

**DESARROLLO DE UN MODELO ANALÍTICO QUE PREDIGA EL
COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE
GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN**

**DANIEL ANDRÉS DAZA ZÁRATE
ANDRÉS ALFONSO SALTARÍN SANTOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**DESARROLLO DE UN MODELO ANALÍTICO QUE PREDIGA EL
COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE
GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN**

**DANIEL ANDRÉS DAZA ZÁRATE
ANDRÉS ALFONSO SALTARÍN SANTOS**

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

Director

Ing. WILLIAM NAVARRO GARCÍA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

Dedicatoria

"El agradecimiento es la memoria del corazón." Lao-Tsé.

A quien mas dedicarle este trabajo si no a la personas que debo gratitud por estar aquí, acompañarme hasta aquí, y hacer mas grato mi viaje hasta aquí.

Este logro se lo quiero dedicar principalmente a mi padre, Andrés Saltarín de la Hoz a la persona que le debo estar aquí, por su motivación que me llevo a tomar una de las mas importantes decisiones en mi vida y por su incondicional apoyo mientras me acompaño, e incluso cuando no pudo hacerlo más. Gracias a Dios por hacerlo mi padre y por enseñarme el valor de la gratitud.

Le dedico este logro, por supuesto, a mi madre, Manuela Santos Olivares, que siempre creyó en mí, su confianza y consejos me mejoran como persona día a día, y sé que lo seguirán haciendo. Jamás podre pagarle todo lo que ha hecho por mí, pero tendrá mi gratitud eterna y mi amor incondicional. No hay a quien ame más en este mundo.

A mi mejor amigo en el mundo, mi tío, mi abuelo, mi alcahueta, Urbano Saltarín de la Hoz, siempre estará en mi mente robándome una sonrisa, siempre estaré agradecido con Dios por la relación que tuvimos.

Le dedico este logro a mi familia en general, a todos por bien recibirme cuando llegaba a casa, en especial a mi tía Gloria, gracias por siempre consentirme y darme todo el cariño que siempre me ha dado.

A las personas y familias que me acompañaron en el camino hasta aquí. Gracias a la señora Yolanda Ardila y familia, una madre en todo sentido para mi. A la familia Hamburger Ruiz, gracias por recibirme y acompañarme tanto tiempo. A la señora Sonia Quijano y familia, por el cariño que siempre me transmitió.

Pero por supuesto a mis amigos y compañeros de todo, que en todo momento me acompañaron y estuvieron conmigo durante todo este tiempo, apoyándome y ayudándome cuando lo necesite. A Fabio Bernal, a Daniel Daza, a Diego Gómez, a Marcela Carrillo. Fue más que un placer conocerlos. A todos mis amigos y demás compañeros, Muchísimas Gracias. Les dedico este logro.

Andrés Alfonso Saltarín Santos

DEDICATORIA

Este logro está dedicado principalmente a Dios, que permitió que todos los objetivos propuestos en esta investigación fuesen cumplidos a cabalidad gracias a su divina fuerza.

Le dedico este triunfo a mi motor, a mi fuerza, a mi apoyo a ti madre hermosa que siempre me diste el valor para afrontar todas las dificultades que se me presentaron en este largo camino.

A mi padre que aunque en la distancia siempre sentí su apoyo y fortaleza que hoy se ve recompensado.

A mi hermano quien siempre estuvo a mi lado apoyándome y dándome la fuerza necesaria para cumplir mis propósitos.

A mi tío Clemente Carlos quien me acogió como un hijo y siempre estuvo a mi lado a lo largo de este duro camino.

Al resto de mi familia que siempre deposito su confianza en mí y hoy gracias a ese apoyo pude cumplir otro de mis sueños.

Doy gracias a cada una de las personas que estuvieron cada hora, cada minuto y cada segundo pendientes de mí, este logro es gracias a ustedes y para ustedes.

Daniel Andrés Daza Zárate

AGRADECIMIENTOS

A Dios por ser nuestra guía y gracias a él se pudo lograr culminar con éxito esta investigación, la gloria es para ti señor.

Al ingeniero William Navarro García, que gracias a su colaboración y su apoyo hizo posible el desarrollo de este proyecto, gracias por su paciencia y dedicación.

A la universidad industrial de Santander, nuestra alma mater por ser el instrumento de formación académica, a la escuela de ingeniería de petróleos y a su planta de docentes y administrativos que transmitieron todos su conocimientos y su experiencia.

A cada uno de los miembros de nuestras familias que se empeñaron en formar dos profesionales integrales y comprometidos con su profesión.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN (GAC).	19
1.1. ORIGEN DEL CARBÓN.	20
1.2. TIPOS DE CARBÓN.....	23
1.3. PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAC.	25
1.3.1. Sistema de doble porosidad.....	26
1.3.1.1. Porosidad primaria.....	26
1.3.1.2. Porosidad secundaria.....	26
1.3.2. Permeabilidad.	28
1.3.2.1. Permeabilidad relativa.	29
1.4. MECANISMO DE TRANSPORTE DEL GAS A TRAVÉS DEL YACIMIENTO.	30
1.4.1. Desorción del gas.....	30
1.4.2. Difusión del gas.....	30
1.4.3. Flujo de Darcy a través del sistema de fracturas.	30
1.5. ALMACENAMIENTO DEL GAS EN LOS MANTOS DE CARBÓN.....	31
1.6. MODELO DE ADSORCIÓN DE LANGMUIR.....	32
1.7. PERFILES DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAC.....	33
2. ECUACIONES BASES PARA EL DESARROLLO DEL MODELO ANALÍTICO.	36
2.1. MODIFICACIÓN DEL BALANCE DE MATERIA.....	36
2.2. LEY DE DARCY EN ESTADO SEUDOESTABLE	41

2.3. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA YACIMIENTOS FRACTURADOS.	43
3. DESARROLLO MATEMÁTICO DEL MODELO ANALÍTICO QUE PREDIGA EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAC.	46
4. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.	52
4.1. CASO BASE DE SIMULACIÓN	52
FUENTE: Literatura Referenciada.	58
4.2. COMPARACIÓN MODELO ANALÍTICO Y MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.	58
5. RESULTADOS OBTENIDOS POR EL MODELO ANALÍTICO Y MODELO NUMÉRICO.	61
6. VALIDACIÓN CON DATOS DE UN POZO REAL.....	74
CONCLUSIONES	79
RECOMENDACIONES.....	81
ANEXOS.....	83
BIBLIOGRAFÍA	104
NOMENCLATURA	107

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: Proceso de formación del carbón	21
FIGURA 2 : Proceso de transformación del carbón	22
FIGURA 3 : Generación de gas en función del rango del carbón	25
FIGURA 4 : Estructura de las fracturas en el carbón	27
FIGURA 5 : Isoterma de Langmuir.....	33
FIGURA 6 : Perfil de producción de un yacimiento de GAC	34
FIGURA 7 : Grafica de modificación de la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas asociado a mantos de carbón.	40
FIGURA 8 : Estado Seudoestable	41
FIGURA 9 : Curvas de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados.	44
FIGURA 10 : Grid de simulación del modelo conceptual elaborado en Eclipse 100.....	53
FIGURA 11 : Curvas de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados .	54
FIGURA 12 : Isoterma de desorción de Langmuir	55
Figura 13: Caudales de gas resultantes del modelo Analítico, simulador Eclipse 100 y Demo F.A.S.T. CBM.	63
Figura 14: Caudales de agua resultantes del modelo Analítico, simulador Eclipse 100 y Demo F.A.S.T. CBM.....	65
Figura 15: Factor de Corrección para el ajuste entre el modelo analítico y numérico para el caudal de gas.....	69
Figura 16: Factor de Corrección para el ajuste entre el modelo analítico y numérico para el caudal de agua.....	70
Figura 17: Perfil de productividad del gas para el modelo analítico y el modelo numérico.	71
Figura 18: Perfil de productividad del agua para el modelo analítico y el modelo numérico.....	72
FIGURA 19: Perfil de producción de gas para el modelo analítico, el modelo numérico y los datos de pozos para el campo “The Cedar Hill”	76

FIGURA 20: Perfil de producción de agua para el modelo analítico, el modelo numérico y los datos de pozos para el campo “The Cedar Hill”	78
FIGURA 21 : Cauda de gas por cambios en el factor de forma (σ).	93
FIGURA 22 : Cauda de gas por cambios en el coeficiente de difusividad (D). .	94
FIGURA 23 : Diagrama araña de la influencia de D_c y σ sobre el caudal máximo de gas.....	97
FIGURA 24 : Diagrama araña de la influencia de D_c y σ sobre el caudal máximo de agua.	98

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Clasificación de los carbones.....	24
Tabla 2 : Propiedades PVT del gas	56
Tabla 3 : Parámetros de entrada para el modelo de simulación de GAC.	57
Tabla 4 : Parámetros considerados en el desarrollo de los modelos analítico y numérico.....	59
Tabla 5 : OGIP de los modelos analíticos, numérico y el software F.A.S.T. CBM.....	61
Tabla 6: Casos propuestos para la aplicación del modelo analítico, el modelo numérico y el demo FAST CBM de fekete.....	66
Tabla 7: Caudales Máximos de Gas para el modelo analítico y numérico de los casos propuestos.....	69
Tabla 8: Caudales Máximos de Agua para el modelo analítico y numérico de los casos propuestos.....	70
Tabla 9: Propiedades de Campo “The Cedar Hill” de la cuenca San Juan.....	75
Tabla 10 : Valores bajos, base y altos de los factores de forma y el coeficiente de difusividad.....	92

LISTAS DE ANEXOS

ANEXO A DATA MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN PARA UN YACIMIENTO DE GAC DESARROLLADO EN ECLIPSE 100.....	83
ANEXO B ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA EL FACTOR DE FORMA (SIGMA) Y EL COEFICIENTE DE DIFUSIVIDAD DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	92
ANEXO C ELABORACIÓN DE LOS PERFILES DE PRODUCCIÓN EN LA VERSIÓN GRATUITA DE F.A.S.T. CBM UTILIZADO PARA VALIDAR EL MODELO ANALÍTICO DESARROLLADO EN ESTA INVESTIGACIÓN.....	99

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE UN MODELO ANALÍTICO QUE PREDIGA EL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN¹

AUTORES: DANIEL ANDRÉS DAZA ZÁRATE
ANDRÉS ALFONSO SALTARÍN SANTOS**

PALABRAS CLAVES: Yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, modelo conceptual de simulación, Modificación del balance de materia (MMB), Ley de Darcy en estado pseudoestable, curvas de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados.

DESCRIPCIÓN:

El estimar la producción de los fluidos originales de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, es de vital importancia al momento de evaluar la viabilidad económica de este tipo de yacimientos no convencionales, el objetivo de esta investigación se centra en la construcción de un modelo analítico que permita predecir el comportamiento en la producción de gas y de agua de los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, para luego validar este modelo analítico con un modelo conceptual de simulación numérica de yacimientos.

Inicialmente se unificaron las ecuaciones de balance de materia desarrollada por (Jensen and Smith en 1993), la ley de Darcy en estado pseudoestable y las curvas de permeabilidad relativa para yacimientos naturalmente fracturados, con el fin de construir el modelo analítico con una metodología iterativa y sencilla que permita reproducir la productividad de los yacimientos GAC, luego por medio de la herramienta software Eclipse 100 (Schlumberger), se elaboró un modelo conceptual de simulación para la validación de este modelo analítico, usando valores promedios de las propiedades del yacimiento obtenidos en artículos investigativos de la literatura, finalmente se compararon los resultados obtenidos del modelos analítico y los resultados arrojados por la simulación numérica de yacimientos. Cabe resaltar que este modelo analítico busca ser aplicado en la industria de los hidrocarburos para evaluar la viabilidad económica de los yacimientos GAC en etapas tempranas de producción, por ultimo con este modelo analítico busca ser comparado con otros modelos analíticos existentes que puedan corroborar los resultados obtenidos por el modelo analítico base de esta investigación

¹ Proyecto de Grado

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

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF AN ANALYTICAL MODEL THAT PREDICTS THE BEHAVIOR OF THE PRODUCTION OF COAL BED METHANE RESERVOIRS²

**AUTHORS: DANIEL ANDRÉS DAZA ZÁRATE
ANDRÉS ALFONSO SALTARÍN SANTOS****

KEYWORDS: Coal bed methane reservoirs, simulation conceptual model, Modification of the Material balance (MMB), Darcy's law during pseudo-steady state, Relative permeability curves for fractured reservoirs.

DESCRIPTION:

The estimation of the original fluids production in a coal bed methane reservoir is critical in the evaluation of the economic viability of this unconventional reservoirs; the target of this investigation is focused on making an analytical model that estimates the gas and water productivity in the coal bed methane fields, and them can be validated by a conceptual model in the numerical reservoir simulation.

First, three different sources were unified to develop the analytical model: the developed material balance equations (Jensen and Smith 1993), Darcy's law during pseudo-steady state, and the relative permeability curves for natural fractured reservoirs, and then build the analytical model with a simple iterative methodology that can reproduce the coal bed methane productivity. Then, with the help of Eclipse 100 software tool (Schlumberger), it was made a conceptual simulation model to validate the analytical model, and by using the average values of the reservoir properties obtained from investigative papers in literature, a simulated conceptual model was developed in order to perform this analytical model validation. Finally, the analytical model results and numerical reservoirs simulation values were compared. The objective of this analytical model is can be used in the hydrocarbon's industry to evaluate the economical viability of the coal bed methane reservoirs in early stages of production. This analytical model can be compared with others analytical models that can validate the results in the investigation.

² Thesis

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

INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos son la principal fuente de energía del mundo y gracias a esto, la humanidad ha creado una total dependencia hacia esta fuente de energía limitada, llegando al punto de considerar las reservas no convencionales de crudo y gas como la posible solución al aumento descontrolado de la demanda de hidrocarburos que exige el planeta.

Los yacimientos no convencionales son fuentes no renovables de energía, almacenadas en formaciones atípicas y bajo condiciones especiales, las cuales han ganado popularidad hace ya varias décadas atrás debido al agotamiento acelerado de las reservas convencionales de crudo y gas con las que cuenta la industria de los hidrocarburos. Los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón (GAC), son un caso particular de este tipo de yacimientos no convencionales que estima sus reservas a nivel mundial en un rango aproximado de 3500 a 9500 Tpc.³ Los GAC son acumulaciones de gas principalmente metano contenido en la matriz del carbón bajo un mecanismo de almacenamiento conocido como adsorción, el cual mantiene las moléculas de gas adheridas a la superficie del carbón mediante fuerza de atracción de Van del Walsh, debido a esto la producción de estos yacimientos se realiza en tres etapas, las cuales comprenden la deshidratación del manto, el flujo del gas desde la matriz hacia el sistema de facturas naturales del carbón y por último el flujo de gas a través de las fracturas hacia la cara del pozo productor.

La industria de los hidrocarburos de acuerdo con la necesidad de explotar este tipo de acumulaciones, ha realizado un sin número de investigaciones que aclaren el comportamiento particular de los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, estas investigaciones se centran en una descripción detallada del yacimiento, el cálculo de los volúmenes originales, la optimización de las facilidades que permitan un mejor manejo de los fluidos provenientes del subsuelo entre otras. En particular, esta investigación busca crear un modelo analítico que permita predecir el comportamiento de la producción de

³ Oilfield Review Schlumberger, 2004, pagina 11.

los yacimientos GAC con el objetivo de evaluar la viabilidad de estos proyectos y así favorecer al desarrollo sostenible de estas fuentes de energía no convencionales.

El modelo analítico nace a partir de la combinación de tres ecuaciones fundamentales en la ingeniería de yacimientos, estas ecuaciones son la ecuación de balance de materia desarrollada por Jensen y Smith (1993), la ley de Darcy en estado pseudoestable y las curvas de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados. Este modelo analítico es validado por la simulación numérica de yacimientos, que permitió crear un modelo conceptual de simulación de gas asociado a mantos de carbón alimentado con datos encontrados en la literatura, del cual se extrajeron las tasas de producción para luego compararlas con las curvas de producción calculadas por medio del modelo analítico.

Este proyecto de grado muestra al inicio, las generalidades de las principales propiedades de los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón (GAC), luego se definen en detalle las ecuaciones bases para el desarrollo del modelo analítico, posteriormente, se desarrolla este modelo analítico, luego se construyó el modelo conceptual de simulación numérica y se evaluaron las ecuaciones del modelo analítico y finalmente se comparan los resultados encontrados tanto en la simulación numérica con los resultados arrojados por el cálculo del modelo analítico base de esta investigación.

1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN (GAC).

Las acumulaciones de gas asociados a mantos de carbón son considerados yacimientos no convencionales, pues se necesitan técnicas de extracción especiales y requieren esquemas de producción distintos a los yacimientos convencionales de gas. Los mantos de carbón son considerados rocas sedimentarias, estos contienen más de 50% en peso de materia orgánica y están formados en gran parte por acumulaciones de material vegetal, que a ciertas condiciones de temperatura y presión da lugar a diferentes tipos de carbón.

El gas almacenado en la roca, es esencialmente metano aunque también está compuesto por C_2 , C_3 , N_2 y CO_2 . El gas puede estar adsorbido en la superficie del carbón o libre en los intersticios del mismo. Este tipo de yacimientos tienen propiedades especiales como su sistema de doble porosidad, diferentes tipos de fracturas y el sistema de almacenamiento del gas (por adsorción), factores que juegan un papel muy importante en su desarrollo y producción

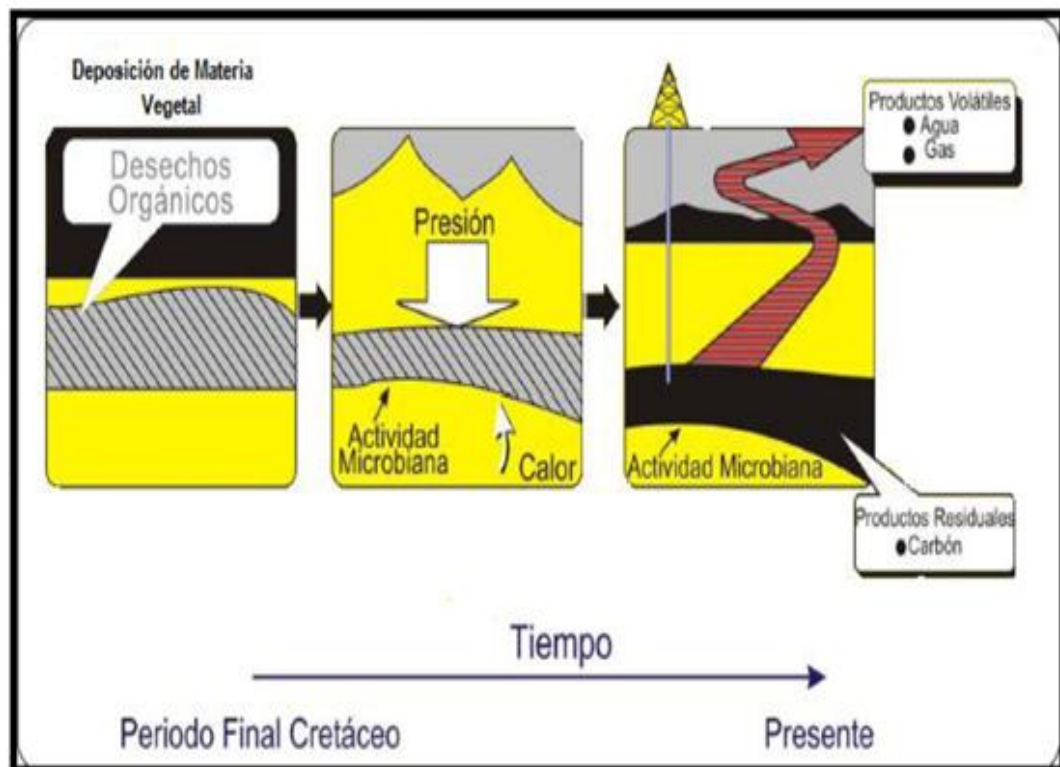
1.1. ORIGEN DEL CARBÓN.

El carbón es considerado un material energético, generado por la acumulación de material vegetal depositado en ambientes palustres, que ha sufrido cambios físicos y químicos debido a diferentes condiciones de temperatura y presión, en el proceso conocido como carbonificación (Ver figura 1). El carbón está compuesto principalmente de carbono, nitrógeno, hidrógeno, oxígeno y azufre.

El agua en los ambientes palustres, es muy pobre en oxígeno por lo cual no se da un proceso completo de oxidación del material vegetal. En cambio, tipos especiales de bacterias atacan el material orgánico, siguiendo el proceso de descomposición parcial, ya que las bacterias son destruidas por los ácidos liberados por las plantas. Durante la descomposición de la materia vegetal se libera oxígeno e hidrógeno, conforme escapan estos elementos va aumentando

gradualmente el porcentaje de carbono en los sedimentos, dando inicio al proceso de carbonificación.

FIGURA 1: Proceso de formación del carbón



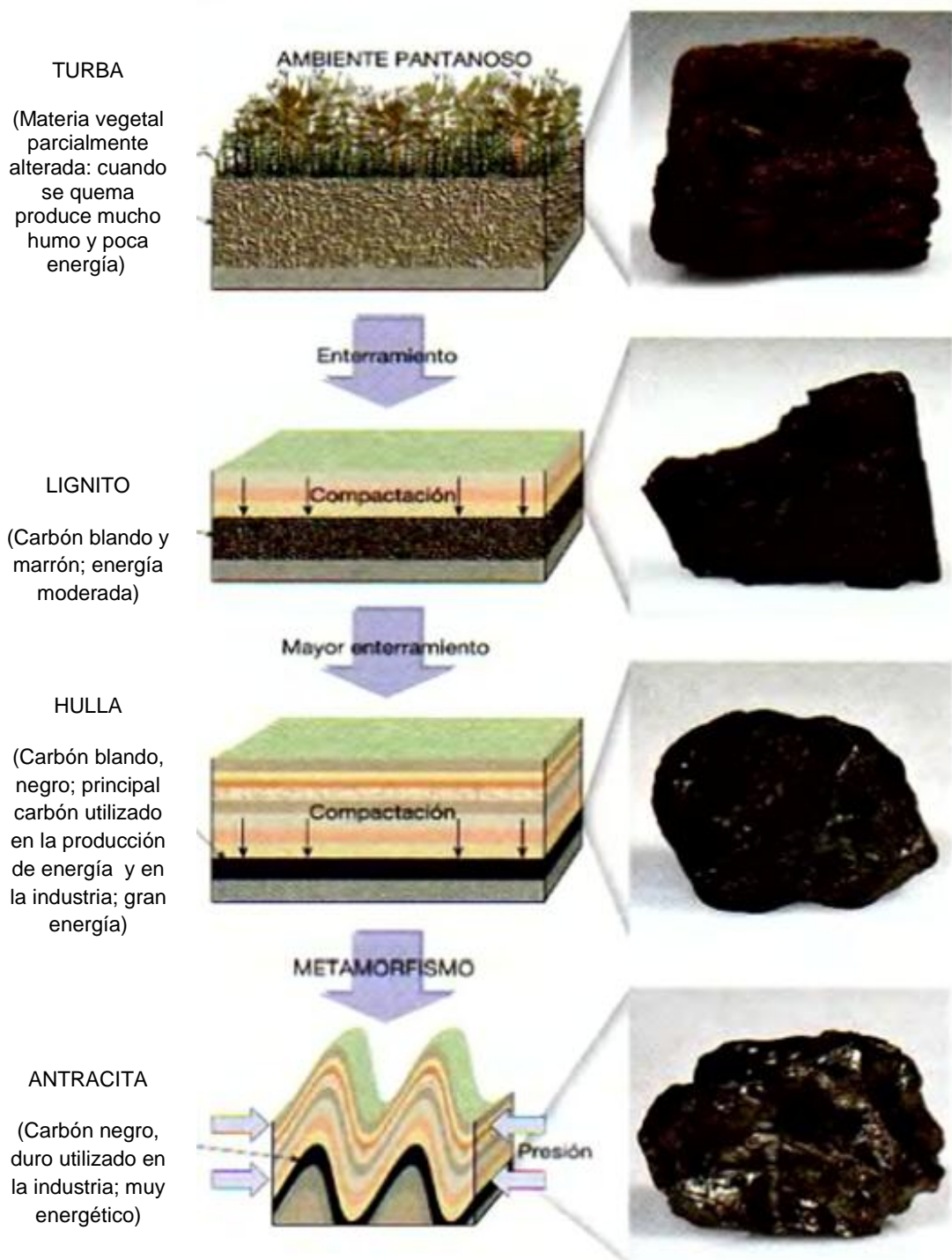
FUENTE: William T. Brown, NRLC Coalbed Methane Conference, 2002.

La descomposición parcial del material orgánico en un ambiente palustre o pantanoso va creando una capa llamada turba, donde todavía se pueden identificar restos de plantas, como hojas y tallos. A medida que la turba se va enterrando capa a capa por acumulación de los sedimentos, las condiciones de temperatura y presión aumentan, generando lentamente lignito, un carbón blando y marrón. Mientras continúa aumentando la acumulación de los sedimentos sobre el carbón en desarrollo, se generan altas temperaturas produciendo reacciones químicas en el material orgánico liberando agua y

gases volátiles. Cuando estos productos escapan, debido al aumento continuo de la presión, aumenta la proporción de carbono fijado. Cuanto mayor es la cantidad de contenido carbono, mayor es la energía que produce el carbón como combustible, es decir, aumenta su poder calorífico. Durante el enterramiento el carbón se sigue compactando pasando al siguiente estado, denominado hulla. Cuando las capas de lignito y hulla, que son rocas sedimentarias, son sometidas a plegamientos y deformaciones, la presión y el calor generado hacen que haya una mayor pérdida de agua y volátiles, lo que conlleva a un aumento del carbono fijado. El proceso metamórfico convierte la hulla en antracita, una roca metamórfica brillante y muy dura donde concluye el proceso de transformación del carbón⁴ (Ver figura 2).

FIGURA 2 : Proceso de transformación del carbón

⁴ Ciencias de la tierra, Edward J. Tarbuck - Frederick K. Lutgen, 2005 – Capítulo 7: Rocas sedimentarias, página 212.



FUENTE: Ciencias de la tierra, Edward J. Tarbuck - Frederick K. Lutgen, 2005

1.2. TIPOS DE CARBÓN.

El índice de cambio sufrido por un carbón, al transformarse desde turba hasta antracita, tiene una gran importancia en las propiedades físicas y químicas, y se denomina tipo o rango del carbón.

Los carbones de un rango bajo, se caracterizan por ser blandos y friables, con un aspecto terroso. Son de alta humedad y contenido bajo de carbono, por lo cual su poder calorífico es bajo. Por el contrario, Los carbones de un alto rango suelen ser más duros y con aspecto más oscuro, Son de baja humedad y de alto contenido carbono, por lo tanto genera mayor energía (Ver Tabla 1).

Tabla 1: Clasificación de los carbones.

Tipo	Carbono Fijo (%)	Material Volátil (%)	Contenido Humedad (%)	Poder Calorífico (Btu/lb)	Poder Calorífico (MJ/Kg)	Poder Calorífico Kcal/Kg
Antracita	86 - 98	1	< 15	>14.000	>32.6	>7.780
Bituminoso	45 - 86	32	15 - 20	10.500-14.000	24.5 - 32.6	5.800-7.780
Subbituminoso	35 - 45	50	20 - 30	7.800 - 10.500	18.2 - 24.5	4.300- 7.780
Lignito y Turba	25 - 35	96	> 30	4.000 - 7.800	9.3 – 18.2	2.200 – 4.300

FUENTE: American society for testing and Materials (ASTMD-388-777)

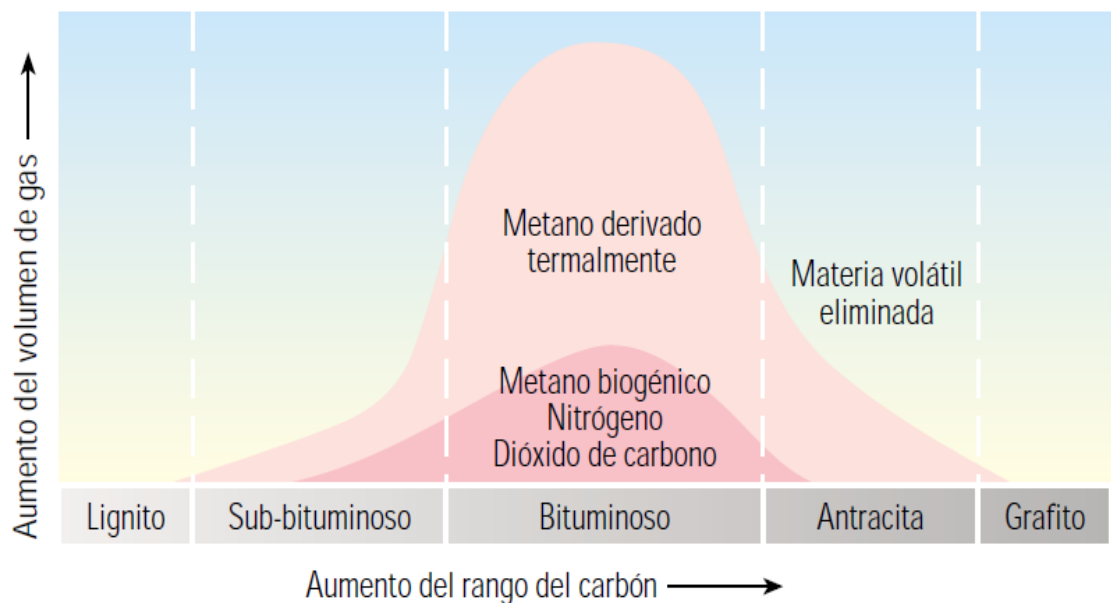
El rango del carbón no solo está asociado a su madurez, también se encuentra relacionado con los compuestos vegetales, o macerales, de los cuales fue formado.

En general, hay tres categorías de macerales que forman el carbón. La vitrinita que se refiere al material leñoso de las plantas, como tronco, raíces y ramas. Los macerales liptiniticos que son aquellas partes más fuertes de la planta,

como el polen, esporas y resinas. Los macerales inertiniticos se refieren a material vegetal alterado y poco estructurado que por lo general han sufrido un cambio externo por efectos de oxidación, por cual tienen un alto contenido de carbono. Saber la composición básica del tipo de maceral del carbón ayuda estimar el potencial del yacimiento.

La capacidad de generar y almacenar metano en los mantos de carbón también es dependiente de su rango, en general, al madurar el carbón aumenta su capacidad de almacenar gas, alcanzando su máxima capacidad en la etapa bituminosa, aunque disminuye al seguir madurando (Ver figura 3).

FIGURA 3 : Generación de gas en función del rango del carbón



FUENTE: Olfield Review, Schlumberger, 2004

1.3. PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS.

Los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón tienen factores especiales en las propiedades de la roca que son de gran importancia en el

desarrollo de cualquier proyecto, la permeabilidad asociada a las fracturas, el sistema de doble porosidad y las curvas de permeabilidad relativa del yacimiento, son datos esenciales en el desarrollo de las ecuaciones y en la simulación del yacimiento.

1.3.1. Sistema de doble porosidad.

Los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón poseen un sistema de doble porosidad asociado a la matriz y a las fracturas que posee la roca. La porosidad está asociada a la capacidad que tiene la roca de almacenar el gas así como a los canales de permeabilidad por donde fluirá el mismo.

1.3.1.1. Porosidad primaria.

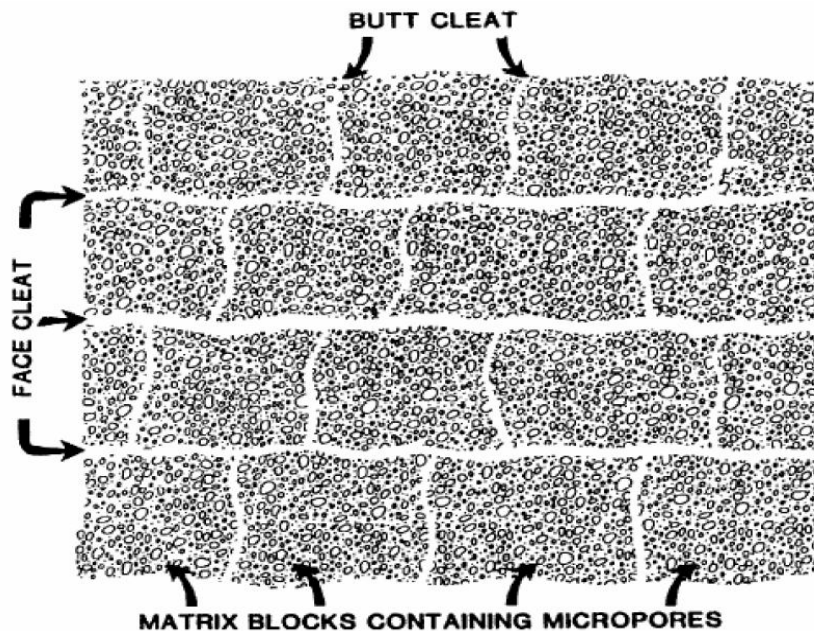
La porosidad primaria está asociada a la matriz de la roca y a los microporos que la conforman. El diámetro de los microporos se estima que no es superior a 10 Angstroms lo que le da una gran área interna a la matriz, de unos 100 a 300 m^2/g (Marsh, 1965; Thimons and Kissell, 1973). Por tanto en la matriz es donde se encuentra almacenado el gas en mayor proporción, adsorbido en la superficie interna de los microporos y liberado por difusión. La matriz no aporta valores significativos de permeabilidad.

1.3.1.2. Porosidad secundaria.

La porosidad secundaria se asocia a las fracturas en los mantos de carbón. En ellos existe una red de fracturas naturales, comúnmente conocidas como diaclasas, que aportan los valores significativos de permeabilidad al yacimiento.

El sistema de diaclasas consiste en dos grupos de fracturas perpendiculares, el grupo más dominante es el de diaclasas frontales o primarias (face cleats) que proporcionan la conectividad en el yacimiento. Las diaclasas interpuestas o secundarias (butt cleats) son menos continuas y se interceptan con las primarias (figura 4). Estos sistemas de fractura representan menos de 2% del volumen total de los mantos de carbón (Gregory et al., 1986), por lo que el almacenamiento de gas, en este caso gas libre, es poco considerable.

FIGURA 4 : Estructura de las fracturas en el carbón



FUENTE: (Shi and Durucan 2003)

Otra clasificación común en las fracturas del carbón, es la clasificación genética. Las fracturas endógenas o diaclasas clásicas son producidas por la tensión generada en la deshidratación y desvolatilización ocurridas durante la carbonificación. Estas fracturas son ortogonales y perpendiculares a la estratificación en los mantos de carbón. Por otro lado las fracturas exógenas,

formadas debido al movimiento tectónico de la corteza terrestre y por tanto el campo de los esfuerzos regionales determinan su orientación.

1.3.2. Permeabilidad.

El mecanismo de permeabilidad primaria en los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón está constituido por el sistema de fracturas naturales que estos presentan. Debido a que las diaclasas frontales presentan mayor continuidad la permeabilidad asociada a estas, es mucho mayor que la asociada a las diaclasas interpuestas. En general, la permeabilidad en este tipo de yacimientos es direccional, es decir, en sentido de las diaclasas frontales. La permeabilidad vertical juega un papel fundamental en el comportamiento de producción, debido a la diferencia de densidades entre los dos fluidos, el agua tiende a fluir por la parte inferior del yacimiento verticalmente continuo, mientras que el gas por la parte superior del mismo.

La permeabilidad efectiva es un factor determinante en el desarrollo de un proyecto GAC. Si las fracturas verticales y horizontales están interconectadas, de manera que permita el flujo de gas y agua a través del yacimiento, generará altos valores de permeabilidad efectiva. Cabe tener en cuenta que las interconexiones entre este tipo de fracturas se ven afectadas además por otros tipos de fracturas naturales, la profundidad de los estratos, la saturación de agua y la contracción de la matriz por la desorción, entre otros.

El espaciamiento entre las fracturas es otro factor de gran importancia en la permeabilidad del carbón. Y está relacionada con la composición mineralógica y su estructura, el contenido de materia mineral, el espesor de los mantos de carbón y el historial tectónico del yacimiento. Los carbones de mediana y baja volatilidad tienden a tener buena permeabilidad si las fracturas se encuentran abiertas.

1.3.2.1. Permeabilidad relativa.

La permeabilidad relativa es un factor fundamental para poder estimar o predecir la producción en un yacimiento GAC. La permeabilidad relativa del agua y el gas a diferentes saturaciones, determinan la forma en que fluirán los fluidos a través del sistema de fracturas. La gran diferencia entre las densidades de los dos fluidos le da gran importancia a la dirección de mayor permeabilidad.

Existen varios métodos para calcular la permeabilidad relativa en los yacimientos GAC, pruebas de transiente de presión en pozo, simulación basada en curvas de permeabilidad relativa y pruebas de laboratorio que involucra núcleos de carbón.

Existen dos pruebas de laboratorio para medir la permeabilidad relativa gas-agua, donde son utilizados helio y salmuera para simular los fluidos de yacimiento. Cabe destacar que el carbón no adsorbe el helio lo cual tiene un efecto adicional en la permeabilidad relativa del yacimiento ya que la adsorción de metano hincha la matriz y deforma o altera la estructura de las fracturas, que son los canales permeables en la muestra o en el yacimiento. En el primer método, la técnica en estado inestable, se satura el núcleo completamente con salmuera, y posteriormente se desplaza continuamente con el gas (helio). La tasa de inyección de gas, la caída de presión y la tasa de producción de agua son registradas en función del tiempo. El cambio constante de saturaciones puede ser calculado por un balance de materia. En el segundo método, la técnica en estado estable, los caudales de gas y agua son inyectados simultáneamente, hasta que las tasas inyectadas sean iguales a las tasas producidas. Son tomadas medidas de caída de presión y la permeabilidad relativa para cada fase es calculada por medio de la ley de Darcy, el caudal, la viscosidad y la saturación de cada fluido en la muestra.

1.4. MECANISMO DE TRANSPORTE DEL GAS A TRAVÉS DEL YACIMIENTO.

La producción en los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón se da en un proceso de tres etapas. Desorción del gas en los poros de la matriz, difusión a través de la matriz hacia el sistema de fracturas y flujo del gas a través del sistema de fracturas hacia la cara del pozo.

1.4.1. Desorción del gas.

La desorción es el proceso por el cual las moléculas de metano se separan de la superficie de los microporos en la matriz para posteriormente ser transportados a las fracturas por difusión donde existe como gas libre. La desorción se da por una disminución de la presión en el yacimiento, cuando este alcanza la presión mínima de desorción. La isoterma de desorción (Langmuir) define la relación entre la concentración del gas adsorbido en la matriz del carbón y la presión del gas libre en el sistema de fracturas.

1.4.2. Difusión del gas.

Cuando el gas adsorbido en la matriz es liberado por una disminución en la presión del yacimiento, las moléculas de gas fluyen desde los microporos hasta las fracturas, de un lugar de mayor concentración a un lugar de menor concentración en el proceso conocido como difusión. El proceso de difusión en los microporos es descrito por las ecuaciones derivadas de la ley de Fick.

1.4.3. Flujo de Darcy a través del sistema de fracturas.

Cuando el gas es llevado hasta el sistema de fracturas, este es transportado junto con el agua que se encuentra en las fracturas, hacia los pozos de producción por medio de un gradiente de presión. El flujo de agua y gas a través del sistema de fracturas es descrito por la ley de Darcy.

1.5. ALMACENAMIENTO DEL GAS EN LOS MANTOS DE CARBÓN.

Los yacimientos de GAC almacenan el gas, adsorbido en los microporos de la matriz y libre en el sistema de fracturas. La adsorción es el proceso por el cual las moléculas de gas individuales se unen a las moléculas orgánicas del carbón que conforman la matriz, por medio de fuerzas eléctricas débiles⁵. El gas almacenado en el sistema de fracturas no representa más que una pequeña fracción y puede ser despreciado.

Como la mayoría de gas se encuentra adsorbido en la matriz, la relación Presión - Volumen es definida por isothermas de adsorción y no por la ley de gases reales. Una isoterma de adsorción relaciona la capacidad de almacenamiento de un carbón con la presión de yacimiento y depende de la temperatura del yacimiento, el rango y contenido de humedad en el carbón⁶.

Hay que tener en cuenta que la cantidad de gas almacenado en la matriz, no siempre es igual a la cantidad máxima de gas que puede almacenar la roca a determinada presión, lo cual se conoce como capacidad de almacenamiento. La cantidad de gas adsorbido es función de la concentración del mismo. Cuando la capacidad de almacenamiento es mayor que el contenido de gas es necesario que el yacimiento descienda a una presión crítica, presión crítica de desorción, donde estos se igualan. Cualquier valor de presión por debajo de presión crítica generara desorción

⁵ Oilfield Review Schlumberger, 2004, pagina 13.

⁶ Coalbed-Methane Fundamental Concepts, K Aminian, Petroleum & Natural Gas Engineering Department West Virginia University

1.6. MODELO DE ADSORCIÓN DE LANGMUIR.

Las isoterma de desorción es la conexión entre el flujo a través de la matriz donde es controlado por los gradientes de concentración, y el flujo a través de sistema de fracturas donde es controlado por los gradientes de presión, es decir, es la conexión entre el contenido de gas y la presión del yacimiento, en valores inferiores a la presión crítica de desorción. La relación entre el contenido de gas y la presión es una función no lineal que en este caso será definida por la ecuación de Langmuir.

$$V = \frac{V_L P}{P_L + P} \quad 1.1$$

Donde:

V : Contenido de gas (SCF/ton)

V_L : Volumen de Langmuir (SCF/ton)

P_L : Presión de Langmuir (psi)

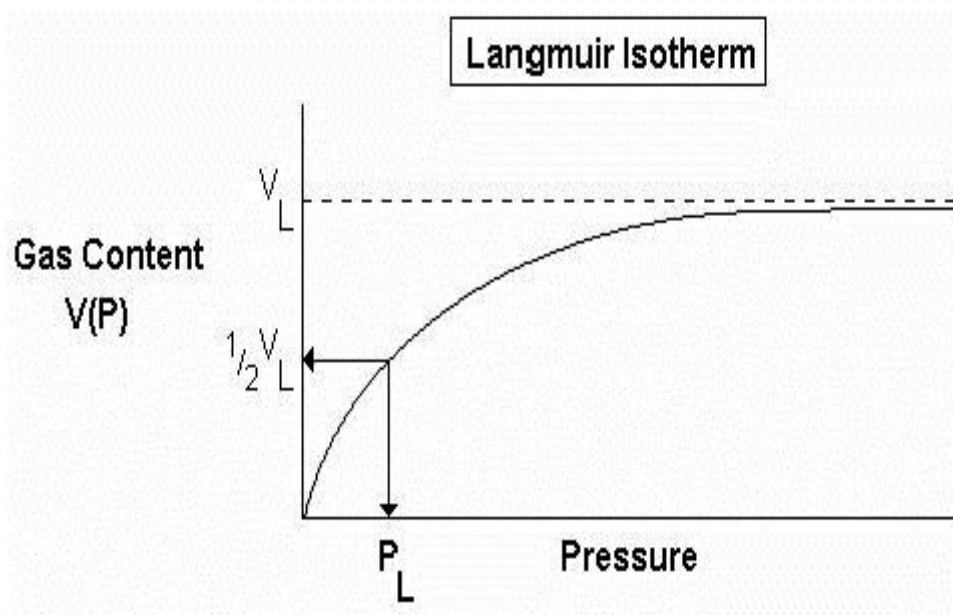
P : Presión del yacimiento (psi)

La ecuación de Langmuir se basa en que las interacciones gas - gas en la fase adsorbida son insignificantes, las moléculas adsorbidas ocupan un solo espacio de adsorción, la adsorción molecular forma una sola capa, toda superficie tiene la misma energía de adsorción y que las fuerzas de superficie no se superponen o interfieren.

El volumen de Langmuir es el volumen de gas en la matriz a una presión infinita, es decir, es el máximo contenido de gas que la roca puede almacenar. La presión de Langmuir es la presión a la cual la capacidad de almacenamiento

del carbón es igual a la mitad del volumen de Langmuir. Estos valores son determinados para cada carbón bajo pruebas de laboratorio donde utilizan diferentes presiones a una misma temperatura, para calcular valores de desorción del gas (También se realizan pruebas de adsorción), generando así la isoterma de Lagmuir. (Ver figura 5). .

FIGURA 5 : Isotherma de Langmuir



FUENTE: F.A.S.T. CBM Coalbed Methane Reservoir Analysis (Fekete).

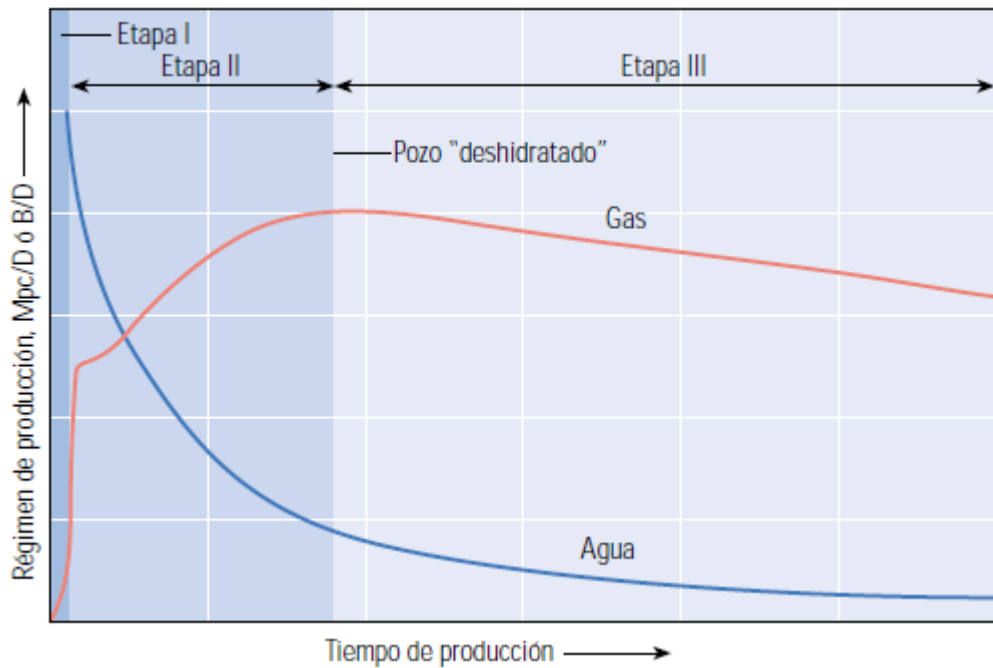
La finalidad de la isoterma de Langmuir es encontrar valores que son indispensables en el desarrollo de un yacimiento GAC, principalmente la presión a la cual el carbón empieza a liberar el gas (Presión crítica de desorción) y la cantidad de gas que es liberado a medida que la presión del yacimiento disminuye y el gas remanente a la presión actual del yacimiento.

1.7. PERFILES DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAC

La producción en los yacimientos de GAC es bastante particular en comparación con los yacimientos convencionales de gas. Es un proceso que se da en tres etapas y que genera una curva característica en los perfiles de producción

Si las fracturas están totalmente saturadas de agua, esta será producida como único fluido en una primera etapa, con el fin de reducir la presión del yacimiento para poder empezar a generar volúmenes significativos de gas, en el proceso conocido como deshidratación. La deshidratación genera que aumente la permeabilidad del gas y hace que el gas presente en la matriz se desorba y pase a las fracturas. En esta segunda etapa se presenta una abrupta disminución de la producción de agua y un rápido aumento del gas. Cuando la permeabilidad relativa al gas se estabiliza el carbón se considera deshidratado y es aquí donde se encuentra el punto máximo de producción de gas dando origen a la tercera etapa. En esta etapa la producción de gas y agua empieza a disminuir lentamente con una producción predominante de gas (Ver figura 6).

FIGURA 6 : Perfil de producción de un yacimiento de GAC



FUENTE: Oilfield Review, Schlumberger, 2004

La velocidad a la cual se elimina el agua y se produce el gas en el yacimiento depende de muchos factores, como la porosidad del carbón, la permeabilidad relativa de los fluidos así como sus saturaciones originales, presencia de acuíferos, el espaciamiento entre pozos, entre otros.

2. ECUACIONES BASES PARA EL DESARROLLO DEL MODELO ANALÍTICO.

Para el desarrollo del modelo analítico que prediga el comportamiento de producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón se unificaron tres modelos, la modificación del balance de materia desarrollado por Jensen & Smith, la ley de Darcy en estado pseudoestable y las curvas de permeabilidad relativa para yacimientos naturalmente fracturados, esto con el propósito de evaluar la viabilidad de proyectos en etapas tempranas de exploración.

2.1. MODIFICACIÓN DEL BALANCE DE MATERIA.

La modificación del balance de materia (MMB) es un modelo que permite calcular el volumen original de gas en el yacimiento de los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, esta técnica es similar al análisis P/Z y fue desarrollada por Jensen & Smith en 1993, este modelo asume que el volumen original de gas es igual al gas adsorbido en los microporos de la matriz del carbón, ignorando las pequeñas cantidades de gas almacenadas en el sistema de fracturas naturales de los macerales de carbón, el cual equivale al 1 o 2% del gas adherido a la superficie del carbón.

Para el desarrollo de este modelo se asumen las siguientes consideraciones⁷:

- El volumen original del yacimiento es equivalente al gas adsorbido en la superficie microporosa del carbón.

⁷ Consideraciones de Jensen & Smith para el desarrollo de la modificación del balance de materia, A practical approach to coalbed methane reserve prediction using a modified material balance technique.

- La isoterma de Langmuir determina el gas adsorbido en la matriz del carbón.
- No son considerados los fluidos presentes en el sistema de fracturas del carbón.
- No se considera la producción acumulada de agua proveniente de las fracturas.

La MMB para los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón inicia con la ecuación de balance de materia.

$$G_p = OGIP - CGIP \quad 2.1$$

Esto es, si al volumen original de gas en el yacimiento (OGIP) se le sustrae la cantidad de gas que todavía se encuentra en el yacimiento a cierto tiempo de producción (CGIP), se obtendrá el gas producido a dicho tiempo de producción, es decir, la producción acumulada (Gp). El cálculo de los volúmenes originales de gas (GIP), a las condiciones referidas anteriormente, se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$GIP = VAhd \quad 2.2$$

Donde:

V – Contenido de gas $\left[\frac{scf}{Ton} \right]$

A – Area [Acres]

h – Espesor [ft]

d – Densidad de carbón $\left[\frac{Ton}{Acre*ft} \right]$

Para llevar la ecuación 2.2 a las dos condiciones referidas, es decir, a volumen original de gas en el yacimiento (OGIP) y a volumen de gas actual en el yacimiento (CGIP) se observa que el único parámetro que varía en dichas condiciones es el contenido de gas, se hará referencia a estos como V_i y V para las condiciones iniciales y actuales, respectivamente. Al remplazarlo en la ecuación 2.1 se obtiene:

$$G_p = V_i Ahd - V Ahd \quad 2.3$$

Ahora se sustituye la ecuación de Langmuir (ecuación 1.1) en el contenido de gas remanente en el yacimiento y se obtiene:

$$G_p = V_i Ahd - \left(\frac{P}{P+P_L} \right) V_L Ahd \quad 2.4$$

Luego se divide por el volumen de Langmuir toda la ecuación y se obtiene:

$$\frac{G_p}{V_L} = \frac{V_i Ahd}{V_L} - \left(\frac{P}{P+P_L} \right) Ahd \quad 2.5$$

Despejando el término $\frac{P}{P+P_L}$ se llega a la siguiente ecuación:

$$\frac{P}{P+P_L} = - \left(\frac{1}{V_L Ahd} \right) G_p + \frac{V_i Ahd}{V_L Ahd} \quad 2.6$$

Sustituyendo la ecuación de Langmuir en V_i se obtiene:

$$V_i = \left(\frac{P_i}{P_i + P_L} \right) V_L \quad 2.7$$

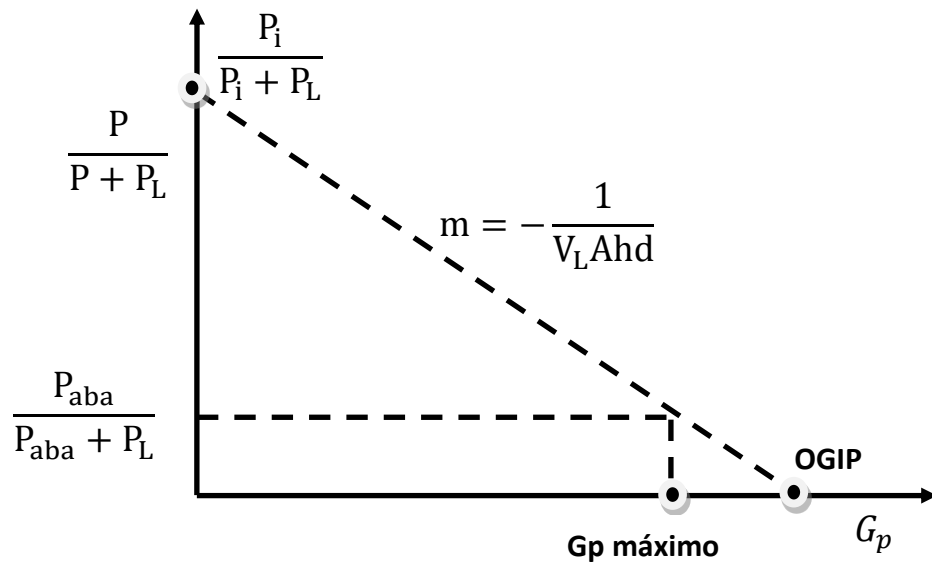
$$\frac{P}{P + P_L} = - \left(\frac{1}{V_L A h d} \right) G_p + \left(\frac{P_i}{P_i + P_L} \right) \left(\frac{V_L A h d}{V_L A h d} \right) \quad 2.8$$

Finalmente se obtiene la modificación de la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón:

$$\frac{P}{P + P_L} = - \left(\frac{1}{V_L A h d} \right) G_p + \left(\frac{P_i}{P_i + P_L} \right) \quad 2.9$$

La ecuación *Ec. 2.9* representa una línea recta donde, $\frac{P}{P + P_L}$ es la ordenada, G_p es la abcisa, $\left(\frac{1}{V_L A h d} \right)$ es la pendiente y $\left(\frac{P_i}{P_i + P_L} \right)$ es el punto de corte, como se muestra en la figura 7.

FIGURA 7 : Gráfica de modificación de la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas asociado a mantos de carbón.



Fuente: Modificado del Artículo, “A Practical Approach to Coalbed Methane Reserve Prediction Using a Modified Material Balance Technique”.

De acuerdo con la figura 7, al extrapolar la línea recta hasta el intercepto con el eje del gas producido es posible estimar el OGIP, con la pendiente de la recta se puede dimensionar el yacimiento, con el punto de intercepción se conocen las condiciones iniciales del yacimiento y por último, si se supone un valor de presión de abandono y se utiliza en la relación de presiones de la ecuación y este se lleva este valor hasta la línea que intercepta los dos ejes, se puede obtener el gas máximo a producir si se baja al eje G_p .

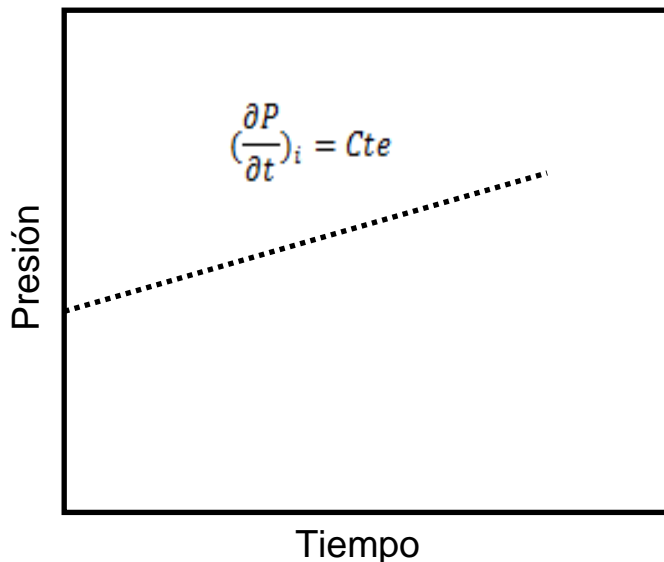
2.2. LEY DE DARCY EN ESTADO SEUDOESTABLE

El estado pseudoestable es un flujo inestable que se puede considerar temporalmente estable, para el estado pseudoestable la distribución de la presión a lo largo del yacimiento cambia con el tiempo pero a una tasa constante es decir:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = Cte \quad 2.10$$

La figura 8 ilustra el comportamiento de la presión de un yacimiento bajo estado pseudoestable con el tiempo, muestra la variación constante que sufre la presión en el tiempo a una posición determinada.

FIGURA 8 : Estado Seudoestable



Fuente: Modificado del libro Reservoir Engineering Handbook, Tarek Ahmed.

La ley de Darcy es un modelo matemático que describe la movilidad de los fluidos a través del medio poroso, relaciona directamente la tasa de flujo (q) con la caída de presión entre dos puntos a lo largo del yacimiento (Δp), de manera que la ley de Darcy en estado pseudoestable evalúa la productividad de un pozo cuando la presión del yacimiento declina temporalmente a tasas constantes,

$$q = \frac{Ckh(\bar{P}-P_{wf})}{\mu B [\ln(\frac{r_e}{r_w})-\frac{3}{4}+s]} \quad 2.11$$

Donde:

- q – Caudal del fluido del yacimiento
- C – Constante de acuerdo a las unidades
- k – Permeabilidad [mD]
- h – Espesor [ft]
- \bar{P} – Presión Promedio [Psi]
- P_{wf} – Presión de fondo fluyendo [psi]
- μ - Viscosidad del fluido [cP]
- B – Factor volumétrico de formación
- r_e – Radio del yacimiento [ln]
- r_w - Radio del Pozo [ln]
- s – Factor de daño

Siendo consistentes con los objetivos propuestos para esta investigación, el evaluar los caudales tanto del gas como del agua para los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, la anterior ecuación es ajustada tanto para el agua como para el gas de la siguiente manera:

$$q_w = \frac{k_w h (\bar{P} - P_{wf})}{141.2 \mu_w B_w \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right]} \quad 2.12$$

$$q_g = \frac{(7,08 \cdot 10^{-6}) k_g h (\bar{P} - P_{wf})}{\mu_g B_g \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right]} \quad 2.13$$

Obteniendo el caudal de agua en [STB/d] y el caudal de gas en [Mscf/d].

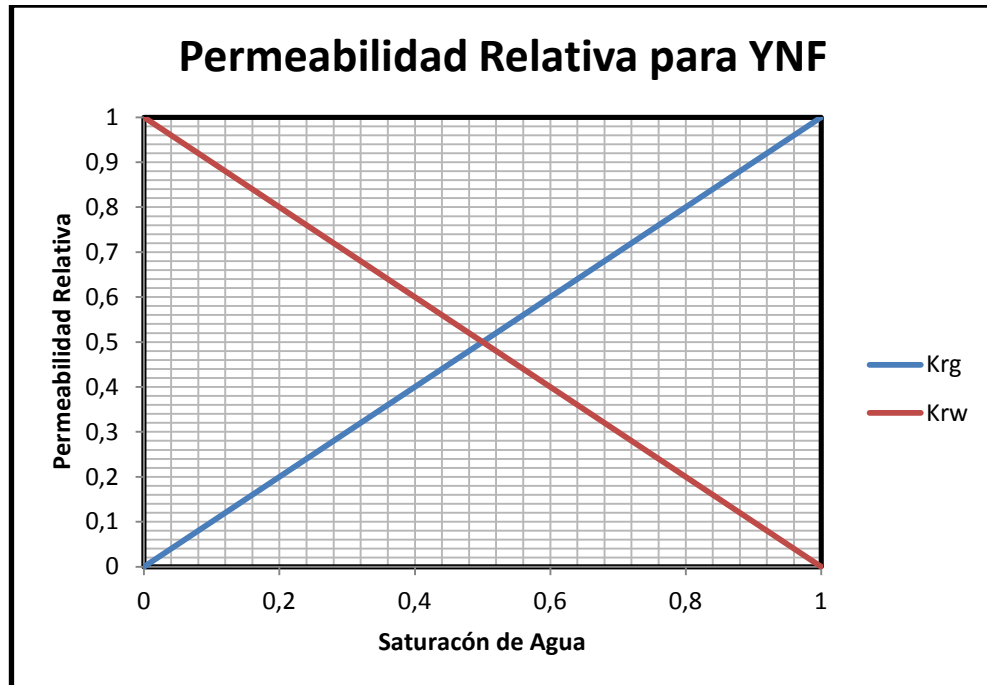
2.3. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA YACIMIENTOS FRACTURADOS.

La permeabilidad relativa describe cuantitativamente la movilidad de dos fluidos inmiscibles uno en presencia de otro a través de un medio poroso, para los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón se habla de la permeabilidad relativa gas-agua, con la diferencia que el flujo de los fluidos se da a través de las fracturas naturales propias de las formaciones de carbón.

La roca almacén al contar con una alta concentración de fracturas las cuales permiten el movimiento de los fluidos en el yacimiento, reduce a valores muy pequeños los efectos capilares⁸, dando un comportamiento lineal a las curvas de permeabilidad relativa característico de este tipo de yacimiento no convencional, la figura 9 muestra la tendencia lineal que tienen las curvas de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados.

⁸ Estudio para la exploración y desarrollo de un yacimiento no convencional de gas metano asociado al carbón, César Andrés Martínez Villabón, tesis de pregrado, pagina 82.

FIGURA 9 : Curvas de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados.



Fuente: Production Date Analysis of CBM Wells, SPE 107705.

En la mayoría de los estudios de simulación de yacimientos el no contar con una fuente de información confiable es un gran problema, de allí la importancia de buscar, desarrollar y mejorar modelos existentes que brinden la información requerida con el menor grado de incertidumbre, el siguiente modelo permite reproducir las curvas de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados.

$$K_{rg} = (1 - \bar{S}_w) \quad 2.14$$

Donde

K_{rg} - Permeabilidad relativa al gas, fracción.

\bar{S}_w - Saturación de agua promedio, fracción.

Para calcular la permeabilidad relativa al agua se ha desarrollado el siguiente modelo:

$$K_{rw} = (\overline{S_w}) \quad 2.15$$

K_{rw} - Permeabilidad relativa al agua, adimensional

$\overline{S_w}$ - Saturación de agua promedio, fracción.

Las ecuaciones 2.14 y 2.15 permite obtener las curvas de permeabilidad relativa tipo X, características de los yacimientos naturalmente fracturados, por ende de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón.

3. DESARROLLO MATEMÁTICO DEL MODELO ANALÍTICO QUE PREDIGA EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAC.

El desarrollo de este capítulo muestra en detalle la combinación de las ecuaciones de balance de materia, la ley de Darcy en estado pseudoestable y las curvas de permeabilidad relativa para yacimiento fracturados, con el objetivo de generar un modelo analítico que permita reproducir el comportamiento en la producción del gas como del agua en los yacimientos GAC, el cual podrá ser utilizado para predecir la viabilidad de algunos prospectos y tomar decisiones a lo largo de la vida productiva de estos yacimientos no convencionales.

La elaboración de este modelo analítico se basa en la construcción de dos ecuaciones, que a partir de un gradiente de presión y las propiedades del fluido y la roca, intentará predecir la productividad de los yacimientos de GAC, para luego ser comparados con un modelo conceptual de simulación, esta ecuación inicia con la ley de Darcy en estado pseudoestable expuesta en el capítulo anterior.

$$q_w = \frac{k_w h (\bar{P} - P_{wf})}{141.2 \mu_w B_w \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right]} \quad 3.1$$

$$q_g = \frac{(7,08 \cdot 10^{-6}) k_g h (\bar{P} - P_{wf})}{\mu_g B_g \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s \right]} \quad 3.2$$

Conociendo que:

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \text{ y } k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad 3.3$$

Despejando las permeabilidades efectivas de la ecuación 3.3 y reemplazando en las ecuaciones 2.14 y 2.15 respectivamente se obtiene lo siguiente:

$$q_w = \frac{kk_{rw}h(\bar{P}-P_{wf})}{141.2\mu_w B_w [\ln(\frac{r_e}{r_w})-\frac{3}{4}+s]} \quad 3.4$$

$$q_g = \frac{(7,08*10^{-6})kk_{rg}h(\bar{P}-P_{wf})}{\mu_g B_g [\ln(\frac{r_e}{r_w})-\frac{3}{4}+s]} \quad 3.5$$

Del capítulo anterior se toman los modelos que reproducen la tendencia lineal de las curvas de permeabilidad relativa para yacimientos naturalmente fracturados.

$$K_{rg} = (1 - \overline{S_w}) \quad 2.14$$

$$K_{rw} = \overline{S_w} \quad 2.15$$

Al reemplazar 2.14 y 2.15 en Ec.3.4 y 3.5 respectivamente se obtiene el siguiente resultado:

$$q_w = \frac{k(\overline{S_w})h(\overline{P}-P_{wf})}{141.2\mu_w B_w [\ln(\frac{r_e}{r_w})-\frac{3}{4}+s]} \quad 3.6$$

$$q_g = \frac{(7,08*10^{-6})k(1-\overline{S_w})h(\overline{P}-P_{wf})}{\mu_g B_g [\ln(\frac{r_e}{r_w})-\frac{3}{4}+s]} \quad 3.7$$

Por el momento se han unificado dos ecuaciones la ley de Darcy en estado pseudoestable y las curvas de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados, la ultima ecuación propuesta para la creación del modelo analítico es la modificación del balance de materia propuesto por Jensen y Smith (1993):

$$\frac{P}{P+P_L} = -\left(\frac{1}{V_L A h d}\right) G_p + \left(\frac{P_i}{P_i+P_L}\right) \quad 2.8$$

La representación gráfica del modelo desarrollado por Jensen & Smith, expuesto en la sección anterior de esta investigación muestra que al extrapolar la línea recta resultante de este modelo hasta cortar la abcisa del gas producido acumulado, se obtiene el valor del original gas in place (OGIP), como fue mostrado en la figura 7.

De acuerdo con lo anterior se infiere que:

Si $\frac{P}{P+P_L} = 0$ El valor de $G_p = OGIP$ entonces se obtiene:

$$0 = -\left(\frac{1}{V_L Ahd}\right) OGIP + \left(\frac{P_i}{P_i + P_L}\right) \quad 3.8$$

Al despejar el siguiente producto $V_L Ahd$ se llega a la siguiente ecuación:

$$V_L Ahd = OGIP \left(\frac{P_i + P_L}{P_i}\right) \quad 3.9$$

Reemplazando la ecuación 3.9 en la ecuación 2.8 se llega a:

$$\frac{P}{P + P_L} = -\left(\frac{P_i}{P_i + P_L}\right) * \frac{G_p}{OGIP} + \left(\frac{P_i}{P_i + P_L}\right) \quad 3.10$$

De la ecuación 3.10 se despeja la presión, después de varios artificios matemáticos se obtiene que:

$$P = \frac{P_L * P_i * (OGIP - G_p)}{P_L * OGIP + P_i * G_p} \quad 3.11$$

Por último se reemplaza la ecuación 3.11 en las ecuaciones 3.6 y 3.7, obteniéndose el modelo analítico para predecir el comportamiento de producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón:

$$q_w = \frac{k(\bar{S}_w)h\left(\frac{P_L * P_i * (OGIP - G_p)}{P_L * OGIP + P_i * G_p} - P_{wf}\right)}{141.2\mu_w B_w \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s\right]} \quad 3.12$$

$$q_g = \frac{(7,08 \cdot 10^{-6})k(1-\overline{S_w})h\left(\frac{P_L \cdot P_i \cdot (OGIP - G_p)}{P_L \cdot OGIP + P_i \cdot G_p} - P_{wf}\right)}{\mu_g B_g \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s\right]} \quad 3.13$$

Ya combinadas las tres ecuaciones propuestas inicialmente en esta investigación y obteniendo como resultado, el modelo analítico para predecir las curvas típicas de producción para el agua y el gas de los yacimientos GAC, el siguiente paso es la construcción de un modelo de simulación numérica que valide los resultados obtenidos por este modelo analítico.

Para evaluar el modelo analítico se ha desarrollado la siguiente metodología. la cual permitirá reproducir el comportamiento típico en la producción de los yacimientos de GAC, para el cálculo de los caudales de gas y agua se parte de:

1. Estimar el OGIP para el yacimiento de GAC.
2. Definir pasos de tiempos constantes.
3. Suponer datos de producción acumulada de gas (Gp).
4. A partir del modelo de Jensen & Smith, conocidos el OGIP del primer paso y el Gp del paso anterior se calcula la presión promedio del yacimiento.
5. Calcular la saturación de agua promedio para cada caída de presión, con fines prácticos se recomienda para este cálculo la ecuación utilizada por King para estimar el OGIP desarrollado a partir del balance de materia realizado en el sistema de fracturas de los macerales de carbón (ecuación 3.14).

$$\overline{S_w} = \frac{S_{wi}*[1+C_w*(P_i-P)] + \frac{5,615*(W_e-B_w*W_p)}{\phi_i*A*h}}{[1-C_f*(P_i-P)]} \quad 3.14$$

6. Calcular las propiedades del gas (μ_g , Bg, Z y ρ_g), para cada dato de presión promedio del yacimiento calculado en el cuarto paso.
7. Utilizar el modelo analítico resultante de esta investigación para calcular el caudal de gas, conocidas las dimensiones y propiedades del yacimiento, el estado mecánico del pozo y las propiedades del fluido estimados en los pasos anteriores.
8. Conocido los deltas de tiempo, el caudal del gas estimado para ese tiempo y la caída de presión, se calcula el gas producido acumulado (Gp), en este momento se realiza un proceso iterativo el cual consiste en ir remplazando el Gp supuesto por el Gp calculado, con dicho valor se repite esta metodología desde el cuarto paso, este proceso finaliza cuando prácticamente el Gp supuesto es igual al Gp calculado.
9. Luego del proceso iterativo se utiliza el modelo analítico desarrollado para calcular el caudal de agua, conocidas las dimensiones y propiedades del yacimiento, el estado mecánico del pozo y las propiedades del fluido.
10. La producción acumulada de agua (Wp) se calcula al multiplicar cada paso de tiempo con el caudal de agua recientemente calculado.
11. Repetir este procedimiento para cada caída de presión.
12. Graficar las curvas de q_g vs t y q_w vs t para reproducir la productividad de los yacimientos de GAC.

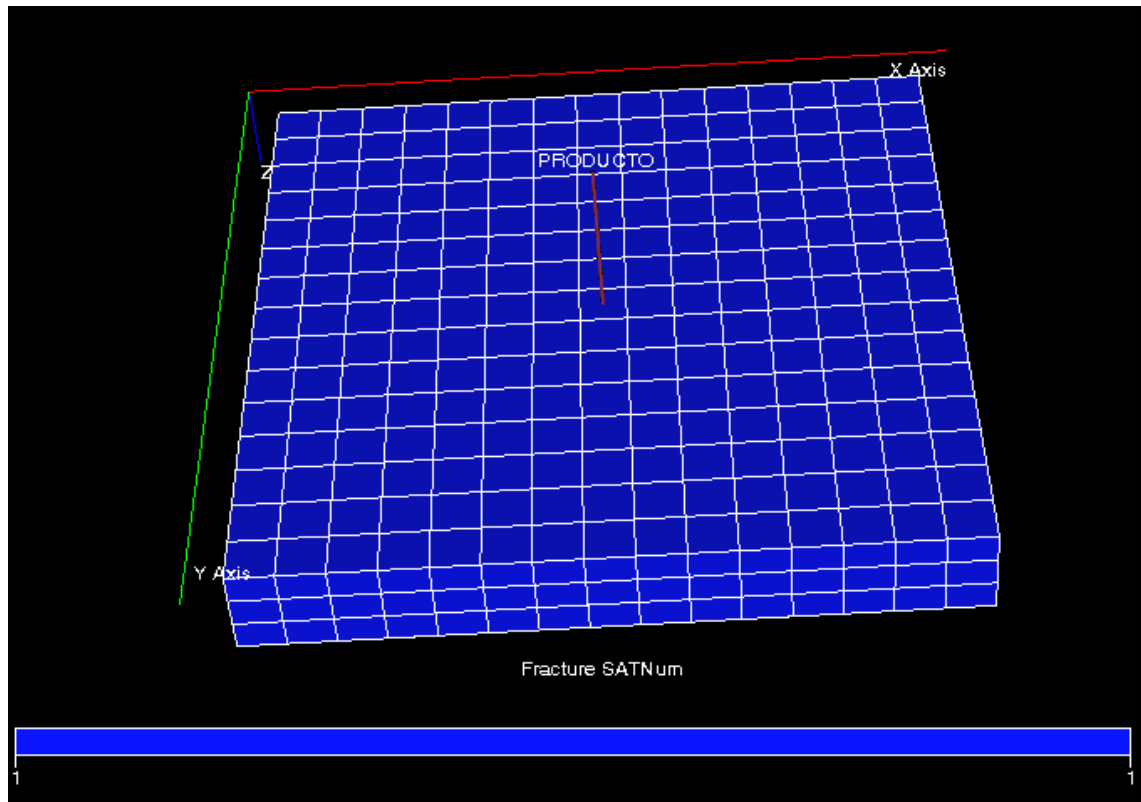
4. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.

4.1. CASO BASE DE SIMULACIÓN

Con el fin de validar el modelo analítico que prediga las curvas típicas de producción de los yacimientos de GAC se elaboró un modelo conceptual de simulación numérica, por medio del cual se representa el comportamiento de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, para el buen desarrollo de este modelo, los datos de entrada fueron extraídos de diferentes investigaciones relacionadas con estos yacimientos no convencionales.

El modelo de simulación fue desarrollado en el simulador comercial Eclipse 100, el yacimiento cuenta con una extensión de 80 acres discretizado por medio de una grid en coordenadas cartesianas con 15 bloques en dirección X y 15 bloques en dirección Y, el manto cuenta con un espesor 30 ft dividido en 3 bloques en la dirección Z, el yacimiento posee una distribución homogénea de sus propiedades, el modelo cuenta con un pozo productor perforado en el centro del grid de simulación (8,8). La figura 10 muestra el grid de simulación del modelo conceptual.

FIGURA 10 : Grid de simulación del modelo conceptual elaborado en Eclipse 100.

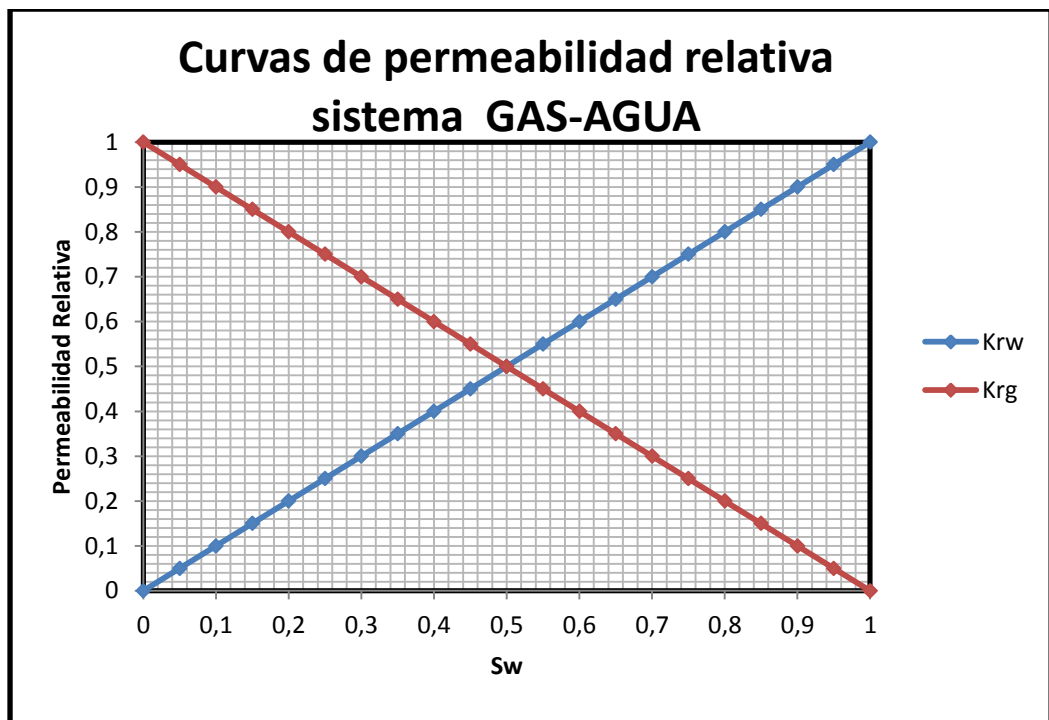


Fuente: Resultados 3D, Eclipse 100.

Para la construcción del modelo base de simulación es necesario describir adecuadamente las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento, entre las propiedades principales están las curvas de permeabilidad relativa, las cuales poseen una tendencia lineal dado que los fluidos originarios del yacimiento se producen a través de fracturas naturales propias de los macerales de carbón, la figura 11 muestra las curvas de permeabilidad relativa asignadas al modelo base de simulación de los yacimientos GAC, además del

grid de simulación presentado en la figura 10, también se observa que el sistema de fracturas naturales del yacimiento están 100% saturadas con agua.

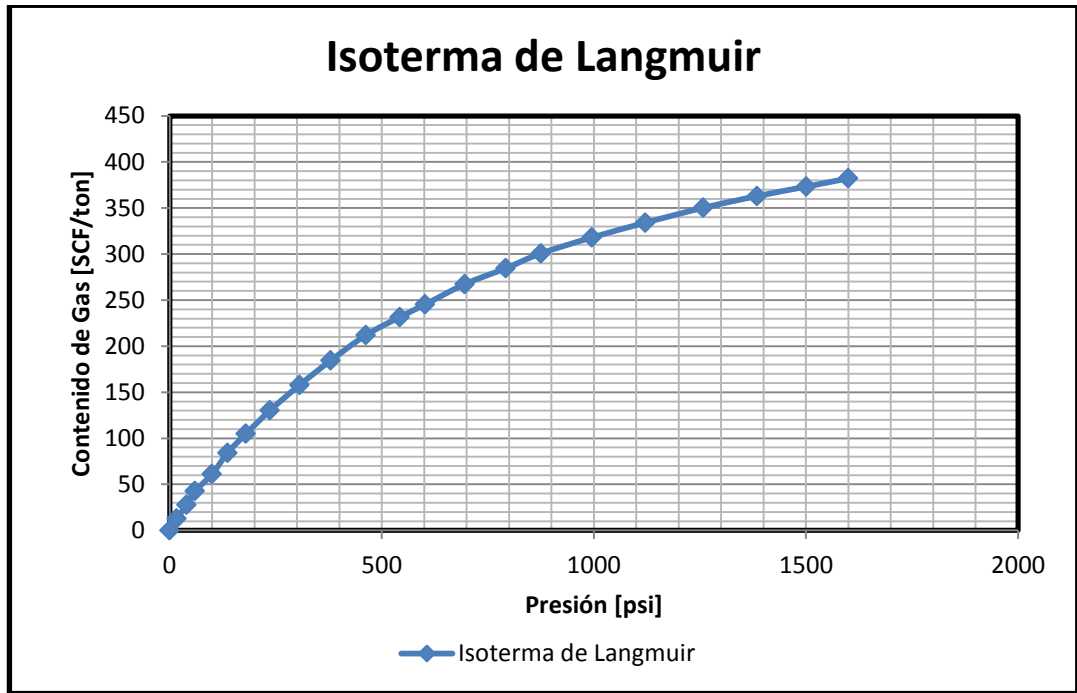
FIGURA 11 : Curvas de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados



Fuente: Modificado de Production Date Analysis of CBM Wells, SPE 107705.

La isoterma de Langmuir es otra de las propiedades fundamentales que deben ser introducidas al modelo conceptual de simulación, para este caso la presión y el volumen de Langmuir son de 810,4 psi y 575,7 SCF/ton, respectivamente, la figura N° 12 ilustra la isoterma de desorción empleada en el modelo conceptual representativo de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón.

FIGURA 12 : Isoterma de desorción de Langmuir



Fuente: Fekete Reservoir Engineering Software & Service help document, theory and equations.

Las propiedades de gas proveniente de yacimiento son datos de entrada fundamentales al momento de realizar un modelo de simulación, para este caso en particular el factor de compresibilidad de gas fue calculado por el método de Hall, K.R. y Yarborough, L. con ayuda del metodo numerico de Newton Rapson, posteriormente se calculo el factor volumetrico de formación del gas y por ultimo a partir de la correlación de Lee, A.L, González, M.H. y Eakin, B.E. se obtuvo los valores de la viscosidad del gas, estos resultados se muestran en la tabla 2.

Tabla 2 : Propiedades PVT del gas

P [psi]	Z	Bg [rcf/scf]	μg [cp]
6,508726599	0,999279479	2,52603715	0,0123034
16,43013892	0,998182404	0,99957979	0,0123065
28,38979866	0,99686194	0,57772545	0,01231119
61,5858792	0,993208376	0,26534324	0,01232761
117,9343228	0,98704703	0,13770396	0,01236309
163,9582616	0,982054031	0,09854869	0,01239731
234,6253068	0,974460749	0,06833423	0,01245725
356,963932	0,961542773	0,04431932	0,0125791
459,1820958	0,95099404	0,03407545	0,01269658
485,3703703	0,948330455	0,03214661	0,01272885
514,1321294	0,945424439	0,03025526	0,01276528
545,866314	0,942242244	0,02840044	0,01280668
581,058816	0,938743838	0,02658127	0,01285405
620,3075331	0,934881489	0,02479695	0,01290868
664,3566166	0,930598008	0,02304675	0,01297223
714,1441031	0,925824621	0,02133004	0,01304691
770,8694594	0,920478458	0,01964634	0,01313565
836,0914791	0,914459819	0,01799532	0,01324251
911,8737305	0,907649763	0,01637693	0,01337313
1001,006878	0,899909533	0,01479144	0,01353568
1107,359856	0,891085853	0,01323974	0,01374223
1236,456335	0,881032546	0,01172363	0,01401137
1396,465299	0,869675944	0,01024651	0,01437276
1491,752621	0,86354587	0,00952439	0,01460235
1577,188508	0,858479554	0,00895561	0,0148171
1599,768814	0,857210993	0,00881616	0,01487524
1600	0,85719816	0,00881475	0,01487583

Fuente: Autores

En la Tabla 3 se muestran cada una de las propiedades o datos de simulación necesarios para la elaboración de un modelo conceptual de simulación de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón (GAC).

Tabla 3 : Parámetros de entrada para el modelo de simulación de GAC.

Parámetros		Valor	Fuente	
Área [acres]		80	Clarkson, Jordan, Gierhart and Seidle , Production data analysis of CBM Wells, SPE 107705, PAG 18	
Espesor [ft]		30	Ngozi Okeke, Amarachukwu , Sensitivity analysis of modeling parameters that affect the dual peaking behavior in coalbed methane reservoirs, PAG 39	
Tope [ft]		3696	F.A.S.T. CBM Coalbed Methane Reservoir Analysis (www.fekete.com).	
Presión inicial [psi]		1600		
Volumen de Langmuir [scf/ton]		575,7		
Presión de Langmuir [psi]		810,4		
Porosidad [fracción]	Matriz	0,005	Ngozi Okeke, Amarachukwu , Sensitivity analysis of modeling parameters that affect the dual peaking behavior in coalbed methane reservoirs, PAG 39	
	Fractura	0,05		
Permeabilidad [md]	Matriz	$1 \cdot 10^{-3}$	BALAN and GUMRAH , Enhanced coalbed methane recovery with respect to physical properties of coal and operational parameters, PAPER 2008-195, PAG 14	
	Fractura	Kz		100
		Ky		100
		Kz		100
Factor de forma sigma [ft ²]		6900	Mora Carlos A , Comparison of computation methods for CBM production performance, PAG 28	
Coeficiente de difusión [ft ² /d]		7,246e-07		
Swi Fracturas [%]		100	Karimi Kaved , CBM reservoir simulation studies, PAG 62	
Temperatura [°F]		122		
Densidad del carbón [ton/acre-ft]		1763,84		
Tiempo de simulación [Años]		10	Asumidos por los Autores	

Presión de fondo fluyendo Pwf [psi]	100	Asumidos por los autores.
Compresibilidad de la formación cf [psi ⁻¹]	2,84E- 05	Asumidos por los autores.
Compresibilidad del agua cw [psi ⁻¹]	3,0E-06	Asumidos por los autores.
Factor volumétrico de formación del agua Bw [rb/STB]	1,019	Karimi Kaved , CBM reservoir simulation studies, PAG 62
Viscosidad del agua [cp]	0,603	Correlación de Van Wingen , Correlaciones PVT Carlos Banzer, PAG 127
Gravedad específica del gas	0,582	Calculada a partir del peso molecular del gas.

FUENTE: Literatura Referenciada.

4.2. COMPARACIÓN MODELO ANALÍTICO Y MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.

Antes de pasar a validar por medio de la simulación numérica de yacimientos el modelo analítico desarrollado a lo largo de esta investigación, es de vital importancia estudiar paso a paso los parámetros tenidos en cuenta al momento de la creación de los mismos, con el objetivo de encontrar las similitudes o diferencias existentes entre ambos modelos, lo cual dará una idea clara de los resultados finales de este proyecto, a continuación en la tabla 4 se muestra un cuadro comparativo entre el modelo analítico y el modelo de simulación de los parámetros incluido para reproducir las curvas de producción de los yacimientos GAC.

Tabla 4 : Parámetros considerados en el desarrollo de los modelos analítico y numérico.

MODELO ANALÍTICO	MODELO NUMÉRICO
<ul style="list-style-type: none"> • Área (A), espesor (h) y la presión inicia (Pi). • Permeabilidad absoluta del yacimiento (K). • Permeabilidad relativa para los yacimientos naturalmente fracturados (curvas X). • Capacidad de adsorción del carbón $\left(V = \frac{V_L * P}{P + P_L}\right)$, isoterma de Langmuir. • Modelo de una sola porosidad (ϕf). • Modelo de una sola permeabilidad. • Mecanismos de transporte (Ley de Darcy). • Propiedades PVT de los fluidos del yacimiento, (B_g, μ_g, Z, B_w, C_w y μ_w) y propiedades de la roca (ρ_c y C_f). • Estado mecánico del pozo (r_w y S). 	<ul style="list-style-type: none"> • Área (A), espesor (h) y la presión inicia (Pi). • Permeabilidad en las tres direcciones (K_x, K_y y K_z). • Permeabilidad relativa para los yacimientos naturalmente fracturados (curvas X). • Capacidad de adsorción del carbón $\left(V = \frac{V_L * P}{P + P_L}\right)$, isoterma de Langmuir. • Modelo de doble porosidad (ϕ_m y ϕf). • Modelo de una sola permeabilidad. • Mecanismos de transporte (Ley de Fick, para la difusión del gas de la matriz al sistema de fracturas y Ley de Darcy, para el flujo en el sistema de Fracturas). • Factor de Forma (σ) y el coeficiente de difusividad (D). • Propiedades PVT de los fluidos del yacimiento, (B_g, μ_g, Z, B_w, C_w y μ_w) y propiedades de la roca (C_f). • Estado mecánico del pozo (r_w y S).

Fuente: Autores

Al observar detalladamente la tabla anterior, la principal diferencia entre el modelo analítico y el modelo numérico, está relacionada con el proceso de difusión del gas desde los microporos de la matriz hasta el sistema de fracturas naturales del yacimiento, el cual es tenido en cuenta por el simulador Eclipse para el modelamiento de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón. Otra diferencia apreciable entre los modelos, radica en el cálculo de los parámetros principales; mientras el modelo analítico calcula los perfiles de producción mediante un procedimiento sencillo, el modelo numérico realiza estos cálculos al resolver ecuaciones diferenciales resultantes de la discretización por diferencias finitas en estos modelos.

5. RESULTADOS OBTENIDOS POR EL MODELO ANALÍTICO Y MODELO NUMÉRICO.

Con el fin de validar por medio de la simulación numérica de yacimientos el modelo analítico que prediga el comportamiento de producción de los yacimientos de GAC, se procedió a evaluar el modelo analítico con la metodología descrita en el capítulo 3 de esta investigación, cabe resaltar que además del modelo analítico y el modelo de simulación desarrollado en el simulador comercial Eclipse, se elaboró en la versión gratuita del software F.A.S.T. CBM unas curvas de producción de gas y agua para los yacimientos de GAC a partir de los parámetros utilizados en esta investigación, este software pertenece al grupo de aplicaciones de la compañía *Fekete Engineering Software & Services*.

Antes de mostrar los resultados de las curvas de producción a partir del modelo analítico, el modelo numérico y el modelo de fekete, cabe resaltar lo siguiente, tanto el modelo analítico como el modelo desarrollado en FAST CBM asumen que el gas adsorbido se encuentra adherido en todo la superficie de la matriz del carbón, mientras el modelo numérico asume que el gas solo se adhiere a la superficie de poro de la matriz lo que ocasiona una gran diferencia en los volúmenes originales de los modelos, la ecuación 5.1 muestra la forma en cómo se calcula el OGIP para el simulador Eclipse, y la tabla 5 compara los OGIP obtenido por los diferentes modelos descritos en esta investigación.

Tabla 5 : OGIP de los modelos analíticos, numérico y el software F.A.S.T. CBM.

	OGIP [MMscf]	OWIP [Bbl]	% Error para el gas	% Error para el agua
Volumétrico	1617,698275	913577,0319	0	0
Eclipse 100	8,088	933993	99,5	2,23472869
F.A.S.T. CBM	1783	934526	10,2183286	2,29307079

Fuente: Autores

Para el cálculo del porcentaje de error se tomo como valor teórico el resultado obtenido por la ecuación volumétrica para el cálculo del OGIP para yacimientos de GAC.

El simulador Eclipse 100 para el cálculo de los volúmenes originales de gas se obtiene a partir del siguiente modelo⁹:

$$OGIP = A * h * V_i * (1 - \phi_{frac}) * \phi_{Matriz} \quad 5.1$$

Donde:

OGIP – Original Gas In Place [Mscf]

A – Área [ft^2]

h – Espesor neto del carbón [ft]

V_i - Contenido inicial de Gas [$\frac{Mscf}{ft^3}$]

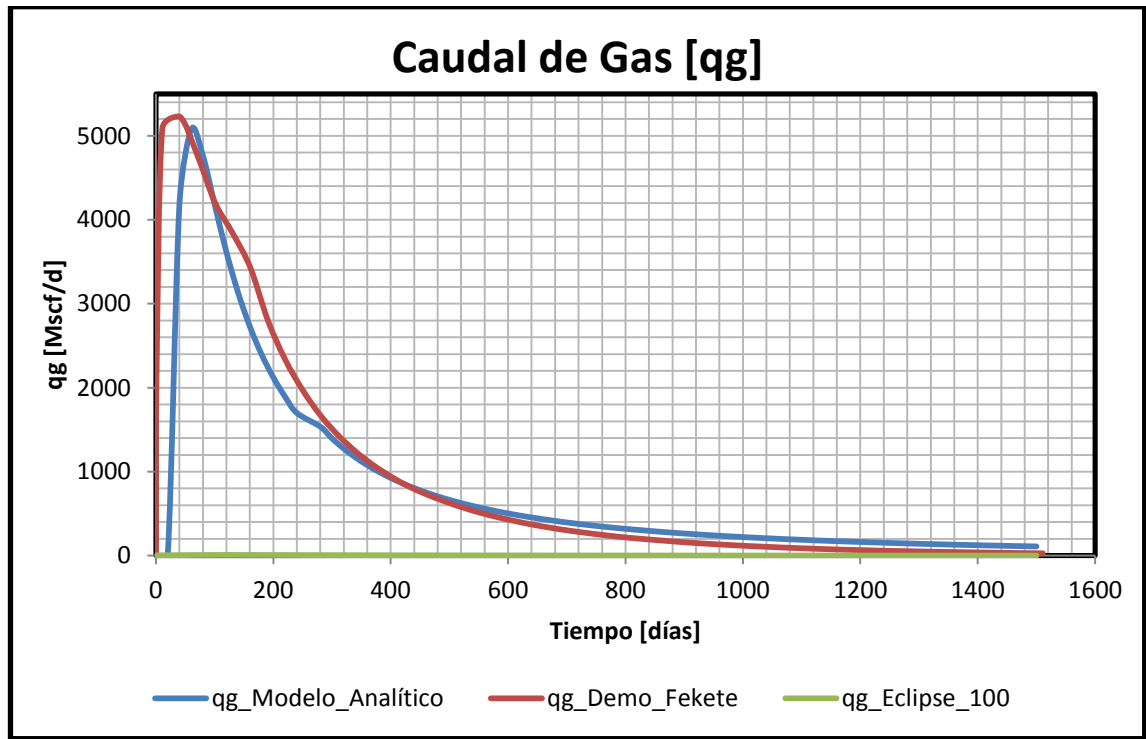
ϕ_{frac} - Porosidad de Fractura [Fracción]

ϕ_{Matriz} - Porosidad de Matriz [Fracción]

El tener menos volumen de gas original afecta directamente la productividad de gas de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón, la figura 13 muestra los resultados obtenidos por los diferentes modelos para representar la productividad del gas de un yacimiento de GAC.

⁹ Análisis y sensibilidad de parámetros de caracterización de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón mediante simulación numérica, Ramón Ochoa y Gilberto Vargas, Tesis de grado, Pág. 92.

Figura 13: Caudales de gas resultantes del modelo Analítico, simulador Eclipse 100 y Demo F.A.S.T. CBM.



Fuente: Resultados de la investigación.

Al observar detalladamente la figura 13 es evidente que existe una similitud entre los dos modelos analíticos y que a su vez, estos difieren en gran medida con el modelo numérico, en el orden de miles. La diferencia en el OGIP entre el modelo analítico y el numérico, la consideración del proceso de difusión del gas desde la matriz al sistema fracturas por parte del modelo numérico y la naturaleza del proceso de cálculo de cada modelo, son las principales causas de la diferencia de resultados entre los modelos analíticos y el numérico de simulación. Debido a que el objetivo de esta investigación radica en validar el modelo analítico desarrollado con la simulación numérica de yacimientos, se puso en marcha la construcción de diez casos de yacimientos GAC conceptuales, con el fin de obtener el comportamiento de la producción de los dos modelos para los distintos casos y para así encontrar un factor de corrección que permita ajustar las curvas de producción del modelo analítico a

las curvas de producción del modelo numérico. Esto evitará que el modelo analítico sobre estime la producción de los yacimientos de GAC.

El modelo numérico al momento de su elaboración exige como datos de entrada el coeficiente de difusividad y factor de forma (σ), que son necesarios para el cálculo del tiempo de desorción del yacimiento de GAC, estos parámetros son utilizados por el simulador para describir el flujo de gas adsorbidos en los microporos de la matriz hacia el sistema de fracturas naturales del carbón, en el anexo 2 se muestra un análisis de sensibilidad que describe la influencia que tiene el coeficiente de difusividad y factor de forma (σ) en el valor máximo de producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón.

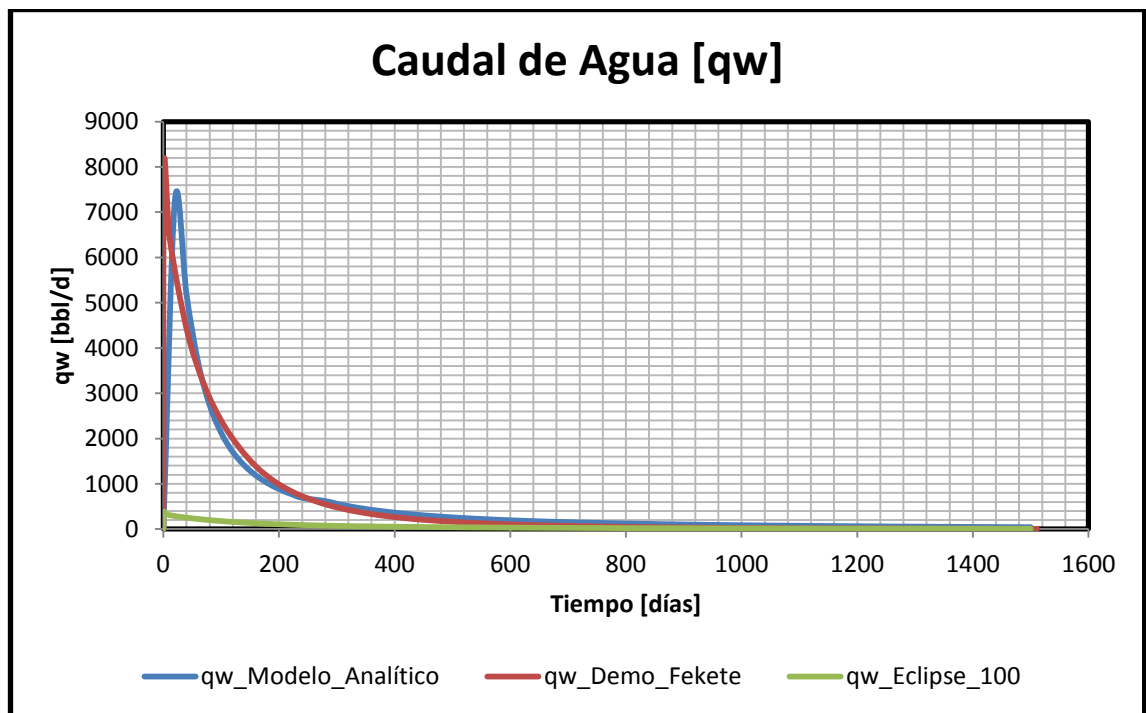
El simulador Eclipse 100 para modelar yacimientos de GAC utiliza el modelo de Warren and Root¹⁰ en cual implica un modelo de doble porosidad, que describe el flujo de gas desde la matriz al sistema de fracturas, lo que implica que la producción de gas a través de las fracturas es un proceso dependiente de qué tanto volumen de agua ha sido drenado del sistema de fracturas de los macerales de carbón, para el caso de esta investigación el modelo numérico no reproduce la productividad de agua que tiene un yacimientos de GAC.

La figura 14 muestra las curvas de producción de agua del yacimiento de GAC propuesto en esta investigación, como era de esperar se presenta una gran diferencia entre los resultados de modelo de simulación numérica de yacimientos y las curvas obtenidas por los dos modelos descritos anteriormente, debido a la relación existente entre la producción de gas y la producción de agua dentro del sistema de fracturas, para los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón el contener gran parte de agua en los cleats implica menor volumen de gas en las fracturas, por ende menor producción de gas, para el caso de las simulación numérica después de 10 años de producción se alcanzó un factor de recobro de gas y de agua del 64,8 y 36% , respectivamente. Esta poca recuperación de agua indica que gran parte de la

¹⁰ ECLIPSE Technical Description, The Coal Bed Methane model, Manuals chapter 12, Pag. 160 – 163.

misma se encuentra restringiendo el espacio en el sistema de fracturas al gas para su producción. Para el modelo analítico se alcanzaron factores de recobro de 81.3 y 88.4% para el gas y el agua, respectivamente; y para el modelo elaborado en la versión gratuita de F.A.S.T. CBM se alcanzaron valores de 83.2 y 92.8% para el gas y agua, respectivamente, lo que indica que los modelos analíticos presentan resultados consistentes entre sí.

Figura 14: Caudales de agua resultantes del modelo Analítico, simulador Eclipse 100 y Demo F.A.S.T. CBM.



Fuente: Resultados de la investigación.

Para los tres modelos descritos en este documento, los dos modelos analíticos y el modelo numérico, presentan la tendencia y el comportamiento típico en la producción de los yacimientos GAC.

Al evaluar diferentes yacimientos conceptuales de gas asociado al carbón, con el modelo desarrollado en esta investigación, permitió encontrar el factor de

corrección que ajustan los resultados del modelo analítico a los resultados del modelo numérico.

Los diferentes casos resultaron ante variaciones de los principales parámetros del caso base descrito en esta investigación, a continuación se muestra una tabla con las principales variaciones que se realizaron a cada caso en particular.

Tabla 6: Casos propuestos para la aplicación del modelo analítico, el modelo numérico y el demo FAST CBM de fekte.

Casos	Parámetros
Caso Base	El caso base de esta investigación esta descrito paso en el capítulo 4 de esta investigación
Caso 1	En este caso en particular se vario el área del yacimiento, que pasó de ser de 80 acres a 100 acres, manteniendo el resto de propiedades constantes.
Caso 2	El caso 2 es el modelo desarrollado por Carlos Mora en su investigación “ COMPARISON OF COMPUTATION METHODS FOR CBM PRODUCTION PERFORMANCE ”, pág. 17, con la diferencia que las coordenadas para el modelo de simulación son cartesianas y no cilíndricas como fue propuesto por Carlos Mora en su investigación.
Caso 3	Luego de variar el área del yacimiento, otro parámetro que fue variado fue el espesor del manto el cual inicialmente era de 30 ft y para este caso en particular es de 40 ft.
Caso 4	Para el desarrollo de este caso la variación

	radicó en disminuir el área del yacimiento de 80 acres a 60 acres, e igualmente se mantuvo el resto de los parámetros bases constantes.
Caso 5	La propiedad a variar en este caso es la permeabilidad de fractura la cual varió de 100 mD a 50 mD, el resto de propiedades permanecen iguales que el caso base.
Caso 6	Al igual que el caso anterior la permeabilidad de fractura fue el valor a cambiar en este caso, con la diferencia que en este modelo la permeabilidad se aumento de 100 mD a 200 mD, el resto de parámetros son iguales al caso base.
Caso 7	La siguiente propiedad a variar fue la porosidad de fractura la cual paso de ser para este caso del 5% al 3%, lo demás parámetros son los mismos utilizados en el caso base de esta investigación.
Caso 8	La porosidad fue nuevamente cambiada en este caso en particular paso de ser del 5% al 8%, lo demás parámetros son los mismos utilizados en el caso base de esta investigación.
Caso 9	Luego del cambio de as principales propiedades del yacimientos, se procedió a cambiar la isoterma de Langmuir para este caso se tomo una isoterma menor a la utilizada en el caso base, la cual contaba con VL=400 (SCF/Ton) y PL=800 (psi).
Caso 10	Por último el caso 10 al igual que el caso anterior se asume otra isoterma de Langmuir para el desarrollo de los modelos descritos en

	este investigación, para este caso se tomó una isoterma 600 (SCF/Ton) y 250 (psi) como volumen y presión de Langmuir respectivamente.
--	---

Fuente: Autores

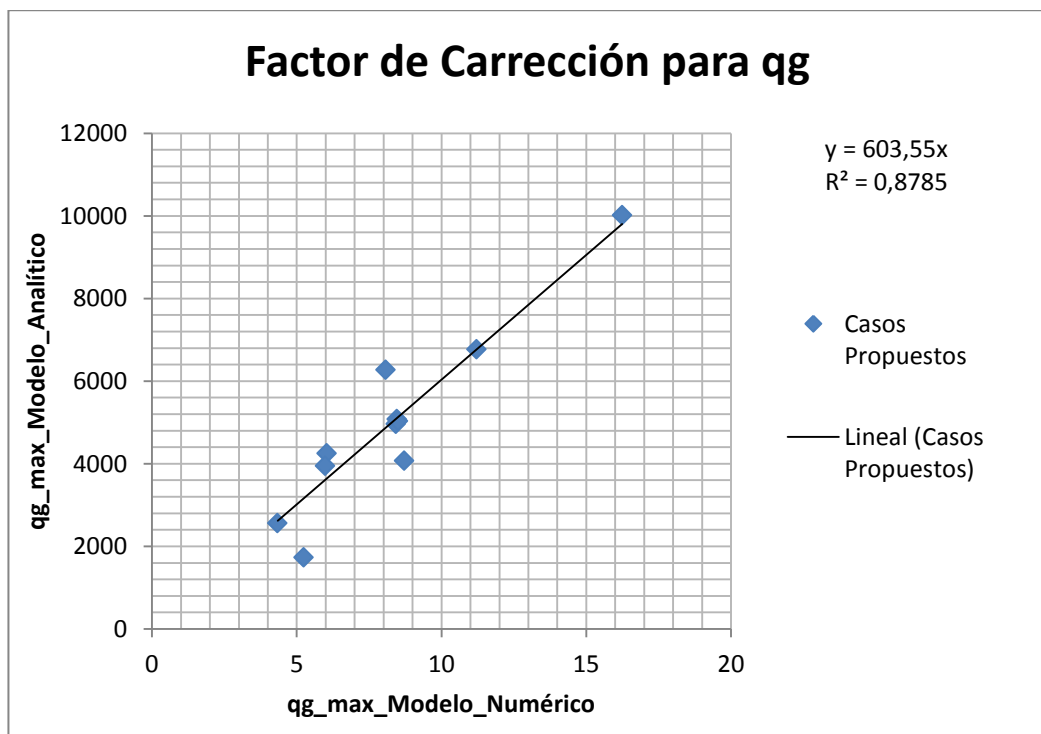
Al realizar los cambios en los parámetros dados para cada caso y al probar en cada uno de los modelos propuestos en esta investigación se llegó a que los factores de corrección son 603,55 y 19,396 para los perfiles de producción del gas y el agua, respectivamente, estos valores fueron obtenidos luego de realizar un gráfico de los caudales máximos para el modelo analítico versus los caudales máximos para el modelo numérico, del cual se esperaría una tendencia lineal de pendiente unitaria si los resultados de los modelos se ajustaran perfectamente, al no ocurrir este ajuste entre modelos y al obtener la tendencia lineal con pendiente diferente de la unidad se llega a la conclusión de que el valor de la pendiente para cada uno de los gráficos (los caudales máximos de gas y los caudales máximos de agua para los casos propuestos) representa el factor de corrección que permite ajustar los resultados de modelo analítico a los resultados del modelo numérico. La tabla 8 y la figura 15 muestran los resultados del caudal máximo de gas para cada caso propuesto, además se observa la tendencia lineal con su respectiva ecuación de línea recta donde se visualiza el factor de corrección para el perfil de producción de gas que ajusta los resultados del modelo analítico a los resultados del modelo numérico. De la misma forma la tabla 9 y la figura 16 muestran los resultados del caudal máximo de agua con su respectivo factor de corrección que ajusta el perfil de producción del modelo analítico al modelo numérico.

Tabla 7: Caudales Máximos de Gas para el modelo analítico y numérico de los casos propuestos.

N°	Caudal Máximo de Gas	
	qmax_M._Analítico	qmax_M._Numérico
Caso Base	5077,546247	8,4659481
Caso 1	4962,408663	8,4326563
Caso 2	1735,45325	5,2392855
Caso 3	6769,76279	11,219244
Caso 4	5030,508344	8,5078249
Caso 5	2561,2524	4,3385677
Caso 6	10014,41221	16,243937
Caso 7	6271,527432	8,0786419
Caso 8	4068,684726	8,7145634
Caso 9	4249,606612	6,0400167
Caso 10	3950,715032	5,9899549

Fuente: Autores

Figura 15: Factor de Corrección para el ajuste entre el modelo analítico y numérico para el caudal de gas.



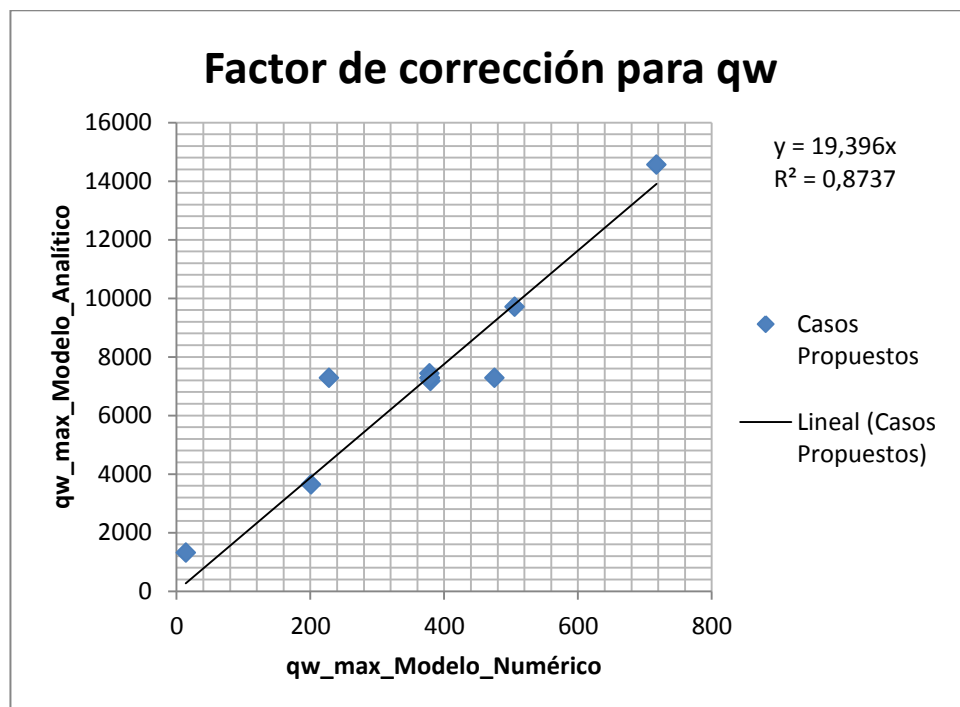
Fuente: Autores, resultados de la investigación.

Tabla 8: Caudales Máximos de Agua para el modelo analítico y numérico de los casos propuestos.

N°	Caudal Máximo de Gas	
	qmax_M._Analítico	qmax_M._Numérico
Caso Base	7278,596358	378,75305
Caso 1	7166,388556	379,53308
Caso 2	1314,188125	13,877235
Caso 3	9704,773847	505,16565
Caso 4	7428,525208	377,86484
Caso 5	3639,290193	200,95729
Caso 6	14557,16077	717,34521
Caso 7	7278,580385	227,6398
Caso 8	7278,580385	475,25644
Caso 9	7278,580385	378,42114
Caso 10	7278,580385	378,29614

Fuente: Autores.

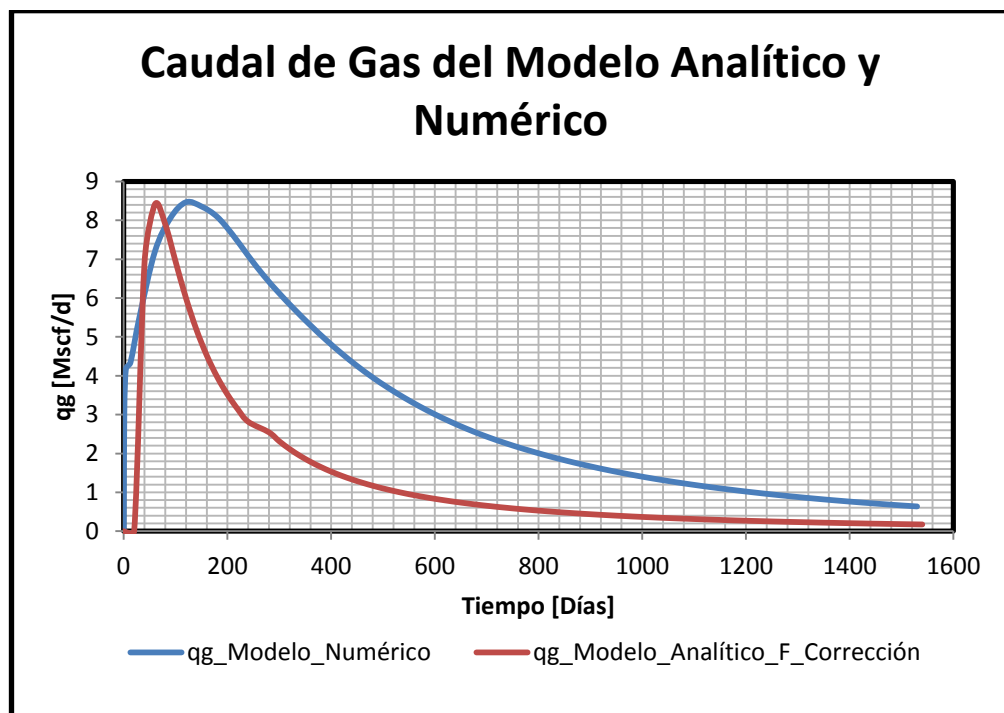
Figura 16: Factor de Corrección para el ajuste entre el modelo analítico y numérico para el caudal de agua.



Fuente: Autores, resultados de la investigación.

Luego de obtener los factores de corrección tanto para el gas como para el agua el siguiente paso radica en dividir los modelos analíticos obtenidos en esta investigación por su respectivo factor de corrección, los resultados del caso base se muestran en las figura 17 y figura 18 para representar los perfiles de producción de gas y agua, respectivamente.

Figura 17: Perfil de productividad del gas para el modelo analítico y el modelo numérico.

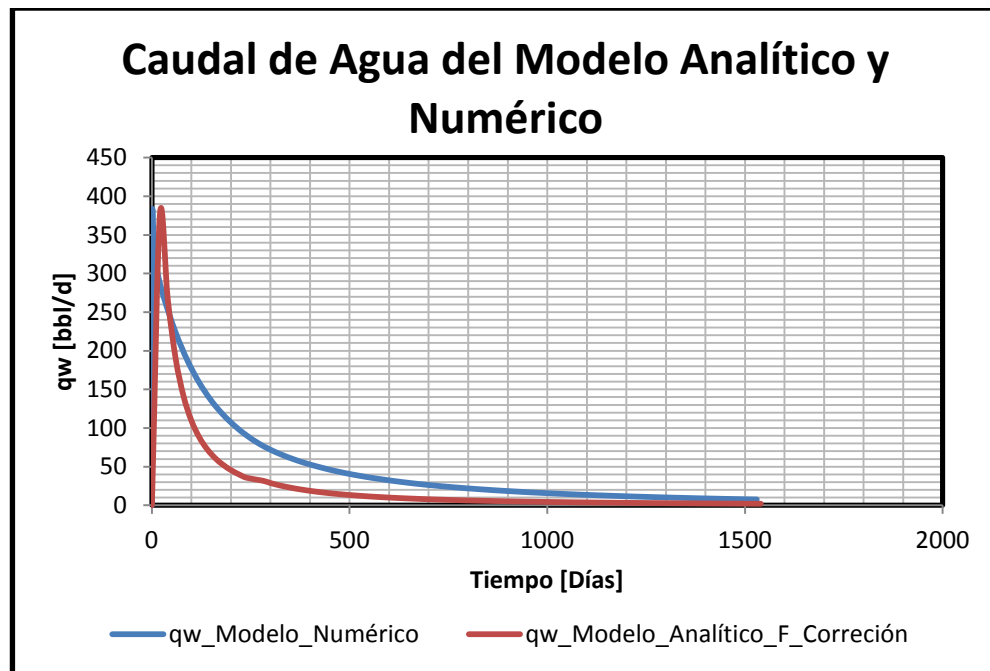


Fuente: Resultados de la investigación.

Al observar en detalle el gráfico anterior el ajuste entre el modelo numérico y el modelo analítico no se da de manera perfecta, se nota la influencia directa del proceso de difusividad del gas de la matriz al sistema de fracturas, lo cual ocasiona un retraso en el pico de producción de gas en el modelo numérico debido al tiempo que el gas tarda en invadir el sistemas de fractura del carbón, por ende un retraso en la comunicación directa con el pozo productor, el anexo 2 muestra la influencia de factor de forma (σ) y el coeficiente de difusividad en la productividad del gas, los cuales son parámetros fundamentales para la ejecución del modelo en el simulador eclipse 100, los cuales no son tenidos en

cuenta en desarrollo y en la metodología utilizada para la reproducción de los perfiles de producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón a partir del modelo base de esta investigación.

Figura 18: Perfil de productividad del agua para el modelo analítico y el modelo numérico.



Fuente: Resultados de la investigación.

El ajuste entre los modelos analítico y numérico para la producción de agua arrojó un mejor resultado, lo que era de esperar ya que el agua solo se encuentra presente en los yacimientos de GAC en el sistema de fracturas, la ley de Darcy controla el flujo de fluidos a través del sistema de fracturas naturales del carbón y para ambos modelos se asume esta suposición, también cabe resaltar si se observa en detalle el análisis de sensibilidad desarrollado en el anexo 2 el factor de forma y el coeficiente de difusividad no tienen ninguna influencia en la productividad de agua del modelo numérico elaborado para simular un yacimiento de GAC.

Teniendo en cuenta el ajuste logrado por los modelos analíticos desarrollados en esta investigación, luego aplicarles el factor de corrección se llega a que las ecuaciones que pueden reproducir el comportamiento en la producción de los

yacimientos de gas asociado a mantos de carbón y a demás ser validados por simulación numérica de yacimientos son las siguientes:

$$q_w = \frac{k(\overline{S_w})h\left(\frac{P_L*P_i*(OGIP-G_p)}{P_L*OGIP+P_i*G_p} - P_{wf}\right)}{141.2(f_{c_{agua}})\mu_w B_w \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s\right]} \quad 5.2$$

$$q_g = \frac{(7,08*10^{-6})k(1-\overline{S_w})h\left(\frac{P_L*P_i*(OGIP-G_p)}{P_L*OGIP+P_i*G_p} - P_{wf}\right)}{(f_{c_{gas}})\mu_g B_g \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s\right]} \quad 5.3$$

Donde $f_{c_{agua}}$ y $f_{c_{gas}}$ representas los factores de corrección del agua y gas y equivalen a 19,396 y 603,55 respectivamente.

Esta investigación permitió obtener un modelo analítico fácil de utilizar, con cálculos anidados que permiten reproducir las curvas de producción tanto del gas como del agua para los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, cabe resaltar que este modelo se realizó con base a los modelos de Jensen & Smith, la ley de Darcy en estado pseudoestable y las curvas de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados, es de vital importancia seguir investigando en la construcción de modelos sencillos que permitan realizar predicciones en la industria de los hidrocarburos.

6. VALIDACIÓN CON DATOS DE UN POZO REAL.

Con el fin de observar el comportamiento del modelo analítico frente a un caso real de un yacimiento GAC, se realizó un pronóstico de los perfiles de producción de gas y agua con los parámetros principales del campo “The Cedar Hill” de la cuenca San Juan perteneciente a los estados de Nuevo México, Colorado, Arizona y Utah, en los Estados Unidos de Norte América. Con el objetivo de observar que tanta aceptación tendría el modelo analítico y el modelo numérico con los perfiles de producción de un yacimiento real, los parámetros y los perfiles de producción del caso real fueros sacados de artículos técnicos encontrados en la literatura.

Luego de digitalizar los perfiles de producción del caso real, el siguiente paso consiste en aplicar el modelo analítico al campo de “The Cedar Hill”, posteriormente, se elabora con estos mismos parámetros el modelo de simulación numérica en Eclipse 100, las propiedades de la roca y los fluidos, las condiciones iniciales y el contenido de gas para este campo se presentan en la siguiente tabla, construida a partir de la recopilación de información de los principales parámetros de yacimientos perteneciente a dicho campo^{11 12131415}.

¹¹ **An Analysis of Fruitland Coalbed Methane Production, Cedar Hill Field, Northern San Juan Basin**, G.B.C. Young, J.E. McElhiney, and G.W. Paul, ICF Resources Inc., and R.A. McBane, Gas Research Inst., SPE 22913.

¹² **A Parametric Analysis of Fruitland Coalbed Methane Reservoir Producibility**, G.B.C. Young, G.W. Paul, and J.E. McElhiney, Advanced Resources Intl. Inc., and R.A. McBane, Gas Research Inst., SPE 24903.

¹³ **Well Deliverability of Undersaturated Coalbed Reservoir**, Witsarut Thungsuntonkhun, SPE, Thomas W. Engler, SPE, New Mexico Institute of Mining and Technology, SPE 71068.

¹⁴ **Coalbed methane potential in the Waikato Coalfield of New Zealand: A comparison with developed basins in the United States**, G. Twombly, S.H. Stepanek, T.A. Moore, 2004 New Zealand Petroleum Conference Proceedings.

¹⁵ **Geology, Geochemistry, Reservoir Engineering, and Completion Methods at the Cedar Hill Field, San Juan County, New Mexico: A Field Study of Classic Coal Degasification Behavior**, Decker David, Jeu Stphem, Cooper James, Wicky Donald.

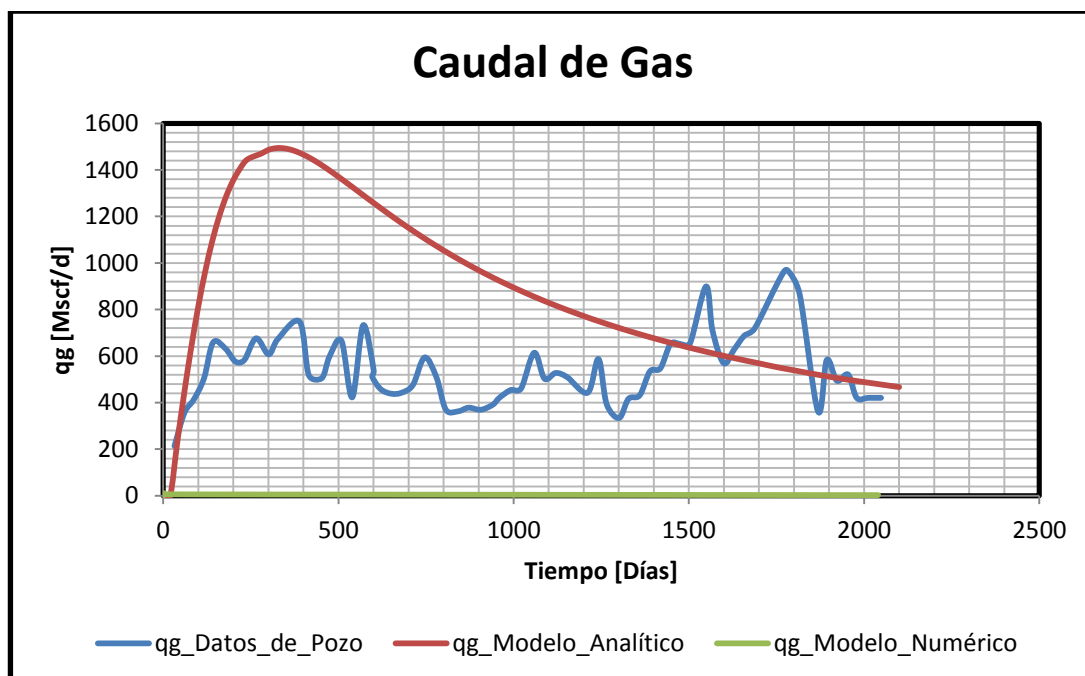
Tabla 9: Propiedades de Campo “The Cedar Hill” de la cuenca San Juan.

PARÁMETROS	VALOR	FUENTES
Área [Acres]	320	Well Deliverability of Undersaturated Coalbed Reservoir , Witsarut Thungsuntonkhun, SPE, Thomas W. Engler, SPE, New Mexico Institute of Mining and Technology, SPE 71068, Pag. 7.
Espesor [ft]	20	Coalbed methane potential in the Waikato Coalfield of New Zealand: A comparison with developed basins in the United States , G. Twombly, S.H. Stepanek, T.A. Moore, 2004 New Zealand Petroleum Conference Proceedings, Pag. 3.
Densidad del Carbón [Ton/acre-ft]	2154,35	An Analysis of Fruitland Coalbed Methane Production, Cedar Hill Field, Northern San Juan Basin , G.B.C. Young, J.E. McElhiney, and G.W. Paul, ICF Resources Inc., and R.A. McBane, Gas Research Inst., SPE 22913, Pag. 5.
Saturación agua inicial [%]	100	
Presión Inicial [psi]	1562	
Volumen de Langmuir [scf/ton]	623	
Presión Langmuir [psi]	330,8	
Temperatura [°F]	114	
Compresibilidad de la formación [1/psi]	$200 \cdot 10^{-6}$	
Tiempo de desorción [Días]	10	
Gravedad Especifica del Gas	0,6064	Well Deliverability of Undersaturated Coalbed Reservoir , Witsarut Thungsuntonkhun, SPE, Thomas W. Engler, SPE, New Mexico Institute of Mining and Technology, SPE 71068, Pag. 7.
Factor volumétrico de formación [RB/STB]	1,006	
Viscosidad del Agua [cP]	0,565	
Porosidad de Fractura [%]	1	Coalbed methane potential in the Waikato Coalfield of New Zealand: A comparison with developed basins in

Permeabilidad de Fractura [md]	25	the United States , G. Twombly, S.H. Stepanek, T.A. Moore, 2004 New Zealand Petroleum Conference Proceedings, Pag. 3.
Espaciamiento entre fracturas [pulg]	0,25	Well Deliverability of Undersaturated Coalbed Reservoir , Witsarut Thungsuntonkhun, SPE, Thomas W. Engler, SPE, New Mexico Institute of Mining and Technology, SPE 71068, Pag. 7.
Radio del Pozo [ft]	0,36	

La figura 19 muestra los perfiles de producción de gas para el caso real del campo “The Cedar Hill”, a demás ilustra las curvas de producción obtenidos por el modelo analítico y el modelo numérico a partir de los parámetros de yacimiento mostrados en la tabla anterior.

FIGURA 19: Perfil de producción de gas para el modelo analítico, el modelo numérico y los datos de pozos para el campo “The Cedar Hill”.



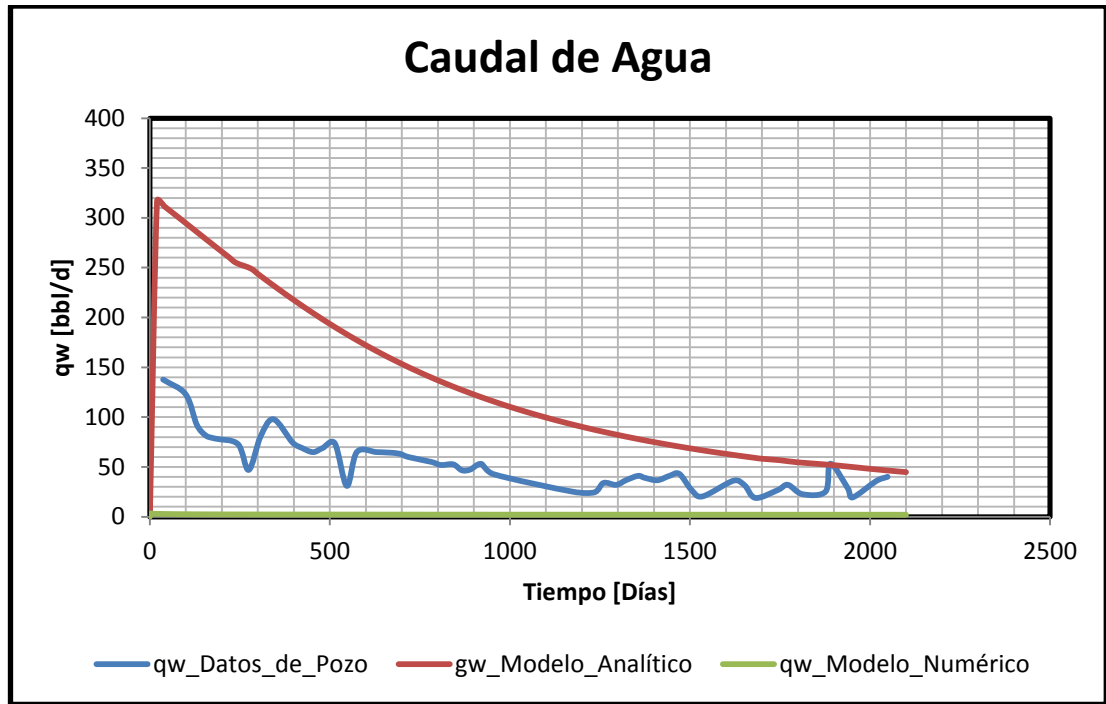
Fuente: Resultados de la investigación.

Al observar la figura anterior se puede concluir que tanto el modelo analítico como el modelo numérico no reproducen la productividad de un yacimiento real, para este caso el modelo analítico sobrestima la productividad del yacimiento, es considerado un problema al momento de evaluar la viabilidad de los proyectos de gas asociado a mantos de carbón, por otra parte el modelo numérico subestima la productividad del yacimiento real, en ambos caso no se llega a un resultado concreto, por este motivo se debe tener cuidado al momento de evaluar la productividad de los yacimientos GAC, a partir de el modelo analítico y el modelo numérico.

Al revisar la literatura y observar el desfase entre el modelo de pozo real y la simulación numérica, se hace necesario encontrar los parámetros de yacimientos críticos que permiten llevar los resultados del modelo numérico al los resultados del modelo de pozo real, bajo estas condiciones es posible que las propiedades que inicialmente fueron propuestas sufran cambios que permitan el ajuste entre ambos modelos.

La producción de agua para el modelo de pozo del caso real, tiene las mismas diferencias entre los modelos evaluados, en los perfiles de producción de gas expuestos anteriormente, la figura 20 muestra los perfiles de producción de agua para el modelo de pozo del campo "The Cedar Hill", en el cual se aprecia en la parte superior, el perfil calculado por el modelo analítico base de esta investigación, que en comparación con los datos reales sobrestima estos resultados, por otra parte en la parte inferior de la ilustración, se observan los resultados arrojado por el modelo numérico desarrollado en Eclipse 100, el cual subestima la producción de agua para este caso en particular.

FIGURA 20: Perfil de producción de agua para el modelo analítico, el modelo numérico y los datos de pozos para el campo “The Cedar Hill”.



Fuente: Resultados de la investigación.

Al observar ambos resultados la producción de gas y agua para los tres modelos descritos en las figuras anteriores, se observa una mejor tendencia del modelo analítico que el modelo numérico frente a la productividad de un pozo real, por esta razón se debe tratar de ajustar los perfiles de producción del modelo numérico al modelo de pozo real, para observar las variaciones principales en las propiedades que permitan este ajuste, también cabe resaltar que, el evaluar la viabilidad de los proyectos de yacimientos de gas asociado a mantos de carbón es una tarea difícil, por esta razón se hace necesario reproducir tanto el modelo analítico como el modelo numérico, para tener una mejor certeza en la productividad de estos yacimientos no convencionales.

CONCLUSIONES

- El modelo analítico base de esta investigación desarrollado a partir la ecuación de balance de materia, la ley de Darcy en estado pseudoestable y las curvas de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados, reproduce el comportamiento típico en la producción de los yacimientos de gas asociados a mantos de carbón.
- La metodología propuesta en esta investigación para el cálculo de los perfiles de producción de los yacimientos de GAC, es un proceso iterativo sencillo de aplicar el cual involucra cálculos de variables que se relacionan y son dependientes entre sí.
- El uso del modelo analítico propuesto en esta investigación está sujeto, al conocimiento detallado de las condiciones iniciales del yacimiento, las dimensiones del mismo, el contenido de gas, las propiedades de la roca y los fluidos, para el cálculo de los perfiles de producción de gas y agua de los yacimientos GAC.
- El balance de materia de Jensen y Smith es un modelo sencillo que permite calcular la presión promedio del yacimiento con resultados aceptables en las caídas de presión de los yacimientos de GAC, al ser comparado con el perfil de presiones arrojado por el modelo de simulación numérica.
- El modelo numérico y el modelo analítico presentan grandes diferencia en el valor de OGIP, dado que el modelo numérico solo cuantifica el gas que se adhiere en la superficie de los microporos de la matriz, mientras que el modelo analítico utiliza el modelo volumétrico que asume que el gas se encuentra adsorbido en toda la superficie del carbón.

- El modelo analítico propuesto en esta investigación no tiene en cuenta el proceso de difusión de gas desde la matriz al sistema de fracturas, para la reproducción de los perfiles de producción de los yacimientos GAC, a diferencia de los modelos numéricos sí exigen parámetros que permiten modelar la desorción del gas.
- El modelo analítico que predice los perfiles de producción de los yacimientos de GAC, se ajustan de excelente manera con el modelo desarrollado por el software F.A.S.T CBM del grupo Fekete Engineering Software & Service, a pesar de la diferencia en las ecuaciones bases de cada modelo.
- Los factores de corrección encontrados en esta investigación, con el objetivo de ajustar los resultados obtenidos en el modelo analítico a los resultados del modelo numérico, son 603,55 y 19,396, para las curvas de producción de gas y agua, respectivamente.
- El modelo analítico elaborado en esta investigación luego de los factores de corrección tienen un ajuste aceptable, que permite estimar la productividad de los yacimientos de GAC en etapas tempranas de desarrollo de estos yacimientos no convencionales.
- El modelo analítico y el modelo numérico sobrestiman y subestiman, respectivamente, los perfiles de producción agua y gas en comparación con el modelo de pozo real del campo Cedar Hill, sin embargo el modelo analítico tiene un comportamiento más aceptable en comparación con los resultados arrojados por el modelo de simulación numérica.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener cuidado al momento de utilizar modelos analíticos con el fin de hacer predicciones futuras en los yacimientos de GAC, ya que se puede caer en el error de sobrestimar el potencial de estos yacimientos, dado que estos modelos presentan metodologías sencillas que no tienen en cuenta todo los fenómenos físicos que realmente ocurren en los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón.
- Se recomienda utilizar los modelos analíticos y numéricos en conjunto para modelar los yacimientos de GAC, para así tener mejor criterio al momento de evaluar la viabilidad de los prospectos de estos yacimientos no convencionales.
- Elaborar una herramienta software amigable al usuario donde se calculen los perfiles de producción para yacimientos de GAC con base al modelo desarrollado en este proyecto de grado.
- Generar nuevos modelos analíticos a partir de las ecuaciones de balance de materia desarrolladas por Seidle, Gerson Peñuela y Anibal Ordoñez, con el fin de predecir el comportamiento en la producción de los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón (GAC).
- Con ayuda de otros software diferentes al FAST CBM, estimar los perfiles de producción para el yacimiento de GAC propuesto en esta investigación con el fin de comparar y validar los resultados obtenidos por el modelo analítico propuesto en este documento.

- Se recomienda seguir trabajando en el modelo analítico, con el fin de buscar mejores ajustes en los perfiles de producción para los yacimientos GAC.
- Se recomienda ajustar el modelo numérico de simulación a los perfiles de producción del modelo de pozo real, con el fin de encontrar las propiedades del yacimiento que permitan el ajuste entre los resultados de ambos modelos.
- Se recomienda plantear un nuevo modelo con base a las ecuaciones propuestas en esta investigación, que incluya el proceso de difusión para observar el ajuste entre los resultados del nuevo modelo analítico y los resultados del modelo Numérico.

ANEXOS

ANEXO A

DATA MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN PARA UN YACIMIENTO DE GAC DESARROLLADO EN ECLIPSE 100

--*****DESARROLLO DE UN MODELO ANALÍTICO QUE PREDIGA EL *****
--**COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE**
--*****GAS ASOCIADOS A MANTOS DE CARBÓN*****
--*****AUTORES: DANIEL A. DAZA Z.
--***** ANDRES A. SALTARIN S
--***** UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

-- INICIO DE LA SIMULACIÓN

RUNSPEC

TITLE

MODELO DE SIMULACIÓN DE UN CBM

--COORDENADAS CARTESIANAS

-- X Y Z

DIMENS

15 15 6/

DUALPORO

--FLUIDOS DEL YACIMIENTO

WATER

GAS

--UNIDADES PARA LA SIMULACIÓN

FIELD

--SIMULAR CBM

COAL

EQLDIMS

1 100 2 1 20/

TABDIMS

1 1 50 50 3 5/

REGDIMS

3 1 0 0 0/

WELLDIMS

2 13 1 2/

START

01 'JAN' 1990/

NSTACK

50/

FMTOUT

FMTIN

UNIFOUT

--

--

GRID

INIT

--MATRIZ FRACTURA

PORO

675*0.005 675*0.05

/

--MATRIZ FRACTURA

PERMX

675*0.0001 675*100

/

PERMY

675*0.0001 675*100

/

PERMZ

675*0.0001 675*100

/

EQUALS

'DX' 124.4507935

/

'DY' 124.4507935

/

--ESPESOR POR CAPA

'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

24000 /

TOPS

225*3696/

--

--

PROPS

--COEFICIENTE DE DIFUSIVIDAD

DIFFCOAL

7.246E-05 /

LANGMUIR

0	0	
16.64		0.000513149
39.93		0.001119601
59.9		0.001726049
99.83		0.002472449
136.44		0.00340545
179.7		0.004245161
236.27		0.005271436
306.16		0.006391045
379.38		0.007464007
462.56		0.008583616
542.43		0.009376656
602.33		0.009936461
695.51		0.010822794
792.01		0.01152254
875.21		0.012175639
995.01		0.012875384
1121.46		0.013528483
1257.9		0.014181581
1384.36		0.014694739
1500.83		0.015114602
1600		0.015473687

/

SWFN

0	0.0000	0
0.05	0.0500	0
0.1	0.1000	0
0.15	0.1500	0
0.2	0.2000	0
0.25	0.2500	0

0.3 0.3000 0
0.35 0.3500 0
0.4 0.4000 0
0.45 0.4500 0
0.5 0.5000 0
0.55 0.5500 0
0.6 0.6000 0
0.65 0.6500 0
0.7 0.7000 0
0.75 0.7500 0
0.8 0.8000 0
0.85 0.8500 0
0.9 0.9000 0
0.95 0.9500 0
0.975 0.9750 0
1 1.0000 0

/

SGFN

0 0.0000 0
0.05 0.0500 0
0.1 0.1000 0
0.15 0.1500 0
0.2 0.2000 0
0.25 0.2500 0
0.3 0.3000 0
0.35 0.3500 0
0.4 0.4000 0
0.45 0.4500 0
0.5 0.5000 0
0.55 0.5500 0

0.6 0.6000 0
0.65 0.6500 0
0.7 0.7000 0
0.75 0.7500 0
0.8 0.8000 0
0.85 0.8500 0
0.9 0.9000 0
0.95 0.9500 0
0.975 0.9750 0
1 1.0000 0

/

PVTW

14.7 1.019 3.0E-6 0.603 0.00E-01 /

PVDG

14.7 199.0099499 0.012305895
16.4301389 178.019553 0.0123065
28.3897987 102.889661 0.01231119
61.5858792 47.2561417 0.01232761
117.934323 24.5243023 0.01236309
163.958262 17.5509694 0.01239731
234.625307 12.1699426 0.01245725
356.963932 7.89302182 0.0125791
459.182096 6.06864708 0.01269658
485.37037 5.72513154 0.01272885
514.132129 5.38829187 0.01276528
545.866314 5.05795905 0.01280668
581.058816 4.73397584 0.01285405
620.307533 4.41619801 0.01290868
664.356617 4.10449647 0.01297223
714.144103 3.79876042 0.01304691

770.869459 3.49890235 0.01313565
836.091479 3.2048659 0.01324251
911.873731 2.91663865 0.01337313
1001.00688 2.63427326 0.01353568
1107.35986 2.35792402 0.01374223
1236.45633 2.08791205 0.01401137
1396.4653 1.82484651 0.01437276
1491.75262 1.6962413 0.01460235
1577.18851 1.5949438 0.0148171
1599.76881 1.57010804 0.01487524
1600 1.56985767 0.01487583

/

ROCK

1000 2.84E-05 /

GRAVITY

1* 1 0.55/

RPTPROPS

'SOF2' 'SWFN' 'SGFN' 'PVTO'

'PVTW' 'PVTG' 'DENSITY' 'ROCK' 'DIFFC'

'LANGMUIR' /

--

--

REGIONS

EQUALS

'FIPNUM' 1 1 15 1 15 1 1 /

'FIPNUM' 2 1 15 1 15 2 2 /

'FIPNUM' 3 1 15 1 15 3 3 /

'FIPNUM' 1 1 15 1 15 4 4 /

'FIPNUM' 2 1 15 1 15 5 5 /

'FIPNUM' 3 1 15 1 15 6 6 /

/

--
--

SOLUTION

EQUIL

3696 1600 3726 6*/

RPTSOL

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

--
--

SUMMARY

FPR

FGPR

FWPR

FCGC

FGPT

FWPT

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

'PRODUCTOR' 'G' 8 8 3696 'GAS' /

/

COMPDAT

'PRODUCTOR' 8 8 4 6 3* 0.4 1* 0.0 1* 'Z' /

/

WCONPROD

'PRODUCTOR' 'OPEN' 'GRAT' 2* 1000 2* 100 2* /

/

TSTEP

120*30

/

END

--

--

ANEXO B

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA EL FACTOR DE FORMA (SIGMA) Y EL COEFICIENTE DE DIFUSIVIDAD DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

Para el análisis de sensibilidad del factor de forma (Sigma) y el coeficiente de difusividad, se vario estos factores en un rango desde un valor bajo, un valor base y un valor alto, el cual permitió observar el efecto de estos valores en la máxima producción de gas y agua de los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón, a continuación se muestra la tabla que contiene los valores supuestos y calculados para la variación del modelo de simulación con sus respectivos resultados.

Tabla 10 : Valores bajos, base y altos de los factores de forma y el coeficiente de difusividad.

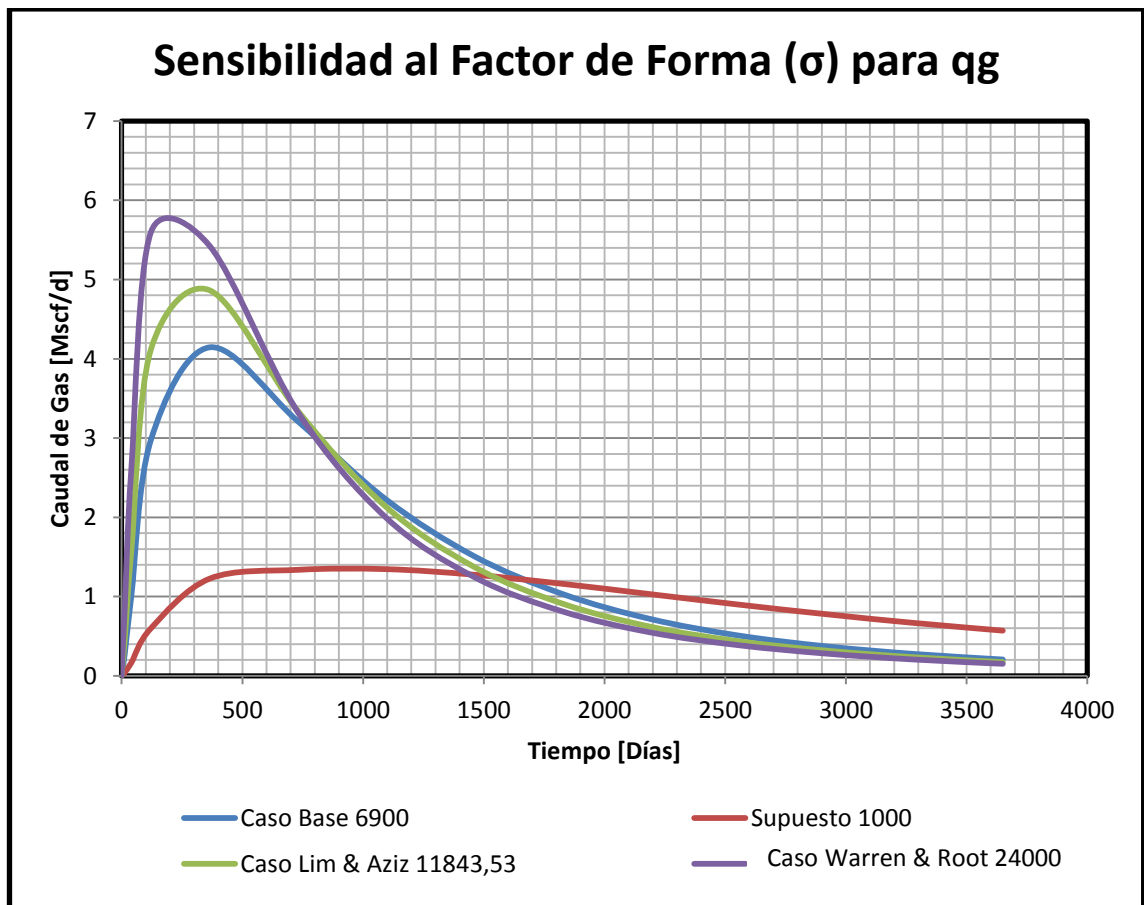
N	Factor de forma (σ)		qg_max [Mscf/d]	qw_max [STB/d]
1	Supuesto	1000	1,346419	377,74088
2	Caso Base	6900	4,1452255	377,74783
3	Lim and Aziz	11843,52528	4,8635931	377,75363
4	Warrer and Root	24000	5,5951986	377,7677
N	Coeficiente de difusividad		qg_max [Mscf/d]	qw_max [STB/d]
1	Caso Inferior	0,000000415	0,66623783	377,74014
2	Caso Base	7,246E-07	4,1452255	377,74783
3	Caso Superior	0,0000858	7,7993932	378,33978

Fuente: Autores

El objetivo de este análisis de sensibilidad es ver que tanta influencia tiene el factor de forma y el coeficiente de difusividad en el modelo de simulación numérica desarrollado en el simulador comercial Eclipse, ya que estos

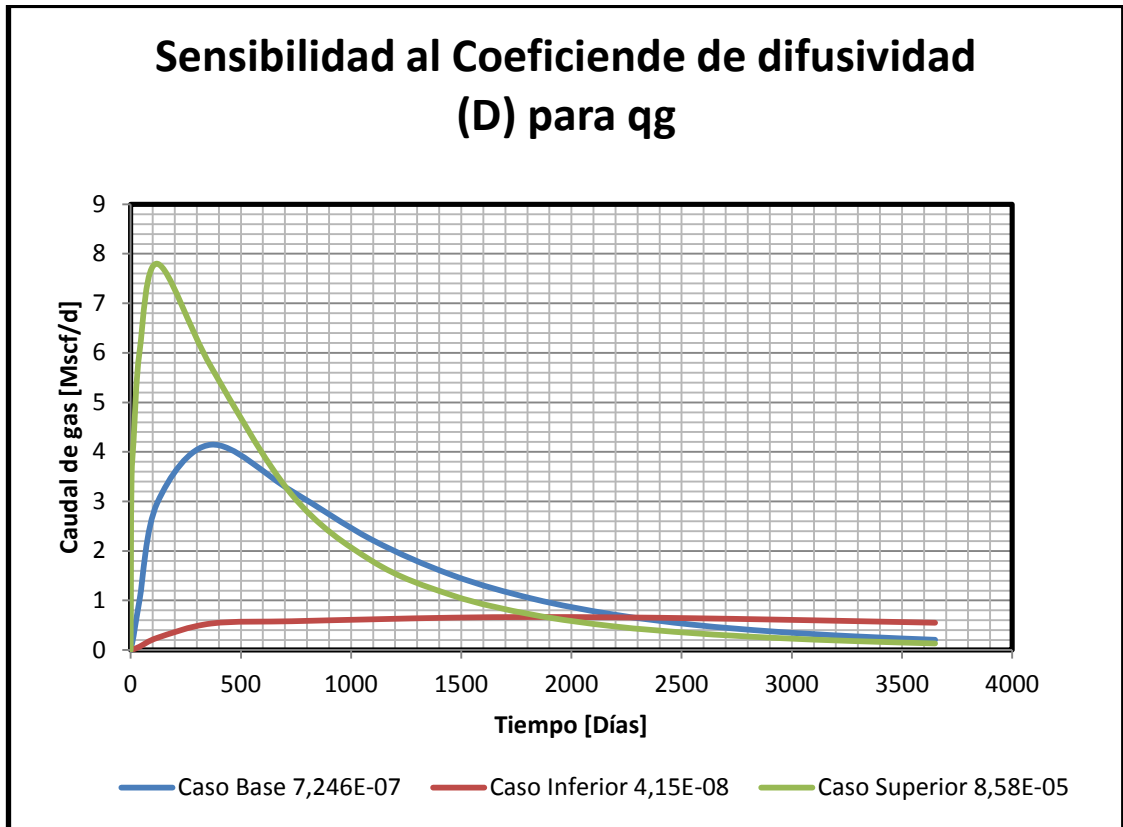
parámetros no son considerados en el modelo analítico objetivo de esta investigación a continuación se muestran las curvas de producción para el gas y el agua arrojados por cada caso de simulación al sensibilizar los parámetros mencionados anteriormente.

FIGURA 21 : Cauda de gas por cambios en el factor de forma (sigma).



Fuente: Autores

FIGURA 22 : Cauda de gas por cambios en el coeficiente de difusividad (D).



Fuente: Autores

El simulador Eclipse para la elaboración de un modelo de gas asociado a mantos de carbón, en su elaboración exige como dato de entrada el factor de forma (σ) y el coeficiente de difusividad con el fin de calcular el gas que esta adherido en la superficie de carbón hacia el sistema de fracturas, estos valores son fundamentales para el cálculo del volumen de gas que se encuentra en el sistema de fracturas a determinado tiempo, lo cual incide en gran parte en la productividad de esto yacimientos no convencionales. Si se observan las figuras anteriores se puede concluir que los factores σ y el coeficiente de difusividad actúan de forma directa en la productividad de los

pozos en los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón en modelos desarrollados el software Eclipse.

Factor de Forma (σ)

Es un parámetro geométrico que controla la tasa de drenaje de la matriz hacia las fracturas, para el modelo de yacimientos GAC desarrollados en el simulador Eclipse la difusión se da de la siguiente manera¹⁶:

$$F_g = DIFFMF * D_c * (G_{cb} - G_{cs})$$

Donde F_g es el flujo de gas desde la matriz hacia la fracturas, $DIFFMF$ es la difusividad matriz-fractura, D_c es el coeficientes de difusividad, G_{cb} es la concentración de gas en la matriz del carbón y G_{cs} es la concentración de gas en el sistema de fracturas a una presión de fractura dada por la isoterma de Langmuir.

La difusividad matriz-fractura esta dado por:

$$DIFFMF = DIFFMMF * Vol * \sigma$$

Donde $DIFFMMF$ es el factor multiplicador es un dato de estrada y se asume como 1.0 por default, Vol es el volumen de la celda del carbón y σ es el factor de forma.

El flujo de gas está relacionado directamente con el factor de forma sigma, por esta razón la figura 16 muestra que al aumentar el factor de forma el caudal de

¹⁶ ECLIPSE Technical Description, The Coal Bed Methane model, Adsorption/diffusion models in ECLIPSE 100, Manuals Eclipse, and Peg 162-163.

gas en el pozo aumenta porque es mayor la cantidad de gas que pasa de a matriz al sistema de fracturas.

Coeficiente de difusividad (D_c)

La Figura 17 muestra que los coeficientes de difusión más grandes están representados por altas tasas de producción de gas. Esto se debe a que al contar con altos coeficientes de difusión implícitamente se habla de tiempos de desorción pequeños, lo que ocasiona un proceso de difusión se produce de manera más rápida, lo que origina un pico máximo de producción se alcance en tiempos tempranos de producción y que este pico tenga valores más altos de producción de gas, la siguiente ecuación muestra que el tiempo de desorción es inversamente proporcional al coeficiente de difusión.

$$\tau = \frac{1}{D_c \sigma} \text{ [Dias]}$$

Donde:

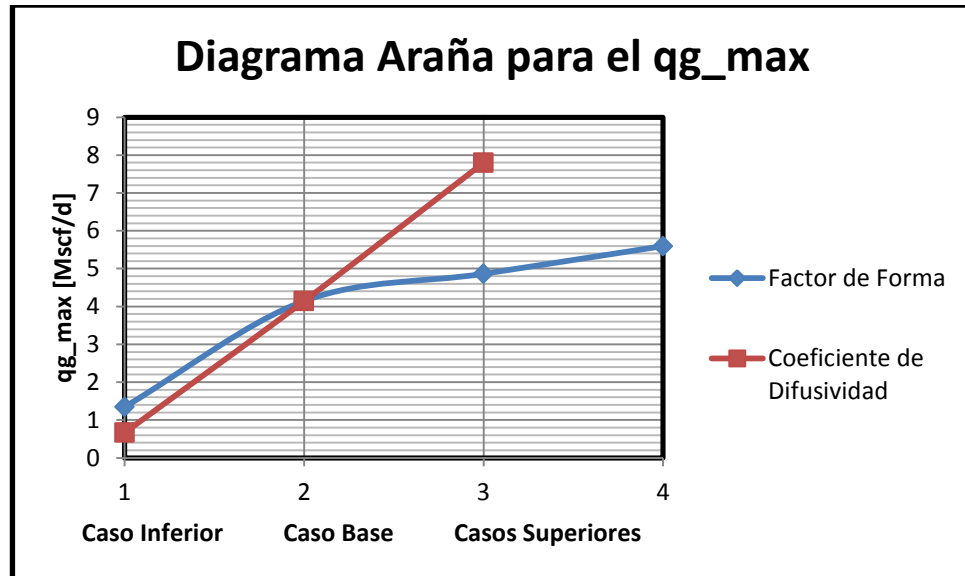
τ - Tiempo de Desorción [días]

D - Coeficiente de difusividad $[\frac{ft^2}{Dias}]$

σ - Factor de forma $[1/ft^2]$.

La figura 18 muestra por medio de un diagrama araña la influencia de los coeficientes de difusividad y el factor de forma (sigma), sobre el caudal de gas.

FIGURA 23 : Diagrama araña de la influencia de D_c y σ sobre el caudal máximo de gas.

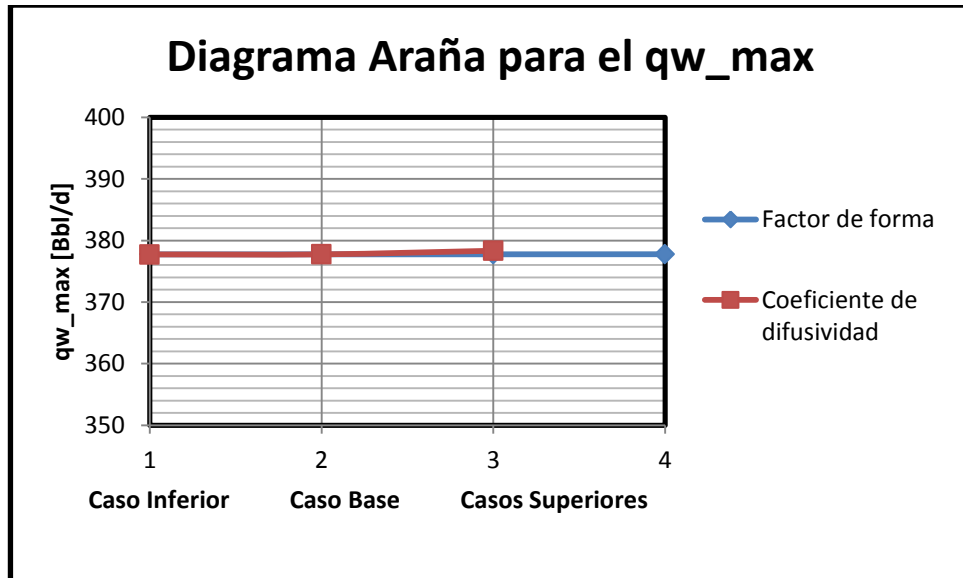


Fuente: Autores

Del diagrama podemos visualizar que tanto el factor de forma y el coeficiente de difusión actúan positivamente en el caudal máximo de gas, pero esta influencia se percibe más hacia los valores D_c y σ menores al caso base que a los valores que están por encima del caso base.

Para los caudales máximos de agua se hizo el mismo estudio arrojando como resultados que la variación de estos factores entre un rango de bajo, medio y alto no tienen mayor influencia es estos resultados la figura N° xx39 que representa el diagrama araña para los caudales máximos de agua valida esta posición.

FIGURA 24 : Diagrama araña de la influencia de D_c y σ sobre el caudal máximo de agua.



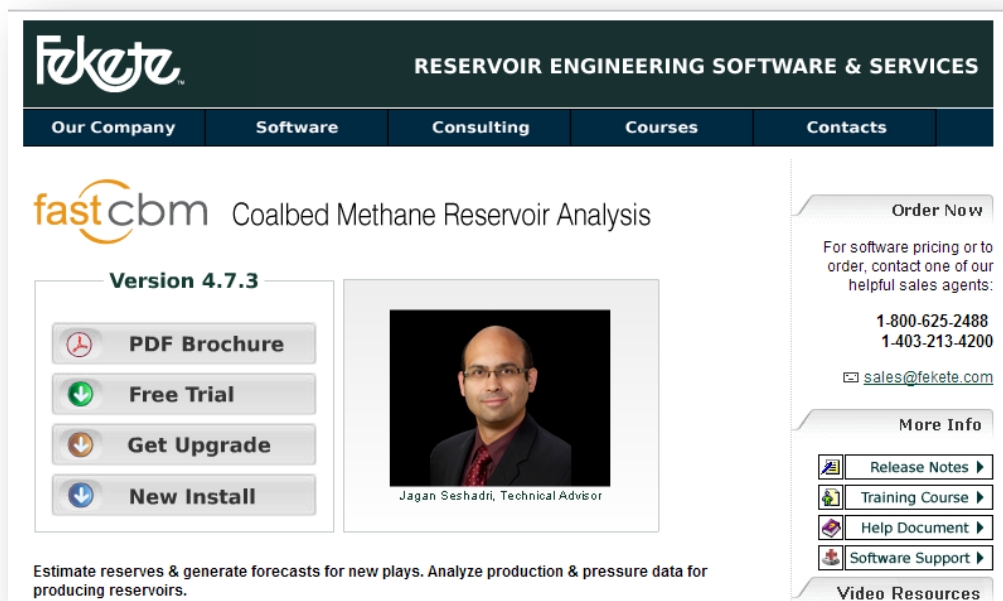
Fuente: Autores

Si se analiza estos resultados se observa en el diagrama araña que los cambios en los parámetros del coeficiente de difusividad y el factor de forma no tienen gran incidencia en el aumento o en la disminución de los caudales máximos de agua, lo que se observan son oscilaciones muy leves que podrían asumirse como constantes, lo que confirma que estos parámetros solo influyen en el proceso de difusión del gas hacia el sistema de fracturas.

ANEXO C

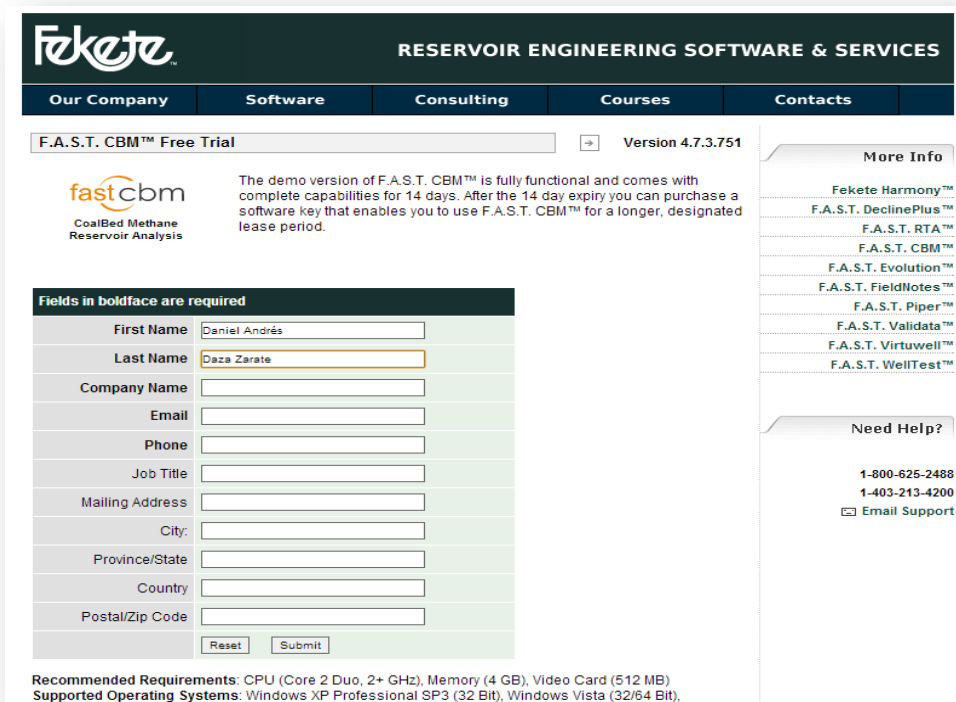
ELABORACIÓN DE LOS PERFILES DE PRODUCCIÓN EN LA VERSIÓN GRATUITA DE F.A.S.T. CBM UTILIZADO PARA VALIDAR EL MODELO ANALÍTICO DESARROLLADO EN ESTA INVESTIGACIÓN.

Para el desarrollo de los perfiles de producción en el software FAST CBM del grupo Fekete Engineering Software & Service, el primer paso es solicitar la versión gratuita del software en la dirección electrónica www.fekete.com, ya en la página de internet se escoge el modulo FAST CBM para modelar yacimientos de gas asociado a mantos de carbón.

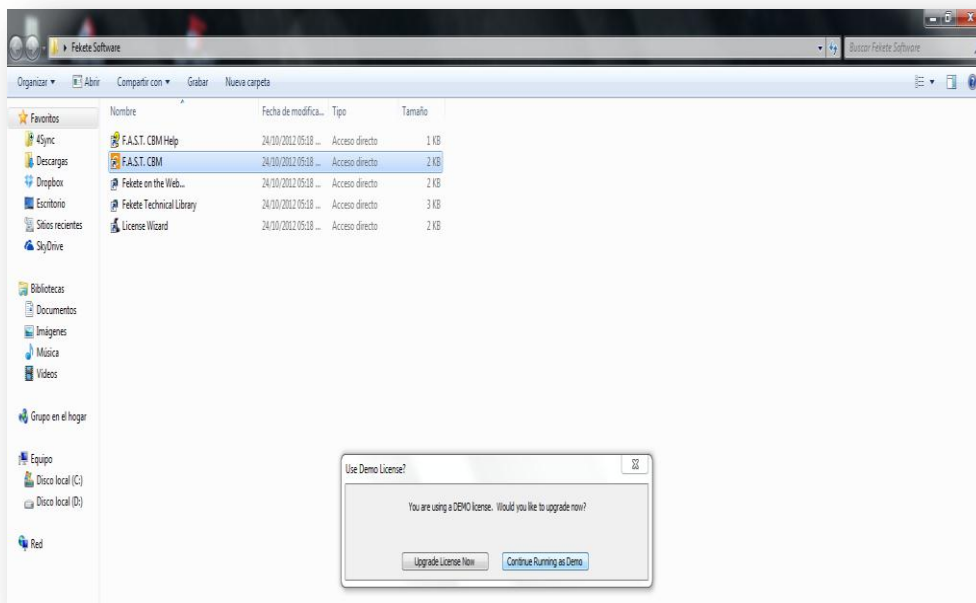


The screenshot shows the Fekete website interface for the FAST CBM software. At the top, the Fekete logo is on the left, and the text "RESERVOIR ENGINEERING SOFTWARE & SERVICES" is on the right. Below this is a navigation menu with buttons for "Our Company", "Software", "Consulting", "Courses", and "Contacts". The main content area features the "fastcbm" logo and the text "Coalbed Methane Reservoir Analysis". Underneath, it specifies "Version 4.7.3" and provides four buttons: "PDF Brochure", "Free Trial", "Get Upgrade", and "New Install". To the right of these buttons is a portrait of Jagan Seshadri, Technical Advisor. On the far right, there is a sidebar with sections: "Order Now" (including phone numbers 1-800-625-2488 and 1-403-213-4200, and email sales@fekete.com), "More Info" (with links for Release Notes, Training Course, Help Document, and Software Support), and "Video Resources". At the bottom of the main content area, a short description reads: "Estimate reserves & generate forecasts for new plays. Analyze production & pressure data for producing reservoirs."

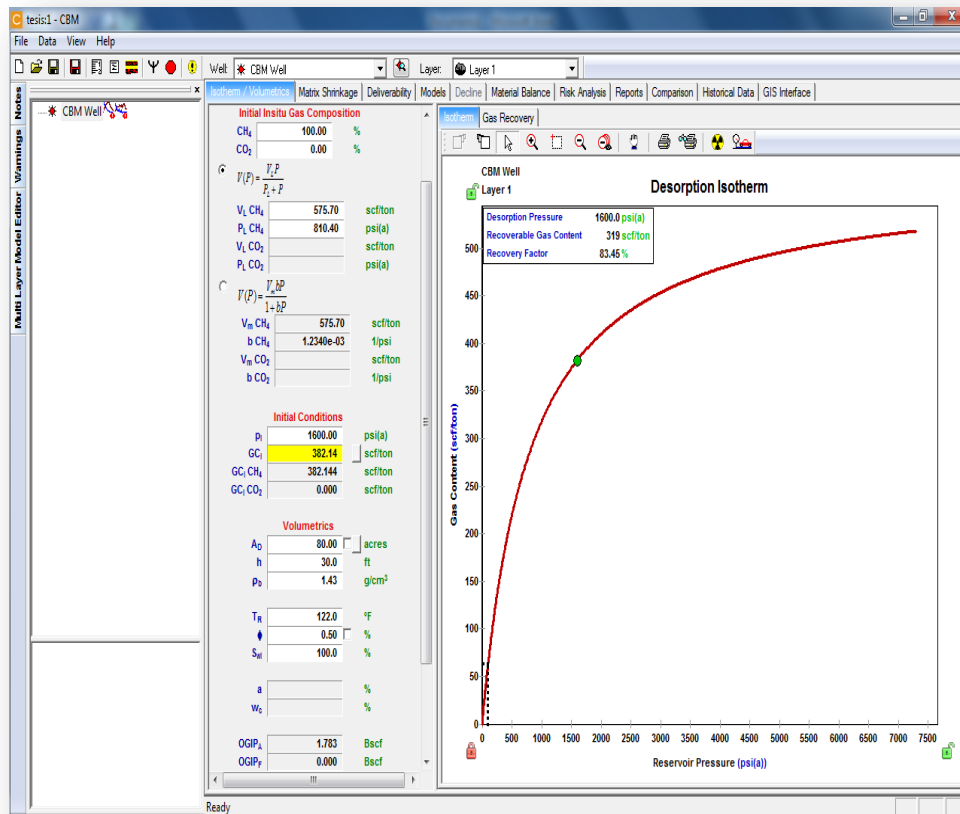
Luego se selecciona la opción de Free Trial, al escoger la versión gratuita se pasa a registrar la persona quien utilizará el software para el desarrollo de modelos de GAC.



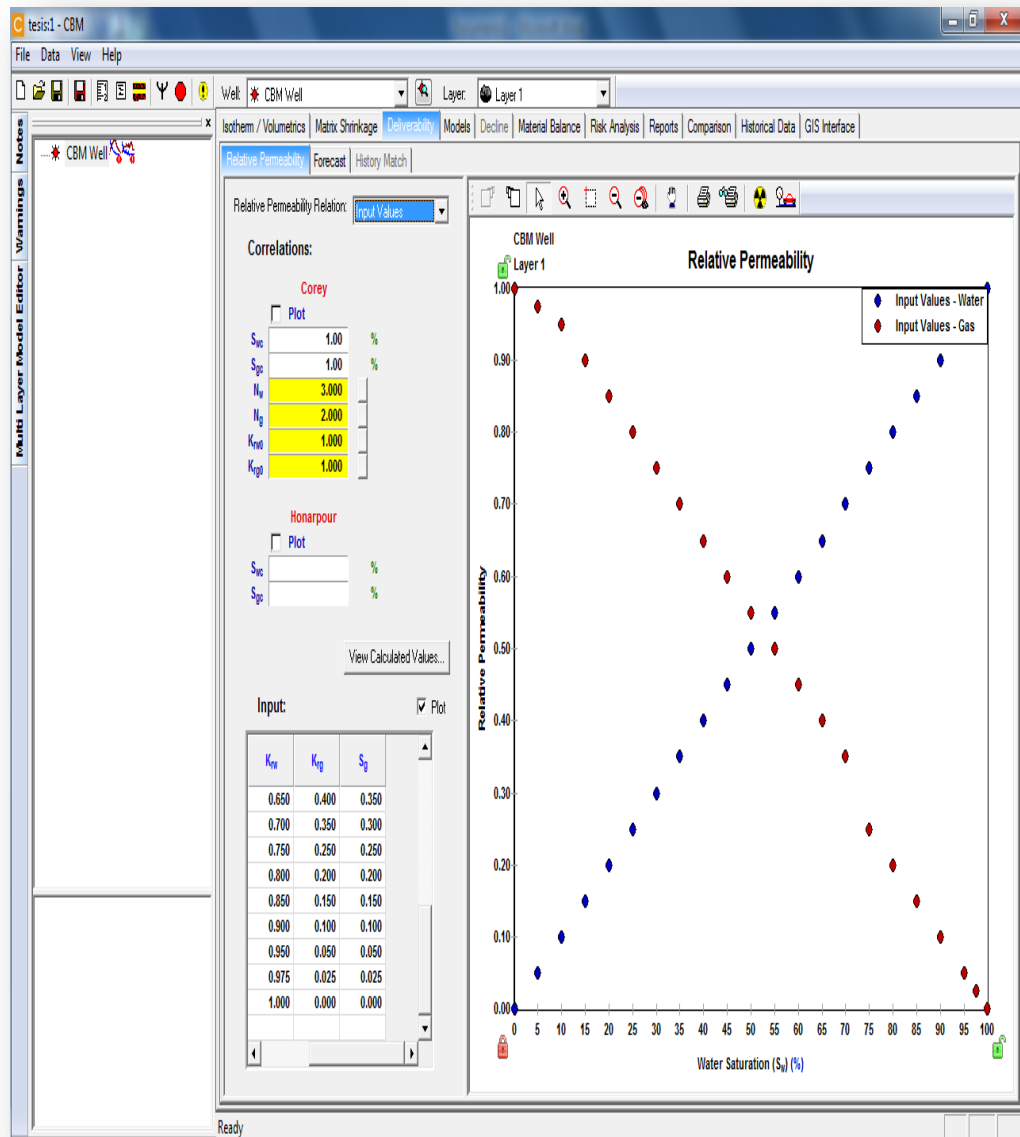
Al terminar el registro se procede a descargar e instalar el programa, este software por ser un demos tiene derecho a utilizarlo por solo 14 días, ya con el software instalado se procede a construir los perfiles de producción.



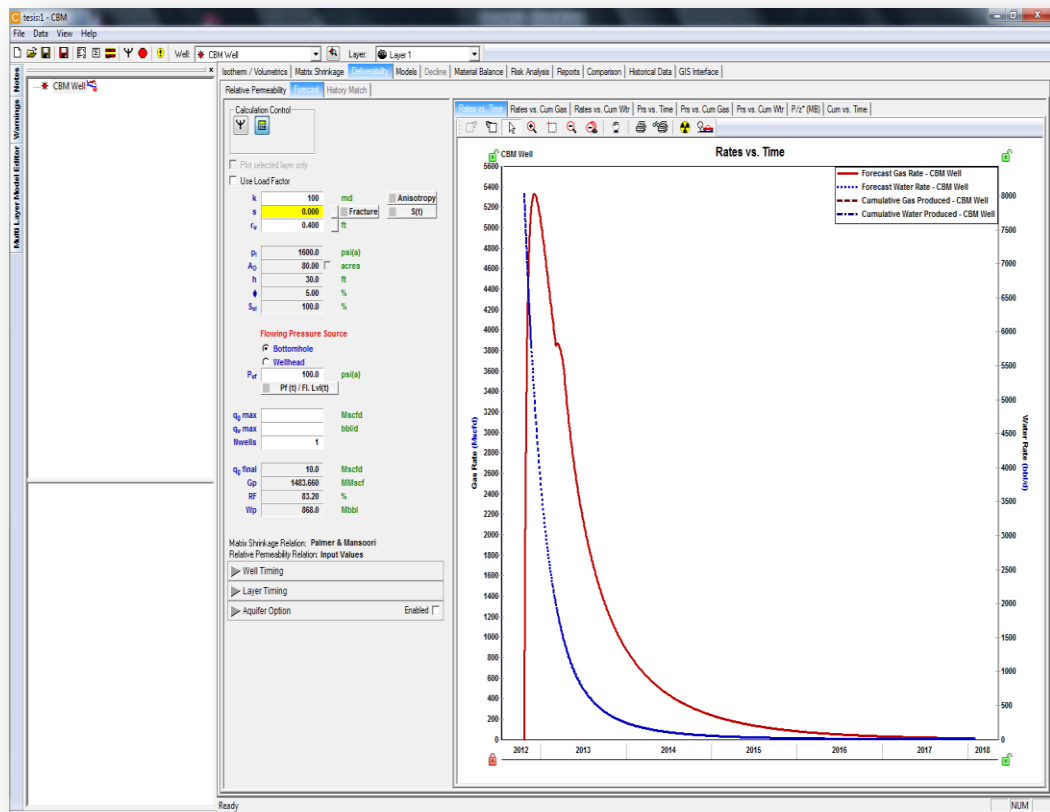
Luego de ejecutar el programa, pasamos a introducir los parámetros para modelar un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón, el primer parámetro a introducir son las condiciones iniciales del yacimiento, como la presión inicial, las constantes de Langmuir, el área del yacimiento, el espesor, la densidad de carbón con los cuales el software calcula el OGIP y construye la isoterma de Langmuir.



En este paso también se introducen los valores de temperatura, porosidad de fractura y saturación inicial del yacimiento, lo siguientes es introducir las curvas de permeabilidad relativa las cuales fueron introducidas manualmente para simular un yacimiento de GAC con las curvas de permeabilidad relativa para yacimientos naturalmente fracturados (curvas X).



El siguiente paso radica en escoger un modelo, para este caso se escogió el modelo cartesiano de un pozo vertical perforado en la mitad del yacimiento, al terminar este paso se ponen las condiciones mecánicas del pozo para que software reproduzca los perfiles de producción de los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón.



Luego de reproducir las curvas de producción el siguiente paso fue exportar estos resultados para comparar estos resultados con los resultados obtenidos por el modelo analítico objetivo general de esta investigación y el modelo conceptual de simulación numérica de yacimientos, para luego concluir si el modelo analítico reproduce los perfiles de producción de los yacimientos de gas asociado a mantos de carbón.

El software FAST CBM para el desarrollo de los perfiles de producción utiliza un modelo analítico el cual se basa en la ecuación de balance de materia desarrollada por King, el cual es un proceso iterativo complejo, esto fue comprobado gracias al modelo desarrollado por los ingenieros José Carlos Cárdenas y Juan José Tovar Montana quienes mediante una investigación para el instituto colombiano del petróleo (ICP), desarrollaron el modelo UGET el cual utilizó el modelo iterativo de King y este se ajustó perfectamente con el software FAST CBM del grupo Fekete Engineering Software & Service.

BIBLIOGRAFÍA

1. JENSEN, D., SMITH, L. K., A practical approach to coalbed methane reserve prediction using a modified material balance technique, 1997, Simposio Internacional de Coalbed Methane, The university Alabama, Tuscaloosa, Alabama.
2. MARTINEZ VILLABÓN, Cesar Andrés, Estudio para la exploración y desarrollo de un yacimiento no convencional de gas metano asociado al carbón, 2008, Tesis de Grado, Universidad de América, Bogotá, Colombia.
3. KARIMI, Kaveh, Coalbed Methane Reservoir Simulation Studies, Thesis of Master of Engineering, University of New South Wales, 2005.
4. ECLIPSE Technical Description Manual. "Coalbed Methane Model", Schlumberger, 2005.
5. ORDOÑEZ, Aníbal, PEÑUELA, Gherson, "Desarrollo y linealización de una ecuación de balance de materia generalizada para yacimientos de gas asociado al carbón", 1996, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, Colombia.
6. URIEL, Ramón, VARGAS, Gilberto, Análisis y sensibilidad de parámetros de caracterización de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón mediante simulación numérica, Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, Colombia.
7. RUEDA, Luz, MENDIVELSO. Mónica, Estudio comparativo de las ecuaciones de balance de materia para yacimientos de gas asociado a mantos de carbón empleando un modelo de simulación numérica, tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, Colombia.

8. WANG, Xingjin, Influence of Coal Quality Factors on Seam Permeability Associated with Coalbed Methane Production, Tesis Doctoral, University of NEW South Wales, 2007.
9. FEKETE Reservoir Engineering Software & Services, F.A.S.T. CBM Coalbed Methane Reservoir Analysis, www.fekete.com.
10. MORA, Carlos A. Comparison of Computation Methods for CBM Production Performance. Thesis Master of Science. Texas A&M University, 2007.
11. CLARKSON, C. R, JORDAN, C. L, GIERHART R. R and SEIDLE, J.P, Production Data Analysis of CBM Wells, 2007, Paper SPE 107705.
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. AHMED, Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, Edit. Elsevier.
14. AMINIAN, K. Coalbed Methane - Fundamental Concepts. Petroleum & Natural Gas Engineering Department, West Virginia University.
15. AMINIAN, K. Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs. Petroleum & Natural Gas Engineering Department, West Virginia University.
16. UBEDA, Juan M, COALBED METHANE (CBM) = GAS METANO DEL CARBÓN (GMC), Spe Argentina Petroleum Section, Buenos Aires Argentina, 2008.
17. OILFIELD REVIEW.: "Producción de Gas Natural a Partir del Carbón". Pag. 8-33. 2004.

18. An Analysis of Fruitland Coalbed Methane Production, Cedar Hill Field, Northern San Juan Basin, G.B.C. Young, J.E. McElhiney, and G.W. Paul, ICF Resources Inc., and R.A. McBane, Gas Research Inst., SPE 22913.
19. A Parametric Analysis of Fruitland Coalbed Methane Reservoir Producibility, G.B.C. Young, G.W. Paul, and J.E. McElhiney, Advanced Resources Intl. Inc., and R.A. McBane, Gas Research Inst., SPE 24903.
20. Well Deliverability of Undersaturated Coalbed Reservoir, Witsarut Thungsuntonkhun, SPE, Thomas W. Engler, SPE, New Mexico Institute of Mining and Technology, SPE 71068.
21. Coalbed methane potential in the Waikato Coalfield of New Zealand: A comparison with developed basins in the United States, G. Twombly, S.H. Stepanek, T.A. Moore, 2004 New Zealand Petroleum Conference Proceedings.
22. Geology, Geochemistry, Reservoir Engineering, and Completion Methods at the Cedar Hill Field, San Juan County, New Mexico: A Field Study of Classic Coal Degasification Behavior, Decker David, Jeu Stephem, Cooper James, Wicky Donald.

NOMENCLATURA

A = Área

$OGIP$ = Original Gas In Place [SCF]

G_p = Gas Producido [SCF]

V = Contenido de Gas $\left[\frac{SCF}{Ton}\right]$

h = Espesor [ft]

d = Densidad del carbón $\left[\frac{Ton}{Acre - ft}\right]$

V_i = Contenido Inicial de gas $\left[\frac{SCF}{Ton}\right]$

P_L = Presión de Langmuir [psi]

V_L = Volumen de Langmuir $\left[\frac{SCF}{Ton}\right]$

P_i = Presión inicial [psi]

\bar{P} = Presión promedio [psi]

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo [psi]

k_w = Permeabilidad efectiva al agua [mD]

k_g = Permeabilidad efectiva al gas [mD]

μ_w = Viscosidad del agua [cP]

B_w = Factor volumetrico de formación del agua $\left[\frac{bbl}{STB}\right]$

B_g = Factor volumetrico de formación del gas $\left[\frac{ft^3}{SCF}\right]$

μ_g = Viscosidad del gas [cP]

r_e = Radio del yacimiento [ft]

r_w = Radio del Pozo [ft]

s = Factor de daño

q_w = Caudal de agua $\left[\frac{STB}{d}\right]$

q_g = Caudal de gas $\left[\frac{Mscf}{d}\right]$

K_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

\bar{S}_w = Saturación de agua promedio

k = permeabilidad absoluta [mD]

Z = Factor de compresibilidad del gas

ρ_g = Densidad del gas $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$

c_w = Compresibilidad del agua [psi^{-1}]

c_f = Compresibilidad de la formación [psi^{-1}]

Φ_{matriz} = Porosidad de matriz

Φ_{frac} = Porosidad de fractura

S_{wi} = Saturación de agua inicial

σ = Factor de forma $\left[\frac{1}{ft^2}\right]$

D_c = Coeficiente de difusividad $\left[\frac{ft^2}{dia}\right]$

τ = tiempo de desorción [dias]