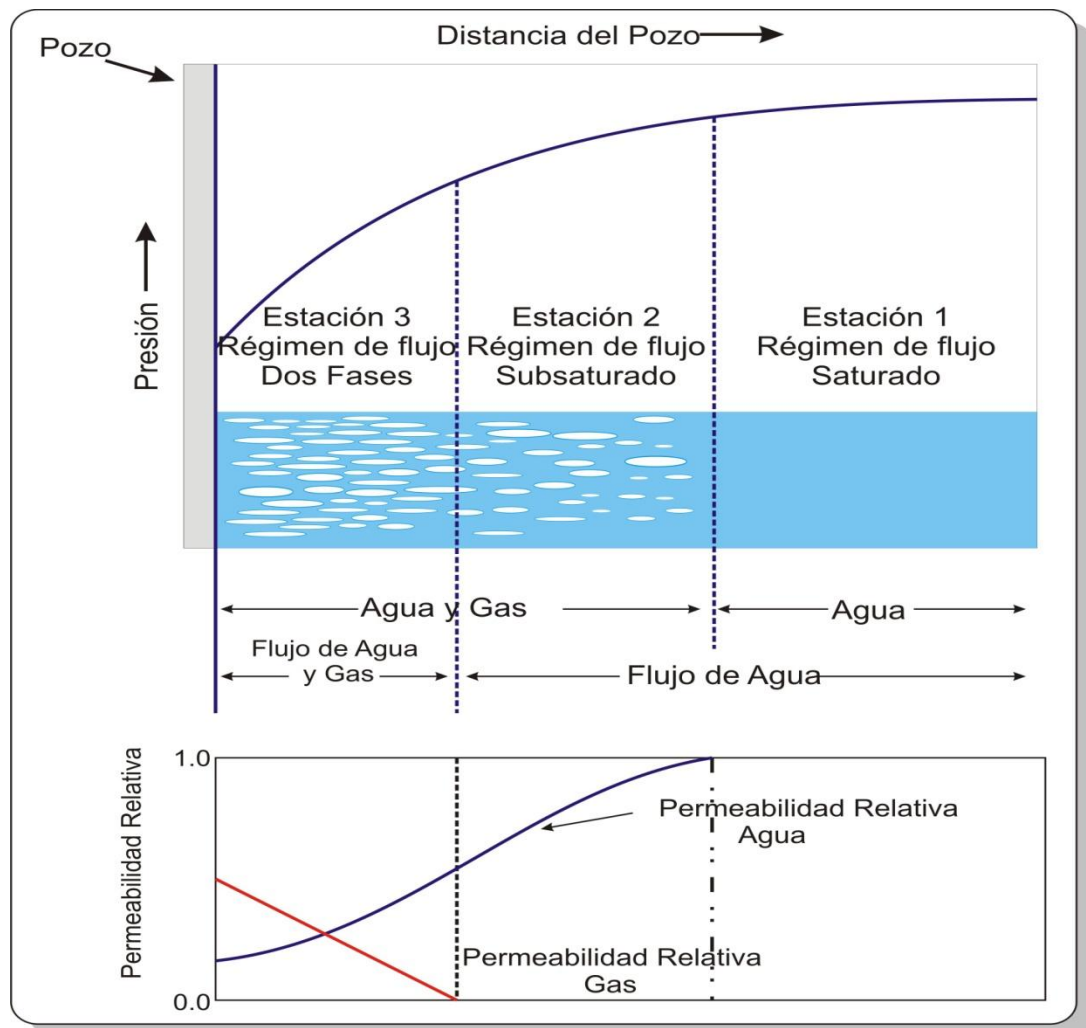
Fuente: Pinzon and Patterson, 2004

En las condiciones iniciales el sistema de fracturas está totalmente saturado de agua. El agua debe ser desplazada del conjunto de fracturas antes de que el gas pueda fluir eficazmente hacia al pozo. Este proceso se conoce como "desagüe". El desagüe se produce principalmente durante la fase I y continúa en la fase II. A medida que el agua es desplazada del sistema de fracturas, la presión del yacimiento disminuye.

Cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de desorción del gas, el gas es desorbido del carbón y fluye a través de los sistemas de fracturas. Esto aumenta la saturación de gas en los sistemas fracturados. Por lo tanto, la permeabilidad relativa del gas aumenta rápidamente a medida que disminuye la

saturación de agua. Ya que el gas es producido junto con el agua, se establece un régimen de flujo de dos fases (gas-agua) cerca de la cara del pozo (ver Figura 11).

FIGURA 11. Regímenes de flujo tempranos en la producción de gas



Fuente: McElhiney, Koenig y Schraufnagel, 1989

Por último, el pozo se considera desaguado al comienzo de la fase III (la producción de agua es baja y/o insignificante y la saturación de gas y agua permanece con muy pocos cambios) y el flujo en el estado pseudo-estable permanece por el resto de vida del yacimiento.

1.8 CONTENIDO DE GAS EN YACIMIENTOS GAC

1.8.1 Gas in place

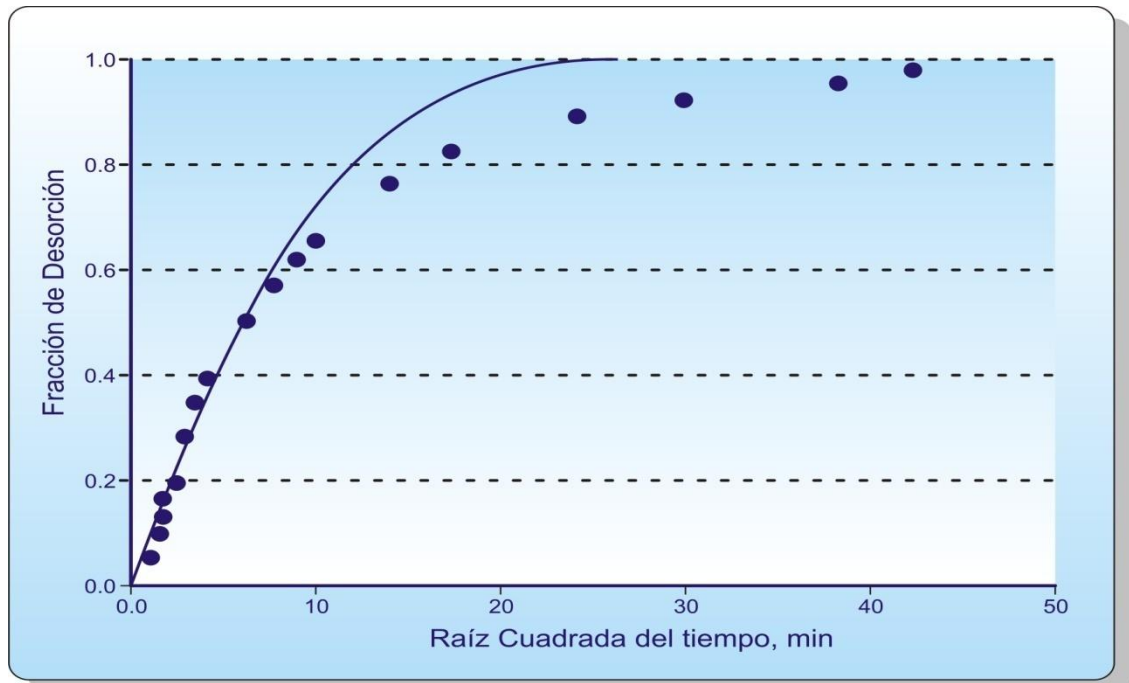
Para estimar el valor de las reservas de metano en mantos de carbón, debe hacerse primero una estimación del gas in place inicial. Sin embargo, la estimación del gas in place en los yacimientos GAC es menos precisa y más difícil que los métodos de ingeniería de yacimientos convencionales. Uno de los factores que más complican es la incapacidad de utilizar registros de pozo para obtener el contenido de gas del carbón. Debido a que los registros geofísicos no puede detectar el contenido de gas en los carbones, como con los yacimientos de arenisca o carbonato, el contenido de metano puede ser determinado por una isoterma de adsorción o por una desorción controlada de núcleos recuperados, lo cual es una tarea costosa y lenta. En el método de análisis de núcleos, el contenido de gas es la suma de la cantidad de gas desorbida del carbón en el recipiente y una cantidad estimada de gas perdido durante la recuperación de núcleo.

El procedimiento para determinar el contenido de gas de un yacimiento GAC de núcleos, se describe a continuación:

1. Los núcleos son retirados de la formación, recuperados en la superficie, y transferidos rápidamente a un recipiente hermético para minimizar la pérdida de gas.
2. La temperatura del yacimiento es establecida en el recipiente.
3. La tasa y la cantidad de gas desorbida en el recipiente a temperatura del yacimiento se registran.
4. Cuando se detiene el flujo de gas a la presión atmosférica, la muestra se tritura, y el gas liberado del carbón triturado es monitoreado. Este gas es el gas residual.

5. El gas perdido durante la remoción del núcleo del pozo se calcula de una gráfica (ver Figura 12) de la cantidad de gas desorbido cuando el núcleo es puesto inicialmente en el recipiente vs. $t^{1/2}$ y extrapolando al tiempo de extracción de la formación. La suma del gas desorbido en el recipiente, el gas residual, y el gas perdido representa el contenido de gas del carbón.

FIGURA 12. Gráfica para determinar el volumen de gas perdido



Fuente: *Smith y Williams, 1984*

Una vez que el contenido de gas in situ es conocido, el gas in place se calcula multiplicándolo por el peso del carbón y luego agregando un término para el gas libre en el sistema de fracturas como se describe en la ecuación 3.

Ya que el gas in place total es la suma del gas adsorbido en la matriz y el gas libre en el sistema de fracturas.

$$G_i = V_c + 1,36 * A * h * \bar{\rho}_c * G_{c_{insitu}} \quad \text{Mscf} \quad (3)$$

Donde, G_i es el gas inicial in place en Mscf, V_c es el volumen de gas libre en el sistema de fracturas en scf, A es el área de drenaje del yacimiento en acres, h es el espesor neto del carbón en ft, $\bar{\rho}_c$ es la densidad aparente promedio del carbón en g/cm^3 , y por ultimo Gc_{insitu} es el contenido de gas in situ en scf/ton.

El volumen de gas libre en el sistema de fracturas en la ecuación 3 es ampliado por Holditch y Zuber en una forma más útil, tal como se indica en la ecuación 4.

$$G_i = A(\sum h) \left\{ \frac{43,56\phi_c(1-sw_i)}{B_{gi}} + 1,36A \sum h \bar{\rho}_c * Gc_{insitu} \right\} \text{ Mscf} \quad (4)$$

Donde G_i es el gas inicial in place en Mscf, ϕ_c es la porosidad del sistema de fracturas en fracción, S_{wi} es la saturación de agua en el sistema de fracturas en fracción, B_g es el factor volumétrico de formación del gas en Mscf/ft^3 y $\sum h$ es la sumatoria de los espesores netos del carbón.

Sólo una porción relativamente pequeña, menos del 10%, del total de gas in place estará en los sistemas de fracturas en forma libre. Por tanto, la ecuación 3 puede ser simplificada en la siguiente ecuación 5:

$$G_i = 1,36 * A * h * \bar{\rho}_c * Gc_{insitu} \quad \text{Mscf} \quad (5)$$

Las reservas recuperables de metano pueden ser calculadas a partir del gas inicial in place.

La recuperación estimada por cálculos volumétricos es el producto del gas inicial in place por un factor de recobro en el límite económico, como se describe en la ecuación 6.

$$G_R = G_i R_f \quad (6)$$

Donde G_R son las reservas recuperables de gas, G_i es el gas inicial in place y R_f es un factor de recobro estimado en el límite económico.

El factor de recobro de gas en el límite económico puede estimarse utilizando la ecuación 7.

$$R_f = \frac{Gc_{insitu} - C_{ga}}{Gc_{insitu}} \quad (7)$$

Donde R_f es el factor de recobro de gas en el límite económico, Gc_{insitu} es el contenido de gas in situ en scf/ton y C_{ga} es la capacidad de almacenamiento de gas a la presión de abandono en scf/ton.

1.9 PANORAMA GLOBAL DE YACIMIENTOS GAC

1.9.1 Reservas mundiales

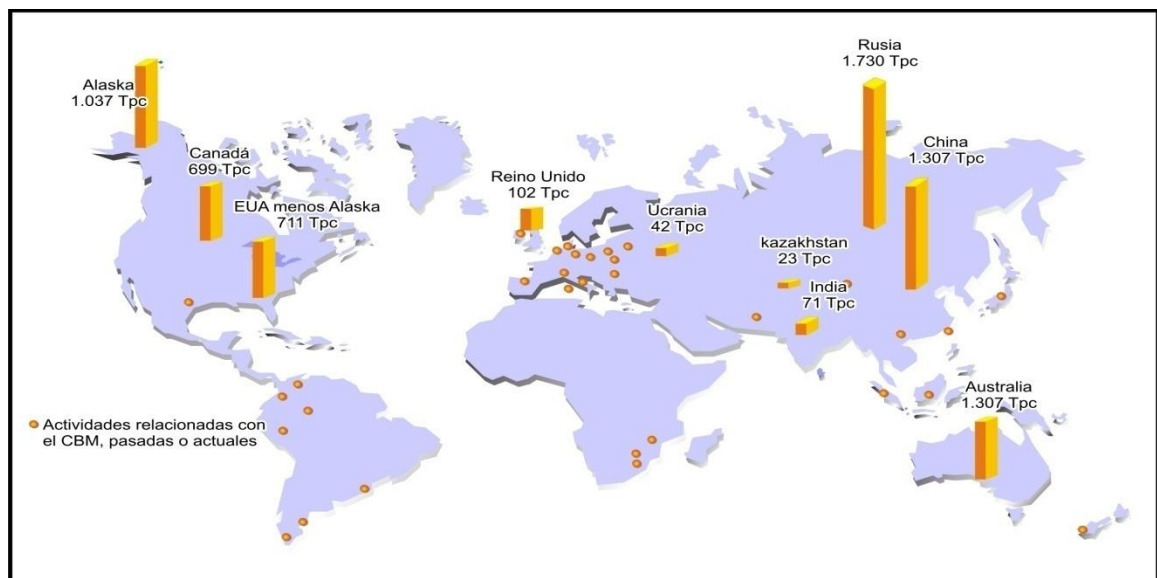
El mayor volumen de reservas probadas recuperables de carbón, según los últimos datos publicados, se encuentra en EUA (28.9%), seguido por Rusia (19.0%), China (13.9%), Australia (9.2%) e India (7.1%) (BP Statistical Review of World Energy, 2010). Si bien los depósitos someros de carbón de muchas áreas, tales como las áreas situadas en el Reino Unido y en algunas otras naciones europeas, han sido extensivamente explotados, los mantos profundos de carbón que trascienden el alcance de las operaciones mineras presentan oportunidades de desarrollo.

Aun con poco carbón explotable remanente, el Reino Unido sigue ocupando el sexto lugar en el mundo en términos de reservas estimadas de GAC. No obstante,

las naciones con los depósitos de carbón más grandes están recibiendo la mayor parte de las inversiones de capital que, en el año 2008, se estimó en US\$ 12.000 millones para la industria (Oilfield Review, 2009).

En la *Figura 13* se pueden observar que las principales reservas de GAC (azul oscuro) se encuentran en Rusia, EUA (Alaska solamente posee un volumen estimado de 1,037 Tpc), China, Australia, Canadá, el Reino Unido, India, Ucrania y Kazajistán. De los 69 países que alojan la mayor parte de las reservas de carbón, el 61% ha registrado alguna forma de actividad relacionada con el GAC; investigación, pruebas o producción.

FIGURA 13. Reservas de GAC y actividad asociada



Fuente: Oilfield Review – Schlumberger, 2009

1.9.2 Reservas en Colombia

En Colombia las evaluaciones de GAC muestran reservas potenciales en un rango de entre 3 y 17 Tpc. Las cuencas que presentan mayor potencial están localizadas principalmente en la meseta de Bogotá, formación Guaduas, formación Guachinte-

Ferreira, cuenca Cauca, cuenca Catatumbo, cuenca Llanos, cuenca del Magdalena Medio y la cuenca del río Cauca. La prueba del potencial de GAC es que a lo largo de estas regiones carboníferas se presentan carbones bituminosos, con hasta 35% de materia volátil. Colombia cuenta con grandes recursos de carbón; a pesar de que todavía no han sido estudiados profundamente. En la Tabla 3 se muestra las regiones de Colombia y el potencial y las reservas probadas en cada región.

TABLA 3. GAC en regiones de Colombia

Región	Carbón producido TIP, 10 ⁹ ton.m	Carbón, TIP 10 ⁹ ton.m	GIP (Tpc)	Reservas probadas (Tpc)
Guajira	4.5	13.6	4.8	2.4
Cesar	6.6	19.7	6.9	3.4
Córdoba	0.7	2.2	8.8	-----
Antioquia	0.5	1.4	0.5	-----
Valle del Cauca	0.2	0.7	0.3	-----
Cundinamarca	1.5	4.4	1.6	0.8
Boyacá	1.7	5.2	1.8	0.9
Santander	0.5	1.4	0.5	-----
N. Santander	0.8	2.4	0.8	-----
Total	17	51	17.8	7.5

Fuente: Zamora, 2009

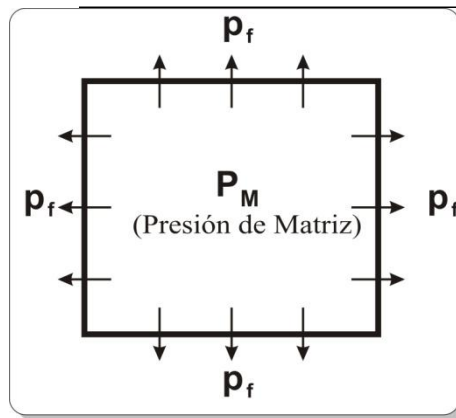
2. MODELAMIENTO NUMÉRICO DE YACIMIENTOS GAC

2.1 MODELO DE DOBLE POROSIDAD

Un yacimiento naturalmente fracturado se caracteriza por ser un sistema de bloques de matriz, con cada bloque rodeado por fracturas. El fluido drena del bloque matriz al sistema de fracturas, el cual esta interconectado y conduce al pozo. La interacción entre los bloques de matriz y el sistema de fracturas definirán en gran medida la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el YNF. Este tipo de yacimientos pueden ser caracterizados como un sistema de fracturas en una roca de muy baja conductividad.

La formulación matemática de este sistema de "porosidad dual" o "doble porosidad" de bloques de matriz y fracturas fue presentado inicialmente por Barenblatt, *et al.* El cual asumió que el flujo de fluidos de la matriz a las fracturas era en estado estable. El primer sistema es un sistema de fracturas con baja capacidad de almacenamiento y una alta transmisibilidad de fluido y el segundo sistema es el sistema de matriz con alta capacidad de almacenamiento y una baja transmisibilidad de fluido. La matriz rocosa almacena casi todo el fluido pero tiene tan baja conductividad, que el fluido sólo drena del "bloque" matriz a las fracturas adyacentes. Mientras, que las fracturas tienen una conductividad relativamente alta, pero muy poco almacenamiento. El flujo de fluidos de la matriz al sistema de fracturas está influenciado por la presión característica de de cada uno de los dos sistemas (P_m y P_f). (Ver figura 14)

**FIGURA 14. Esquema de la tasa de flujo de la matriz al sistema de fracturas
(Diferencia entre P_m y P_f)**

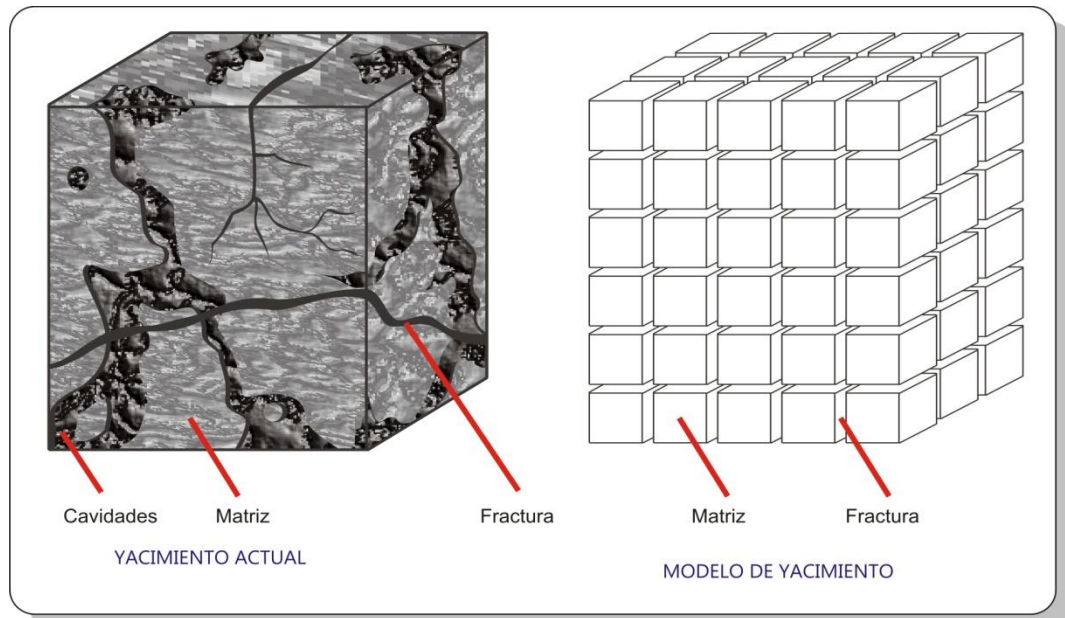


Fuente: Comparison of computation methods for CBM production performance (Mora, 2007)

Posteriormente Warren y Root en 1963 presentaron un modelo idealizado para este comportamiento de doble porosidad matriz/fractura (Figura 15). Las siguientes son las principales hipótesis utilizadas 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.

FIGURA 15. Idealización de un yacimiento de doble porosidad



Fuente: The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs (Warren y Root)

En el modelo idealizado de Warren y Root la tasa de flujo de la matriz a las fracturas puede expresarse de acuerdo a la ecuación 8.

$$q = \sigma \frac{k_m}{\mu} [p_m - p_f] \quad Ft^6/día \quad (8)$$

Donde σ es un factor de forma relacionado a la superficie de las fracturas y tiene unidades recíprocas de área; p_m y p_f son las presiones promedio de la matriz y la fractura respectivamente y q es la tasa de transferencia por volumen de yacimiento entre la matriz y la fractura. La ecuación 8 asume que el flujo ocurre bajo condiciones de estado pseudoestable. Los mecanismos de flujo de los yacimientos de mantos de carbón presentan algunas similitudes con el sistema de doble porosidad. Los modelos GAC 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 mediante la ecuación 9.

$$q = \sigma D [\bar{C} - C(p_f)] \quad \text{Ft}^6/\text{día} \quad (9)$$

Donde D es el coeficiente de difusión del gas en la matriz del carbón, \bar{C} es la concentración de gas promedio en la matriz de carbón y $C(p_f)$ es la concentración de gas en la fractura a la presión de fractura.

La ecuación 9, también puede expresarse de la siguiente forma

$$q = \frac{1}{\tau} [\bar{C} - C(p_f)] \quad \text{Ft}^6/\text{día} \quad (10)$$

Donde τ es la constante del tiempo de difusión en estado pseudoestable, conocida también como tiempo de sorción y se define como:

$$\tau = \frac{1}{D\sigma} \quad \text{Días} \quad (11)$$

El tiempo de sorción (τ) es el tiempo necesario para desorber el 63.2% del contenido de gas original de una muestra, si esta se mantiene a temperatura constante. Esta definición de tiempo de sorción es el concepto básico para su medición en el laboratorio. El método consiste en trazar una gráfica del volumen de gas desorbido contra el tiempo transcurrido. El tiempo de sorción se puede obtener mediante la lectura del tiempo correspondiente al volumen de gas desorbido igual al 63.2% del contenido total de gas. Este método puede ser utilizado en cualquier circunstancia, independientemente de la geometría de la matriz del carbón.

En los yacimientos de GAC el mecanismo de transporte del gas desde la matriz de carbón hasta el pozo está dominado por la ley de Fick (matriz) y la ley de Darcy (fracturas). Aunque los dos fenómenos de transporte son separados y distintos, son interdependientes. Jochen muestra las ecuaciones que describen el flujo de agua y gas en yacimientos de mantos carbón, y que están también resueltas en los simuladores de yacimientos:

La ecuación de transporte de agua en los macroporos es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k_w}{\mu_w B_w} r \frac{\partial p_w}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (12)$$

La ecuación de transporte de gas en los macroporos es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} r \frac{\partial p_g}{\partial r} \right) + q = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_g}{B_g} \right) \quad (13)$$

Donde q representa el fenómeno desorción/ difusión para el estado pseudoestable y está representado por la ecuación 10.

2.1.1 Factor de forma (σ)

Si bien el modelo de doble porosidad de Warren y Root ha sido ampliamente utilizado en muchos tipos de yacimientos, incluyendo los yacimientos GAC. Una parte clave de su modelo es un parámetro geométrico (factor de forma) que controla la tasa de drenaje de la matriz a las fracturas. Aunque Warren y Root dieron fórmulas para el cálculo de estos factores de forma, muchos otros autores han presentado fórmulas alternas, dando lugar a una considerable confusión.

Warren y Root (1963) presentaron una solución analítica para los modelos de doble porosidad, basados en los conceptos matemáticos introducidos por Barenblatt *et al.* De acuerdo a Warren y Root y su idealización del medio poroso heterogéneo, las fracturas son las fronteras de los bloques de matriz. La formulación de Warren y Root para el “factor de forma” asume que las fracturas están espaciadas uniformemente y permite variaciones en el ancho de fractura para satisfacer las condiciones de anisotropía, de acuerdo con la ecuación 14.

$$\sigma = \frac{4n(n+2)}{L^2} Ft^2 \quad (14)$$

De acuerdo a la ecuación 14, L es el espaciamiento entre fracturas y n es el número de series paralelas de fracturas (uno, dos o tres) y está asociado con diferentes geometrías de flujo (estratos, columnas rectangulares y cubos, respectivamente). Sustituyendo los valores para n , y asumiendo un espaciamiento igual entre las fracturas, $L_x = L_y = L_z = L$, σ es igual a $12/L^2$, $32/L^2$, y $60/L^2$ para uno, dos y tres series de fracturas paralelas normales respectivamente.

Tal vez la fórmula más ampliamente utilizada para σ fue presentada por Kazemi (1976). Esta fue desarrollada por métodos de diferencias finitas para un simulador numérico de tres dimensiones para yacimientos fracturados. La formula de Kazemi, ecuación 15 es utilizada actualmente por simuladores de yacimientos comerciales para modelos de doble porosidad y GAC.

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{L_x^2} + \frac{1}{L_y^2} + \frac{1}{L_z^2} \right) Ft^2 \quad (15)$$

De acuerdo a esta ecuación, para un espaciamiento de fractura igual, σ tiene un valor de $4/L^2$, $8/L^2$ y $12/L^2$ para uno, dos y tres series de fracturas respectivamente.

Coats (1989) calculo valores para σ bajo condiciones de estado pseudoestable (tasa constante). Estos valores son iguales a $12/L^2$, $28.45/L^2$, y $49.58/L^2$ para uno, dos y tres series de fracturas paralelas respectivamente.

Zimmerman (1993) presento una aproximación diferente para valores de σ utilizando diferente geometrías de flujo con condiciones de frontera de presión constante.

Lim & Aziz (1995) presentaron soluciones analíticas de la presión de difusión para el drenaje en una presión de fractura constante (condición de frontera). De los estudios de Lim & Aziz se derivó una ecuación general para el factor de forma, ecuación 16.

$$\sigma = \pi^2 \left(\frac{1}{L_x^2} + \frac{1}{L_y^2} + \frac{1}{L_z^2} \right) Ft^2 \quad (16)$$

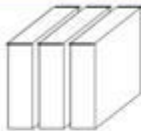

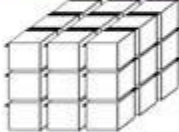

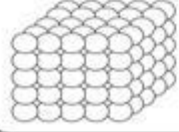
Para un espaciamiento de fractura igual, σ es igual a $3\pi^2/L^2$ para tres series de fracturas. Para uno y dos juegos de fracturas los valores para σ son π^2/L^2 y $2\pi^2/L^2$, respectivamente. También fueron presentadas soluciones para geometrías de flujo cilíndrica y esférica considerando constante la presión de frontera. Para estas geometrías σ tiene un valor de $18.17/L^2$ y $25.67/L^2$, respectivamente. Los valores de factor de forma derivados de Lim y Aziz son consistentes con el estudio de Zimmerman.

En la Figura 16, se muestra un resumen de los valores del factor de forma para diferentes geometrías de flujo de acuerdo con los diferentes autores.

2.2 SIMULADORES DE YACIMIENTOS GAC

Los diferentes simuladores de yacimientos comerciales como *GEM* (Computer Modeling Group, CMG) y *ECLIPSE* (Schlumberger) han incorporado en sus modelos de doble porosidad los procesos de adsorción y difusión, así como los efectos de contracción y compactación del carbón, y las bajas saturaciones de los carbones. Los diferentes modelos pueden manejar dos sistemas de gas (normalmente CO₂ y metano), tanto en el modo de producción primaria como en el modo de inyección. Además en estos, pueden ser simulados diversas situaciones como por ejemplo, completamientos de pozos simples y complejos, al igual que pozos horizontales multi-ramificados y tratamientos de fracturamiento hidráulico.

FIGURA 16. Factores de forma de acuerdo con diferentes autores ($\sigma \cdot L^2$)

Geometry	W & R	Kazemi	Presión de Fractura (Constante)		Tasa (Constante)
			zimmerman	/Lim & Aziz	Coats
	12	4	$\pi^2 = 9.87$		12
	32	8	$2\pi^2 = 19.74$		28.5
	60	12	$3\pi^2 = 29.61$		49.6
			$18.17 \left(= L^2 \frac{23.11}{D^2} \right)$		
			$25.67 \left(= L^2 \frac{4\pi^2}{D^2} \right)$		

Fuente: Comparison of computation methods for CBM production performance (Mora, 2007)

El modelo GAC utilizado por los diferentes simuladores numéricos aplica una modificación del modelo de doble porosidad de Warren y Root para describir los procesos físicos involucrados en los yacimientos de mantos de carbón. La concentración de gas adsorbido en la superficie del carbón es asumida como una función solamente de la presión (isoterma de Langmuir). Mientras, que la difusión del gas de la matriz del carbón está dada por la ley de Fick. *GEM* para modelar el proceso de difusión, utiliza el tiempo de sorción, τ , como un dato de entrada directo. A pesar de que, el espaciamiento de las fracturas también debe ser un dato de entrada para correr el simulador (sigma es calculado usando las opciones disponibles en el simulador, Warren y Root o Gilman y Kazemi), este espaciamiento no afecta el valor de entrada para el tiempo de sorción.

ECLIPSE por su parte requiere como dato de entrada para modelar el proceso de difusión, el coeficiente de difusión (D) y el factor de forma, σ . El tiempo de sorción es calculado combinando el factor de forma y el coeficiente de difusión. El valor del factor de forma, sigma, puede ser calculado de formulaciones propuestas por diferentes autores; sin embargo, *ECLIPSE* sugiere utilizar la propuesta por Kazemi.

Además de *GEM* y *ECLIPSE*, diferentes programas de software semi-analíticos están también disponibles para el modelado de pozos de mantos de carbón. *F.A.S.T. CBM* es un modelo semi-analítico de Fekete Associates Inc. para modelar pozos de GAC, este programa combina la desorción (isoterma de Langmuir) y las ecuaciones para yacimientos de gas convencional. Este software ha sido desarrollado para estimar reservas y generar predicciones de producción de pozos de GAC. El software incluye principalmente cálculos volumétricos de gas in place (gas adsorbido y gas libre) y la isoterma de Langmuir para el factor de recobro y la estimación de reservas recuperables basada en la presión de abandono.

El software también incluye análisis de declinación para una estimación alternativa de gas in place, la contracción de matriz opcional y los cálculos de balance de material utilizando diferentes técnicas (King, Seidle, Jensen & Smith). Además de esto, las predicciones de producción pueden ser evaluadas usando análisis multi-pozos y multi-capas.

PRODESY es un programa de software semi-analítico de Rapid Technology Corporation. Da el modelado de pozos de GAC, este programa combina métodos de análisis de yacimiento para yacimientos de gas convencional y desorción. El software incluye la opción para el modelado de pozos horizontales en yacimientos de gas asociados a mantos de carbón.

PROMAT (Schlumberger) es otro programa de software disponible. Este software usa una solución de una sola fase para el modelado de yacimientos de carbón seco (sin agua en el sistema de fracturas). En términos generales, para modelar pozos de GAC, los programas de software semi-analíticos aplican las mismas ecuaciones utilizadas para yacimientos convencionales. Sin embargo, la producción de la matriz es una función de la isoterma de Langmuir.

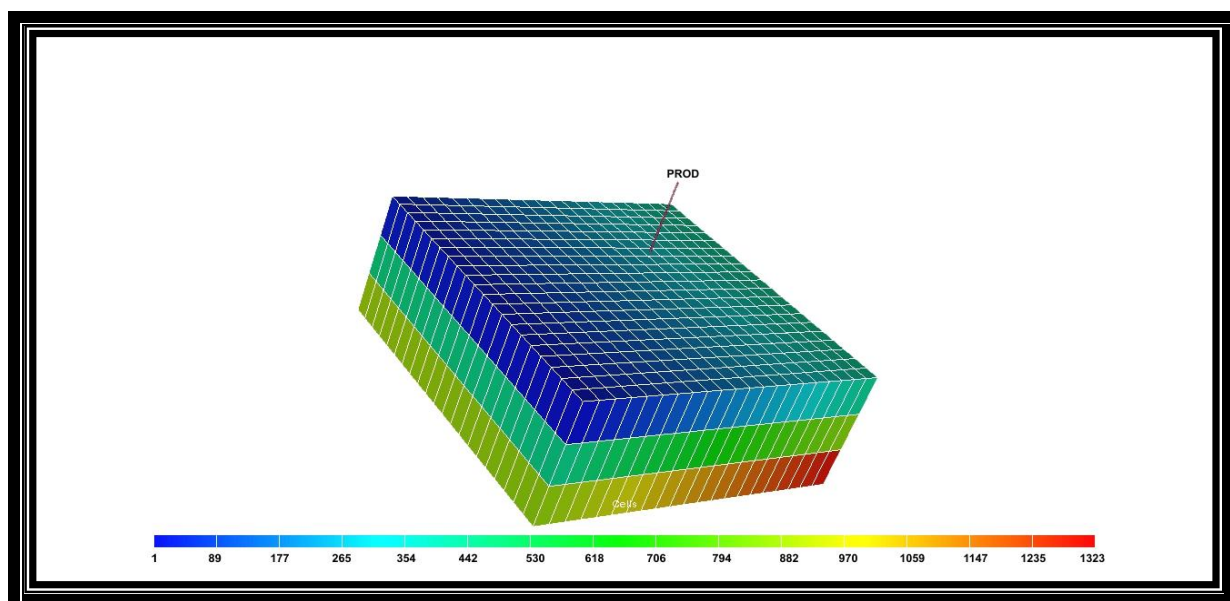
Los efectos de la adsorción combinados con flujo bifásico generan las curvas de producción características de este tipo de pozos.

3. ANALISIS SENSITIVO DE PARAMETROS

3.1 MODELADO DEL CASO BASE

La simulación del caso base fue desarrollada en los simuladores GEM y ECLIPSE (ver anexo B) utilizando un sistema de enmallado de 1323 celdas (21 en la dirección X, 21 en la dirección Y, y 3 en la dirección Z) con un solo pozo, para una producción de dos fases (agua y gas). Las dimensiones de cada una de las celdas son: 89 por 89 por 30 pies en las direcciones de los ejes X, Y, y Z respectivamente. El modelo representa un área total del yacimiento igual a 80 acres con celdas igualmente espaciadas. Adicionalmente, los estratos de carbón se consideran como sellados y homogéneos con el fin de centrarse más en los parámetros que son objeto de estudio. En la *Figura 17* se puede observar el modelo de grid para el caso base.

FIGURA 17. Modelo de grid para el caso base



Fuente: Simulador ECLIPSE

En un análisis de sensibilidad se utilizan algunas propiedades características del yacimiento, las cuales son variadas, ya que son consideradas importantes debido a la influencia que tienen sobre el comportamiento de producción del modelo. Estas propiedades incluyen las permeabilidades de matriz y del sistema de fracturas, porosidades del sistema de fracturas y de matriz, permeabilidad relativa, compresibilidad de la formación, área del yacimiento, espesor del manto, isoterma de adsorción de Langmuir, y finalmente el coeficiente de difusividad. Además, un dato de caso base es también utilizado como punto de comparación de la sensibilidad. Los datos del caso base se muestran en la Tabla 4.

El estudio de sensibilidad de los parámetros más representativos de un yacimiento de mantos de carbón se desarrollo de la siguiente forma: un parámetro del caso base fue variado mientras que todos los demás parámetros se mantuvieron constantes. El rango seleccionado para sensibilizar cada uno de los parámetros del modelo fue tomado de valores presentados en la literatura para yacimientos de GAC (ver Tabla 5).

Por último, los resultados obtenidos en la simulación, al variar los parámetros del modelo, fueron estudiados y analizados para determinar cómo afectan los perfiles de producción de gas y agua del yacimiento de carbón.

Un total de tres permeabilidades de matriz, cinco permeabilidades del sistema de fracturas en cada una de las direcciones (X, Y y Z), cinco porosidades de matriz, cinco porosidades del sistema de fracturas, dos permeabilidades relativas, tres compresibilidades de formación, cinco áreas del yacimiento, cinco espesores de manto, tres isotermas de adsorción de Langmuir y cinco coeficiente de difusividad fueron utilizados para el modelado en ECLIPSE de un yacimiento de mantos de carbón.

Tabla 4. Propiedades del yacimiento para el caso base

PROPIEDADES DE YACIMIENTO	DESCRIPCION
Fluidos Presentes	Gas-Agua
Profundidad	3280 Pies
Espesor Neto	30 Pies
Área	80 Acres
Espaciamiento de Fractura	0.042 Pies
Porosidad de Fractura	0,1%
Permeabilidad de Fractura en dirección X	100 mD
Permeabilidad de Fractura en dirección Y	50 mD
Permeabilidad de Fractura en dirección Z	7 mD
Porosidad de Matriz	0,5%
Permeabilidad de Matriz	0.0001 mD
Densidad del Carbón	89,58 Lb/pie ³
Densidad del Agua	62,4 Lb/pie ³
Compresibilidad de la Formación	3E-6 Psi ⁻¹
Coefficiente de Difusividad	4,15E-07 Pie ² /día
Factor de Forma (sigma)	6900 Pie ⁻²
Tiempo de desorción	350 Días
Volumen de Langmuir (V_L)	0,021 MSCF/Pie ³
Presión de Langmuir (P_L)	725 Psi
Saturación Inicial de Agua	0,6
Presión Inicial	1500 Psi

Fuente: Los autores

Tabla 5. Rango de datos de los parámetros para el análisis de sensibilidad

PARAMETRO DEL YACIMIENTO	RANGO DE DATOS		
	BASE	BAJO	ALTO
Permeabilidad de Matriz (<i>mD</i>)	0,0001	0,00001	100
Permeabilidad de Fractura en dirección X (<i>mD</i>)	100	20	120
Permeabilidad de Fractura en dirección Y (<i>mD</i>)	50	10	100
Permeabilidad de Fractura en dirección Z (<i>mD</i>)	7	2	100
Porosidad de Matriz (<i>Fracción</i>)	0,005	0,0001	0,02
Porosidad del Sistema de Fracturas (<i>Fracción</i>)	0,001		
Volumen de Langmuir (<i>MSCF/Pie³</i>)	0,021	0,011	0,031
Área (<i>Acre</i> s)	80	60	120
Espesor Neto (<i>Pie</i> s)	30	8	70
Coefficiente de Difusividad (<i>Pie²/día</i>)	4,15E-07	2,89E-07	8,58E-05
Compresibilidad de la Formación (<i>Psi⁻¹</i>)	3E-6	1E-04	1E-08

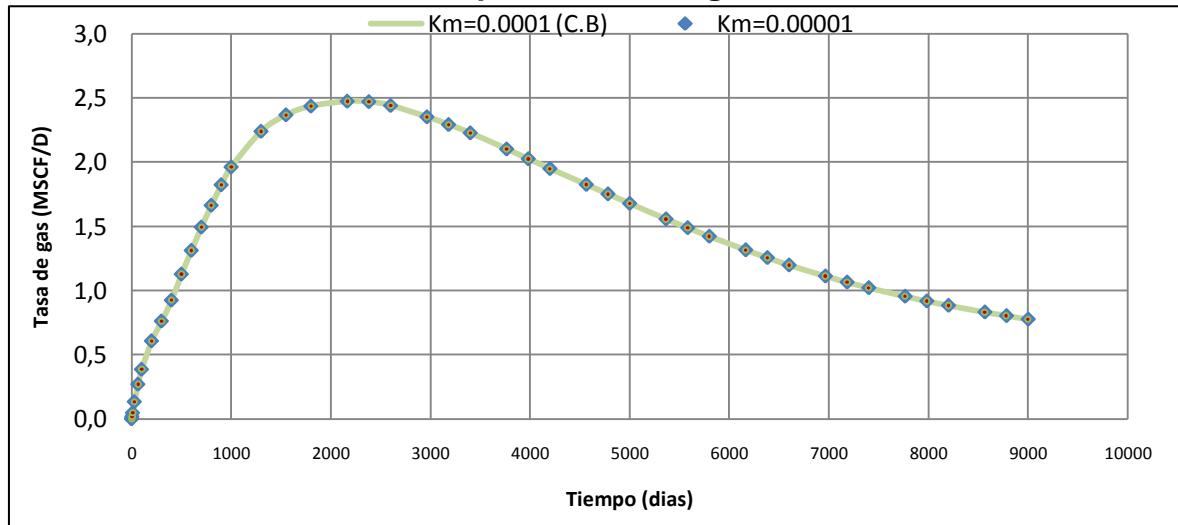
Fuente: Los autores

3.2 PERMEABILIDAD DE MATRIZ

La permeabilidad es sin duda uno de los parámetros más importantes en los yacimientos GAC y tiene un efecto considerable en el flujo de fluidos y por consecuencia en la recuperación de gas. La permeabilidad de matriz en ECLIPSE no se utiliza realmente en los cálculos, ya que el simulador deshabilita todo flujo Darcy de la matriz a la fractura cuando se utiliza el modelado de un yacimiento de GAC; solamente se emplea un valor positivo de permeabilidad para indicar que existe una vía de acceso para permitir que se produzca la difusión entre la matriz (carbón) y las fracturas (cleats). Para confirmar este concepto en el modelado, tres valores separados de permeabilidad fueron definidos para la matriz $K_{m1} = 0.00001$

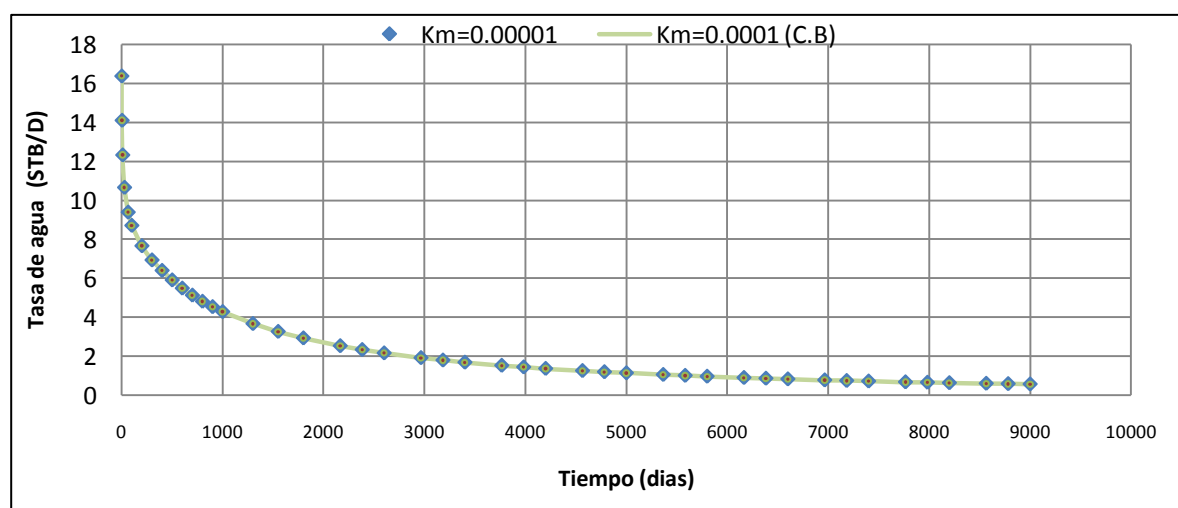
md, $K_{m2} = 0.0001$ md (caso base) y $K_{m3} = 100$ md. Los resultados de la simulación en las Figuras 18 y 19 muestran que la variación de la permeabilidad de matriz no muestra ningún cambio en las tasas de producción de gas y agua.

FIGURA 18. Efecto de la variación de la permeabilidad de matriz sobre la tasa de producción de gas



Fuente: Simulador ECLIPSE

FIGURA 19. Efecto de la variación de la permeabilidad de matriz sobre la tasa de producción de agua.



Fuente: Simulador ECLIPSE

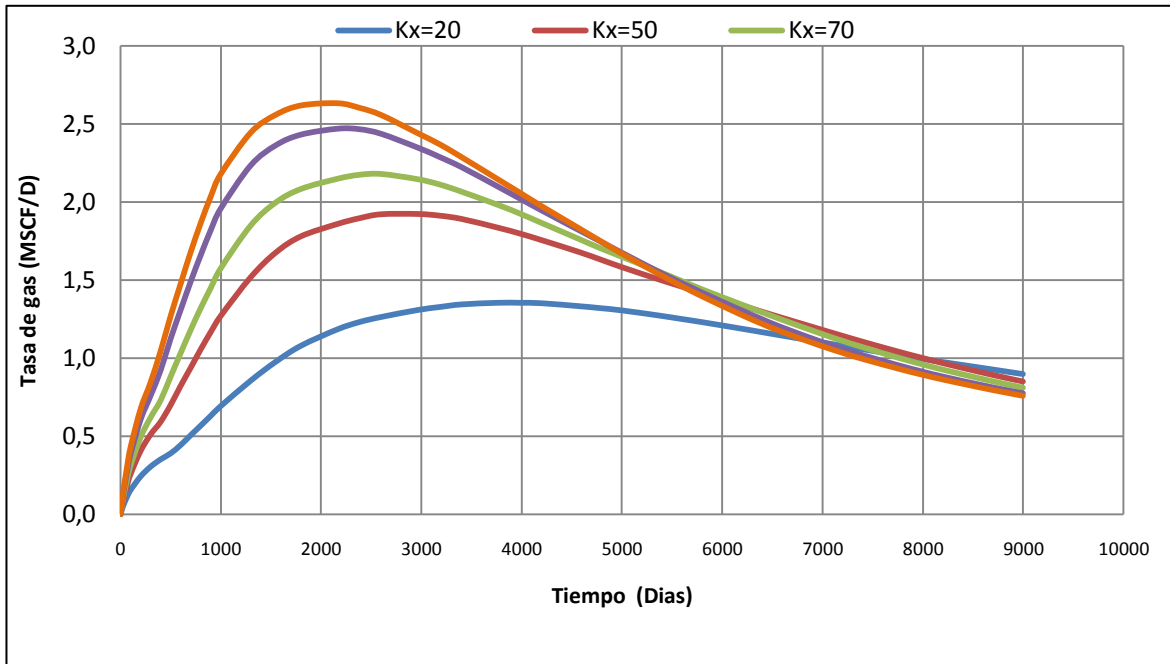
3.3. PERMEABILIDAD DEL SISTEMA DE FRACTURAS

Las fracturas son el principal conducto para el flujo en los yacimientos de GAC, esto hace de la permeabilidad del sistema de fracturas uno de los parámetros más importante de sensibilizar. En los mantos de carbón, el flujo a través del sistema de fracturas es mucho más rápido a través de los face cleats que a través de los butt cleats y esto es lo que da lugar a la anisotropía de permeabilidad en este tipo de yacimientos. Debido a lo anterior, la permeabilidad es muchas veces direccional, por lo que la permeabilidad horizontal es comúnmente mayor que la permeabilidad vertical.

El efecto de la permeabilidad del sistema de fracturas en las direcciones X, Y y Z sobre el comportamiento del yacimiento se examino mediante la selección de cinco valores de permeabilidad de fractura para cada una de las direcciones.

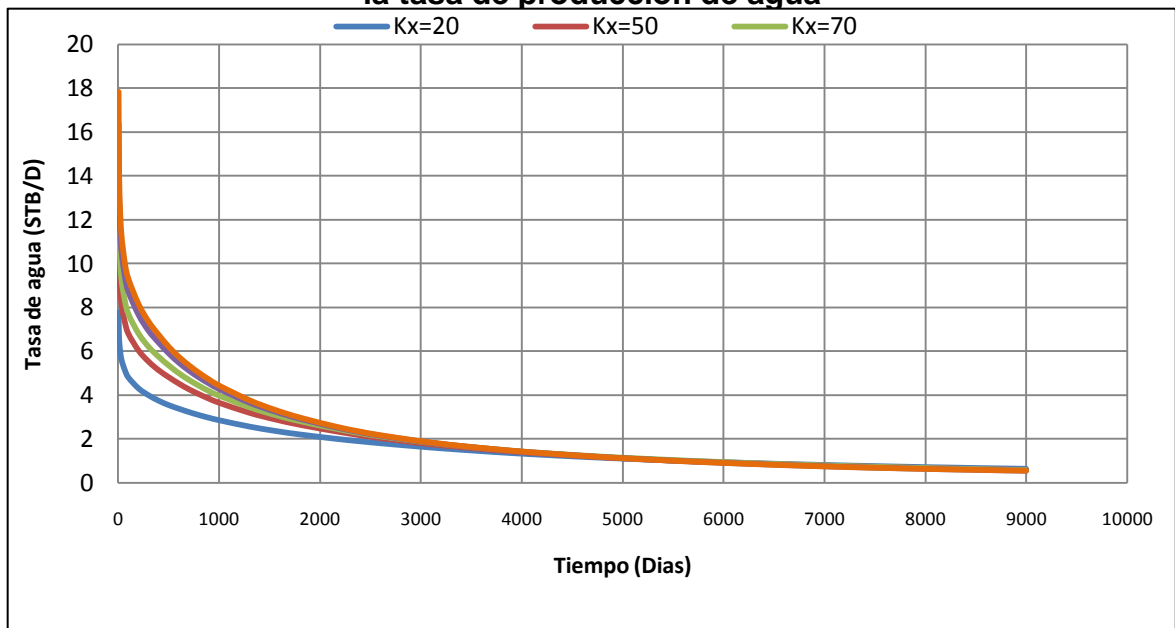
En términos generales, las tasas de producción de gas y agua aumentan con el incremento de la permeabilidad del sistema de fracturas. Además, la sensibilidad de este parámetro, también mostro que el tiempo para alcanzar la tasa máxima de producción de gas disminuye con el aumento de la permeabilidad. Esto se debe, a que a mayores valores de permeabilidad de fractura, la deshidratación del yacimiento ocurre en un tiempo más cortó. Por lo tanto, debido a la rápida deshidratación, las caídas de presión son más rápidas, lo cual hace que el gas almacenado desorbe con mayor eficacia de la matriz al sistema de fracturas. Debido a la mayor eficiencia en la desorción el tiempo para alcanzar el pico máximo en la producción de gas disminuye.

FIGURA 20. Efecto de la variación de la permeabilidad de fractura en X sobre la tasa de producción de gas



Fuente: Simulador ECLIPSE

FIGURA 21. Efecto de la variación de la permeabilidad de fractura en X sobre la tasa de producción de agua



Fuente: Simulador ECLIPSE

También, se observó que a largo plazo la tasa de producción de gas, para todos los valores de permeabilidad de fractura, es prácticamente idéntica. Esto se debe, principalmente, a que a largo plazo el gas desorbido cuenta con un área mucho mayor en comparación con la extensión del sistema de fracturas. Por lo tanto, el perfil de producción del yacimiento a largo plazo no es muy sensible a los cambios en la permeabilidad del sistema de fracturas, ya que es casi idéntico después de un cierto tiempo para todos los casos simulados.

3.3.1 Permeabilidad en la dirección X

La permeabilidad del sistema de fracturas en la dirección X se examinó mediante cinco corridas con diferentes valores de permeabilidad en esta dirección: $K_{X1} = 20$ md, $K_{X2} = 50$ md, $K_{X3} = 70$ md, $K_{X4} = 100$ md (caso base) y $K_{X5} = 120$ md. Las Figuras 20 y 21 muestran que las tasas de producción de agua y gas son directamente proporcionales a la permeabilidad de fracturas en la dirección X, es decir, aumentan una junto con la otra. Esto se debe simplemente a que al haber una mayor permeabilidad en el sistema de fracturas se provee una mejor conectividad entre el pozo productor y el manto de carbón.

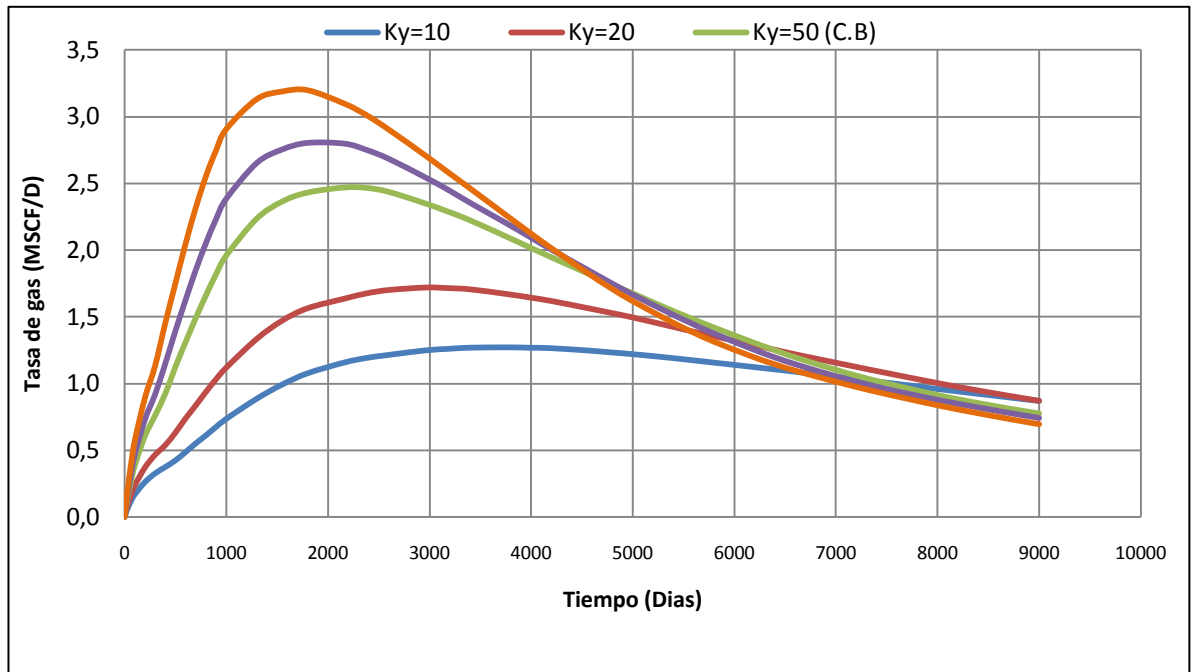
3.3.2 Permeabilidad en la dirección Y

La permeabilidad del sistema de fracturas en la dirección Y se evaluó mediante cinco corridas con diferentes valores de permeabilidad en esta dirección: $K_{Y1} = 10$ md, $K_{Y2} = 20$ md, $K_{Y3} = 50$ md (caso base), $K_{Y4} = 70$ md y $K_{Y5} = 100$ md. Las Figuras 22 y 23 muestran que las tasas de producción de agua y gas aumentan con el incremento de la permeabilidad del sistema de fracturas.

Para esta dirección en particular de la permeabilidad de fractura se alcanzaron las mayores tasas de producción. Ya que al ser mayor la permeabilidad, más fácil es

para los fluidos moverse a través del yacimiento. Así, con permeabilidades de fractura más altas, debemos esperar que las tasas de producción aumenten.

FIGURA 22. Efecto de la variación de la permeabilidad de fractura en Y sobre la tasa de producción de gas

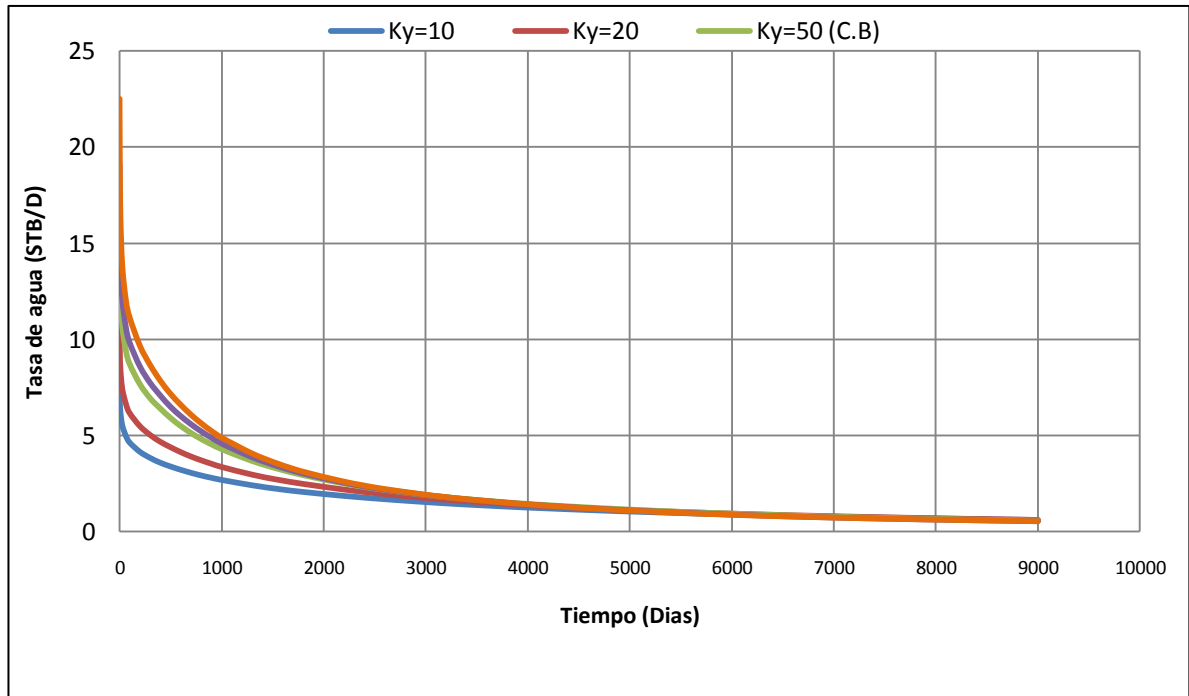


Fuente: Simulador ECLIPSE

3.3.3 Permeabilidad en la dirección Z

La permeabilidad del sistema de fracturas en la dirección Z se evaluó mediante cinco corridas con diferentes valores de permeabilidad en esta dirección: $K_{Z1} = 2$ md, $K_{Z2} = 7$ md (caso base), $K_{Z3} = 30$ md, $K_{Z4} = 50$ md y $K_{Z5} = 100$ md. Al igual que en las otras dos direcciones, X y Y, la tasas de producción de gas y agua aumentan junto con el incremento de la permeabilidad del sistema de fracturas.

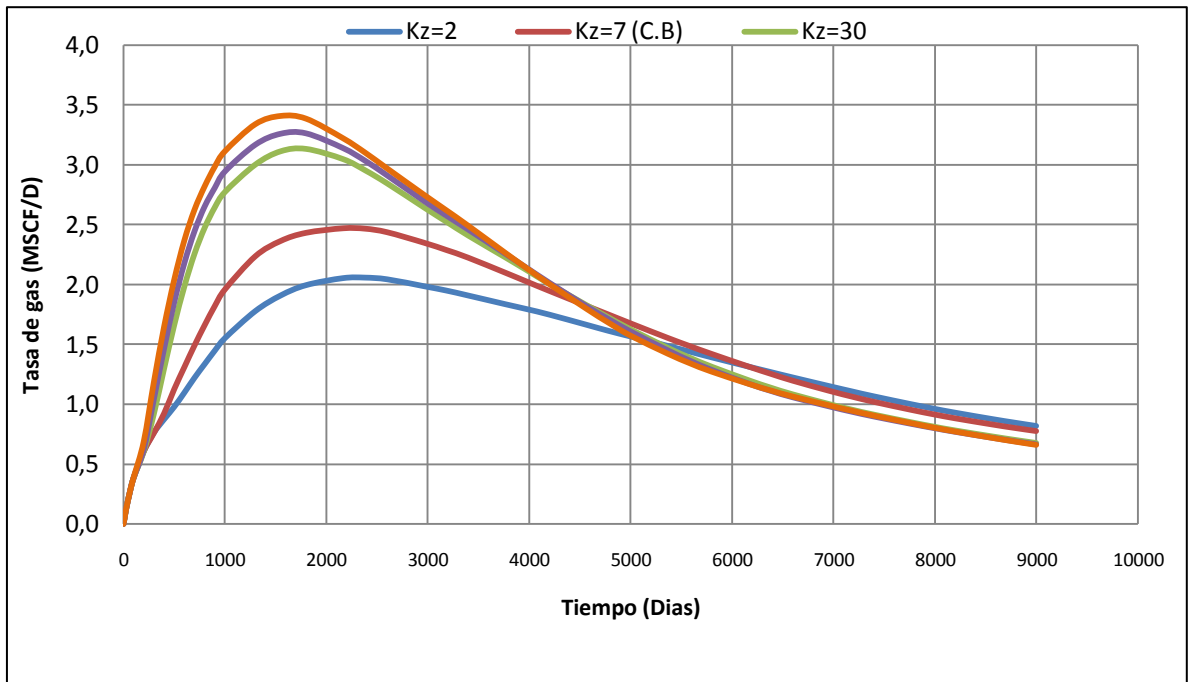
FIGURA 23. Efecto de la variación de la permeabilidad de fractura en Y sobre la tasa de producción de agua



Fuente: Simulador ECLIPSE

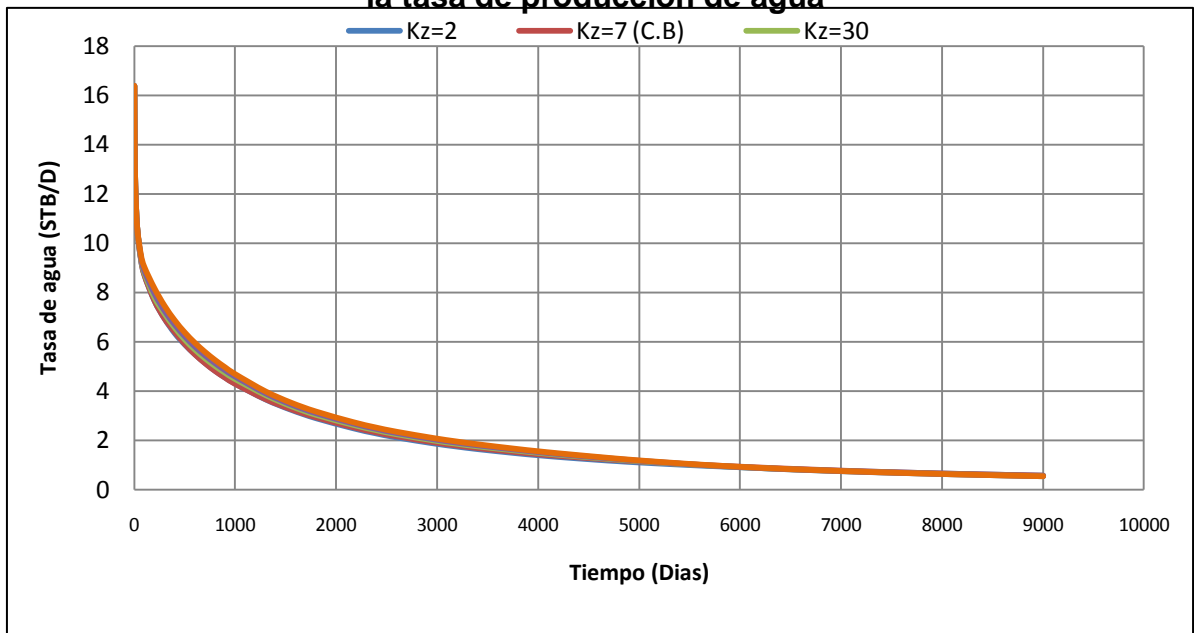
Sin embargo, en la dirección Z el aumento de las tasas de producción no es tan notorio como en las otras dos direcciones. Esto se debe a que la mayor parte del flujo de fluidos en los yacimientos GAC es en la dirección horizontal (X y Y), por lo que las permeabilidades verticales (Z) son consideradas como insignificantes. En las Figuras 24 y 25 se puede observar cómo influye la permeabilidad de fractura en la dirección Z sobre el comportamiento del yacimiento.

FIGURA 24. Efecto de la variación de la permeabilidad de fractura en Z sobre la tasa de producción de gas



Fuente: Simulador ECLIPSE

FIGURA 25. Efecto de la variación de la permeabilidad de fractura en Z sobre la tasa de producción de agua

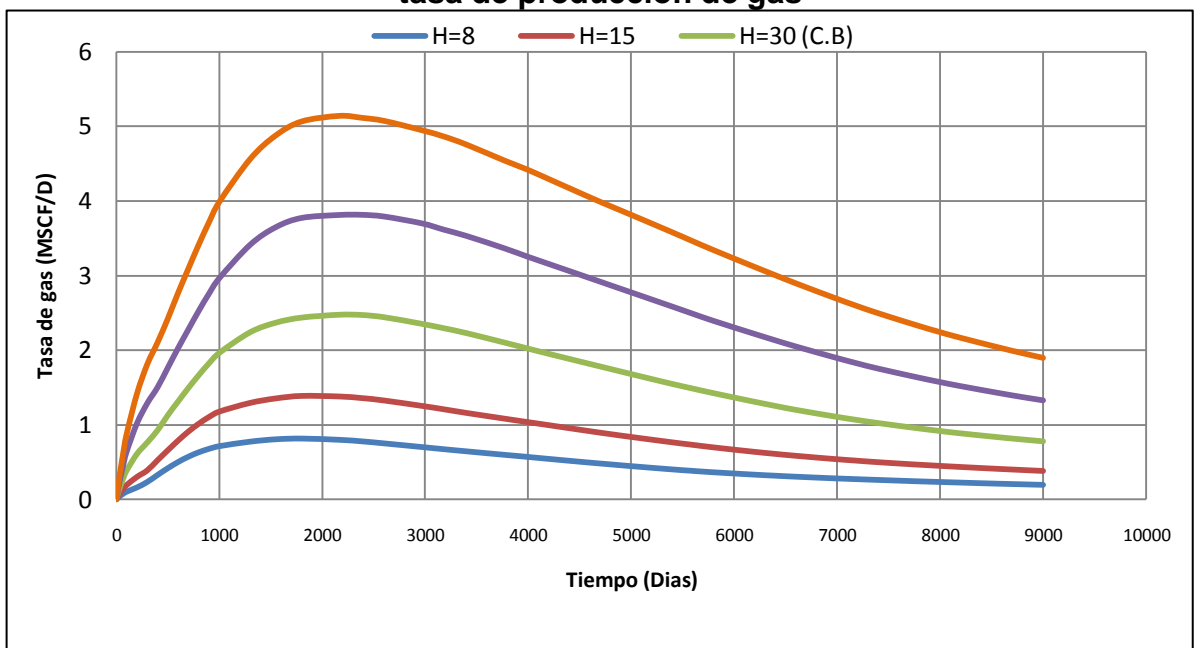


Fuente: Simulador ECLIPSE

3.4. ESPESOR DEL MANTO

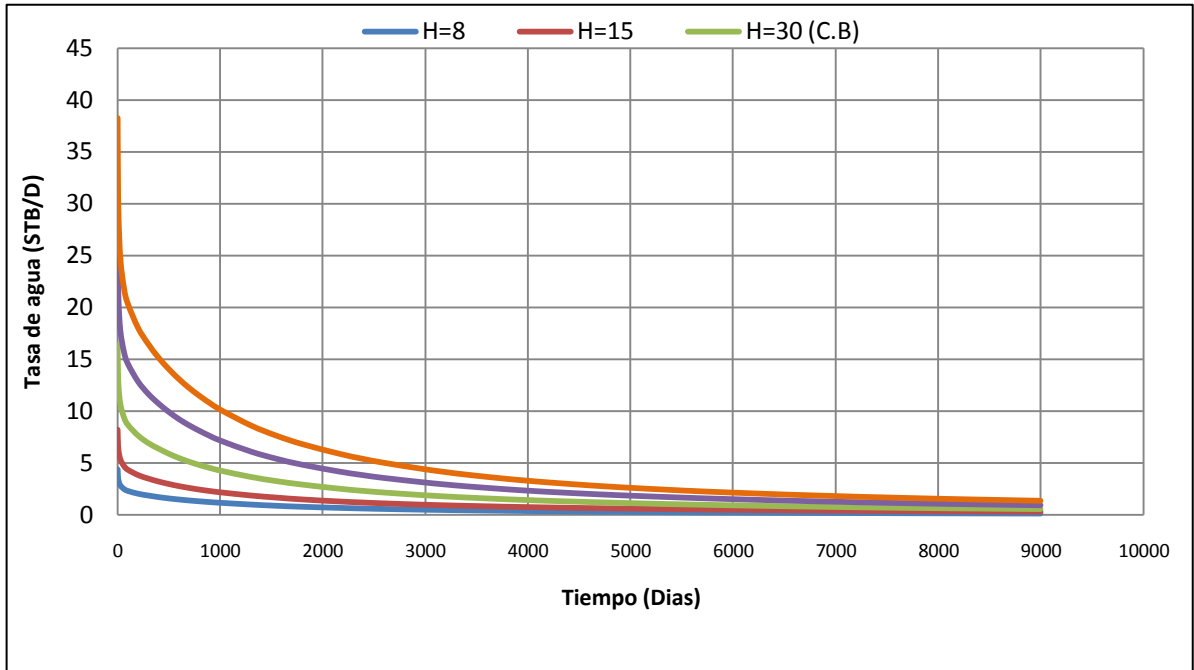
El espesor del manto de carbón es otro parámetro que se ha seleccionado para el análisis de sensibilidad. El efecto del espesor del manto sobre el comportamiento del yacimiento se examinó mediante cinco corridas con diferentes valores de espesor: $H_1 = 8$ pies, $H_2 = 15$ pies, $H_3 = 30$ pies (caso base), $H_4 = 50$ pies y $H_5 = 70$ pies. En las Figuras 26 y 27 se muestra que al aumentar el espesor del manto aumentan también las tasas de producción de gas y agua. Esto se debe, a que al tener grandes espesores de carbón la cantidad de gas absorbido es mayor y por lo tanto la cantidad inicial de gas in place es mucho mayor. Sin embargo, en la práctica se ha comprobado que mantos con grandes espesores tienen menos cantidad de gas almacenado que otros de menor espesor, esto se debe principalmente a que la cantidad de gas adsorbido depende también del rango del carbón y de la profundidad a la que este se encuentre.

FIGURA 26. Efecto de la variación del espesor del manto de carbón sobre la tasa de producción de gas



Fuente: Simulador ECLIPSE

FIGURA 27. Efecto de la variación del espesor del manto de carbón sobre la tasa de producción de agua



Fuente: Simulador ECLIPSE

3.5 COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION (Cf)

El efecto de la compresibilidad de la formación en el comportamiento de un yacimiento de GAC se evaluó mediante tres valores de compresibilidad, $C_{f1} = 3,0 \text{ E-6 psi}^{-1}$ (caso base), $C_{f2} = 5,0 \text{ E-5 psi}^{-1}$ y $C_{f3} = 1,0 \text{ E-4 psi}^{-1}$. Los cambios en la porosidad y permeabilidad del yacimiento debido a la compactación son asumidos como totalmente reversibles para todos los comportamientos de simulación.

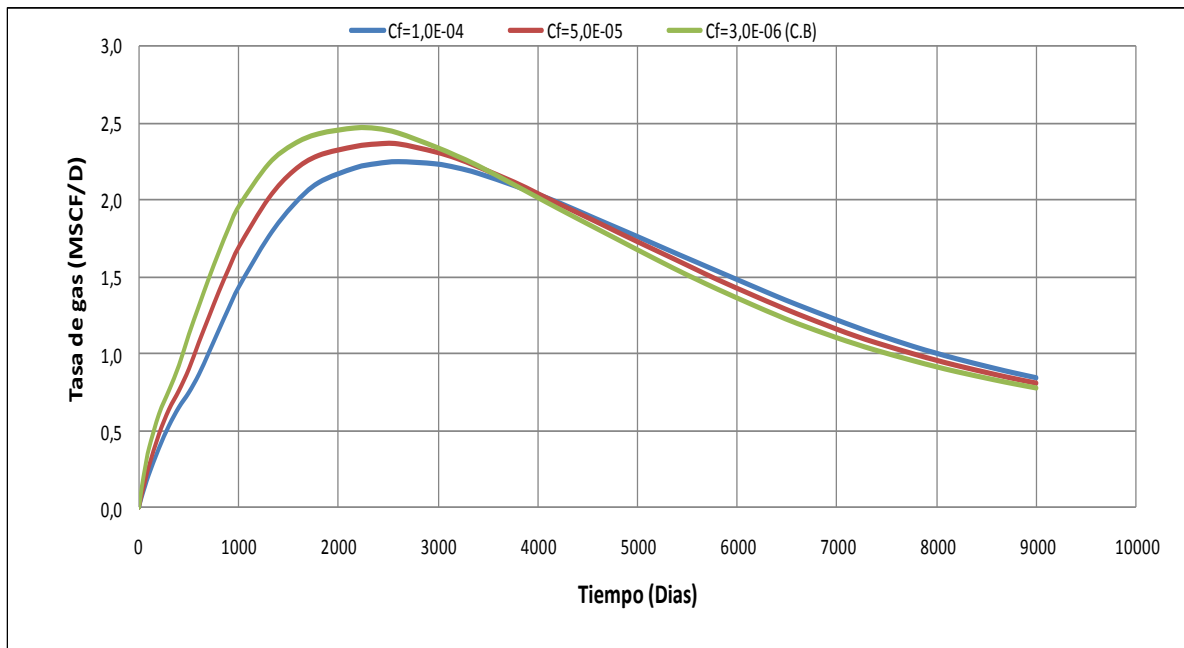
En la Figura 28, se puede observar que los valores de compresibilidad más altos conllevan a una disminución de la tasa de producción de gas. Esto se debe principalmente a que a medida que aumenta la compresibilidad de la formación disminuye la permeabilidad efectiva del gas en el yacimiento. Las razones para la disminución de la permeabilidad efectiva del gas son: En primer lugar, la reducción en el valor de la permeabilidad absoluta del yacimiento. Las

compresibilidades de carbón más altas, producen mayores disminuciones de la permeabilidad debido a la reducción de la presión de poro. La segunda razón se debe a que cuando la compresibilidad es alta, la reducción en la saturación de agua, producida por la deshidratación del manto de carbón, es compensada por la disminución del volumen de poro. Esto reduce la permeabilidad relativa del gas y evita que el gas fluya de manera efectiva mientras que la saturación de agua permanece alta.

Además, se observa que el comportamiento de la tasa de producción de gas a largo plazo no es muy sensible a los cambios en C_f , ya que después de un cierto tiempo, es casi idéntico para todos los casos simulados.

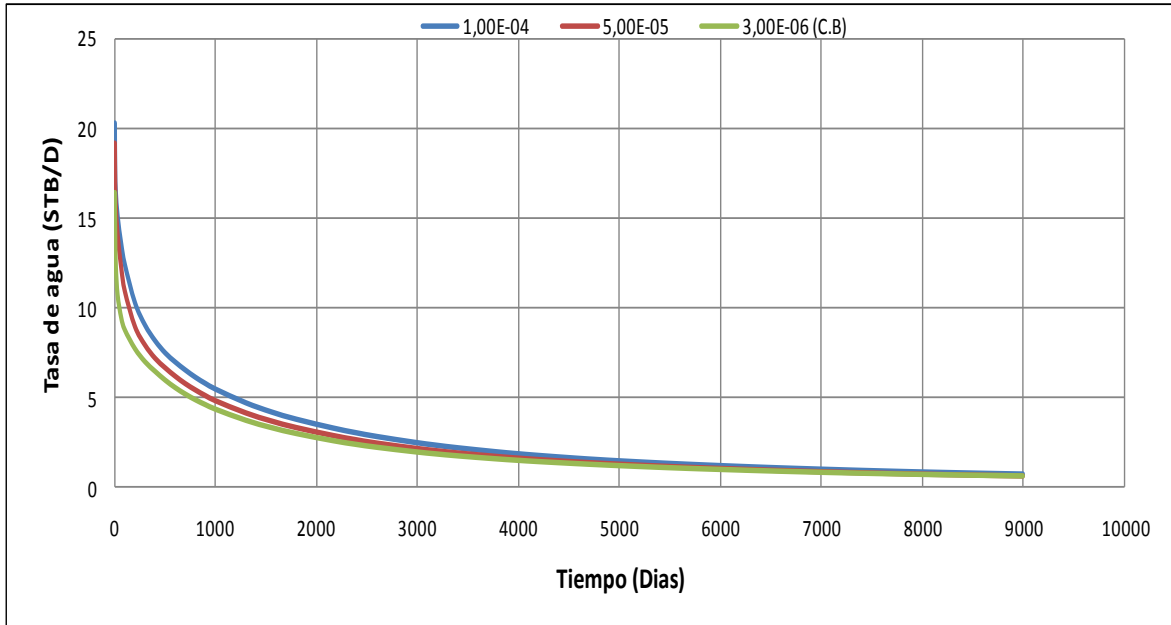
La Figura 29 muestra el efecto de la compresibilidad de la formación sobre la tasa de producción de agua. El aumento del valor de la compresibilidad genera un incremento en la producción de agua del yacimiento.

FIGURA 28. Efecto de la compresibilidad en el comportamiento de la tasa de producción de gas



Fuentes: Simulador Eclipse

FIGURA 29. Efecto de la compresibilidad en el comportamiento de la tasa de producción de agua



Fuente: Simulador Eclipse

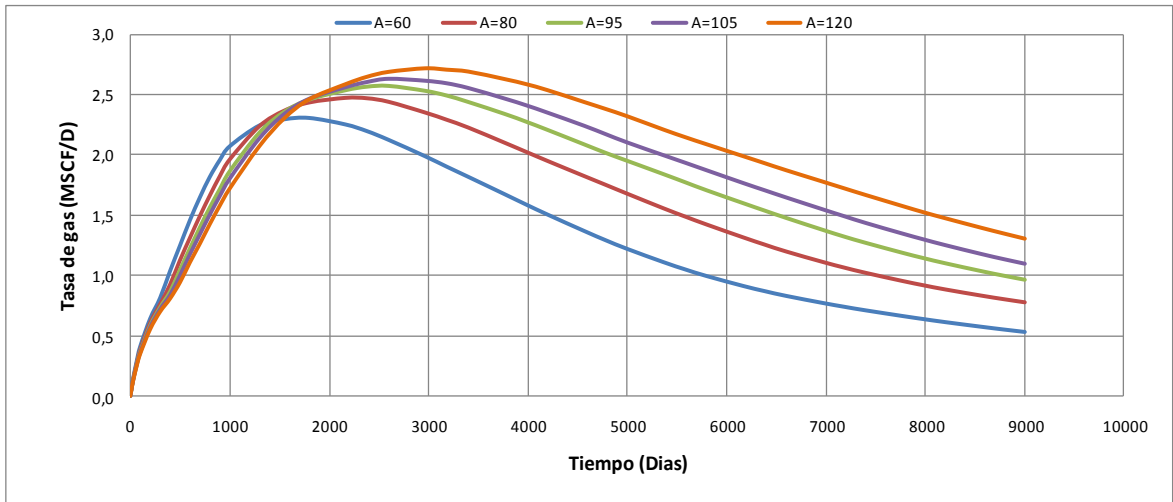
3.6 AREA DEL YACIMIENTO

El efecto de la variación del tamaño del área sobre el comportamiento del yacimiento fue examinado mediante cinco corridas de simulación para diferentes áreas: $A_1 = 60$ acres, $A_2 = 80$ acres (caso base), $A_3 = 95$ acres, $A_4 = 105$ acres y $A_5 = 120$ Acres. Las Figuras 30 y 31 muestran que al aumentar el área del yacimiento también aumentan las tasas de producción de gas y agua. Esto se debe principalmente a que la cantidad original de gas in place aumenta en la misma proporción que lo hace el tamaño del yacimiento.

Además, los resultados en las figuras también muestran que el tiempo para alcanzar el pico máximo de producción de gas aumenta junto con el área. Esto se debe a que al aumentar el área, se necesita de un mayor tiempo para deshidratar el yacimiento. Esto es cierto, ya que toma un tiempo más grande para que el agua que se encuentra más lejana en el yacimiento pueda moverse hasta el pozo y

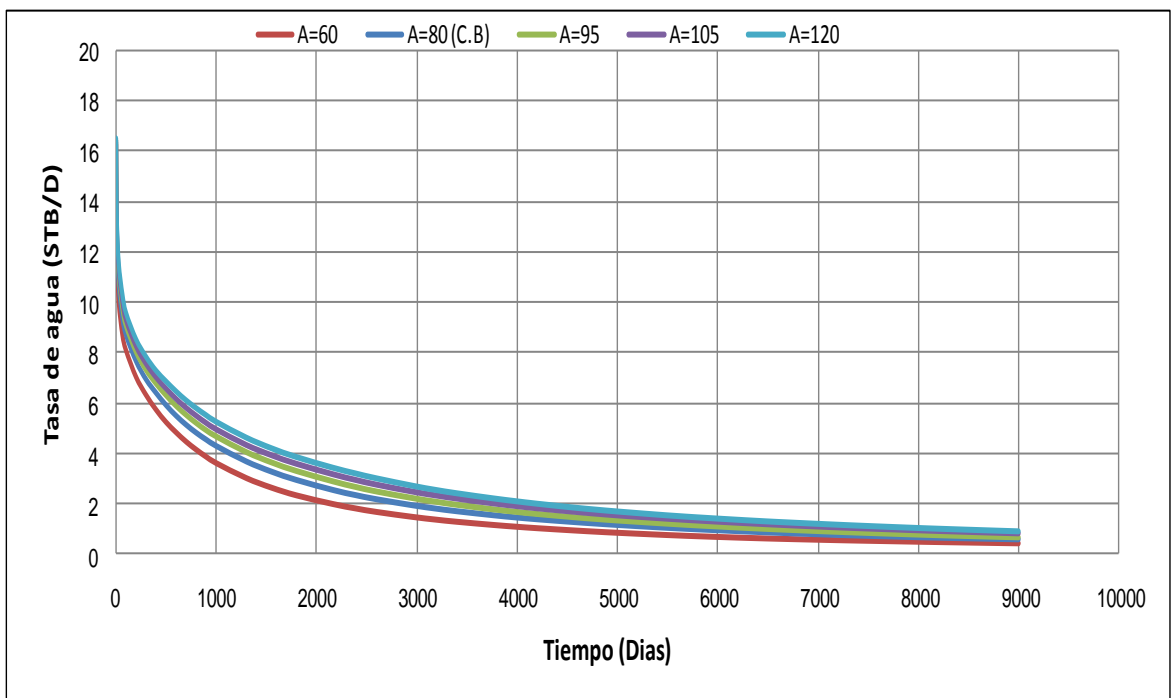
producirse. Por lo tanto, la caída de presión se produce de forma más lenta y por lo tanto el tiempo del pico de producción de gas aumenta.

FIGURA 30. Efecto del área del yacimiento en la tasa de producción de gas



Fuente: Simulador Eclipse

FIGURA 31. Efecto del área del yacimiento en la tasa de producción de agua.



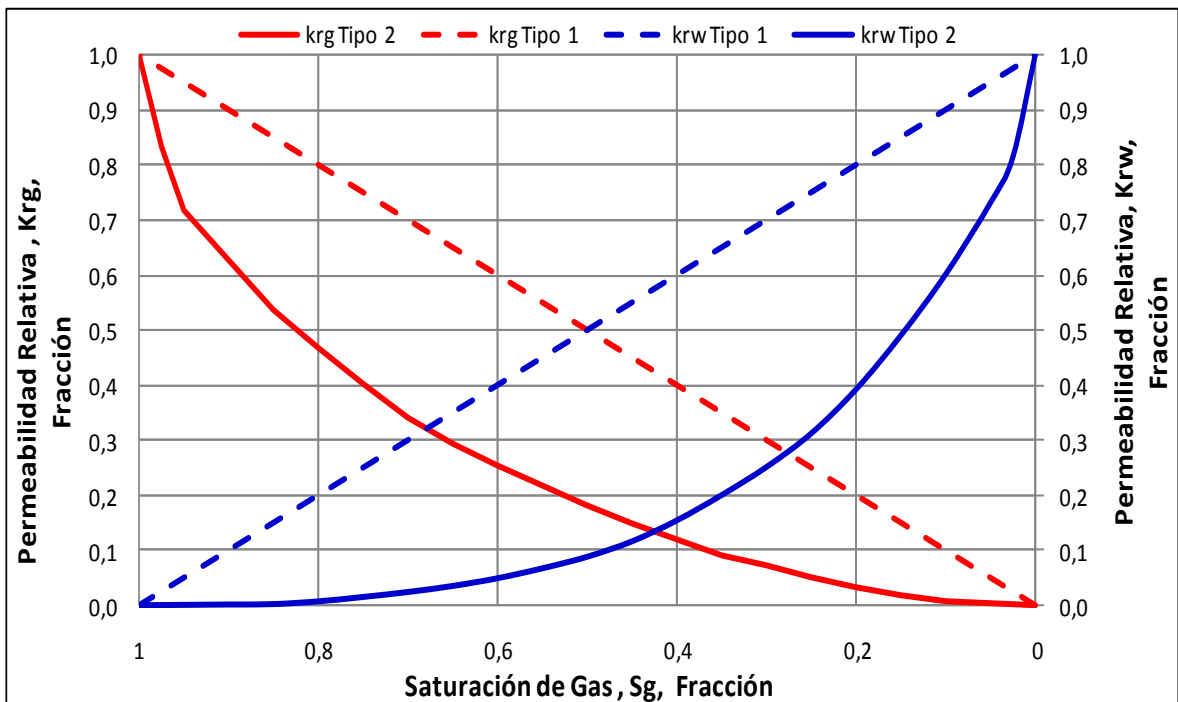
Fuente: Simulador Eclipse

3.7 PERMEABILIDAD RELATIVA

Dos conjuntos de curvas de permeabilidad relativa fueron utilizadas en este estudio para el modelado de un yacimiento de mantos de carbón. El simulador ECLIPSE desactiva todo flujo Darcy de la matriz a la fractura, por lo tanto la permeabilidad relativa de la matriz no tiene mayor incidencia en el modelado de GAC; solo se supone que el flujo es un proceso de difusión, basado en la ley de Fick.

En la Figura 32 se muestran las curvas de permeabilidad relativa utilizadas para modelar los sistemas de matriz y de fractura.

FIGURA 32. Curvas de permeabilidad relativa utilizadas para modelar la matriz y la fractura de flujo



Fuente: okeke. Amarachukwu the dual peaking behavior in coalbed methane, 2005

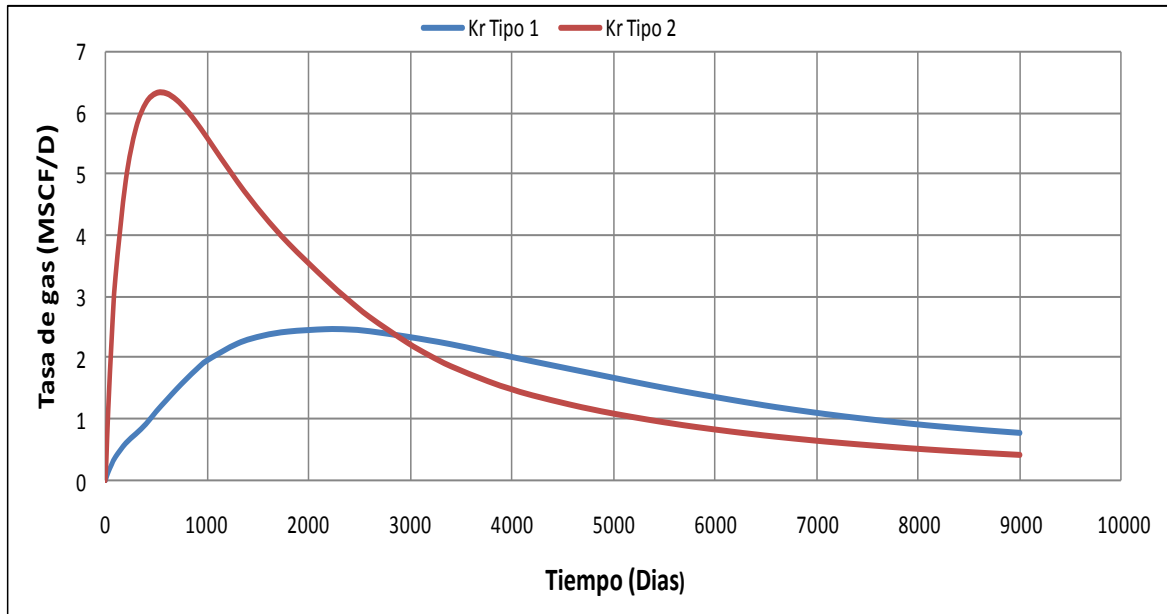
Las curvas de permeabilidad relativa tipo 1 constituyen altas permeabilidades relativas de gas y baja saturación agua, mientras que las curvas de permeabilidad relativa tipo 2 tienen 20% de movilidad de agua, implican un menor nivel de permeabilidad al gas.

En el modelo de GAC se usaron las curvas de permeabilidad relativa tipo 2, con estas la tasa de producción de gas aumentó significativamente en los primeros años a una tasa máxima de producción de 6.2 MSCF / D, mientras que para las curvas de permeabilidad relativa tipo 1, la máxima tasa de gas alcanzada durante los primeros años fue de 2.4 MSCF / D (Figura 33). Por otra parte, no se observaron cambios significativos en las tasas de producción de agua (Figura 34).

Estos resultados se explican mediante el hecho de que la permeabilidad del yacimiento realiza aumentos de las tasas de gas mucho más rápido cuando hay una mayor cantidad de agua inmóvil.

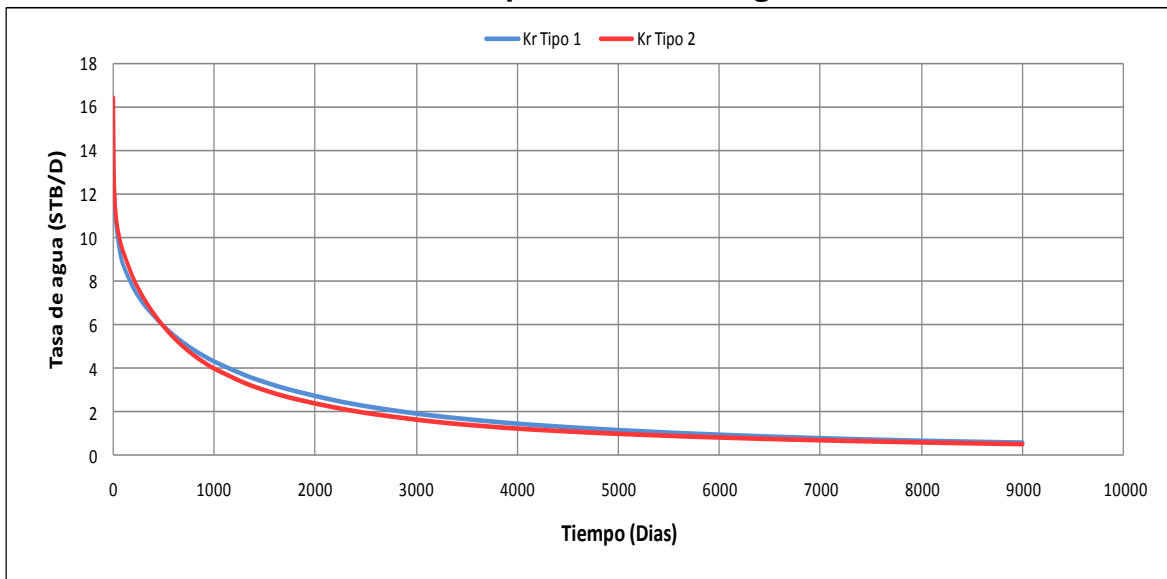
Algunas modificaciones en las curvas de permeabilidad relativas de gas y de agua tienen que ser aplicadas debido a la presencia de agua "inmóvil" en el yacimiento. Para la mayor parte de los yacimientos, las fracturas de carbón están al principio saturadas de agua, Sin embargo algunos depósitos presentan gas libre en el sistema de fracturas y en algunos casos especiales, no hay agua en el sistema de fractura (carbón seco), el gas libre en el volumen del sistema de fractura es muy pequeño en comparación en el gas adsorbido sobre la superficie de la matriz.

FIGURA 33. Efecto de la permeabilidad relativa en el comportamiento de la tasa de producción de gas



Fuente: Simulador Eclipse

FIGURA 34. Efecto de la permeabilidad relativa en el comportamiento de la tasa de producción de agua



Fuente: Simulador Eclipse

3.8 COEFICIENTE DE DIFUSIVIDAD

El efecto del coeficiente de difusividad sobre la tasa de producción de gas en un yacimiento de mantos de carbón también fue evaluado. La sensibilidad se llevo a cabo variando el coeficiente de difusión (que en esencia significa modelar diversos tipos de carbón) mediante cinco corridas con diferentes valores seleccionados: $D_{C1} = 2,89E-7 \text{ Pie}^2/\text{día}$, $D_{C2} = 3,29E-7 \text{ Pie}^2/\text{día}$, $D_{C3} = 4,15E-7 \text{ Pie}^2/\text{día}$ (caso base), $D_{C4} = 1,88E-6 \text{ Pie}^2/\text{día}$, y $D_{C5} = 8,58E-5 \text{ Pie}^2/\text{día}$.

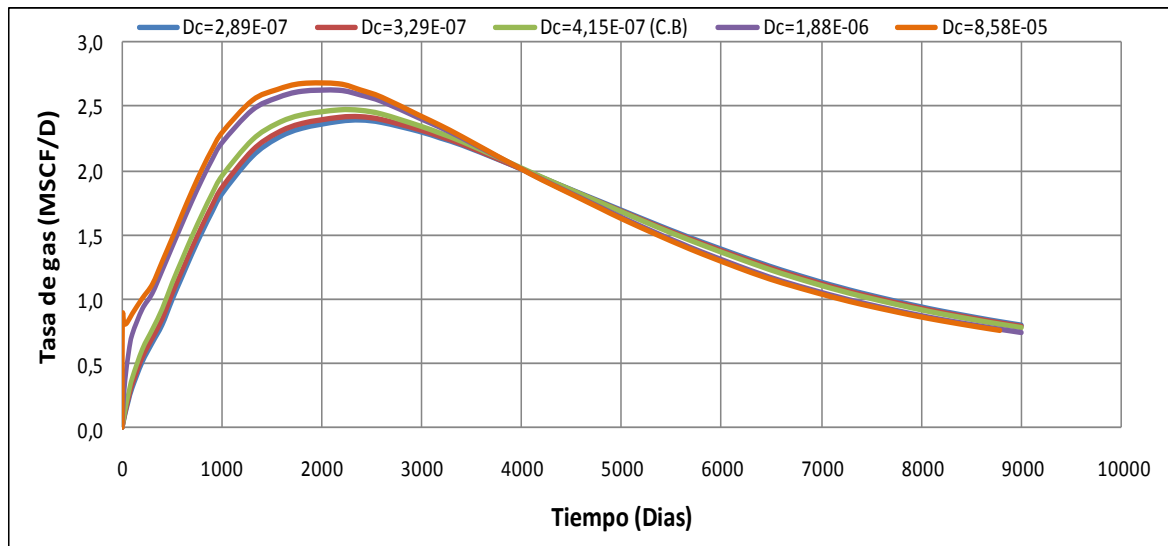
La Figura 35 muestra que los coeficientes de difusión más grandes están representados por altas tasas de producción de gas. Esto se debe a que cuando los coeficientes de difusión son altos (tiempos de desorción pequeños) el proceso de difusión se produce de manera más rápida y, por lo tanto, el transporte de gas entre las superficies de la matriz del carbón y sistemas de fracturas (cleats) se lleva a cabo en un tiempo más corto. Esto origina dos cosas, en primer lugar que el pico máximo en la producción de gas se alcance de forma más temprana, y en segundo lugar, que se alcance una tasa pico de producción de gas más alta.

Por otra parte, no se observaron cambios significativos en los perfiles de producción del gas a largo plazo, ya que son prácticamente idénticos para todos coeficientes utilizados. Esto es debido a que para el caso de producción a largo plazo, el comportamiento del yacimiento es principalmente afectado por el régimen de flujo Darcy (transporte de gas en el sistema de fracturas), y por lo tanto los parámetros Darcy, como por ejemplo la permeabilidad de fractura, controlan el comportamiento de producción del yacimiento.

La Figura 36 muestra que las tasas de producción de agua no son tan sensibles, como las tasas de gas, a los cambios en los coeficientes de difusión. Sin embargo,

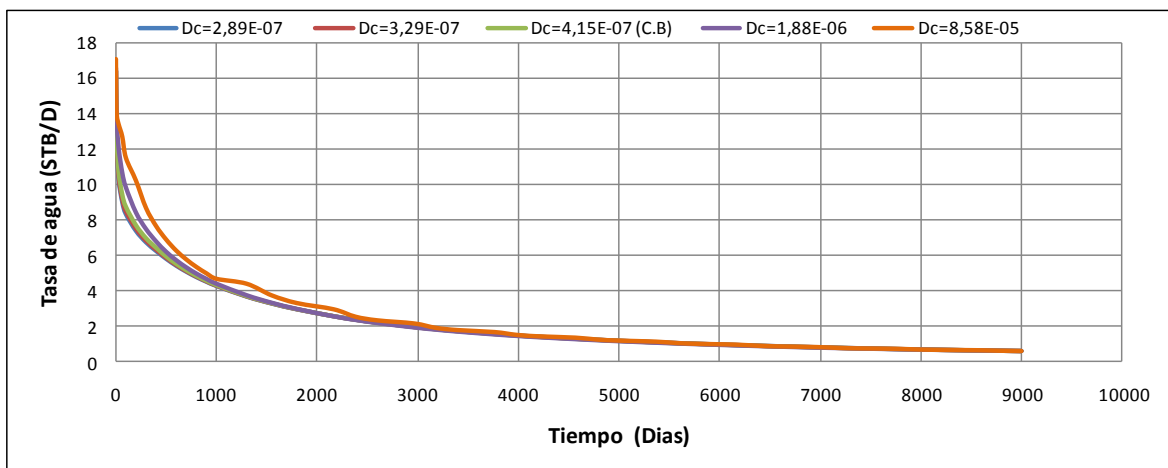
los coeficientes de difusión más pequeños presentan bajas tasas de producción de agua en comparación con los valores más altos de coeficientes de difusión.

FIGURA 35. Efecto de coeficiente de difusividad en el comportamiento de la tasa de producción de gas



Fuente: Eclipse

FIGURA 36. Efecto de coeficiente de difusividad en el comportamiento de la tasa de producción de agua



Fuente: Eclipse

3.9 ISOTERMA DE LANGMUIR

El proceso de desorción del gas es modelado mediante la isoterma Langmuir asumiendo que la concentración de gas adsorbido sobre la superficie de matriz de carbón es una función solamente de la presión, la desorción es instantánea de la matriz a la fractura.

El agua se almacena en el carbón de dos formas:

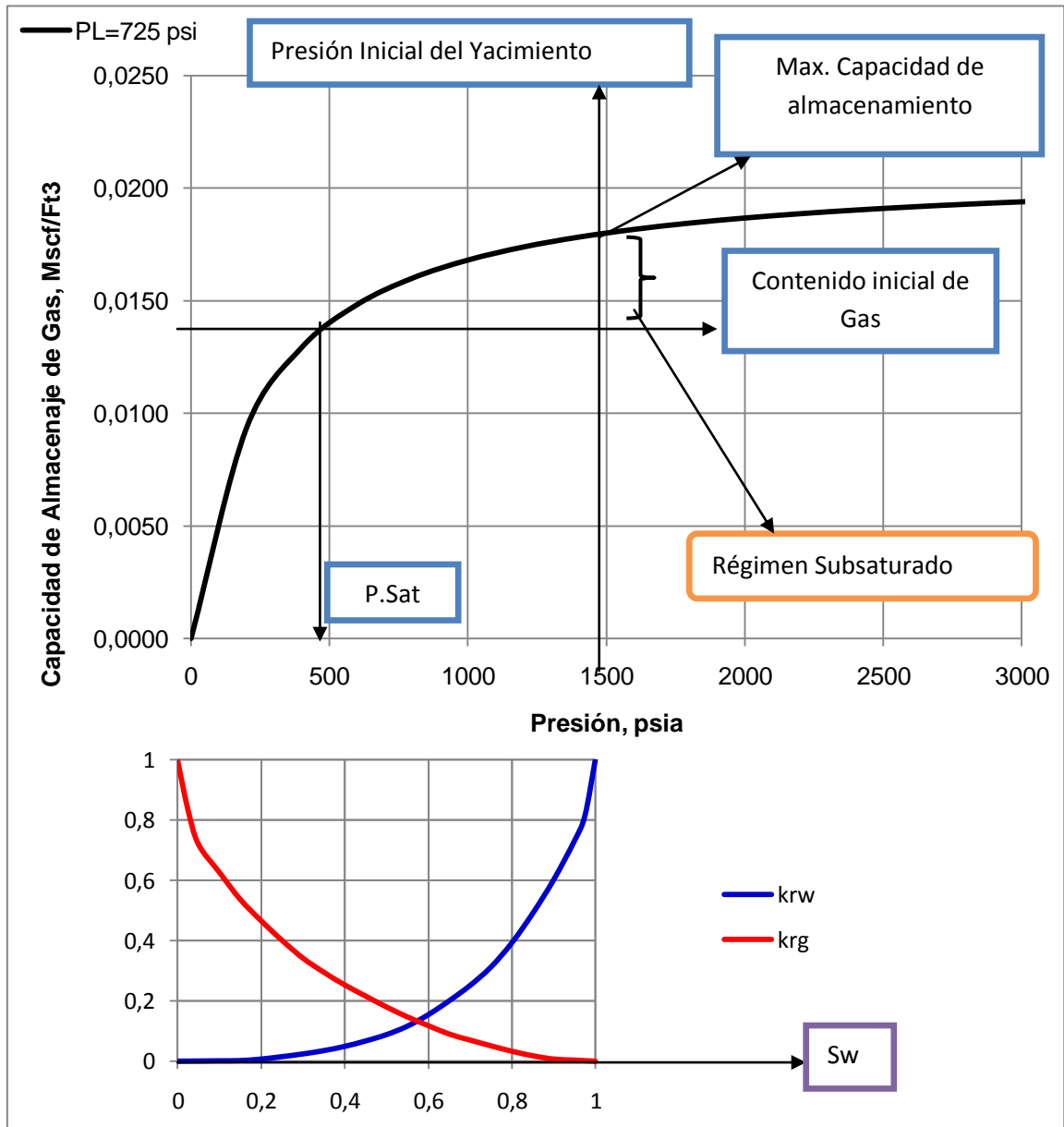
La primera como agua irreducible en la matriz y segunda como agua libre en el sistema de fracturas, los cambios en la permeabilidad relativa gas-agua y presión de adsorción presiden la producción durante la etapa inicial.

En el modelo base tenemos el caso de que el agua se almacena en el carbón como agua irreducible en la matriz, el agua irreducible de la matriz no es móvil y no es afectada con la producción del gas, mientras el agua libre contenida en las fracturas, es móvil, esto hace que la saturación de gas sea alta y con esto se dé una mayor permeabilidad de la fase agua en el yacimiento.

En la Figura 37 y 38 presenta el comportamiento que se genero en el caso base.

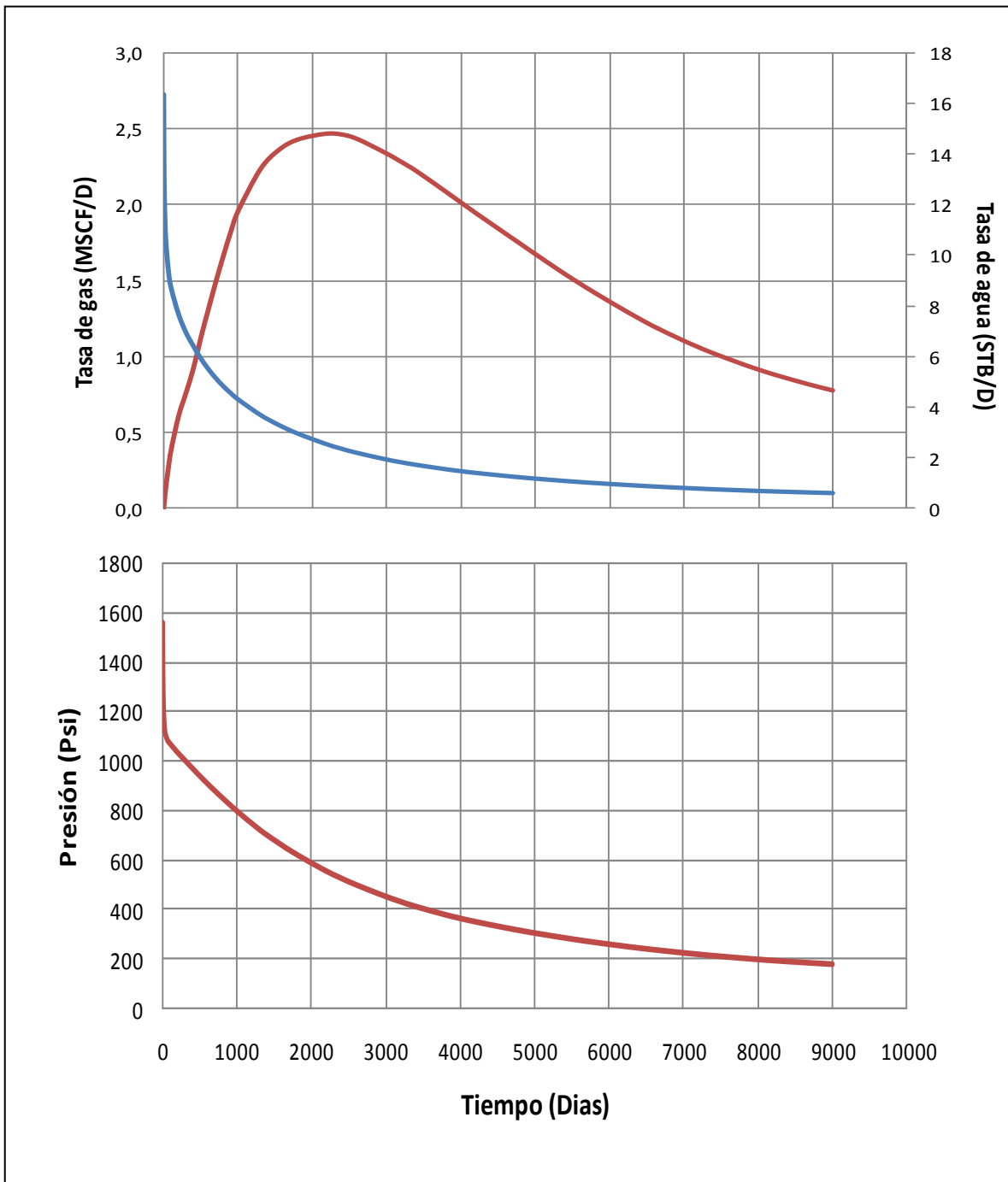
La tasa producción de gas incrementa y la de agua disminuye, Cuando la presión cae por debajo de los 1500 Psi hace que la producción de gas aumenta por la desorción del carbón hasta alcanzar la tasa máxima de producción.

FIGURA 37. Isotherma de Sorción y k_r Tipo 2 usadas en el modelo base



Fuente: Los Autores

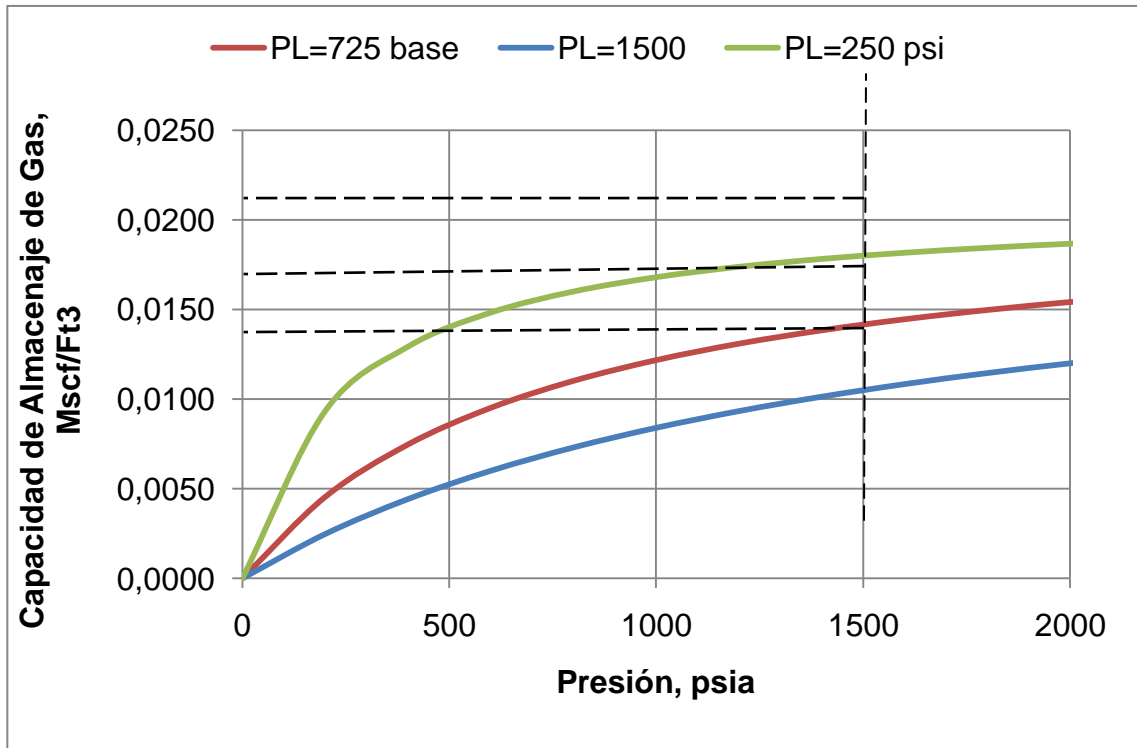
FIGURA 38. Comportamiento de las tasas de producción de la fase Agua y Gas precedidas del efecto causado por la Presión (Caso base).



Fuente: Simulador Eclipse

Realizando Sensibilidades Correspondientes a la presión de Langmuir y al volumen de Langmuir se obtuvieron las Figuras 39 y 40.

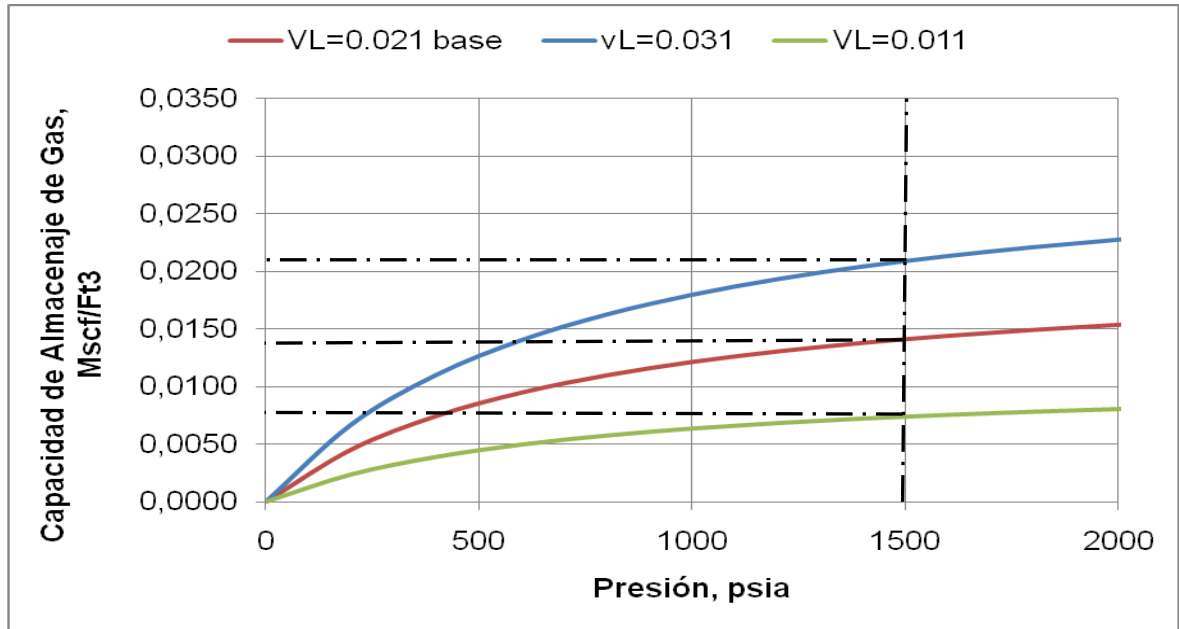
FIGURA 39. Efecto de la variación de la presión de Langmuir en la isoterma de Sorción.



Fuente: Los autores.

La sensibilidad de la presión de Langmuir afecta, principalmente, las curvas de la isoterma en su forma asintótica. Se puede observar a la presión inicial del yacimiento (1500 Psi) los aumentos que se generan en el contenido de gas a medida que la presión de Langmuir disminuye.

FIGURA 40. Efecto de la variación del volumen de Langmuir en la isoterma de Sorción.

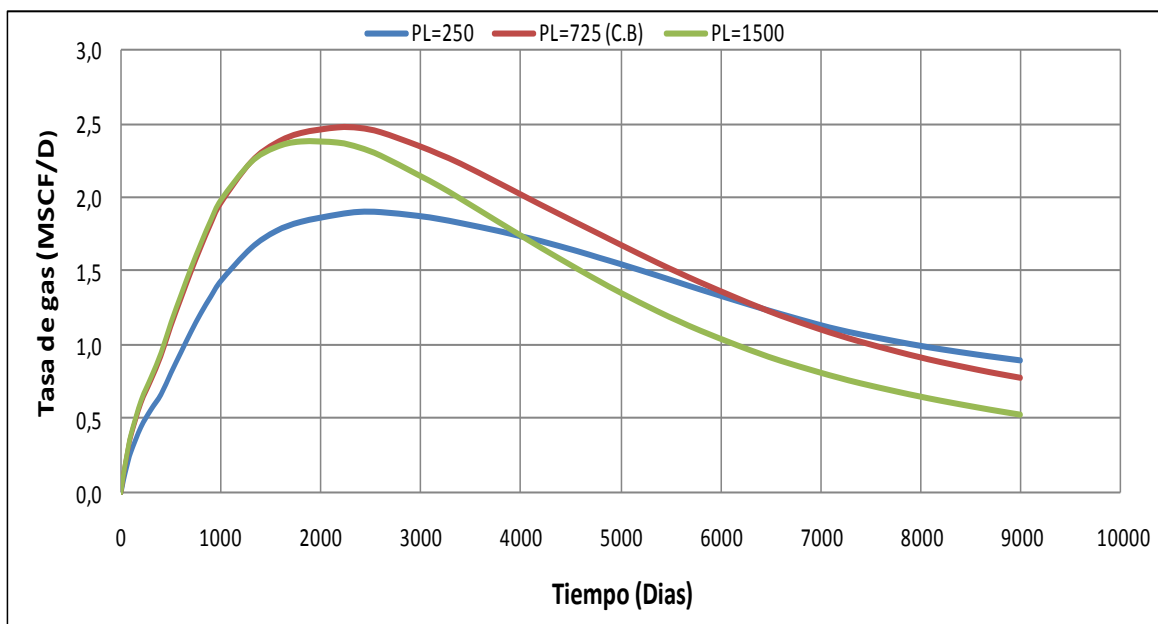


Fuente: Los Autores

La sensibilidad del volumen de Langmuir afecta las curvas de la isoterma en su forma, al aumentar el V_L las curvas toman una mayor concavidad. Se puede observar a la presión inicial del yacimiento (1500 Psi), los incrementos que se generan en la capacidad de almacenaje a medida que aumenta el volumen de Langmuir.

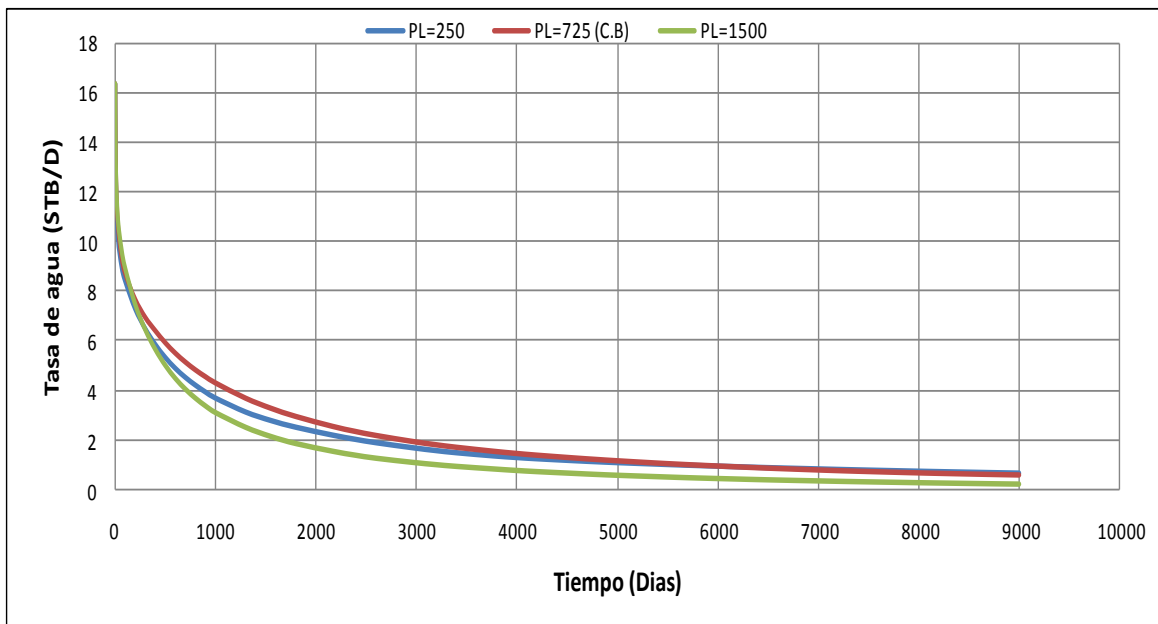
En las Figuras 41 y 43 se muestra el efecto de las variables de Langmuir en la tasas de producción de gas. La variable de Langmuir que es más sensible y que causa una mayor variación en la producción es el volumen de Langmuir. El efecto causado por la presión de Langmuir en el rango de 250psi a 725 psi depende y está directamente relacionado con la presión inicial en el yacimiento.

FIGURA 41. Efecto de la variación de la Presión de Langmuir en la tasa de producción de Gas.



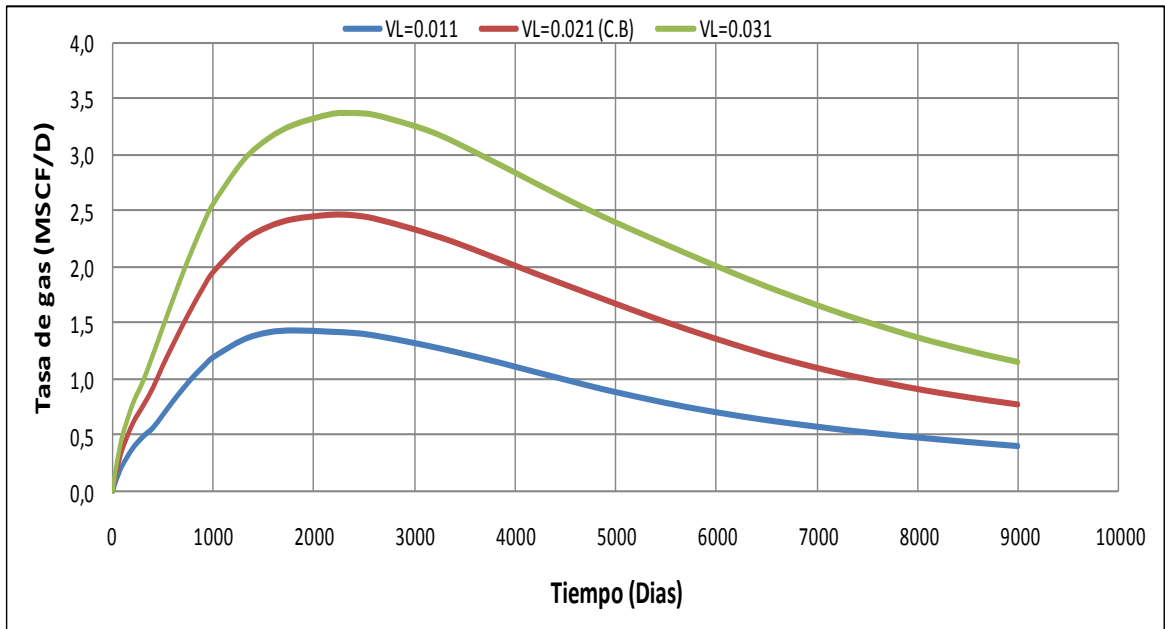
Fuente: Eclipse

FIGURA 42. Efecto de la variación de la Presión de Langmuir en la tasa de producción de Agua.



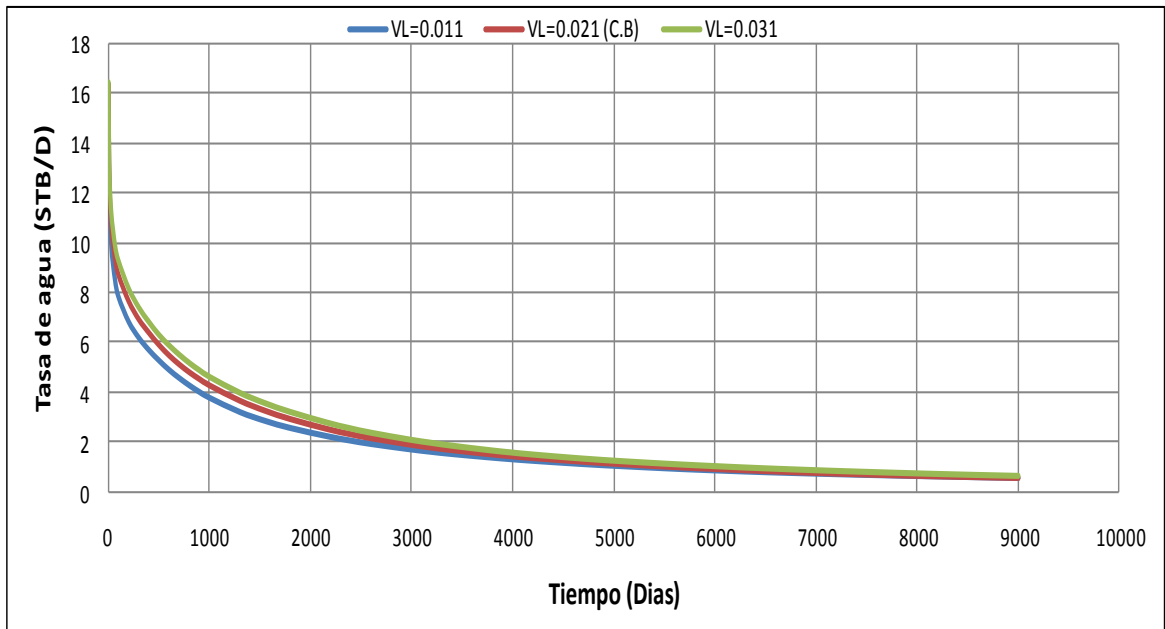
Fuente: Eclipse

FIGURA 43. Efecto de la variación del volumen de Langmuir en la tasa de producción de Gas.



Fuente: Eclipse

FIGURA 44. Efecto de la variación del volumen de Langmuir en la tasa de producción de Agua.



Fuente: Eclipse

En cuanto pueda llegar a caer la presión por debajo de la presión de saturación se da la desorción de gas. Las Figuras 42 y 44 no muestran cambios significativos en la tasas de producción de agua.

Con el volumen de Langmuir en aumento, se incrementa el contenido de gas, a una mayor acumulación de gas efectuado en la matriz causa una mayor desorción gas, debido a este hecho se da una mayor producción en la tasa de gas.

3.10 POROSIDAD DE MATRIZ (Φ_M)

Al aumentar el valor de la porosidad de matriz aumenta el volumen del poro y el gas de superficie (que es el volumen adsorbido más el gas libre en la matriz de poros) y disminuye el volumen de grano, donde el gas es absorbido.

Si la porosidad matriz es mayor, el volumen de gas aumenta. En los modelos de GAC se asume de que el 99% del gas es absorbido posteriormente se desorbe y por último se produce. La Figura 45 muestra como los valores de gas van incrementando con el aumento de la porosidad de matriz de 0,0001 a 0,02.

La razón de este aumento en la tasa de producción de gas es el resultado de que el aumento en la porosidad de matriz incrementa el OGIP, lo que significa que el simulador asume que el volumen de gas adsorbido aumenta en los poros de la matriz. Los resultados arrojados en el archivo .PRT comprueban los cálculos en la

(Ecuación 17) Utilizada por el simulador Eclipse para calcular el gas original.

Tabla 6. Resultados de gas original insitu.

POROSIDAD DE MATRIZ	POROSIDAD DE FRACTURA	OGIP CALULADO POR EL SIMULADOR	CONTENIDO DE GAS INICIAL	CALCULOS POR ECUACION
0,0001	0,005	449	0,014452	452,8
0,001	0,005	4493	0,014452	4528,1
0,005	0,005	22463	0,014452	22640,4
0,01	0,005	44927	0,014452	45280,8
0,02	0,005	89854	0,014452	90561,5

$$OGIP = A * H_{NETO} * C_{gi} * (1 - \phi_{FRAC}) * \phi_{MATRIZ} \quad Mscf \quad (17)$$

Donde,

A – AREA [Ft²]

H_{NETO} – ESPESOR NETO DE CARBÓN [Ft]

C_{gi} –CONTENIDO INICIAL DE GAS [Mscf/Ft³]

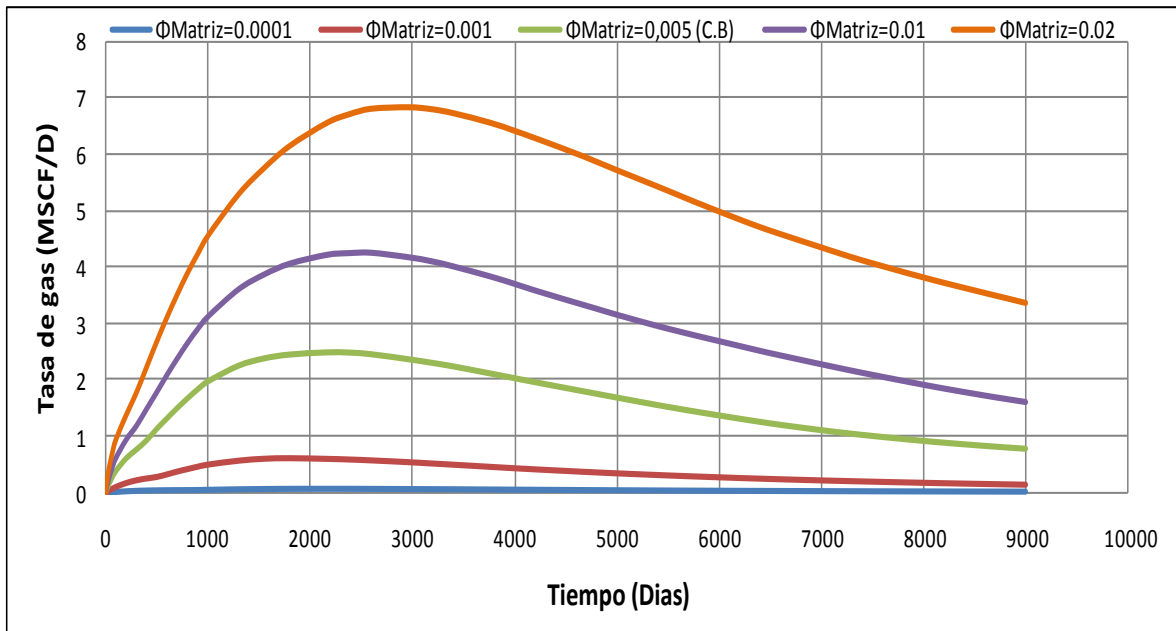
φ_F –POROSIDAD DE FRACTURA

φ_M –POROSIDAD DE MATRIZ

La ecuación desprecia los efectos de la presión, por eso los resultados calculados en comparación con los resultados del archivo .PRT no son exactamente iguales.

Se puede afirmar que cuando se emplea el modelo de GAC cualquier líquido, agua o gas en la porosidad de matriz inicialmente no fluye; sin embargo se comprueba que si almacena una mayor cantidad de gas con el incremento de la porosidad de matriz.

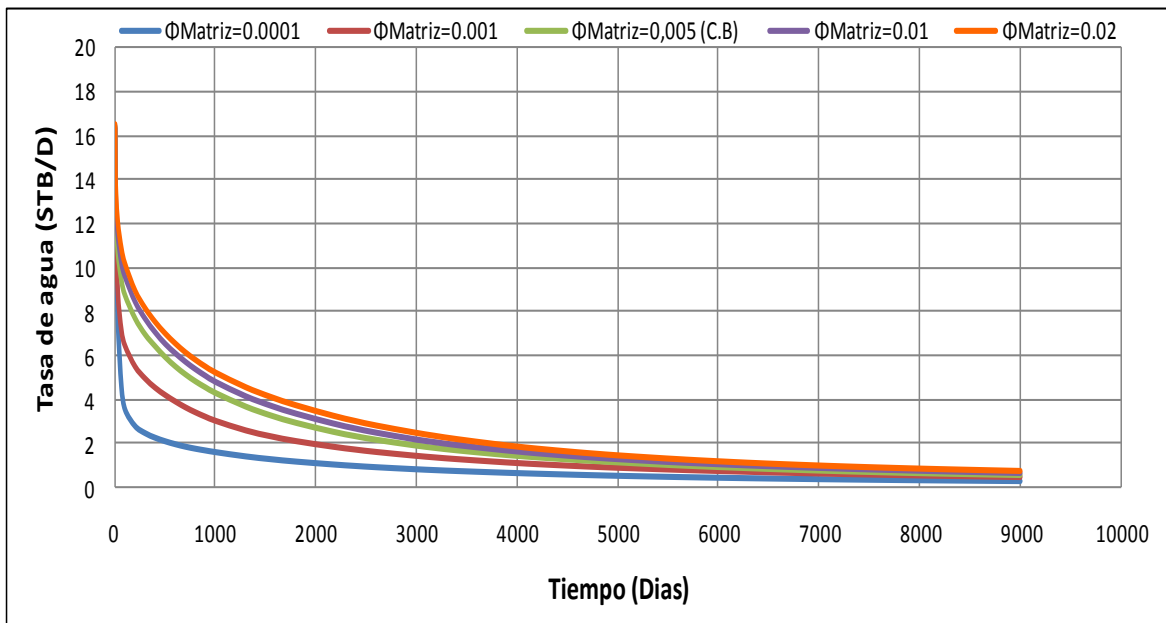
FIGURA 45. Efecto de la porosidad de Matriz en el comportamiento de la tasa de producción de gas



Fuente: Eclipse

La Figura 46 muestra que la tasa de producción de agua no es tan sensible a los cambios en la porosidad de la matriz, lo más probable porque no hay agua almacenada o enviada hacia los poros de la matriz.

FIGURA 46. Efecto de la porosidad de Matriz en el comportamiento de la tasa de producción de agua



Fuente: Simulador Eclipse

3.11 POROSIDAD DE FRACTURA (Φ_f)

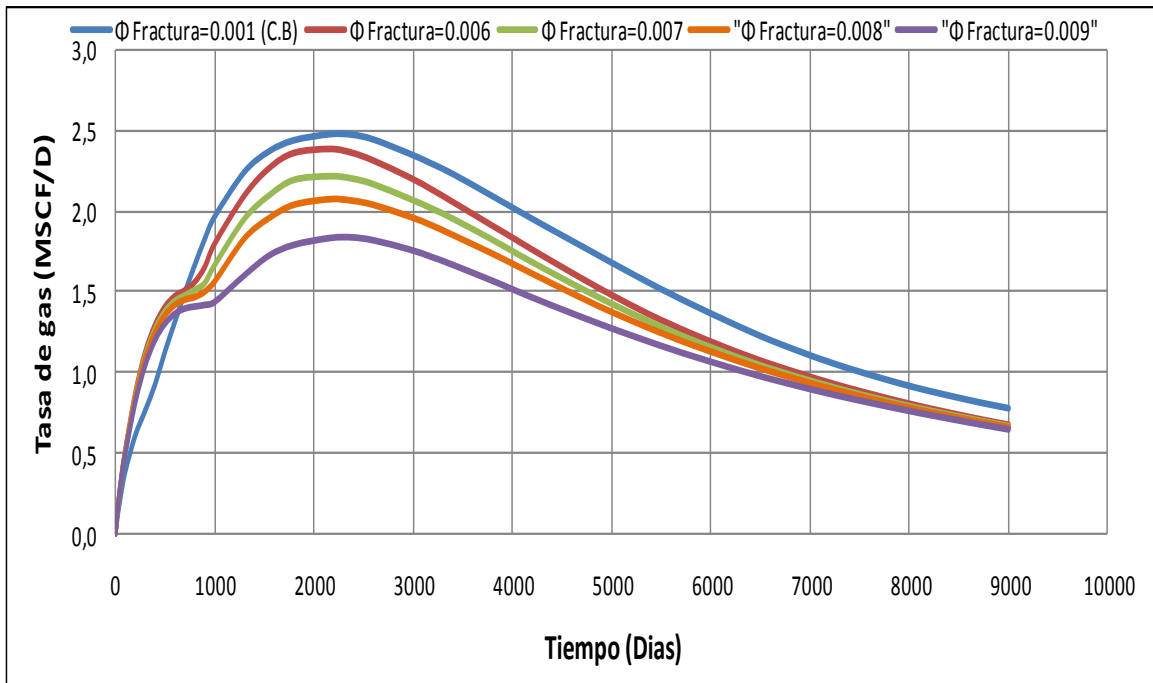
La porosidad utilizada en el simulador es la relación entre el volumen de las fracturas con el volumen total del yacimiento. Las fracturas no se utilizan como almacenamiento de gas libre en este modelo, sino que constituyen un importante sitio de almacenamiento de agua.

Así que el sistema de fracturas de porosidad tiene un efecto significativo sobre la capacidad de caudal de un yacimiento de carbón.

Las variaciones en la porosidad de fractura dentro de un rango de 0,001 a 0,009 fueron simuladas para el caso base, en el que se supone es completamente saturado con agua. Para una porosidad del carbón mayor de 0,001 el pico que representa la tasa del gas fue mayor, mientras que para la porosidad del carbón

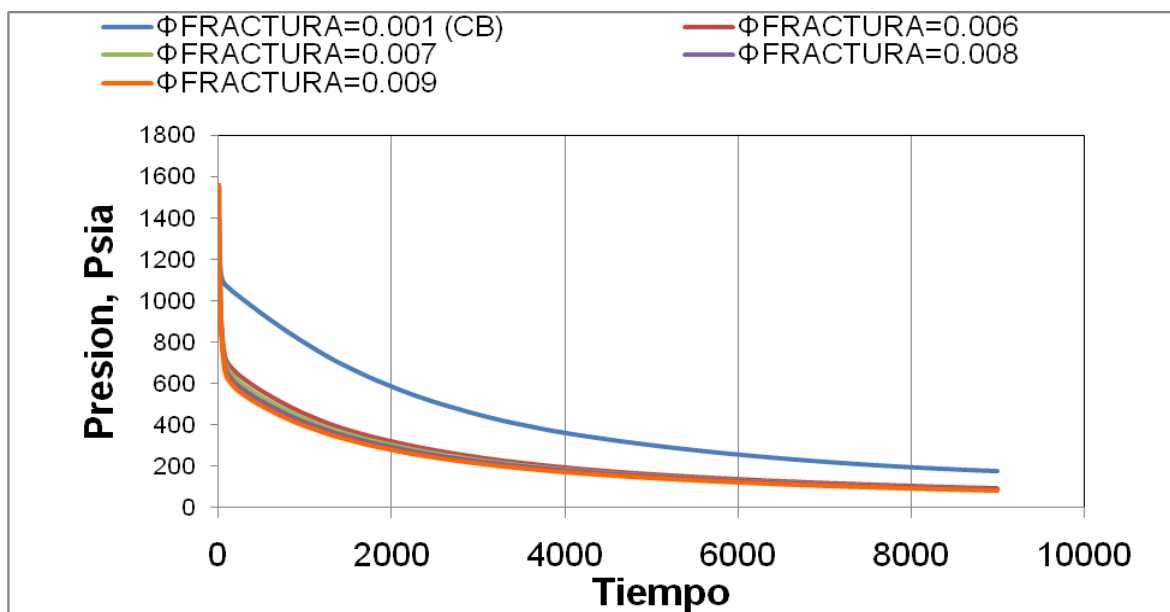
mayor de 0,005 se considera que su disminución de la cantidad de gas es limitada debido a que se genera una menor caída de presión (Figura 47 y Figura 48).

FIGURA 47. Efecto de la porosidad de Matriz en el comportamiento de la tasa De producción de Gas



FUENTE: Simulador Eclipse

FIGURA 48. Efecto de la porosidad de Matriz en el comportamiento de la Presión



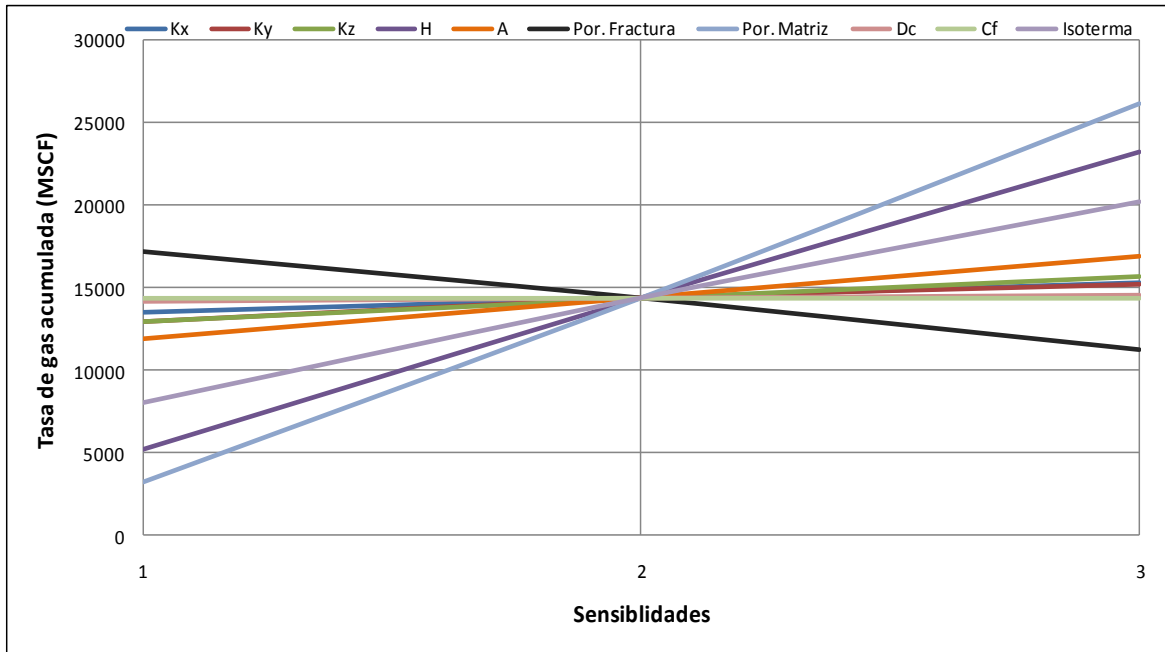
FUENTE: Simulador Eclipse

3.12 MODELO TELARAÑA PARA UN YACIMIENTO GAC

El modelo telaraña, cuyo nombre proviene de la forma en que lucen los diagramas generados, es uno de los modelos mas simples y dinamico con los que trabajan la oferta, la demanda y los precios en economia. El modelo de la telaraña fue desarrollado por el húngaro Nicholas Kaldor. En este tipo de modelo todas las cantidades del producto que se van a ofrecer en el mercado, están en función de la misma variable, el precio del mismo, en el periodo inmediatamente anterior.

En este estudio de sensibilidad de parámetros de un yacimiento de GAC, hemos aplicado este tipo de modelo para evaluar el impacto directo que tiene cada uno de los parámetros sobre una misma variable, la tasa de producción de gas acumulada. Para esto, se graficaron tres datos de sensibilidad, para cada uno de los parametros, contra la tasa de produccion de gas acumulada.

FIGURA 49. Modelo telaraña para un yacimiento de GAC



FUENTE: Los autores

El modelo telaraña de la Figura 49 muestra que la mayoría de parámetros (permeabilidades de fractura, espesor, area, entre otros) impactan de una forma positiva la tasa acumulada de gas, es decir, al aumentar estos aumenta también la tasa acumulada de gas; por lo que las rectas de estos parámetros tienen una pendiente positiva. Sin embargo, la porosidad de fractura y la compresibilidad de la formación tienen un impacto negativo sobre la tasa de gas acumulada, ya que al aumentar estos la tasa acumulada de gas disminuye; por lo que las rectas de estos dos parámetros tienen una pendiente negativa.

El grado de inclinación de la recta de cada parámetro representa que tan sensitivo es este. En este modelo telaraña se observa que los parámetros más sensitivos en la producción de un yacimiento de mantos de carbón, es decir, los que producen un mayor aumento en la tasa de gas acumulada son la porosidad de matriz, la isoterma de adsorción de Langmuir y el espesor neto del manto.

Esto era de esperarse, ya que estos tres parametros tienen relacion directa con la cantidad de gas que puede adsorber y almacenar un carbón. Por otra parte, el parametro que mas causa disminucion en la tasa acumulada de gas es la porosidad de fractura. El resto de los parametros no son tan sensitivos pero tambien afectan la produccion acumulada de gas.

CONCLUSIONES

- Las variaciones en la permeabilidad de matriz no afecta las tasas de producción de gas y agua, ya que el flujo de la matriz al sistema de fractura es un proceso difusivo. Por lo tanto, la permeabilidad y las curvas de permeabilidad relativa de la matriz definidas en el simulador ECLIPSE son redundantes y no se utilizan realmente para los cálculos.
- El aumento de la permeabilidad del sistema de fracturas en todas sus direcciones (X, Y y Z) aumenta las tasas de producción de gas y agua, y esto se debe simplemente a que el sistema de fracturas es el principal conducto para el flujo en los yacimientos de mantos de carbón.
- El aumento del espesor del manto de carbón y del área del yacimiento producen un incremento en las tasas de producción de gas. Esto simplemente se debe a que al aumentar estos dos parámetros también aumenta la cantidad original de gas in place del yacimiento.
- El incremento de la compresibilidad de la formación en los yacimientos de GAC disminuye las tasas de producción de gas y aumentan las tasas de agua. Esto se debe a que al aumentar las compresibilidades disminuye la permeabilidad del yacimiento debido el cierre de los sistemas de fracturas y por lo tanto las tasas de gas disminuyen. Al mismo tiempo, las altas compresibilidades reducen la saturación de agua, debido a la deshidratación del yacimiento, lo que causa el aumento de la tasas de producción de agua.

- El coeficiente de difusión controla el proceso de difusión en los yacimientos de GAC y un pequeño aumento de este, aumenta la rapidez con que se lleva a cabo el proceso de difusión en el carbón. Esto origina dos cosas, en primer lugar que el pico máximo en la producción de gas se alcance de forma más temprana, y en segundo lugar, que se alcance una tasa pico de producción de gas más alta.
- El aumento en el volumen de Langmuir incrementa la capacidad de almacenamiento de un determinado carbón, y por lo tanto aumenta las tasas de producción de gas. Mientras que el aumento de la presión de Langmuir disminuye el volumen de gas almacenado y la producción de gas.
- Los parámetros más sensitivos, que al aumentar causan un mayor incremento en las tasas de producción de gas en un yacimiento de GAC son la porosidad de matriz, el espesor y la isoterma de Langmuir (V_L y P_L). Esto se debe a que estos tres parámetros están estrechamente relacionados con la cantidad de gas que puede adsorber y almacenar un manto de carbón.
- El aumento de la porosidad de matriz en los yacimientos de GAC aumenta las tasas de producción de gas. Esto se debe a que al haber un mayor valor porosidad en la matriz habrá un incremento en el volumen de microporos y por lo tanto, una mayor cantidad de gas puede ser absorbido y posteriormente producido.
- El aumento de la porosidad de fractura en los yacimientos de GAC para valores mayores o iguales a la porosidad de matriz se generan caídas de presión bajas en la fractura, disminuyendo las tasas de producción de gas y aumentando las tasas de producción de agua.

- El comportamiento de producción de ambos simuladores en los que se corrió el caso base (ECLIPSE y GEM) fue prácticamente el mismo. Sin embargo, para ser coherentes, hay que tener especial cuidado con los datos de entrada para los parámetros de difusión en cada simulador. Ya que uno de ellos pide el factor de forma y el coeficiente de difusión (ECLIPSE), mientras que el otro pide el tiempo de sorción (GEM).
- La caracterización de los diferentes parámetros que tienen mayor incidencia en el flujo de fluidos en el medio poroso un yacimiento de GAC resulta de vital importancia para el análisis y el éxito de cualquier proyecto, ya que se logra construir un modelo del yacimiento lo más realista posible, el cual disminuye la incertidumbre generada en la simulación al momento de predecir las tasas de producción de agua y gas.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda analizar el efecto de la permeabilidad efectiva en las ecuaciones internas del simulador ECLIPSE. Ya que estas pueden estar afectando el comportamiento de producción del yacimiento cuando la porosidad de fractura es igual a la porosidad de matriz.
- Se debería realizar un estudio posterior donde se analice el doble pico que se genera en las tasas de producción de gas al sensibilizar las porosidades de fractura en valores mayores a la porosidad de matriz en el simulador eclipse.
- Realizar un estudio posterior de viabilidad económica de un proyecto de GAC, donde se tengan en cuenta la variación de los parámetros sobre las tasas de producción.

BIBLIOGRAFÍA

1. AMINIAN, K. Coalbed Methane - Fundamental Concepts. Petroleum & Natural Gas Engineering Department, West Virginia University.
2. AMINIAN, K. Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs. Petroleum & Natural Gas Engineering Department, West Virginia University.
3. CERVIK, J.: "Behavior of Coal-Gas Reservoir," Paper SPE 1973.
4. COATS, K. H.: "Implicit Compositional Simulation of Single-Porosity and Dual-Porosity Reservoirs," Paper SPE 18427.
5. CORREA GUTIEERREZ, Tomás Felipe., OSORIO, Nelson., y RESTREPO, Dora Patricia. Yacimientos No Convencionales de Gas Natural. Universidad Nacional de Colombia. Junio, 2009.
6. ECLIPSE Technical Description Manual. "Coalbed Methane Model". Schlumberger, 2005.
7. GUO, Xiao., DU, Zhimin., and SHILUN, Li: "Computer Modeling and Simulation of Coal bed Methane Reservoir," Paper SPE 84815.
8. ROGERS, R., RAMURTHY, M., RODVELT, G., and MULLEN, M. Coalbed Methane: Principles and Practices. Halliburton, 2007.
9. HOWER, T.L.: "Coalbed Methane Reservoir Simulation: An Evolving Science," Paper SPE 84424.

10. JALALI, Jalal. A Coalbed Methane Simulator Designed for the Independent Producers. Thesis of Master of Science. West Virginia University, 2004.
11. JOCHEN, V.A. *et al.*: "Determining Permeability in Coalbed Methane Reservoirs," Paper SPE 28584.
12. KARIMI, Kaveh. Coalbed Methane Reservoir Simulation Studies. Thesis of Master of Engineering. University of New South Wales, 2005.
13. KOHLER, Timothy E. and ERTEKIN, Turgay: "Modeling of Undersaturated Coal Seam Gas Reservoirs," Paper SPE 29578.
14. LIM, K.T. and AZIZ, K.: "Matrix-fracture Transfer Shape Factors for Dual-Porosity Simulators," Journal of Petroleum Science and Engineering (1995) 169-178.
15. MAHENDRA, Sumil K. Pressure Transient Testing in Coalbed Methane Reservoirs. Thesis of Master of Science. Texas Tech University, 1997.
16. MORA, Carlos A. Comparison of Computation Methods for CBM Production Performance. Thesis Master of Science. Texas A&M University, 2007.
17. MORA, C.A. and WATTERBARGER, R.A.: "Analyst and Verification of Dual Porosity and CBM Shape Factors," Paper CIPC 2006-139, presented at Canadian International Petroleum Conference.
18. OKEKE, Amarachukwu. Sensitivity Analysis of Modeling Parameters That Affect the Dual Peaking Behavior in Coalbed Methane Reservoirs. Thesis of Master of Science. Texas A&M University, 2005.

- 19.OILFIELD REVIEW.: “Producción de Gas Natural a Partir del Carbón”. Pag. 8-33. 2004.
- 20.OILFIELD REVIEW.: “Metano en capas de Carbón: Energía Limpia Para el Mundo”. Pag. 4-15. 2009
- 21.ORTEGA, Jorge.: “Reservorios de Coalbed Methane (CBM)”. Paper Universidad Nacional de Cuyo.
- 22.SEIDLE, J.P. and ARRI, L.E.: “Use of Conventional Reservoir Models for Coalbed Methane Simulation,” Paper SPE 21599.
- 23.WARREN, J.E. and ROOT, P. J.: “The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs,” Paper SPE 426.

ANEXOS

ANEXO A. ARCHIVO DATA CASO BASE ECLIPSE

RUNSPEC

TITLE

ANALISIS Y SENSIBILIDAD DE PARAMETROS DE UN YACIMIENTO DE GAC

DIMENS

21 21 6/

DUALPORO

WATER

GAS

FIELD

COAL

EQLDIMS

1 100 2 1 20/

TABDIMS

1 1 30 30 3 5/

REGDIMS

3 1 0 0 0/

WELLDIMS

2 13 1 2/

START

26 'JAN' 2000/

NSTACK

50/

FMTOUT

FMTIN

UNIFOUT

GRID

INIT
PORO
1323*0.005 1323*0.001 /
PERMX
1323*0.0001 1323*100 /
PERMY
1323*0.0001 1323*50 /
PERMZ
1323*0.0001 1323*7/
EQUALS
'DX' 88.89342392
/
'DY' 88.89342392
/
'DZ' 30
/
'DIFFMMF' 1.0 /
/
RPTGRID
'DX' 'DY' 'DZ' 'PERMX' 'PERMY' 'PERMZ' 'MULTX'
'MULTY' 'MULTZ' 'PORO' 'NTG' 'TOPS' 'PORV'
'DEPTH' 'MULTX' 'MULTY' 'MULTZ' 'KOVERD' /
SIGMA
6900 /
TOPS
441*3280/

PROPS

DIFFCOAL

0.0000004153 /

LANGMUIR

0	0.000000
200	0.004541
400	0.007467
600	0.009509
800	0.011016
1000	0.012174
1200	0.013091
1400	0.013835
1600	0.014452
1800	0.014970
2000	0.015413
2200	0.015795
2400	0.016128
2600	0.016421
2800	0.016681
3000	0.016913
3200	0.017121
3400	0.017309
3600	0.017480
3800	0.017635
4000	0.017778
4200	0.017909
4400	0.018029
4600	0.018141
4800	0.018244
5000	0.018341

5200	0.018430	
5400	0.018514	
5600	0.018593	
5800	0.018667	
SWFN		
0	0	0
0.05	0.0006	0
0.1	0.0013	0
0.15	0.002	0
0.2	0.007	0
0.25	0.015	0
0.3	0.024	0
0.35	0.035	0
0.4	0.049	0
0.45	0.067	0
0.5	0.088	0
0.55	0.116	0
0.6	0.154	0
0.65	0.2	0
0.7	0.251	0
0.75	0.312	0
0.8	0.392	0
0.85	0.49	0
0.9	0.601	0
0.95	0.731	0
0.975	0.814	0
1	1	0
/		

SGFN

0	0	0
0.05	0.0035	0
0.1	0.007	0
0.15	0.018	0
0.2	0.033	0
0.25	0.051	0
0.3	0.07	0
0.35	0.09	0
0.4	0.118	0
0.45	0.147	0
0.5	0.18	0
0.55	0.216	0
0.6	0.253	0
0.65	0.295	0
0.7	0.342	0
0.75	0.401	0
0.8	0.466	0
0.85	0.537	0
0.9	0.627	0
0.95	0.72	0
0.975	0.835	0
1	1	0

/

PVTW

.0000000 1.00000 3.03E-06 .50000 0.00E-01 /

PVDG

20 132.374235 0.00675567
30 86.589735880.006908283
50 49.938741260.007204759
100 22.506995680.007906865
150 13.524678320.008574425
200 9.2047157540.009226712
250 6.7742778230.009869773
450 3.4345196450.011875997
500 3.1214420850.012224541
700 2.2803292470.013544612
900 1.7547668240.015078052
1100 1.40164832 0.016989857
1300 1.1645964220.01918504
1500 1.0076916280.021378467
/

ROCK

1000 .30E-05 /

GRAVITY

1* 1 0.55/

RPTPROPS

'SOF2' 'SWFN' 'SGFN' 'PVTO'
'PVTW' 'PVTG' 'DENSITY' 'ROCK' 'DIFFC'
'LANGMUIR' /

REGIONS

EQUALS

'FIPNUM' 1 1 21 1 21 1 1 /

'FIPNUM' 2 1 21 1 21 2 2 /

'FIPNUM' 3 1 21 1 21 3 3 /

'FIPNUM' 1 1 21 1 21 4 4 /

'FIPNUM' 2 1 21 1 21 5 5 /

'FIPNUM' 3 1 21 1 21 6 6 /

/

SOLUTION

EQUIL

3280 1500 3200 6*/

RPTSOL

'PRES' 'SWAT' 'SGAS' 'FIP=2' 'EQUIL' 'GASCONC' /

SUMMARY

FPR

FGPR

FWPR

FCGC

FGPT

RWPR

1 2 3/

RWPT

1 2 3/

RGPR

1 2 3/

RGPT

1 2 3/

RUNSUM

SEPARATE

SCHEDULE

RPTSCHED

'PRES' 'SWAT' 'SGAS' 'RESTART=2' 'FIP=2'

'WELLS=2' 'CPU=2' 'NEWTON=2' /

WELSPECS

'PROD' 'G' 15 15 3400 'GAS' /

/

COMPDAT

'PROD' 15 15 4 6 3* 0.2 3* 'Z' /

/

WCONPROD

'PROD' 'OPEN' 'GRAT' 2* 1000 2* 30 2* /

/

TSTEP

1.0 9.0 90.0 9*100 10*800

/

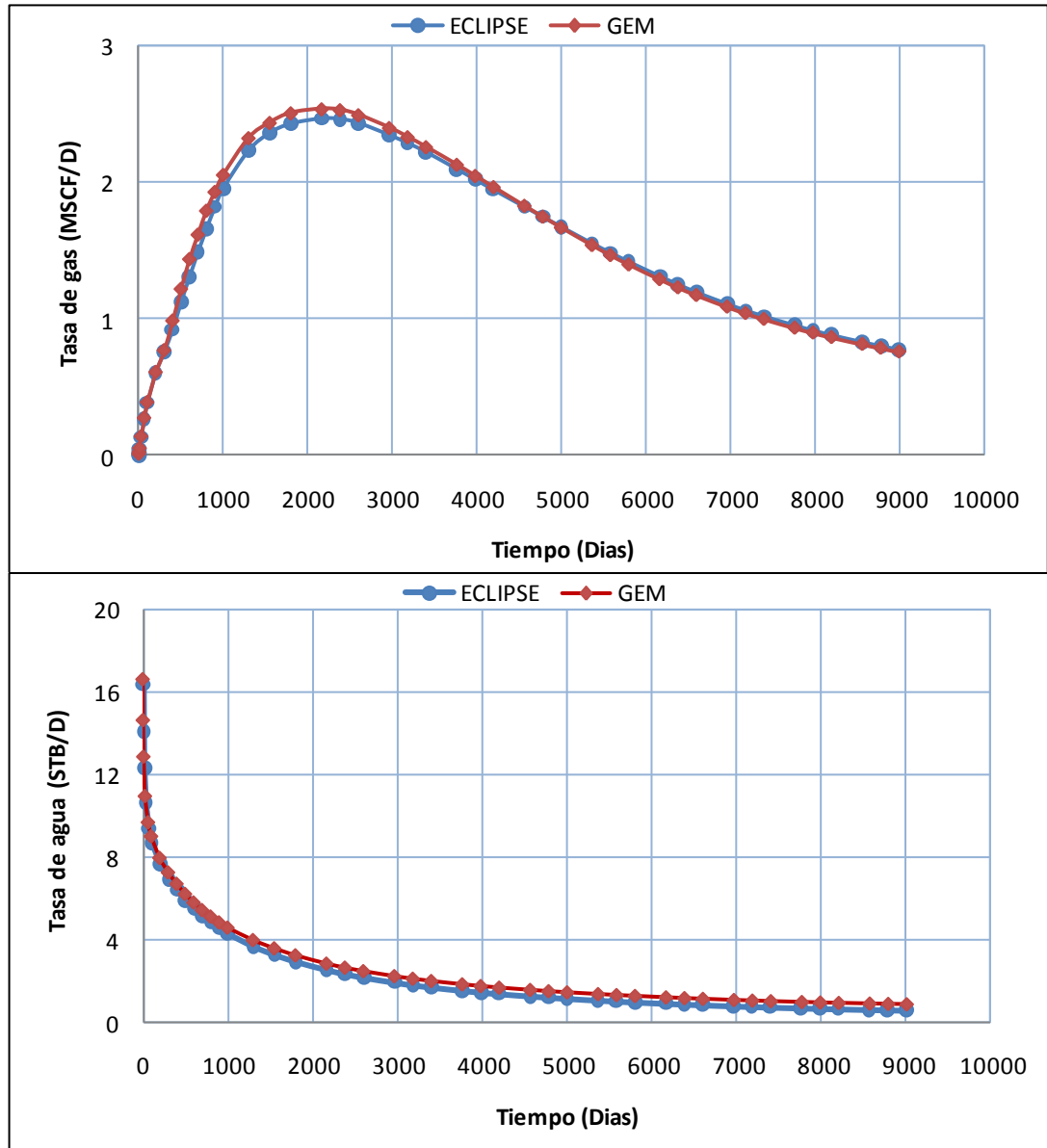
END

**ANEXO B. Tabla Comparativa De Los Parámetros De Simulación Utilizados
Para Un Modelo De Gac Entre Los Simuladores Gem Y Eclipse**

Parámetro	Valor	GEM	ECLIPSE
Área, Acres	80	✓	✓
Espesor, ft	30	✓	✓
Presión inicial, psi	1500	✓	✓
Porosidad de fractura	0,001	✓	✓
Densidad del carbón, lb/ft ³	89	✓	✓
Permeabilidad de Matriz, mD	0,0001	✓	✓
Permeabilidad de Fractura, mD	100 dirección x 50 dirección y 7 dirección z	✓	✓
Presión de Langmuir, psi	725	✓	✓
Volumen de Langmuir		0,2268 g/mol/lb	0,021 Mscf/ft ³
Tiempo de Sorción, días		350	
Coefficiente de difusividad, ft ² /d			4,153 e -7
Sigma, ft ²			6900
Porosidad de Matriz	0,005	✓	✓
Porosidad de fractura	0,001	✓	✓
Compresibilidad de la formación	3 e-6	✓	✓

FUENTE: Los autores

ANEXO C. Figuras De El Efecto Del Comportamiento En La Tasa Producción De Gas Y Agua En Caso Base Simulado Por Gem Y Eclipse.



FUENTE: Los autores