

**DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DEL ACUÍFERO EN FORMACIONES  
GASÍFERAS**



**VICTOR ALFONSO ANDRADE QUIROS  
JORGE ANDRES TOVAR MUÑOZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2013**

**DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DEL ACUÍFERO EN FORMACIONES  
GASÍFERAS**



**VICTOR ALFONSO ANDRADE QUIROS  
JORGE ANDRES TOVAR MUÑOZ**

**Trabajo de grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director: FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO**

**Doctor en Ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2013**

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

---

**Director del proyecto**

---

**Firma del jurado**

---

**Firma del jurado**

**Neiva, Octubre de 2013**

## Tabla de contenido

	Pág.
<b>Resumen</b>	12
<b>Abstract</b>	13
<b>Introducción</b>	14
<b>1. ANTECEDENTES TEÓRICOS</b>	15
1.1. Yacimientos de gas natural	15
1.2. Clasificación de los yacimientos de gas natural	16
1.2.1. Yacimientos de gas condensado retrogrado	16
1.2.2. Yacimientos de gas húmedo	18
1.2.3. Yacimientos de gas seco	19
1.3. Yacimientos de gas volumétricos y no volumétricos	20
1.3.1. Yacimientos de gas volumétricos	20
1.3.2. Yacimientos de gas no volumétricos	20
1.4. Acuíferos	21
1.4.1. Geometrías de flujo	21
1.4.1.1. Empuje lateral	21
1.4.1.2. Empuje lineal	22
1.4.1.3. Empuje de fondo	22
1.5. Cálculos volumétricos para yacimientos de gas seco con intrusión De agua	23
1.6. Ecuación de balance de materia para yacimientos de gas	24
1.6.1. Ecuación de balance de materia para yacimientos de gas volumétricos	25
1.6.2. Ecuación de balance de materia para yacimientos de gas no volumétricos	26
<b>2. SIMULACIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS CONVENCIONAL NO VOLUMÉTRICO</b>	29
2.1. Descripción del modelo	30
2.1.1. Dimensiones del modelo	31
2.1. Propiedades utilizadas para el modelo de simulación numérica	32
2.1.1 Propiedades petrofísicas	32

2.1.2	Propiedades de los fluidos	34
2.2.	Resultados gráficos generados por la simulación numérica	36
2.2.1	Comportamiento de la presión	36
2.2.2	Comportamiento del agua producida	38
2.2.3	Comportamiento de la intrusión de agua	40
2.2.4	Comportamiento del gas producido acumulado	42
<b>3.</b>	<b>ANÁLISIS Y DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL RADIO DE ACUÍFERO EN YACIMIENTOS DE GAS.</b>	<b>44</b>
3.1.	Metodología.	44
2.1.1	Normalización	46
2.1.2	Selección de puntos máximos	47
2.1.3	Determinación de pendientes mediante valores representativos	48
2.1.4	Ponderación de pendientes	50
3.2.	Generación de curvas tipo para determinación de relación de radio entre yacimiento de gas y acuífero ( $r_d/r_e$ ).	51
3.3.	Correlación para la determinación de la relación de radios entre yacimiento de gas y acuífero.	53
3.4.	Rango de aplicabilidad para la correlación	54
<b>4.</b>	<b>VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN</b>	<b>56</b>
4.1.	Modelo sintético generado por simulación.	56
4.2.	Validación mediante ejemplo de la literatura.	59
<b>5.</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>62</b>
<b>6.</b>	<b>Recomendaciones</b>	<b>63</b>
<b>7.</b>	<b>Bibliografía</b>	<b>64</b>

## Lista de figuras

Figura 1. Yacimiento de gas natural convencional	16
Figura 2. Diagrama de fases para el gas retrógrado	17
Figura 3. Producción de condensado y GOR en un pozo colombiano	17
Figura 4. Variación en el porcentaje de $C_{7+}$ de acuerdo a la relación gas petróleo inicial (condensados)	18
Figura 5. Diagrama de fases para el gas húmedo	19
Figura 6. Variación del porcentaje de $C_{7+}$ de acuerdo la relación gas petróleo inicial (gas húmedo)	19
Figura 7. Diagrama de fases para el gas seco	20
Figura 8. Empuje hidráulico lateral	22
Figura 9. Empuje hidráulico lineal	22
Figura 10. Empuje hidráulico de fondo	23
Figura 11. Efecto del agua intruida en el cálculo del G	27
Figura 12. Modelo de acuífero de Pot.	28
Figura 13. Representación esquemática de un yacimiento de gas delimitado por un acuífero.	30
Figura 14. Modelo numérico para $r_a/r_e=2$ .	32
Figura 15. Curvas de permeabilidad relativa al gas y agua para los modelos de simulación.	33
Figura 16. Viscosidad en función de la presión	35
Figura 17. Factor de desviación Z en función de la presión.	35
Figura 18. Comportamiento de la Presión para el caso de simulación 1	36
Figura 19. Comportamiento de la Presión para el caso de simulación 2	37
Figura 20. Comportamiento de la Presión para el caso de simulación 3	38
Figura 21. Comportamiento del agua producida para el caso de simulación 1	39

Figura 22. Comportamiento del agua producida para el caso de simulación 2	39
Figura 23. Comportamiento del agua producida para el caso de simulación 3	40
Figura 24. Comportamiento del agua intruida para el caso de simulación 1	41
Figura 25. Comportamiento del agua intruida para el caso de simulación 2	41
Figura 26. Comportamiento del agua intruida para el caso de simulación 3	42
Figura 27. Comportamiento del gas producido para el caso de simulación 1 y 2	43
Figura 28. Comportamiento del gas producido para el caso de simulación 3	43
Figura 29. Gráfica de la EBM para el caso de simulación 1	44
Figura 30. Gráfica de la EBM para el caso de simulación 2	45
Figura 31. Gráfica de la EBM para el caso de simulación 3	45
Figura 32. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para $r_a/r_e = 1$ .	48
Figura 33. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para $r_a/r_e = 2$ .	48
Figura 34. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para $r_a/r_e = 3$ .	48
Figura 35. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para $r_a/r_e = 4$ .	48
Figura 36. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para $r_a/r_e = 5$ .	49
Figura 37. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para $r_a/r_e = 6$ .	49
Figura 38. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para $r_a/r_e = 7$ .	49
Figura 39. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para $r_a/r_e = 8$ .	49
Figura 40. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para $r_a/r_e = 9$ .	49
Figura 41. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para $r_a/r_e = 10$ .	49
Figura 42. Curva tipo para la determinación de la relación $r_a/r_e$ .	52

Figura 43. Modelo lineal representativo para el ejemplo de validación.	58
Figura 44. Grafica normalizada para la determinación de la pendiente.	61



## Lista de tablas

Tabla 1. Parámetros diferenciales para los modelos de simulación.	30
Tabla 2. Dimensionamiento de la malla de simulación.	31
Tabla 3. Permeabilidad relativa al gas.	33
Tabla 4. Permeabilidad relativa al agua.	33
Tabla 5. Propiedades del agua	34
Tabla 6. Densidad de los fluidos a condiciones de superficie.	34
Tabla 7. Factor de desviación y viscosidad del gas.	34
Tabla 8. Valores representativos de $r_a/r_e$ para modelos 1,2 y 3.	47
Tabla 9. Ponderación de pendientes.	50
Tabla 10. Valores del modelo lineal $Y=mx+b$ , con $b=1$ .	51
Tabla 11. Datos de alimentación para software estadístico.	53
Tabla 12. Datos generados en la simulación para el ejemplo de validación.	56
Tabla 13. Normalización de los datos para el ejemplo de aplicación.	57
Tabla 14. Datos del ejemplo tomado de la literatura para validación.	59
Tabla 15. Normalización para el ejemplo tomado de la literatura.	60

## Nomenclatura

$A$	Área del yacimiento, Acre-ft
$B_w$	Factor volumétrico del agua, stb/rsb
$B_g$	Factor volumétrico del gas, bbl/scf
$B_{ga}$	Factor volumétrico del gas a presión de abandono, bbl/scf
$B_{gi}$	Factor volumétrico inicial del gas, bbl/scf
$C_t$	Compresibilidad total, 1/psia
$C_r$	Compresibilidad de la roca, 1/psia
$G$	Gas original en sitio, scf
$G_a$	Gas remanente en el yacimiento a tiempo de abandono, scf
$G_p$	Gas producido acumulado, scf
$h$	Espesor del yacimiento, ft
$K$	Permeabilidad de la formación, md
$n_i$	Moles de gas inicial en el yacimiento
$n_f$	Moles de gas remanentes
$n_p$	Moles producidas
$P$	Presión de yacimiento, psia
$P_i$	Presión de yacimiento, psia
$P_{sc}$	Presión a condiciones estándar, psia
$S_{gi}$	Saturación de gas inicial, adimensional
$S_{wi}$	Saturación de agua inicial, adimensional
$S_{gr}$	Saturación de gas residual, adimensional
$T$	Temperatura de yacimiento, °F
$T_{sc}$	Temperatura a condiciones estándar, °F

$T_{cr}$	Temperatura crítica, °F
$T_R$	Temperatura de yacimiento, °F
$R$	Abreviatura para $r_a/r_e$
$r_a$	Radio de acuífero, ft
$r_e$	Radio de yacimiento, ft
$r_a/r_e$	Relación entre el radio de acuífero y radio de yacimiento de gas, adimensional
$V_p$	Volumen porosidad, rcf
$W_e$	Agua intruida, stb
$W_i$	Agua inicial en acuífero, stb
$W_p$	Agua producida, STB
$Z$	Factor de desviación del gas, adimensional
$Z_{sc}$	Factor a condiciones estándar, adimensional
$\mu_g$	Viscosidad del gas, cp
$\mu_a$	Viscosidad del agua, cp
$\phi$	Porosidad de la formación

## RESUMEN

Algunos yacimientos de gas y petróleo están en contacto de manera parcial o total con acuíferos. Estos pueden ser muy grandes (acuíferos infinitos), o tan pequeños (acuíferos finitos) que su efecto sobre el comportamiento del yacimiento se considera a veces insignificante. La presencia de estos acuíferos es evidenciada en algunos casos por la producción de agua,  $W_p$ , o la leve caída de presión en el yacimiento (debido a la reacción del acuífero), sin embargo en muy pocas ocasiones se conoce el tamaño de estas unidades geológicas.

Como se ha visto, el recobro de un yacimiento de gas limitado por un acuífero, puede ser pobre (50-70% del GOES, en algunos casos) debido a las altas saturaciones de gas residual que queda atrapado por el agua proveniente de los acuíferos.

Estos factores de recobro pueden ser incrementados mejorando la tasa y forma de producción de los pozos, pero también puede hacerse si las propiedades del yacimiento y el acuífero son conocidas. Tales propiedades como el tamaño del acuífero, influyen ampliamente en la intrusión de agua en el yacimiento.

El resultado de este estudio es presentado luego a través de una correlación que permita al usuario de forma rápida la estimación del tamaño de un acuífero con empuje de fondo, conociendo propiedades del yacimiento, acuífero y datos de producción.

## ABSTRACT

Some gas and oil reservoirs are partially or fully contacted with aquifers, these aquifers may be very large (infinite aquifers systems), or they may be such small (finite aquifers systems) that their effect on a gas or oil reservoirs performance is negligible. Sometimes, the presence of these aquifers is evidenced by water production,  $W_p$ , or a light reservoir pressure drop (due to aquifers support), however, hardly ever the size of these geologic units is known.

The recovery factor of a water drive gas reservoir may be poor (frequently 50-70% of the OGIP) due to high residual gas saturations trapped by water encroachment.

These recovery factors can be performed by improving the wells' rate and their way of production, also it can be, if the aquifer and reservoir properties are well known, such properties as the size of the aquifer which influences water encroachment.

The result of this work is presented through a correlation that allows a fast way to estimate the size of a bottom drive aquifer, taking into account reservoir and aquifer properties and production data.

## INTRODUCCIÓN

La simulación de yacimientos es una herramienta muy útil en Ingeniería de Petróleos, ya que ésta ayuda a visualizar fenómenos que ocurren ó que pueden llegar a ocurrir en el yacimiento y evaluar su conveniencia.

El objetivo de este estudio es efectuar diferentes corridas en el simulador Eclipse 100 (simulador de aceite negro y gas seco) para simular un yacimiento de gas seco convencional influenciado por un acuífero durante la producción, con la intención de observar el comportamiento de distintas variables y parámetros para correlacionarlos y poder estimar el tamaño del acuífero que influye en el yacimiento de gas. Los resultados obtenidos serán discutidos y analizados de acuerdo a la literatura existente.

El estudio está dividido en dos partes: la primera, muestra aspectos interesantes que fueron observados cuando diferentes corridas en el simulador Eclipse 100 se llevaron a cabo en un modelo de simulación básico o simple. Los resultados de variar la relación de radios acuífero-yacimiento, contrastando variables que según la literatura dominan el efecto de la intrusión de agua como la permeabilidad y el caudal de producción de gas.

La segunda parte del estudio consiste en analizar los resultados obtenidos de las corridas realizadas en Eclipse 100 en la primera parte, seleccionar los más representativos para el estudio, y graficarlos teniendo en cuenta los conceptos de la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas no volumétricos, para hallar una correlación en la que utilizando datos de producción e intrusión se permita estimar el tamaño del acuífero que está intruyendo a un yacimiento de gas convencional.

## 1. ANTECEDENTES TEORICOS

Muchos estudios existentes en la literatura explican y modelan analítica y numéricamente no más allá de las diferentes formas de intrusión de agua en yacimientos de hidrocarburos, y su efecto en los datos de producción. Pero aquellos relacionados con el fin de estimar el volumen aproximado de la unidad geológica de donde es proveniente el agua invasora (acuíferos) son relativamente muy pocos.

Targac, Wattenbarger & Startzman (1990), desarrollaron 2 curvas tipo AIF (Acuifer-influence function) para acuíferos, que fueron aplicadas en 32 yacimientos de gas Estadounidenses. Una función de influencia de acuífero (AIF), se puede calcular a partir del histórico de producción y presión de un yacimiento de gas. La AIF es única para un acuífero y puede ser analizar para determinar el tamaño del acuífero y otra información.

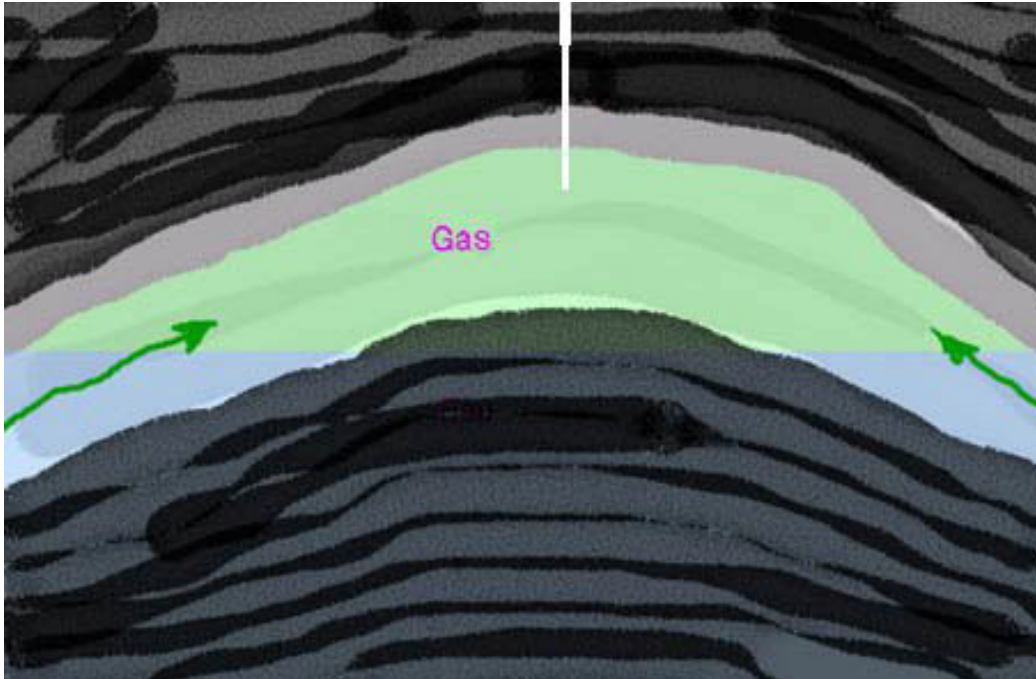
Se puede estimar el tamaño de un acuífero mediante el uso de la pendiente resultante de graficar en un plano cartesiano la AIF Vs el tiempo (meses), y la siguiente ecuación:

$$V_p = \frac{1}{mC_i}$$

El volumen poroso calculado, es el volumen poroso del acuífero que está adyacente al yacimiento de gas. Este cálculo aplica para cualquier geometría de acuífero, si el acuífero se encuentra en estado pseudoestable. En el caso de acuífero infinito activo el tamaño puede ser calculado con la pendiente de un valor tardío de la AIF.

### 1.1 Yacimientos de gas natural

Los yacimientos de gas son aquellos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo. En general si la temperatura del yacimiento es superior a la temperatura crítica del sistema de hidrocarburos, el yacimiento se clasifica como un yacimiento de gas natural.



**Figura 1. Yacimiento de gas natural convencional. Tomado de <http://www.damascuscitizensforsustainability.org/2011/12/how-fracked-gas-wells-become-a-conduit-of-pollution/>**

## 1.2 Clasificación de los yacimientos de gas natural

El gas natural puede ser clasificado con base en sus fases y según las condiciones de yacimiento en 3 categorías:

- Yacimientos de gas condensado retrógrado.
- Yacimientos de gas húmedo.
- Yacimientos de gas seco.

### 1.2.1 Yacimientos de gas condensado retrógrado

Si la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentérmica los fluidos del yacimiento son de gas condensado retrógrado.

El punto crítico está bien por debajo y a la izquierda de la envolvente. Esto es el resultado de gases retrógrados que contienen muy pocos hidrocarburos pesados. La  $T_{cr} < T_R$  y el punto cricondentérmico es mayor que  $T_R$ . A medida que la presión cae, el líquido, normalmente claro, se condensa y se forma líquido en el yacimiento, el cual normalmente no fluye y no puede producirse. La gravedad  $API > 60$  y se incrementa a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío. El líquido es ligeramente colorado, marrón, anaranjado, verduzco o transparente. También se les llama condensados.



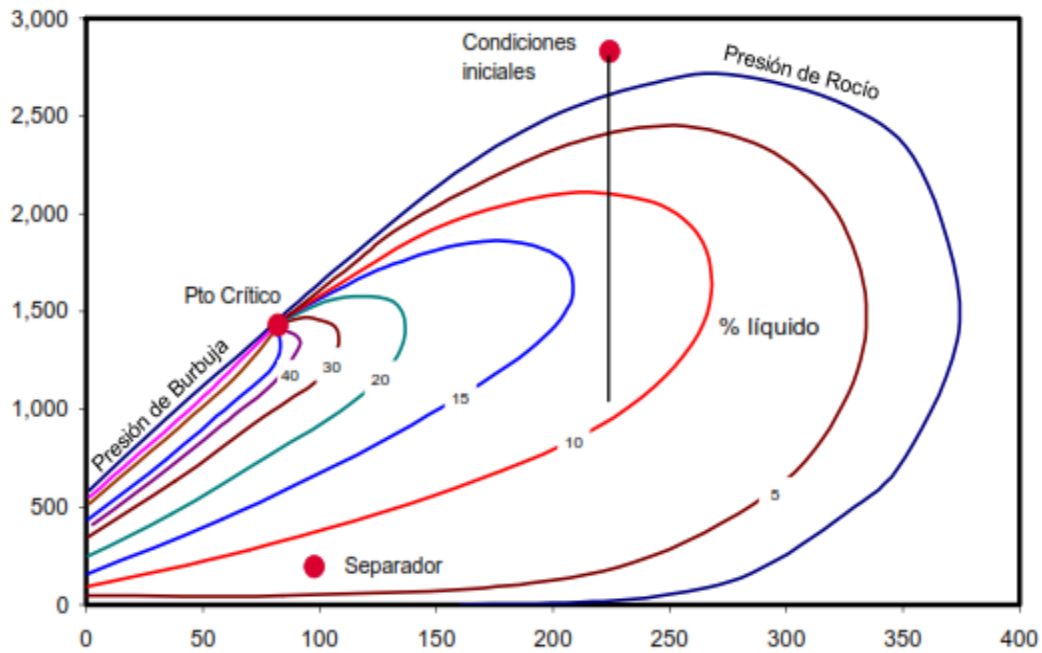


Figura 2. Diagrama de fases para el gas retrógrado. Tomado de “Fundamentos de ingeniería de yacimientos”, Escobar, Freddy H.

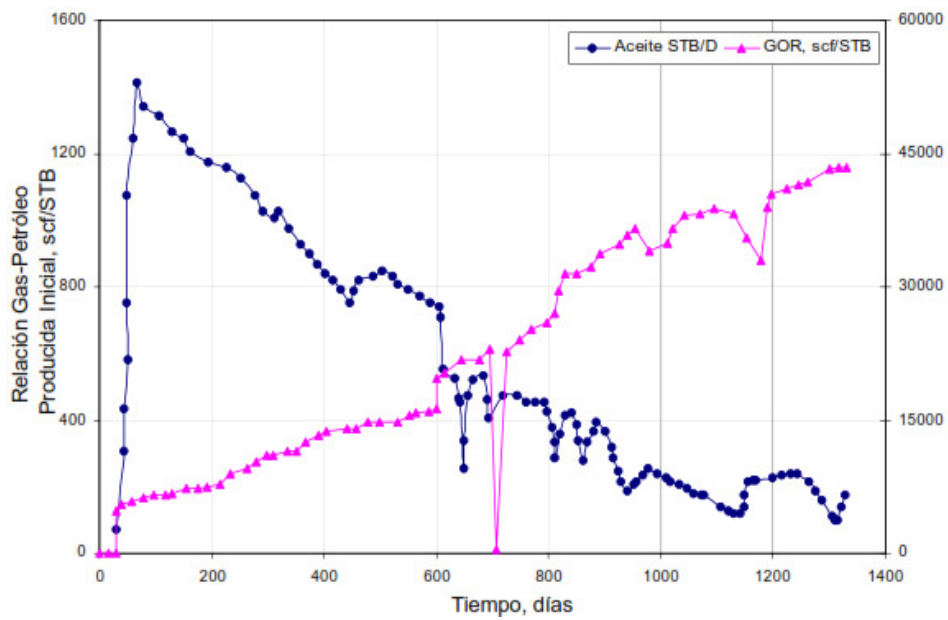
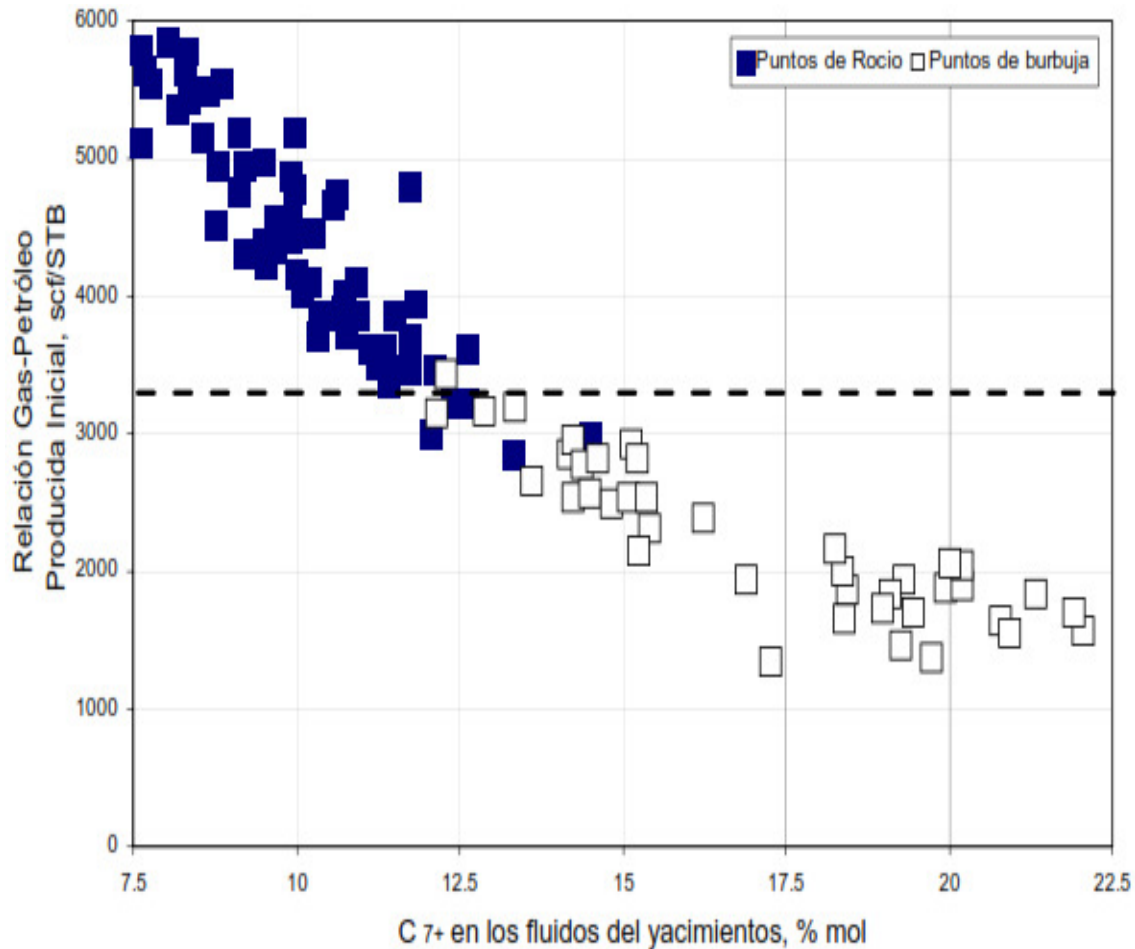


Figura 3. Producción de condensado y GOR en un pozo colombiano. Tomado de “Fundamentos de ingeniería de yacimientos”, Escobar, Freddy H.



**Figura 4. Variación en el porcentaje de  $C_{7+}$  de acuerdo a la relación gas petróleo inicial (condensados). Tomado de “Fundamentos de ingeniería de yacimientos”, Escobar, Freddy H.**

### 1.2.2 Yacimientos de gas húmedo

Todo el diagrama de fases de la mezcla de hidrocarburos con moléculas predominantemente pequeñas yacen debajo de la temperatura del yacimiento. La línea de presión no entra en la envolvente y por tanto no se forma líquido en el yacimiento, pero si en superficie (dos fases). La gravedad, mayor de 60 API, de los líquidos es similar a la de los gases retrógrados. La gravedad se mantiene constante y el color de los líquidos es transparente. Presentan  $GOR > 15000$  pcs/STB y permanece constante durante toda la vida del yacimiento. Se producen menos de 60 STB crudo por cada millón de pies cúbicos normales de gas.

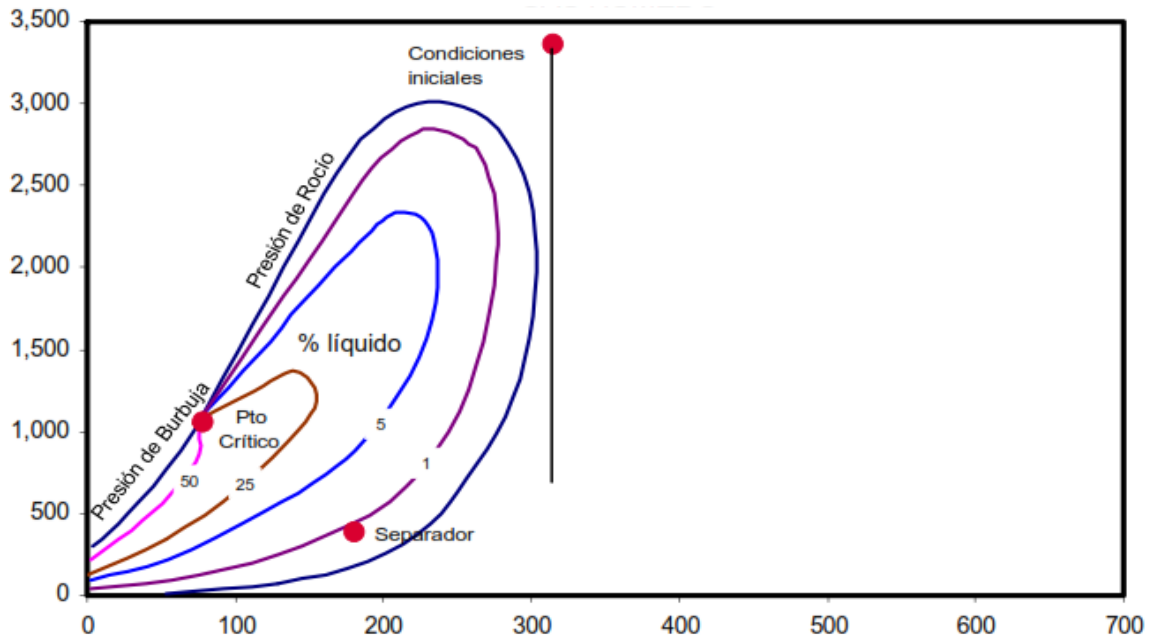


Figura 5. Diagrama de fases para el gas húmedo. Tomado de “Fundamentos de ingeniería de yacimientos”, Escobar, Freddy H.

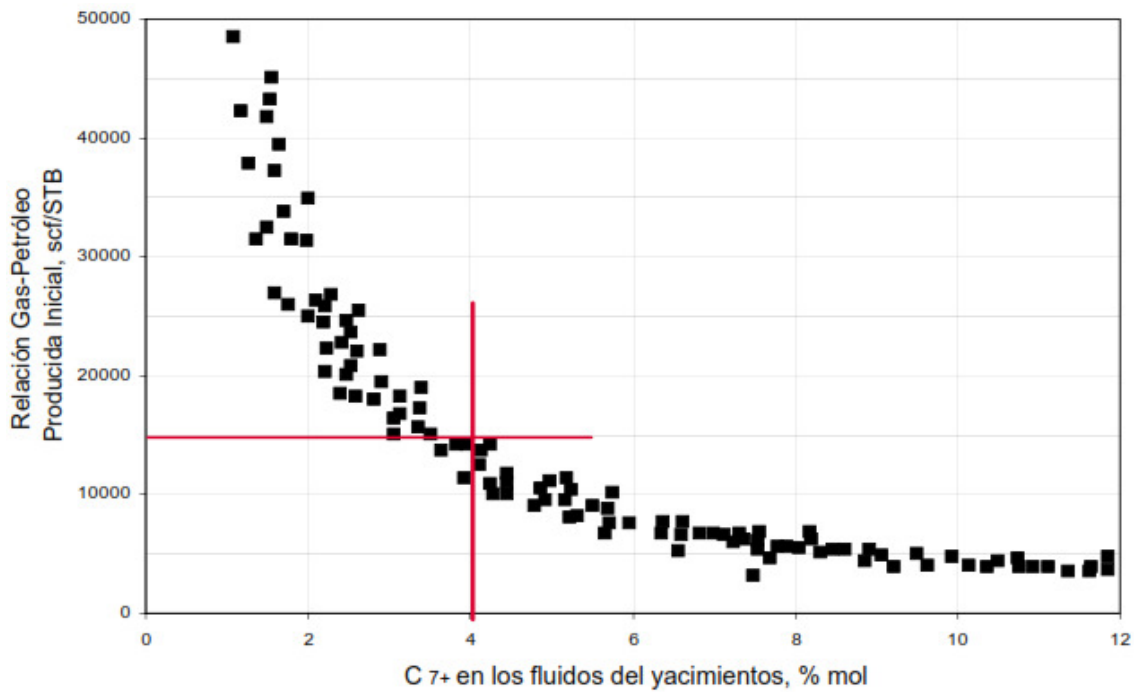


Figura 6. Variación del porcentaje de  $C_{7+}$  de acuerdo la relación gas petróleo inicial (gas húmedo). Tomado de “Fundamentos de ingeniería de yacimientos”, Escobar, Freddy H.

### 1.2.3 Yacimientos de gas seco

Está formado principalmente por metano y algunos intermedios. El diagrama de fases muestra una mezcla de hidrocarburos gaseosa tanto en superficie como en el yacimiento. No hay presencia de líquidos ni en yacimiento ni superficie. Sin embargo, a temperaturas criogénicas, menores de 50 °F, se puede obtener líquidos de estos gases. La EBM puede aplicarse tanto a gases secos como a gases húmedos para determinar gas original in-situ y predecir reservas de gas.

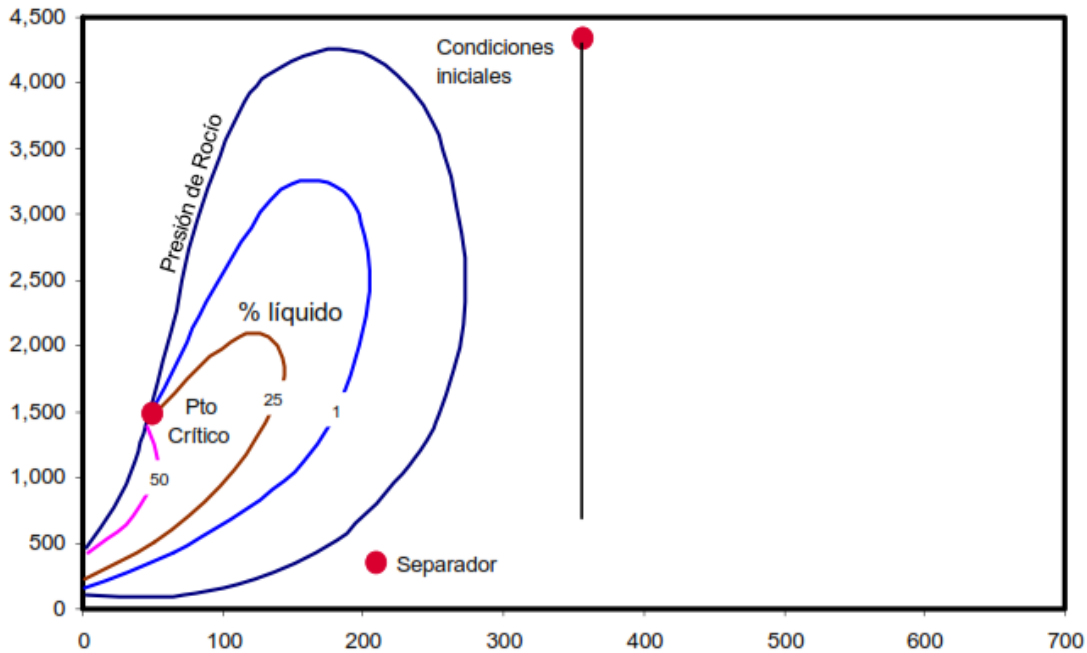


Figura 7. Diagrama de fases para el gas seco. Tomado de “Fundamentos de ingeniería de yacimientos”, Escobar, Freddy H.

### 1.3 Yacimientos de gas volumétricos y no volumétricos

De acuerdo a la variación del volumen originalmente disponible para los hidrocarburos, en este caso el volumen disponible para el gas, el yacimiento de gas puede clasificarse como yacimiento de gas volumétrico y no volumétrico.

#### 1.3.1 Yacimientos de gas volumétricos

Los yacimientos de gas volumétricos se consideran como sistemas totalmente aislados y cerrados, con un volumen poroso aproximadamente constante. Para los yacimientos de gas volumétricos, se asume que el yacimiento no recibe soporte de presión o fluidos significativos de fuentes externas, tales como intrusión de agua o capas de lutitas adyacentes. En la práctica, hay relativamente muy pocos

yacimientos de gas realmente volumétricos tal como su definición. La clasificación de un yacimiento de gas como volumétrico, permite la aplicación de simples suposiciones para cuantificar el volumen de hidrocarburos *in situ* y predecir el comportamiento del yacimiento.

### **1.3.2 Yacimientos de gas no volumétricos**

Los yacimientos de gas con intrusión de agua, son yacimientos no volumétricos, en los cuales agua proveniente principalmente de un acuífero vecino invade el espacio poroso del yacimiento de gas. La potencia del acuífero puede ser clasificada cualitativamente como débil y/o fuerte dependiendo de la rata de intrusión de agua en el yacimiento. Un acuífero con un débil potencial indica que la tasa de intrusión de agua del acuífero al yacimiento es relativamente baja, mientras que una fuerte influencia del acuífero indica alta rata de intrusión.

### **1.4 Acuíferos**

Muchos yacimientos están limitados parcial o totalmente por rocas saturadas con agua, denominadas acuíferos. Los acuíferos pueden ser muy grandes en comparación con el yacimiento adyacente, caso en el cual se consideran de extensión infinita. También pueden ser tan pequeños que su efecto sobre el comportamiento del yacimiento puede considerarse insignificante.

Una caída de presión en el yacimiento hace que el acuífero reaccione para contrarrestar o retardar la declinación en la presión, suministrando una invasión o intrusión de agua que puede ocurrir debido a:

- Expansión de agua.
- Expansión de otras acumulaciones conocidas o ignoradas en el acuífero.
- Compresibilidad de la roca del acuífero.
- Flujo artesiano, cuando el acuífero se eleva por encima del yacimiento.

Desde el punto de vista analítico el acuífero puede considerarse como una unidad independiente que suministra agua al yacimiento debido a las variaciones con tiempo de la presión en el límite, es decir, la presión promedio en el contacto petróleo-agua o gas-agua. La presión en el límite, por lo general, es más alta que la presión promedio del yacimiento; sin embargo, algunos casos no presentan diferencia alguna entre las dos, y la presión promedio del yacimiento se emplea como la presión promedio en el límite.

### 1.4.1 Geometrías de flujo

Los sistemas yacimiento-acuífero, pueden ser clasificados con base en la geometría de flujo en que se da la intrusión de agua, así:

- Empuje hidráulico lateral.
- Empuje hidráulico de fondo.
- Empuje hidráulico lineal.

#### 1.4.1.1 Empuje hidráulico lateral

Como se muestra en la figura 8 el agua se mueve dentro de los flancos del yacimiento como resultado de la producción de hidrocarburos y la caída de presión en la frontera yacimiento-acuífero. El flujo es esencialmente radial y el flujo en dirección vertical es insignificante.

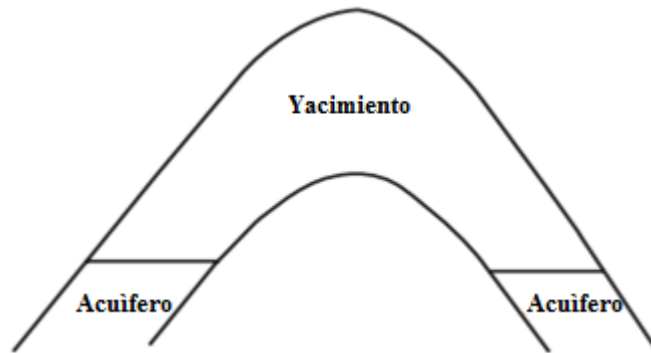


Figura 8. Empuje hidráulico lateral. Tomado de “Advanced reservoir engineering”, Ahmed, Tarek.

#### 1.4.1.2 Empuje hidráulico lineal

En la geometría de empuje hidráulico lineal, la intrusión se da desde un flanco del yacimiento. El flujo es estrictamente lineal con una sección de área transversal constante.

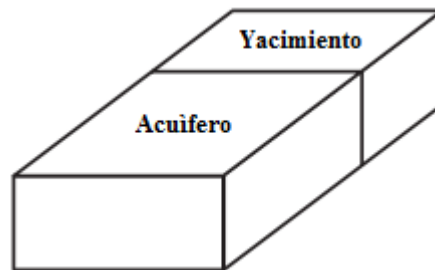


Figura 9. Empuje hidráulico lineal. Tomado de “Advanced reservoir engineering”, Ahmed, Tarek.

### 1.4.1.3 Empuje hidráulico de fondo

El empuje hidráulico de fondo ocurre en yacimientos de gran superficie y con suaves caídas de presión en la frontera yacimiento-acuífero, la cual está completamente por debajo del yacimiento. El flujo principalmente es radial y en contraste con el empuje lateral, el empuje de fondo tiene un significativo flujo vertical.

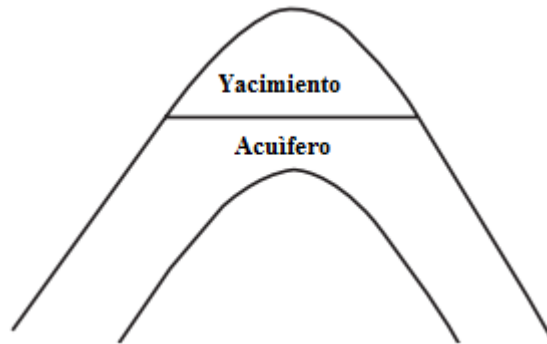


Figura 10. Empuje hidráulico de fondo. Tomado de “Advanced reservoir engineering”, Ahmed, Tarek.

## 1.5 Cálculos volumétricos para yacimientos de gas seco con intrusión de agua

Suponiendo que el agua proveniente de un acuífero vecino, ha invadido un yacimiento de gas, se asume que el volumen poroso disponible para el gas en el yacimiento ha sido ocupado por el volumen de agua que invadió el yacimiento y que no fue producida. Sobre la base de las anteriores suposiciones, los métodos volumétricos se pueden usar para estimar el volumen total de gas producido. El gas original en sitio de un yacimiento es:

$$G = \frac{7758 * A * h * (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \quad (1)$$

Al tiempo de abandono, el gas remanente en el yacimiento,  $G_a$  está dado por:

$$G_a = \frac{7758 * A * h * \phi * S_{gr}}{B_{ga}} \quad (2)$$

El gas producido acumulado,  $G_p$ , es igual a:

$$G_p = G - G_a \quad (3)$$

Sustituyendo las ecuaciones 1 y 2 en la ecuación 3:

$$G_p = 7757 * A * h * \phi * \left( \frac{S_{gi}}{B_{gi}} - \frac{S_{gr}}{B_{ga}} \right) \quad (4)$$

En la ec. (4)  $S_{gi} = 1 - S_{wi}$ . El factor de recobro del gas, R, esta dado por:

$$R = \frac{G_p}{G} = \frac{\frac{S_{gi}}{B_{gi}} - \frac{S_{gr}}{B_{ga}}}{\frac{S_{gi}}{B_{gi}}} = \left( 1 - \frac{S_{gr} * B_{gr}}{S_{gi} * B_{ga}} \right) \quad (5)$$

Las saturaciones de gas residual son difíciles de determinar tanto en el laboratorio como con correlaciones. En el mejor de los casos, ésta puede estimarse realizando pruebas a los núcleos extraídos del yacimiento. En ausencia de datos de laboratorio se pueden utilizar correlaciones, pero deben usarse con mucho cuidado ya que se debe tener seguridad de que la correlación utilizada sea la apropiada para el modelo bajo análisis.

## 1.6 Ecuación de balance de materia para yacimientos de gas

La ecuación de balance de materia es una herramienta fundamental en la ingeniería de yacimientos. Si existe disponibilidad suficiente de datos históricos de presión y producción; el gas original en sitio, la presión inicial y las reservas de gas pueden ser calculados sin conocer el área del yacimiento  $A$ , el espesor  $h$ , la porosidad  $\phi$  o la saturación de agua  $S_w$ . Lo anterior puede ser logrado realizando un balance molar o de masa de gas, así:

$$n_p = n_i - n_f \quad (6)$$

Donde:

$n_p$  = moles de gas producidos.

$n_i$  = moles de gas iniciales en el yacimiento.

$n_f$  = moles de gas remanentes en el yacimiento.



Si se representa el yacimiento como un recipiente de gas ideal, las moles de gas en la ecuación 6 pueden ser reemplazadas por sus equivalentes usando la ley de los gases reales:

$$n_p = \frac{p_{sc} G_p}{Z_{sc} RT_{sc}} \quad (7)$$

$$n_i = \frac{p_i V}{ZRT} \quad (8)$$

$$n_f = \frac{p \left[ V - (W_e - B_w W_p) \right]}{ZRT} \quad (9)$$

Ahora sustituyendo las anteriores tres ecuaciones en la ecuación 6:

$$\frac{p_{sc} G_p}{RT_{sc}} = \frac{p_i V}{ZRT} - \frac{p \left[ V - (W_e - B_w W_p) \right]}{ZRT} \quad (10)$$

La ecuación 10 es esencialmente la ecuación general de balance de materia para yacimientos de gas. Esta puede ser expresada en numerosas formas dependiendo del tipo de aplicación y el mecanismo de empuje.

### 1.6.1 Ecuación de balance de materia para yacimientos de gas volumétricos

Para un yacimiento de gas volumétrico y asumiendo que no hay producción de agua, la ecuación 10 se reduce a:

$$\frac{p_{sc} G_p}{T_{sc}} = \left( \frac{p_i}{Z_i T} \right) V - \left( \frac{p}{ZT} \right) V \quad (11)$$

La ecuación 11 es comúnmente expresada en dos formas:

- En términos de  $p/Z$ :

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} - \left( \frac{p_{sc} T}{T_{sc} V} \right) G_p \quad (12)$$

- En términos del  $B_g$ :

Partiendo de la definición de  $B_{gi}$ :

$$B_{gi} = \frac{V}{G} = \frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{Z_i T}{p_i} \quad (13)$$

Se puede combinar la ecuación 12 con la ecuación 13 para tener la siguiente expresión:

$$G = \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}} \quad (14)$$

El gas original en sitio se puede calcular con la ecuación 14 para un yacimiento de gas volumétrico. Una vez se calcula el gas original en sitio ha sido calculado y la ausencia de intrusión de agua ha sido comprobada la misma ecuación puede usarse para hacer predicciones de producción de gas en función de la presión del yacimiento.

### 1.6.2 Ecuación de balance de materia para yacimientos de gas no volumétricos

Para los yacimientos de gas con intrusión de agua la ecuación de balance de materia de yacimientos volumétricos, ecuación 14, puede modificarse para incluir el agua intruida acumulada y el agua producida, así:

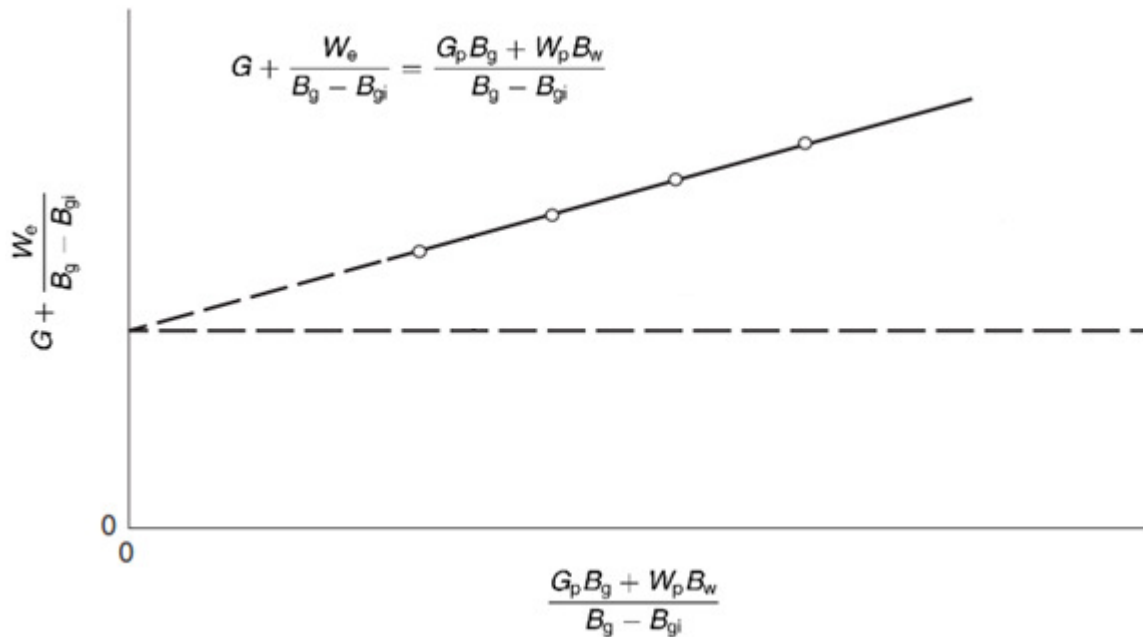
$$G = \frac{G_p B_g - (W_e - W_p B_w)}{B_g - B_{gi}} \quad (15)$$

Rearreglando los términos la ecuación 15 queda de la siguiente forma:

$$G + \frac{W_e}{B_g - B_{gi}} = \frac{G_p B_g + W_p B_w}{B_g - B_{gi}} \quad (16)$$

Si el yacimiento de gas tiene empuje de agua, entonces habrá 2 incógnitas en la ecuación de balance de materia, siempre y cuando los datos de producción, presión, temperatura y gravedad del gas se conozcan. Estas dos incógnitas son el gas original en sitio,  $G$ , y el agua intruida acumulada,  $W_e$ . De este modo para calcular el gas original en sitio,  $G$ , algunos métodos independientes para calcular el agua intruida acumulada,  $W_e$ , tienen que desarrollarse. Por otro lado, si lo que

se desea es conocer el agua intruida acumulada,  $W_e$ , se pueden utilizar valores del el gas original en sitio,  $G$ , hallados volumétricamente o con cualquier otro método, y de la ecuación 16 despejar el término  $W_e$ . Cualquiera de los parámetros anteriormente expuestos, también puede obtenerse si se cuenta con un simulador numérico, en donde se recree el proceso de producción del yacimiento de gas.



**Figura 11. Ecuación de balance de materia para yacimientos de gas no volumétricos, Tomado de “Advanced reservoir engineering”, Ahmed, Tarek.**

La figura 11 muestra el comportamiento de un yacimiento de gas, resultado de graficar la ecuación 16. Se presentan 2 casos: el yacimiento de gas producido bajo condiciones volumétricas (línea punteada horizontal) y el mismo yacimiento producido bajo la influencia de un acuífero activo (línea continua inclinada). Como se aprecia cuando el yacimiento de gas está produciendo en condiciones volumétricas se representa como una curva con comportamiento lineal de pendiente cero, ya que al no existir agua intruida,  $W_e$ , el término de la ordenada se mantiene constante en el valor de  $G$ . En cambio cuando el yacimiento está influenciado por un acuífero (yacimiento de gas no volumétrico) la gráfica obtenida deberá ser una curva de pendiente definida, ya que en esta vez además del,  $G$ , se adhiere el término  $W_e/(B_g - B_{gi})$ .

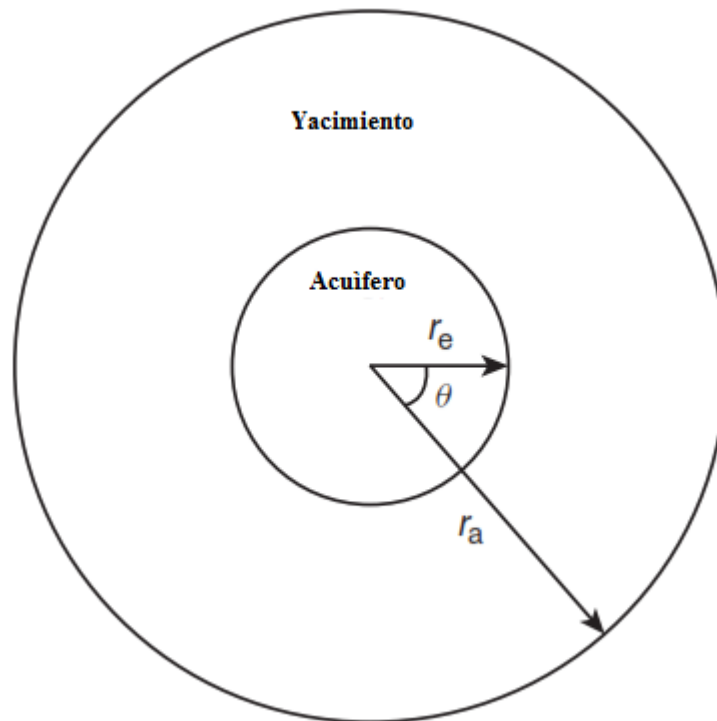
Uno de los factores que gobierna el término,  $W_e$ , es el tamaño del acuífero adyacente al yacimiento de gas. Esto puede ser apreciado en uno de los modelos

más simples para estimar la intrusión de agua, el modelo de acuífero de Pot<sup>2</sup>, que se presenta a continuación:

$$W_e = c_i W_i (p_i - p)$$

Donde,  $W_i$ , equivale a:

$$W_i = \left[ \frac{\pi (r_a^2 - r_e^2) h \phi}{5.615} \right]$$



**Figura 12. Modelo de acuífero de Pot. Tomado de “Advanced reservoir engineering”, Ahmed, Tarek.**

Se ve claramente que cuando existe un aumento en el radio del acuífero, el volumen inicial de agua del acuífero,  $W_i$ , será mayor y el agua intruida,  $W_e$ , también lo será, es decir en una determinada caída de presión la entrada de agua al yacimiento será proporcional al tamaño del acuífero.

## 2. SIMULACIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS CONVENCIONAL NO VOLUMÉTRICO

La simulación de un yacimiento se realiza subdividiendo representativamente en bloques de dimensiones y formas específicamente diseñadas, aplicando a cada bloque las leyes de la conservación de la materia para cada fluido contenido en el sistema y además la forma discretizada de la ley de Darcy. Adicionalmente se tienen en cuenta las propiedades PVT de los fluidos, los cambios de permeabilidad relativa con respecto a las saturaciones de los fluidos y otras relaciones físicas. El resultado de esta relación matemática es una serie de ecuaciones diferenciales parciales denominado modelo matemático, las cuales se resuelven por medio de un modelo numérico eficiente, el resultado es un conjunto de valores o gráficos que representan con gran precisión el comportamiento y/o futuro desempeño del yacimiento, todo esto permite al ingeniero planificar de una manera muy eficiente el desarrollo del yacimiento.

Este estudio busca determinar la variación de los parámetros  $W_e$ ,  $W_p$ , con respecto a diferentes relaciones de radio ( $r_a/r_e$ ), manteniendo constantes las propiedades del acuífero-yacimiento, para tales efectos se desarrolló un modelo numérico en el que se consideró los mecanismos de producción primarios que se refieren a las fuerzas naturales del yacimiento que hacen que los fluidos se muevan hacia el pozo y puedan producirse, para el modelo desarrollado los mecanismos que aplican son por: expansión de fluidos debido a la alta compresibilidad que presenta el gas y baja viscosidad permitiendo una mayor movilidad del gas hacia la cara del pozo en comparación a yacimientos de petróleo, el otro mecanismo es por empuje hidráulico de fondo debido a la presencia de un acuífero como se muestra en la grafica 13, cuando la presión del yacimiento de gas disminuye se origina la expansión del acuífero, desplazando de esta manera el gas hacia el pozo productor, la eficiencia de este tipo de empuje está controlada principalmente por el tamaño del acuífero y la permeabilidad de la roca. Esta consideración permite ir variando el radio del acuífero para obtener la variación de los parámetros deseados.

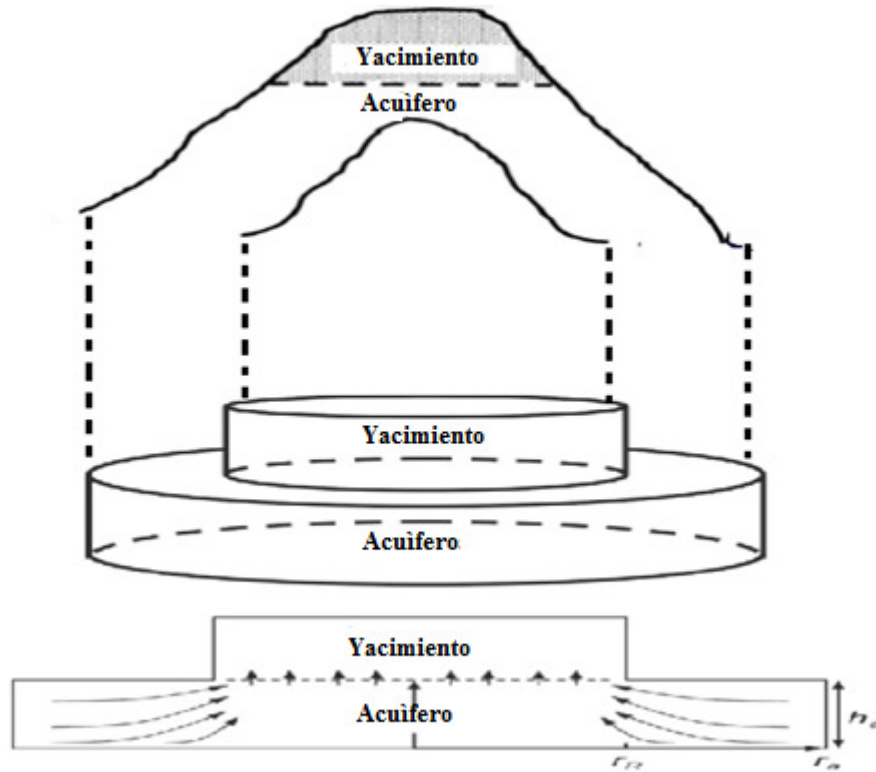


Figura 13. Representación esquemática de un yacimiento de gas delimitado por un acuífero. Tomado de “An analytical Aquifer Model for bottom-Water-drive Reservoirs”, Ahmadreza Khosravi.

## 2.1 Descripción del modelo

En este estudio se estructuró un modelo de gas seco, bifásico (gas-agua), radial, bloques centrados, empleando el simulador Eclipse E100. Se realizaron tres modelos con un total de diez corridas de simulación para cada uno, produciendo a caudal constante de gas, en donde se conservaron constantes las propiedades del yacimiento-acuífero variando únicamente el número de celdas en la dirección X, las cuales se fueron incrementando proporcionalmente hasta tener una relación de  $r_d/r_e = 10$ , los dos parámetros que diferenciaban los modelos fueron  $q_g$  y  $k$ , como se muestran en la tabla 4.

Tabla 1. Parámetros diferenciales para los casos de simulación

Caso	Caudal de producción de gas ( $q_g$ ), Mscf/Día	Permeabilidad ( $k$ ), md
1	300	100
2	400	100
3	400	500

Se simuló para un tiempo de 1800 días para los tres casos, con un pozo productor de 0.333 ft de radio, ubicado en el centro del yacimiento con un intervalo productor de 150 ft (5100 ft – 5250 ft).

### 2.1.1 Dimensiones del modelo

Para las diez corridas de simulación de cada uno de los tres modelos se conserva constante el radio del yacimiento de gas en 250 ft, por consiguiente el aumento de las celdas en la dirección X se debe exclusivamente a incrementar el radio del acuífero como se observa en la tabla 2.

**Tabla 2. Dimensionamiento de la malla de simulación**

Relación de $r_a/r_e$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Numero de celdas en la dirección X	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Numero de celdas en la dirección Y	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Numero de celdas en la dirección Z	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Radio yacimiento de gas, ft	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Radio de acuífero, ft	250	500	750	1000	1250	1500	1750	2000	2250	2500
Espesor yacimiento de gas, ft	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Espesor acuífero, Ft	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Profundidad al contacto gas, ft	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
Radio de pozo, ft	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33

La geometría de la malla se construyó con un valor de 50 ft para cada celda en dirección del radio X y en Z, por consiguiente las 5 primeras celdas en dirección X y Z corresponden al radio y espesor del yacimiento de gas con un valor 250 ft, para el ángulo en theta se dio un valor de 90°, la figura 14 muestra el modelo numérico para una relación  $r_a/r_e = 2$ .

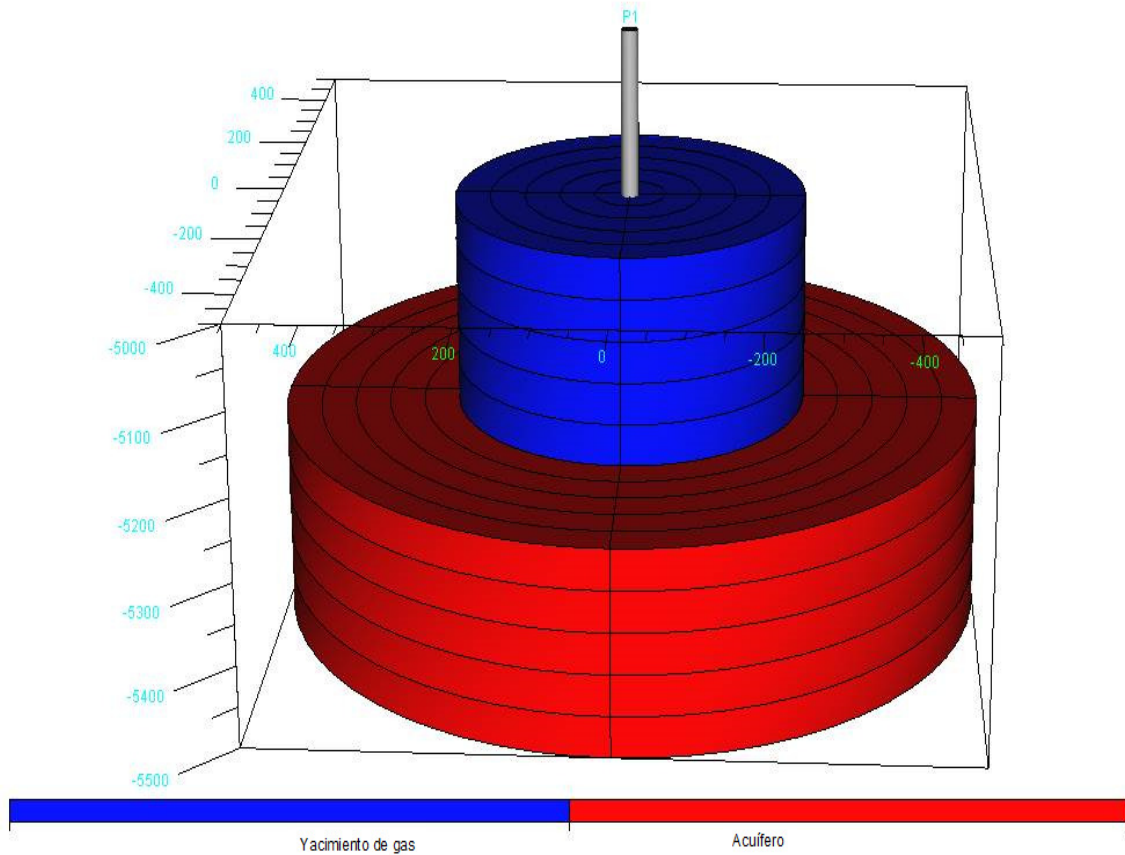


Figura 14. Modelo numérico para  $r_d/r_e=2$ . Tomado de simulador Eclipse

## 2.2. Propiedades gas-agua usadas para el modelo de simulación numérica.

### 2.2.1 Propiedades petrofísicas

Para el yacimiento de gas y el acuífero se asignó el mismo valor de porosidad, permeabilidad y compresibilidad de la roca para cada modelo:

$$k = 100 \text{ md}, 500 \text{ md}$$

$$\phi = 0.25$$

$$c_r = 10\text{E-}6 \text{ 1/psia @ } 2500 \text{ psia}$$

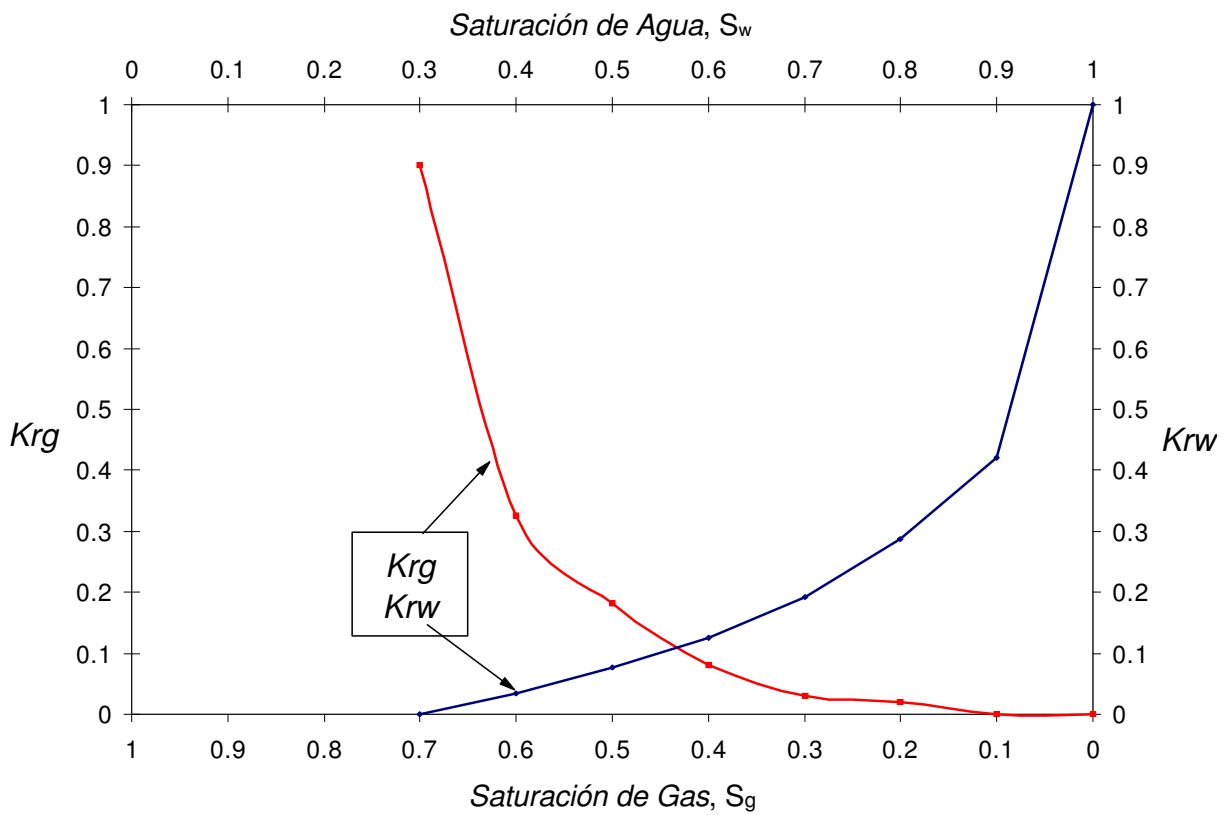


**Tabla 3. Permeabilidad relativa al gas**

$s_g$	$k_{rg}$	$p_c$
0	0	0
0.1	0	0
0.2	0.02	0
0.3	0.03	0
0.4	0.081	0
0.5	0.183	0
0.6	0.325	0
0.7	0.9	0

**Tabla 4. Permeabilidad relativa al agua**

$s_w$	$k_{rw}$	$p_c$
0.3	0	0
0.4	0.035	0
0.5	0.076	0
0.6	0.126	0
0.7	0.193	0
0.8	0.288	0
0.9	0.422	0
1	1	0



**Figura 15. Curvas de permeabilidad relativa al gas y agua para los modelos de simulación.**

### 2.2.2 Propiedades de los fluidos del yacimiento.

Presión inicial del yacimiento de gas 1500 psia con temperatura inicial de 120 °F

**Tabla 5. Propiedades del agua**

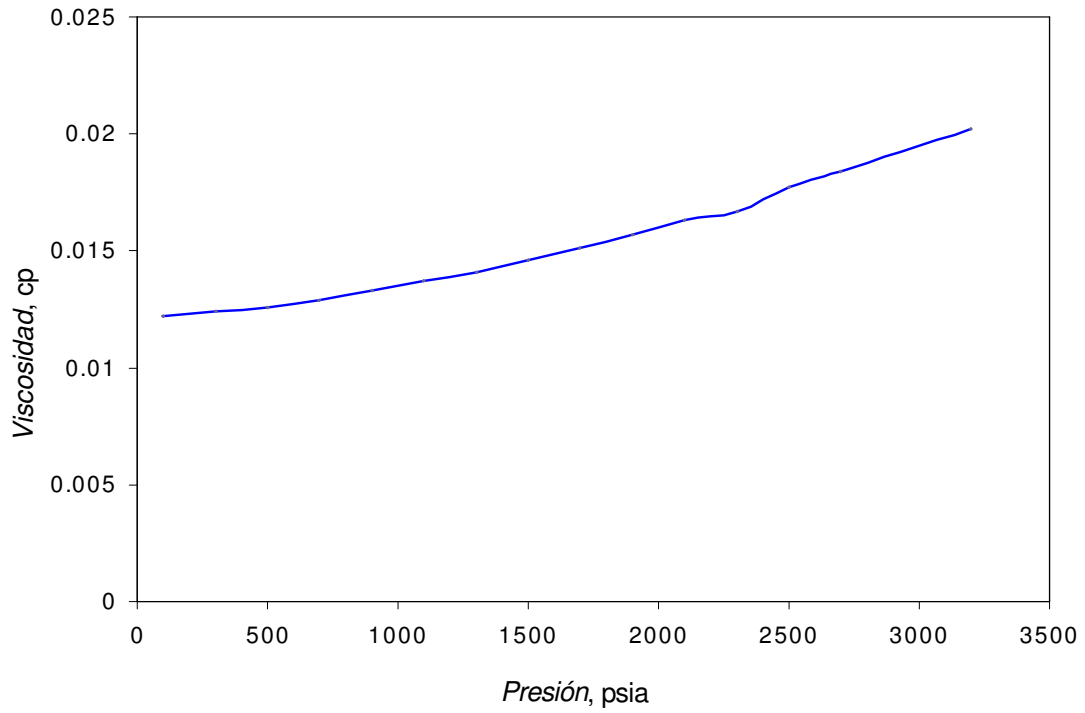
Presión de referencia, psia	2500
Factor volumétrico, rb/stb	1
Compresibilidad , 1/psia	2.60 E-06
Viscosidad, cp	0.68

**Tabla 6. Densidad de los fluidos a condiciones de superficie**

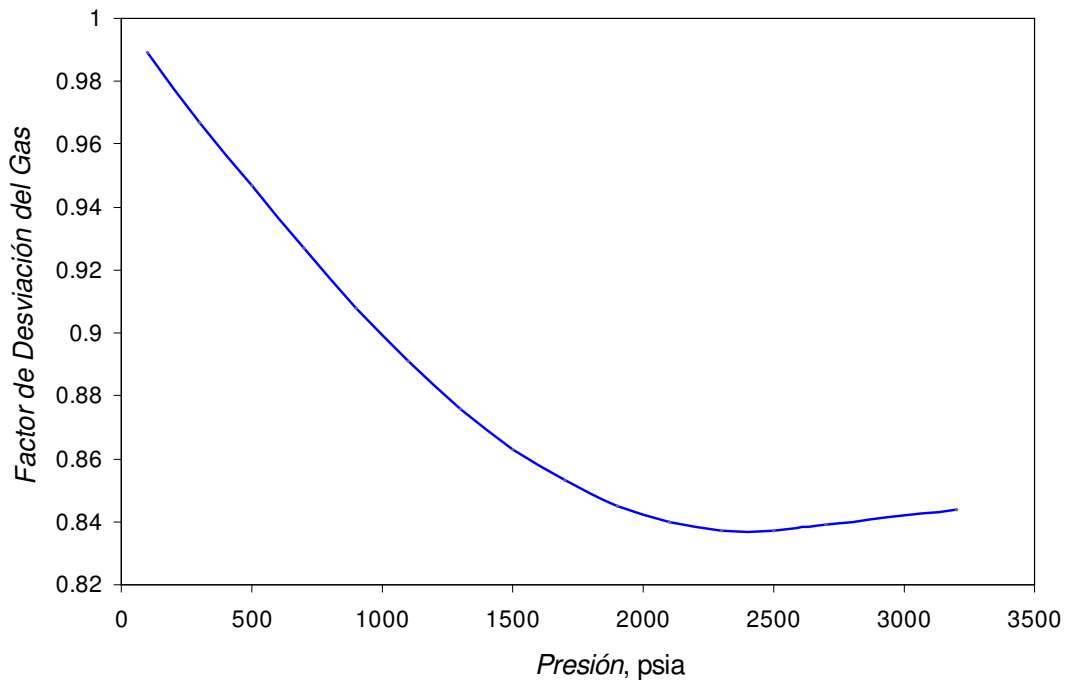
Densidad del aceite, lb/ft <sup>3</sup>	45
Densidad del agua, lb/ft <sup>3</sup>	64
Densidad del gas, lb/ft <sup>3</sup>	0.046

**Tabla 7. Factor de desviación y viscosidad del gas**

Presión	Z	Viscosidad, cp
100	0.989	0.0122
300	0.967	0.0124
500	0.947	0.0126
700	0.927	0.0129
900	0.908	0.0133
1100	0.891	0.0137
1300	0.876	0.0141
1500	0.863	0.0146
1700	0.853	0.0151
1900	0.845	0.0157
2100	0.84	0.0163
2300	0.837	0.0167
2500	0.837	0.0177
2700	0.839	0.0184
3200	0.844	0.0202



**Figura 16. Viscosidad del gas en función de presión**



**Figura 17. Factor de desviación Z en función de la presión**

### 2.3. Resultados gráficos generados por la simulación numérica

Los parámetros como presión, agua producida e intruida, gas producido en un yacimiento de gas no volumétrico están directamente relacionados con el tamaño de acuífero, por consiguiente se hace necesario conocer dichos parámetros y analizar su comportamiento y la manera más eficaz, viable y económica es mediante la simulación numérica ya que permite tomar como variable el radio de acuífero y estimar los datos deseados. Estos datos se hacen imposibles de obtener de información de campo real debido a que el radio de acuífero es fijo en yacimientos reales y por ende la información obtenida, no sería la suficiente para el desarrollo de este estudio.

#### 2.3.1 Comportamiento de la presión

La figura 18 que corresponde al modelo 1 en el que se utilizó una permeabilidad de 100 md y un caudal de gas de 300 Mscf/Día, se puede apreciar, tomando como referencia el primer y último tiempo de simulación que la caída de presión total disminuye a medida que se incrementa el radio de acuífero.

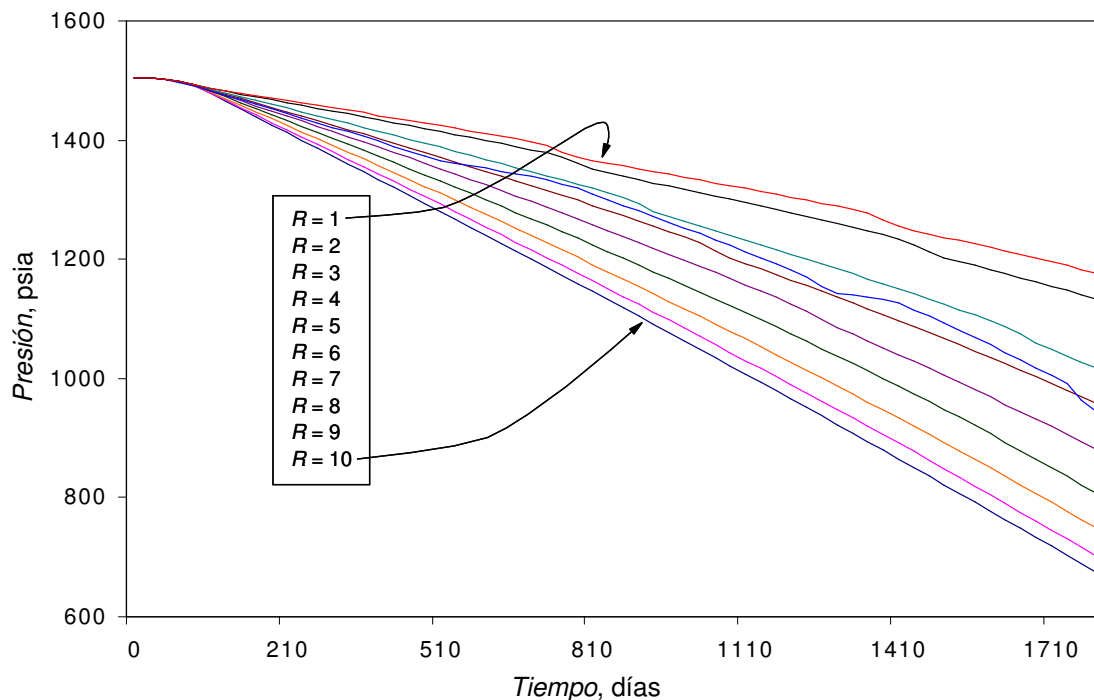


Figura 18. Comportamiento de la Presión para el caso de simulación 1,  $q_g=300$  Mscf/día,  $k=100$  md

En la figura 19 que representa el modelo 2 en donde el parámetro que se varió fue el caudal de gas pasando de 300 Mscf/Día a 400 Mscf/Día, conservando una permeabilidad de 100 md, se observa que en general la caída de presión total para cada relación es mayor en comparación al modelo 1; esto es debido al incremento de caudal, y se obtiene el mismo comportamiento anterior, en el cual la caída de presión total disminuye al incremento del radio de acuífero.

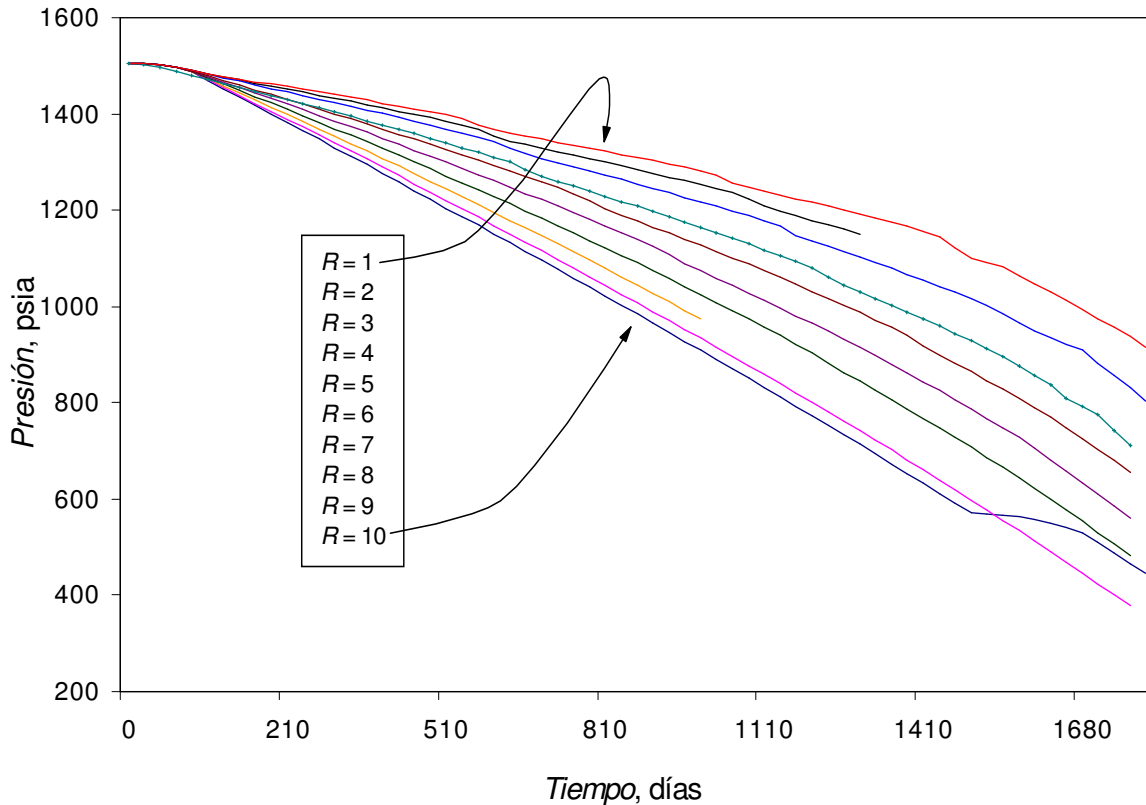


Figura 19. Comportamiento de la Presión para el caso de simulación 2,  $q_g=400$  Mscf/Día,  $k=100$  md

El modelo de simulación 3 para un caudal de gas de 400 Mscf/Día y permeabilidad de 500 md representado en la figura 20, reafirma que a mayor radio de acuífero la caída de presión en el yacimiento de gas disminuye.

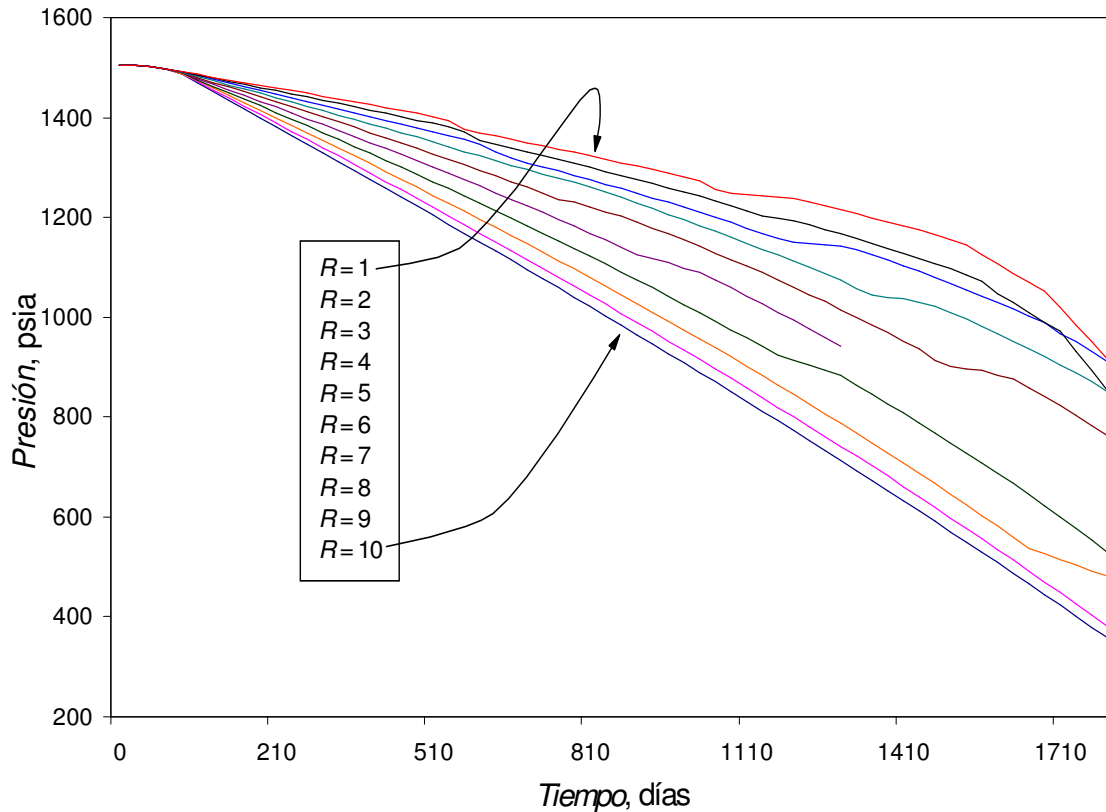


Figura 20. Comportamiento de la Presión para el caso de simulación 3,  $q_g=400$  Mscf/Día,  $k=500$  md

### 2.3.2 Comportamiento del agua producida

En los casos 1, 2 y 3 representados en las figuras 21, 22 y 23, se observa el comportamiento de la producción de agua, la cual se ve incrementada drásticamente con el aumento del radio de acuífero, con respecto a los tres modelos se puede decir que desde el modelo 1 al 3, la producción de agua se incrementa significativamente debido a que en el modelo 2 se incrementó la producción de gas, causando una mayor caída de presión que a su vez conlleva a una mayor intrusión de agua hacia el yacimiento de gas. Con respecto al modelo 3 se incrementó la permeabilidad a 500 md, lo que origina un incremento en la movilidad del agua y por consiguiente su flujo hacia la cara del pozo requiera de menos energía en comparación a los modelos 1 y 2.

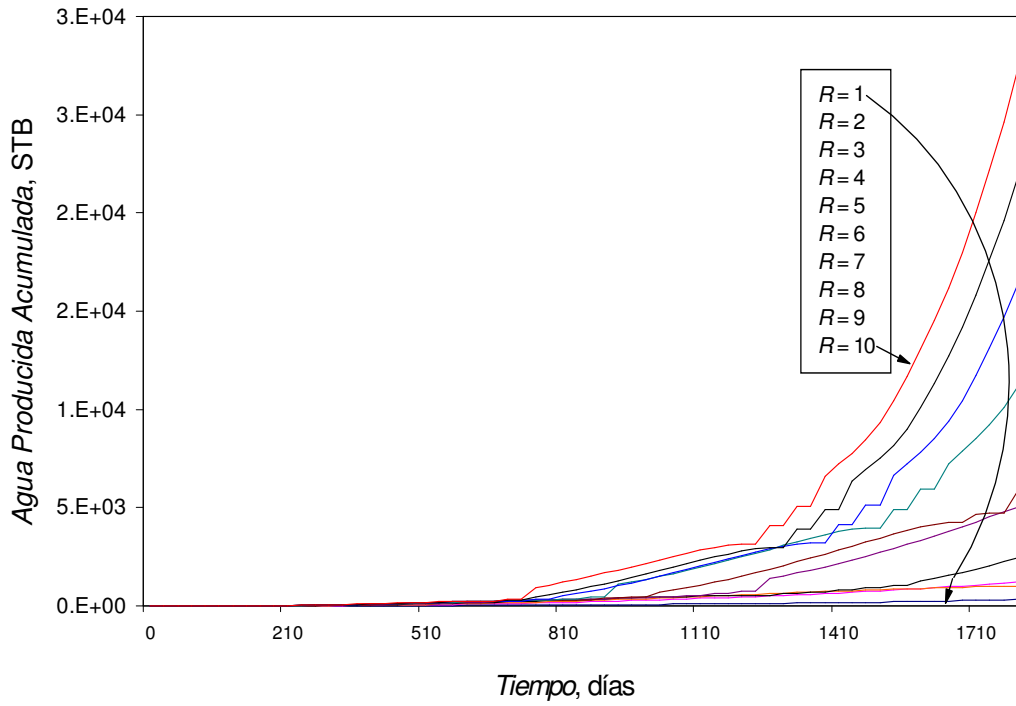


Figura 21. Comportamiento del agua producida para el caso de simulación 1  $q_g=300$  Mscf/Día,  $k=100$  md

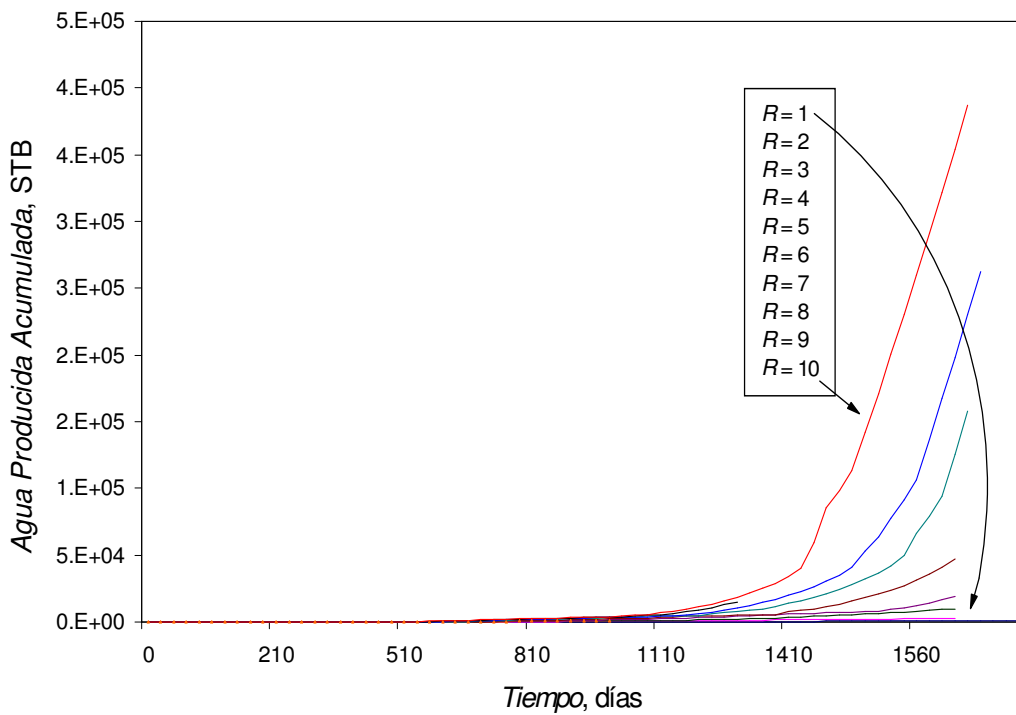


Figura 22. Comportamiento del agua producida para el caso de simulación 2,  $q_g=400$  Mscf/Día,  $k=100$  md

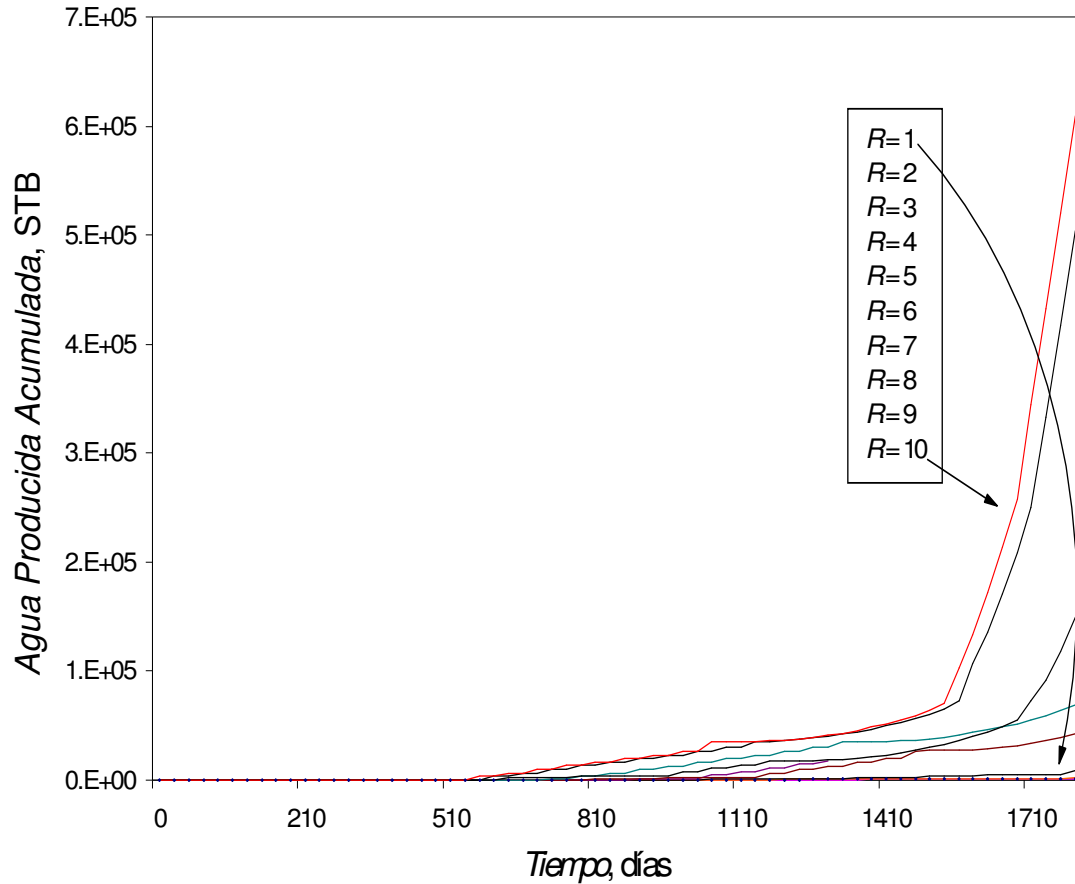


Figura 23. Comportamiento del agua producida para el caso de simulación 3,  $q_g=400$  Mscf/Día,  $k=500$  md

### 2.3.3. Comportamiento de la intrusión de agua

Las Figuras 24, 25 y 26, representan el comportamiento de la intrusión de agua para los tres modelos, siendo consecuente el comportamiento con los lineamientos anteriormente descritos para el agua producida, en los que el radio de acuífero, caudal de gas y la permeabilidad yacimiento-acuífero son unos de los principales factores que afectan la intrusión de agua.



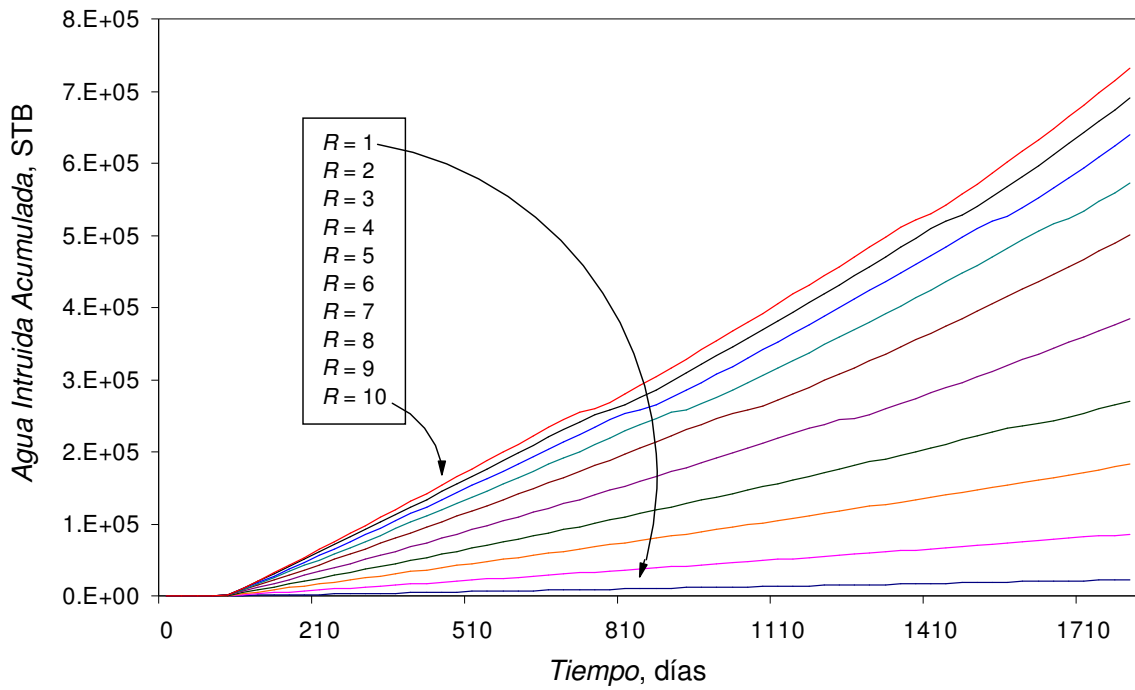


Figura 24. Comportamiento del agua intruida para el caso de simulación 1,  $q_g=300$  Mscf/Día,  $k=100$  md

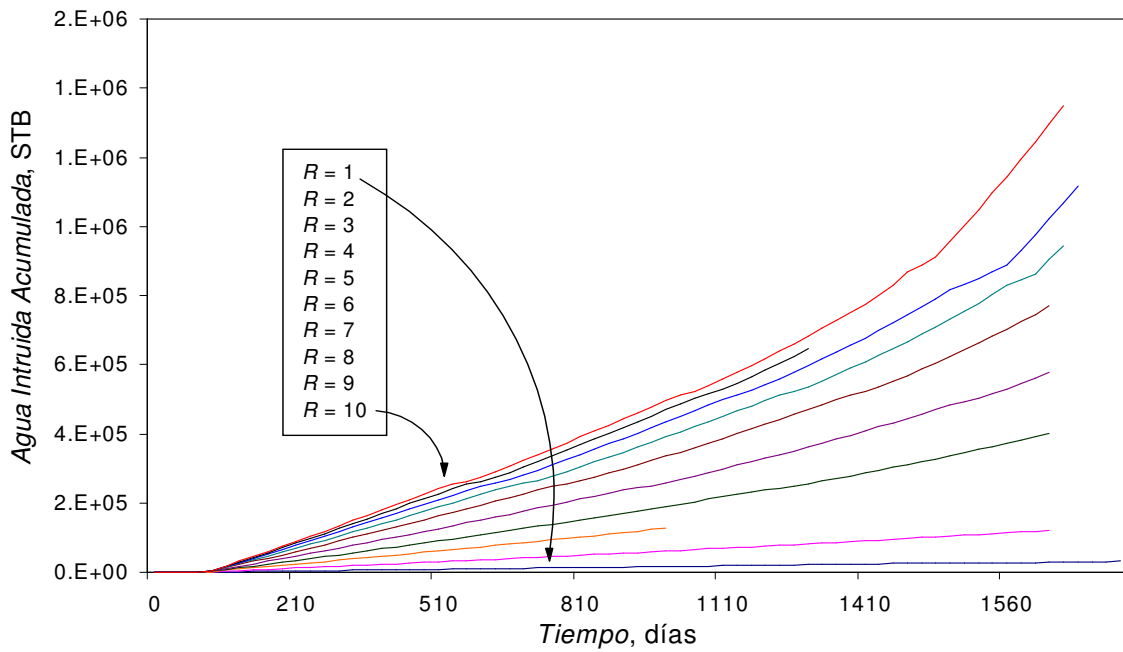


Figura 25. Comportamiento del agua intruida para el caso de simulación 2,  $q_g=400$  Mscf/Día,  $k=100$  md

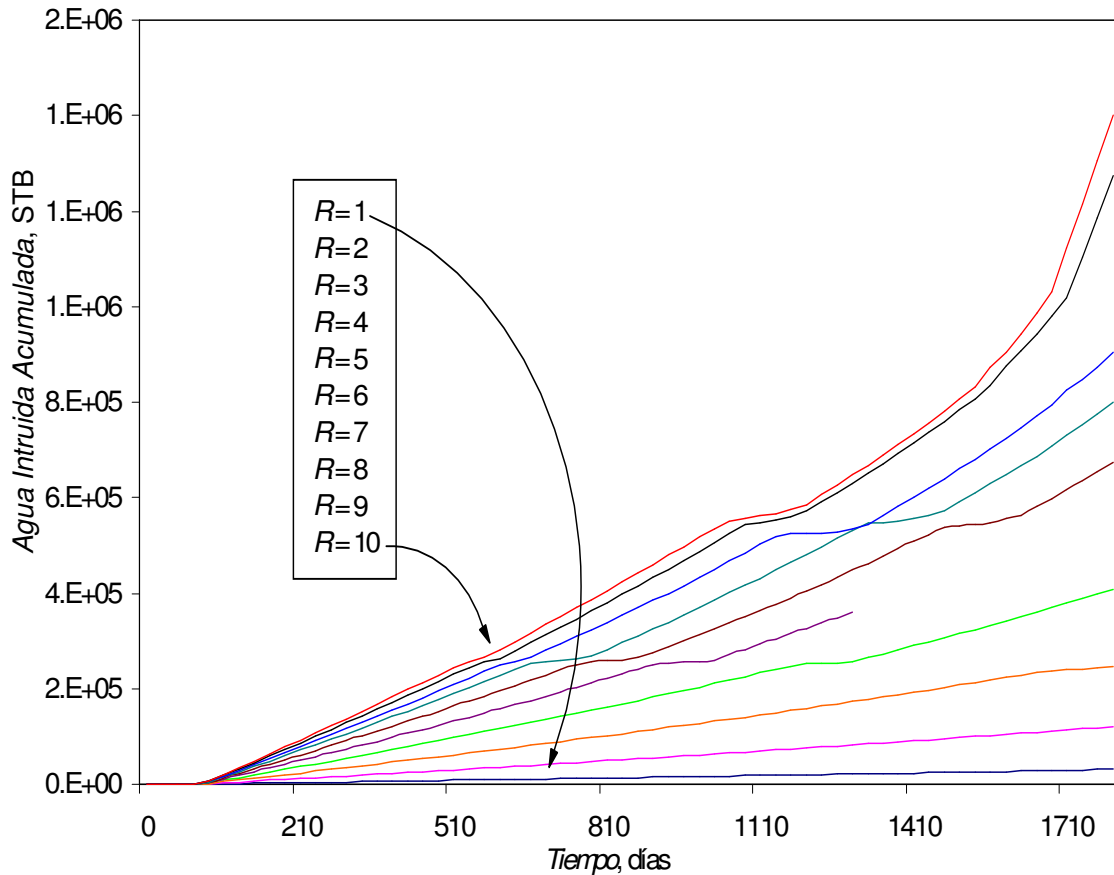
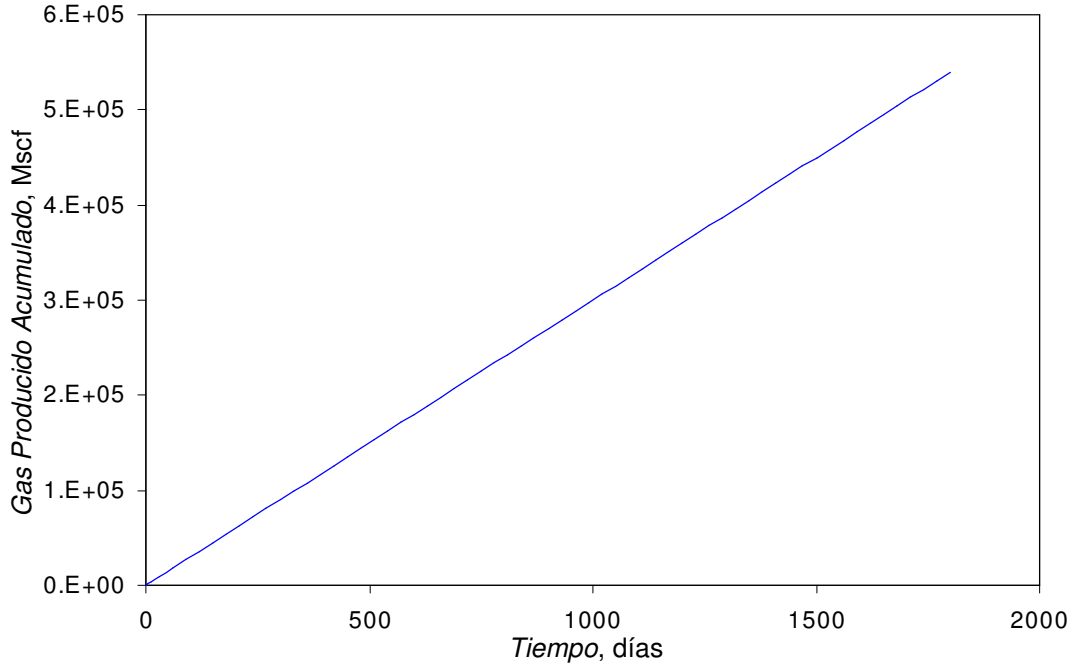


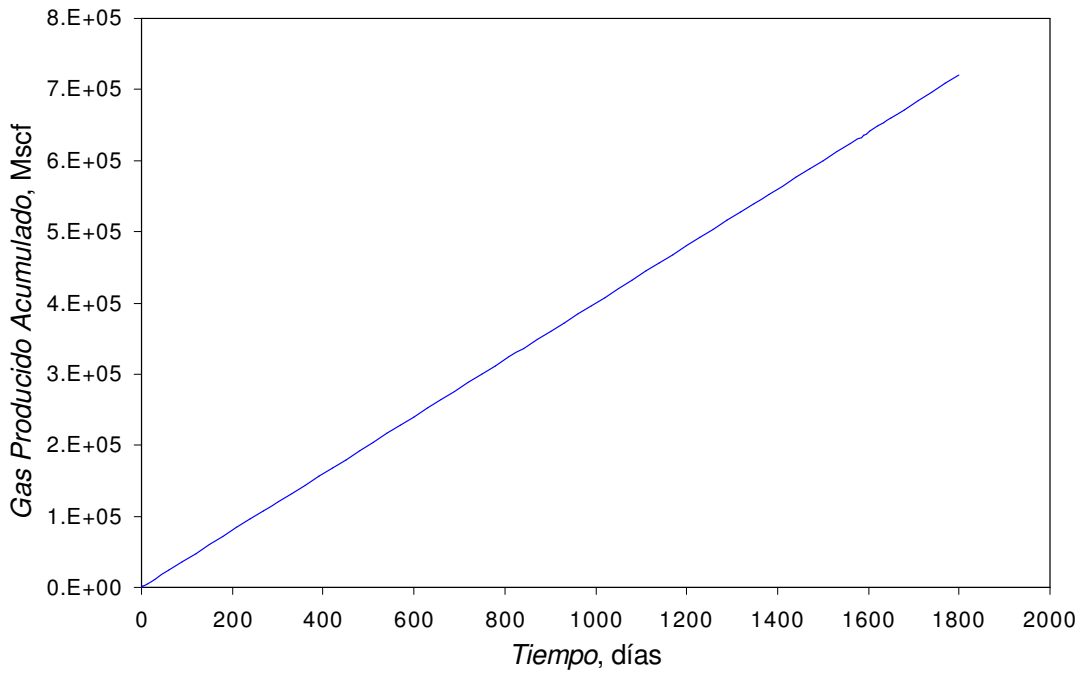
Figura 26. Comportamiento del agua intruida para el caso de simulación 3,  $q_g=400$  Mscf/Día,  $k=200$  md

### 2.3.4 Comportamiento del gas producido acumulado

Para el control en la simulación se trabajó con una producción de gas constante de 300 Mscf/Día para los modelos 1 y 2, y para el modelo 3, 400 Mscf/Día, para mantener estas condiciones el simulador varia la presión de fondo a fin de mantener constante la tasa de producción, por consiguiente el comportamiento de gas producido acumulado con respecto al tiempo será lineal como se muestran en las figuras 28 y 29.



**Figura 27. Modelo Comportamiento del gas producido para los casos de simulación 1 y 2**



**Figura 28. Comportamiento del gas producido para el caso de simulación 3**

### 3. ANÁLISIS Y DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE RADIO DE ACUÍFERO EN YACIMIENTOS DE GAS

#### 3.1 Metodología

La base de trabajo se centra en analizar el comportamiento de la figura 12, por lo cual se hace necesario realizar el tratamiento respectivo a los datos obtenidos en la simulación, para generar dicha grafica para los tres modelos como se presenta en las figuras 29, 30 y 31.

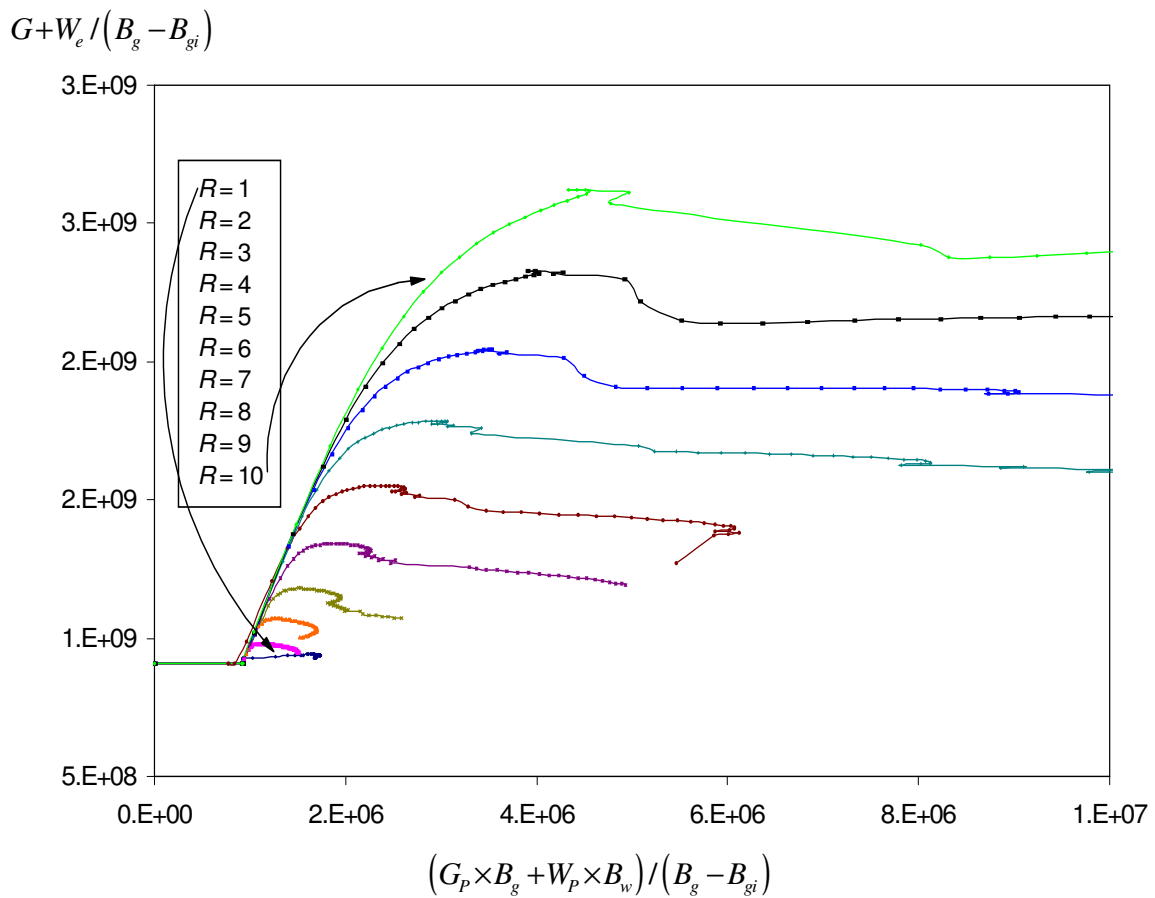


Figura 29. Gráfica de la EBM para el caso de simulación 1

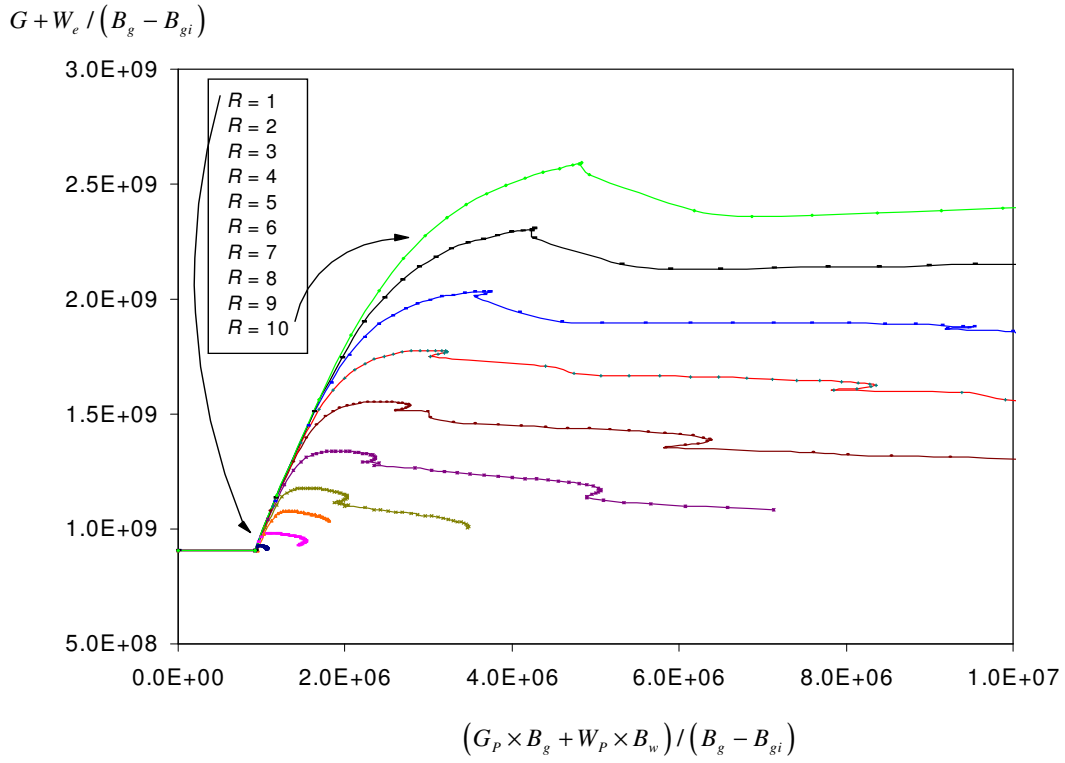


Figura 30. Gráfica de la EBM para el caso de simulación 2

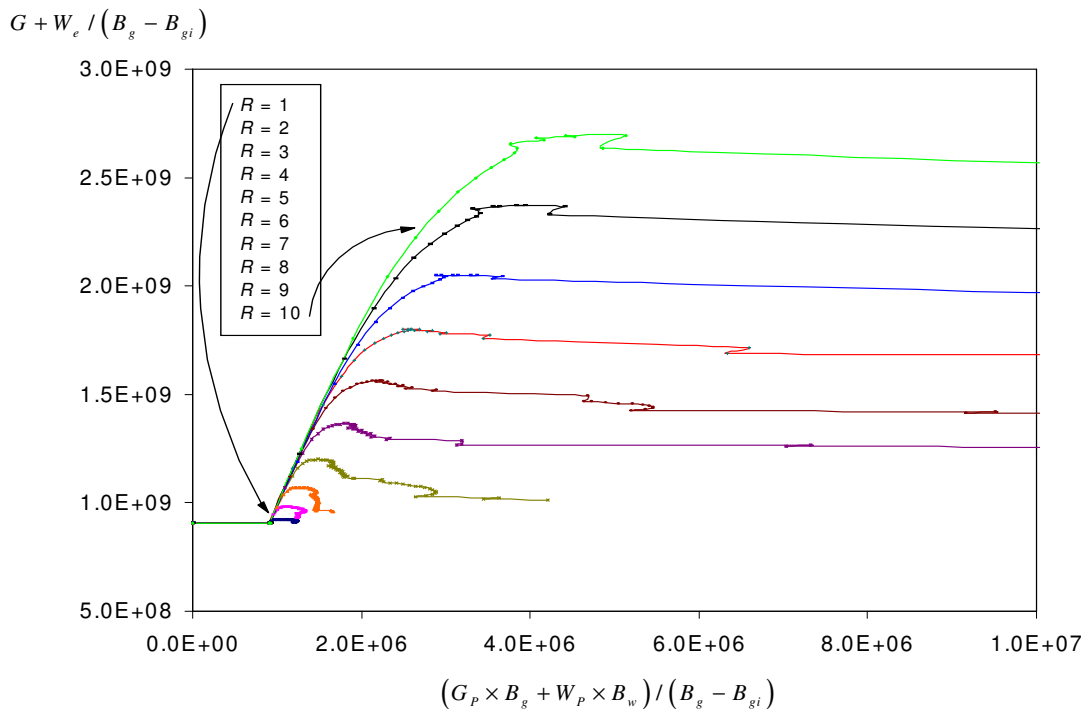


Figura 31. Gráfica de la EBM para el caso de simulación 3

### 3.1.1 Normalización

Como se observa en las figuras 29, 30 y 31 para los tres modelos de simulación en el eje Y parten de un valor de 906.753.530 SCF que corresponde al gas original in situ, debido a que en ninguno de los tres modelos se modificaron parámetros determinantes en el cálculo de dicho valor, por ende se hace necesario normalizar los datos ya que un objetivo de este estudio es desarrollar curvas tipos que den un estimativo práctico en la determinación de la relación ( $r_a/r_e$ ).

La normalización específicamente en este estudio consiste en dividir los valores del eje X y Y de las figuras 29, 30 y 31 por el gas original in situ, el tratamiento matemático a la ecuación es el siguiente:

$$G + \frac{W_e}{(B_g - B_{gi})} = \frac{(G_p \times B_g + W_p \times B_w)}{(B_g - B_{gi})}$$

Se divide a ambos lados de la ecuación por G:

$$\left( G + \frac{W_e}{(B_g - B_{gi})} \right) \times \frac{1}{G} = \frac{(G_p \times B_g + W_p \times B_w)}{(B_g - B_{gi})} \times \frac{1}{G}$$
$$1 + \frac{W_e}{(B_g - B_{gi}) \times G} = \frac{(G_p \times B_g + W_p \times B_w)}{(B_g - B_{gi}) \times G}$$

Con la normalización de los datos se obtiene que el valor inicial en el eje Y sea igual a 1 para el primer cálculo en el que  $B_{gi} = B_g$  por consiguiente el término  $W_e/(B_g - B_{gi})$  se hace igual a cero, esto permite tener un valor inicial en el eje Y independiente del gas original in situ y por ende se desarrolla una curva tipo aplicable a cualquier tamaño de yacimiento de gas.

### 3.1.2 Selección de puntos máximos

Para la construcción de las curvas tipo se necesitó encontrar un parámetro representativo para cada relación de radio ( $r_a/r_e$ ), debido a la no linealidad de las figuras 29, 30 y 31. Mediante el análisis de dichas figuras se pudo determinar que para cada  $r_a/r_e$  existe un punto máximo en el eje Y cuyo valor se asemeja en los tres modelos, con base en esto se seleccionó de los datos normalizados dos parejas de puntos para cada  $r_a/r_e$  en los tres modelos, la primera pareja de valores

corresponde al punto de partida de la gráfica en  $X=0$  y  $Y=1$ , esta pareja de valores es igual para todas las relaciones en los tres modelos. Para la siguiente pareja de valores se selecciona el valor máximo en  $Y$  con su correspondiente valor en  $X$ , como se muestran en la tabla 8.

**Tabla 8. Valores representativos de  $r_a/r_e$  para modelos 1,2 y 3**

Eje	Modelo 1		Modelo2		Modelo 3	
	X	Y	X	Y	X	Y
$r_a/r_e = 1$	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
	0.00182	1.03784	0.00107	1.02320	0.00112	1.02043
$r_a/r_e = 2$	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
	0.00123	1.08117	0.00132	1.07909	0.00121	1.08138
$r_a/r_e = 3$	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
	0.00140	1.18185	0.00145	1.18887	0.00139	1.18260
$r_a/r_e = 4$	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
	0.00169	1.30137	0.00171	1.30048	0.00164	1.32380
$r_a/r_e = 5$	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
	0.00205	1.47973	0.00209	1.47772	0.00198	1.50479
$r_a/r_e = 6$	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
	0.00261	1.71152	0.00267	1.71183	0.00244	1.72535
$r_a/r_e = 7$	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
	0.00326	1.96811	0.00340	1.96106	0.00281	1.98480
$r_a/r_e = 8$	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
	0.00389	2.25380	0.00409	2.24145	0.00338	2.26178
$r_a/r_e = 9$	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
	0.00430	2.56496	0.00471	2.54445	0.00423	2.61393
$r_a/r_e = 10$	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000	0.00000	1.00000
	0.00487	2.89283	0.00533	2.86064	0.00566	2.97162

### 3.1.3 Determinación de pendientes mediante valores representativos

Una vez obtenidos los datos de la tabla 8, estos se grafican y se obtienen las pendientes para los tres modelos en todas las relaciones de  $r_a/r_e$  como se muestra en las siguientes figuras:

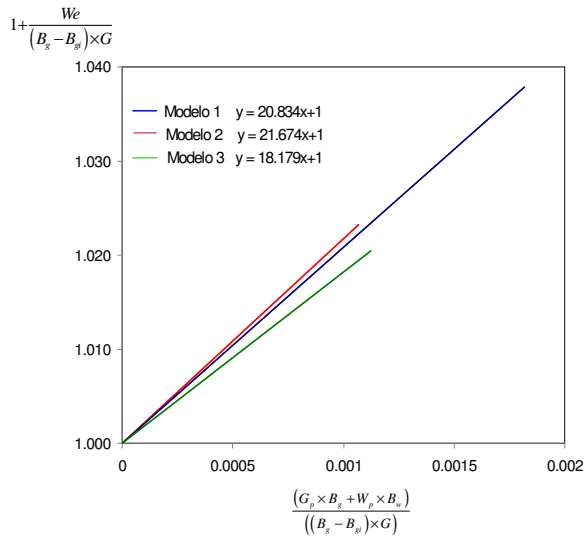


Figura 32. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para  $r_a/r_e=1$

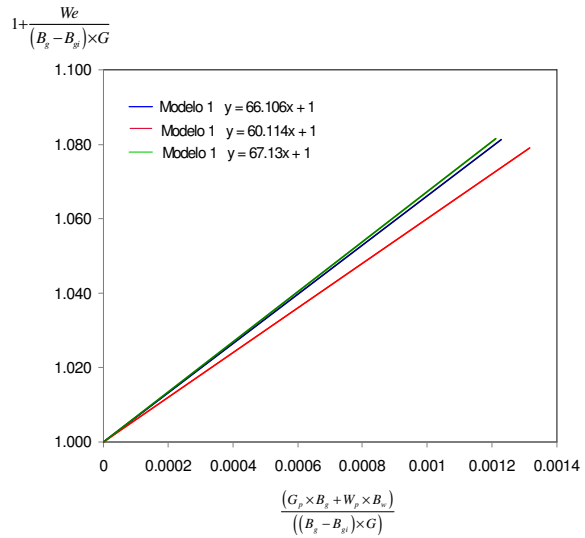


Figura 33. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para  $r_a/r_e=2$

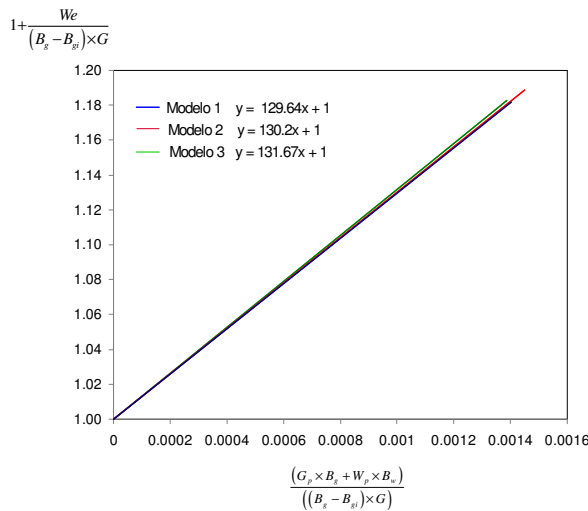


Figura 34. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para  $r_a/r_e=3$

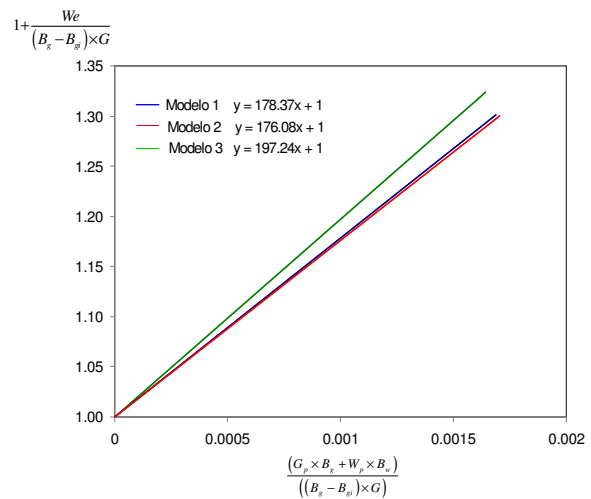


Figura 35. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para  $r_a/r_e=4$



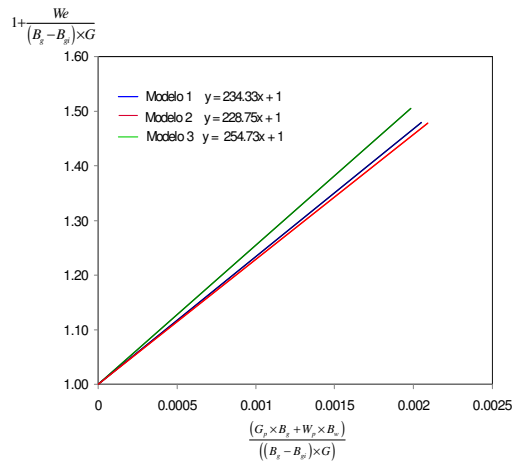


Figura 36. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para  $r_d/r_e=5$

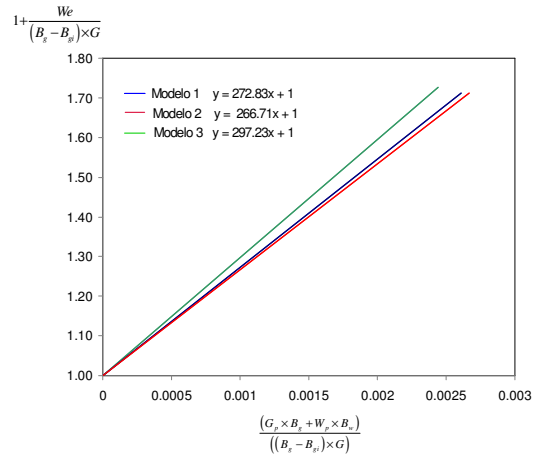


Figura 37. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para  $r_d/r_e=6$

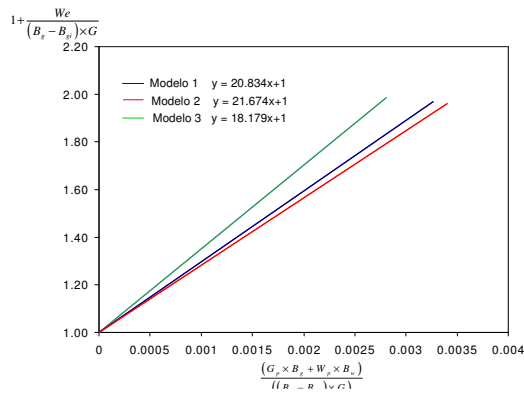


Figura 38. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para  $r_d/r_e=7$

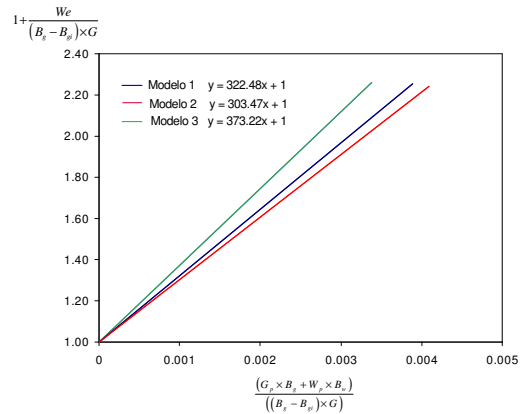


Figura 39. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para  $r_d/r_e=8$

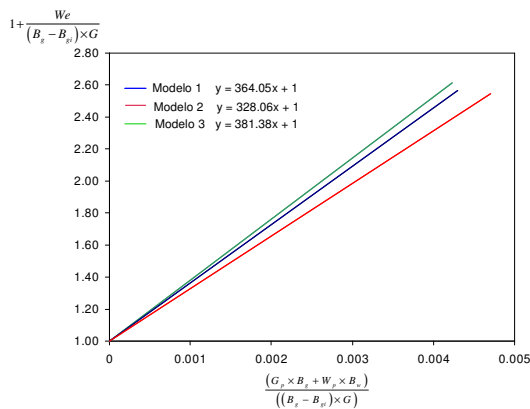


Figura 40. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para  $r_d/r_e=9$

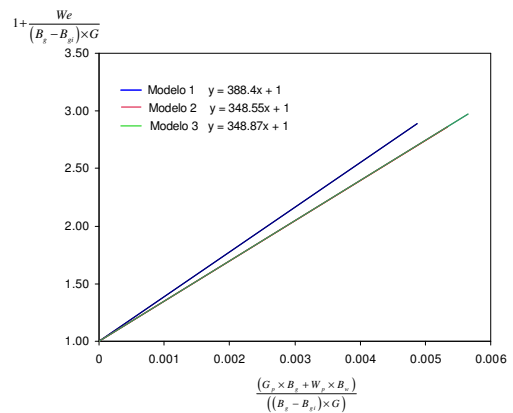


Figura 41. Linealización de valores representativos con sus respectivas pendientes para  $r_d/r_e=10$

### 3.1.4 Ponderación de pendientes

Como se observa en las figuras 32 al 41, para cada relación de  $r_a/r_e$  no existe un completo acople de los tres modelos. Esto es debido a la diferencia entre las pendientes causada por la variación de los parámetros que se aplico a cada modelo por lo tanto se hace necesario una ponderación de las pendientes de los tres modelos para cada  $r_a/r_e$ , con el fin de obtener una pendiente representativa, el cálculo de la pendiente representativa se realiza mediante ponderación aritmética como se muestra en la tabla 9.

**Tabla 9. Ponderación de pendientes**

$r_a/r_e$	Pendiente	Pendiente Representativa
1	20.834 21.670 18.179	20.228
2	66.106 60.114 67.130	64.450
3	129.640 130.200 131.670	130.503
4	178.370 176.080 197.240	183.897
5	234.440 228.750 254.730	239.307
6	272.830 266.710 297.230	278.923
7	296.720 282.610 350.570	309.967
8	322.480 303.470 373.220	333.057
9	364.050 328.060 381.380	357.830
10	388.400 348.550 348.870	361.940

### 3.2 Generación de curvas tipo para determinación de relación de radio entre yacimiento de gas y acuífero ( $r_a/r_e$ )

Para este estudio se hace el necesario crear curvas tipo representativas para un amplio rango en las propiedades tanto del yacimiento de gas como para el acuífero, con la obtención de las pendientes representativas para cada  $r_a/r_e$ , se construyeron 10 modelos lineales  $Y = mX + b$  donde  $b$  es igual a 1 para todas las relaciones  $r_a/r_e$  como se demostró en la normalización de los datos, para hacer más fácil la aplicación de la metodología para la construcción del modelo lineal se tomaron como valores iniciales en  $X_1 = 0$  y  $X_2 = 1$  como se muestra a continuación:

**Tabla 10. Valores del modelo lineal  $Y = mx + b$ , con  $b = 1$**

$r_a/r_e$	Pendiente representativa	X	Y
1	20.228	0	1
		1	21.228
2	64.450	0	1
		1	65.450
3	130.503	0	1
		1	131.503
4	183.896	0	1
		1	184.896
5	239.186	0	1
		1	240.186
6	278.923	0	1
		1	279.923
7	309.966	0	1
		1	310.966
8	333.056	0	1
		1	334.056
9	357.830	0	1
		1	358.830
10	361.940	0	1
		1	362.940

La información representada en la tabla 10, hace referencia a los valores linealizados de los datos normalizados en el capítulo 3.1.2, por consiguiente  $X = (G_p \cdot B_g + W_p) / [(B_g - B_{gi}) \cdot G]$ , respectivamente  $Y = 1 + W_e / [(B_g - B_{gi}) \cdot G]$ , al graficar la pareja de valores de la tabla 10 obtenemos la curva tipo de la fig. 42.

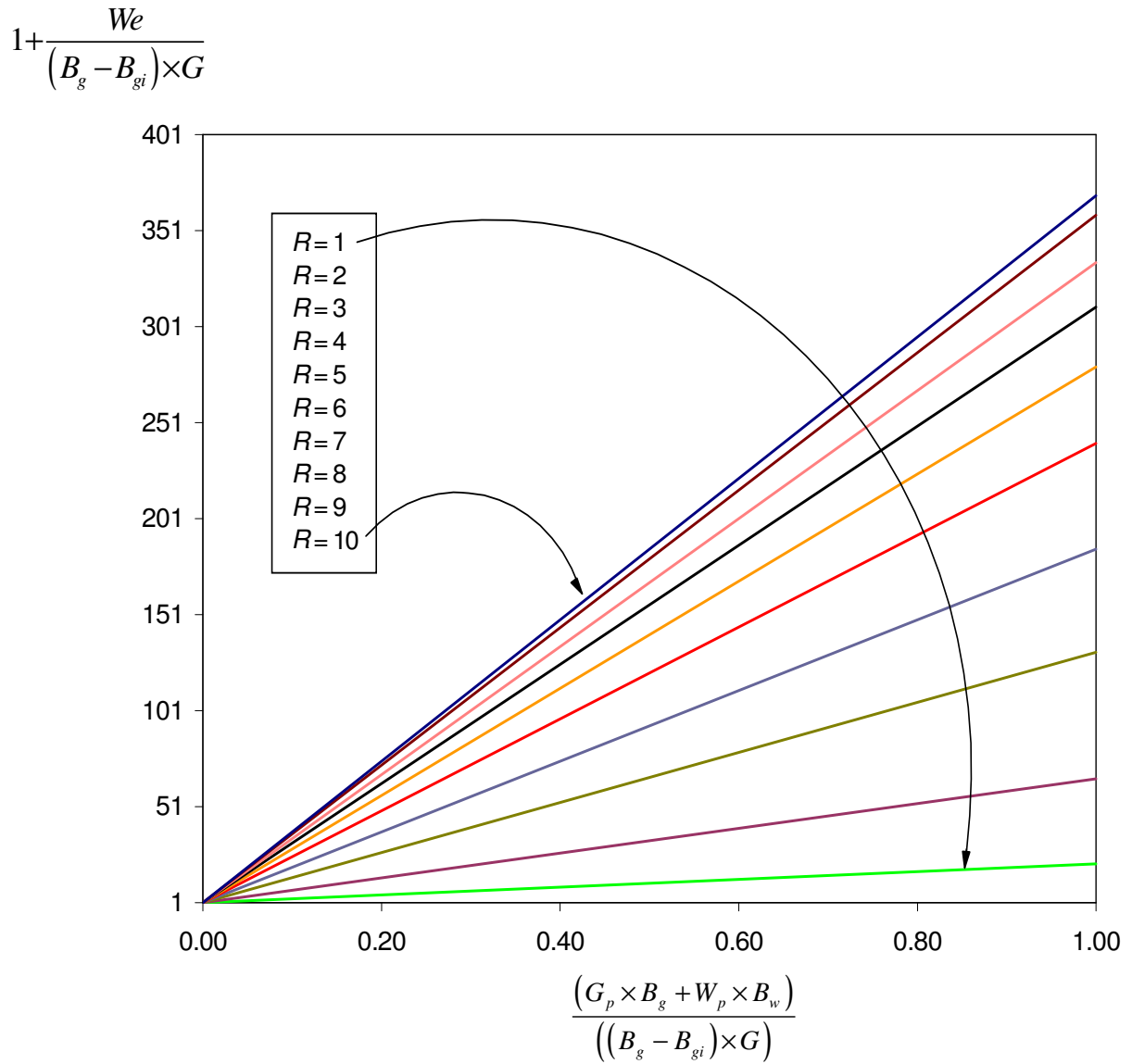


Figura 42. Curva tipo para la determinación de la relación  $r_a/r_e$

### 3.3 correlación para la determinación de la relación de radio entre yacimiento de gas y acuífero.

Para generar la correlación se utilizó un software estadístico, el cual requirió de 4 variables, una dependiente y 3 independientes, tomando un modelo de regresión exponencial, para hacer más confiable la correlación, se tomaron dos parejas de puntos como lo muestra la tabla 11.

**Tabla 11. Datos de alimentación para software estadístico**

X	Y	Pendiente	ra/re
0	1	20.834	1
1	21.228000	20.834	1
0	1	64.45	2
1	65.45	64.45	2
0	1	130.503	3
1	131.503	130.503	3
0	1	183.896	4
1	184.896	183.896	4
0	1	239.186	5
1	240.186	239.186	5
0	1	278.923	6
1	279.923	278.923	6
0	1	309.966	7
1	310.966	309.966	7
0	1	333.056	8
1	334.056	333.056	8
0	1	357.83	9
1	358.83	357.83	9
0	1	361.94	10
1	359.83	361.94	10

El resultado estadístico arrojó una correlación la cual determina de manera muy práctica y con resultados aplicables a ingeniería. El uso de esta correlación requiere 4 datos; Gas producido, agua producida, agua intruida, y factores volumétricos, con estos valores se construye una tabla de datos  $X = (G_p \cdot B_g + W_p) / [(B_g - B_{gi}) \cdot G]$ , y  $Y = 1 + W_e / [(B_g - B_{gi}) \cdot G]$ , y luego se grafican dichos datos para determinar la pendiente, si al graficar los datos la gráfica no muestra tendencia lineal, se construye la gráfica con dos parejas de puntos en  $Y=1$  y  $Y$  punto máximo con sus respectivos valores de  $X$ , con este procedimiento se garantiza la linealidad y por ende una pendiente más representativa, con este valor de pendiente y un par de valores de la ordenada  $X$ ,  $Y$  cuyo dato debe estar dentro de la tendencia lineal.

$$\frac{r_a}{r_e} = e^{(a \times X + b \times Y + c \times M + d)}$$

En donde:

$r_a$  = radio de acuífero

$r_e$  = radio de yacimiento de gas

$X = (G_p \cdot B_g + W_p \cdot B_w) / [(B_g - B_{gi}) \cdot G]$  y  $Y = 1 + W_e / [(B_g - B_{gi}) \cdot G]$ , par ordenado dentro de la tendencia lineal.

$M$  = Pendiente representativa de datos normalizados

$a = 6.12795907595062E-03$

$b = -1.93496367338482E-05$

$c = 5.3636223223725E-03$

$d = 0.311928640200196$

Las unidades de los parámetros  $W_e$ ,  $W_p$ ,  $G_p$ ,  $B_g$  y  $B_w$  son las correspondientes a la nomenclatura especificada al inicio del estudio.

Como  $W_e$  es un dato indispensable este estudio recomienda, asumir que  $G$  es un valor conocido previamente determinado por cualquier método de cálculo de reservas, con esto y datos de producción se calcula el  $W_e$  mediante la ecuación de balance materia como se muestra a continuación:

$$G + \frac{W_e}{(B_g - B_{gi})} = \frac{(G_p \times B_g + W_p \times B_w)}{(B_g - B_{gi})}$$

$$W_e = (G_p \times B_g + W_p \times B_w) - G \times (B_g - B_{gi})$$

### 3.4. Rango de aplicabilidad para la correlación

Con base en los modelos de simulación con los que se validó la correlación se determinaron los siguientes rangos de aplicabilidad.

- Yacimiento isotrópico
- Permeabilidad absoluta entre 5 md a 800 md
- Porosidad de la formación entre 10 % a 25 %
- Radio de yacimiento de gas entre 250 ft a 3200 ft.
- Geometría radial.
- Empuje hidráulico de fondo.
- la correlación arroja valores prácticos y confiables hasta radios de acuífero 10 veces mayor a la del yacimiento, para mayores relaciones de radio la correlación permite interpretar o deducir la condición de acuífero infinito al obtener valores mayores a 10, dichos valores mayores a 10 no reflejan la verdadera relación de radio entre acuífero y yacimiento.

#### 4. VALIDACIÓN DE LA CORRELACIÓN

Para la validación de la correlación generada en este estudio, se comparó con dos modelos uno generados mediante simulación y el segundo con datos encontrados en la literatura.

##### 4.1 Modelo sintético generado por simulación

Se creó un modelo sintético de simulación en el que se generaron los datos necesarios para la aplicación y validación de la correlación. El modelo consiste en un yacimiento de gas con empuje hidráulico de fondo con una permeabilidad de roca de 1000 md, porosidad 0.15, caudal de gas constante 1000 Mscf/Dia, espesor zona productora de gas 250 ft, espesor de acuífero 250 ft, radio de yacimiento de gas 500 ft, radio de acuífero 4000 ft, por lo que  $r_a/r_e=8$ , a continuación en la tabla 12 se muestran los datos generados por la simulación:

**Tabla 12. Datos generados en la simulación para el ejemplo de validación.**

Tiempo días	$G_p$ MSCF	FPR PSIA	$W_p$ STB	$W_e$ STB	Z	$B_g$
0.00	0.00	1504.24	0.0	0.00	0.868712	0.001688
30	30000	1490.44	2.0	12949	0.869580	0.001706
60	60000	1482.97	12.7	43441	0.870054	0.001715
90	90000	1475.54	30.8	74406	0.870527	0.001725
120	120000	1468.06	56.2	105594	0.871005	0.001734
150	150000	1460.53	88.6	137001	0.871490	0.001744
180	180000	1452.95	126.7	168628	0.871979	0.001754
210	210000	1445.30	168.6	200481	0.872476	0.001765
240	240000	1437.61	211.3	232558	0.872978	0.001775
270	270000	1429.85	250.1	264868	0.873487	0.001786
300	300000	1422.04	278.3	297411	0.874001	0.001797
330	330000	1414.17	288.2	330174	0.874523	0.001808
360	360000	1406.24	288.2	363180	0.875050	0.001819
390	390000	1398.22	406.4	396499	0.875587	0.001831
420	420000	1390.15	406.4	430003	0.876129	0.001842
450	450000	1382.00	531.0	463830	0.876680	0.001854
480	480000	1373.79	531.0	497834	0.877237	0.001867
510	510000	1365.47	679.8	532183	0.877805	0.001879
525	525000	1361.28	679.8	549384	0.878092	0.001886
540	540000	1357.05	762.4	566688	0.878382	0.001892



555	555000	1352.80	762.4	583949	0.878674	0.001899
570	570000	1348.44	881.8	601213	0.878975	0.001905
582	582489	1344.42	881.8	614566	0.879253	0.001912
591	591244	1339.50	1432.3	619258	0.879595	0.001920
600	600000	1333.05	1432.3	619544	0.880043	0.001930
609	609489	1325.94	3356.0	621472	0.880540	0.001941
630	630000	1319.09	3356.0	643370	0.881020	0.001952
660	660000	1309.40	9792.2	683098	0.881703	0.001968
690	690000	1300.72	9792.2	719580	0.882318	0.001983
720	720000	1290.84	16258.0	760411	0.883022	0.002000
750	750000	1281.94	16258.0	797822	0.883659	0.002015

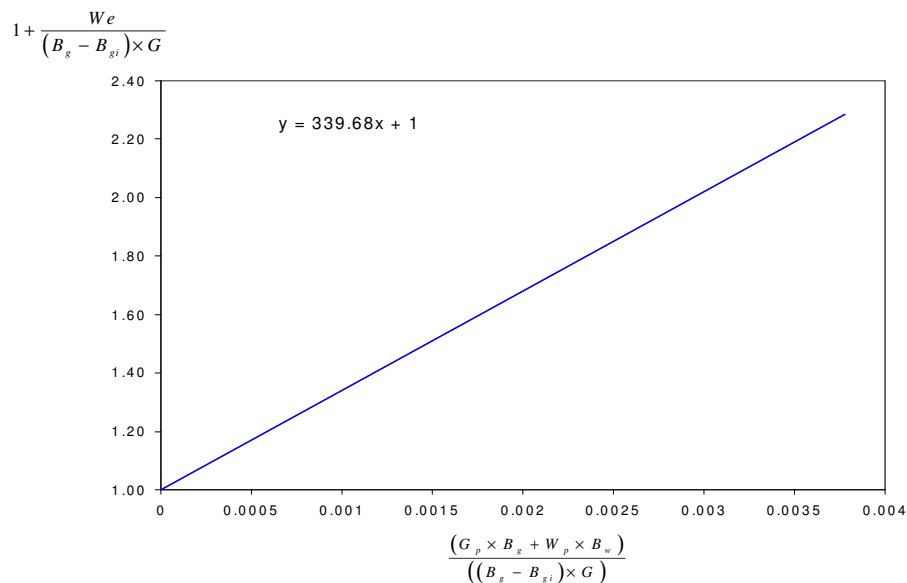
Luego de obtenidos los datos de la tabla 12 por medio de simulación numérica se procede al tratamiento de dichos valores como se muestra en la tabla 13, se asume que el factor volumétrico del agua ( $B_w$ ) es constante igual a 1.

**Tabla 13. Normalización de los datos para el ejemplo de aplicación.**

Tiempo Días	$G+W_e/(B_g-B_{gi})$	$(G_p*B_g+W_p*B_w)/(B_g-B_{gi})$	Normalización	
			$1+W_e/[(B_g-B_{gi})*G]$	$(G_p*B_g+W_p*B_w)/[(B_g-B_{gi})*G]$
0	2173317500	0	1	0
30	2920358028	3067402	1.343732808	0.001411392
60	3790760562	4302607	1.74422769	0.001979741
90	4215707720	5105589	1.939756948	0.002349214
120	4460345201	5725543	2.052321026	0.002634471
150	4616203916	6245604	2.124035681	0.002873765
180	4721848119	6686884	2.172645331	0.00307681
210	4795450746	7052005	2.206511817	0.003244811
240	4848954903	7332547	2.231130474	0.003373896
270	4887382859	7503588	2.248812177	0.003452596
300	4915532714	7535993	2.261764659	0.003467507
330	4935534360	7401695	2.270967937	0.003405713
360	4949429484	7208544	2.277361446	0.003316839
390	4958147131	7868309	2.281372662	0.003620414
420	4962911519	7656041	2.283564881	0.003522744
450	4964541143	8217095	<b>2.284314714</b>	<b>0.003780899</b>
480	4963206531	7996981	2.283700624	0.003679619
510	4959165038	8575695	2.281841028	0.0039459
525	4955977807	8457503	2.2803745	0.003891517

540	4952095197	8748680	2.27858801	0.004025496
555	4947282095	8627552	2.276373376	0.003969761
570	4940035000	9056103	2.273038799	0.004166949
582	4921773031	8923726	2.264635991	0.004106039
591	4849792795	11095828	2.23151601	0.005105479
600	4737202940	10719261	2.179710484	0.004932211
609	4628896745	17935413	2.129875982	0.008252551
630	4608191975	17356180	2.120349178	0.007986031
660	4611175726	39583175	2.12172208	0.01821325
690	4614877460	37867755	2.123425344	0.01742394
720	4614510496	56816178	2.123256494	0.026142604
750	4614430419	54368955	2.123219649	0.025016573

De los datos normalizados se obtienen dos parejas de valores representativos, la primera pareja de valores corresponde a un tiempo igual a cero que es origen de partida para cualquier modelo, y la segunda pareja corresponde al máximo valor en  $1 + W_e / [(B_g - B_{gi}) * G]$  con su respectivo valor en  $(G_p * B_g + W_p * B_w) / [(B_g - B_{gi}) * G]$ , estos valores se encuentran resaltados en la tabla 13, con las dos parejas de valores se determina la pendiente como se muestra en la fig. 43.



**Figura 43. Modelo lineal representativo para el ejemplo de validación**

Luego se toma una pareja de valores de los datos normalizados y con la pendiente de la figura 26 se dispone de reemplazar dichos datos a la correlación.

$$X = (G_p * B_g + W_p * B_w) / [(B_g - B_{gi}) * G] = 0.00307681$$

$$Y = 1 + W_e / [(B_g - B_{gi}) * G] = 2.172645$$

$$M = 339.68$$

$$\frac{r_a}{r_e} = e^{(6.1279E-03 \times 0.00307681 - 1.934E-05 \times 2.172645 + 5.363E-03 \times 339.68 + 0.3119)}$$

$$\frac{r_a}{r_e} = 8.44$$

La relación  $r_a/r_e$  con que se modelo el ejemplo de aplicación fue de 8 en comparación con el valor generado por la correlación el cual fue de 8.44, se puede decir que el porcentaje de error es aceptable y aplicable para cálculos de ingeniería.

## 4.2 Validación mediante ejemplo de la literatura

Se tomó como base de validación el ejemplo 10.9 “Estimating original gas in place with material balance for a dry-gas reservoir with water influx”, del libro “GAS RESERVOIR ENGINEERING”, Jhon Lee; Robert Wattenbarger. SPE Vol. 5. En este ejemplo se considera un yacimiento de gas seco con influencia de un acuífero activo infinito y presenta los datos de la tabla 14.

**Tabla 14. Datos del ejemplo de literatura para validación.**

Tiempo días	FPR PSIA	Gp MSCF	Wp STB	Z	Bg
0	5392	0	0	1.053	0.00067815
182.5	5368	677.7	3	1.0516	0.00068028
365	5292	2952.4	762	1.047	0.00068703
547.5	5245	5199.6	2054	1.0442	0.00069133
730	5182	7132.8	3300	1.0404	0.00069719
912.5	5147	9196.9	4644	1.0383	0.00070052
1095	5110	11171.5	5945	1.036	0.00070403
1277.5	5066	12999.5	7148	1.0328	0.00070795
1460	5006	14769.5	8238	1.0285	0.00071345

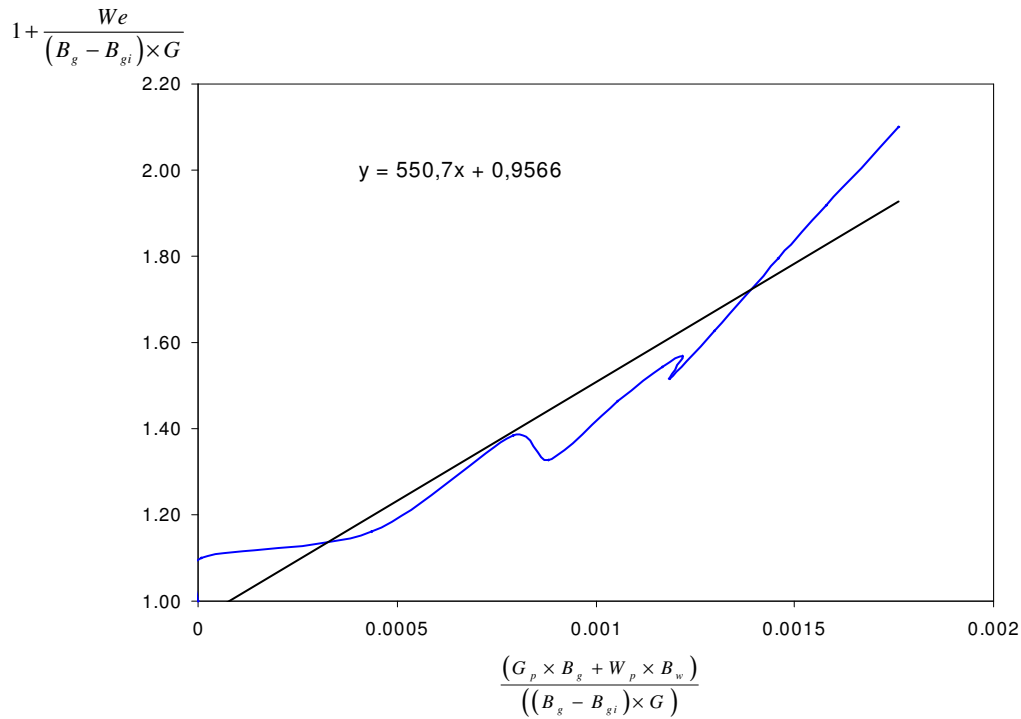
1642.5	4994	16317	9289	1.0276	0.00071454
1825	4997	17868	10356	1.0278	0.00071425
2007.5	4990	19416	11424	1.0273	0.0007149
2190	4985	21524.8	12911	1.027	0.00071541

El objetivo con este ejemplo es corroborar la condición de acuífero activo infinito mediante la correlación generada en este estudio, con base en la literatura existente se sabe que se considera un acuífero infinito cuando el tamaño o radio de acuífero supera 10 veces las del yacimiento de gas o petróleo. Con base en esto se procede al tratamiento de los datos como se especifica en el cap. 4.1. Se empieza por determinar el agua intruida mediante el método de balance de materia recomendado en este estudio cap. 3.1.6, luego se procede a realizar la normalización como se presenta en la tabla 15.

**Tabla 15. Normalización para el ejemplo tomado de la literatura.**

Tiempo, días	$W_e$ STB	$(G_p * B_g + W_p * B_w) / [(B_g - B_{gi}) * G]$	$1 + W_e / [(B_g - B_{gi}) * G]$
0	0	0	1
182.5	42143	0.000008262	1.10060735
365	280275	0.000436868	1.16025985
547.5	1000217	0.000792450	1.38521796
730	1225629	0.000881184	1.32678167
912.5	2041764	0.001055609	1.46346197
1095	2774188	0.001167965	1.54430182
1277.5	3340842	0.001219438	1.56920967
1460	3592300	0.001186289	1.51663770
1642.5	4500737	0.001297585	1.62792198
1825	5661999	0.001458224	1.79628264
2007.5	6652583	0.001579954	1.91894412
2190	8072502	0.001761217	2.09987560

Luego de normalizar los datos se procede a graficar y a determinar la pendiente como se observa en la figura 44.



**Figura 44. Gráfica normalizada para la determinación de la pendiente**

Se toma una pareja de valores de los datos normalizados y con la pendiente de la figura 26 se dispone de reemplazar dichos datos a la correlación.

$$X = (G_p \cdot B_g + W_p \cdot B_w) / [(B_g - B_{gi}) \cdot G] = 0.000792450$$

$$Y = 1 + W_e / [(B_g - B_{gi}) \cdot G] = 1.38521796$$

$$M = 550.7$$

$$\frac{r_a}{r_e} = e^{(6.1279E-03 \times 0.000792450 - 1.934E-05 \times 1.385217 + 5.363E-03 \times 550.7 + 0.3119)}$$

$$\frac{r_a}{r_e} = 26.7$$

Con un  $r_a/r_e = 26.7$  se puede considerar un yacimiento infinito ( $r_a/r_e > 10$ ) como resultado de la correlación ajustándose a las condiciones iniciales planteadas por el ejemplo de aplicación.

## CONCLUSIONES

Múltiples corridas se llevaron a cabo utilizando un modelo de simulación simple, empleando la herramienta Office del software comercial Eclipse. El modelo consistió en un yacimiento de gas seco con empuje hidráulico de fondo, manteniendo el volumen del yacimiento constante y variando el volumen del acuífero utilizando relaciones de radio  $r_a/r_e$  desde 1 hasta 10. También hubo variación en la permeabilidad,  $k$ , y en el caudal de producción del gas,  $q_g$ .

La influencia del tamaño del acuífero en variables como la intrusión de agua acumulada,  $W_e$ , y el volumen acumulado de agua producida,  $W_p$ , fue comprobada con los resultados arrojados por el simulador, ya que para cada paso de tiempo determinado, los valores de las anteriores variables se hacen mayores a medida que se aumenta la relación de radios,  $r_a/r_e$ .

El efecto de soporte de presión prestado por el empuje hidráulico al yacimiento de gas, y su relación con el tamaño del acuífero, se vio reflejado en cada corrida cuando al aumentar la relación de radios,  $r_a/r_e$ , la presión de abandono del yacimiento fue cada vez mayor.

Finalmente y aunado a lo anterior se logró obtener una correlación empírica, desarrollada a partir de los conceptos del balance de materia para yacimientos de gas no volumétricos, y los resultados del modelo simulado arrojados por el software, la cual puede ser utilizada de manera práctica para estimar el tamaño de un acuífero adyacente a un yacimiento de gas seco, utilizando datos históricos de producción del yacimiento. La correlación fue validada en el capítulo cuarto sobre un ejemplo sintético desarrollado por los autores, y sobre un segundo ejemplo de un yacimiento real encontrado en la literatura.

## RECOMENDACIONES

Para continuar con el desarrollo de este trabajo, se recomienda aplicar la metodología desarrollada en la propuesta actual, extendiéndose a varias propiedades tanto petrofísicas como de los fluidos y de control de producción del yacimiento, ya que en el presente estudio fueron muy pocas, lo anterior con el objetivo de analizar su influencia en la intrusión y producción fluidos y de este modo estudiar más a fondo los factores que dominan el estimativo del tamaño del acuífero.

Considerar en futuros estudios la aplicación de modelos analíticos para el cálculo del volumen de agua intruida acumulada, y compararlo con los valores obtenidos con la simulación numérica (utilizada en este trabajo) para determinar cual método de cálculo de este parámetro es el mejor.

Aplicar los resultados obtenidos a diferentes yacimientos de gas existentes, con el fin de validar los resultados y de este modo hacer la estimación del tamaño del acuífero más confiable, cabe resaltar que actualmente en la literatura son muy escasas las referencias que presenten los datos necesarios para desarrollar este tipo de investigaciones.

Desarrollar la presente metodología de investigación en otros software especializados en simulación de yacimientos comerciales, para analizar y comparar los resultados, sin embargo cabe destacar que el software utilizado en el presente trabajo (Eclipse), es uno de los más potentes y de mayor trascendencia en el mundo de la simulación de yacimientos.

## BIBLIOGRAFÍA

- H.K. Lies: "Aquifer Influx Modelling for Gas Reservoirs", Canadian International Petroleum Conference, Calgary, (June 2000) Pet Society 2000-29
- M. Ajmal Abbasi: "Material Balance Application to Water-Drive Gas Reservoirs To Predict Gas in Place and Future Forecasts", (January 1989), SPE 19454
- Eclipse 100. Simulation Software Manuals. 2006.1. Copyright © 2006 Schlumberger. All rights reserved.
- R. G. AGARWAL, R. AL-HUSSAINY: "The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs", SPE 1244
- G. W. Targac, R.A. Wattenbarger, R.A. Startzman: "Analyzing Aquifers Associated With Gas Reservoirs Using AIF's and Type Curves", (September 1990) SPE Formation Evaluation.
- R. Pérez: "Yacimientos con Empuje Hidráulico", Universidad del Zulia, Facultad de Ingeniería, 1969.
- Tarek: "Advanced Reservoir Engineering", Chapters 2, 3, Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier. 2005.
- B. C. Craft, M. F. Hawkins: "Principios de Ingeniería de Yacimientos", Chapter 1, Editorial Tecnos, 1968.
- Ahmed, Tarek. 2001. "Reservoir Engineering Handbook". Gulf Professional Publishing, Segunda Edición. 2001. ISBN 0-88415-770-9. p. 10
- Ahmed, Tarek and Mckinney, Paul D. 2005. "Advanced Reservoir Engineering". Elsevier Inc. 2005. ISBN 0-7506-7733-3. p. 2/150-152, 3/203, 205, 207
- Armenta, M. 2003. "Mechanism and Control of wáter influx to Wells in Gas Reservoirs with Bottom-Water Drive". Trabajo presentado como requisito de grado en el departamento de ingeniería de petróleos Craft & Hawkings de la Universidad de Loussiana. Diciembre 2003.