

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIA
PARA YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN
EMPLEANDO UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

LUZ ADRIANA RUEDA GUARÍN

MÓNICA MARIA MENDIVELSO CARRILLO

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

2011

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIA
PARA YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN
EMPLEANDO UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**LUZ ADRIANA RUEDA GUARÍN
MÓNICA MARIA MENDIVELSO CARRILLO**

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

**DIRECTOR
WILLIAM NAVARRO GARCÍA
Ingeniero de Petróleos**

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

2011

AGRADECIMIENTOS

A Dios por ser nuestra guía en todos los proyectos que hemos emprendido a lo largo de nuestra vida.

A Ingeniero William Navarro García por su orientación y apoyo brindado durante todo el desarrollo de este proyecto, su valiosa colaboración fue fundamental para cumplir a cabalidad con todos los objetivos planteados.

A la Universidad Industrial de Santander por ser el instrumento de formación académica, a todo el cuerpo docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por compartir con nosotros sus conocimientos y experiencias.

A nuestra familia por su apoyo incondicional gracias a la cual pudimos cumplir nuestra meta de obtener una carrera universitaria.

DEDICATORIA

A Dios por siempre estar presente en mi vida, dirigiendo todas las decisiones que tomo y brindándome fortaleza, felicidad y amor.

A mis papitos Adela y Angel quienes siempre me apoyaron incondicionalmente en todos los proyectos que quise emprender en mi vida, por formarme como persona inculcándome los valores y mostrándome el camino correcto por donde debo andar, y por la oportunidad que me brindaron de estudiar una carrera profesional.

A mi hermanito Jesús David por brindarme siempre una sonrisa y un abrazo cuando más lo necesitaba. A mi hermano Migue por siempre estar presente y acompañarme en mi vida y en los primeros años de mi carrera.

A mi abuelita Zoila, mis tías Bety y Martha y a mi prima Yoly por siempre apoyarme, ayudarme y estar pendiente de mí.

A mis amigos que hicieron de mi paso por la Universidad una etapa inolvidable en mi vida.

Luz Adriana Rueda Guarín

DEDICATORIA

A Dios y a la Virgen por ser mis guías, mi apoyo; quienes me han llenado de sabiduría y fortaleza para culminar de manera exitosa esta etapa de mi vida.

A mi Mamá, por ser esa madre maravillosa, comprensiva, amorosa y la persona más importante de mi vida, quien gracias a su tenacidad, esfuerzo y dedicación me sacó adelante. Sin su apoyo no hubiera podido hacer realidad mi sueño.

A mi Tía Luz, quién ha hecho parte importante de mi vida, ha estado ahí en los momentos que más la he necesitado desde que tengo uso de razón. Por ser esa hermosa personita que siempre me ha brindado su apoyo.

A mi primo Cristian que ha sido el hermano que no tuve.

A mis tíos Antonio y Alida quienes siempre han estado pendientes de mi, de mi estudio y me han brindado su apoyo incondicional. A mi abuelita y a mis tías Esperanza y Alba, las cuales con sus oraciones me han dado la fortaleza necesaria para culminar esta meta propuesta.

A mis amigos, especialmente Miguel Ángel, Felipe Leidy y Yas por estar siempre a mi lado y enseñarme el significado de la palabra amistad.

Monica María Mendivelso Carrillo

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN.	20
1.1. FORMACIÓN DE YACIMIENTOS GAC	20
1.1.1 Rango del Carbón	21
1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS GAC.....	24
1.3 COMPARACIÓN ENTRE YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y GAC.	26
1.4 PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN.....	27
1.4.1 Porosidad de los yacimientos de GAC.	28
1.4.2 Permeabilidad en yacimientos GAC.....	29
1.4.3 Permeabilidad relativa.	30
1.5 MECANISMOS DE TRANSPORTE.....	31
1.5.1 Desorción	32
1.5.2 Difusión.....	32
1.5.3 Flujo Darcy en el sistema de fracturado	33
1.6 ALMACENAMIENTO DEL GAS.....	34
1.6.1 La isoterma de Langmuir	35
2. MODELAMIENTO NÚMÉRICO DE YACIMIENTOS GAC	40
2.1 MODELO DE DOBLE POROSIDAD	40
2.1.1 Tiempo de sorción (τ).....	42
2.1.2 Factor de forma (σ)	44
3. CALCULO DEL GOES MEDIANTE EL BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS GAC	46
3.1 ECUACIÓN DE SCHILTHUIS	47
3.2 ECUACIÓN DE GERSON PEÑUELA Y ANIBAL ORDOÑEZ.....	48
3.2.1 Ecuación generalizada para yacimientos saturados	49
3.2.1.1 Evaluación de la ecuación generalizada para yacimientos saturado .	50
3.2.1.2 Ecuación generalizada para yacimientos inicialmente subsaturado .	51

3.2.1.2 Evaluación de la ecuación generalizada para yacimientos subsaturados	52
3.3 ECUACIÓN DE JENSEN & SMITH.....	53
3.3.1 Evaluación de la ecuación de Jensen & Smith	54
3.4 ECUACIÓN DE MOGHADAM, JEJE Y MATTAR.....	55
3.4.1 Evaluación de la ecuación de Moghadam, Jeje y Mattar	56
3.5 ECUACIÓN DE KING.....	57
3.5.1 Evaluación de la ecuación de King.	58
3.6 ECUACIÓN DE SEIDLE.....	59
3.6.1 Evaluación de la ecuación de Seidle.....	60
3.7 ECUACIÓN DE AHMED et al.....	60
3.7.1 Evaluación de la ecuación de Ahmed et al.	61
4. MODELO DE SIMULACIÓN.....	62
4.1 Resultados modelo de simulación	69
5. EVALUACIÓN DE LAS ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN	74
5.1 EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN DE KING.....	77
5.2 ECUACIÓN DE AHMED et al.....	78
5.3 EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN DE JENSEN & SMITH.....	80
5.4 EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN DE PEÑUELA Y ORDOÑEZ.	82
5.5 EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN DE SEIDLE.....	85
5.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	87
CONCLUSIONES	91
RECOMENDACIONES.....	93
ANEXOS.....	94
BIBLIOGRAFÍA	137
NOMENCLATURA	139

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del proceso de Carbonificación.....	21
Figura 2. Generación del gas en función del rango del carbón.....	23
Figura 3. Producción Yacimiento GAC.....	25
Figura 4. Sistema de doble porosidad.....	28
Figura 5. Fracturas naturales en el carbón.....	30
Figura 6. Movimientos del gas en yacimientos GAC.....	31
Figura 7. Mecanismo de almacenamiento de gas en mantos de carbón.....	35
Figura 8. Isotherma de adsorción de Langmuir.....	39
Figura 9. Esquema de la tasa de flujo de la matriz al sistema de fracturas.....	41
Figura 10. Idealización de un yacimiento de doble porosidad.....	42
Figura 11. Factores de forma de acuerdo con diferentes autores.....	45
Figura 12. Gráfica de análisis de la ecuación generalizada de yacimientos inicialmente saturados.....	50
Figura 13. Gráfica de análisis de la ecuación generalizada de yacimientos inicialmente saturados.....	52
Figura 14. Gráfica de análisis de la ecuación de Jensen y Smith.....	54
Figura 15. Grid del Modelo Conceptual de Simulación.....	62
Figura 16. Ubicación De Los Pozos.....	64
Figura 17. Curvas de Permeabilidad Relativa.....	65
Figura 18. Isotherma de Desorción.....	66
Figura 19. Gas Producido Total del Yacimiento.....	70
Figura 20. Agua Producida Total del Yacimiento.....	71
Figura 21. Comportamiento de la Presión del Yacimiento.....	71
Figura 22. Caudal Diario de Producción de Gas en el Yacimiento.....	72
Figura 23. Caudal Diario de Producción de Agua en el Yacimiento.....	72
Figura 24. Producción de agua y gas del productor 1 del modelo.....	73

Figura 25. Correlación Factor Volumétrico de Formación del Gas.....	76
Figura 26. Correlación Factor de Compresibilidad (Z).....	76
Figura 27. Evaluación Ecuación de King.....	78
Figura 28. Evaluación Ecuación de Ahmed et al.....	80
Figura 29. Evaluación Ecuación Jensen & Smith.....	82
Figura 30. Linealización Ecuación Peñuela y Ordoñez.....	85
Figura 31. Linealización Ecuación de Seidle.....	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Rango del carbón.....	22
Tabla 2. Comparación entre yacimientos convencionales y GAC.....	26
Tabla 3. Coordenadas y Fechas de los Pozos.....	63
Tabla 4. Propiedades PVT.....	67
Tabla 5. Parámetros de entrada para el modelo conceptual de CBM.....	68
Tabla 6. Datos de producción para la evaluación de las ecuaciones.....	74
Tabla 7. Propiedades del yacimiento para la evaluación de las ecuaciones.....	75
Tabla 8. Datos evaluación de la ecuación de King.....	77
Tabla 9. Datos evaluación ecuación Ahmed et al.....	79
Tabla 10. Datos Evaluación de la ecuación de Jensen & Smith.....	81
Tabla 11. Datos de parámetros de la evaluación de la ecuación de Peñuela y Ordoñez.....	83
Tabla 12. Datos a graficar para la evaluación de la ecuación de Peñuela y Ordoñez.....	84
Tabla 13. Evaluación Ecuación de Seidle.....	86
Tabla 14. Datos para el análisis comparativo.....	88

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A.

DEDUCCIÓN DE LAS ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIA.....94

ANEXO B.

DATA DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.....114

ANEXO C

CORREOS CONTACTO CON FEKETE.....133

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN EMPLEANDO UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA¹

AUTORES: LUZ ADRIANA RUEDA GUARÍN
MÓNICA MARIA MENDIVELSO CARRILLO*

PALABRAS CLAVE: Modelo conceptual de simulación, Gas Original en Sitio, ecuaciones de balance de materia, yacimientos de gas asociados a mantos de carbón.

DESCRIPCIÓN:

Debido a la importancia del cálculo del Gas Original En Sitio para determinar la viabilidad económica de un proyecto, es vital establecer la exactitud y aplicabilidad de las ecuaciones de balance de materia para yacimientos de Gas Asociado a Mantos de Carbón presentes en la literatura. En el proyecto se utilizó el modelamiento mediante simulación numérica para alcanzar el objetivo planteado.

Inicialmente se realizó la deducción de las ecuaciones de balance de materia para yacimientos de Gas Asociado a Mantos de Carbón con el fin de conocer las diferentes suposiciones inherentes al desarrollo de dichas ecuaciones y por lo tanto las limitaciones que cada una de estas pudiera presentar al momento de su aplicación, también se realizó el análisis de las ecuaciones para deducir el procedimiento a utilizar para la evaluación y el cálculo del Gas Original En Sitio. En la segunda etapa se construyó un modelo conceptual de simulación numérica utilizando la herramienta Eclipse (Schlumberger), en el cual fueron usados valores promedio para las propiedades del yacimiento obtenidos de la literatura. Posteriormente se realizó la evaluación de las ecuaciones utilizando los resultados de la simulación del modelo conceptual para determinar el GOES y a su vez la exactitud al momento de aplicar estas ecuaciones. Por último se realizó un análisis comparativo con los resultados de la evaluación de cada ecuación tomando como valor de referencia el obtenido del modelo de simulación.

¹ Proyecto de Grado

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

ABSTRACT

TITLE: COMPARATIVE STUDY OF MATERIAL BALANCE EQUATIONS FOR COAL BED METHANE RESERVOIRS USING A NUMERICAL SIMULATION MODEL².

AUTHORS: LUZ ADRIANA RUEDA GUARÍN
MÓNICA MARIA MENDIVELSO CARRILLO**

KEYWORDS: Conceptual simulation model, Original Gas In Place, Coal bed methane reservoirs, material balance equations.

DESCRIPTION:

Due to the importance of estimating Original Gas In Place for determining the economic viability of a project. It is vital to establish the accuracy and applicability of the material balance equation for Coal Bed Methane reservoirs in the literature. Numerical simulation modeling was used to achieve the proposed objective in this project.

Initially, It was done the derivation of material balance equations for Coal Bed Methane reservoirs in order to know the different assumptions made in the development of these equations, and therefore the limitations of each may present at the time of application. Also it was performed the analysis of the equations to derive the procedure to be used for evaluation and calculation of the Original Gas In Place. In the second stage, a conceptual simulation model was built using Eclipse (Schlumberger). Average values were used for reservoir properties, which were obtained from the literature. Later, It was done the evaluation of the equations using the results of the simulation conceptual model in order to determine the Original Gas In Place and the accuracy when applying these equations. Finally, it was done a comparative analysis with the results of the evaluation of each equation taking as a reference the value obtained from the simulation model.

² Graduation Project

**Faculty Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: William Navarro García

INTRODUCCIÓN

Ante la escasez de recursos energéticos, la declinación de los yacimientos convencionales y el recurrente aumento de la demanda de gas como combustible los yacimientos de gas no convencionales como GAC constituyen una excelente alternativa para respaldar la producción actual y de esta manera responder a las crecientes necesidades energéticas del mundo.

Los mantos de carbón son una fuente de gas natural, el cual cada vez adquiere mayor importancia al ser considerado uno de los combustibles más limpios y por tanto amigables con el medio ambiente, además actualmente representa la quinta parte del consumo energético mundial. En muchas áreas, las condiciones del mercado y los avances tecnológicos, han convertido a la explotación de este recurso en una opción viable.

Las características singulares de los yacimientos de GAC demandan enfoques novedosos en lo que respecta a construcción de pozos, evaluación de formaciones, fluidos de terminación y estimulación de pozos, modelado y desarrollo de yacimientos.

En la industria petrolera la incertidumbre en el cálculo de las reservas juega un papel importante, por lo tanto realizar un análisis del GOES es uno de los pasos más importantes en la evaluación de yacimientos. Este es un parámetro clave que influencia la tasa de producción de gas y el potencial de reservas producibles en los yacimientos. En algunos campos de gas asociado a mantos de carbón la producción acumulativa de gas ha excedido enormemente los estimativos iniciales de Gas Original En Sitio . Por ejemplo la producción acumulativa de gas en 10 años de 23 pozos de GAC en el campo Oak Grove en la cuenca Black Warrior, Alabama fue de 3.2 billones de pies cúbicos más del doble del estimado inicial de GOES de 1.55 pies cúbicos

El cálculo del volumen de Gas Original En sitio es el punto de partida para la toma de decisiones económicas en la exploración y explotación de yacimientos. En la medida en que se obtenga menor incertidumbre en las estimaciones iniciales del GOES, mejor será la probabilidad de éxito y rentabilidad en el desarrollo y producción de este tipo de yacimientos.

Por lo tanto, las ecuaciones de balance de materia adquieren mayor importancia y son de gran utilidad en el cálculo de los volúmenes originales de gas para asegurar la viabilidad de los proyectos de GAC y así favorecer el desarrollo de esta fuente de energía no convencional.

Este proyecto de grado fue desarrollado con el fin de realizar un estudio comparativo entre distintas ecuaciones de balance presentes en la literatura, teniendo en cuenta diversas suposiciones para cada una de ellas, por medio del cual se podrá encontrar cual de todas es más exacta (con menor error) para la determinación del Gas Original en Sitio, empleando un modelo de simulación numérica.

Al inicio del presente estudio se encuentran las generalidades que caracterizan a los yacimientos GAC y un bosquejo general sobre la simulación de esta clase de yacimientos. Luego podemos encontrar las ecuaciones de balance de materia encontradas en la literatura con su respectivo proceso de evaluación. Posteriormente, se muestra el modelo conceptual de simulación que fue realizado para este estudio y finalmente encontramos la evaluación de las diferentes ecuaciones con la data obtenida de la simulación, para realizar la comparación de las ecuaciones.

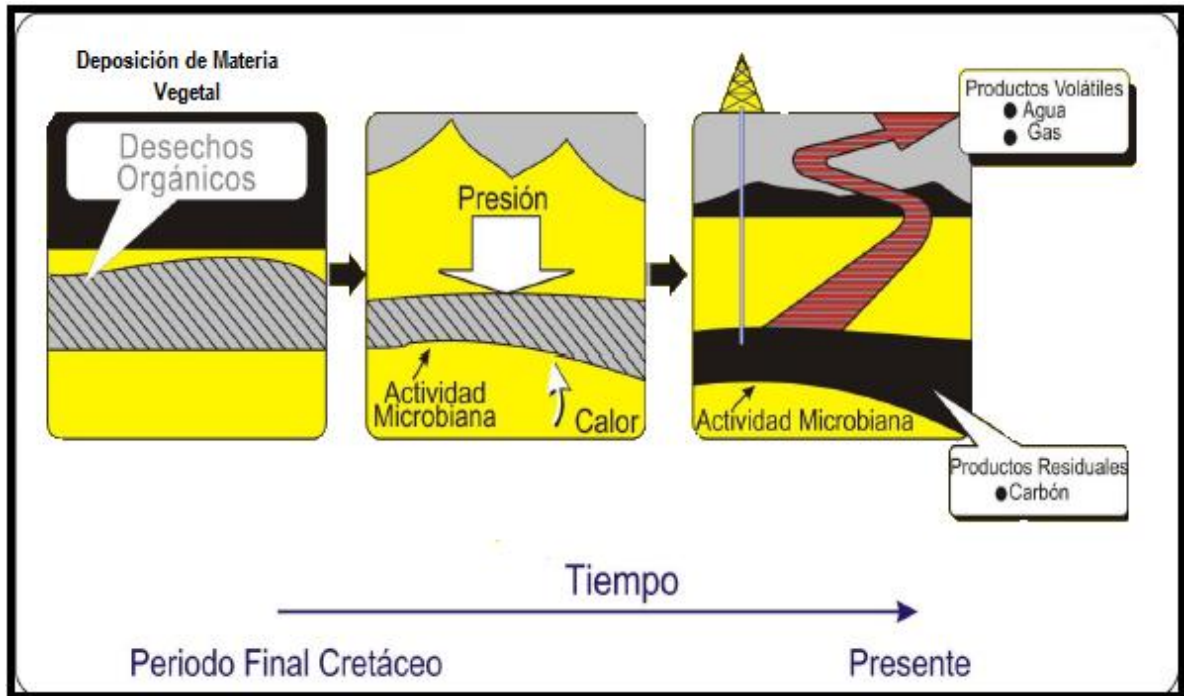
1. YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN.

Los mantos de carbón están formados por rocas sedimentarias que contienen más del 50% en peso y del 70% en volumen de materia orgánica, constituidas principalmente por carbono, hidrógeno, oxígeno y con un cierto grado de humedad. El gas que se produce en los yacimientos de Gas Asociado a Mantos de Carbón (GAC) por lo general es una mezcla de C_1 , C_2 y trazas de C_3 , N_2 y CO_2 , donde el metano se presenta en altas concentraciones dependiendo de la composición del carbón, la temperatura, presión y otros factores. Además, el gas en los yacimientos GAC puede liberarse fácilmente tan sólo con la reducción de la presión en la capa.

1.1. FORMACIÓN DE YACIMIENTOS GAC

Estudios realizados, establecen que el proceso de formación del carbón es consecuencia de la alteración química y térmica de detritos orgánicos provenientes de las plantas con la intervención de factores como la presión, la temperatura y el tiempo, a este proceso se le conoce con el nombre de coalificación. Cuando la estructura molecular del carbón, cambia como consecuencia de la temperatura y el tiempo, se alcanza un punto en el cual se desarrollan grandes volúmenes de metano termogénico, que es almacenado gracias al desarrollo de los microporos y de las fracturas, que permiten transportar el exceso de metano. Así el metano, es generado para ser almacenado, a lo largo del tiempo geológico. (Ver Figura 1).

Figura 1. Esquema del proceso de Carbonificación



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

Los carbones pueden ser clasificados, dependiendo de la etapa en el que es importante para definir el futuro de cualquier proyecto de GAC debido que es un factor determinante del potencial de contenido de gas, la permeabilidad y las propiedades físicas y mecánicas del carbón³.






1.1.1 Rango del Carbón


El rango de un carbón mineral se determina en función de criterios tales como su contenido en materia volátil, contenido en carbono fijo, humedad, poder calorífico entre otros. Así, a mayor rango, mayor es el contenido en carbono fijo y mayor el poder calorífico, mientras que disminuyen su humedad natural y la cantidad de

³GARCIA GONZÁLEZ, Mario. Surdam, R.C., and Lee, M.L. Generation and Expulsion of petroleum and gas from Almond Formation coal, Greater Green River Basin". En: Estados Unidos Aapg Bulletin ISSN: 0149-1423 Edición v.82 fasc. p.2135 – 2147.1998.

materia volátil. Existen varias clasificaciones de los carbones según su rango. Una de las más utilizadas divide a los carbones de mayor a menor rango en: antracita, bituminoso bajo en volátiles, bituminoso medio en volátiles, bituminoso alto en volátiles, sub-bituminoso, lignito y turba. (Ver Tabla 1).

Tabla 1. Rango del carbón

Rangos del Carbón		C fijo (%)	Humedad (%)	Materia Volátil (%)	Poder calorífico (MJ/kg)
Antracita		86 - 98	< 3	< 5	23 -33
Bituminoso (Hulla) (bajo, medio y alto en volátiles)		45 - 86	5 - 10	10 - 30	24-35
Sub-bituminoso		35 - 45	15 - 30	30 - 40	20-21
Lignito		25 - 42	40 - 60	40 - 50	10-20
Turba		< 25			



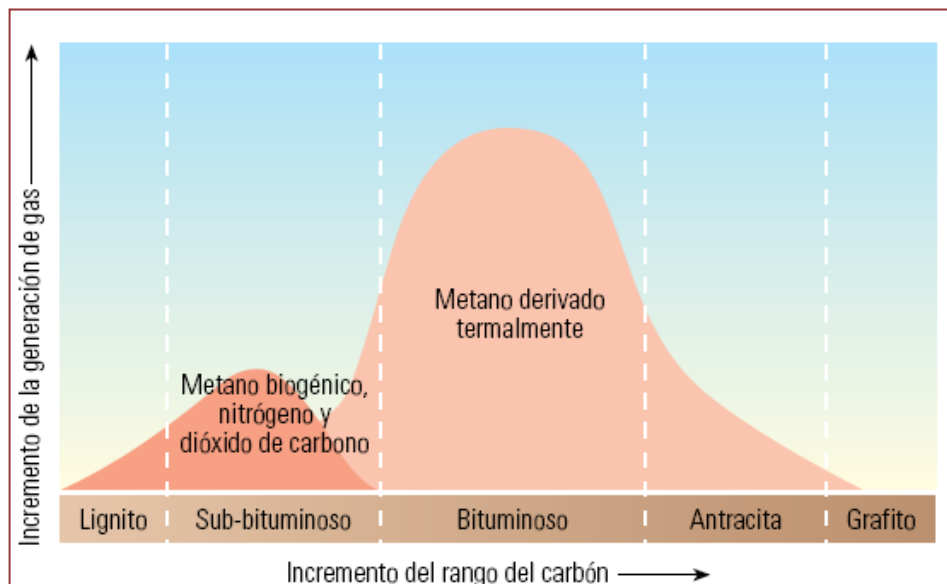
mayor contenido en C fijo. mayor poder calorífico
AUMENTO DEL RANGO
 menor humedad. menor contenido en materia volátil

Fuente: Investigación y gestión de los recursos del subsuelo. IGME, 2008

A medida que el carbón madura de turba a antracita, los fluidos asociados se transforman. Turba de bajo rango y lignito tienen alta porosidad, alto contenido de agua, baja temperatura y metano biogénico y poca presencia de otros fluidos. A medida que madura hacia tipos bituminosos, el agua es expulsada, la porosidad decrece y la formación de metano biogénico, disminuye, al aumentar la temperatura esta favorece la acción de las bacterias⁴.

A medida que aumentan la presión y la temperatura, el rango del carbón cambia y con éste su habilidad para generar y almacenar gas. A medida que pasa el tiempo ocurre la deshidratación y la volatilización, causando compresión de la matriz del carbón y la creación de fractura endógenas (Ver figura 2). El proceso de maduración depende de la edad del carbón, así como de la profundidad y condiciones de presión, temperatura, entorno, etc. en las cuales la materia vegetal evolucionó hasta formar el carbón mineral.

Figura 2. Generación del gas en función del rango del carbón



Fuente: Oilfield review - Schlumberger, 2004

⁴VARGAS Rocío, VALDÉS, UGALDE José Luis. Recursos naturales estratégicos: los hidrocarburos y el agua. Universidad Nacional Autónoma de México. UNAM, 2006 - 181 p.

1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS GAC

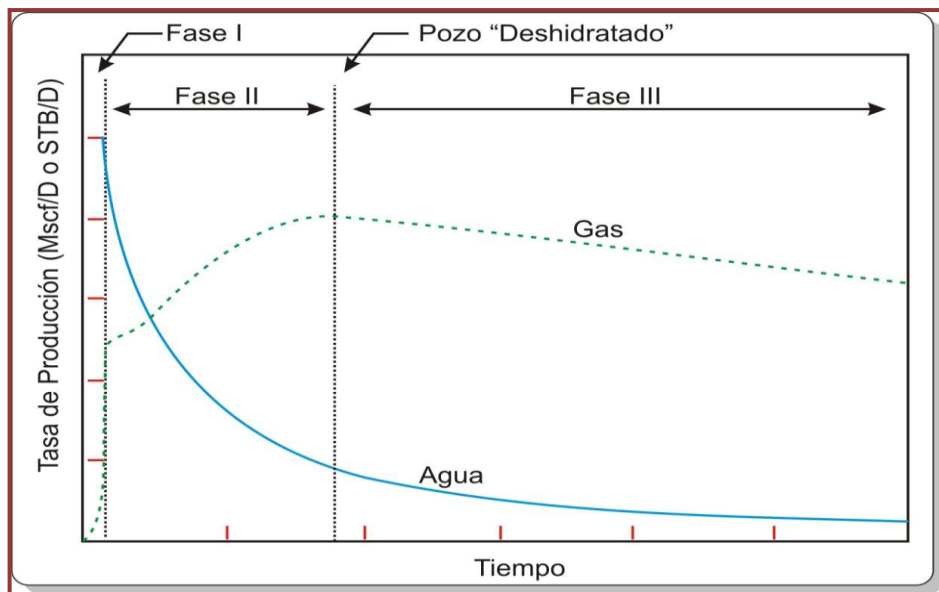
Los yacimientos GAC presentan las siguientes características:

- *El carbón es a su vez roca madre y almacén.* El ambiente sedimentario y la historia de depositación del carbón, afecta la composición del gas, así como su contenido, difusividad, permeabilidad y la capacidad de almacenamiento de gas del carbón.
- *Mecanismo de almacenamiento.* La mayor parte del gas en yacimientos GAC se adsorbe en la estructura interna del carbón y la capacidad de almacenamiento de gas se define mediante la Isoterma de Langmuir, donde se describe la capacidad de almacenamiento de gas como una función de la presión a temperatura constante. Debido a que grandes cantidades de gas se pueden almacenar a baja presión en los yacimientos de carbón, la presión del yacimiento debe ser baja para lograr que la recuperación de gas sea alta.
- *Sistema de fracturas.* El yacimiento posee una serie de fracturas naturales, regularmente espaciadas. Existen dos clases de fracturas naturales: las frontales (face cleats) e interpuestas (butt cleats).
- *Fracturas inicialmente saturadas con agua.* El yacimiento requieren la producción agua antes de que el gas se produzca para reducir la presión del yacimiento y liberar el gas. El costo para tratar y disponer de agua producida puede ser un factor crítico en la economía de un proyecto GAC.
- *Propiedades mecánicas del carbón.* El carbón es relativamente compresible en comparación a la roca en muchos yacimientos convencionales. La permeabilidad del carbón depende en mayor proporción de los esfuerzos en

comparación con la mayoría de rocas yacimiento. La naturaleza friable de las fracturas del carbón, afecta el éxito de los tratamientos de fracturamiento hidráulico y en determinados lugares permite técnicas de cavitación para aumentar drásticamente la producción⁵.

- *Comportamiento de la producción.* Se presentan 3 etapas distintas de producción: en la primera etapa mientras se produce agua para deshidratar el carbón se presenta un aumento en la producción de gas. Durante la segunda etapa se da una producción estable de gas debido a que la desorción se compensa con la pérdida de permeabilidad debido a la compactación de la formación. En la tercer etapa se asemeja a la producción de gas convencional a medida que la presión en el yacimiento declina (Ver figura 3)

Figura 3. Producción Yacimiento GAC



Fuente: Pinzón and Patterson, 2004

⁵SCHLUMBERGER OILFIELD REVIEW. Yacimientos de metano en capas de carbón. Archivo del Oilfield Review. 2004. 96 p.

1.3 COMPARACIÓN ENTRE YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y GAC

Tabla 2. Comparación entre un yacimiento convencional y uno GAC

CARACTERÍSTICA	GAS CONVENCIONAL	GAS EN MANTOS DE CARBÓN
Mecanismo de Transporte	Flujo Darcy del gas al pozo.	Difusión a través de los microporos por la ley de Fick y 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, definida por la isoterma de Langmuir.
Producción	Programas de producción acorde con lo establecido en las curvas de declinación.	Presenta 3 etapas de producción: aumento en la producción de gas, estabilización y declinación normal.
	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, alta producción de agua.
Fracturamiento Hidráulico	Fracturamiento hidráulico puede ser necesario para mejorar el flujo.	Fracturamiento hidráulico es necesario en la mayoría de las cuencas, excepto donde la permeabilidad es muy alta.

Estructura	Fracturas espaciadas al azar.	Sistemas de fracturas espaciados uniformemente.
	Tamaño macroporo: 1μ a 1 mm	Tamaño microporo: 5A° a 50 A°
Generación de gas	El gas es generado en la roca fuente y luego migra hacia el yacimiento	La roca fuente es la misma roca reservorio. El gas es generado y atrapado dentro del carbón.
Determinación del contenido de gas	A partir de registros.	A partir de núcleos.
Tipo de Roca	Roca reservorio inorgánica.	Roca reservorio orgánica.
Permeabilidad	Generalmente no depende de los esfuerzos	Permeabilidad altamente dependiente 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

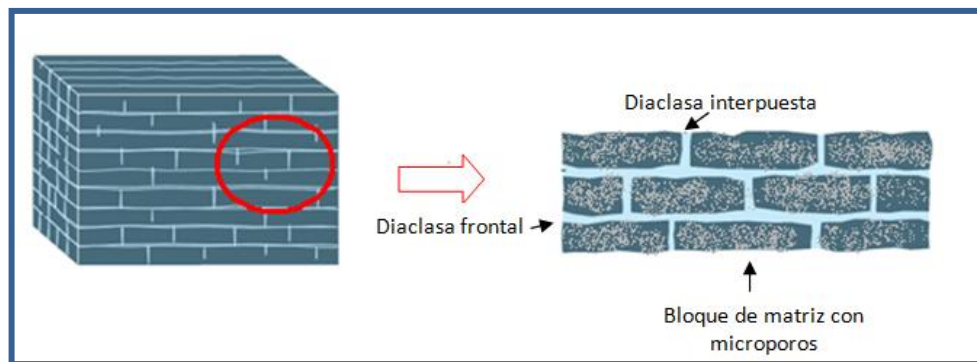
1.4 PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN

Desde el momento de la sedimentación, el carbón es diferente de otros tipos de roca yacimiento y por lo tanto presenta propiedades características para este tipo de yacimiento.

1.4.1 Porosidad de los yacimientos de GAC.

El carbón se caracteriza por poseer doble porosidad, el cual consiste en un sistema de macroporos (porosidad secundaria) y uno de microporos (porosidad primaria). El sistema de microporos se estima que posee un diámetro de máximo 20 Angstrom y se encuentra en la matriz del carbón. El sistema macroporos, está compuesto por un sistema de fracturas ortogonales o diaclasas. Las diaclasas primarias (diaclasas frontales o face cleats) en general son perpendiculares a las diaclasas secundarias (diaclasas interpuestas o butt cleats). Las diaclasas frontales son continuas y proveen conectividad, mientras que las diaclasas interpuestas no son continuas y terminan en las diaclasas frontales. El alcance de las diaclasas, puede ser estimado mediante el análisis de núcleos o mediante la interpretación de imágenes de la pared del pozo⁶. (Ver Figura 4).

Figura 4. Sistema de doble porosidad



Fuente: Metano en capas de carbón: energía limpia para el mundo; oilfield review. 2009.

⁶ Ibíd. Pág. 45

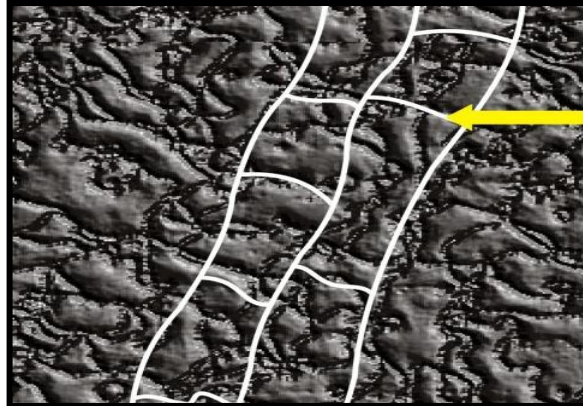
1.4.2 Permeabilidad en yacimientos GAC.

La permeabilidad es uno de los parámetros más importantes en los yacimientos GAC y tiene un efecto significativo en el flujo de fluidos y por tanto en la recuperación de gas.

Para obtener caudales de gas económicamente viables, es necesario tener una suficiente permeabilidad del carbón. La mayor parte del gas y el agua fluye a través del sistema de fracturas (cleats) en el carbón y otras fracturas. Las fracturas a escalas más grandes, pueden afectar que dirección tiene la mayor permeabilidad. El sistema de fracturas, usualmente está en la dirección de las fracturas frontales (face cleats) donde el flujo a través de estas, es mucho más rápido que en las fracturas interpuestas (butt cleats) y esto es lo que da lugar a la anisotropía de permeabilidad en este tipo de yacimientos. Por lo tanto, la permeabilidad es muchas veces direccional. La permeabilidad horizontal, es mayor que la permeabilidad vertical (Ver figura 5).

El espaciamiento entre fracturas (cleats) es un parámetro que influye mucho en la permeabilidad del carbón. Este está relacionado con el rango, composición, petrografía, contenido de material mineral, espesor del manto y el historial tectónico. La mayoría de los carbones medios y bajos volátiles tienen buena permeabilidad si las fracturas están abiertas; la permeabilidad puede ser baja o nula en semiantracitas y antracitas debido a la destrucción de las cleats. Los rellenos minerales en las cleats, también pueden conducir a baja permeabilidad. Si una gran parte de las cleats, están llenas, la permeabilidad absoluta puede ser extremadamente baja, como es el caso de partes de la cuenca Bowen en Australia y partes occidentales de la cuenca Black Warrior en Alabama. Los minerales comunes en cleats son calcita, pirita, yeso, caolinita e illita. La permeabilidad puede ser evaluada mediante pruebas de presión como falloff test, slug test y de interferencia.

Figura 5. Fracturas naturales en el carbón



Fuente: Ma, 2004

1.4.3 Permeabilidad relativa.

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

En los yacimientos GAC, la permeabilidad absoluta a una saturación de la fase mojante de 1,0 debería utilizarse porque el sistema de fracturas naturales del carbón suele estar altamente saturado de agua en las condiciones iniciales.

La permeabilidad relativa es un parámetro primordial en la determinación de las características de producción de un yacimiento GAC debido a que 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:

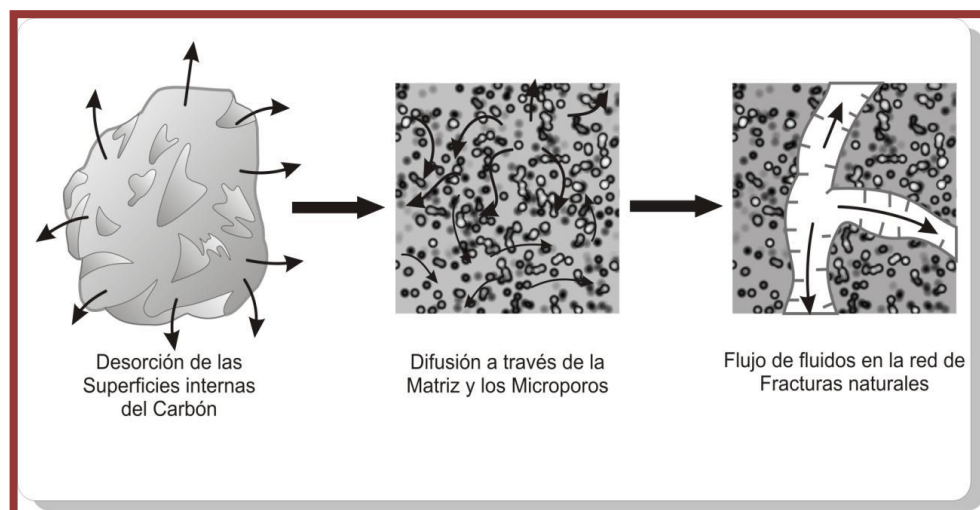
- Laboratorio basado en investigaciones de permeabilidad relativa.
- Pruebas de transiente de presión de pozo.
- Simulación basada en curvas de permeabilidad relativa.

1.5 MECANISMOS DE TRANSPORTE

La mayoría del gas presente en los mantos de carbón está absorbido físicamente en la superficie interna de la matriz del carbón

La producción de gas del carbón se lleva a cabo mediante un proceso de tres etapas como se muestra en la figura 6 las cuales son: (I) Desorción del gas de la superficie interna del carbón (II) Difusión del gas (principalmente la difusión de Knudsen) a través de la estructura de los microporos hacia los poros más grandes en respuesta a un gradiente de concentración mediante la ley de Fick y finalmente (III) Flujo del gas libre (flujo de Darcy) en las fracturas como respuesta a los gradientes de presión.

Figura 6. Movimientos del gas en yacimientos GAC



Fuente: Reeves and Pekot, 2001

1.5.1 Desorción

La desorción es el proceso en el cual las moléculas de metano se separan de la interfaz matriz-fractura y, por lo tanto, realizan una transición de la fase de gas adsorbido a estado de gas libre. El proceso de desorción ocurre en los mantos de carbón debido a la reducción de la presión en el sistema fracturado. Este proceso también provoca la contracción de la matriz del carbón debido a un incremento en la energía superficial de este; incrementando por tanto su permeabilidad y la porosidad.

La cantidad de gas que se desorbe está dada por la isoterma de desorción, formulada por Langmuir. La isoterma de desorción define la relación entre la concentración de gas adsorbido en la matriz del carbón y la presión del gas libre en el sistema de fracturas; además la etapa de desorción es el enlace entre el flujo en el sistema matricial, donde el flujo es controlado por gradientes de concentración, y el flujo en el sistema fracturado, donde es controlado por gradientes de presión.

1.5.2 Difusión

Considerando una unidad de carbón como un cubo delimitado por las fracturas frontales (face cleats) y las interpuestas (butt cleats). Dentro del cubo, una red de microporos y capilares interconectados conducen el gas hacia las fracturas. Las moléculas de metano que fueron desorbidas deben pasar a través de los capilares para llegar a las fracturas que a su vez están conectadas al pozo, a este proceso se le conoce como difusión, el cual es causado por un gradiente de concentración que se origina por la diferencia entre la concentración promedio de gas en la matriz y la concentración promedio de gas en la interface matriz-fractura, y se da de un área de mayor a una de menor concentración.

Smith y Williams encontraron que la difusión en el carbón es una combinación de la difusión Knudsen, de la difusión bulk y de la difusión superficial.

Difusión bulk: Se lleva a cabo en capilares con diámetros mayores al recorrido libre promedio de las moléculas de gas. Este mecanismo es dominado por interacciones o colisiones intermoleculares. En consecuencia poros de grandes diámetros, moléculas de gran tamaño y presiones altas propician esta clase de flujo.

Difusión Knudsen: Se produce en capilares de diámetros menores que el recorrido libre promedio de las moléculas de gas que se mueven a través de los capilares hacia lugares con menor concentración. Por lo tanto, la difusión bajo este mecanismo es dominada por las interacciones o colisiones entre las moléculas de gas y las paredes del poro; y el movimiento de las moléculas de gas a través de los capilares es causado por un gradiente de concentración. Por lo tanto capilares de diámetros pequeños y bajas presiones de gas son los responsables del flujo Knudsen.

Difusión superficial: Ocurre si el gas adsorbido o en estado pseudolíquido se mueve a través de la superficie microporosa de una forma parecida a un líquido.

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 mayor concentración de gas a una región de menor concentración, bajo el impulso de un gradiente de concentración.

1.5.3 Flujo Darcy en el sistema de fracturado

Después del proceso de difusión a través del sistema microporoso del carbón, el transporte del gas y del agua hacia el pozo se realiza a través de la red de fracturas, bajo la influencia de gradientes de presión. Además una fractura

hidráulica puede mejorar el flujo en gran proporción. La experiencia en la producción y en pruebas de presión de pozos de gas asociado a mantos de carbón ha probado que el flujo en el sistema fracturado del carbón puede ser descrito mediante la Ley de Darcy.

1.6 ALMACENAMIENTO DEL GAS

Un concepto frecuentemente incomprendido es la diferencia entre las mediciones de capacidad de almacenamiento del gas y contenido de gas. El contenido de gas es determinado de la medición de la desorción en los contenedores (cánisters), mientras que la capacidad de almacenamiento del gas, es la cantidad máxima de gas que puede estar almacenada a diferentes presiones de yacimiento, es determinado de las mediciones de isothermas. Debido a que el contenido de gas y la capacidad de almacenamiento están íntimamente relacionados, ambos son considerados cuando se realiza la evaluación de las reservas de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón.

El gas es almacenado principalmente en el carbón por adsorción en la superficie de la matriz, sin embargo una pequeña fracción de gas puede ser almacenado como gas libre en el sistema de fracturas. La adsorción del gas en el carbón es un fenómeno físico, durante el cual las moléculas del fluido experimentan una atracción hacia una superficie sólida generando un aumento de la densidad de los fluidos cerca a las paredes de los poros, lo que genera que a bajas presiones son almacenados mayores volúmenes por adsorción que por compresión. (Ver figura 7)

Figura 7. Mecanismo de almacenamiento de gas en mantos de carbón



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

1.6.1 La isoterma de Langmuir

Una variedad de modelos han sido usados para describir el proceso de adsorción. El modelo más usado para carbón es la isoterma de Langmuir, el cual relaciona la capacidad del carbón para almacenar gas con la presión. Como el nombre indica una isoterma es evaluada a temperatura constante (la temperatura del yacimiento). La isoterma de Langmuir se puede expresar de la siguiente forma:

$$G_s = V_L [1 - (a + w_c)] \left[\frac{bp}{1 + bp} \right] \quad (1)$$

Donde:

G_s = Capacidad de almacenamiento de gas, scf/ton

V_L = Volumen de Langmuir, scf/ton

a = Contenido de cenizas, fracción peso

$w_c =$ Contenido de humedad, fracción peso

$b =$ Constante de Langmuir, psi^{-1}

$P =$ Presión, psia

O sin tener en cuenta las correcciones por el contenido de ceniza y humedad:

$$C_m = \frac{V_L p}{p_L + p} (0.031 \rho_B) \quad (2)$$

Donde:

$C_m =$ Concentración de gas en la matriz

$V_L =$ Volumen de Langmuir, scf/ton

$P =$ Presión en el sistema fracturado, psia

$p_L =$ Constante presión de Langmuir, psia

$\rho_B =$ Densidad bulk, g/cm^3

Es importante comprender que debido a los antecedentes geológicos del carbón, la cantidad de gas presente en este puede ser menor que la capacidad de almacenamiento máxima. En esta situación la producción de gas no empezará hasta que la presión en el yacimiento sea reducida a un nivel crítico, la cual está determinada por la curva de la isoterma. Pequeños errores en la determinación tanto del contenido de gas como en la isoterma pueden afectar en gran medida las predicciones de la presión a la que ocurre una producción significativa de gas.

La premisa fundamental de la isoterma de adsorción es que el volumen de gas adsorbido a cualquier presión es función de la concentración del gas. La medición de las isotermas consiste en determinar el volumen de metano (o de la mezcla de gases) adsorbidos en el carbón a un determinado contenido de humedad y con presiones que van desde valores ligeramente superiores a la presión atmosférica hasta valores por encima de la presión del yacimiento.

Dos diferentes clases de isotermas de adsorción pueden ser generadas, las isotermas de adsorción y las isotermas de desorción. En mediciones de adsorción, las moléculas de gas son adsorbidas o unidas al carbón, las isotermas de adsorción son mediciones en las cuales se realiza un progresivo incremento de la presión del gas durante la prueba. Estas isotermas son usadas para predecir la cantidad de gas que puede ser almacenada como una función de la presión del yacimiento. En mediciones de desorción, las moléculas del gas se desorben o separan del carbón, las isotermas de desorción son mediciones en las cuales se realiza una progresiva disminución de la presión durante la prueba, estas isotermas son utilizadas para predecir la producción del gas y para estimar las constantes de difusión de éste para el carbón.

El modelo de Langmuir asume que las moléculas compiten por lugares de almacenamiento en un estrato. Las moléculas incluyen hidrocarburos y no hidrocarburos tales como el agua, el dióxido de carbono y el nitrógeno. Eventualmente a altas presiones, todos los lugares para almacenamiento están ocupados si hay suficientes moléculas disponibles. En este punto la capacidad de almacenamiento alcanzará un valor constante igual a la capacidad de almacenamiento de Langmuir. La presión de Langmuir es igual a la presión a la cual la capacidad de almacenamiento equivale a la mitad de la capacidad de almacenamiento de Langmuir. La isoterma es muy importante en la ingeniería de

yacimientos de gas asociado a mantos de carbón debido a que es usada para estimar tres datos esenciales:

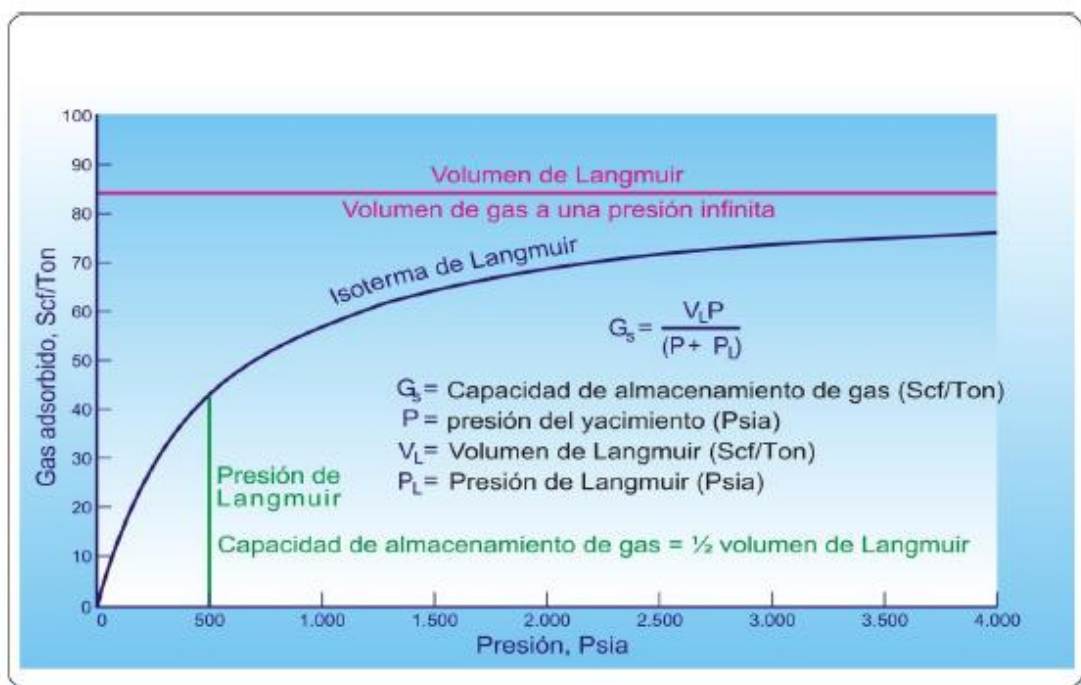
- La presión a la cual empieza la liberación del gas (Desorción)
- La cantidad de gas liberado cuando la presión es reducida
- El gas remanente en el yacimiento cuando éste es abandonado

La capacidad de almacenamiento a la presión inicial del yacimiento es la máxima cantidad de gas que puede estar adsorbida en el yacimiento. La presión crítica de desorción es la presión en el sistema de fracturas naturales del carbón a la cual la desorción del gas de la matriz empieza, esta presión es igual a la presión a la cual el contenido de gas y la capacidad de almacenamiento son iguales. La presión crítica de desorción puede ser menor que la presión inicial del yacimiento ya que la isoterma es relativamente la presión más baja en los rangos de presiones más altas.

Una vez que la presión cae por debajo de la presión crítica de desorción, la isoterma relaciona la capacidad de almacenamiento de gas (la cual es ahora igual al contenido de gas) con la presión.

La presión de abandono del yacimiento puede ser difícil de determinar debido a que se ve afectada por una combinación de propiedades del yacimiento y de condiciones económicas. La presión de abandono es la presión promedio de cada yacimiento cuando el operador cierra el pozo debido a que las tasas de gas son menores que las tasas mínimas económicamente viables.

Figura 8. Isoterma de adsorción de Langmuir



Fuente: Oilfield Review – Schlumberger, 2006

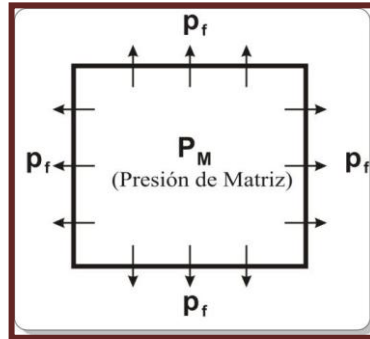
2. MODELAMIENTO NÚMÉRICO DE YACIMIENTOS GAC

2.1 MODELO DE DOBLE POROSIDAD

Para modelar el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados se utiliza un modelo de doble porosidad, el cual se caracteriza por ser un sistema de bloques que representan la matriz los cuales están rodeados por un sistema de fracturas, en el modelo se define una porosidad y una permeabilidad para los bloques que representan la matriz y para el sistema fracturado. Este modelo asume que el fluido es drenado del "bloque" matriz hacia las fracturas, las cuales están interconectadas y conducen el fluido hacia el pozo. La interacción entre los bloques de matriz y el sistema fracturado definirá en gran medida la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento. 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 doble porosidad de bloques de matriz y fracturas fue presentado inicialmente por Barenblatt, *et al*; el cual asumió el flujo de fluidos de la matriz a las fracturas 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 cada uno de los dos sistemas (P_m y P_f). (Ver figura 9).

Figura 9. Esquema de la tasa de flujo de la matriz al sistema de fracturas
(Diferencia entre P_m y P_f)



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

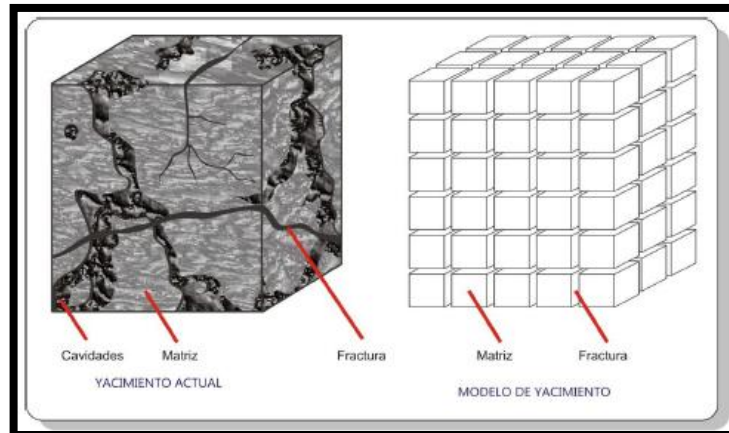
Posteriormente Warren y Root en 1963 presentaron un modelo idealizado para el estudio del comportamiento de una formación permeable, la cual tiene regiones que contribuyen al volumen poroso pero no son consideradas para el flujo (Figura 10). Este modelo modificado de doble porosidad representa la difusión del gas adsorbido de la matriz hacia la fractura, el cual es usado para describir los procesos físicos implicados en un yacimiento GAC. En los modelos de yacimientos GAC sólo se tiene en cuenta la concentración de gas, a diferencia del modelo de doble porosidad para el petróleo en el cual se tienen en cuenta la presión de la matriz y la saturación de aceite.

A continuación se listan las principales hipótesis utilizadas en la formulación del modelo de doble porosidad de Warren y Root:

- 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 10. Idealización de un Yacimiento de doble porosidad



Fuente. Warren y Root. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs

2.1.1 Tiempo de sorción (τ)

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

$$q = \sigma \frac{k_m}{\mu} (p_m - p_f) [Ft^3/día] \quad (3)$$

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 promedios de la matriz y la fractura respectivamente y q es la tasa de transferencia por volumen de yacimiento entre la matriz y la fractura. Esta ecuación asume que el flujo ocurre bajo condiciones de estado pseudoestable. Los mecanismos de flujo de los yacimientos GAC presentan algunas similitudes con el sistema de doble

porosidad, 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 siguiente ecuación.

$$q = \sigma D [\bar{C} - C(p_f)] \frac{Ft^3}{día} \quad (4)$$

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 del carbón y $C(p_f)$ es la concentración de gas en la fractura a presión de fractura.

La anterior ecuación también puede expresarse de la siguiente forma:

$$q = \frac{1}{\tau} [\bar{C} - C(p_f)] \quad (5)$$

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

$$\tau = \frac{1}{D\sigma} \text{ Días} \quad (6)$$

El tiempo de sorción (τ) es el tiempo necesario para desorber el 63,2% del contenido de gas original de una muestra, si ésta 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.

2.1.2 Factor de forma (σ)

Una parte clave en el modelo de Warren y Root utilizado en los yacimientos GAC es el factor de forma, un parámetro geométrico que controla la tasa de drenaje de la matriz hacia 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, y se define de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{4n(n + 2)}{L^2} \quad [Ft^2] \quad (7)$$

En la ecuación anterior 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). 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), la cual fue desarrollada por métodos de diferencias finitas para un simulador numérico de tres dimensiones para yacimientos fracturados. Esta

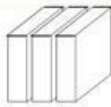


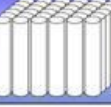
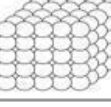
ecuación es utilizada actualmente por simuladores de yacimientos comerciales, para modelos de doble porosidad y GAC se define así:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{L_x^2} + \frac{1}{L_y^2} + \frac{1}{L_z^2} \right) \quad (8)$$

De acuerdo a ésta 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.

Otros autores, propusieron diversos valores para factores de forma; en la Figura 11, se muestra un resumen de los valores del factor de forma para diferentes geometrías de flujo de acuerdo con los diferentes autores.

Figura 11. Factores de forma de acuerdo con diferentes autores

Geometry	Presión de Fractura (Constante)			Tasa (Constante)
	W & R	Kazemi	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. Mora. Comparison of computation methods for CBM production performance, 2007

3. CÁLCULO DEL GOES MEDIANTE EL BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS GAC

El balance de materia ha sido usado durante mucho tiempo en la práctica de la ingeniería de yacimientos como una herramienta para determinar el Gas Original En Sitio.

Principalmente se basa en el principio de conservación de la materia, el balance volumétrico entre las cantidades de petróleo, gas y agua producida, con la declinación de presión del yacimiento, la cantidad total de agua que pudo haber entrado al yacimiento y la cantidad total de petróleo y gas del yacimiento.

La ecuación general de balance de materia fue desarrollada inicialmente por Schilthuis en 1936, aunque desde esa época el uso del computador y de sofisticados modelos matemáticos multidimensionales han reemplazado la ecuación de dimensión cero de Schilthuis en muchas aplicaciones, esta ecuación proporciona grandes direccionamientos al momento de entender la aplicación de la ingeniería de yacimientos, principalmente en la aplicación de balances de materia.

A continuación se presentan las ecuaciones de balance de materia para yacimientos GAC, junto con las suposiciones realizadas por cada autor y el proceso de evaluación de cada una; el desarrollo matemático de dichas ecuaciones se encuentra en el anexo A.

3.1 ECUACIÓN DE SCHILTHUIS

La ecuación general de balance de materia es un balance volumétrico, que establece que el volumen del yacimiento es constante, y por lo tanto la suma algebraica de los cambios en el volumen de aceite, gas libre, agua y volumen de la roca en el yacimiento son cero. Para la deducción de la ecuación se hicieron las siguientes suposiciones, entre otras:

- Existe equilibrio termodinámico para cada componente en la fase líquida y gaseosa.
- Las propiedades del yacimiento son uniforme.
- A lo más hay dos fases de hidrocarburos: crudo y gas.
- A lo más dos componentes de hidrocarburos: crudo de tanque y gas de separador (en superficie).
- La fase de crudo en el yacimiento está compuesta por crudo de tanque y de gas de separador.
- La fase gaseosa en el yacimiento consiste de solo gas de separador y sin fracciones líquidas en forma de vapor.
- No hay gradiente composicional en el sistema.

La ecuación de balance de materia deducida bajo las condiciones anteriores se expresa:

$$N_p [B_t + B_g * (R_p - R_{si})] + W_p - W_y - G * B_{gi} = N * \left[(B_t - B_{ti}) + \frac{B_{ti}}{1 - S_w} * (C_f + S_w * C_w) * \Delta P + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} * (B_g - B_{gi}) \right] + W_e \quad (9)$$

Donde

$$B_t = B_o + B_g (R_{soi} - R_{so})$$

$$m = \frac{\text{Volumen inicial de gas libre}}{\text{Volumen inicial de petroleo}}$$

3.2 ECUACIÓN DE GERSON PEÑUELA Y ANIBAL ORDOÑEZ

Esta ecuación fue desarrollada por Aníbal Ordoñez y Gerson Peñuela en el año 1996. El desarrollo matemático de esta ecuación se basa en 12 suposiciones las cuales son una adaptación de las 14 suposiciones hechas por Walsh para los yacimientos convencionales de petróleo y gas. Con ellas se pretende tener una visión general del comportamiento de los fluidos de los yacimientos GAC. Las suposiciones son:

1. El yacimiento es un sistema isotérmico.
2. El yacimiento está compuesto de, a lo más, tres componentes manto de carbón, agua y gas en superficie.
3. El yacimiento está compuesto de, a lo más tres fases: carbón, agua y gas.
4. El componente gas en superficie existe únicamente en las fases gas y carbón. Esta suposición tiene en cuenta el gas adsorbido que caracteriza a los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón.
5. El componente agua existe solo en la fase agua y no se halla presente en las fases carbón o gas.
6. El componente carbón existe sólo en la fase carbón.
7. Las fases agua y carbón son compresibles. Esta suposición implica que el volumen poroso es función de la presión.
8. La presión del yacimiento es uniforme a través de todo el yacimiento, es decir, no existen gradientes de presión ni vertical ni horizontal.
9. Los fluidos de yacimiento están en equilibrio termodinámico.
10. El agua puede entrar al yacimiento, es decir, puede ocurrir intrusión de agua.
11. El agua y el gas en superficie pueden ser producidos y/o inyectados.
12. La porosidad y la saturación inicial de agua son uniformes a través de todo el yacimiento

3.2.1 Ecuación generalizada para yacimientos saturados

Las 12 suposiciones anteriores llevan a definir un comportamiento de los yacimientos GAC mediante la siguiente expresión, la cual es aplicable a yacimientos originalmente saturados ($S_w < 1$):

$$G_p B_g - G_y B_{gy} = G * \frac{D_a}{V_{Ei}} \int_0^t (V_{Ei} - V_E) * e^{-D_a(t-\tau)} d\tau + G_f \left[B_g - B_{gi} \left[1 - \frac{(c_w S_{wi} + c_f)(P_i - P)}{1 - S_{wi}} \right] \right] + 5,615 [W_e + (W_y - W_p) B_w] \quad (10)$$

Al linealizar la anterior ecuación se obtiene:

$$\frac{F - \Delta W}{E_{g1}} = G + G_f \left(\frac{E_{g2}}{E_{g1}} \right) \quad (11)$$

Donde:

$$F = G * E_{g1} + G_f * E_{g2} + \Delta W \quad (12)$$

$$\Delta W = 5,615 [W_e + (W_y - W_p)] \quad (13)$$

$$E_{g1} = \frac{V_{Ei} - V_E}{V_{Ei}} B_g [1 - e^{-D_a t}] \quad (14)$$

$$E_{g2} = B_g - B_{gi} \left[1 - \frac{(c_w S_{wi} + c_f)(P_i - P)}{1 - S_{wi}} \right] \quad (15)$$

3.2.1.1 Evaluación de la ecuación generalizada para yacimientos saturados

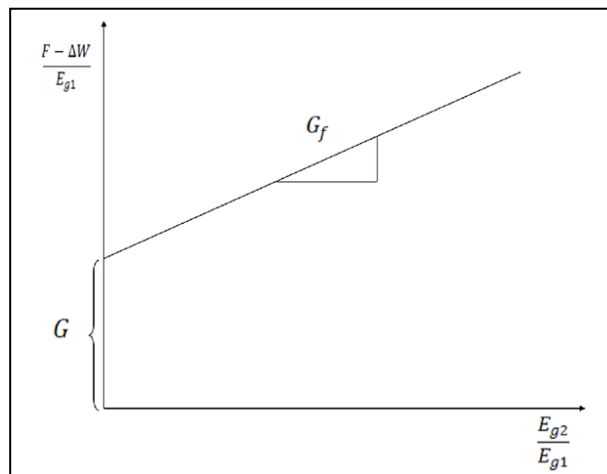
Teniendo en cuenta la ecuación 11

$$\frac{F - \Delta W}{E_{g1}} = G + G_f \left(\frac{E_{g2}}{E_{g1}} \right)$$

1. Se evalúan los términos F , ΔW , E_{g2} , E_{g1} a cada tiempo (Presión)
2. Se realiza una gráfica de $\frac{F - \Delta W}{E_{g1}}$ versus $\frac{E_{g2}}{E_{g1}}$
3. Se halla la pendiente de la gráfica que sería igual al G_f (gas libre inicial en el sistema de porosidad secundaria)
4. Se halla el corte de la gráfica con el eje de las ordenadas, que es igual al G (Gas inicial adsorbido en el manto de carbón)
5. Se calcula el Gas Original En Sitio

$$GOES = G + G_f \quad (12)$$

Figura 12. Gráfica de análisis de la ecuación generalizada de yacimientos inicialmente saturados



Fuente. A generalized material balance equation for Coal Seam Gas reservoir

3.1.2 Ecuación generalizada para yacimientos inicialmente subsaturados.

Para yacimientos originalmente subsaturados donde $S_{wi}=1$ se presenta una imposibilidad matemática con la ecuación anterior por lo cual se realizó el desarrollo de la siguiente ecuación teniendo en cuenta esta condición del yacimiento.

$$G_p B_g - G_y B_{gy} = G * \left[\frac{D_a}{V_{Ei}} B_g \int_0^t (V_{Ei} - V_E) * e^{-D_a(t-\tau)} d\tau + \frac{\phi}{V_{Ei}} (c_w S_{wi} + c_f) (P_i - P) \right] + 5,615 [W_e + (W_y - W_p) B_w] \quad (13)$$

Al realizar la linealización de esta ecuación, se obtiene:

$$F = G * E_g + \Delta W \quad (14)$$

Donde:

$$F = G_p B_g - G_y B_{gy} \quad (15)$$

$$\Delta W = 5,615 [W_e + (W_y - W_p)] \quad (16)$$

$$E_g = \frac{V_{Ei} - V_E}{V_{Ei}} B_g [1 - e^{-D_a t}] + \frac{\phi}{V_{Ei}} (c_w S_{wi} + c_f) (P_i - P) \quad (17)$$

3.2.1.2 Evaluación de la ecuación generalizada para yacimientos subsaturados

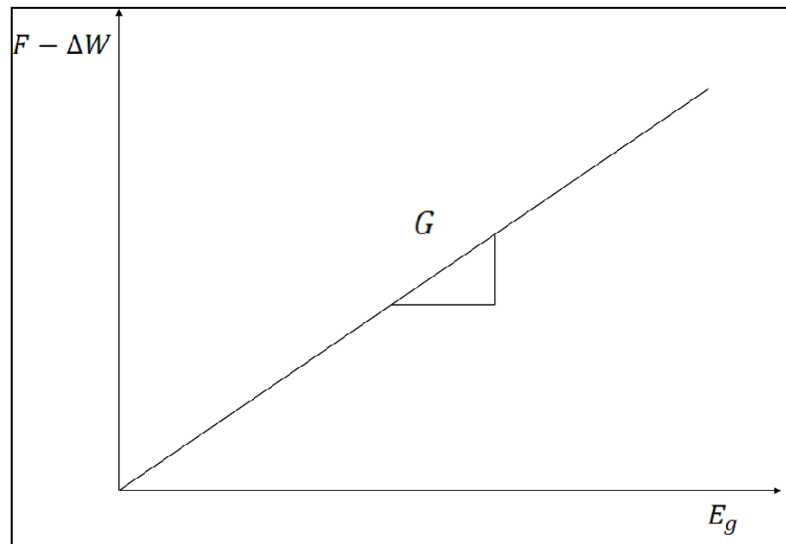
Teniendo en cuenta la ecuación 14

$$F - \Delta W = G * E_g$$

1. Se calculan los valores de F , ΔW y E_g a cada tiempo (Presión)
2. Se realiza la gráfica de $F - \Delta W$ versus E_g
3. La pendiente de la gráfica es igual al Gas Original En Sitio

$$GOES=G$$

Figura 13. Gráfica de análisis de la ecuación generalizada de yacimientos inicialmente saturados



Fuente. A generalized material balance equation for Coal Seam Gas reservoir

3.3 ECUACIÓN DE JENSEN & SMITH

En el año 1997 propusieron un balance de materiales modificado, el cual provee un cálculo exacto que puede ser fácilmente aplicado a un gran número de pozos. Teniendo en cuenta las siguientes suposiciones:

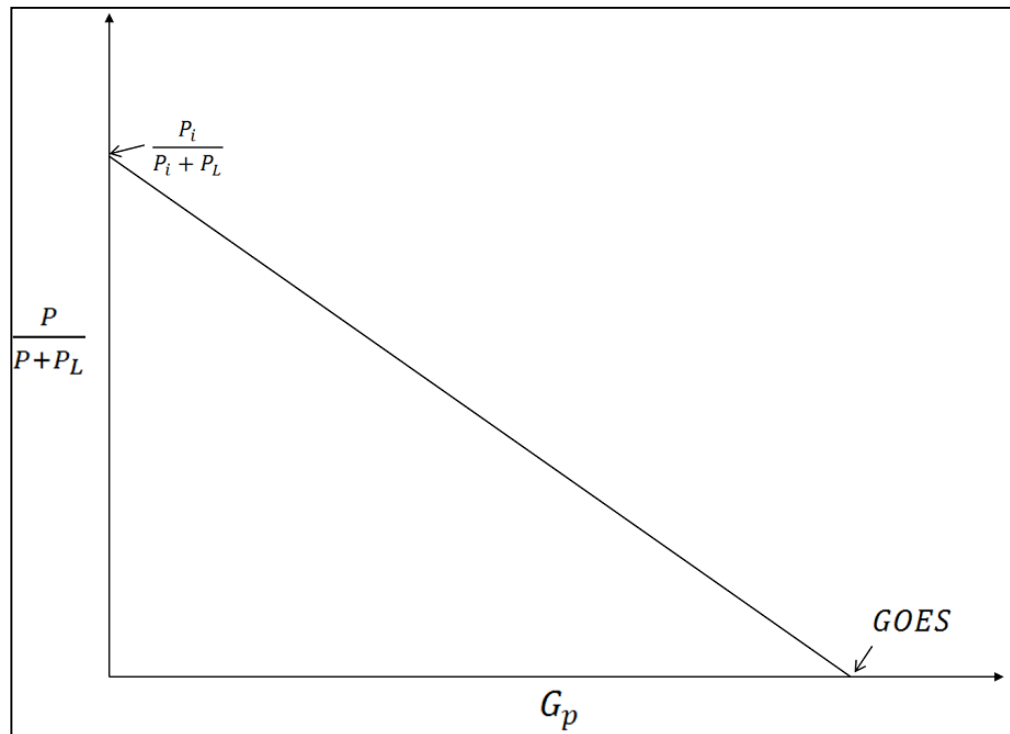
1. Se ignora el almacenamiento del gas en el sistema fracturado debido a que no es significativo en comparación con el gas adsorbido en la matriz del carbón.
2. Se relaciona el contenido de gas directamente con la presión del yacimiento.
3. No se considera producción de agua acumulado o de fluidos provenientes de las fracturas, por lo tanto el proceso de deshidratación del carbón no impacta la naturaleza de la función presión modificada versus la producción acumulada de gas.
4. Se debe utilizar una presión de Langmuir representativa de los gases en sitio del yacimiento para asegurar la exactitud del método.

$$\frac{P}{P + P_L} = \frac{P_i}{P_i + P_L} - \frac{1}{V_L * A * h * \rho} G_p \quad (18)$$

3.3.1 Evaluación de la ecuación de Jensen & Smith

1. Se realiza la gráfica de $\frac{P}{P+P_L}$ versus G_p
2. Se halla el valor del GOES que es igual al intercepto de la gráfica con el eje de las abcisas.

Figura 14. Gráfica de análisis de la ecuación de Jensen y Smith



Fuente. A practical Approach to Coalbed Methane Reserve Prediction Using A Modified Material Balance Technique

3.4 ECUACIÓN DE MOGHADAM, JEJE Y MATTAR

Esta ecuación fue desarrollada en el año 2009 y presenta una ecuación de balance de materia para gas avanzada y rigurosa, las suposiciones de esta ecuación son las siguientes:

1. Se tiene en cuenta la intrusión de agua en yacimientos con empuje de agua.
2. Compresibilidad de la formación y de los fluidos residuales en yacimientos sobrepresionados afectan la producción de agua.
3. La desorción del gas en el yacimiento sigue el comportamiento de la isoterma de Langmuir.
4. Existe gas libre a una presión inicial.

$$S_{gi} = S_{gi} \frac{(G_f - G_p) B_g}{G_f B_{gi}} + S_{gi} \frac{5,615[W_e - W_p B_w]}{G_f B_{gi}} + (c_f + c_w S_{wi}) \Delta P + \frac{\rho_B B_g}{\phi} [V_{Ei} - V_E] \quad (19)$$

Linealizando la ecuación se obtiene:

$$\frac{P}{Z^{**}} = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{P_i}{Z_i G_f} G_p \quad (20)$$

Donde:

$$Z^{**} = \frac{Z S_{gi}}{S_{gi} - c_{wip} - c_{ep} - c_d} \quad (21)$$

$$c_{wip} = S_{gi} \frac{5,615[W_e - W_p B_w]}{G_f B_{gi}} \quad (22)$$

$$c_{ep} = (c_f + c_w S_{wi}) \Delta P \quad (23)$$

$$c_d = \frac{\rho_B B_g}{\phi} [V_{Ei} - V_E] \quad (24)$$

3.4.1 Evaluación de la ecuación de Moghadam, Jeje y Mattar

1. Se supone G_f
2. Se calculan los valores de Z^{**} a cada tiempo (presión)
3. Se grafica $\frac{P}{Z^{**}}$ versus G_p

4. Se halla el corte de la gráfica (b) y la pendiente (m)

$$b = \frac{P_i}{Z_i} \qquad m = -\frac{b}{G_f}$$

5. Se halla G_f

$$G_f = -\frac{b}{m} \quad (25)$$

6. Se comparan los 2 valores de G_f el supuesto en el paso 1 y el hallado en el paso 5, si no son iguales se regresa al paso 1 con el G_f calculado, si son iguales se sigue al paso siguiente

7. Se calcula el GOES

$$GOES = G_f + \frac{G_f B_{gi} \rho_B}{S_{gi} \phi} \frac{V_L P_i}{P_L + P_i} \quad (26)$$

3.5 ECUACIÓN DE KING

En 1990 King desarrolló dos métodos de balance de materia para yacimientos no convencionales de gas. Un método es apropiado para estimar el Gas Original En Sitio mientras que el segundo es para realizar predicciones futuras, en estos balances se tuvieron en cuenta los efectos del gas adsorbido. Estos métodos fueron desarrollados teniendo en cuenta las siguientes suposiciones:

1. Hay equilibrio entre la fase libre y la adsorbida.
2. El carbón y el agua son compresibles.
3. El yacimiento puede ser modelado con una presión y una saturación promedio. (Todos los gradientes pueden ser ignorados).
4. Deben estar disponibles datos confiables de presión y producción
5. Deben estar disponibles datos PVT (y aplicables a la presión promedio del yacimiento)
6. Es aplicable para yacimientos bajo presionados pero no para carbonos bajo saturados

$$G_p = \frac{Z_{sc} T_{sc} V_{b2} \phi_i}{P_{sc} T} \left[\frac{(1 - S_{wi}) P_i}{Z_i} + \frac{RTC_{Ei}}{\phi_i} - \frac{(1 - \bar{S}_w) P}{Z} - \frac{RTC_E}{\phi_i} \right] \quad (27)$$

Linealizando la ecuación se obtiene:

$$\frac{P}{Z^*} = \frac{P_i}{Z_i^*} - \frac{P_i}{Z_i^* GOES} G_p \quad (28)$$

Donde

$$Z^* = \frac{Z}{1 - \bar{S}_w + \frac{RT C_E Z}{\phi P}} \quad (29)$$

$$\bar{S}_w = \frac{S_{wi}[1 + c_w \Delta P] + \frac{5,615(W_e - W_p B_w)}{V_{b2} * \phi_i}}{[1 - c_f * \Delta P]} \quad (30)$$

3.5.1 Evaluación de la ecuación de King.

1. Se supone el valor de V_{b2}
2. Se calcula la \bar{S}_w para cada valor de presión
3. Se calcula el valor de Z^* para cada valor de presión
4. Se realiza una gráfica $\frac{P}{Z^*}$ versus G_p
5. Se halla la pendiente de la gráfica (m)
6. Se calcula el valor de V_{b2}

$$V_{b2} = \frac{-m P_{sc} T}{Z_{sc} T_{sc} \phi_i} \quad (31)$$

7. Se compara el valor de V_{b2} asumido con el calculado en el paso anterior
8. Si los dos valores son iguales se calcula el GOES con este valor, sino son iguales se repite el proceso tomando el V_{b2} calculado en el paso 6 como el supuesto en el paso 1.
9. Cuando se ha encontrado el valor correcto de V_{b2} se realiza la gráfica de P/z^* vs. G_p para hallar el GOES

$$GOES = -\frac{b}{m} \quad (32)$$

3.6 ECUACIÓN DE SEIDLE

J. P. Seidle desarrolló esta ecuación en 1999 usando un balance de materia similar a los usados anteriormente teniendo en cuenta las siguientes suposiciones:

1. La saturación de agua es constante y se asume como la saturación de agua inicial, lo cual es justificado debido a que la saturación de agua en un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón tendrá poco impacto en los cálculos y el término en el cual es usado es pequeño en comparación con los otros términos de la ecuación a los cuales es sumado.
2. Las compresibilidades del agua y de la formación son asumidas despreciables.
3. La producción de agua es despreciable en el cálculo de la saturación de agua y no hay influjo de agua.

$$G_p = \frac{Ah\phi}{0,02827T} \left[\frac{(1 - S_{wi})P_i}{Z_i} + \frac{0,02827V_{Ei}T}{\phi} - \left[\frac{(1 - S_w)P}{Z} + \frac{0,02827V_{ET}}{\phi} \right] \right] \quad (33)$$

Linealizando la ecuación se obtiene:

$$\frac{P}{Z^*} = \frac{P_i}{Z_i^*} - \frac{P_i}{Z_i^* GOES} G_p \quad (34)$$

Donde:

$$Z^* = \frac{Z}{1 - S_w + \frac{0,02827V_{ET}Z}{\phi P}} \quad (35)$$

3.6.1 Evaluación de la ecuación de Seidle.

1. Se realiza una gráfica de $\frac{P}{Z^*}$ versus G_p
2. Se halla el GOES conociendo el corte con el eje (P_i/Z_i^*) y la pendiente (m)

$$GOES = -\frac{P_i}{Z_i^* * m} \quad (36)$$

3.7 ECUACIÓN DE AHMED et al.

La ecuación fue desarrollada por T. Ahmed, A. Centilmen, y B. Roux y presentada en el año 2006. Teniendo en cuenta las siguientes suposiciones:

1. Existe gas libre inicial
2. Se tiene en cuenta la expansión del agua y la compactación de la formación. Durante la fase de deshidratación del yacimiento la compactación de la formación y la expansión del agua tendrán un efecto significativo sobre la producción de agua.
3. Es aplicable a yacimientos que se comporten de acuerdo a la ecuación de la isoterma de Langmuir.
4. No hay intrusión de agua.
5. Es aplicable a yacimientos saturados (la presión inicial del yacimiento es igual a la presión de desorción)

$$\begin{aligned}
& G_p + \frac{5,615W_p B_w E_g}{1 - c_f * \Delta P} \\
& = Ah \left[\rho_B (V_{Ei} - V_E) + E_g \phi_i \frac{[(c_f + S_{wi} c_w) \Delta P - (1 - S_{wi})]}{1 - c_f * \Delta P} \right] \\
& + Ah \phi_i (1 - S_{wi}) E_{gi} \quad (37)
\end{aligned}$$

Linealizando la ecuación se obtiene:

$$y = mX + b \quad (38)$$

Donde:

$$y = G_p + \frac{5,615W_p B_w E_g}{1 - c_f * \Delta P} \quad (39)$$

$$X = \rho_B (V_{Ei} - V_E) + E_g \phi_i \frac{[(c_f + S_{wi} c_w) \Delta P - (1 - S_{wi})]}{1 - c_f * \Delta P} \quad (40)$$

3.7.1 Evaluación de la ecuación de Ahmed .

1. Se evalúa el término y
2. Se evalúa el término x
3. Se realiza la gráfica de y versus x
4. Se halla la pendiente de la gráfica

$$m = Ah$$

5. Se halla el GOES

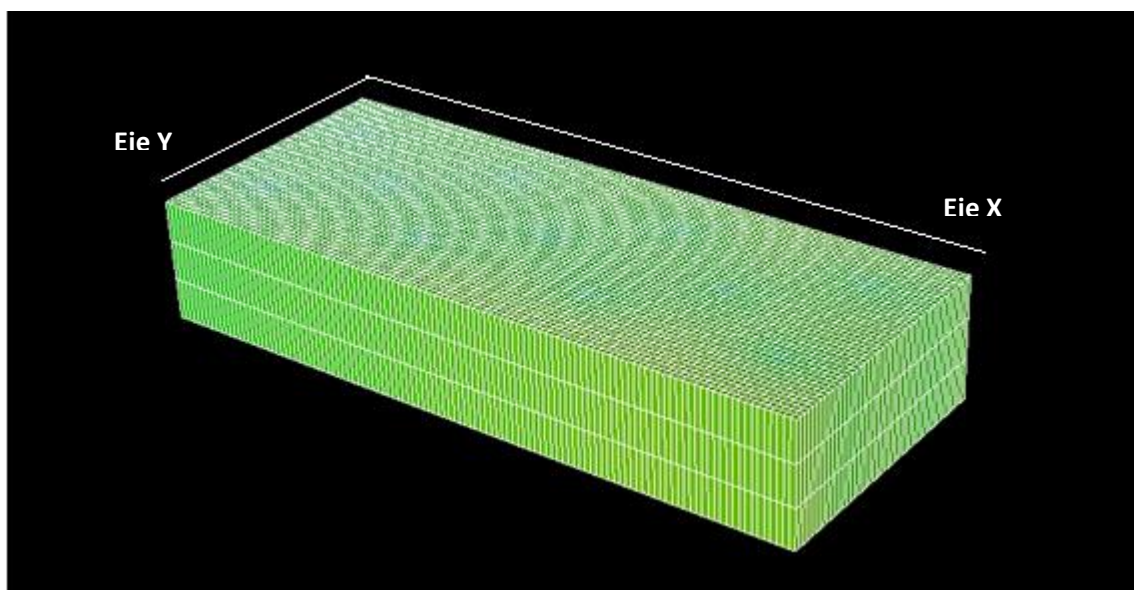
$$GOES = Ah[\rho_B V_{Ei} + (1 - S_{wi}) E_{gi}] \quad (41)$$

4. MODELO DE SIMULACIÓN

Para llevar a cabo el análisis comparativo de las ecuaciones de balance de materia para yacimientos GAC se construyó un modelo conceptual de simulación numérica, con el objetivo de representar el comportamiento de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón. En la construcción del modelo se asignaron valores promedio, obtenidos de la literatura a cada una de las variables necesarias para caracterizar este tipo de yacimientos.

El yacimiento tiene un área de 1000 acres, con propiedades homogéneas. Esta discretizado utilizando un esquema de grid cartesiano con 116 bloques en la dirección X y 46 bloques en la dirección Y, con una longitud aproximada de 90 ft de lado de cada bloque. El yacimiento posee 30 ft de espesor vertical dividido en 3 capas de igual espesor cada una como se muestra en la figura 15.

Figura 15. Grid del Modelo Conceptual de Simulación



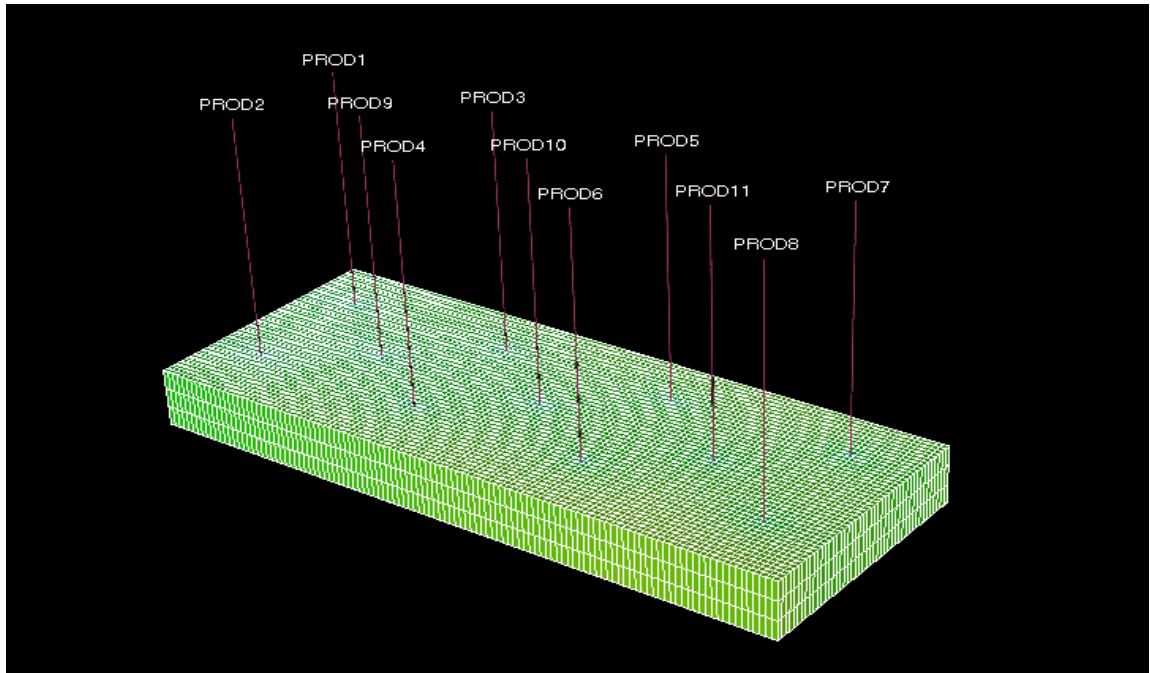
Fuente: Resultados 3D, Eclipse

El yacimiento produce de 11 pozos los cuales fueron perforados durante el primer año de producción y los primeros meses del segundo, los pozos están completados con un diámetro de 0,4 ft y controlados por una tasa máxima de 100 Mscf y una presión de fondo fluyendo mínima de 100 psia. A continuación se resumen las coordenadas de ubicación de los pozos y fecha de entrada en la tabla 3 y se ilustra la ubicación de los mismos en la figura 16.

Tabla 3. Coordenadas y Fechas de los Pozos

POZO	FECHA	X	Y
Prod1	1-ene-11	10	11
Prod2	1-abr-11	10	34
Prod3	1-abr-11	42	11
Prod4	1-jul-11	42	34
Prod5	1-jul-11	74	11
Prod6	1-oct-11	74	34
Prod7	1-oct-11	106	11
Prod8	1-dic-11	106	34
Prod9	1-dic-11	26	23
Prod10	1-feb-12	58	23
Prod11	1-feb-12	90	23

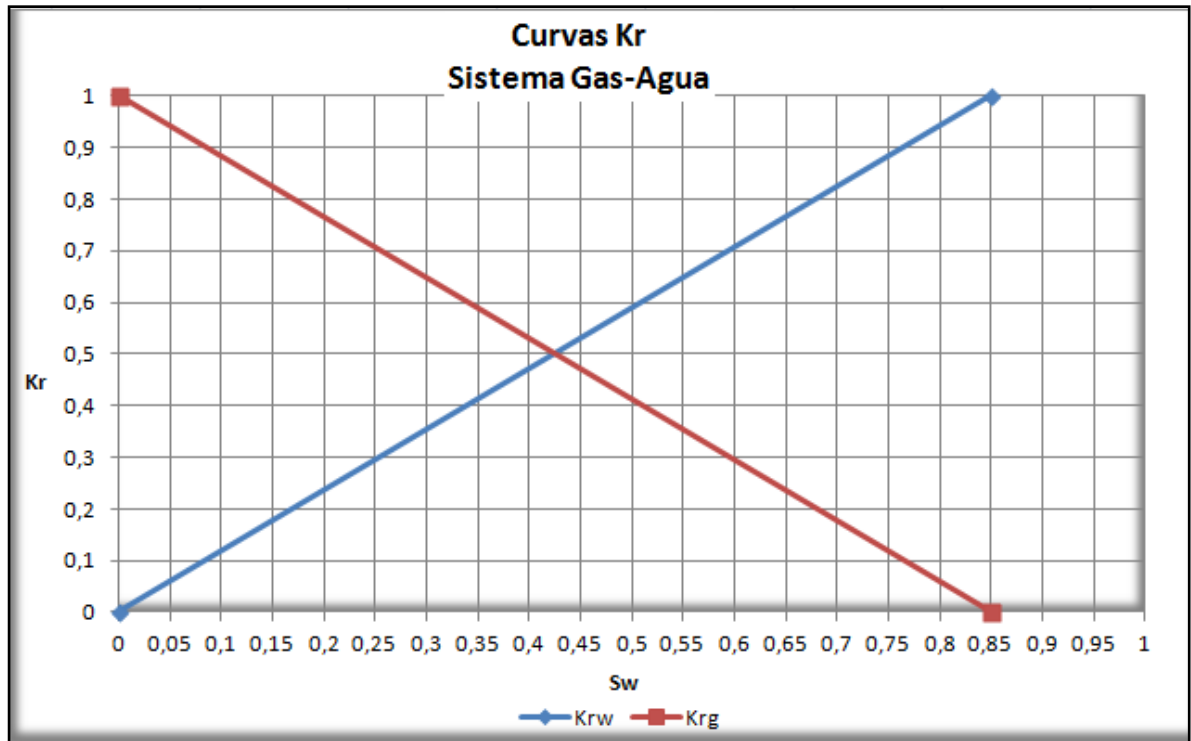
Figura 16. Ubicación De Los Pozos



Fuente. Resultados 3D, Eclipse

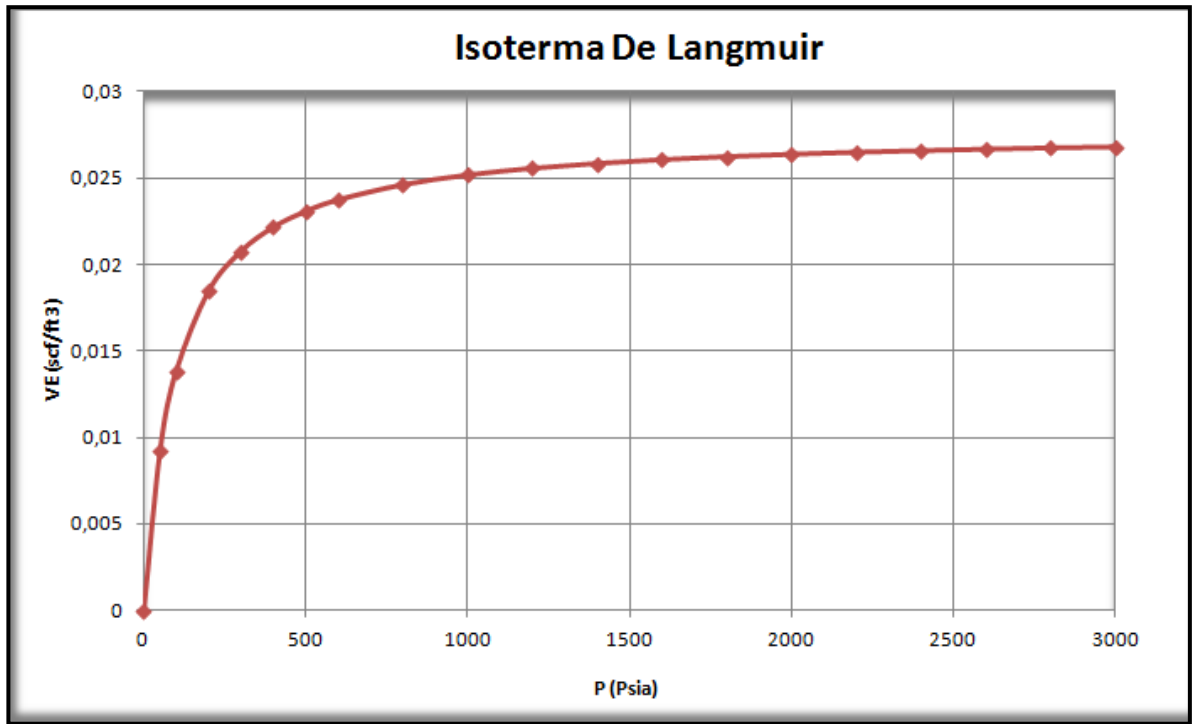
Las curvas de permeabilidad relativa se escogieron rectas debido a que es el comportamiento típico en los sistemas fracturados. Las fracturas están saturadas en mayor proporción de agua debido a que el yacimiento se encuentra por debajo del contacto (3200 ft). En el yacimiento se presenta una saturación inicial de gas (15%). Como lo indica la figura 17, que muestra el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa que se utilizaron en el modelo de simulación

Figura 17 .Curvas de Permeabilidad Relativa



Las constantes de la isoterma de desorción utilizadas en el desarrollo del modelo conceptual de simulación son $27,67 \text{ scf/ft}^3$ (591 scf/ton) y 100 psia para el volumen y la presión de Langmuir, respectivamente. La figura 18 ilustra la isoterma de desorción empleada en el modelamiento conceptual del yacimiento.

Figura 18. Isoterma de Desorción



Los valores del factor de compresibilidad (Z) fueron hallados mediante la ecuación de Hall- Yarborough para posteriormente calcular el factor volumétrico de formación del gas (B_g) y la viscosidad del gas (μ_g) mediante la correlación de Lee et al. Las propiedades PVT utilizadas son las expuestas en la tabla 4.

Tabla 4. Propiedades PVT

P(Psi)	Z	Bg (rcf/scf)	μ_g (cp)
14,7	0,9129	0,9831	0,0121
65,9	1,0236	0,2458	0,0121
117,1	0,9922	0,1341	0,0121
168,3	0,9804	0,0922	0,0121
219,6	0,9742	0,0702	0,0122
270,8	0,9704	0,0567	0,0122
322,0	0,9679	0,0476	0,0123
373,2	0,9660	0,0410	0,0123
424,4	0,9530	0,0355	0,0124
475,6	0,9531	0,0317	0,0125
526,9	0,9441	0,0284	0,0125
578,1	0,9409	0,0258	0,0126
629,3	0,9382	0,0236	0,0127
680,5	0,9325	0,0217	0,0127
731,7	0,9277	0,0201	0,0128
782,9	0,9235	0,0187	0,0129
834,2	0,9199	0,0175	0,0130
885,4	0,9116	0,0163	0,0131
936,6	0,9091	0,0154	0,0132
987,8	0,9024	0,0145	0,0133
1039,0	0,9006	0,0137	0,0134
1090,3	0,8951	0,0130	0,0135
1141,5	0,8901	0,0123	0,0136
1192,7	0,8855	0,0118	0,0137
1243,9	0,8848	0,0113	0,0138
1295,1	0,8809	0,0108	0,0139
1346,4	0,8742	0,0103	0,0140
1397,6	0,8711	0,0099	0,0141
1448,8	0,8681	0,0095	0,0143
1500,0	0,8654	0,0091	0,0144

Los parámetros utilizados en la simulación del modelo conceptual se resumen en la tabla 5.

Tabla 5. Parámetros de entrada para el modelo conceptual de CBM.

PARÁMETROS DE ENTRADA	VALOR	Fuente
Espesor (Pies)	30	NGOZI OKEKE, Amarachukwu ; SENSITIVITY ANALYSIS OF MODELING PARAMETERS THAT AFFECT THE DUAL PEAKING BEHAVIOR IN COALBED METHANE RESERVOIRS, PAG 39
Volumen de Langmuir, V_L (scf/ft³)	27,67	MORA Carlos A. ; COMPARISON OF COMPUTATION METHODS FOR CBM PRODUCTION PERFORMANCE, PAG 28
Presión de Langmuir, P_L (psi)	100	
Profundidad del Tope del Grid (pies)	3280	NGOZI OKEKE, Amarachukwu ; SENSITIVITY ANALYSIS OF MODELING PARAMETERS THAT AFFECT THE DUAL PEAKING BEHAVIOR IN COALBED METHANE RESERVOIRS, PAG 39
Porosidad de la Matriz (fracción)	0,005	
Porosidad de la fractura (fracción)	0,001	
Permeabilidad X, K_x (md)	100	
Permeabilidad Y, K_y (md)	50	
Permeabilidad Z, K_z (md)	7	
Permeabilidad de la matriz, K_x, K_y, K_z (md)	0,0001	NGOZI OKEKE, Amarachukwu ; SENSITIVITY ANALYSIS OF MODELING PARAMETERS THAT AFFECT THE DUAL PEAKING BEHAVIOR IN COALBED METHANE RESERVOIRS, PAG 39
Factor de forma, Sigma (ft²)	6900	MORA Carlos A. ; COMPARISON OF COMPUTATION METHODS FOR CBM PRODUCTION PERFORMANCE, PAG 28
Coefficiente de Difusión (ft²/días)	7,246E-07	
Swi fracturas (%)	0,85	
Temperatura (F)	100	
Densidad del carbón (g/cm³)	1,5	MORA Carlos A. ; COMPARISON OF COMPUTATION METHODS FOR CBM PRODUCTION PERFORMANCE, PAG 28
Tiempo de producción (años)	15	MARICIC , Nicola et al ; "A PARAMETRIC STUDY ON THE BENEFITS OF DRILLING HORIZONTAL AND MULTILATERAL WELLS IN COALBED METHANE RESERVOIRS"; PAG 3
Presión de fondo fluyendo, pwf (psi)	100	
Compresibilidad de la formación, cf (psi⁻¹)	3,00E-05	
Compresibilidad del agua, cw (psi⁻¹)	3,20E-06	
Factor volumétrico de formación del agua, cw (RB/STB)	1,019	KARIMI Kaveh ; Coal Bed Methane Reservoir Simulation Studies,PAG 62
Gravedad específica del gas	0,5536	MORA Carlos A. ; COMPARISON OF COMPUTATION METHODS FOR CBM PRODUCTION PERFORMANCE, PAG 28

Fuente. Literatura referenciada.

4.1 Resultados modelo de simulación

Con los parámetros mencionados anteriormente se realizó la corrida del modelo de simulación conceptual del yacimiento de GAC con el simulador ECLIPSE 100 (Schlumberger) para realizar el cálculo del GOES.

La tasa de producción de gas del campo sigue el comportamiento típico que presenta esta clase de yacimientos, un aumento de la tasa de producción de gas a medida que el manto de carbón se va desaguando hasta llegar a un máximo de producción desde donde empieza la declinación normal del yacimiento. En la primera etapa de la producción de gas se observan un comportamiento no continuo, pero esto es consecuencia directa de la entrada consecutiva en producción de los pozos. (Ver figura 22)

Al inicio la producción diaria de agua a nivel de campo tiene un comportamiento que difiere del comportamiento típico, esto es debido a la entrada paulatina de los pozos los cuales como se muestra la figura 23 cuando empieza la producción poseen una tasa alta de agua pero inmediatamente la producción empieza a caer, lo que genera también ese comportamiento en la tasa de producción de agua del campo, pero cuando entra en producción otro pozo se presenta de nuevo un incremento en la producción de agua, y este comportamiento se reproduce hasta que entra en producción el último pozo, lo que hace que empiece la declinación normal de la tasa de agua que es el comportamiento típico de la producción de agua en un yacimiento GAC.

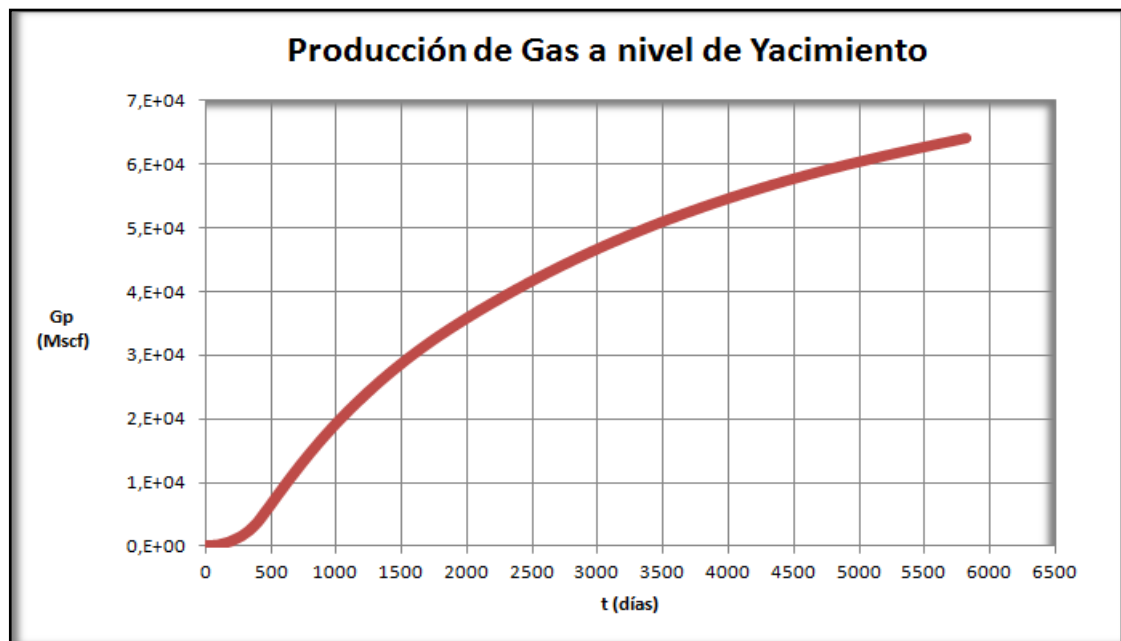
El comportamiento de la presión es un factor importante en la producción de un yacimiento GAC, debido a que la desorción y por lo tanto la producción de gas depende de la disminución de estas y además es uno de los parámetros requeridos de la simulación para desarrollar la evaluación de las EBM. En la Figura 21 se puede observar como en un periodo de aproximadamente 3 años se

logra una disminución considerable de la presión, lo cual es consecuencia directa del desagüe del yacimiento y por lo tanto de la producción de agua.

Como se muestra en las figuras 19 y 20 a medida que pasa el tiempo el agua y el gas producido acumulado va aumentando. En los primeros años de producción del yacimiento la recuperación tanto de gas como de agua es mayor que en los últimos años de producción y esto es consecuencia de la declinación normal de yacimiento.

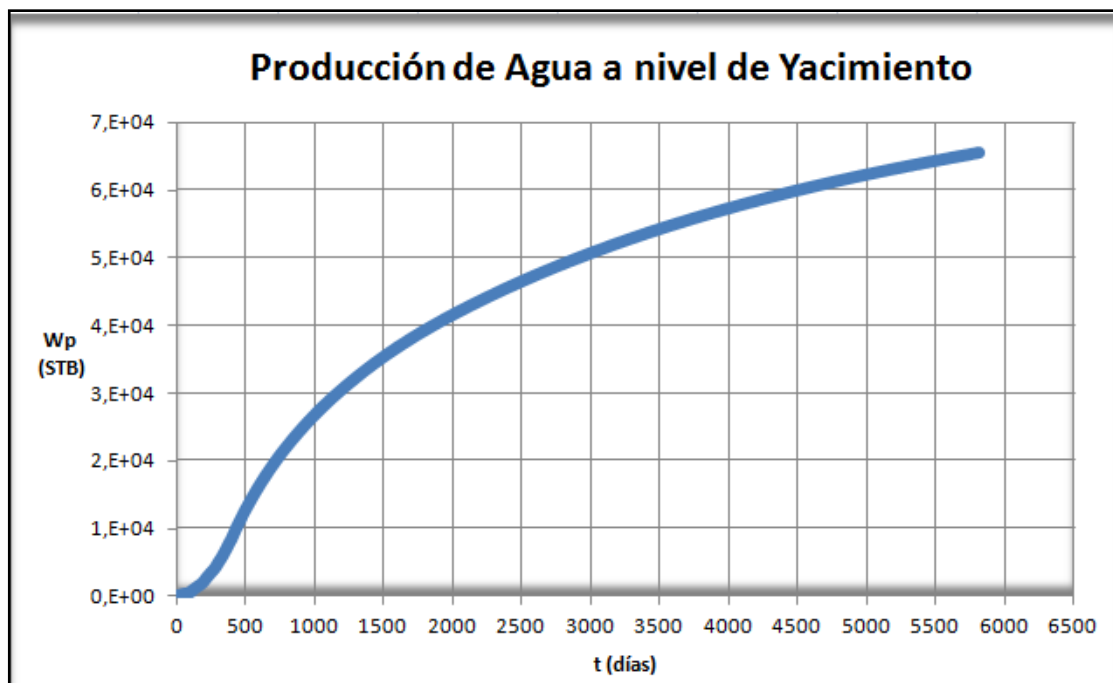
En la figura 24 se observa el comportamiento de producción de uno de los pozos simulados en el modelo conceptual, él presenta la forma típica de las curvas de producción de un yacimiento GAC, lo que indica una buena reproducción de las características de esta clase de yacimientos mediante el modelo de simulación conceptual.

Figura 19. Gas Producido Total del Yacimiento



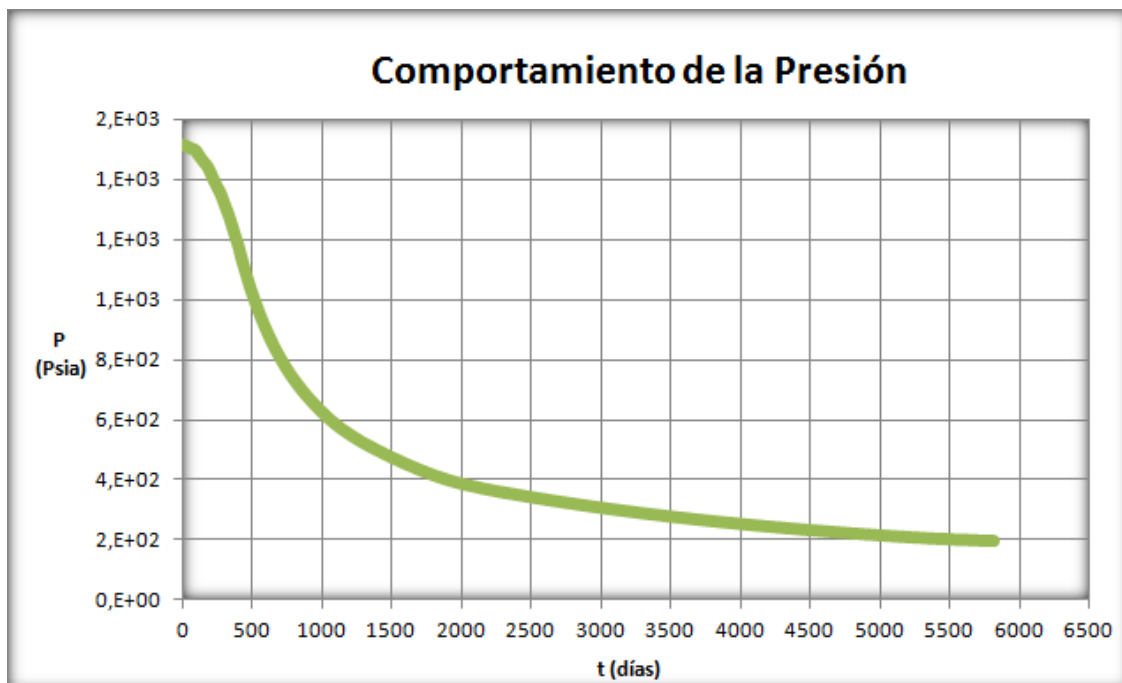
Fuente. Resultados, Eclipse

Figura 20. Agua Producida Total del Yacimiento



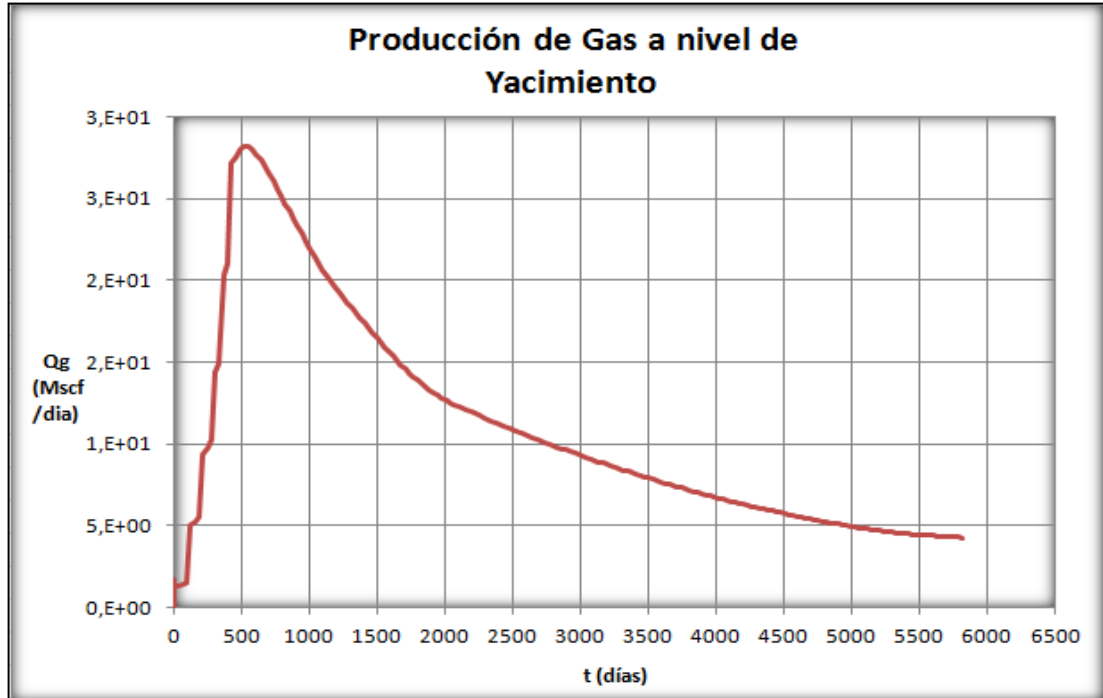
Fuente. Resultados, Eclipse

Figura 21. Comportamiento de la Presión del Yacimiento



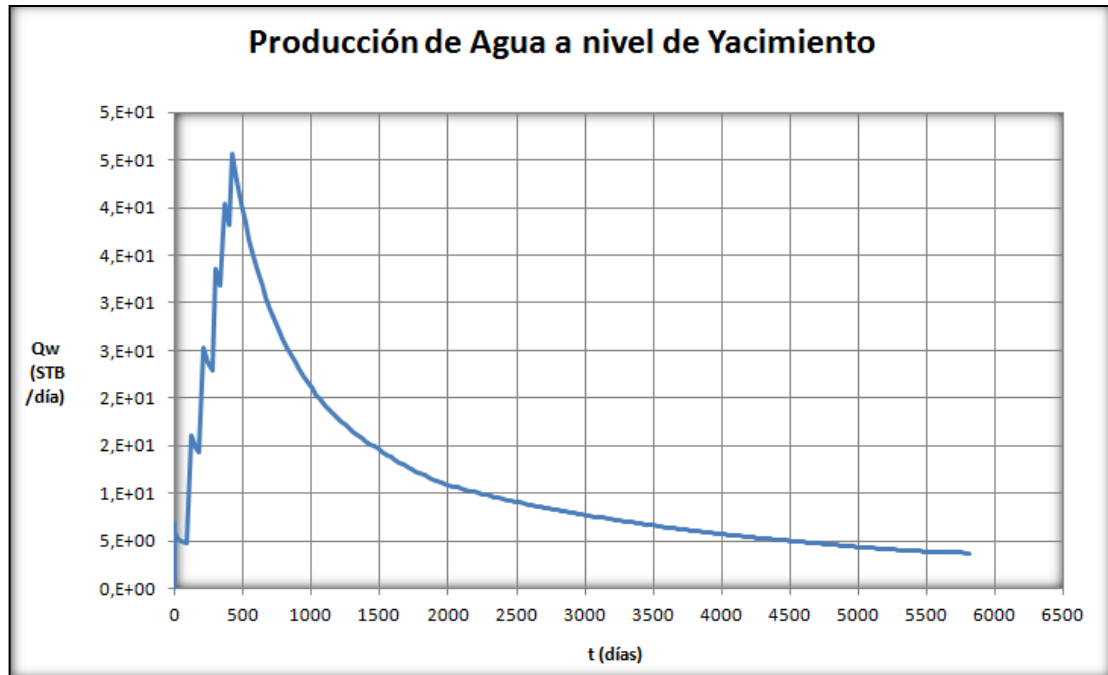
Fuente. Resultados, Eclipse

Figura 22. Caudal Diario de Producción de Gas en el Yacimiento



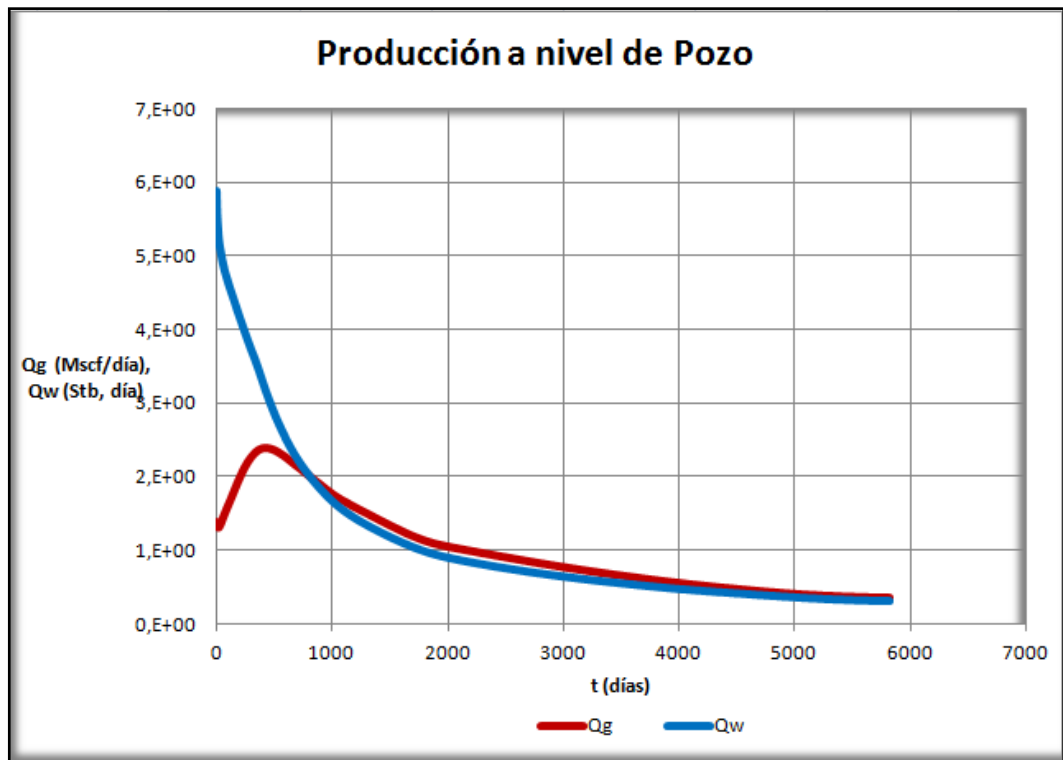
Fuente. Resultados, Eclipse

Figura 23. Caudal Diario de Producción de Agua en el Yacimiento



Fuente. Resultados, Eclipse

Figura 24. Producción de agua y gas del productor 1 del modelo



Fuente. Resultados, Eclipse

5. EVALUACIÓN DE LAS ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIA PARA YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN

Para la evaluación de las ecuaciones se utilizaron los datos de Gas producido (Gp), Agua producida (Wp) y Presión (P) que resultaron de la simulación, los cuales se recopilan en la tabla 6.

Tabla 6. Datos de producción para la evaluación de las ecuaciones

t(días)	P(Psia)	Wp(STB)	Gp (Mscf)
0,00	1519,22	0	0
365,00	1228,19	7273,8086	3039,4541
731,00	782,15	20365,016	12885,62
1096,00	587,38	28702,793	21308,787
1461,00	485,49	34805,141	28058,213
1826,00	413,58	39609,824	33539,965
2192,00	369,92	43576,094	38166,859
2588,00	337,95	47297,125	42606,832
2922,00	314,57	50075,504	45950,316
3287,00	292,02	52794,297	49219,59
3653,00	272,18	55232,051	52134,543
4018,00	254,81	57410,383	54714,059
4383,00	239,46	59378,93	57009,977
4748,00	225,98	61162,965	59060,559
5114,00	214,31	62782,039	60905,977
5479,00	204,86	64257,75	62589,59
5813,00	198,95	65526,012	64047,051

Fuente. Resultados, Eclipse

Otros parámetros necesarios para realizar la evaluación de las ecuaciones son las propiedades del yacimiento resumidas en la tabla 7.

Tabla 7. Propiedades del yacimiento para la evaluación de las ecuaciones

PROPIEDAD	VALOR	
Da	7,27E+03	ft2/dia
VL	591,0	scf/ton
PL	100,0	psia
Swi	0,9	frac.
Sgi	0,2	frac.
Cf	3,0E-05	1/psi
Cw	3,2E-06	1/psi
We	0,0	STB
Wy	0,0	STB
PHI	0,0	Frac.
T	560,0	R
Bw	1,0	Rb/STB
ρ_B	0,0	ton/scf
T	560,0	R
Pb	0,0	ton/scf

Fuente. Literatura

Para asignar las propiedades PVT's a cada valor de Presión se realizaron correlaciones para el FVF y el factor Z. (Ver figuras 25 y 26)

La evaluación de las ecuaciones se llevó a cabo teniendo en cuenta los procedimientos listados anteriormente en el capítulo 3.

Figura 25. Correlación Factor Volumétrico de Formación del Gas

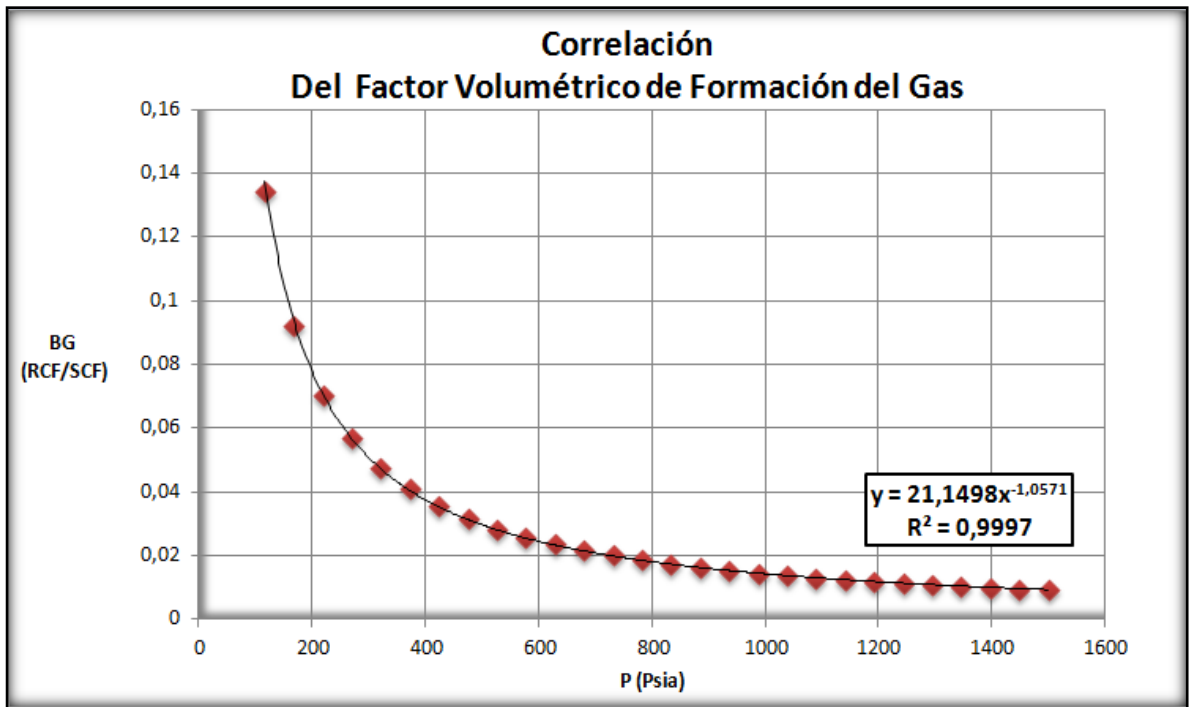
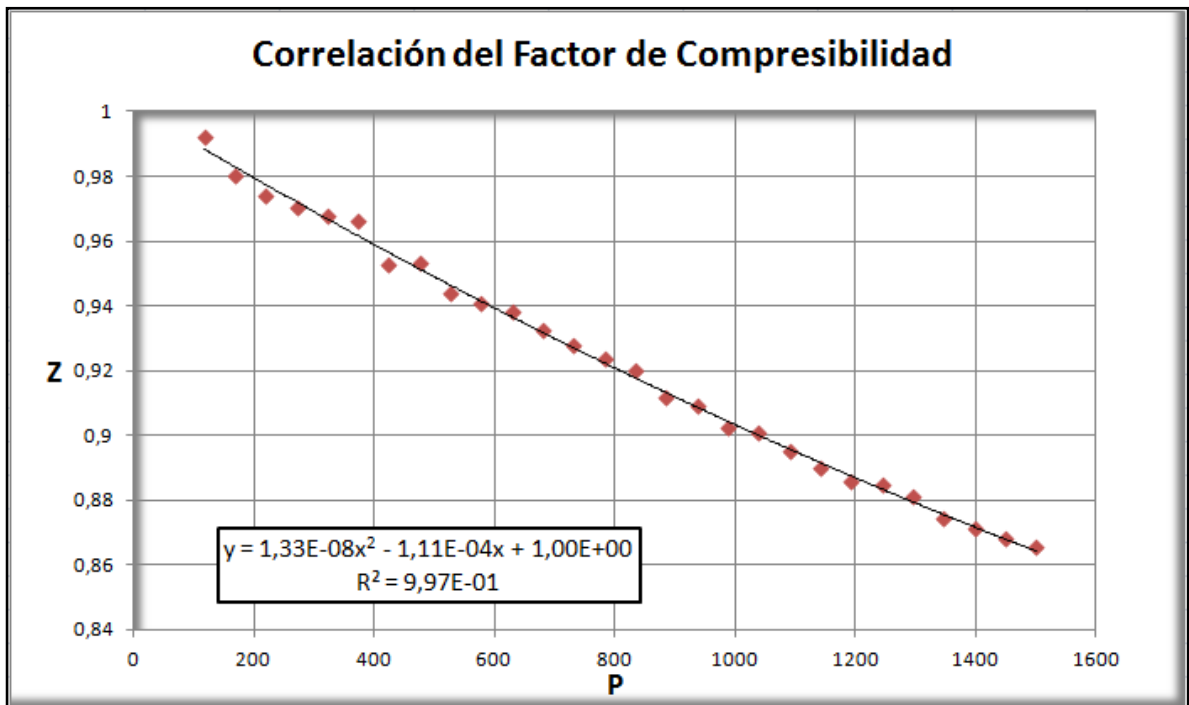


Figura 26. Correlación Factor de Compresibilidad (Z)



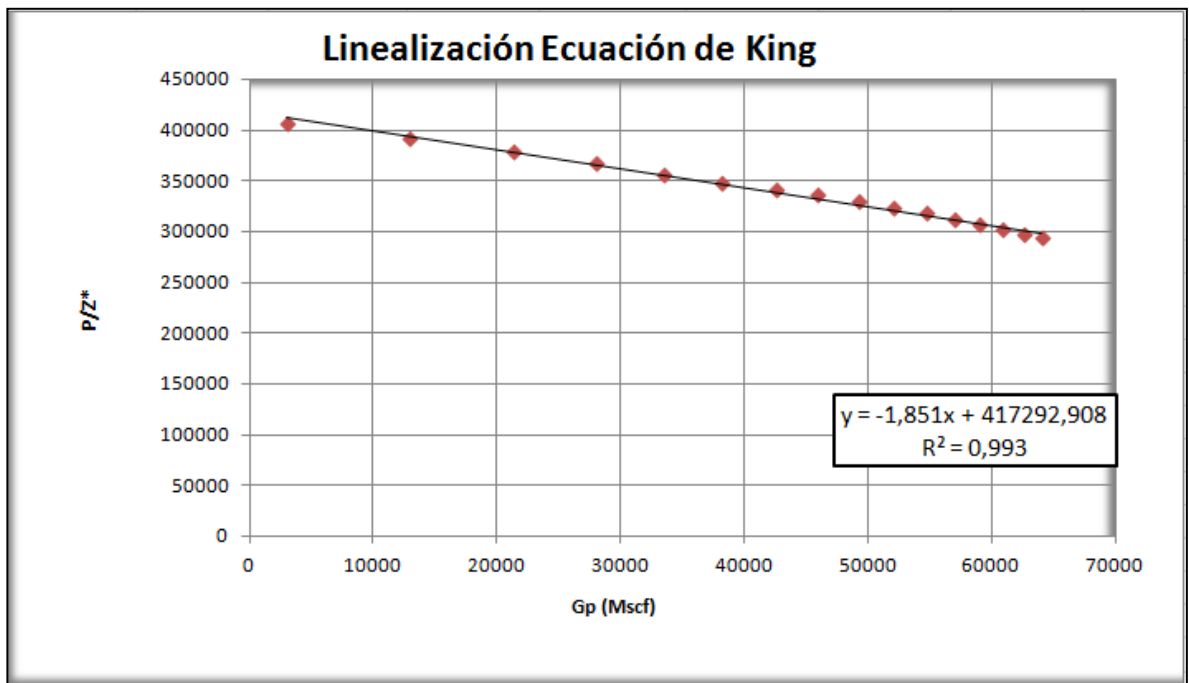
5.1 EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN DE KING

Se realiza el cálculo de las diferentes variables utilizadas en la evaluación de la ecuación de King resumidas en la tabla 8, para lo anterior se utilizó el valor de volumen total (V_{b2}) de 29303551,2 ft³ con el que se obtuvo convergencia en el proceso iterativo. Con las variables calculadas se realiza un análisis gráfico de P/Z vs. Gp que se muestra en la figura 27 de donde se extraen los valores de pendiente (m) y corte con el eje de las ordenadas (b) para de esta manera estimar un valor GOES de 225441,87 Mscf.

Tabla 8. Datos evaluación de la ecuación de King

P(psia)	CE (lbm /cf)	(Sw)prom	Z*	P/Z*
1519,22	0,06840108	0,85	0,00369394	411272,535
1228,19	0,06741453	-0,57447658	0,00301569	407266,323
782,15	0,06463917	-3,19502899	0,00199548	391961,039
587,38	0,06229755	-4,88850707	0,00155388	378011,053
485,49	0,06045186	-6,13329372	0,00132328	366887,005
413,58	0,05870821	-7,1171049	0,00116084	356271,724
369,92	0,05738935	-7,92872868	0,00106214	348274,645
337,95	0,05625684	-8,68976835	0,0009898	341428,725
314,57	0,05531832	-9,25885881	0,00093698	335731,914
292,02	0,05430657	-9,81645042	0,00088605	329573,792
272,18	0,05331539	-10,3169476	0,00084129	323530,546
254,81	0,05235657	-10,7645875	0,00080212	317678,597
239,46	0,05142739	-11,1694157	0,0007675	312004,492
225,98	0,05053897	-11,5364817	0,0007371	306578,744
214,31	0,04970889	-11,8696641	0,0007108	301510,757
204,86	0,04898967	-12,1731106	0,00068947	297125,457
198,95	0,04851714	-12,4331883	0,00067612	294257,779

Figura 27. Evaluación Ecuación de King



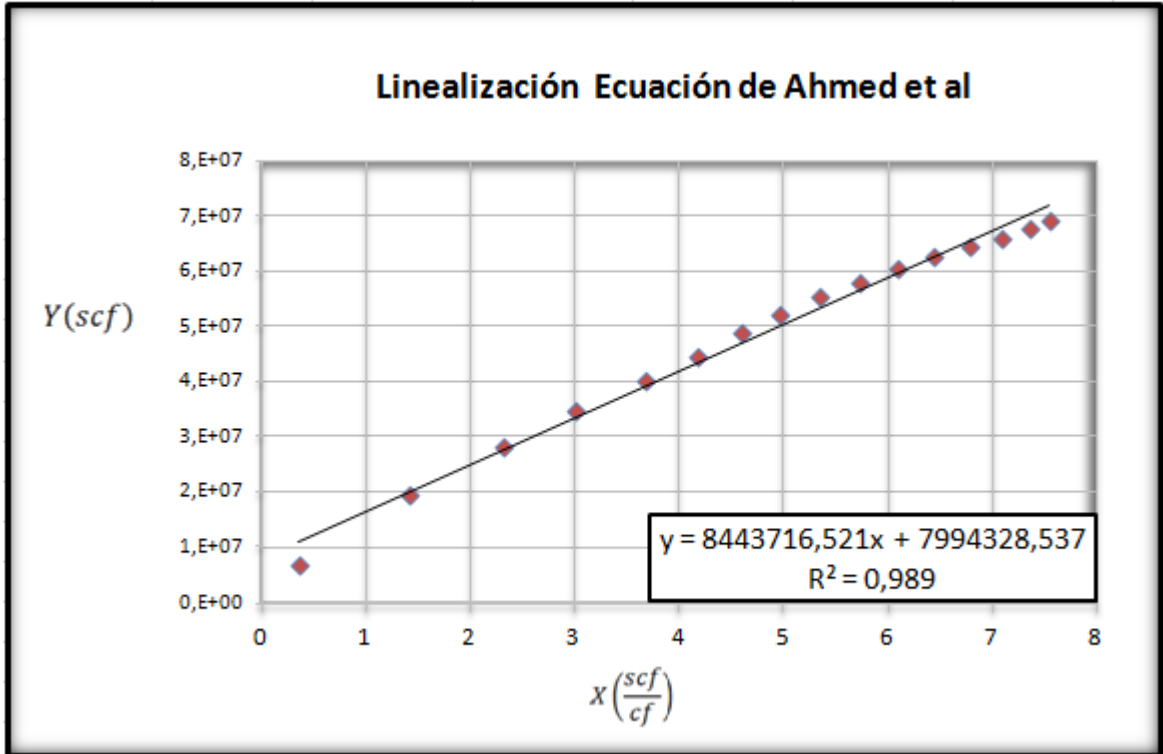
5.2 ECUACIÓN DE AHMED et al

Se realiza el cálculo de las diferentes variables utilizadas en la evaluación de la ecuación de Ahmed et al resumidas en la tabla 9. Con las variables calculadas se realiza un análisis gráfico de Y vs. X que se muestra en la figura 28 de donde se extraen el valor de la pendiente (m) que es igual al volumen total del yacimiento (V_{b2}) con el cual se estima un valor de GOES de 219359,34 Mscf.

Tabla 9. Datos evaluación ecuación Ahmed et al

t(días)	P(psia)	Eg (scf/cf)	VE (scf/ton)	Y	X
0,00	1519,22	109,14	554,50	0,00	0,00
365,00	1228,19	87,17	546,50	6699189,25	0,36
731,00	782,15	54,10	524,00	19331903,05	1,42
1096,00	587,38	39,97	505,02	28061576,23	2,31
1461,00	485,49	32,68	490,06	34774164,47	3,01
1826,00	413,58	27,58	475,92	40005889,38	3,68
2192,00	369,92	24,52	465,23	44497490,93	4,18
2588,00	337,95	22,28	456,05	48858102,83	4,61
2922,00	314,57	20,66	448,44	52090360,00	4,96
3287,00	292,02	19,09	440,24	55207592,01	5,35
3653,00	272,18	17,72	432,21	57953688,11	5,72
4018,00	254,81	16,53	424,43	60358522,78	6,09
4383,00	239,46	15,48	416,90	62479459,73	6,44
4748,00	225,98	14,56	409,70	64361775,91	6,78
5114,00	214,31	13,77	402,97	66052885,08	7,09
5479,00	204,86	13,13	397,14	67613644,87	7,37
5813,00	198,95	12,73	393,31	69015148,74	7,55

Figura 28. Evaluación Ecuación de Ahmed et al



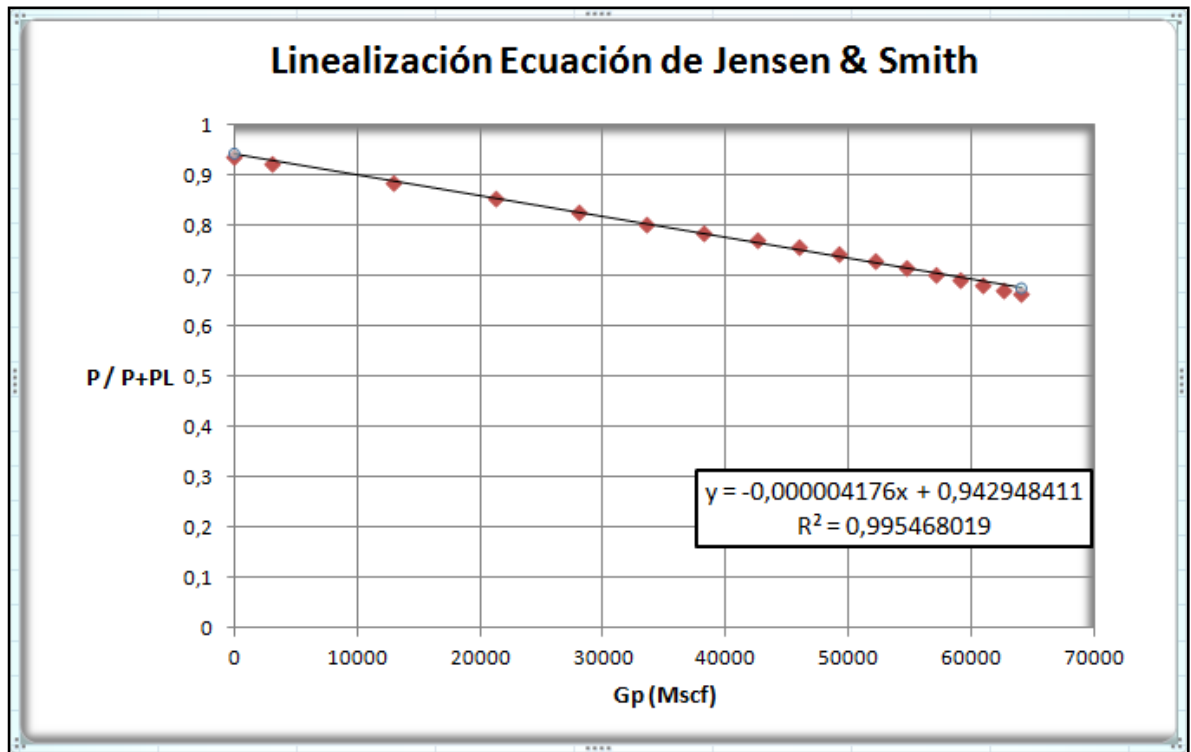
5.3 EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN DE JENSEN & SMITH

Se realiza el cálculo de las diferentes variables utilizadas en la evaluación de la ecuación de Jensen & Smith resumidas en la tabla 10. Con las variables calculadas se realiza un análisis gráfico de P/P_{L+P} vs. G_p que se muestra en la figura 29 de donde se extraen el valor de la pendiente (m) y corte con el eje de las ordenadas (b) para de esta manera estimar un valor GOES de 225801,82 Mscf.

Tabla 10. Datos Evaluación Ecuación de Jensen & Smith

t(días)	P(psia)	P/P+PL
0,00	1519,22	0,93824175
365,00	1228,19	0,92470943
731,00	782,15	0,8866404
1096,00	587,38	0,85452095
1461,00	485,49	0,82920407
1826,00	413,58	0,8052868
2192,00	369,92	0,78719638
2588,00	337,95	0,77166193
2922,00	314,57	0,75878852
3287,00	292,02	0,74491051
3653,00	272,18	0,73131483
4018,00	254,81	0,71816293
4383,00	239,46	0,70541757
4748,00	225,98	0,69323133
5114,00	214,31	0,68184525
5479,00	204,86	0,67197986
5813,00	198,95	0,66549835

Figura 29. Evaluación Ecuación Jensen & Smith



5.4 EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN DE PEÑUELA Y ORDOÑEZ.

Se realiza el cálculo de las diferentes variables necesarias en la evaluación de la ecuación de Peñuela y Ordoñez resumidas en la tabla 11, y con estas se calculan los diferentes parámetros necesarios para realizar las gráficas los cuales están compilados en la tabla 12. Con estos parámetros se realiza un análisis gráfico de $\frac{F-\Delta W}{E_{g1}}$ vs. $\frac{E_{g2}}{E_{g1}}$ que se muestra en la figura 30 de donde se extraen el valor de la pendiente (m) que es igual al Gas inicial en las fracturas y el corte con el eje de las ordenadas (b) el cual es el Gas inicial en la matriz; para de esta manera estimar un valor GOES de 195074,73 Mscf.

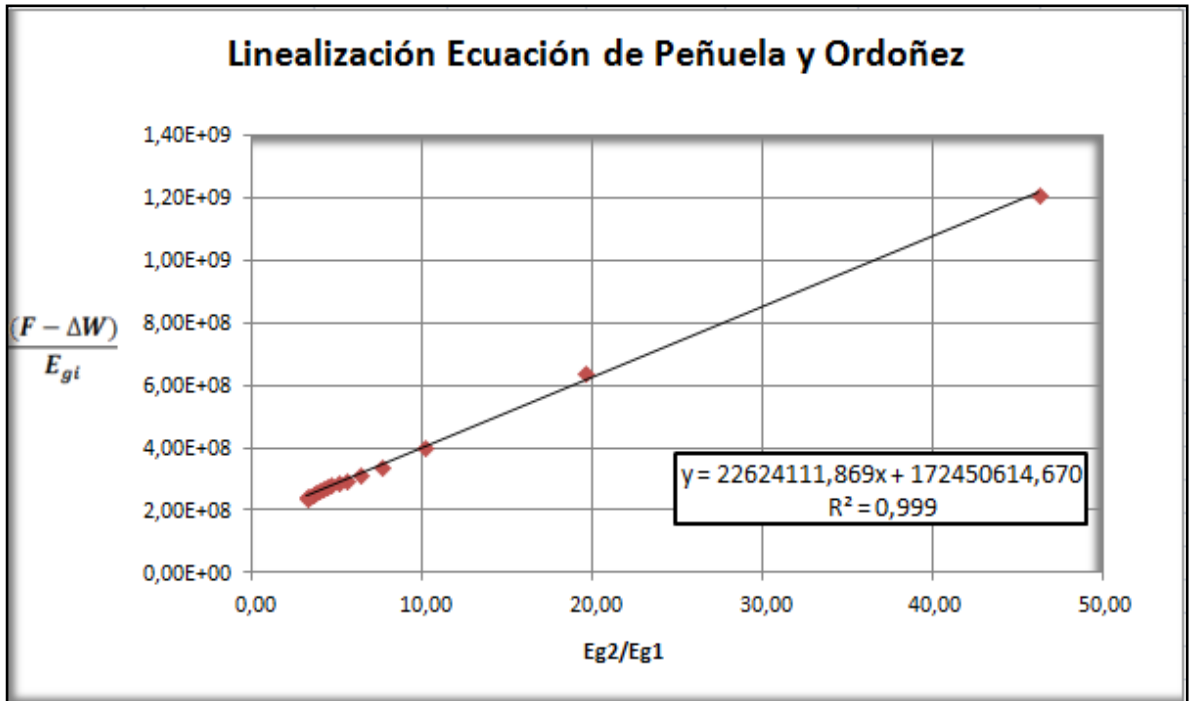
Tabla 11. Datos de parámetros de la evaluación de la ecuación

F(scf)	ΔW(scf)	Pprom (psia)	VE(scf/ft3)	Eg1	Eg2
0	0	1519,2168	25,962632	0	0
34869,054	-40842,44	1373,70215	25,793889	6,254E-05	0,0028913
238185,63	-114349,6	1005,168	25,167746	0,0005513	0,0107952
533135,08	-161166,2	684,76636	24,145489	0,0017438	0,0177194
858620,51	-195430,9	536,439135	23,323705	0,0031083	0,0235049
1215929,4	-222409,2	449,53496	22,636127	0,0046445	0,0293004
1556861,1	-244679,8	391,74634	22,044374	0,006156	0,0339254
1912227,3	-265573,4	353,93196	21,575605	0,0075837	0,0380792
2224600,4	-281174	326,26054	21,179875	0,0089185	0,0416583
2577850,4	-296440	303,29663	20,810234	0,0103939	0,0456647
2941308,7	-310128	282,101045	20,429627	0,0120234	0,0497475
3309671,5	-322359,3	263,498865	20,059017	0,0137548	0,0538549
3682672,7	-333412,7	247,139245	19,70026	0,0155813	0,0579922
4056200,4	-343430	232,721045	19,35483	0,0174795	0,0621009
4424008,7	-352521,1	220,14549	19,028141	0,0194009	0,0660822
4768354,1	-360807,3	209,58589	18,733324	0,0212136	0,0696489
5032666,2	-367928,6	201,90576	18,505945	0,0225682	0,0720539

Tabla 12. Datos a graficar para la evaluación de las ecuaciones

F-ΔW (scf)	(F-ΔW)/Eg1	Eg2/Eg1
0	0,00E+00	0
75711,4896	1,21E+09	4,62E+01
352535,193	6,39E+08	1,96E+01
694301,258	3,98E+08	1,02E+01
1054051,38	3,39E+08	7,56E+00
1438338,61	3,10E+08	6,31E+00
1801540,9	2,93E+08	5,51E+00
2177800,63	2,87E+08	5,02E+00
2505774,37	2,81E+08	4,67E+00
2874290,42	2,77E+08	4,39E+00
3251436,71	2,70E+08	4,14E+00
3632030,79	2,64E+08	3,92E+00
4016085,41	2,58E+08	3,72E+00
4399630,44	2,52E+08	3,55E+00
4776529,84	2,46E+08	3,41E+00
5129161,38	2,42E+08	3,28E+00
5400594,76	2,39E+08	3,19E+00

Figura 30. Linealización Ecuación Peñuela y Ordoñez



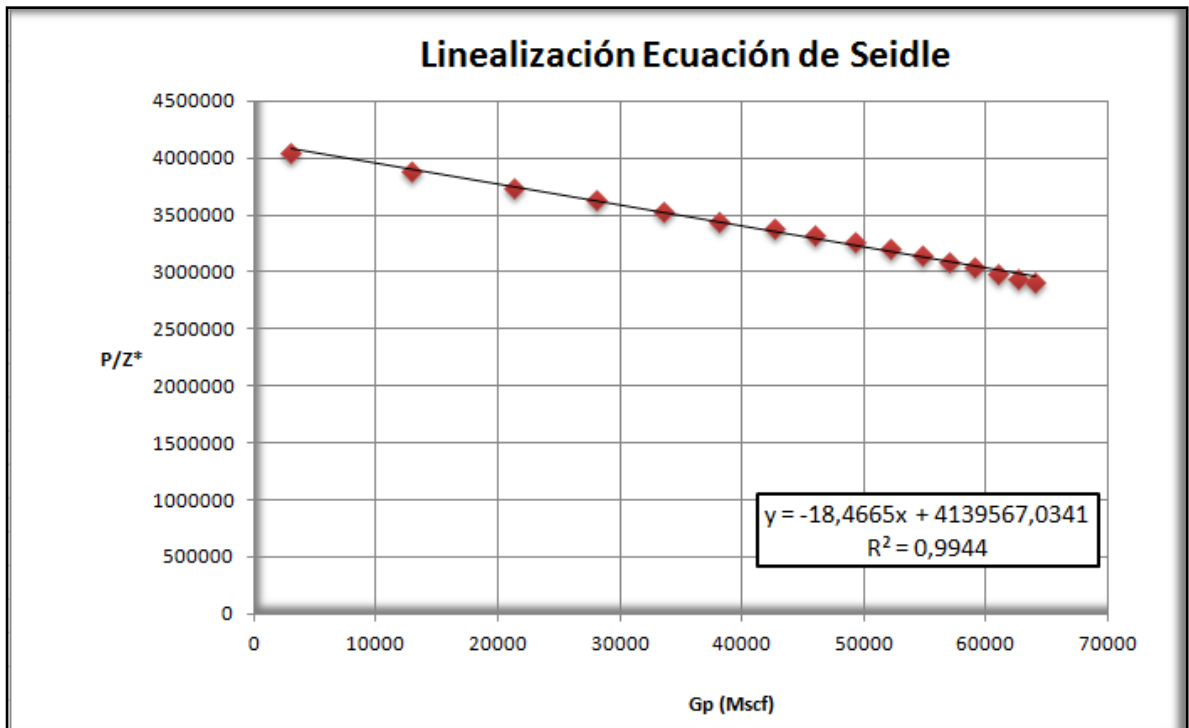
5.5 EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN DE SEIDLE

Se realiza el cálculo de las diferentes variables utilizadas en la evaluación de la ecuación de Seidle resumidas en la tabla 13. Con las variables calculadas se realiza un análisis gráfico de P/Z vs. G_p que se muestra en la figura 31 de donde se extraen los valores de pendiente (m) y corte con el eje de las ordenadas (b) para de esta manera estimar un valor GOES de 224166,30 Mscf.

Tabla 13. Evaluación Ecuación de Seidle

t(días)	P(psia)	VE	Z*	P/Z*
0	1519,217	25,96263	0,00037	4110460
365	1228,188	25,58817	0,000303	4051123
731	782,1485	24,53474	0,000201	3884271
1096	587,3842	23,64595	0,000157	3743531
1461	485,4941	22,94539	0,000134	3632607
1826	413,5759	22,28356	0,000117	3527820
2192	369,9168	21,78297	0,000107	3448563
2588	337,9471	21,35311	1E-04	3380505
2922	314,574	20,99688	9,46E-05	3324106
3287	292,0193	20,61285	8,95E-05	3263307
3653	272,1828	20,23664	8,5E-05	3203745
4018	254,8149	19,8727	8,1E-05	3146127
4383	239,4636	19,52002	7,75E-05	3090290
4748	225,9785	19,18281	7,44E-05	3036903
5114	214,3125	18,86774	7,17E-05	2987022
5479	204,8593	18,59474	6,96E-05	2943803
5813	198,9522	18,41539	6,82E-05	2915408

Figura 31. Linealización Ecuación de Seidle



5.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez finalizada la etapa de evaluación de las ecuaciones de balance de materia para yacimientos de Gas Asociado a Mantos de Carbón existentes en la literatura, mediante la aplicación de un modelo conceptual de simulación numérica, se procede a realizar el análisis comparativo de los resultados obtenidos.

El modelo conceptual de simulación numérica emplea el método volumétrico para el cálculo del Gas original en sitio. El GOES obtenido por medio de este modelo es utilizado como valor de referencia para realizar las comparaciones con los resultados de las diferentes ecuaciones y este es **190218 Mscf**.

En la tabla 14 se muestran los valores de GOES derivados de la evaluación de cada ecuación y su respectivo porcentaje de error obtenido al realizar la comparación con el valor de referencia.

Se debe tener en cuenta que al realizar evaluación de la ecuación de Moghadam, Jeje y Mattar, los resultados obtenidos no eran coherentes con el análisis que se estaba realizando, puesto que al realizar la evaluación se encontró que el uso de esta ecuación no era adecuado para el cálculo del Gas Original En Sitio. Por lo tanto en la evaluación y el análisis comparativo se obvio la aplicación de esta ecuación. Con el fin de dar una solución al problema que se estaba presentando con la ecuación, se contactó a uno de los autores, el Ing Louis Mattar para pedirle soporte en la evaluación de la ecuación y asesoría para entender mejor las deducciones y el desarrollo de la misma. En el momento de presentar este estudio se está esperando la respuesta. Los correos que soportan el dicho contacto se encuentran en el anexo C.

Tabla 14. Datos para el análisis comparativo

Ecuación	GOES (Mscf)	% Error
King	225441,87	18,52
Peñuela y Ordoñez	195074,73	2,55
Jensen & Smith	225801,82	18,71
Seidle	224166,30	17,85
Tarek et al	219359,34	15,32

Al realizar la comparación de los valores obtenidos se observa que la ecuación de Gerson Peñuela y Aníbal Ordoñez es la que presenta un menor porcentaje de error a la hora de su evaluación, esto se debe a que es la ecuación que tiene en cuenta una mayor cantidad de propiedades y características de los yacimientos de GAC.

La ecuación de Ahmed et al presenta un porcentaje de error más bajo que las otras ecuaciones (Jensen y Smith, King y Seidle) pero la aplicación de esta ecuación tiene ciertas limitaciones que restringen su uso como la existencia de Gas libre inicialmente en las fracturas y que el yacimiento debe estar inicialmente saturado.

Los resultados obtenidos de la evaluación de las ecuaciones de King y de Seidle presentan un porcentaje de error similar debido a que este último realizó el planteamiento de su ecuación basado en el desarrollo realizado por King, despreciando la influencia de factores como la producción de agua, el cambio en la saturación de agua y las compresibilidades del agua y de la formación. Al realizar la evaluación de la ecuación de King se observó que el efecto de los factores mencionados anteriormente eran poco significativos en el cálculo del Gas Original En Sitio.

En la evaluación de la ecuación de King se encontraron valores negativos de saturación de agua al momento de utilizar el volumen total (V_{b2}) hallado en el proceso iterativo. Esto se debe a que el volumen total con el cual se obtuvo convergencia es menor que el volumen real del yacimiento y por tanto el volumen de agua producido es mayor que el volumen poroso que se utiliza en la evaluación de la ecuación. Este factor no altera el resultado debido a que como se explicó anteriormente el cambio en la saturación de agua no es significativo en la evaluación de la ecuación de King.

La ecuación de Jensen y Smith es la que presenta el mayor porcentaje de error, debido a que para su evaluación sólo tiene en cuenta las constantes de Langmuir, la presión y la producción de gas, a su vez esta ecuación presenta una forma sencilla de evaluación y requiere de pocos parámetros para llevar a cabo la misma, siendo esto una ventaja en el momento de realizar cálculos de GOES en un yacimiento donde no se cuente con la información necesaria para efectuar la evaluación por medio de las otras ecuaciones.

CONCLUSIONES

- La ecuación de Gerson Peñuela y Aníbal Ordoñez presenta la mayor exactitud al momento de la evaluación debido a que es la que incluye en su desarrollo una gran cantidad de parámetros que son importantes en la descripción de este tipo de yacimientos.
- Las ecuaciones de Ahmed et al, King, Seidle y Jensen & Smith presentan porcentajes de error similares al momento de la evaluación del GOES.
- Al no poseer suficiente información para realizar la evaluación por medio de la ecuación de Peñuela, una buena opción sería el uso de la ecuación de Jensen y Smith la cual presenta un porcentaje de error similar a las otras ecuaciones pero es la que necesita del conocimiento de una menor cantidad de propiedades del yacimiento
- La ecuación de Moghadam, Jeje y Mattar no aplica para la evaluación del GOES en este modelo numérico debido a que se presentan incoherencias al momento de su uso.
- El factor más crítico en la aplicación de las ecuaciones de balance de materia es la isoterma de Langmuir, por consiguiente se debe tener certeza en la determinación de la curva que caracterice el yacimiento que se está sometiendo a estudios.

- La ecuación de King es la menos indicada para realizar la evaluación del GOES debido a que no presenta gran confiabilidad y además requiere del conocimiento de muchos parámetros del yacimiento y además presenta un proceso de evaluación complejo, por tanto el uso de la ecuación de Seidle resulta más viable debido a que los factores que este último desprecia no son significativos al momento del cálculo del GOES por medio de la ecuación de King.

RECOMENDACIONES

- Debido al potencial de yacimientos GAC que se presenta en Colombia, se recomienda realizar un análisis de las ecuaciones de balance de materia de yacimientos GAC utilizando propiedades de un yacimiento Colombiano, para determinar la exactitud en la aplicación de estas ecuaciones y así implementarlas con mayor confiabilidad en un futuro desarrollo de este recurso no convencional.
- Ampliar el estudio comparativo de las ecuaciones utilizando diferentes modelos de simulación donde se varíe las propiedades y características del yacimiento, para evaluar la aplicabilidad y exactitud de cada ecuación a casos específicos.
- Se recomienda realizar un estudio o análisis más profundo de la ecuación de Moghadam, Jeje y Mattar para encontrar los posibles errores o suposiciones de la ecuación que no han sido tenidos en cuenta al momento de la evaluación en este proyecto, para esto es necesario tratar de seguir en contacto con los ingenieros de Fekete, los cuales ya están al tanto del problema presentado en la evaluación de la ecuación y están trabajando para ayudar en la solución del problema hallado.

ANEXO A
DEDUCCIÓN DE LAS ECUACIONES DE BALANCE DE MATERIA

ECUACIÓN GENERALIZADA PARA YACIMIENTOS SATURADOS DE GERSON
PEÑUELA y ANÍBAL ORDOÑEZ

$$V_T = V_g + V_R + V_w$$

Realizando la diferenciación

$$\frac{\partial V_T}{\partial t} = \frac{\partial V_g}{\partial t} + \frac{\partial V_R}{\partial t} + \frac{\partial V_w}{\partial t}$$

Como se sabe que $\frac{\partial V_T}{\partial t} = 0$

Y se realiza la aproximación por diferencias finitas

$$\frac{\Delta V_g}{\Delta t} + \frac{\Delta V_R}{\Delta t} + \frac{\Delta V_w}{\Delta t} = 0$$

Realizando la factorización de Δt

$$\Delta V_g + \Delta V_w + \Delta V_R = 0 \quad (1)$$

Balance de la roca

$$\Delta V_R = -\Delta V_P \quad (2)$$

$$\Delta V_P = V_{Pi} - V_{Pt}$$

$$V_{Pi} = V_{Pi}$$

$$V_{Pt} = V_{Pi} - \Delta V_p^{red}$$

$$\Delta V_P = \Delta V_p^{red}$$

Mediante la definición de compresibilidad

$$c_f = \frac{1}{V_{Pi}} \frac{\Delta V_p^{red}}{\Delta P}$$

$$\Delta V_p^{red} = c_f * V_{Pi} * \Delta P \quad (3)$$

$$V_{Pi} = W_i + G_f B_{gi} \quad (4)$$

Utilizando la definición de saturación de agua

$$W_i = V_{Pi} * S_{wi}$$

Reemplazando en la ecuación (4)

$$V_{Pi} = V_{Pi} * S_{wi} + G_f B_{gi}$$

Realizando la factorización se obtiene

$$V_{Pi} = \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}}$$

Reemplazando en la ecuación (3)

$$\Delta V_p^{red} = c_f * \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}} * \Delta P$$

Por lo tanto

$$\Delta V_P = c_f * \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}} * \Delta P$$

$$\Delta V_R = -c_f * \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}} * \Delta P \quad (4)$$

Balance de agua

$$\Delta V_w = V_{wi} - V_{wt}$$

$$V_{wi} = W_i$$

$$V_{wt} = W_i + \Delta V_w^{exp} - W_p B_w + W_e + W_y B_w$$

$$\Delta V_w = -\Delta V_w^{exp} - 5,615 [W_e + (W_y - W_p) B_w]$$

Utilizando la definición de compresibilidad del agua

$$c_w = \frac{1}{W_i} \frac{\Delta V_w^{exp}}{\Delta P}$$

$$\Delta V_w^{exp} = c_w * W_i * \Delta P$$

Utilizando la definición de saturación de agua

$$W_i = V_{Pi} * S_{wi}$$

y la definición de volumen poroso inicial demostrada anteriormente

$$V_{Pi} = \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}}$$

Se obtiene

$$\Delta V_w^{exp} = c_w * S_{wi} * \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}} * \Delta P$$

Por lo tanto,

$$\Delta V_w = -c_w * S_{wi} * \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}} * \Delta P - 5,615 [W_e + (W_y - W_p) B_w] \quad (5)$$

Balance del gas

$$\Delta V_g = V_{gi} - V_{gt}$$

$$V_{gi} = G_f B_{gi}$$

$$V_{gt} = (G_f + G_d - G_p) B_g + G_y B_{gy}$$

$$\Delta V_g = G_f B_{gi} - G_f B_g - G_d B_g + G_p B_g - G_y B_{gy} \quad (6)$$

Reemplazando (4), (5) y (6) en la ecuación (1)

$$G_f B_{gi} - G_f B_g - G_d B_g + G_p B_g - G_y B_{gy} - 5,615 [W_e + (W_y - W_p) B_w]$$

$$- \frac{c_w * S_{wi} * G_f B_{gi} * \Delta P}{1 - S_{wi}} - \frac{c_f * G_f B_{gi} * \Delta P}{1 - S_{wi}} = 0$$

Reorganizando los términos

$$G_p B_g - G_y B_{gy} = G_d B_g - G_f B_{gi} + G_f B_g + 5,615 [W_e + (W_y - W_p) B_w] + \frac{c_w * S_{wi} * G_f B_{gi} * \Delta P}{1 - S_{wi}}$$

$$+ \frac{c_f * G_f B_{gi} * \Delta P}{1 - S_{wi}} = 0$$

Utilizando las definiciones

$$G_d = V_{b2} * D_a \int_0^t (V_{Ei} - V_E) * e^{-D_a(t-\tau)} d\tau$$

$$G = V_{b2} * V_{Ei}$$

Obtenemos,

$$F = G_p B_g - G_y B_{gy} =$$

$$G * \frac{D_a}{V_{Ei}} \int_0^t (V_{Ei} - V_E) * e^{-D_a(t-\tau)} d\tau + G_f \left[B_g - B_{gi} \left[1 - \frac{(c_w S_{wi} + c_f)(P_i - P)}{1 - S_{wi}} \right] \right] + 5,615 [W_e + (W_y - W_p) B_w] \quad (7)$$

Linealización

La ecuación (7) puede ser reorganizada de la siguiente forma teniendo en cuenta un análisis similar al realizado por Havlena y Odeh para yacimientos convencionales.

$$F = G * E_{g1} + G_f * E_{g2} + \Delta W \quad (8)$$

Definiendo

$$\Delta W = 5,615[W_e + (W_y - W_p)]$$

$$E_{g1} = \frac{D_a}{V_{Ei}} \int_0^t (V_{Ei} - V_E) * e^{-D_a(t-\tau)} d\tau$$

Considerando que en ese intervalo de tiempo la presión se mantiene constante y por lo tanto V_E también, la ecuación anterior puede ser integrada fácilmente

$$E_{g1} = \frac{V_{Ei} - V_E}{V_{Ei}} B_g [1 - e^{-D_a t}]$$

Donde

$$V_E = V_L \left(\frac{\bar{P}(t)}{P_L + \bar{P}(t)} \right)$$

$$\bar{P}(t_i) = \frac{P(t_i) + P(t_{i-1})}{2}$$

$$E_{g2} = B_g - B_{gi} \left[1 - \frac{(c_w S_{wi} + c_f)(P_i - P)}{1 - S_{wi}} \right]$$

La ecuación (8) se reorganiza para realizar el análisis gráfico

$$\frac{F - \Delta W}{E_{g1}} = G + G_f \left(\frac{E_{g2}}{E_{g1}} \right) \quad (9)$$

ECUACIÓN GENERALIZADA PARA YACIMIENTOS INICIALMENTE SUBSATURADOS DE GERSON PEÑUELA y ANÍBAL ORDOÑEZ

Se realiza el mismo análisis que para la ecuación de yacimientos saturados y se parte de la siguiente expresión

$$\Delta V_g + \Delta V_w + \Delta V_R = 0 \quad (10)$$

Balance del gas

Debido a que el yacimiento es inicialmente subsaturado no hay gas libre en las fracturas al comienzo de la producción

$$\begin{aligned} \Delta V_g &= V_{gi} - V_{gt} \\ V_{gi} &= 0 \\ V_{gt} &= (G_d - G_p)B_g + G_y B_{gy} \\ \Delta V_g &= G_p B_g - G_d B_g - G_y B_{gy} \quad (11) \end{aligned}$$

Balance en la Roca

$$\begin{aligned} \Delta V_R &= -\Delta V_P \quad (12) \\ \Delta V_P &= V_{Pi} - V_{Pt} \\ V_{Pi} &= V_{Pi} \quad V_{Pt} = V_{Pi} - \Delta V_p^{red} \\ \Delta V_P &= \Delta V_p^{red} \end{aligned}$$

Mediante la definición de compresibilidad

$$\begin{aligned} c_f &= \frac{1}{V_{Pi}} \frac{\Delta V_p^{red}}{\Delta P} \\ \Delta V_p^{red} &= c_f * V_{Pi} * \Delta P \quad (13) \end{aligned}$$

$$V_{Pi} = V_{b2} * \phi \quad (14)$$

Reemplazando la ecuación (14) en la (13)

$$\Delta V_p^{red} = c_f * V_{b2} * \phi * \Delta P \quad (15)$$

Por lo tanto

$$\Delta V_R = -c_f * V_{b2} * \phi * \Delta P \quad (16)$$

Balance del agua

$$\Delta V_w = V_{wi} - V_{wt}$$

$$V_{wi} = W_i$$

$$V_{wt} = W_i + \Delta V_w^{exp} - W_p B_w + W_e + W_y B_w$$

$$\Delta V_w = -\Delta V_w^{exp} - 5,615[W_e + (W_y + W_p)B_w]$$

Utilizando la definición de compresibilidad del agua

$$c_w = \frac{1}{W_i} \frac{\Delta V_w^{exp}}{\Delta P}$$

$$\Delta V_w^{exp} = c_w * W_i * \Delta P$$

Utilizando la definición de saturación de agua

$$W_i = V_{b2} * \phi * S_{wi}$$

Por definición se tiene que:

$$V_{b2} = V_p * \phi$$

$$V_{pi} = \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}}$$

Se obtiene

$$\Delta V_w^{exp} = c_w * S_{wi} * \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}} * \Delta P$$

Por lo tanto,

$$\Delta V_w = -c_w * S_{wi} * V_{b2} * \phi * \Delta P - 5,615[W_e + (W_y + W_p)B_w] \quad (17)$$

Se reemplaza las ecuaciones (11), (16) y (17) en la ecuación (10)

Utilizando las definiciones

$$V_{b2} = \frac{G}{V_{Ei}}$$

$$G_d = V_{b2} * D_a \int_0^t (V_{Ei} - V_E) * e^{-D_a(t-\tau)} d\tau$$

Se obtiene

$$G_p B_g - G_y B_{gy} = G * \left[\frac{D_a}{V_{Ei}} B_g \int_0^t (V_{Ei} - V_E) * e^{-D_a(t-\tau)} d\tau + \frac{\phi}{V_{Ei}} (c_w S_{wi} + c_f) (P_i - P) \right] + 5,615 [W_e + (W_y - W_p) B_w] \quad (18)$$

LINEALIZACIÓN DE LA ECUACIÓN PARA YACIMIENTOS SUBSATURADOS

Se realiza la linealización de la ecuación (18) y se obtiene la siguiente expresión

$$F = G * E_g + \Delta W \quad (19)$$

Definiendo

$$F = G_p B_g - G_y B_{gy}$$

$$\Delta W = 5,615 [W_e + (W_y - W_p)]$$

$$E_g = \frac{D_a}{V_{Ei}} B_g \int_0^t (V_{Ei} - V_E) * e^{-D_a(t-\tau)} d\tau + \frac{\phi}{V_{Ei}} (c_w S_{wi} + c_f) (P_i - P)$$

Resolviendo la integral se obtiene

$$E_g = \frac{V_{Ei} - V_E}{V_{Ei}} B_g [1 - e^{-D_a t}] + \frac{\phi}{V_{Ei}} (c_w S_{wi} + c_f) (P_i - P)$$

ECUACIÓN DE JENSEN Y SMITH

Teniendo en cuenta que no hay almacenamiento en las fracturas el balance es,

$$G_p = G - G_A \quad (20)$$

Por lo tanto

$$G_p = A * h * \rho * V_{Ei} - A * h * \rho * V_E \quad (21)$$

Utilizando la definición de la isoterma de Langmuir

$$V_E = V_L * \frac{P}{P + P_L}$$

Se reemplaza en la ecuación (21)

$$G_p = A * h * \rho * V_L * \frac{P_i}{P_i + P_L} - A * h * \rho * V_L * \frac{P}{P + P_L}$$

Reorganizando la ecuación

$$\frac{P}{P + P_L} = \frac{P_i}{P_i + P_L} - \frac{1}{V_L * A * h * \rho} G_p \quad (22)$$

ECUACIÓN DE MOGHADAM, JEJE Y MATTAR

$$\Delta V_g + \Delta V_w + \Delta V_R = 0 \quad (23)$$

Balance del gas

$$\Delta V_g = V_{gi} - V_{gt}$$

$$V_{gi} = G_f B_{gi}$$

$$V_{gt} = (G_f + G_d - G_p) B_g$$

$$\Delta V_g = G_f B_{gi} - G_f B_g - G_d B_g + B_g G_p$$

Definiendo

$$G_d = \frac{V_p}{\phi} * [V_{Ei} - V_E]$$

Se obtiene,

$$\Delta V_g = G_f B_{gi} - G_f B_g + B_g G_p - \frac{V_p}{\phi} * \rho_B * [V_{Ei} - V_E] * B_g \quad (24)$$

Balance de la Roca

$$\Delta V_R = -\Delta V_P \quad (25)$$

$$\Delta V_P = V_{Pi} - V_{Pt}$$

$$V_{Pi} = V_{Pi}$$

$$V_{Pt} = V_{Pi} - \Delta V_p^{red}$$

$$\Delta V_P = \Delta V_p^{red}$$

Reemplazando en la ecuación (25) se obtiene,

$$\Delta V_R = -\Delta V_p^{red}$$

Mediante la definición de compresibilidad

$$c_f = \frac{1}{V_{Pi}} \frac{\Delta V_p^{red}}{\Delta P}$$

$$\Delta V_p^{red} = c_f * V_{Pi} * \Delta P \quad (26)$$

Realizando un balance de los fluidos iniciales en el volumen poroso se obtiene

$$V_{Pi} = W_i + G_f B_{gi} \quad (27)$$

Utilizando la definición de saturación de agua

$$W_i = V_{Pi} * S_{wi} \quad (28)$$

Se reemplaza la ecuación (28) en la (27)

$$V_{Pi} = V_{Pi} * S_{wi} + G_f B_{gi}$$

Realizando la factorización se obtiene

$$V_{Pi} = \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}} \quad (29)$$

Reemplazando en la ecuación (26)

$$\Delta V_p^{red} = c_f * \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}} * \Delta P$$

Por lo tanto

$$\Delta V_P = c_f * \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}} * \Delta P$$

Si se reemplaza en la ecuación (25)

$$\Delta V_R = -c_f * \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}} * \Delta P \quad (30)$$

Balance de agua

$$\Delta V_w = V_{wi} - V_{wt}$$

$$V_{wi} = W_i$$

$$V_{wt} = W_i + \Delta V_w^{exp} - W_p B_w + W_e$$

$$\Delta V_w = -\Delta V_w^{exp} - 5,615 [W_e - W_p B_w] \quad (31)$$

Utilizando la definición de compresibilidad del agua

$$c_w = \frac{1}{W_i} \frac{\Delta V_w^{exp}}{\Delta P}$$

$$\Delta V_w^{exp} = c_w * W_i * \Delta P$$

Utilizando la ecuación

$$W_i = V_{Pi} * S_{wi}$$

Se obtiene

$$\Delta V_w^{exp} = c_w * V_{Pi} * S_{wi} * \Delta P$$

Utilizando la ecuación (29), se obtiene

$$\Delta V_w^{exp} = c_w * S_{wi} * \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}} * \Delta P \quad (32)$$

Reemplazando la ecuación (32) en la (31) se obtiene,

$$\Delta V_w = -c_w * S_{wi} * \frac{G_f B_{gi}}{1 - S_{wi}} * \Delta P - 5,615 [W_e - W_p B_w] \quad (33)$$

Si reemplazamos las ecuaciones (24), (30) y (33) en la ecuación (23), teniendo en cuenta la ecuación (29) y la definición de saturación de gas inicial

$$S_{gi} = 1 - S_{wi}$$

Se obtiene,

$$G_f B_{gi} - G_f B_g - \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi} \phi} * [V_{Ei} - V_E] B_g + G_p B_g - 5,615 [W_e - W_p B_w] - \frac{c_w * S_{wi} * G_f B_{gi} * \Delta P}{S_{gi}} - \frac{c_f * G_f B_{gi} * \Delta P}{S_{gi}} = 0$$

Se multiplica la expresión anterior por el término $\frac{S_{gi}}{G_f B_{gi}}$, reorganizando términos y

despejando S_{gi}

$$S_{gi} = S_{gi} \frac{(G_f - G_p) B_g}{G_f} + S_{gi} \frac{5,615 [W_e - W_p B_w]}{G_f B_{gi}} + (c_f + c_w S_{wi}) \Delta P + \frac{B_g}{\phi} [V_{Ei} - V_E] \quad (34)$$

Donde se puede definir

$$c_{wip} = S_{gi} \frac{5,615 [W_e - W_p B_w]}{G_f B_{gi}}$$

$$c_{ep} = (c_f + c_w S_{wi}) \Delta P$$

$$c_d = \frac{B_g}{\phi} [V_{Ei} - V_E]$$

Reemplazando las anteriores definiciones en la ecuación (34)

Y utilizando la definición de B_g

$$S_{gi} = S_{gi} \left(1 - \frac{G_p}{G_f} \right) \frac{Z P_i}{P Z_i} + c_{wip} + c_{ep} + c_d$$

Reorganizando la ecuación

$$\frac{1}{S_{gi}} \frac{P}{Z} [S_{gi} - c_{wip} - c_{ep} - c_d] = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{P_i}{Z_i G_f} G_p \quad (35)$$

Definiendo

$$Z^{**} = \frac{Z * S_{gi}}{S_{gi} - c_{wip} - c_{ep} - c_d}$$

Se reescribe la ecuación (35)

$$\frac{P}{Z^{**}} = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{P_i}{Z_i G_f} G_p \quad (36)$$

El GOES se puede calcular de la siguiente manera:

$$GOES = G + G_f$$

$$G = V_{b2} \rho_B V_E$$

Donde

$$V_{b2} = \frac{V_{pi}}{\emptyset}$$

$$V_{pi} = \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi}}$$

$$V_t = \frac{V_L P_i}{P_l + P_i}$$

Por lo tanto

$$GOES = G_f + \frac{G_f B_{gi}}{S_{gi} + \emptyset} \rho_B \frac{V_L P_i}{P_l + P_i}$$

ECUACIÓN DE KING

Se realiza un balance molar del gas

$$n_p = n_f + n_i - n_A - n_R \quad (37)$$

Teniendo en cuenta la ley de los gases

$$n = \frac{PV}{ZRT}$$

Se definen los siguientes términos

$$n_p = \frac{G_P P_{sc}}{Z_{sc} R T_{sc}}$$

$$n_f = \frac{V_{b2} \phi_i (1 - S_{wi}) P_i}{Z_i R T}$$

$$n_R = \frac{V_{b2} \phi (1 - \bar{S}_w) P}{Z R T}$$

$$n_i = V_{b2} * C_{Ei}$$

$$n_A = V_{b2} * C_E$$

Se reemplazan los términos anteriores en la ecuación (37)

$$\frac{G_P P_{sc}}{Z_{sc} R T_{sc}} = \frac{V_{b2} \phi_i (1 - S_{wi}) P_i}{Z_i R T} + V_{b2} * C_{Ei} - \frac{V_{b2} \phi (1 - \bar{S}_w) P}{Z R T} - V_{b2} * C_E$$

Reorganizando la ecuación se obtiene

$$G_P = \frac{Z_{sc} T_{sc}}{P_{sc}} \left[\frac{V_{b2} \phi_i (1 - S_{wi}) P_i}{Z_i T} + V_{b2} * C_{Ei} * R - \frac{V_{b2} \phi (1 - \bar{S}_w) P}{Z T} - V_{b2} * C_E * R \right]$$

Sacando un factor común $\frac{V_{b2} \phi_i}{T}$

$$G_P = \frac{Z_{sc} T_{sc} V_{b2} \phi_i}{P_{sc} T} \left[\frac{(1 - S_{wi}) P_i}{Z_i} + \frac{R T C_{Ei}}{\phi_i} - \frac{\phi (1 - \bar{S}_w) P}{Z \phi_i} - \frac{R T C_E}{\phi_i} \right] \quad (38)$$

Utilizamos la definición de saturación de agua

$$\bar{S}_w = \frac{W_t}{V_{pt}} \quad (39)$$

Para encontrar W_t se realiza un balance de agua en el tiempo t

$$W_t = W_i - W_p B_w + \Delta V_w^{exp} + W_e \quad (40)$$

Se utiliza la definición de compresibilidad

$$c_w = \frac{1}{W_i} \frac{\Delta V_w^{exp}}{\Delta P}$$

$$\Delta V_w^{exp} = c_w * W_i * \Delta P$$

Teniendo en cuenta la definición de saturación de agua

$$W_i = S_{wi} V_{pi} \quad (41)$$

Se obtiene

$$\Delta V_w^{exp} = c_w * S_{wi} * V_{pi} * \Delta P \quad (42)$$

Se reemplazan las ecuaciones (41) y (42) en la (40)

$$W_t = S_{wi} V_{pi} - W_p B_w + c_w * S_{wi} * V_{pi} * \Delta P + W_e$$

Reorganizando la ecuación

$$W_t = S_{wi} V_{pi} [1 + c_w \Delta P] - W_p B_w + W_e \quad (43)$$

Se realiza un balance en el volumen poroso en el tiempo t

$$V_{Pt} = V_{Pi} - \Delta V_p^{red} \quad (44)$$

Utilizando la ecuación de compresibilidad

$$c_f = \frac{1}{V_{pi}} \frac{\Delta V_p^{red}}{\Delta P}$$

Despejando

$$\Delta V_p^{red} = c_f * V_{pi} * \Delta P$$

Reemplazando en la anterior ecuación en la (44)

$$V_{Pt} = V_{Pi} - c_f * V_{pi} * \Delta P$$

Se reorganizan los términos

$$V_{Pt} = V_{Pi}[1 - c_f * \Delta P] \quad (45)$$

Se reemplaza la ecuación (43) y (45) en la (39)

$$\bar{S}_w = \frac{S_{wi}V_{Pi}[1 + c_w\Delta P] - W_pB_w + W_e}{V_{Pi}[1 - c_f * \Delta P]}$$

Reorganizando la ecuación y utilizando la definición de V_{Pi}

$$V_{Pi} = V_{b2} * \phi_i$$

$$\bar{S}_w = \frac{S_{wi}[1 + c_w\Delta P] + \frac{5,615(W_e - W_pB_w)}{V_{b2} * \phi_i}}{[1 - c_f * \Delta P]} \quad (45)$$

La ecuación (38) se puede reescribir de la siguiente forma

$$G_p = \frac{Z_{sc}T_{sc}V_{b2}\phi_i}{P_{sc}T} \left[\frac{P_i}{Z_i^*} - \frac{P}{Z^*} \right] \quad (46)$$

Definiendo

$$Z_i^* = \frac{Z_i}{1 - S_{wi} + \frac{RTC_{Ei}Z_i}{\phi_i P_i}}$$

$$Z^* = \frac{Z}{(1 - cf\Delta P)(1 - \bar{S}_w) + \frac{RTC_E Z}{\phi_i P}}$$

Donde

$$C_E = \frac{P_{sc}V_E}{Z_{sc}RT_{sc}}$$

ECUACIÓN DE SEIDLE

Se realiza un balance de gas

$$G_p = G_i - G_A - G_R \quad (47)$$

Reemplazando,

$$G_p = G + G_f - G_A - G_R$$

Reemplazando cada definición se obtiene

$$G_p = \frac{V_p(1 - S_{wi})}{B_{gi}} + V_{b2}V_{Ei} - \frac{V_p(1 - S_w)}{B_g} - V_{b2}V_E$$

Teniendo en cuenta las siguientes definiciones

$$B_g = 0,02827 \frac{ZT}{P}$$

$$V_p = Ah\phi$$

$$V_{b2} = Ah$$

Se obtiene

$$G_p = \frac{Ah\phi(1 - S_{wi})}{0,02827Z_iT_i} P_i + AhV_{Ei} - \frac{Ah\phi(1 - S_w)}{0,02827ZT} P - AhV_E$$

Reorganizando los términos

$$G_p = \frac{Ah\phi}{0,02827T} \left[\frac{(1 - S_{wi})P_i}{Z_i} + \frac{0,02827V_{Ei}T}{\phi} - \left[\frac{(1 - S_w)P}{Z} + \frac{0,02827V_ET}{\phi} \right] \right] \quad (48)$$

La ecuación (48) se puede reescribir de la siguiente forma

$$G_p = \frac{Ah\phi}{0,02827T} \left[\frac{P_i}{Z_i^*} - \frac{P}{Z^*} \right] \quad (50)$$

Definiendo

$$Z_i^* = \frac{Z_i}{(1 - S_{wi}) + \frac{0,02827V_{Ei}Z_iT}{\phi P_i}}$$

$$Z^* = \frac{Z}{1 - Sw + \frac{0,02827V_E TZ}{\phi P}}$$

A partir de la ecuación (47) y teniendo en cuenta la definiciones anteriores se obtiene

$$G_p = G_i - \frac{Ah\phi}{0,02827T} \frac{P}{Z^*}$$

Si $\frac{P}{Z^*} = \frac{P_i}{Z_i^*}$ entonces $G_p = 0$

Reemplazando se obtiene

$$G_i = \frac{Ah\phi}{0,02827T} \frac{P_i}{Z_i^*}$$

Por lo tanto

$$\frac{Ah\phi}{0,02827T} = G_i \frac{Z_i^*}{P_i}$$

Se reemplaza la anterior expresión en la ecuación (50) y teniendo en cuenta que

$$GOES = G_i$$

$$G_p = GOES \frac{Z_i^*}{P_i} \left[\frac{P_i}{Z_i^*} - \frac{P}{Z^*} \right]$$

Reorganizando la ecuación se obtiene

$$\frac{P}{Z^*} = \frac{P_i}{Z_i^*} - \frac{P_i}{Z_i^* GOES} G_p \quad (51)$$

ECUACIÓN DE AHMED et al

Se realiza el balance de gas

$$G_p = G + G_f - G_A - G_R \quad (52)$$

Definiendo cada término como

$$G = Ah\rho_B V_{Ei}$$

$$G_f = Ah\phi(1 - S_{wi})E_{gi}$$

$$G_A = Ah\rho_B V_E$$

$$G_R = Ah\phi(1 - \overline{S_w})E_g$$

$$\text{Donde } E_g = \frac{1}{B_g}$$

Se reemplazan las definiciones anteriores en la ecuación (52)

$$G_p = Ah\rho_B V_{Ei} + Ah\phi(1 - S_{wi})E_{gi} - Ah\rho_B V_E - Ah\phi(1 - \overline{S_w})E_g \quad (53)$$

Teniendo en cuenta la saturación de agua promedio de King y considerando que

$We=0$ y $V_{b2} = A * h$; se obtiene

$$\overline{S_w} = \frac{S_{wi}[1 + c_w\Delta P] - \frac{5,615W_p B_w}{Ah\phi_i}}{[1 - c_f * \Delta P]}$$

Se reemplaza la definición anterior en la ecuación (53)

$$G_p = Ah\rho_B V_{Ei} + Ah\phi(1 - S_{wi})E_{gi} - Ah\rho_B V_E - Ah\phi \left(1 - \frac{S_{wi}[1 + c_w\Delta P] - \frac{5,615W_p B_w}{Ah\phi_i}}{[1 - c_f * \Delta P]} \right) E_g$$

Reorganizando los términos se obtiene

$$\begin{aligned}
 & G_p + \frac{5,615W_p B_w E_g}{1 - c_f * \Delta P} \\
 & = Ah \left[\rho_B (V_{Ei} - V_E) + E_g \phi_i \frac{[(c_f + S_{wi} c_w) \Delta P - (1 - S_{wi})]}{1 - c_f * \Delta P} \right] \\
 & + Ah \phi_i (1 - S_{wi}) E_{gi} \quad (54)
 \end{aligned}$$

La ecuación anterior se puede reescribir de la siguiente forma

$$\begin{aligned}
 y & = mX + b \quad (55) \\
 y & = G_p + \frac{5,615W_p B_w E_g}{1 - c_f * \Delta P} \\
 X & = \rho_B (V_{Ei} - V_E) + E_g \phi_i \frac{[(c_f + S_{wi} c_w) \Delta P - (1 - S_{wi})]}{1 - c_f * \Delta P} \\
 b & = Ah \phi_i (1 - S_{wi}) E_{gi} \\
 m & = Ah
 \end{aligned}$$

ANEXO B

DATA MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

RUNSPEC

TITLE

ANÁLISIS Y SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS DE UN YACIMIENTO DE GAC

DIMENS

116 46 6/

DUALPORO

WATER

GAS

FIELD

COAL

EQLDIMS

1 100 2 1 20/

TABDIMS

1 1 30 30 3 20/

REGDIMS

3 1 0 0 0/

WELLDIMS

11 4 11 2/

START

1 'JAN' 2011/

NSTACK

50/

FMTOUT
FMTIN
UNIFOUT
GRID
INIT
PORO
16008*0.005 16008*0.001 /
PERMX
16008*0.0001 16008*100 /
PERMY
16008*0.0001 16008*50 /
PERMZ
16008*0.0001 16008*7/
EQUALS
'DX' 89.96134724
/
'DY' 90.7436198
/
'DZ' 10
/
'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
5336*3280/

PROPS

DIFFCOAL

0.0000007246 /

LANGMUIR

0 0

200 0.01844772

400 0.022137264

600 0.023718498

800 0.024596961

1000 0.025155982

1200 0.025542997

1400 0.025826809

1600 0.026043841

1800 0.026215182

2000 0.026353886

2200 0.026468468

2400 0.026564717

2600 0.026646707

2800 0.026717388

3000 0.026778949

3200 0.026833048

3400 0.026880964

3600 0.026923700

3800 0.026962053

4000 0.026996664

4200 0.027028055

4400 0.027056657

4600 0.027082824

4800 0.027106854

5000 0.027129001

5200 0.027149475

5400 0.027168461

5600 0.027186114

/

SWFN

0 0 0

1 1 0

/

SGFN

0 0 0

1 1 0

/

PVTW

.0000000 1.019 3.2E-06 0.446 1* /

PVDG

14.6959 175.0878005 0.0120504

65.9133 43.77186109 0.012074

117.1310 23.87569012 0.0121083

168.3480 16.41447907 0.0121482

219.5650 12.50626892 0.0121925

270.7830 10.10121104 0.0122405

322.0000 8.471985752 0.0122916

373.2180 7.295316118 0.0123457

424.4350 6.328477293 0.0124083

475.6520 5.647996438 0.0124679

526.8700 5.050614426 0.0125361

578.0870 4.587444346 0.0126037

629.3050	4.202101514	0.0126737
680.5220	3.86222618	0.0127495
731.7390	3.573214604	0.0128277
782.9570	3.32445236	0.0129083
834.1740	3.108067676	0.0129913
885.3910	2.902012467	0.0130843
936.6090	2.735743544	0.0131719
987.8260	2.574817453	0.01327
1039.040	2.443081033	0.0133622
1090.260	2.313926981	0.0134653
1141.480	2.197756011	0.0135709
1192.700	2.092680321	0.013679
1243.910	2.004826358	0.0137803
1295.130	1.917025824	0.0138933
1346.350	1.830186999	0.0140185
1397.570	1.756733749	0.0141367
1448.780	1.688949243	0.0142575
1500.000	1.626201247	0.0143807

/

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 3 /

'FIPNUM' 2 1 21 1 21 4 6 /

/

SATNUM

32016*1

/

SOLUTION

EQUIL

3280 1500 3200 6*/

RPTSOL

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

SUMMARY

FPR

FGPR

FWPR

FWPT

FCGC

FGPT

WBHP

/

WBP9

/

WGPR

/

WWPR
/
WGPT
/
WWPT
/
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
'Prod1' 'A' 10 11 3400 'GAS' /
/
COMPDAT
'Prod1' 10 11 4 6 3* 0.2 3* 'Z' /
/
WCONPROD
'Prod1' 'OPEN' 'GRAT' 2* 500 2* 200 2* /

/
DATES
15 JAN 2011/

/
DATES
01 FEB 2011/

/
DATES
15 FEB 2011/

/

DATES
01 MAR 2011/

/

WELSPECS
'Prod2' 'B' 10 34 3400 'GAS'/
'Prod3' 'c' 42 11 3400 'GAS'/

/

COMPDAT
'Prod2' 10 34 4 6 3* 0.4 3* 'Z'/
'Prod3' 42 11 4 6 3* 0.4 3* 'Z'/

/

WCONPROD
'Prod2' 'OPEN' 'GRAT' 2* 500 2* 200 2*/
'Prod3' 'OPEN' 'GRAT' 2* 500 2* 200 2*/

/

DATES
15 MAR 2011/

/

DATES

01 APR 2011/

/

DATES

15 APR 2011/

/

DATES

01 MAY 2011/

/

WELSPECS

'Prod4' 'D' 42 34 3400 'GAS'/

'Prod5' 'E' 74 11 3400 'GAS'/

/

COMPDAT

'Prod4' 42 34 4 6 3* 0.4 3* 'Z'/

'Prod5' 74 11 4 6 3* 0.4 3* 'Z'/

/

WCONPROD

'Prod4' 'OPEN' 'GRAT' 2* 500 2* 200 2*/

'Prod5' 'OPEN' 'GRAT' 2* 500 2* 200 2*/

/

DATES

15 MAY 2011/

/

DATES

01 JUN 2011/

/

DATES

15 JUN 2011/

/

DATES

01 JUL 2011/

/

WELSPECS

'Prod6' 'F' 74 34 3400 'GAS'/

'Prod7' 'G' 106 11 3400 'GAS'/

/

COMPDAT

'Prod6' 74 34 4 6 3* 0.4 3* 'Z'/

'Prod7' 106 11 4 6 3* 0.4 3* 'Z'/

/

WCONPROD

'Prod6' 'OPEN' 'GRAT' 2* 500 2* 200 2*/

'Prod7' 'OPEN' 'GRAT' 2* 500 2* 200 2*/

/

DATES

15 JUL 2011/

/

DATES

01 AUG 2011/

/

DATES

15 AUG 2011/

/

DATES

01 SEP 2011/

/

WELSPECS

'Prod8' 'H' 106 34 3400 'GAS'/

'Prod9' 'I' 26 23 3400 'GAS'/

/

COMPDAT

'Prod8' 106 34 4 6 3* 0.4 3* 'Z'/

'Prod9' 26 23 4 6 3* 0.4 3* 'Z'/

/

WCONPROD

'Prod8' 'OPEN' 'GRAT' 2* 500 2* 200 2*/

'Prod9' 'OPEN' 'GRAT' 2* 500 2* 200 2*/

/

DATES

15 SEP 2011/

/

DATES

01 OCT 2011/

/

DATES

15 OCT 2011/

/

DATES

01 NOV 2011/

/

WELSPECS

'Prod10' 'B' 58 23 3400 'GAS'/

'Prod11' 'c' 90 23 3400 'GAS'/

/

COMPDAT

'Prod10' 58 23 4 6 3* 0.4 3* 'Z'/

'Prod11' 90 23 4 6 3* 0.4 3* 'Z'/

/

WCONPROD

'Prod10' 'OPEN' 'GRAT' 2* 500 2* 200 2*/

'Prod11' 'OPEN' 'GRAT' 2* 500 2* 200 2*/

/

DATES

15 NOV 2011/

/

DATES

1 JAN 2012 /

1 FEB 2012 /

1 MAR 2012 /

1 APR 2012 /

1 MAY 2012 /

1 JUN 2012 /

1 JUL 2012 /

1 AUG 2012 /

1 SEP 2012 /

1 OCT 2012 /

1 NOV 2012 /

1 DEC 2012 /

/

DATES

1 JAN 2013 /

1 FEB 2013 /

1 MAR 2013 /

1 APR 2013 /

1 MAY 2013 /

1 JUN 2013 /
1 JUL 2013 /
1 AUG 2013 /
1 SEP 2013 /
1 OCT 2013 /
1 NOV 2013 /
1 DEC 2013 /
/

DATES

1 JAN 2014 /
1 FEB 2014 /
1 MAR 2014 /
1 APR 2014 /
1 MAY 2014 /
1 JUN 2014 /
1 JUL 2014 /
1 AUG 2014 /
1 SEP 2014 /
1 OCT 2014 /
1 NOV 2014 /
1 DEC 2014 /
/

DATES

1 JAN 2015 /
1 FEB 2015 /
1 MAR 2015 /
1 APR 2015 /

1 MAY 2015 /
1 JUN 2015 /
1 JUL 2015 /
1 AUG 2015 /
1 SEP 2015 /
1 OCT 2015 /
1 NOV 2015 /
1 DEC 2015 /
/

DATES

1 JAN 2016 /
1 FEB 2016 /
1 MAR 2016 /
1 APR 2016 /
1 MAY 2016 /
1 JUN 2016 /
1 JUL 2016 /
1 AUG 2016 /
1 SEP 2016 /
1 OCT 2016 /
1 NOV 2016 /
1 DEC 2016 /
/

DATES

1 JAN 2017 /
1 FEB 2017 /
1 MAR 2017 /
1 APR 2017 /
1 MAY 2017 /
1 JUN 2017 /

1 JUL 2017 /
1 AUG 2017 /
1 SEP 2017 /
1 OCT 2017 /
1 NOV 2017 /
1 DEC 2017 /
/

DATES

1 JAN 2018 /
1 FEB 2018 /
1 MAR 2018 /
1 APR 2018 /
1 MAY 2018 /
1 JUN 2018 /
1 JUL 2018 /
1 AUG 2018 /
1 SEP 2018 /
1 OCT 2018 /
1 NOV 2018 /
1 DEC 2018 /
/

DATES

1 JAN 2019 /
1 FEB 2019 /
1 MAR 2019 /
1 APR 2019 /
1 MAY 2019 /
1 JUN 2019 /
1 JUL 2019 /

1 AUG 2019 /
1 SEP 2019 /
1 OCT 2019 /
1 NOV 2019 /
1 DEC 2019 /
/

DATES

1 JAN 2020 /
1 FEB 2020 /
1 MAR 2020 /
1 APR 2020 /
1 MAY 2020 /
1 JUN 2020 /
1 JUL 2020 /
1 AUG 2020 /
1 SEP 2020 /
1 OCT 2020 /
1 NOV 2020 /
1 DEC 2020 /
/

DATES

1 JAN 2021 /
1 FEB 2021 /
1 MAR 2021 /
1 APR 2021 /
1 MAY 2021 /
1 JUN 2021 /
1 JUL 2021 /
1 AUG 2021 /
1 SEP 2021 /

1 OCT 2021 /

1 NOV 2021 /

1 DEC 2021 /

/

DATES

1 JAN 2022 /

1 FEB 2022 /

1 MAR 2022 /

1 APR 2022 /

1 MAY 2022 /

1 JUN 2022 /

1 JUL 2022 /

1 AUG 2022 /

1 SEP 2022 /

1 OCT 2022 /

1 NOV 2022 /

1 DEC 2022 /

/

DATES

1 JAN 2023 /

1 FEB 2023 /

1 MAR 2023 /

1 APR 2023 /

1 MAY 2023 /

1 JUN 2023 /

1 JUL 2023 /

1 AUG 2023 /

1 SEP 2023 /

1 OCT 2023 /

1 NOV 2023 /

1 DEC 2023 /

/

DATES

1 JAN 2024 /

1 FEB 2024 /

1 MAR 2024 /

1 APR 2024 /

1 MAY 2024 /

1 JUN 2024 /

1 JUL 2024 /

1 AUG 2024 /

1 SEP 2024 /

1 OCT 2024 /

1 NOV 2024 /

1 DEC 2024 /

/

DATES

1 JAN 2025 /

1 FEB 2025 /

1 MAR 2025 /

1 APR 2025 /

1 MAY 2025 /

1 JUN 2025 /

1 JUL 2025 /

1 AUG 2025 /

1 SEP 2025 /

1 OCT 2025 /

1 NOV 2025 /

1 DEC 2025 /

/

DATES

1 JAN 2026 /

1 FEB 2026 /

1 MAR 2026 /

1 APR 2026 /

1 MAY 2026 /

1 JUN 2026 /

1 JUL 2026 /

1 AUG 2026 /

1 SEP 2026 /

1 OCT 2026 /

1 NOV 2026 /

1 DEC 2026 /

/

END

ANEXO C

From: LuzAdriana_Rueda@oxy.com [mailto:LuzAdriana_Rueda@oxy.com]
Sent: Friday, September 23, 2011 8:25 AM
To: ddum@fekete.com; Gary Metcalfe; Mehran Pooladi-Darvish
Cc: wnavagarcia@hotmail.com
Subject:

Good morning

My name is Luz Adriana Rueda Guarín. I am student of last semester of petroleum engineering at Santander Industrial University. I am developing my thesis "Comparative Analysis of Material Balance Equations for CoalBed Methane with a numerical simulation model".

I have evaluated material balance equations of King, Seidle, Tarek, Peñuela and Jensen and I got similar results, but I have experienced some issues applying your equation which was developed in the paper "Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format . S. Moghadam, O. Jeje, L. Mattar" and I would like to better understand it.

I wonder to know if you performed the evaluation of the equation. I wonder if you can provide me some insight of how you evaluated your equation with data. Otherwise, I will appreciate if you can explain a little bit the assumptions and units of the parameters utilized for your equation..

I await your response

Thank you,

Luz Adriana Rueda Guarín

From: Louis Mattar [mailto:lmattar@Fekete.com]
Sent: Friday, September 23, 2011 9:59 AM
To: Rueda, Luz Adriana (Gente Oportuna)
Cc: Mehran Pooladi-Darvish; Ralph McNeil
Subject: RE:

Luz,

With reference to your statement below:

`I will appreciate if you can explain a little bit the assumptions and units of the parameters utilized for your equation`

If you have specific questions, we will try to answer them.

Sincerely,
Louis Mattar

From: LuzAdriana_Rueda@oxy.com [mailto:LuzAdriana_Rueda@oxy.com]
Sent: September-28-11 1:17 PM
To: Louis Mattar
Subject: MATERIAL BALANCE EQUATION FOR CBM

Good Afternoon

I wonder to know if you received the mail that I sent you the Monday 26 of September.

I am waiting your answer,

Thank you very much

Luz Adriana Rueda G.
Mail: larg_072889@hotmail.com
Mobile:310-7019574
tel:6 28 87 86

From: Louis Mattar [mailto:lmattar@Fekete.com]
Sent: Wednesday, September 28, 2011 3:20 PM
To: Rueda, Luz Adriana (Gente Oportuna)
Cc: Ralph McNeil
Subject: RE: MATERIAL BALANCE EQUATION FOR CBM

Luz,
I did receive your previous email and attachment.
I am having one of my engineers review it. He will get back to you when he has had a chance to look at it.
Regards
Louis

From: Ralph McNeil [mailto:rmcneil@Fekete.com]
Sent: Tuesday, October 11, 2011 11:28 AM
To: Rueda, Luz Adriana (Gente Oportuna)
Subject: Material Balance Presentation CBM

Ms. LUZ ADRIANA RUEDA GUARIN:

Sorry for the delay. Louis asked me to take a look at your presentation and the results you displayed regarding our formulation of the material balance equation.

I have one question so far. I am a little confused by one input. You indicate an input of density as 0.046822 ton/scf. Is this the bulk density of the coal or the actual gas content?

Ralph McNeil
rmcneil@fekete.com

From: LuzAdriana_Rueda@oxy.com [mailto:LuzAdriana_Rueda@oxy.com]
Sent: October-11-11 10:37 AM
To: Ralph McNeil
Subject: RE: Material Balance Presentation CBM

Hello

Ralph this value is the density and it is equivalent to 1.5 gr/cc, I had the units ton/ scf because of the dimensional analysis.

Thank you very much

I await your response

Luz Adriana Rueda G.
Practicante de Ingeniería de Petróleos
Mail: larg_072889@hotmail.com
Mobile: 310-7019574
tel: 6 28 87 86

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. BROWN, William "NRLC Coalbed methane conference", 2002
4. CHARLES R Nelson, "Effects of Coalbed Reservoir Property Analysis Methods on Gas-In-Place Estimates", SPE 57443, 1999
5. ECLIPSE Technical Description Manual. "Coalbed Methane Model". Schlumberger, 2005.
6. G. R. King, Material Balance Techniques for Coal Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs, SPE 20730 (1990)
7. GARCIA GONZÁLEZ, Mario. Surdam, R.C., and Lee, M.L. Generation and Expulsion of petroleum and gas from Almond Formation coal, Greater Green River Basin" . En: Estados Unidos Aapg Bulletin ISSN: 0149-1423 Edición v.82 fasc. p.2135 – 2147.1998
8. HOWER, T.L.: "Coalbed Methane Reservoir Simulation: An Evolving Science," Paper SPE 84424.
9. Jensen,D., Smith, L. K., "A practical Approach to Coalbed Methane Reserve Prediction Using A Modified Material Balance Technique", paper 9765, Proceeding of the 1997 International Coalbed Methane Symposium, The University of Alabama, Tuscaloosa, Alabama.
10. KARIMI, Kaveh. Coalbed Methane Reservoir Simulation Studies. Thesis of Master of Engineering. University of New South Wales, 2005.
11. MORA, Carlos A. Comparison of Computation Methods for CBM Production Performance. Thesis Master of Science. Texas A&M University, 2007.
12. 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.

13. OILFIELD REVIEW.: "Producción de Gas Natural a Partir del Carbón". Pag. 8-33. 2004.
14. OILFIELD REVIEW.: "Metano en capas de Carbón: Energía Limpia Para el Mundo". Pag. 4-15. 2009
15. ORDOÑEZ Aníbal y PEÑUELA Gherson, "Desarrollo y linealización de una ecuación de balance de materia generalizada para yacimientos de gas asociado al carbón", 1996.
16. ORTEGA, Jorge.: "Reservorios de Coalbed Methane (CBM)". Paper Universidad Nacional de Cuyo.
17. ROGERS, R., RAMURTHY, M., RODVELT, G., and MULLEN, M. Coalbed Methane: Principles and Practices. Halliburton, 2007.
18. S. Moghadam, O. Jeje, L. Mattar, Advanced Gas Material Balance, in Simplified Format. Petroleum Society 2009-149
19. SEIDLE, J.P: "A Modified p/Z Method for Coal Wells," Paper SPE.
20. T. Ahmed, A. Centilmen, and B. Roux, A Generalized Material Balance Equation for Coalbed Methane Reservoirs. SPE 102638 (2006)
21. VARGAS Rocío, VALDÉS, UGALDE José Luis. Recursos naturales estratégicos: los hidrocarburos y el agua. Universidad Nacional Autónoma de México. UNAM, 2006 - 181 p.
22. WARREN, J.E. and ROOT, P. J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs," Paper SPE 426.

NOMENCLATURA

A = Área

B_g = Factor Volumétrico de formación del gas, ft^3/SCF

B_{gy} = Factor volumétrico de formación del gas inyectado, ft^3/SCF

B_w = Factor volumétrico de formación del agua, bbl/STB

C_E = Isoterma de equilibrio, $lb - moles/ft^3$

C_f = Compresibilidad de la formación, psi^{-1}

C_w = Compresibilidad del agua, psi^{-1}

D_a = Constante de difusión, $día^{-1}$

G = Gas adsorbido inicialmente en el manto a condiciones de superficie, SCF

G_A = Gas adsorbido, SCF

G_f = Gas en la Fractura, SCF

G_d = Gas desorbido, SCF

G_p = Gas producido, SCF

G_R = Gas residual en las fracturas, SCF

G_y = Gas inyectado, SCF

$GOES$ = Gas original en sitio, SCF

h = Espesor de la formación, ft

n_A = Número de moles de gas adsorbido, $lb - moles$

n_f = Número de moles en la porosidad secundaria, $lb - moles$

n_i = Número de moles en la porosidad primaria, $lb - moles$

n_p = Número de moles de gas producido, $lb - moles$

n_R = Número de moles de gas residual en las fracturas, $lb - moles$

P = Presión, $psia$

\bar{P} = presión promedio del yacimiento, $psia$

P_L = Constante de la presión de Langmuir, $psia$

P_{sc} = Presión a condiciones estándar, $psia$

R = Constante universal de los gases, $psiaft^3 / ^\circ R lb - mol$

s_{gi} = Saturación de gas inicial, fracción
 S_w = Saturación de agua, fracción
 t = Tiempo, Seg
 T = Temperatura del yacimiento, °F
 T_{sc} = Temperatura a condiciones estándar, °F
 V = Contenido de gas, SCF/Ton
 V_{b2} = Volumen de la matriz en el sistema de porosidad secundaria, ft³
 V_E = Isoterma de adsorción, SCF/ft³
 V_g = Volumen de gas, ft³
 V_L = Constante volumétrica para la isoterma de Langmuir SCF/ft³
 V_p = Volumen poroso, ft³
 V_{pt} = Volumen poroso total, ft³
 V_R = Volumen de roca, ft³
 V_T = Volumen total del yacimiento, ft³
 V_w = Volumen de agua ft³
 ΔV_p^{red} = Reducción del volumen poroso, ft³
 ΔV_w^{exp} = Expansión del volumen de agua
 W_e = Intrusión de agua, bbl
 W_i = Volumen de agua inicial, ft³
 W_p = Agua producida, STB
 W_y = Inyección de agua, STB
 Z = Factor de Compresibilidad del gas, adimensional
 Z_{sc} = Factor de compresibilidad a condiciones estándar, adimensional
 α = Factor de Forma, ft²
 Φ = Porosidad del yacimiento, fracción
 ρ_B = Densidad Bulk, SCF/Ton
 τ = Tiempo de sorción, Seg