

**PROMEDIANDO CURVAS DE
PERMEABILIDAD RELATIVA EN
YACIMIENTOS DE METANO EN
MANTOS DE CARBÓN CON FLUJO
BIFÁSICO EN QUEENSLAND,
AUSTRALIA.**

Jorge Ordóñez, José Villegas, Alamir Alvarez.

Promediando curvas de permeabilidad relativa en yacimientos de metano en mantos de carbón con flujo bifásico en Queensland, Australia

Averaging relative permeability curves in methane lands in coastal both flows in Queensland, Australia

Jorge Ordóñez A., José Villegas S. Alamir Alvarez L.
Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Universidad Estatal Península de Santa Elena (UPSE)
jordonez@upse.edu.ec

Resumen

En el presente trabajo se propone el uso de un único set de curvas de permeabilidad a ser empleado en los estudios de simulación y caracterización de yacimientos de gas en mantos de carbón (CBM), en vez del uso común de un set de curvas para cada estrato individual. Para comprobar la aplicabilidad de este procedimiento, se simula un yacimiento usando ambos métodos: el resultado de producción debe ser similar en ambas simulaciones. El modelo para promediar la permeabilidad absoluta en un flujo monofásico fue usado para el caso de predecir un promedio de permeabilidad relativa para un yacimiento con flujo bifásico. Luego de correr varios casos y corroborar que la ecuación propuesta no cumplía las expectativas, el enfoque del trabajo fue explicar el por qué del no funcionamiento de la ecuación propuesta. Una posible explicación fue la no consideración de la gravedad, que acorde a varias simulaciones presentadas, es un parámetro principal en las curvas de producción. La saturación de agua tampoco puede excluirse de la ecuación que prediga este promedio. Por tanto, si se quiere presentar una ecuación para el cálculo de promedio de permeabilidades relativas, es fundamental que tanto la gravedad como la saturación de agua estén incluidas en esta ecuación.

Palabras Claves: Curvas de permeabilidad relativa, yacimiento con flujo bifásico, saturación de agua, reservorios de gas de carbono, curvas de producción.

Abstract

This paper tries to average relative permeability in a way that instead of using different sets of relative permeability curves to different layers, one single set could be used in one single layer, and to get similar production results as if different layers and different relative permeability were used instead. The model to average absolute permeability in a single-phase flow system was used to predict two-phase flow average relative permeability. After running different cases and corroborating that the equation proposed did not match the expectations. The focus of this work was changed to explain why the equation was not working. A possible explanation of why the equation is not accurate could be that the equation is not considering the influence of gravity. Gravity plays a very important role in reservoirs. After gas desorption process occurs, free gas migrates to top layers and water migrates to bottom layers. Water saturation could not be excluded from the equation that averages relative permeability curves. The effects of gravity should be considered too if you want to get an equation to predict production behaviour by using one average equation in a single layer.

Keywords: Relative permeability curves, desorption process, water saturation, two-phase flow, production results.

1. Introducción

Gas de carbono o “Coal seam gas” por sus siglas en inglés (CSG), es también conocido como metano en mantos de carbón o “coalbed methane” por sus siglas en inglés (CBM) por su gran contenido de metano, es el gas que ha sido absorbido por el carbón. Estos mantos están ubicados cientos de metros por debajo de la superficie. CSG puede ser usado en muchas formas de combustible como energía, gas de cocina, calentadores entre otros (NSW, 2015).

Estudios de CBM en simulación numérica pueden ser encontrados desde los años 70 (Price HS and AA, 1972). Los trabajadores en las minas estaban expuestos diariamente a gases que eran peligrosos para su salud (Chase, 1977), de aquí nacen los primeros estudios. El principal objetivo fue la desgasificación de éstas, previniendo posibles explosiones. Estos estudios tempranos abrieron la puerta para la producción de CSG como una reserva de gas no convencional. Sin embargo, muchos más investigaciones se hicieron desde aquella época (Ham and Kantzas, 2008).

Los reservorios de CSG en general tienen características particulares; tienen doble porosidad, que consiste en dos tipos de espacios vacíos en la roca de reservorio: porosidad de fractura y la porosidad de la matriz (Chen et al., 2013). La mayor cantidad de gas está atrapado en el sistema matriz, mientras la mayor cantidad de agua está en las fracturas. Para poder producir el gas absorbido por la matriz, la presión del sistema debe ser reducida, y la producción de agua es la manera más rápida de alcanzar este objetivo.

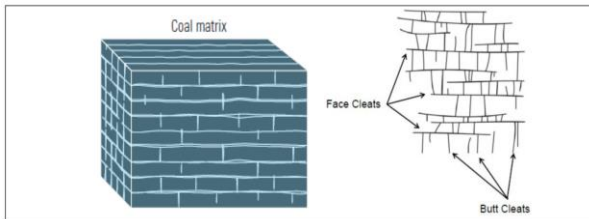


Figura 1. Sistema de fractura en un carbón.

El proceso de deshidratación es mayormente dominado por la permeabilidad relativa, así como tiene una gran influencia en las curvas de producción (Chen et al., 2013). A pesar de la importancia de la permeabilidad relativa, no muchos estudios se han realizado que puedan ayudar a entender el comportamiento de estas
J. Ordóñez/J.Villegas/A. Alvarez

curvas (Pan and Connell, 2012). Este es el principal vacío de ésta investigación ya que no hay suficiente información disponible sobre las diferentes curvas relativas que puedan ser usadas para tener un mejor entendimiento de su comportamiento (Krause and Benson, 2015).

2. Metodología y Significado

La permeabilidad no es un parámetro fácil de promediar. Para el caso de un flujo lineal de una sola fase y para un fluido incompresible, el promedio aritmético puede ser usado y su demostración se encuentra en la parte inferior:

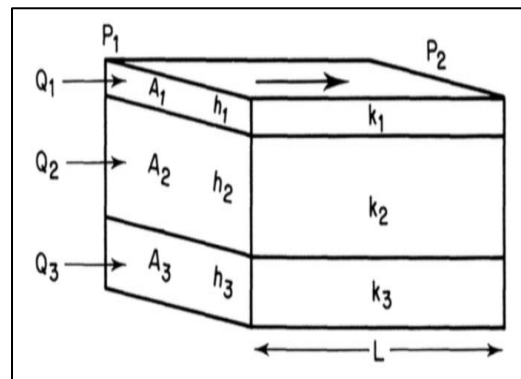


Figura 2. Mantos en paralelo para el flujo de una sola fase

Fuente: Archer and Wall (1986)

Ecuación 1. Flujo total

$$Q_T = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

Ecuación 2. Flujo del manto 1

$$Q_1 = \frac{k_1 A_1}{\mu L} (p_1 - p_2)$$

Ecuación 3. Flujo del manto 2

$$Q_2 = \frac{k_2 A_2}{\mu L} (p_1 - p_2)$$

Ecuación 4. Flujo del manto 3

$$Q_3 = \frac{k_3 A_3}{\mu L} (p_1 - p_2)$$

Reemplazando la Ecuación 2, Ecuación 3 y Ecuación 4, en la Ecuación:

$$\frac{\bar{k} \sum A_i (p_1 - p_2)}{\mu L} = \frac{k_1 A_1}{\mu L} (p_1 - p_2) + \frac{k_2 A_2}{\mu L} (p_1 - p_2) + \frac{k_3 A_3}{\mu L} (p_1 - p_2)$$

Reagrupando la ecuación, es posible decir que el promedio aritmético puede ser usado para promediar las permeabilidades relativas mantos en paralelo para un sistema con flujo de un fluido monofásico (Amyx et al., 1960).

Ecuación 5. Permeabilidad relativa absoluta

$$\bar{k} = \frac{\sum k_i A_i}{\sum A_i}$$

El significado de cada variable de la ecuación puede ser encontrado en la Tabla 1.

Tabla 1: Significado respectivo y símbolos de las ecuaciones 1, 2, 3 y 4

Símbolo	Significado
<i>k</i>	Permeabilidad Absoluta
\bar{k}	Promedio de permeabilidad absoluta
<i>L</i>	Tamaño del reservorio
<i>p</i>	Presión
<i>Q_T</i>	Flujo total de los mantos 1, 2 y 3
<i>Q₁</i>	Flujo total del manto 1
<i>Q₂</i>	Flujo total del manto 2
<i>Q₃</i>	Flujo total del manto 3
μ	Viscosidad

Extraído de: Al-Hussainy et al. (1966)

En 1966 (Al-Hussainy et al.) propusieron ecuaciones para calcular el flujo tanto de líquido como de gas en un sistema bifásico. Las pseudo presiones son la base de estas ecuaciones y la permeabilidad efectiva en vez de la permeabilidad relativa. La **Ecuación 6**, es la principal ecuación para calcular en flujo de gas en un sistema de flujo bifásico.

Ecuación 6: Flujo de gas

$$\nabla m^2(p) = \frac{\theta_f u_g}{k_g} [c_g + c_s] \frac{\partial m(p)}{\partial t}$$

Donde *c_g* representa la compresibilidad isotérmica del gas y es definida como:

Ecuación 7: Compresibilidad isotérmica del gas

$$c_g \frac{p}{Z} = \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{p}{Z} \right)$$

c_s representa la compresibilidad por sorción y es definida como:

Ecuación 8: Compresibilidad por sorción

$$c_s = \frac{\beta_g V_{lis} \rho_B p_L}{\theta_f (p + p_L)^2}$$

y *k_g* representa la permeabilidad efectiva de la fase del gas y puede ser definida como (Chen et al., 2013):

Ecuación 9: Permeabilidad efectiva

$$k_{efectiva} = k_{absoluta} * k_{relativa}$$

El significado de cada variable de las ecuaciones puede ser encontrado en la Tabla 2 (ver abajo)

Tabla 2. Significado respectivo y símbolos de las ecuaciones 5, 6 y 7

Symbol	Significado
ρ_B	Densidad bruta del carbón
θ_f	Porosidad de la fractura
<i>Z</i>	Factor de desviación de gas
<i>u_g</i>	Viscosidad del gas
β_g	Factor volumétrico del gas
<i>p_L</i>	Constante de presión Langmuir
<i>V_{lis}</i>	Constante de volumen Langmuir
$\frac{\partial m(p)}{\partial t}$	Pendiente de la pseudo presión una gráfica presión vs tiempo

Extraído de: Al-Hussainy et al. (1966)

Una figura similar es presentada, para hacer un análisis parecido como el presentado antes. En la **Figura 2**, tres mantos fueron usadas para construir el modelo, mientras que en la **Figura 3**, solo dos mantos son usadas. En ambas figuras, se muestra que el fluido pasa por la roca y diferentes propiedades fueron usadas en cada manto en ambos reservorios.

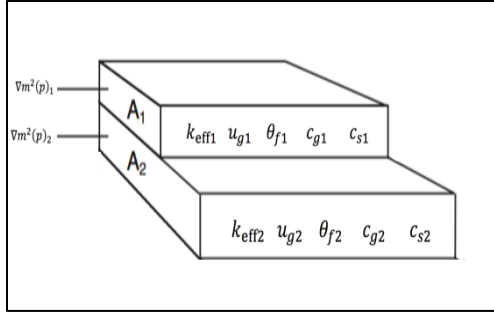


Figura 3. Mantos en paralelo con flujo bifásico

Aplicando la Ecuación 6 de (Al-Hussainy et al.) en el modelo en la Figura, dos sets de ecuaciones van a ser obtenidas:

Ecuación 10. Flujo de gas en el manto 1

$$m^2(p)_1 = \frac{\theta_{f1} u_{g1}}{k_{g1}} [c_{g1} + c_{s1}] \left(\frac{\partial m(p)}{\partial t} \right)_1$$

y

Ecuación 11. Flujo de gas en el manto 2

$$m^2(p)_2 = \frac{\theta_{f2} u_{g2}}{k_{g2}} [c_{g2} + c_{s2}] \left(\frac{\partial m(p)}{\partial t} \right)_2$$

Siguiendo los análisis previos para mantos lineales en un flujo paralelo de flujo de una fase.

Ecuación 12. Flujo total de gas en un sistema de dos mantos

$$\nabla m^2(p)_T = \nabla m^2(p)_1 + \nabla m^2(p)_2$$

Adhiriendo la Ecuación 10 y la Ecuación

11

$$\begin{aligned} \frac{\theta_f \bar{u}_g}{k_g} [\bar{c}_g + \bar{c}_s] \frac{\partial m(p)}{\partial t} \\ = \frac{\theta_{f1} u_{g1}}{k_{g1}} [c_{g1} + c_{s1}] \left(\frac{\partial m(p)}{\partial t} \right)_1 \\ + \frac{\theta_{f2} u_{g2}}{k_{g2}} [c_{g2} + c_{s2}] \left(\frac{\partial m(p)}{\partial t} \right)_2 \end{aligned}$$

Reorganizando la ecuación de la parte superior y haciendo las siguientes asunciones:

- La porosidad de las fracturas es la misma en ambos estratos
- Es el mismo fluido en ambos estratos, por lo tanto la viscosidad es la misma

- Ambos estratos están hechos de la misma roca, por lo tanto, tienen la permeabilidad absoluta igual
- La misma presión aplicada en ambos estratos, dará la misma pendiente de pseudo presión
- El estrato 1 y el estrato 2, tienen la misma saturación de agua en todos los períodos de tiempo
- Ambos estratos tienen la misma compresibilidad isotérmica de gas y la misma compresibilidad de sorción

$$\begin{aligned} \frac{\theta_f \bar{u}_g}{k_{abs} k_{rg}} [\bar{c}_g + \bar{c}_s] \frac{\partial m(p)}{\partial t} \\ = \frac{\theta_f \bar{u}_g}{k_{abs}} \left[\frac{c_{g1} + c_{s1}}{k_{rg1}} \right. \\ \left. + \frac{c_{g2} + c_{s2}}{k_{rg2}} \right] \frac{\partial m(p)}{\partial t} \end{aligned}$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación $\frac{k_{abs}}{\theta_f \bar{u}_g} \left(\frac{1}{\frac{\partial m(p)}{\partial t}} \right)$ y reagrupándolos para k_{rg} :

Ecuación 13. Promedio de permeabilidad relativa para un flujo de gas

$$\bar{k}_{rg} = \frac{[\bar{c}_g + \bar{c}_s] (k_{rg1} * k_{rg2})}{[k_{rg2} (c_{g1} + c_{s1}) + k_{rg1} (c_{g2} + c_{s2})]}$$

Aplicando la Ecuación 13, se puede reconocer la razón del porqué del análisis correcto o no. Si el análisis es correcto, una puerta será abierta para expandir el conocimiento de la conectividad entre estratos. En el caso que la ecuación no logre una buena aproximación para el comportamiento de la presión; una buena manera de sacar provecho a este trabajo sería tratar de explicar las principales falencias y brechas que contribuyen a la falla de este método.

3. Introducción a la investigación

La mayor parte de los reservorios de CBM pueden ser encontrados con un sistema de porosidad dual (Lu and Connell, 2010). Estas dos porosidades son: porosidad de la matrices, donde la mayor cantidad de gas se encuentra ubicado y donde debe ocurrir el proceso de difusión antes de que el gas pueda migrar a la fractura (Shahtalebi et al., 2016). Y porosidad de la fractura que rodea la matriz (Mora and Wattenbarger, 2009). En la mayoría de los casos esta fractura está llena de

agua, lo que significa que un proceso de deshidratación debe ocurrir primero para poder producir gas de carbono (Mora and Wattenbarger, 2009).

Hay dos principales mecanismos de flujo en una producción CBM. El primero ocurre cuando la presión del reservorio está bajando, la desorción de gas ocurre en el sistema, ya que la presión del reservorio es menor que la presión inicial del reservorio. El segundo mecanismo de flujo aparece justo después del primer mecanismo, el gas libre que está fuera de la matriz migra hacia las fracturas que lo rodean (Pan et al., 2010). Una vez que el gas está en las fracturas, este asume un comportamiento de flujo dominado por la ley de Darcy (Purl et al., 1991).

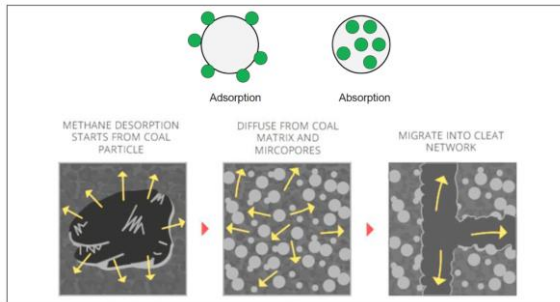


Figura 4. Desorción del metano desde el carbón y la producción a través de las fracturas.

Fuente: Bahrami et al. (2015)

La mayoría de los reservorios de CBM contienen agua y gas, por ende, la producción estará altamente ligada con la mojabilidad del sistema. Se ha concluido que los reservorios de CBM son mojados por agua (Mazumder et al.). Sin embargo, en el desarrollo del campo, grandes cantidades de metano han sido absorbidos y esto puede provocar que los reservorios sean mojados por agua (Ham and Kantzas, 2008).

Se usó un software no convencional de modelamiento de reservorio. GEM un software que usa entradas como difusión, adsorción, sistema de porosidad dual y muchas otras características para el modelamiento de CBM (Mora and Wattenbarger, 2009).

4. Modelo de simulación del reservorio

Para poder hacer una interpretación de resultados y obtener un mejor entendimiento del porqué el

J. Ordóñez/J.Villegas/A. Alvarez

método no funcionó con la ecuación empírica, es importante aclarar todas las asunciones y todas las propiedades usadas en este estudio.

4.1 Simulación del modelo geológico

El caso base fue corrido en un reservorio de 1922 cuadrillas. Este número fue escogido; ya que se encuentra dentro del rango permitido por el software CMG, en su versión para estudiantes (versión limitada por ser de uso educativo) y por su simplicidad para correr el mismo.

La Figura 5 muestra como las 1922 cuadrillas están formadas (31 cuadrillas en la dirección j e i y 2 estratos). Cada estrato tiene un espesor de 0.5m y el reservorio es localizado a una profundidad de 1000m.

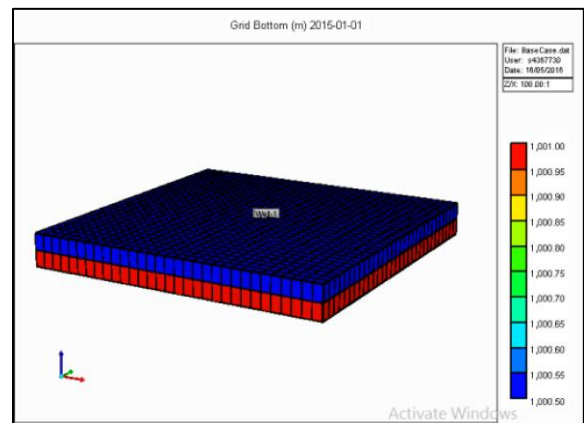


Figura 5. Caso base de modelo en 3D.

Tabla 3. Propiedades de reservorio a condiciones iniciales

Propiedades	Valor	Unidad
Presión inicial de reservorio	9531.7	KPa
Temperatura inicial de reservorio	25	Celsius
Longitud	930 (31x30)	m
Profundidad del reservorio	1000	m
Espesor del reservorio (dirección Z)	1 (2x0.5)	m
Compresibilidad de la roca	2×10^{-5}	$1/KPa$
Ancho	930 (31x30)	m

4.2 Propiedades de la roca

Los valores de las propiedades usadas para esta investigación fueron extraídos de la Sociedad de Ingenieros en Petróleo (SPE, por sus siglas en inglés “Society of Petroleum Engineers”). Se usaron valores promedios para reproducir un modelo de caso base de CBM. Resultando los datos de la **Tabla 4**.

Tabla 4. Propiedades de la roca

Propiedades del reservorio	Valor	Unidad
Permeabilidad de la fractura (dirección I, J, K)	4.21	mD
Porosidad de la fractura	2.093	%
Espaciamiento de la fractura	0.019	m
Permeabilidad de la matriz (dirección I, J, K)	0.037	mD
Porosidad de la matriz	2.25	%

Se usaron dos diferentes perfiles de permeabilidad relativa para crear este modelo, ambas se muestran, tanto en la Tabla 4 y Tabla 5.

Tabla 5. Permeabilidad Relativa (Estrato 1).

S_w	k_{rw}	k_{rg}	S_w	k_{rw}	k_{rg}
0	0	1	0.6	0.05	0.38
0.1	0	0.9	0.7	0.11	0.27
0.2	0	0.8	0.8	0.26	0.2
0.3	0	0.7	0.9	0.5	0.1
0.4	0.01	0.6	0.95	0.7	0.06
0.5	0.02	0.5	0.98	0.9	0
			1	1	0

Fuente: Seidle (2011)

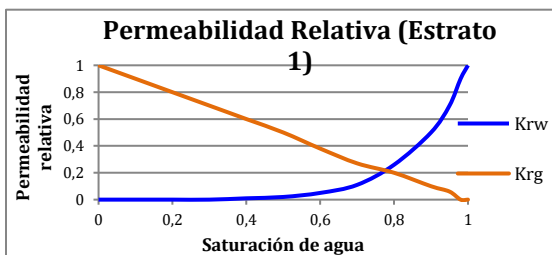


Figura 6. Curvas de permeabilidad relativa en el estrato 1

Tabla 6. Permeabilidad Relativa (Estrato 2)

S_w	k_{rw}	k_{rg}	S_w	k_{rw}	k_{rg}
0	0	1	0.55	0.116	0.18
0.05	0	0.835	0.6	0.154	0.147
0.1	0	0.72	0.65	0.2	0.118
0.15	0.002	0.627	0.7	0.25	0.09
0.2	0.007	0.537	0.75	0.312	0.07
0.25	0.015	0.465	0.8	0.392	0.051
0.3	0.024	0.401	0.85	0.49	0.033
0.35	0.035	0.342	0.9	0.601	0.018
0.4	0.049	0.295	0.95	0.731	0.007
0.45	0.067	0.253	0.975	0.814	0.004
0.5	0.088	0.216	1	1	0

Fuente: Seidle (2011)

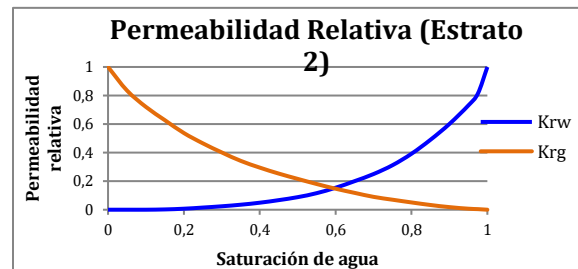


Figura 7. Curvas de permeabilidad relativa en el estrato 2

4.3 Propiedades del fluido

Para este caso de estudio, se considera un fluido de reservorio con dos fases (gas y agua llenan el reservorio). El gas es 100% metano y las propiedades del agua se muestran en la Tabla.

Tabla 7. Propiedades del agua

Propiedades	Valores	Unidades
Compresibilidad	$4.35 \cdot 10^{-7}$	1/KPa
Densidad	100.8	Kg/m ³
Presión de referencia	101.325	KPa
Viscosidad	0.7	cp

Los valores en la Tabla 7, son estimados por la ecuación de estado de Peng-Robison.

4.4 Modelo del pozo

Se usó un pozo productor que fue perforado y completado a través del espesor completo del reservorio. Este pozo productor está localizado en la parte media derecha del reservorio, para

retrasar lo más posible los efectos de frontera en las curvas de producción. Este pozo tiene dos condiciones constantes: la primera condición constante es la tasa de producción de 100 m³/día a condiciones de superficie; la segunda condición constante es la presión de fondo de pozo de 105 KPa. Estos valores son predeterminados por el software CMG, y fueron usados para la investigación ya que son valores coherentes y tienen un efecto significativo en la simulación.

Tabla 8. Propiedades del pozo

Propiedad	Valor	Unidad
Fracción mol de CH ₄	1	
Cuadrillas de la completación (I, J; K)	(16,16;1), (16,16;2)	
Taza de inyección/producción	100	m ³ /día
Duración de la producción	10	años
Daño	0	
Radio del pozo	0.0762	m
Presión de fondo del pozo	105	KPa

4.5 Estrategia de simulación

Luego de simular el caso base, éste fue comparado usando un escenario de prueba con los mismos datos, pero cambiando las curvas de permeabilidad relativa. El software GEM también provee perfiles de producción, los cuales son fundamentales para el análisis de los cambios en las curvas de permeabilidad relativa. Los perfiles de producción del modelo de caso base se presentan en la

Figura 8.

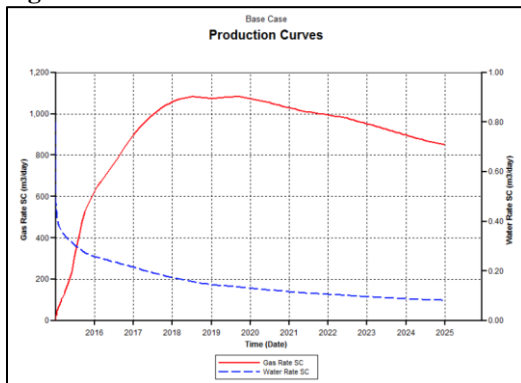


Figura 8. Curvas de producción del caso base.

Estas curvas de producción siguen un comportamiento típico de un reservorio de gas de carbón. Durante las primeras etapas de producción, la mayor parte del fluido producido es agua. Aproximadamente, tres años son necesarios para alcanzar el pico de producción de gas. Mientras tanto, la producción de agua cae aproximadamente de 0.80 a 0.35 m³/día en menos de tres meses.

5. Caso de estudio

Es importante especificar que aún cuando se cambió el número de estratos en el reservorio, el espesor total se mantiene constante (1 metro). La ecuación de promedio de (Al-Hussainy et al.) fue usada para el caso de prueba. El perfil de permeabilidad relativa y el modelo del pozo de GEM se muestran en la parte inferior:

Tabla 9. Permeabilidad relativa (Promedio)

S_w	k_{rw}	k_{rg}	S_w	k_{rw}	k_{rg}
0	0	1	0.7	0.18	0.068
0.1	0	0.400	0.8	0.326	0.041
0.2	0.0035	0.321	0.9	0.5505	0.015
0.3	0.012	0.255	0.95	0.7155	0.006
0.4	0.0295	0.198	0.98	0.857	0.000
0.5	0.054	0.151	1	1	0
0.6	0.102	0.106			

Usando: La ecuación Al-Hussainy et al. (1966)

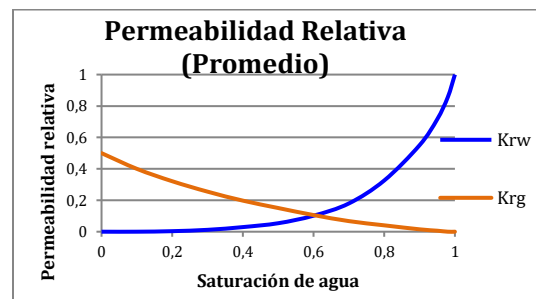


Figura 9. Curvas de permeabilidad relativa (Promedio).

Luego de simular el modelo de caso base con la adición del promedio de las curvas de permeabilidad relativa y se obtuvo un nuevo set de curvas de producción. La **Figura 10**, muestra la producción de gas y agua para el nuevo modelo.

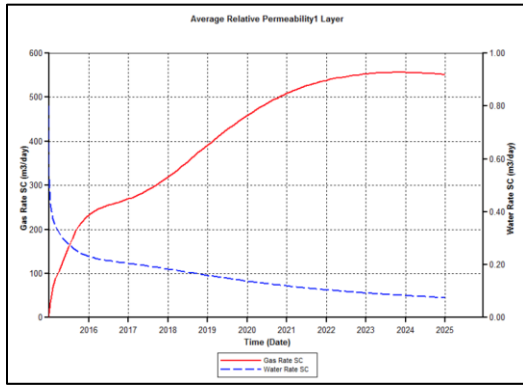


Figura 10. Curvas de producción del caso base con el promedio de curvas de permeabilidad relativa al modelo.

La curva de producción de gas sigue un mismo patrón que la del caso base. Sin embargo, en cuanto a la producción de agua se muestra una pérdida de flujo. La principal diferencia entre los dos escenarios es la curva de producción de gas. El pico de la nueva curva aparece luego de 10 años de producción y tan solo alcanza los 640 m³/día.

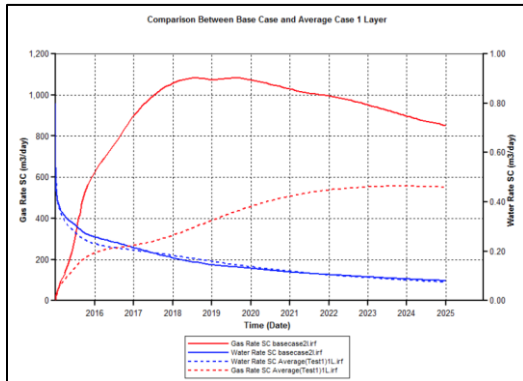


Figura 11. Comparación de curvas de producción entre el caso base y el caso promedio (Estrato 1).

Figura 11, muestra una comparación de curvas. Las líneas rojas representan la producción de gas, mientras que las azules la producción de agua. Con respecto a los resultados, las líneas continuas representan el modelo de caso base, mientras que las líneas entrecortadas representan los resultados promediados. Se nota un buen emparejamiento en la curva de producción de agua, mientras que en la curva de producción de gas se nota un gran desfase.

Una forma de analizar la razón detrás del desfase es observando lo que está sucediendo con la saturación de gas en ambos modelos, ya que el

J. Ordóñez/J.Villegas/A. Alvarez

desfase aparece en la producción de gas y no en la de agua. La Figura 12, muestra la saturación de gas en el reservorio en un período de 10 años.

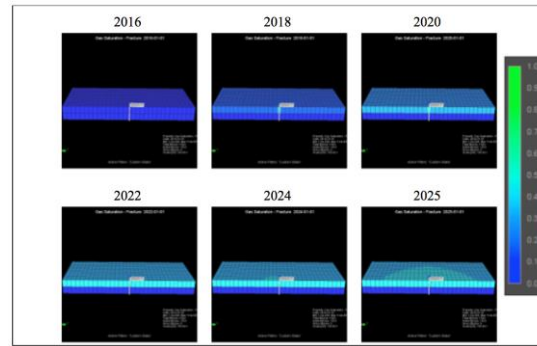


Figura 12. Saturación de gas del caso base con 2 estratos.

Para realizar una comparación entre los modelos, se analiza la saturación de gas en el caso promedio, el mismo que se muestra en la Figura 11. Es fácil observar que la saturación de gas en el caso base es mayor que la saturación de gas en el modelo promediado. Por tanto, es posible concluir que la diferencia entre las curvas de producción sea producto de la diferencia de saturación de gas entre estos modelos.

5.1 Prueba 1

Una forma de analizar el porqué el comportamiento de la saturación de gas está cambiando entre los modelos, sería mostrando que sucedería si el mismo modelo promediado, es ajustado a dos estratos, aplicando el set de curvas de permeabilidad relativa a ambos estratos. Una comparación entre las curvas de producción del caso base, del modelo promediado con un estrato y dos estratos se muestra en la

Figura 13.

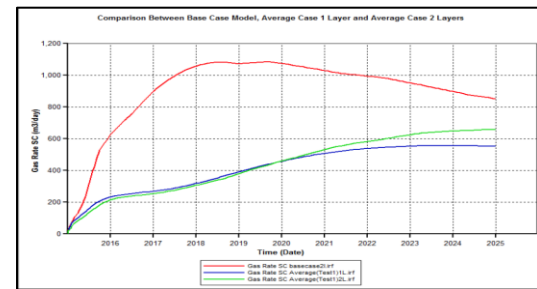


Figura 13. Comparación de curvas de producción entre el modelo del caso base, el modelo

promediado con un estrato y el modelo promediado con dos estratos.

La

Figura 13, está compuesta de tres curvas. La curva roja representa la curva de producción del modelo del caso base, y se lo muestra en la figura para poder compararla con las otras dos curvas. La curva verde representa la producción del modelo promediado de permeabilidad relativa con dos estratos. Y finalmente, la curva azul representa la producción del modelo promediado de permeabilidad relativa con un solo estrato. Esta figura muestra una mejora en la producción de gas si se le agrega un estrato al modelo, incluso cuando el ancho del modelo sigue siendo el mismo. La saturación de gas a través del tiempo es mostrada en la Figura 14.

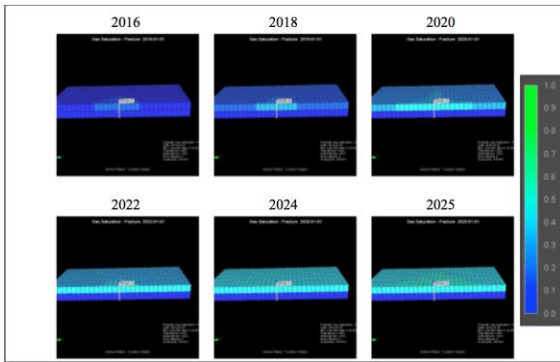


Figura 14. Saturación de gas en el modelo de caso promediado (Prueba 1) con 2 estratos

La saturación de gas en el modelo de caso base, luego de 10 años alcanza aproximadamente el 60% en el primer estrato, mientras la saturación de gas en el estrato inferior se mantiene en 0%.

Un comportamiento similar muestra las curvas del modelo de permeabilidad relativa promediada en la prueba 1. Este caso esta vez llega a una saturación aproximada de 45% en el estrato superior, mientras que la saturación de gas en el estrato inferior se sigue manteniendo en 0%. La Figura 14 y la

Figura 13, muestran una mejor aproximación en el comportamiento del modelo promediado con dos estratos, en comparación con el modelo del caso base.

El siguiente enfoque será incrementar el número de estratos en el modelo, aplicando la misma permeabilidad relativa promediada esta vez a

todos los estratos y manteniendo el ancho del reservorio (1 metro).

5.2 Prueba 2

Para esta prueba, nuevamente las propiedades del reservorio siguen siendo las mismas. El único cambio es el número de estratos que ahora se incrementaron a diez.

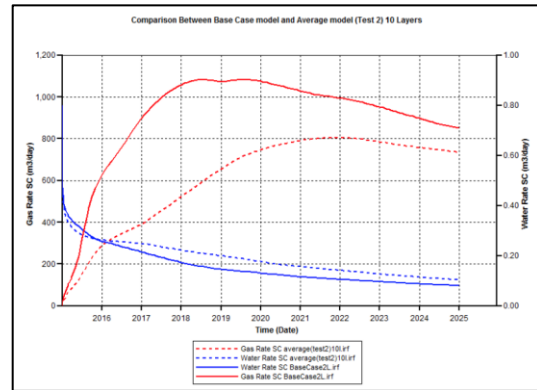


Figura 15. Comparación entre el modelo del caso base y el modelo promediado (Prueba 2) con 10 estratos

La

Figura 15, muestra una comparación entre los modelos de caso base y el modelo promediado con 10 estratos. El caso base se muestra con una línea continua, mientras que el caso promediado con una línea entrecortada. Se puede apreciar que la diferencia entre ambas curvas se ha reducido en comparación con la curva de permeabilidad relativa promedio de un solo estrato.

La Figura 16, muestra que la saturación de gas al final del décimo año que es de 100% para los tres primeros estratos. En el cuarto estrato empieza a decrecer la saturación mientras; la saturación de gas desde el quinto estrato hasta el décimo es de 0%. Este comportamiento muestra que luego de 10 años el reservorio está lleno de gas, un total aproximado de 0.3 metros, o 30 centímetros y el resto del reservorio está lleno de agua.

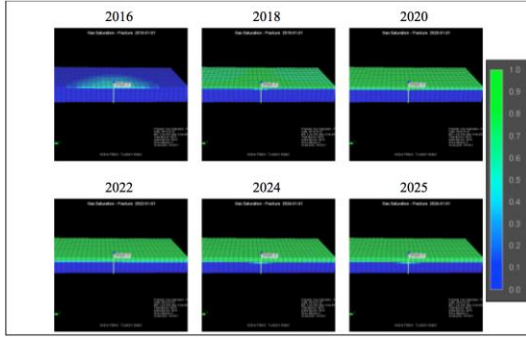


Figura 16. Saturación de gas del caso promedio (Prueba 2) con 10 estratos

Luego de simular los casos presentados anteriormente, se hizo una última comparación. La Figura 17, muestra que incluso cuando los tres modelos usan las mismas propiedades y las mismas curvas de permeabilidad relativa, las curvas de producción son diferentes. La línea azul, la cual es la curva con menor producción de gas, respresenta el caso promedio con un solo estrato. La línea café, representa el caso promedio con dos estratos, sigue el mismo patrón como el modelado con un solo estrato, pero con un ligero aumento en la producción de gas. La línea roja muestra la producción de gas para el caso promedio con 10 estratos.



Figura 17. Comparación entre el modelo promedio con un estrato, el modelo promedio con 2 estratos y el modelo promedio con 10 estratos.

6. Conclusiones

El análisis previo mostró que no se pudo proponer una ecuación que pueda promediar la permeabilidad relativa de un reservorio de gas de carbón. El origen del error es generado por las asunciones efectuadas para llevar a cabo el modelamiento.

La ecuación toma en consideración la compresibilidad por sorción, lo cual significa que

se está considerando el flujo de gas en ambos sistemas; tanto matriz como fractura, mientras que el flujo de agua solo se lo considera en las fracturas.

El método usado para promediar las permeabilidades relativas. El flujo de agua fue tomado como un solo sistema, asumiendo flujo monofásico.

Pudo determinarse que el número de estratos es un factor determinante para poder predecir la producción de gas. Aún cuando dos modelos idénticos fueron presentados con el único cambio de su simulación con diferentes números de estratos, apareció una gran diferencia en el comportamiento de la producción. La principal razón detrás de éste gran cambio puede ser atribuido a la gravedad. Mientras la desorción de gas está ocurriendo en los estratos inferiores, el gas libre va migrando hacia los estratos superiores y el agua que se encuentra en los estratos superiores va migrando hacia los estratos inferiores.

7. Referencias

- [1] AL-HUSSAINY, R., RAMEY JR, H. J. & CRAWFORD, P. B. 1966. The Flow of Real Gases Through Porous Media. *Journal of Petroleum Technology*, 18, 624-636.
- [2] ALLRED, L. D. & COATES, R. L. 1980. Methane Recovery From Deep Unmineable Coal Seams. *SPE Unconventional Gas Recovery Symposium*, Pittsburgh, USA, pp. 307-312.
- [3] AMYX, J. W., BASS, D. M. & WHITING, R. L. 1960. *Petroleum reservoir engineering*, New York U6 - Book, McGraw-Hill.
- [4] ARCHER, J. S. & WALL, C. G. 1986. *Petroleum engineering: principles and practice*, London, Graham & Trotman.
- [5] ARRI, L. E., YEE, D., MORGAN, W. D. & JEANSONNE, M. W. 1992. *Modeling Coalbed Methane Production With Binary Gas Sorption*. Society of Petroleum Engineers.

- [6] BAHRAMI, N., BYFIELD, R., HOSSAIN, M., CHITGAR, A. & WONG, J. 2015. Estimating Cleat Characteristics in Reservoir Simulation Models of Coal Seam Gas Reservoirs Using Welltest Analysis. Society of Petroleum Engineers.
- [7] BUULTJENS, J. 2013. Introduction - Special Edition: The Economic and Social Policy Implications of the Coal Seam Gas (CSG) Industry in Australia. *Journal of Economic and Social Policy*, 15, 0_1.
- [8] CHASE, R. W. 1977. Natural Gas Production From Coal Seams. Society of Petroleum Engineers.
- [9] CHEN, D., PAN, Z., LIU, J. & CONNELL, L. D. 2013. An improved relative permeability model for coal reservoirs. *International Journal of Coal Geology*, 109-110:45-47.
- [10] ECONOMICS., G. A. A. B. O. R. A. E. 2012. Australian gas resource assessment 2012. 348.
- [11] GAURAV, K., AKBAR ALI, A. H., SAADA, T. H. & KUMAR, S. 2012. Performance Analysis in Coal Seam Gas. Society of Petroleum Engineers.
- [12] GU, F. & CHALATURNYK, R. J. 2005. Sensitivity Study of Coalbed Methane Production With Reservoir and Geomechanic Coupling Simulation.
- [13] HAM, Y. S. & KANTZAS, Measurement of Relative Permeability of Coal to Gas and Water. Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, 12-14 August 2013: pp. 2124-2142.
- [14] KHAN, C., GE, L. & RUDOLPH, V. 2015a. Reservoir Simulation Study for CO₂ Sequestration in Saline Aquifers. *International Journal of Applied Science and Technology*, 16.
- [15] KHAN, C., GE, L., RUDOLPH, V. & RUFORD, T. 2015b. Coal Bed Methane Reservoir Simulation Study. Opportunities and Advancements in Coal Bed Methane in the Asia Pacific. Brisbane, Queensland, Australia: Geoscience Technology Workshop.
- [16] KOHLER, T. E. & ERTEKIN, T. 1995. Modeling of Undersaturated Coal Seam Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers.
- [17] KRAUSE & BENSON, S. M. 2015. Accurate Determination of Characteristic Relative Permeability Curves. Elsevier, 13.
- [18] LAUBACH, S. E., MARRETT, R. A., OLSON, J. E. & SCOTT, A. R. 1998. Characteristics and origins of coal cleat: A review. *International Journal of Coal Geology*, 35, 175-207.
- [19] LU, M. & CONNELL, L. 2010. Dual Porosity Processes In Coal Seam Reservoirs. Society of Petroleum Engineers.
- [20] MAVKO, B. B., HANSON, M. E., NIELSEN, P. E. & LOGAN, T. L. 1986. Hydraulic Fracture Model For Application To Coal Seams. American Rock Mechanics Association.
- [21] MAZUMDER, S., PLUG, W.-J. & BRUINING, H. Capillary Pressure and Wettability Behavior of Coal - Water - Carbon Dioxide System. Society of Petroleum Engineers.
- [22] MORA, C. A. & WATTENBARGER, R. A. 2009. Comparison of Computation Methods for CBM Performance.
- [23] NSW 2015. Coal seam gas - glossary of terms. *Water: Journal of the Australian Water Association*, 42, 6-7.
- [24] PAN, Z. & CONNELL, L. D. 2012. Modelling Permeability for Coal reservoirs: A Review of Analytical Models and Testing Data. *International Journal of Coal Geology* 92:1-44.
- [25] PAN, Z., CONNELL, L. D., CAMILLERI, M. & CONNELLY, L. 2010. Effects of matrix moisture on gas

- diffusion and flow in coal. *Fuel*, 89, 3207-3217.
- [26] PENG, D.-Y. & ROBINSON, D. B. 1976. A New Two-Constant Equation of State.
- [27] PETROWIKI. 2015. real Gases [Online]. Petrowiki. Available: http://petrowiki.org/Real_gases.
- [28] PRICE HS & AA, A. 1972. A mathematical model simulating flow of methane and water in coal mine systems.
- [29] PURL, R., EVANOFF, J. C. & BRUGLER, M. L. 1991. Measurement of Coal Cleat Porosity and Relative Permeability Characteristics. Society of Petroleum Engineers.
- [30] RIEKE III, H. H., RIGHTMIRE, C. T. & FERTEL, W. H. 1981. Evaluation of Gas-Bearing Coal Seams.
- [31] SALMACHI, A., HAGHIGHI, M., BEDRIKOVETSKY, P. G. & XU, C. 2011. Thermal Gas Recovery from Coal Seam Gas Reservoirs Using Underground Coal Gasification. Society of Petroleum Engineers.
- [32] SEIDLE, J. 2011. Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering, Tulsa, Okla, PennWell Corp. 4-5
- [33] SHAHTALEBI, A., KHAN, C., DMYTERKO, A., SHUKLA, P. & RUDOPH, V. 2016. Investigation of Thermal Stimulation of Coal Seam Gas Fields for Accelerated Gas Recovery. Elsevier, 13.
- [34] TRENDS, O. A. E. 2009. GAS AND POWER: Queensland banks on coal-seam gas exports. *Oil and Energy Trends*, 34, 7.
- [35] TRUBE, A. S. 1957. Compressibility of Natural Gases. 70-71.
- [36] YU, W., SEPEHRNOORI, K. & PATZEK, T. W. 2016. Modeling Gas Adsorption in Marcellus Shale With Langmuir and BET Isotherms.