

**IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO ANALÍTICO SIMPLIFICADO PARA  
ESTIMAR PERFILES DE PRODUCCIÓN Y FACTORES DE RECOBRO EN  
YACIMIENTOS DE SHALE GAS**

**JUAN JOSÉ TOVAR MONTAÑA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA  
2012**

**IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO ANALÍTICO SIMPLIFICADO PARA  
ESTIMAR PERFILES DE PRODUCCIÓN Y FACTORES DE RECOBRO EN  
YACIMIENTOS DE SHALE GAS**

**JUAN JOSÉ TOVAR MONTAÑA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para acceder al título de:  
Ingeniero químico**

**Director  
Prof. Ramiro Martínez Rey**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BUCARAMANGA  
2012**

*A dios por la fortaleza que me ha otorgado para enfrentar cada situación, por guiarme y por acompañarme en todo momento.*

*A mi padre por sus inolvidables e invaluable consejos, por su compañía en mis logros y fracasos; por siempre hacerme creer que cualquier meta propuesta puede ser alcanzada y por darme la confianza necesaria para lograrlo.*

*A mi madre por su comprensión e inmenso amor, por su incalculable esfuerzo y tenacidad que me enseñaron a luchar con más fuerza día a día; y por ser ese ejemplo de vida que cualquier persona quisiera tener.*

*A mis hermanos, Sergio y Andrés, por tantas alegrías y tristezas compartidas, por ser capaces de soportarme todos los días y por enseñarme que la unión hace la fuerza.*

*A mis amigos, por luchar junto a mí durante ese extenso recorrido, porque en medio de innumerables jornadas de turmequé logramos afianzar cada vez más una valiosa y sincera amistad.*

*A mis codirectores, Andrés y Gustavo, por esa inmensa oportunidad, por permitirme aprender cantidades enormes de conocimiento, por apoyarme y por guiarme durante ese largo camino.*

**JUAN JOSÉ TOVAR MONTAÑA**

## TABLA DE CONTENIDO

NOMENCLATURA.....	7
1. INTRODUCCIÓN.....	14
2. CONCEPTOS TEÓRICOS.....	17
2.1 Definiciones básicas. ....	17
2.2 Ecuaciones fundamentales. ....	19
2.2.1 Factor de compresibilidad.....	20
2.2.2 Viscosidad del gas.....	21
2.2.3 Factor volumétrico de formación del gas. ....	22
2.2.4 Factor $Z^*$ .....	23
2.2.5 Presión de equilibrio. ....	24
2.2.6 Saturación de agua promedio. ....	25
2.2.7 Presión. ....	26
2.2.8 Permeabilidades relativas.....	26
2.2.9 Flujo de gas y de agua. ....	28
3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO.....	31
3.1 Datos de Entrada.....	31
3.2 Cálculo de las Condiciones Iniciales. ....	32
3.3 Proceso Iterativo para la Construcción de los Perfiles. ....	32
4. DESARROLLO EXPERIMENTAL.....	34
5. RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	36
6. CONCLUSIONES .....	41
REFERENCIAS .....	42

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 1 Representación esquemática del transporte de gas a través de los yacimientos de Shale Gas.....	13
Fig. 2 Isoterma de Langmuir .....	25
Fig. 3 Curva de permeabilidades relativas para el sistema gas-agua.....	27
Fig. 4 Representación esquemática del daño en la formación .....	29
Fig. 5 Datos de entrada del modelo .....	31
Fig. 6 Perfiles de producción.....	37
Fig. 7 Perfil de producción Haynesville Shale .....	38
Fig. 8 Perfil de producción obtenido por el modelo.....	39
Fig. 9 Perfil de producción a condiciones de CBM. ....	40

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Constantes para el modelo de Dranchuk and Abou-Kassem; **Error! Marcador no definido.**

Tabla 2 Condiciones del yacimiento (Lower Huron) a)Condiciones iniciales, b)Propiedades de la roca, c)Parámetros permeabilidad relativa ... **Error! Marcador no definido.**

Tabla 3 Condiciones del yacimiento (Haneysville) a)Condiciones iniciales, b)Propiedades de la roca, c)Parámetros permeabilidad relativa ..... 46

Tabla 4 Condiciones del yacimiento (CBM) a)Condiciones iniciales, b)Propiedades de la roca, c)Parámetros permeabilidad relativa ..... 47

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1: DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO.....	44
ANEXO 2: CONDICIONES Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO (LOWER HURON).....	45
ANEXO 3: CONDICIONES Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO (HANEYSVILLE) .....	46
ANEXO 4: CONDICIONES Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO (CBM) .....	47

## RESUMEN

**TITULO:** IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO ANALÍTICO SIMPLIFICADO PARA ESTIMAR PERFILES DE PRODUCCIÓN Y FACTORES DE RECOBRO EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS\*

**AUTOR:** Juan José Tovar Montaña\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Shale Gas, Yacimientos, Modelo Estratégico, CBM, Análisis de Desempeño.

El objetivo de este proyecto fue plantear un modelo analítico que permitiera realizar evaluaciones estratégicas de un yacimiento de Shale gas, con base en los perfiles de producción de este. Esto se llevó a cabo mediante la búsqueda selectiva de información referente a este tipo de yacimientos, posteriormente se realizó un acoplamiento de las ecuaciones encontradas y se estructuró un algoritmo que permite el cálculo de dichos perfiles. Este modelo fue programado en Visual Basic para Excel y Dev C++. Se demostró la validez del modelo al compararlo con un software comercial de la empresa *Feketey* con datos reales de producción de un yacimiento que se encuentra siendo explotado actualmente. Se estructuraron tres casos diferentes de estudio con el fin de observar la respuesta del modelo ante la variación de los parámetros de entrada. Los resultados obtenidos por dos de los casos fueron comparados con el software comercial, mientras que el tercero se validó con datos reales de producción. De los resultados se concluyó que el modelo propuesto predice acertadamente la tendencia de un yacimiento real de Shale gas y a su vez describe correctamente el comportamiento de un yacimiento de CoalbedMethane (CBM), de forma que este puede ser utilizado con seguridad al momento de evaluar el desempeño de un yacimiento bajo estudio y por ende tomar decisiones respecto a la rentabilidad de cierto proyecto.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería Química, Director: Ph.D. Ramiro Martínez Rey, Codirectores: MSc. Gustavo Navas Guzmán., Ing. Andrés Joaquín Calderón Vergara.

## ABSTRACT

**TITLE:** IMPLEMENTATION OF A SIMPLIFIED ANALYTICAL MODEL TO ESTIMATE PRODUCTION PROFILES AND RECOVERY FACTORS IN SHALE GAS RESERVOIRS\*

**AUTHOR:** Juan José Tovar Montaña\*\*

**KEYWORDS:** Shale Gas, Reservoirs, Strategical Model, CBM, Performance Analysis.

The aim of this project was to establish an analytical model that allows carrying on strategical assessments of a Shale gas reservoir, based on its production profiles. This was achieved through the selective search of information concerning to this kind of reservoirs, subsequently a joint of the found equations was made, and an algorithm that make possible the calculation of such profiles was structured. This model was programmed using Visual Basic for Excel and Dev C++. It was proved the validity of the model by comparing it with commercial software of the *Fekete* Company and with real production data of a reservoir currently under exploitation. Three cases of study were proposed in order to determine the outcome of the model with the variation of the input data. The obtained results in two of the cases were compared with the commercial software, while the third was probed with real production data. The results show that the proposed model forecast correctly the trend of a Shale gas reservoir and at the same time describes properly the behavior of a Coalbed Methane (CBM) reservoir, which means that it can be used with reliance at the moment of a performance assessment of a reservoir that is being studied and therefore make decisions about the profitability of a certain project.

---

\* Undergraduate Project

\*\* Physical-Chemical Engineering College, Chemical Engineer Department, Advisors: Ph.D. Ramiro Martínez Rey, Coadvisors: MSc. Gustavo Navas Guzmán., Ing. Andrés Joaquín Calderón Vergara.

## **NOMENCLATURA**

$A$  = Area de drenaje, acres

$B_g$  = Factor de volumen del gas,  $ft^3/SCF$

$B_w$  = Factor de volumen del agua  $ft^3/SCF$

$C_{VL}$  = Constante de volumen de Langmuir,  $SCF/ton$

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

$c_w$  = Compresibilidad del agua,  $psi^{-1}$

$G_{ads}$  = Gas adsorbido,  $SCF/ton$

$h$  = Espesor del manto,  $ft$

$K$  = Permeabilidad absoluta del yacimiento,  $md$

$K_{rg}$  = Permeabilidad relativa del gas

$K_{rg0}$  = Punto final de la permeabilidad relativa del gas

$K_{rw}$  = Permeabilidad relativa del agua

$K_{rw0}$  = Punto final de la permeabilidad relativa del agua

$M$  = Peso molecular aparente,  $lbm/lbm - mol$

$M_a$  = Peso molecular aparente del aire,  $lbm/lbm - mol$

$M_g$  = Peso molecular aparente del gas,  $lbm/lbm - mol$

$N_o$  = Número de iteraciones

$n_g$  = Exponente de la curva de permeabilidad relativa del gas

$n_w$  = Exponente de la curva de permeabilidad relativa del agua

$OGIP$  = Cantidad inicial de gas,  $SCF/ton$

$p$  = Presión,  $psia$

$p_{eq}$  = Presión de equilibrio,  $psia$

$p_L$  = Constante de presión de Langmuir,  $psia$

$\bar{p}$  = Presión promedio del yacimiento,  $psia$

$p_{cs}$  = Presión a condiciones estandar,  $psia$

$p_{pc}$  = Presión pseudocrítica,  $psia$

$p_i$  = Presión inicial del yacimiento,  $psia$

$p_r$  = Presión reducida

$p_s$  = Presión supuesta,  $psia$

$p_{wf}$  = Presión del fondo fluyendo,  $psia$

$q_g$  = Flujo de gas,  $SCF$

$r_e$  = Radio externo,  $ft$

$r_w$  = Radio del pozo,  $ft$

$\bar{S}_g$  = Saturación promedio del gas

$S_{gc}$  = Saturación irreducible del gas

$\overline{S_w}$  = Saturación promedio de agua

$S_{wc}$  = Saturación irreducible de agua

$S_{wi}$  = Saturación inicial de agua

$s$  = Factor de daño o Skin

$T$  = Temperatura, °R

$T_{cs}$  = Temperatura a condiciones estandar, °R

$Tol$  = Tolerancia del método

$T_{pc}$  = Temperatura pseudocritica, °R

$T_r$  = Temperatura reducida

$V_g@.c.s$  = Volumen del gas a condiciones estandar, SCF

$V_g@.c.y$  = Volumen del gas a condiciones de yacimiento,  $ft^3$

$W_e$  = Aporte de acuífero, STB

$W_p$  = Agua producida, STB

$z$  = Factor de compresibilidad del gas

$z_{cs}$  = Factor de compresibilidad del gas a condiciones estandar

$\mu_g$  = Viscosidad del gas, cp

$\rho$  = Densidad del gas,  $lbm/ft^3$

$\rho_r$  = Densidad reducida

$\phi$  = Porosidad

$\gamma_g$  = Gravedad específica gel gas

## 1. INTRODUCCIÓN

El constante aumento de la demanda energética a nivel mundial conlleva a un aumento significativo en la oferta de energía que se tiene actualmente. Tanto así que las proyecciones de la compañía petrolera British Petroleum [1] para el año 2030 sugieren un aumento de al menos el 45% de la energía generada actualmente.

Adicional a esto, se suman grandes problemas ambientales asociados al uso de combustibles fósiles como el petróleo y el carbón, ya que estos son los responsables en gran parte de las emisiones de  $CO_2$  y otros gases contaminantes a la atmósfera.

Para dar solución a este problema, las energías renovables no convencionales (ERNC) surgen como una excelente alternativa; no obstante, esta transición de combustibles fósiles a ERNC solo se podrá evidenciar a largo plazo.

Es por esto que la solución a estos problemas se ha visto representada en el gas natural, ya que por su versatilidad, eficiencia energética y baja contaminación, cumple con las características requeridas actualmente para un combustible sostenible; sin embargo, al ser un combustible no renovable es indispensable contar con grandes reservas, y es por esto que el **Shale gas** es de gran importancia. Estados Unidos, pionero en la explotación de Shale gas, ha tenido grandes avances en la producción de este recurso, pasando de 0.39 Trillones de pies cúbicos (Tcf, usado generalmente para medir grandes cantidades, como es el caso de las reservas en el subsuelo. Un Tcf es suficiente gas como combustible para 12 millones de vehículos en el año) en el año 2000 a 4.87 Tcf en el 2010, lo que representa el 23% de su producción de gas natural seco [2]. Por otro lado, proyectos no comerciales de Shalegas existen hoy en día por fuera de los Estados Unidos, como es el caso de Argentina, en donde se han encontrado los mayores yacimientos de Shalegas en Sudamérica. En la actualidad, se trabaja

continuamente para identificar nuevos yacimientos de Shalegas y para aumentar la producción en los yacimientos ya existentes.

Teniendo en cuenta que las reservas mundiales de Shalegas se calculan en 6,622Tcf y que las de gas natural convencional están estimadas en 16,000 Tcf, se puede observar que considerando las reservas de Shale gas, las reservas mundiales técnicamente recuperables crecen en un 40% a 22,600 Tcf [3]. Además, observando los continuos avances en las tecnologías actuales de extracción: *horizontal drilling* (“perforación horizontal”) e *hydraulicfracturing* (“fractura hidráulica”), técnicas necesarias para la explotación rentable de Shale gas, se puede evidenciar que existe un gran potencial en la explotación de este tipo de yacimientos.

Sin embargo, el problema que se enfrenta al estudiar este tipo de reservorios de hidrocarburos (no convencionales), es que no se cuenta con suficiente información en relación con los otros tipos de yacimientos de hidrocarburos (convencionales) y por ende las empresas son mucho más cautelosas a la hora de tomar la decisión de invertir en este tipo de reservorios. A fin de resolver este problema se han tratado de establecer diferentes modelos matemáticos que representen el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales, basados en análisis petrofísicos, y de este modo ahorrar dinero en estudios mas especializados y a su vez dar mayor seguridad sobre la rentabilidad en la explotación de estos recursos.

Durante los últimos años se han adelantado investigaciones en lo concerniente a las ecuaciones generalizadas de balance de materia para yacimientos convencionales de petróleo y gas con el objetivo de mejorar el análisis de desempeño de los mismos. No obstante, estas ecuaciones son inapropiadas para los yacimientos de gas no convencionales (ej. Shale gas, gas asociado a mantos de carbón, entre otros), debido a que no tienen en cuenta algunos fenómenos que se presentan en este tipo de yacimientos, como es el caso de la adsorción del gas

en la superficie de la matriz porosa. Para contrarrestar esta limitación, se han hecho algunas adaptaciones a las ecuaciones existentes o se han desarrollado nuevas ecuaciones para este tipo de yacimientos que son utilizados en diferentes softwares comerciales. Sin embargo, la mayoría de estos son muy costosos y utilizan modelos numéricos. Lo cual requiere de una información muy detallada de entrada, altos tiempos de ejecución y grandes esfuerzos al estructurar y representar un caso.

Por lo tanto, el objetivo de este trabajo es implementar un modelo analítico simplificado que permita estimar perfiles de producción y factores de recobro en yacimientos de Shale gas, probar que el método sea de convergencia rápida, y principalmente que los resultados sean una muy buena aproximación a la realidad.

## 2. CONCEPTOS TEÓRICOS

A continuación se presentan unos conceptos fundamentales sobre el tema, a fin de entender con más claridad el comportamiento de este tipo de yacimientos y a su vez los razonamientos que se presentan en capítulos posteriores.

### 2.1 Definiciones básicas.

Los yacimientos de gas se clasifican como convencionales o no convencionales por las siguientes razones:

- **Yacimientos Convencionales (YC):** Se forman como acumulaciones discretas tanto en trampas estructurales como en trampas estratigráficas. Este tipo de reservorios presenta porosidades y permeabilidades relativamente altas. Los pozos en los yacimientos de gas convencionales producen a partir de arenas y carbonatos que contienen el gas en espacios de poro interconectados, permitiendo así el flujo del gas hacia el pozo. El gas en los poros se puede mover de un poro a otro a través de pequeñas gargantas de poro que crean un flujo permeable a lo largo del yacimiento. En yacimientos de gas convencional, el gas es a menudo procedente de esquistos ricos en materia orgánica próximos a la arenisca o carbonato y cabe resaltar que el gas se encuentra confinado en las trampas y no hay gas adsorbido. Los YC están relacionados con las reservas limitadas, las cuales pueden ser explotadas en pocos años y su explotación no requiere del uso de tecnología de punta.
- **Yacimientos no Convencionales:** Los yacimientos de gas no convencionales producen desde zonas de muy baja porosidad y permeabilidad como las arenas compactadas, carbón, Shale, entre otros. En este tipo de yacimientos el gas es almacenado en la roca dentro de una matriz porosa debido a la baja permeabilidad en estas formaciones, generalmente es necesario fracturarlos para crear una permeabilidad adicional. Siendo la fractura hidráulica la técnica más adecuada en la estimulación de yacimientos de Shale gas [4]. Adicional a

esto, la mayoría se encuentran a grandes profundidades, altas presiones y altas temperaturas, por lo cual conllevan un mayor reto tecnológico para la explotación rentable de estos yacimientos.

A este tipo de reservorios se les asocia una gran cantidad de reservas de hidrocarburos.

El Shale gas es simplemente gas natural, compuesto generalmente de 90% de metano. Su nombre se debe a su procedencia, el esquisto (o Shale en inglés). Los esquistos son un conjunto de rocas metamórficas de bajo a medio grado de metamorfismo, pertenecientes al grupo de silicatos, los cuales se caracterizan por poseer estructura foliada y composición química variable, con una estructura molecular de 1 átomo de silicio y 4 de oxígeno.

Los esquistos provienen de arcillas o lodos, los cuales han sufrido procesos metamórficos de diversas temperaturas y presiones. Su estructura foliada permite que sean fácilmente separados en delgadas láminas, manteniendo su composición [5].

Los esquistos contienen menos del 50% de porcentaje en peso de materia orgánica. El metano es generado por la transformación de esta materia orgánica por acción bacteriana (biogás) y/o por procesos geoquímicos (gas termogénico), los cuales consisten en un craqueo por acción de la temperatura y la presión, durante la deposición de las rocas.

Los yacimientos de Shale gas se caracterizan por tener una naturaleza de poro dual, es decir, consta de una porosidad primaria y una porosidad secundaria. El sistema de porosidad primaria en estos yacimientos está compuesto de poros muy finos, lo cual conlleva dos consecuencias muy importantes. La primera de estas, es que existe una gran superficie interna, que a su vez contiene muchos sitios potenciales de adsorción en donde grandes cantidades de gas son almacenadas. Es por esto, que la adsorción es uno de los mecanismos principales de almacenamiento en los yacimientos de Shale gas. La segunda consecuencia del

tamaño de los poros, radica en que la permeabilidad del sistema de porosidad primaria es extremadamente baja, por lo tanto el gas es transportado a través de este sistema por medio de un proceso de difusión. Por otro lado, el sistema de porosidad secundaria del Shale consiste en un sistema de fractura natural inherente a este tipo de yacimientos [6].

La producción de gas a partir de Shale es un proceso de dos etapas, como se muestra a continuación. A medida que la presión disminuye, el gas es liberado de la superficie de la porosidad primaria y se difunde a través de la matriz hasta llegar a las fracturas, donde posteriormente el gas es transportado a través de las fracturas siguiendo el modelo de flujo descrito por la Ley de Darcy [7]. En conclusión, el sistema de fractura actúa como un depósito para el sistema de porosidad primaria y como un conducto a los pozos de producción. Este proceso se muestra esquemáticamente en la Figura 1.

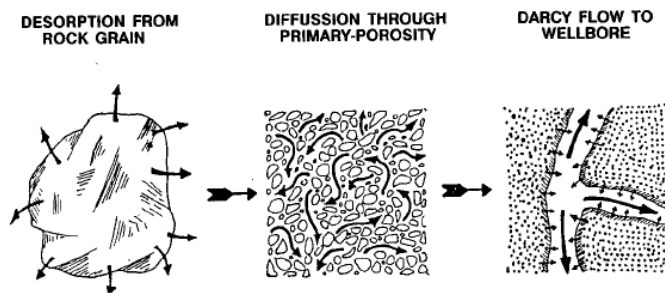


Figura 1. Representación Esquemática del Transporte de Gas a través de los Yacimientos de Shale Gas. Fuente: King, G. R., "Material Balance Techniques for Coal Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs", SPE 20730, presented at the 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 23-26, 1990.

## 2.2 Ecuaciones fundamentales.

A continuación se presentan las ecuaciones que determinan las diferentes variables que describen el comportamiento de los yacimientos de Shale gas. Estas se obtuvieron como resultado de la búsqueda selectiva de información sobre este tipo de reservorios.

### 2.2.1 Factor de compresibilidad.

Numerosas ecuaciones de estado han sido desarrolladas en el intento de correlacionar con datos experimentales las variables presión, volumen y temperatura para gases reales. Con el fin de expresar una relación más exacta entre las variables  $p$ ,  $V$  y  $T$ , se introdujo un factor de corrección llamado *factor de compresibilidad del gas*, para tener en cuenta la desviación de los gases de la idealidad [8].

Antes de determinar el factor de compresibilidad del gas es necesario calcular las propiedades pseudocríticas de este, y para ello, se hace uso de la correlación de Sutton [9]. La cual consiste en dos ecuaciones empíricas que determinan las propiedades pseudocríticas del gas natural en función de la gravedad específica:

$$p_{pc} = 756.8 - 131.0\gamma_g - 3.6\gamma_g^2 \quad (1)$$

$$T_{pc} = 169.2 + 349.5\gamma_g - 74.0\gamma_g^2 \quad (2)$$

Estas ecuaciones fueron obtenidas a partir de 264 muestras diferentes de gas en el rango de gravedades específicas comprendido entre  $0.571 < \gamma_g < 1.679$ .

Con los valores obtenidos por medio de la correlación de Sutton, se pueden estimar las propiedades reducidas:

$$T_r = T/T_{pc} \quad (3)$$

$$p_r = P/p_{pc} \quad (4)$$

Finalmente se utiliza la correlación para el cálculo del factor de compresibilidad propuesta por Dranchuk and Abou-Kassem [10]:

$$Z = 1 + c_1\rho_r + c_2\rho_r^2 - c_3\rho_r^5 + c_4 \quad (5)$$

Donde  $\rho_r = 0.27p_r/ZT_r$

$$c_1 = A_1 + A_2/T_r + A_3/T_r^3 + A_4/T_r^4 + A_5/T_r^5$$

$$c_2 = A_6 + A_7/T_r + A_8/T_r^2$$

$$c_3 = A_9(A_7/T_r + A_8/T_r^2)$$

$$c_4 = A_{10}(1 + A_{11}\rho_r^2)(\rho_r^2/T_r^3)\exp(-A_{11}\rho_r^2)$$

Las valores de las constantes  $A_1$  hasta la  $A_{11}$ , se muestran en la Tabla 1:

**Tabla 1.** Constantes para el modelo de Dranchuk and Abou-Kassem

$A_1$	0,3265	$A_7$	-0,7361
$A_2$	-1,0700	$A_8$	0,1884
$A_3$	-0,5339	$A_9$	0,1056
$A_4$	0,01569	$A_{10}$	0,6134
$A_5$	-0,05165	$A_{11}$	0,7210
$A_6$	0,5475		

La *Rutina 1* que comprende de la Ec. 1 a la Ec. 5 finaliza cuando se calcula el valor de  $Z$ , el cual se determina resolviendo el sistema de ecuaciones mencionado anteriormente por medio del método numérico de Newton-Rapson, debido a que  $Z$  es una función implícita.

### 2.2.2 Viscosidad del gas.

La viscosidad del gas no es medida comúnmente en el laboratorio, ya que esta puede ser estimada con exactitud por medio de correlaciones empíricas. Como todas las propiedades intensivas, la viscosidad del gas natural es descrita completamente por la siguiente función:

$$\mu_g = \mu_g(P, T, y_i) \tag{6}$$

Muchas de la amplia gama de correlaciones que se usan para calcular la viscosidad del gas pueden ser vistas como modificaciones de la Ec. 6.

Existen dos métodos que son ampliamente aceptados en la industria de los hidrocarburos:

- Método de Carr-Kobayashi-Burrows.
- Método de Lee-Gonzalez-Eakin.

Sin embargo, el primero de ellos es un método gráfico y por ende no puede ser aplicado, teniendo en cuenta el objetivo de este trabajo.

Es por esto que se escogió la correlación de Lee *et al* [11], la cual es un método semiempírico que expresa la viscosidad en términos de la temperatura y la presión del yacimiento, la densidad del gas, y el peso molecular del gas. La ecuación propuesta está dada por:

$$\mu_g = (1 \times 10^{-4}) K \exp(X\rho^Y) \quad (7)$$

$$\text{Donde } \rho = 1.4935 \times 10^{-3} (pM/Z_i T)$$

$$K = ((9.379 + 0.01607M) T^{1.5}) / ((209.2 + 19.26M + T))$$

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{T} + 0.01009M$$

$$Y = 2.447 - 0.2224X$$

Esta correlación es válida para  $10 < P < 8000$  psia,  $100 < T < 340$  °F, y  $0.9 < CO_2 < 3.2$  %mol [12].

### **2.2.3 Factor volumétrico de formación del gas.**

El factor volumétrico de formación del gas es usado para relacionar el volumen del gas medido a condiciones de yacimiento, con el volumen del gas medido a condiciones estándar. Esta propiedad del gas es también definida como el volumen ocupado por una cierta cantidad de gas a una presión y temperatura específica, dividida por el volumen ocupado por la misma cantidad de gas a condiciones estándar [13].

En términos matemáticos, la relación se define como:

$$B_g = \frac{V_g @. c. y}{V_g @. c. s} \quad (8)$$

Aplicando la ley de los gases reales:

$$B_g = \frac{p_{cs} Z T}{p Z T_{cs}} \quad (9)$$

Donde  $p_{cs} = 14.65 \text{ psia}$

Y  $T_{cs} = 520^\circ R$

Por lo tanto se tiene que:

$$B_g = \frac{14.65 Z T}{520 p Z_{cs}} \quad (10)$$

#### 2.2.4 Factor $Z^*$ .

$Z^*$  fue un parámetro establecido por King [6] con el fin de linealizar la ecuación de balance de materia de gas en el yacimiento, debido a que para los yacimientos convencionales la forma del balance de materia es una línea recta, mientras que al aplicar la misma teoría (balance de materia en el yacimiento) a los reservorios no convencionales la curva es no lineal, por ende es necesaria la creación de este parámetro para poder obtener una ecuación más fácil de manejar y que a su vez involucre parámetros relevantes en la descripción del comportamiento de los yacimientos de shale-gas (también se puede aplicar a yacimientos de CBM, CoalbedMethane). Como se menciono anteriormente, esta se obtuvo a partir de un balance de materia en el reservorio, y se expresa de la siguiente forma:

$$Z^* = \frac{Z}{\left[1 - c_f(p_i - p)(1 - \overline{S_w})\right] + \frac{0.02831685 Z T p_{sc} \rho G_{ads}}{520 Z_{sc} p \phi}} \quad (11)$$

En la Ec.11 el denominador consiste en dos términos adimensionales. El primero de ellos es el producto de dos diferencias y representa el gas libre presente en las fracturas naturales, mientras que el segundo término hace referencia a la cantidad de gas adsorbido en el sistema de porosidad primaria, la ecuación que se utiliza para la inclusión de este término es la propuesta por Langmuir, la cual se describe en la siguiente sección.

### **2.2.5 Presión de equilibrio.**

Como se mencionó al inicio de este capítulo, el mecanismo de almacenamiento en un yacimiento de Shale gas es diferente al de los yacimientos convencionales. En un yacimiento típico de gas, este se encuentra almacenado en los poros por compresión; mientras que en los de Shale gas, además del gas libre almacenado en la red de fracturas, también se encuentra gas adsorbido dentro de la matriz de Shale. Y a medida que la presión disminuye, el gas se desorbe de la superficie de la matriz.

Generalmente el gas almacenado por adsorción es modelado con una isoterma de adsorción (la cantidad de gas en equilibrio con la superficie de la matriz porosa como función de la presión a una temperatura fija). La isoterma de adsorción más común en yacimientos de gas no convencional es la desarrollada por Langmuir [6]:

$$G_{ads} = \frac{C_{VL}p}{p_L + p} \quad (12)$$

Cuando la presión en el yacimiento empieza a descender, lo primero que se produce es el gas libre que está almacenado por compresión y la cantidad de gas adsorbido permanecerá constante mientras la presión en el yacimiento no alcance la presión de desorción o presión de equilibrio, la cual es menor a la presión inicial del yacimiento (ver figura 2). Como su nombre lo indica la presión de desorción es la presión a la cual el gas comienza a desorber. La presión disminuye en el yacimiento a medida que el gas se extrae, o en los casos en los cuales hay presencia de agua, la presión decae a medida que el agua es bombeada fuera del reservorio.

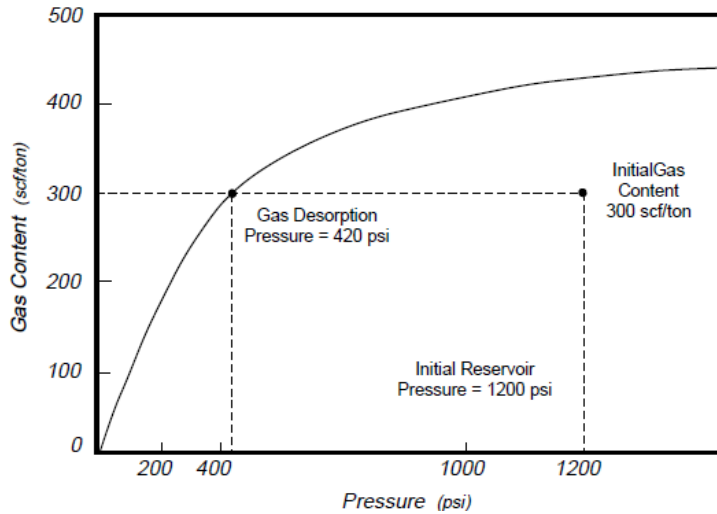


Figura2. Isotherma de Langmuir. Fuente: King, G. R., "Material Balance Techniques for Coal Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs", SPE 20730, presented at the 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 23-26, 1990.

Después de que el yacimiento alcanza esta presión, el gas comienza a desorberse siguiendo la trayectoria descrita por la isoterma de Langmuir, obteniendo así nuevas presiones de equilibrio, las cuales se pueden calcular reorganizando la ecuación de Langmuir de la siguiente manera:

$$p_{eq} = \frac{G_{ads} p_L}{C_{VL} - G_{ads}} \quad (13)$$

### 2.2.6 Saturación de agua promedio.

Debido a la presencia de agua en algunos yacimientos, es necesario que esta sea bombeada fuera del reservorio para dar paso a la producción del gas, por consiguiente la saturación de agua cambia con el paso del tiempo (a medida que se está produciendo agua). King [6] desarrollo un modelo basado en un balance de materia de agua en el yacimiento para el cálculo de la saturación promedio de agua:

$$\bar{S}_w = \frac{S_{wi} [1 + c_w (p_i - p)] + \frac{5.615(W_e - B_w W_p)}{\phi A h}}{[1 - c_f (p_i - p)]} \quad (14)$$

La Ec. 14 corresponde a un balance de materia sobre el sistema.

Mientras las compresibilidades del agua y de la formación pueden ser despreciadas para yacimientos convencionales de gas, la compactación de la formación y la expansión del agua afectarán significativamente la producción durante la fase de desagüe [6].

### **2.2.7 Presión.**

La expresión que se muestra a continuación (Seidle 1999 [14]), es una ecuación obtenida a partir de un balance de materia de gas en el yacimiento. La cual, debido a su forma simplificada y a las variables que relaciona, es de gran utilidad en el cálculo de presiones de yacimiento.

$$\frac{p}{Z^*} = \frac{p_i}{Z_i^*} - \frac{p_i}{Z_i^* G_i} G_p \quad (15)$$

### **2.2.8 Permeabilidades relativas.**

Numerosos estudios de laboratorio, han concluido que la permeabilidad efectiva de cualquier fluido en el yacimiento es función de la saturación del fluido en el mismo y de las características de mojabilidad de la formación. Las permeabilidades efectivas son medidas por lo general, directamente en el laboratorio en pequeños núcleos, debido a las varias combinaciones posibles para un solo medio; sin embargo, los datos del laboratorio son usualmente resumidos y reportados en términos de las permeabilidades relativas.

La permeabilidad absoluta es una propiedad del medio poroso y es la medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Cuando dos o más fluidos fluyen al mismo tiempo, la permeabilidad relativa de cada fase, a una saturación específica, es la razón entre la permeabilidad efectiva de la fase y la permeabilidad absoluta [15].

Cuando una fase mojante y una no mojante fluyen juntas en una roca del yacimiento, cada fase sigue caminos distintos y separados. La distribución de las

dos fases de acuerdo a sus características de mojabilidad, resulta en un diagrama característico de permeabilidades relativas(ver figura 3).

Para el sistema gas-agua uno de los modelos más adecuados para el cálculo de permeabilidades relativas fue el desarrollado por Corey [16], el cual por medio del análisis de las curvas de presión capilar pone la permeabilidad en función de las saturaciones de las diferentes especies.

Para el cálculo de la permeabilidad relativa del gas se tienen en cuenta las siguientes condiciones:

- Si  $S_w \leq S_{wc}$  , entonces  $K_{rg} = 1$
- Si  $S_w \geq 1 - S_{gc}$  , entonces  $K_{rg} = 0$
- Si  $S_w$  no cumple ninguna de las condiciones anteriores, entonces:

$$\frac{K_{rg}}{K_{rg0}} = \left( \frac{\bar{S}_g - S_{gc}}{1 - S_{wc} - S_{gc}} \right)^{n_g} \quad (16)$$

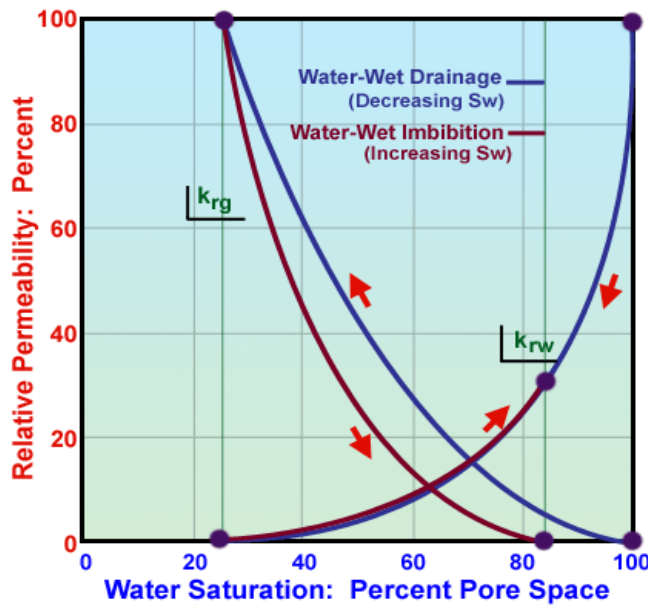


Figura 3. Curva de permeabilidades relativas para el sistema gas-agua. Fuente: IPIMS. [base de datos en línea]. [consultado 15 Nov. 2011]. Disponible en <<http://ipims.com/data/fe32/E3074.asp?UserID=&Code=3264>>

Para el cálculo de la permeabilidad relativa del agua se tienen en cuenta las siguientes condiciones:

- Si  $S_w \leq S_{wc}$  , entonces  $K_{rw} = 0$
- Si  $S_w$  no cumple la condición anterior, entonces:

$$\frac{K_{rw}}{K_{rw0}} = \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^{n_w} \quad (17)$$

### 2.2.9 Flujo de gas y de agua.

El flujo en medios porosos es un fenómeno muy complejo, y como tal no puede ser descrito de una forma tan simple como se hace con el flujo a través de conductos y tuberías.

A continuación se presentan las características del yacimiento, así como las consideraciones que se tuvieron en cuenta para escoger el modelo matemático que describe el flujo en el medio poroso estudiado.

- Tipo de Fluido en el Yacimiento

El primer ítem a considerar es el tipo de fluido en el yacimiento, el cual en el caso del gas es un fluido compresible, mientras que el agua se considera como uno incompresible.

- Régimen de Flujo

Cuando un pozo de gas es producido por primera vez después de estar cerrado, el flujo de gas en el yacimiento sigue un estado no estacionario hasta que la presión cae hasta el límite de drenaje del pozo. Posteriormente, el comportamiento del flujo pasa a través de un corto periodo de transición, y después de este se alcanza una condición de estado pseudoestacionario, donde el cambio de la presión con el tiempo a lo largo del yacimiento es constante. Este régimen de flujo es el que se tiene en cuenta para el desarrollo del modelo.

- Geometría del Yacimiento

La forma del yacimiento tiene un efecto significativo sobre el comportamiento del flujo en este. Muchos yacimientos tienen límites irregulares y descripciones matemáticas rigurosas de la geometría, que solo pueden ser resueltas por medio de simuladores numéricos. Para propósitos ingenieriles la geometría del flujo actual puede ser representada por medio de una geometría de flujo radial.

- Factor de Daño

Es común que los materiales como el filtrado de lodo, cemento lodoso o partículas de arcilla, entren a la formación durante la perforación, terminación, u operaciones de reparación de pozos, y por ende reduzcan la permeabilidad alrededor del pozo. Este efecto es llamado comúnmente como *daño del pozo* y la región donde es alterada la permeabilidad es conocida como *zona de daño*. Por otro lado, muchos otros pozos son estimulados por diferentes técnicas (ej. Fractura Hidráulica) cuyo propósito es incrementar la permeabilidad cerca del pozo. Así, la permeabilidad cerca del pozo es siempre diferente a la permeabilidad alejada de este, donde la formación no ha sido afectada por la perforación o estimulación [17] (ver figura 4).

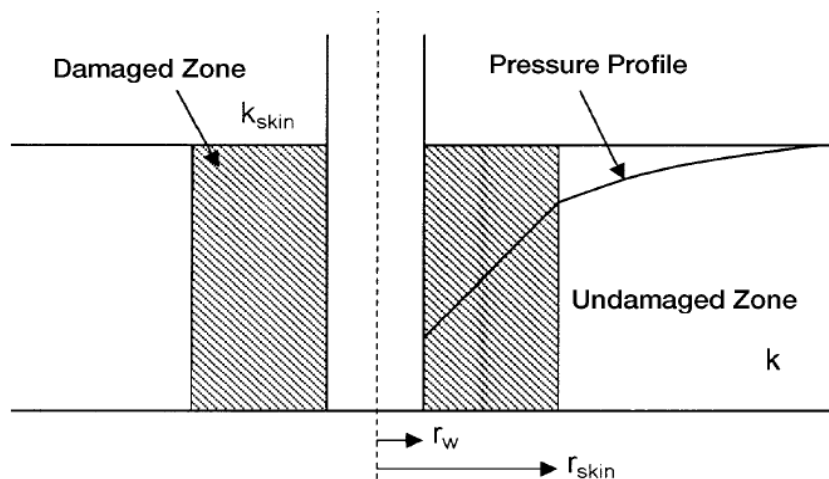


Figura 4. Representación Esquemática del Daño en la Formación. Fuente: Tarek, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Houston: Gulf Publishing Company. 2001. Page 421. 2th edition. ISBN 0-88415-770-9.

Este efecto del daño en la formación se evidencia en la ecuación en forma del factor  $s$ , el cual se comporta de la siguiente forma:

- Factor de daño positivo,  $s > 0$

Cuando existe una zona dañada cerca del pozo,  $k_{skin} < k$  y por ende  $s$  es un número positivo. La magnitud del factor  $s$  aumenta a medida que  $k_{skin}$  disminuye.

- Factor de daño negativo,  $s < 0$

Cuando la permeabilidad alrededor del pozo,  $k_{skin}$ , es mayor que la de la formación,  $k$ , y por consiguiente  $s$  es un número negativo. Este factor negativo indica un mejoramiento en las condiciones del pozo.

- Factor de daño cero,  $s = 0$

Se presenta cuando no hay alteración en la permeabilidad alrededor del pozo ( $k_{skin} = k$ ).

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, que la formación es homogénea ( $k$  constante), y que el flujo es laminar, el flujo de gas y de agua es calculado mediante el desarrollo de la ecuación de Darcy para la condiciones descritas. Obteniéndose así el siguiente modelo [18].

$$q_g = \frac{KK_{rg} h(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)}{1422\mu_g ZT \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right)} \quad (18)$$

De manera análoga a la ecuación obtenida para el gas, se determina la del agua.

$$q_w = \frac{KK_{rw} h(\bar{p} - p_{wf})}{141.2\mu B_w \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right)} \quad (19)$$

### 3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

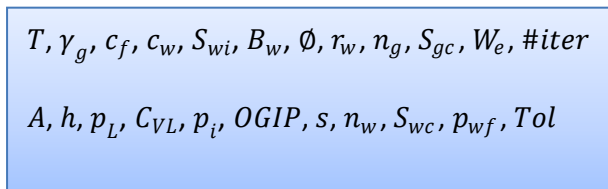
Por medio del acoplamiento de las ecuaciones descritas en el capítulo anterior, se desarrolló un algoritmo que permite el cálculo de perfiles de presión en el reservorio, la estimación de la saturación de agua cuando hay presencia de esta, y así poder obtener los perfiles de producción de un yacimiento de Shale gas. Por lo tanto, es posible realizar los pronósticos de desempeño del yacimiento bajo análisis.

Por otro lado, permite realizar un análisis de sensibilidad de las variables del yacimiento y de esta forma determinar las propiedades de mayor impacto en la producción de un yacimiento específico. Además, cabe resaltar que es un modelo numéricamente estable y que está listo para acoplarse con un análisis de riesgo tipo Montecarlo [19] de un yacimiento del cual no se tenga mucho conocimiento.

#### 3.1 Datos de Entrada.

Para el funcionamiento del modelo son necesarias diferentes variables y condiciones de entrada (ver figura 5):

- Parámetros iniciales: Tiempo de vida útil (tiempo en el cual se hará el análisis de desempeño), y parámetros necesarios en los métodos de convergencia (tolerancia y número de iteraciones).
- Propiedades del yacimiento: Condiciones iniciales del yacimiento tales como temperatura, presión, contenido de gas (OGIP) y los parámetros petrofísicos del mismo. Las condiciones de la roca como porosidad, densidad y las constantes de Langmuir. Además, se deben establecer los parámetros del modelo de Corey para el cálculo de las permeabilidades relativas.



$T, \gamma_g, c_f, c_w, S_{wi}, B_w, \Phi, r_w, n_g, S_{gc}, W_e, \#iter$   
 $A, h, p_L, C_{VL}, p_i, OGIP, s, n_w, S_{wc}, p_{wf}, Tol$

Figura 5. Datos de Entrada del Modelo

### 3.2 Cálculo de las Condiciones Iniciales.

- Se calcula el factor de compresibilidad,  $Z$ , por medio de la *rutina 1*, evaluada en las condiciones iniciales  $(T, p_i)$ , obteniendo así el valor de  $Z_i$ . De manera análoga se calcula el factor de compresibilidad a las condiciones estándar,  $Z_{cs}$ , evaluando la *rutina 1* a  $T_{cs}$  y  $p_{cs}$ .
- Se calcula la viscosidad inicial del gas,  $\mu_{gi}$ , por medio de Ec. 7 evaluada en  $T$  y  $p_i$ .
- Se determina el factor volumétrico de formación del gas inicial,  $B_{gi}$ , por medio de la Ec. 10 evaluada en  $T, p_i$  y  $z_i$ .
- Se estima el factor  $Z_i^*$  usando la Ec. 11 evaluada en  $T, p_i$  y  $z_i$ .
- Se obtiene la presión de equilibrio,  $p_{eq}$ , por medio de la ecuación 13.

### 3.3 Proceso Iterativo para la Construcción de los Perfiles.

Las iteraciones se realizan cada 15 días, esto debido a que en este intervalo de tiempo ya se pueden ver cambios apreciables en las variables, y por ende esta discretización es suficiente, ya que el horizonte típico de simulación son 10 años.

- Se supone una presión de yacimiento futura, la cual debe ser menor que la presión actual. Para las primeras iteraciones se asume la presión de equilibrio (Ec. 13), y posteriormente se observa que las presiones calculadas tienen un comportamiento lineal, por lo tanto se realiza una aproximación lineal para las siguientes presiones supuestas.
- Se calcula  $Z$ ,  $B_g$  y  $\mu_a$  a las condiciones actuales, mediante la *rutina 1*, la Ec. 7 y la Ec.10, respectivamente.
- Se determina  $S_w$  a las condiciones actuales, por medio de la ecuación 14.
- Se calcula  $Z^*$  a las condiciones actuales, mediante la ecuación 11.
- Para asegurar la convergencia del método se utilizó el método de Newton-Rapson tomando como base la Ec. 15.

- Lo cual da como resultado la siguiente ecuación:

$$p = p_s - \frac{\frac{p_i Z^*}{Z_i^*} \left(1 - \frac{G_p}{G_i}\right) - p_s}{\frac{p_i}{Z_i^*} \left(1 - \frac{G_p}{G_i}\right) \frac{\partial Z^*}{\partial p} - 1} \quad (20)$$

- Se tomó el siguiente criterio de parada para la convergencia del método:

$$|p - p_s| < tol$$

- Con la presión obtenida, se recalcula la saturación de agua promedio,  $S_w$ , por medio de la Ec.14.
- Se calculan las permeabilidades relativas del gas ( $K_{rg}$ ) y del agua ( $K_{rw}$ ) por medio de las Ec.16y 17, respectivamente.
- Se determina el flujo de gas ( $q_g$ ) y de agua ( $q_w$ ) mediante las Ec.18y 19, respectivamente.
- Fin del proceso: El procedimiento se detiene cuando se han obtenido las producciones hasta el año deseado.

El proceso descrito anteriormente se puede evidenciar en el diagrama de flujo presentado en el Anexo 1.

#### 4. DESARROLLO EXPERIMENTAL

El modelo descrito en el capítulo anterior fue programado en Visual Basic (VB) para Excel y Dev-C++. El VB para Excel fue utilizado para permitir la entrada y salida de información, mientras que en el Dev C++ se programaron las ecuaciones correspondientes y se compiló la dll (Dynamic Link Library), la cual es necesaria para el funcionamiento del programa en Excel.

Se estructuraron diferentes escenarios de estudio, a fin de observar la precisión del modelo ante la variación de los parámetros de entrada.

Se estudiaron 3 casos que difieren entre sí, de forma que se lograra observar el comportamiento del modelo para cada uno de los escenarios correspondientes a los yacimientos de Shale gas.

Los primeros dos escenarios se basan en reservorios reales de Shale gas que se encuentran siendo explotados actualmente, mientras que el tercero es un yacimiento hipotético con propiedades características de un yacimiento de CBM, este último caso se realiza con el fin de observar la respuesta del modelo ante un yacimiento saturado con agua (no existe gas libre, todo se encuentra adsorbido), lo cual es común en un reservorio de CBM.

##### CASOS DE ESTUDIO

- CASO #1

En primer lugar, se escogió un yacimiento de Shale gas que se encuentra situado en *LowerHuron, Eastern Kentucky* (Estados Unidos) [20]. El reservorio se encuentra a condiciones normales de explotación (Temperatura ambiente y presiones relativamente bajas). Sus propiedades se presentan en el Anexo 2.

- CASO #2

En segunda instancia se tomó el yacimiento de Shale gas que se encuentra situado en *Haneysville, Northeast Texas* (Estados Unidos) [21]. Este reservorio presenta condiciones muy exigentes para su explotación, ya que se encuentra a una profundidad muy alta, y por ende presenta elevadas presiones y temperaturas. Sus propiedades se pueden observar en el Anexo3.

- CASO #3

Finalmente se estructuró un caso que presenta las condiciones típicas de un yacimiento de CBM (ver Anexo4), con el objetivo de probar el desempeño del modelo a casos atípicos de yacimientos de Shale gas, y de igual forma observar el comportamiento del reservorio ante la producción de agua. Lo cual como se menciono anteriormente es más común en los yacimientos de CBM.

## 5. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Los casos de estudio #1 y #3 mencionados en el capítulo 4 fueron simulados con el modelo propuesto y con un software comercial de la empresa *Fekete*, llamado *F.A.S.T – CBM* utilizando el paquete RTA (especializado en yacimientos de shale gas), con el fin de comparar los resultados obtenidos por los dos medios y poder observar la validez del modelo propuesto. Se hace uso de este software comercial debido a que ha sido ampliamente comprobado, ya que es utilizado por diferentes empresas. Por lo tanto, sugiere un punto de comparación válido para el modelo propuesto. El caso #2 fue comparado con los valores de producción reales del yacimiento.

Los tiempos de simulación después de que los casos fueron estructurados estuvieron en el intervalo de 0 a 5 segundos.

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones para los tres escenarios de estudio:

- Caso 1

Un área de drenaje tan elevada conlleva un radio externo elevado, lo cual, sumado a la baja permeabilidad en el yacimiento da lugar a que exista una baja producción de gas. Como consecuencia de esto, se presenta una baja caída de presión en el reservorio a lo largo del tiempo, y por ende se puede evidenciar una pendiente no tan pronunciada en el perfil de producción (ver Fig. 6).

Igualmente, se puede observar que para el modelo propuesto, la producción varía de 61,4 Mscfd a 46,9 Mscfd en el transcurso de 40 años, mientras que para el *F.A.S.T - CBM* esta cambia de 60,18 Mscfd a 48,70 Mscfd, en el mismo periodo de tiempo. Por lo tanto se tiene que, el error promedio entre el modelo propuesto y el *F.A.S.T - CBM* es del 1,63%, mientras que la varianza es de 1,07. Lo anterior permite notar, que el modelo predice de manera acertada el comportamiento del

yacimiento a estas condiciones, ya que el margen de error entre el modelo y el software comerciales muy pequeño.

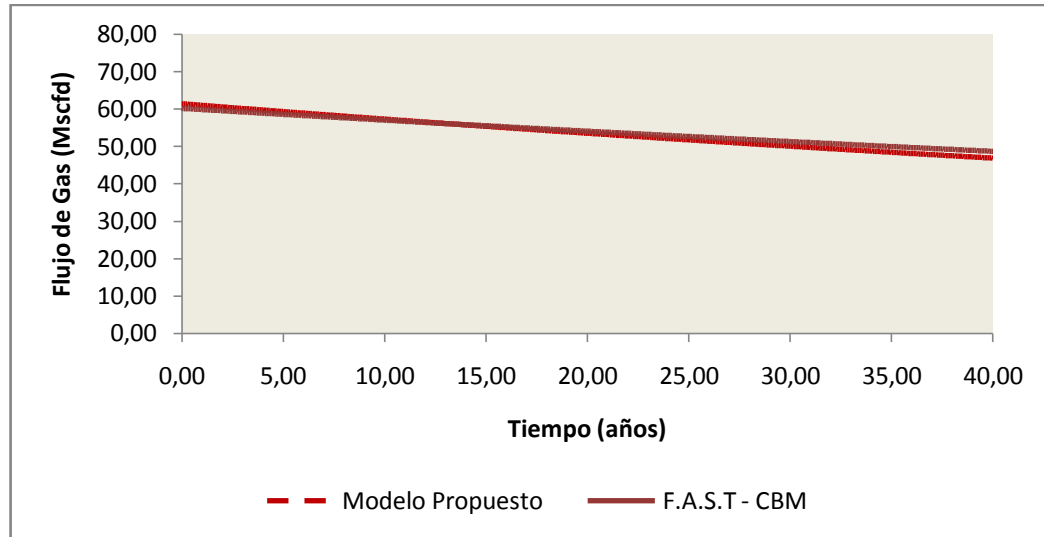


Figura 6. Perfiles de producción.

- Caso 2

En las Figuras 7 y 8, se puede observar que existen tres zonas a destacar. La primera de ellas se presenta en los primeros días de producción, donde el yacimiento produce grandes cantidades de gas. Lo cual conlleva a una drástica caída de presión en el reservorio. Posteriormente, la cantidad de gas en el yacimiento empieza a decaer y por lo tanto la producción decrece gradualmente, esto se puede observar desde los 700 a los 2000 días aproximadamente. Finalmente, se evidencia que la producción de gas es aproximadamente constante, debido a un agotamiento de éste en el yacimiento.

Cabe aclarar, que a pesar de que para éste yacimiento las condiciones son más extremas respecto al caso anterior, este tiene una mayor producción debido principalmente: a una mayor permeabilidad, una caída de presión inicial mayor y a un aumento en la fractura de la roca.

Por otro lado, se demuestra que la predicción realizada por el modelo es acertada, ya que al comparar las gráficas se observa un comportamiento muy similar. Por lo

tanto los resultados obtenidos son muy significativos, ya que demuestran que el modelo propuesto representa con exactitud un yacimiento real, lo cual permite que este sea utilizado con seguridad al momento de evaluar el desempeño de un yacimiento bajo estudio y así poder tomar decisiones respecto a la rentabilidad de cierto proyecto.

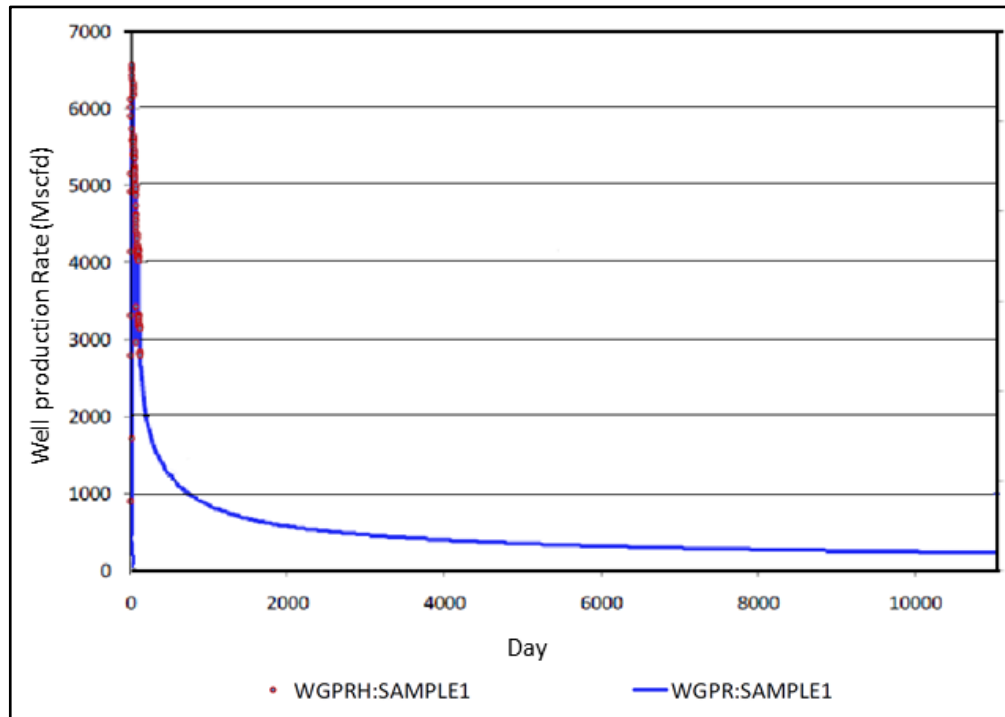
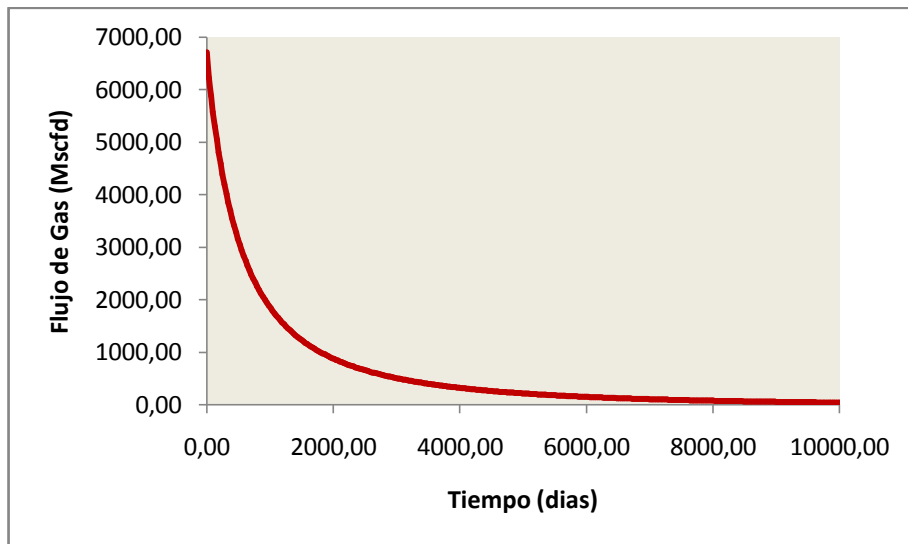


Figura 7. Perfil de producción Haynesville Shale. Fuente: Wang, J., Liu, J., "Simulation Based Well Performance Modelling in Haynesville Shale Reservoir", SPE142740, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 27-29 March 2011.



**Figura 8. Perfil de Producción Obtenido por el Modelo**

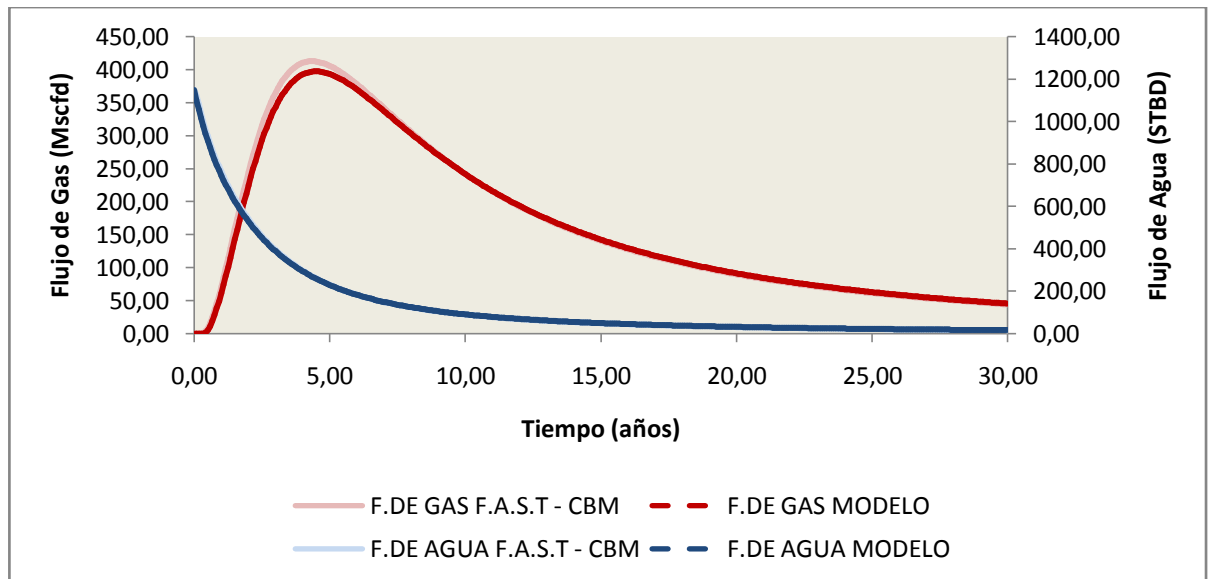
- Caso 3

En la Figura 9 se puede observar un perfil diferente al de los casos anteriores, ya que a diferencia de estos el yacimiento se encuentra totalmente saturado con agua (no hay presencia de gas libre), y por ende todo el gas se encuentra adsorbido en la matriz porosa.

La primera etapa del perfil muestra que la producción de gas aumenta hasta alcanzar un pico, mientras que la producción de agua decrece constantemente. Esto se debe a que a medida que se bombea agua desde el yacimiento hacia la superficie, el gas empieza a desorberse de la matriz porosa y por ende fluye hacia el pozo, lo cual muestra un incremento en la producción de gas. Esta aumenta hasta alcanzar un pico, puesto que la cantidad de gas en el yacimiento se reduce hasta un punto en el cual dicha cantidad ya no es suficiente para que la producción siga aumentando. Posteriormente la producción de gas comienza a decrecer gradualmente a medida que se produce agua y la desorción del gas continúa, aunque en menor cantidad. La cantidad de agua en el

yacimiento después de cierto tiempo es tan pequeña que la producción de agua es casi constante.

Al comparar los resultados obtenidos por medio del paquete comercial F.A.S.T – CBM, con los del modelo propuesto, se puede evidenciar claramente que este describe con exactitud las condiciones de este tipo de yacimientos. Lo cual le da un valor agregado al modelo, ya que este puede representar perfectamente tanto yacimientos de Shale gas como yacimientos de CBM. Cabe resaltar que en este caso se modificó el modelo matemático del F.A.S.T – CBM utilizado para los yacimientos de Shale, por el modelo que representa adecuadamente un yacimiento de CBM.



**Figura 9. Perfil de Producción a Condiciones de CBM**

## **6. CONCLUSIONES**

El modelo propuesto representa con exactitud los diferentes comportamientos de los yacimientos de Shale gas para diferentes propiedades y condiciones, recalcando que este fue probado ante condiciones normales y extremas de yacimiento y sin embargo el modelo fue estable y representó adecuadamente los dos tipos de escenarios. Del mismo modo, permite observar en los perfiles de producción los fenómenos que se presentan en la explotación de este tipo de reservorios, como lo es la caída constante de la producción de gas debido al exceso de gas libre y por ende baja saturación de agua. Además, cabe resaltar que el modelo fue validado tanto por un software comercial como por datos reales de producción.

El modelo propuesto es completamente aplicable a otro tipo de yacimientos no convencionales (yacimientos de CBM). De forma tal, que determina con exactitud los perfiles de producción, y a su vez representa con veracidad los fenómenos presentes en la explotación del reservorio, como es el caso de la producción de agua y el predominio del gas adsorbido.

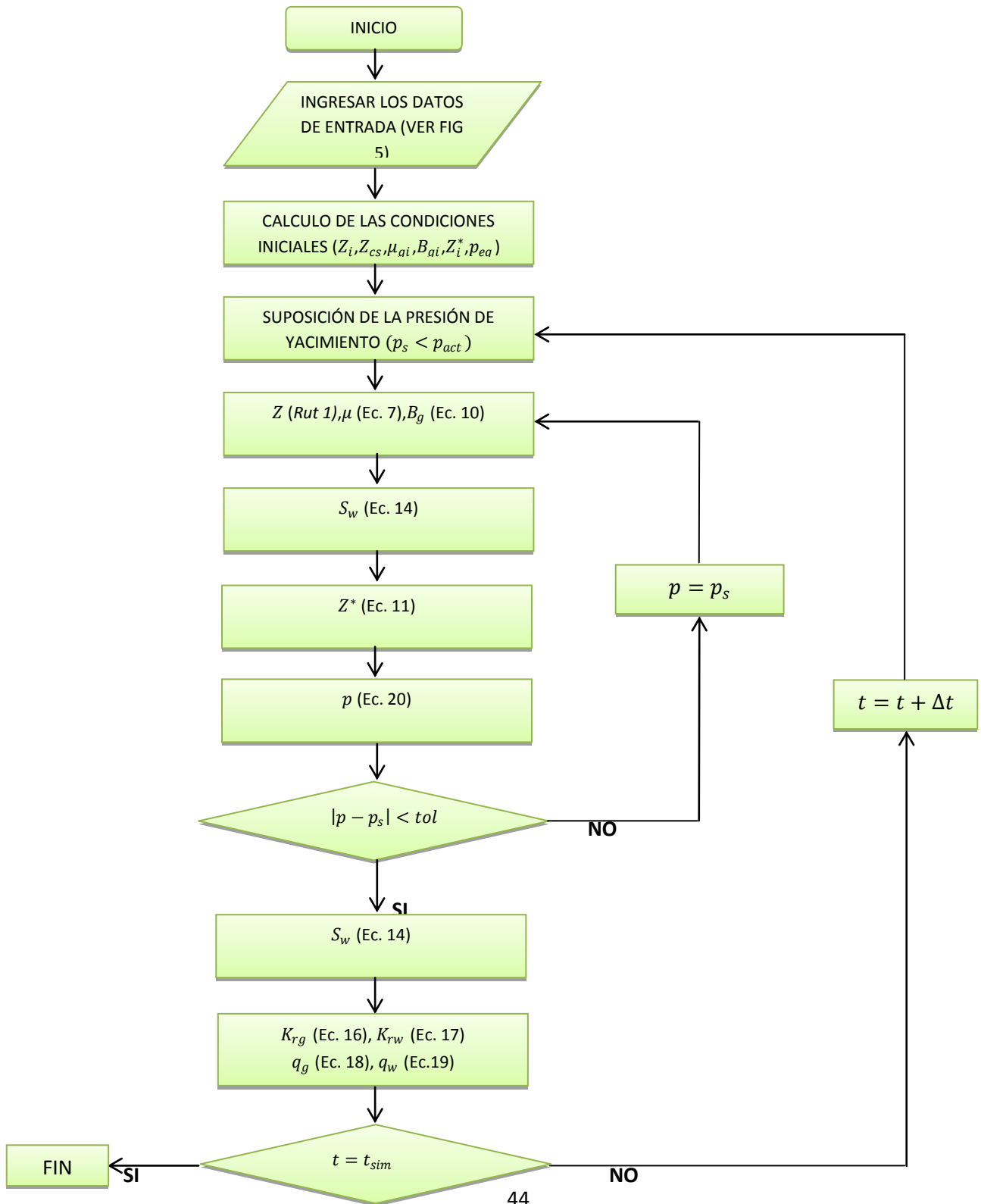
El modelo propuesto puede ser utilizado como una herramienta estratégica que permita tomar decisiones respecto a este tipo de reservorios (CBM y Shale gas), ya que la data de entrada es mínima, los resultados son acertados, requiere de bajo esfuerzo para estructurar un caso y los tiempos de simulación son muy cortos.

## REFERENCIAS

- [1] Hayward, Tony: "The Role of Gas in the Future of Energy". BP Website, 2009.
- [2] "Shale gas is a global phenomenon". US Energy Information Administration, 2011.
- [3] Dry production and consumption: EIA, International Energy Statistics, 2011.
- [4] Modern Shale Gas Development in The United States: A primer. U.S Department of Energy. Office of Fossil Energy. National Energy Technology Laboratory. 2009. Page 15.
- [5] Rudnick, Hugh., Cortés, Verónica., Salamunic, Luka., Dattas, Maurice. La Revolución del Shale Gas. Pontificia Universidad Católica de Chile. 2011. Página 7.
- [6] King, G. R., "Material Balance Techniques for Coal Seam and Devonian Shale Gas Reservoirs", SPE 20730, presented at the 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, September 23-26, 1990.
- [7] Freeze, R., J. Cherry. Groundwater. New Jersey. Prentice Hall. 1979.
- [8] Tarek, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Houston: Gulf Publishing Company. 2001. Page 37. 2<sup>th</sup> edition. ISBN 0-88415-770-9.
- [9] Sutton, R.P: Compressibility Factor for High Molecular Weight Reservoir Gases, "paper SPE 14265" presented at the SPE 60th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept. 22-25, 1985.
- [10] Dranchuk, P. M., and Abu-Kassem, J. H., "Calculation of Z-factors for Natural Gases Using Equations-of-State," JCPT, July–Sept., 1975, pp. 34–36.
- [11] Lee, A. L., Gonzalez, M. H., and Eakin, B. E., "The Viscosity of Natural Gases," JTP, August 1966, pp. 997–1000.

- [12] Tarek, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Houston: Gulf Publishing Company. 2001. Page 74. 2<sup>th</sup> edition. ISBN 0-88415-770-9.
- [13] Tarek, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Houston: Gulf Publishing Company. 2001. Page 65. 2<sup>th</sup> edition. ISBN 0-88415-770-9.
- [14] Seidle, J. A Modified p/z Method for Coal Wells. SPE 55605. 1999. Presented at the 1999 Rocky Mountain Meeting, Gillette, WY, May 15–18.
- [15] Tarek, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Houston: Gulf Publishing Company. 2001. Page 280. 2<sup>th</sup> edition. ISBN 0-88415-770-9.
- [16] Corey, A. T., "The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities," Prod. Mon., 1954, pp. 19, 38, 1954.
- [17] Tarek, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Houston: Gulf Publishing Company. 2001. Page 420. 2<sup>th</sup> edition. ISBN 0-88415-770-9.
- [18] Tarek, Ahmed., McKinney, Paul. Advanced Reservoir Engineering. Burlington: Gulf Publishing Company. 2005. Page 188.
- [19] Behrenbruch, P., Turner, G. J., Backhouse, A. R., Probabilistic Hydrocarbon Reserves Estimation: A Novel Montecarlo Approach. SPE 13982. Prepared for the Offshore Europe 85 Conference. Aberdeen. Scotland. 10-13 September, 1985.
- [20] Schepers, K. C., "Reservoir Modelling and Simulation of the Devonian Gas Shale of Eastern Kentucky for Enhanced Gas Recovery and CO<sub>2</sub> Storage", SPE 126620. Presented at the annual 2009 SPE International Conference on Capture, Storage, and Utilization, San Diego, California, USA, 10-11 November, 2009.
- [21] Wang, J., Liu, J., "Simulation Based Well Performance Modelling in Haynesville Shale Reservoir", SPE142740, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 27-29 March 2011.

## ANEXO 1: DIAGRAMA DE FLUJO DEL MODELO



## ANEXO 2.CONDICIONES Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO (LOWER HURON)

**Tabla 2.** Condiciones del Yacimiento (Lower Huron)

a) Condiciones Iniciales, b) Propiedades de la Roca, c) Parámetros Permeabilidad Relativa

CONDICIONES INICIALES DEL YACIMIENTO		
Presion inicial	psia	800
Temp. Reservorio	°F	86
Sat. Inicial agua	[ ]	0,02
P <sub>fw</sub>	psia	30
r <sub>w</sub>	ft	3
Área drenaje	acre	663
h	ft	200
Permeabilidad	md	0,018
Compresibilidad del carbón	psi-1	0,00005
Compresibilidad del agua	psi-1	0,0000032
Contenido de Gas	scf/ton	90
Gas adsorbido	scf/ton	12,092
Aporte de acuifero	STB	0

a)

PROPIEDADES DE LA ROCA		
Densidad global	g/cm <sup>3</sup>	2,671
cleatporosity	[ ]	0,1
Vol. Langmuir	scf/ton	38,9
Pre. Langmuir	psi	1252
Skin	[ ]	-3

b)

PERMEABILIDAD RELATIVA (COREY)		
S <sub>gc</sub>	[ ]	0,03
S <sub>wc</sub>	[ ]	0,25
N <sub>g</sub>	[ ]	3
N <sub>w</sub>	[ ]	3

c)

**ANEXO 3. CONDICIONES Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO (HANEYSVILLE).**

**Tabla 3.** Condiciones del Yacimiento (Haneysville)

a) Condiciones Iniciales, b) Propiedades de la Roca, c) Parámetros Permeabilidad Relativa

CONDICIONES INICIALES DEL YACIMIENTO		
Presion inicial	psia	8800
Temp. Reservorio	°F	290
Sat. Inicial agua	[ ]	0,1
Pfw	psia	1500
rw	ft	0,3
Área drenaje	acre	160
h	ft	270
Permeabilidad	md	0,05
Compresibilidad del carbón	psi-1	0,0000075
Compresibilidad del agua	psi-1	0,0000032
Contenido de Gas	scf/ton	75
Gas adsorbido	scf/ton	46,55652808
Aporte de acuífero	STB	0

a)

PROPIEDADES DE LA ROCA		
Densidad global	g/cm <sup>3</sup>	2,9
cleatporosity	[ ]	0,008
Vol. Langmuir	scf/ton	55
Pre. Langmuir	psi	1500
Skin	[ ]	-4

b)

PERMEABILIDAD RELATIVA (COREY)		
Sgc	[ ]	0,03
Swc	[ ]	0,25
Ng	[ ]	3
Nw	[ ]	3

c)

## ANEXO 4. CONDICIONES Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO (CBM).

**Tabla 4.** Condiciones del Yacimiento (CBM)

a) Condiciones Iniciales, b) Propiedades de la Roca, c) Parámetros Permeabilidad Relativa

CONDICIONES INICIALES DEL YACIMIENTO		
Presion inicial	psia	800
Temp. Reservorio	°F	90
Sat. Inicial agua	[ ]	1
Pfw	psia	30
rw	ft	0,3
Área drenaje	acre	60
h	ft	90
Permeabilidad	md	10
Compresibilidad del carbón	psi-1	0,0000075
Compresibilidad del agua	psi-1	0,0000032
Contenido de Gas	scf/ton	217,8823529
Gas adsorbido	scf/ton	217,8823529
Aporte de acuifero	STB	0

a)

PROPIEDADES DE LA ROCA		
Densidad global	g/cm <sup>3</sup>	1,5
cleatporosity	[ ]	0,1
Vol. Langmuir	scf/ton	463
Pre. Langmuir	psi	900
Skin	[ ]	-3

b)

PERMEABILIDAD RELATIVA (COREY)		
Sgc	[ ]	0,03
Swc	[ ]	0,25
Ng	[ ]	2
Nw	[ ]	3

c)