

**ECUACION GENERALIZADA PARA BALANCE DE MATERIA EN  
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

**PUBLIO ALEJANDRO SANDOVAL MERCHAN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2008**

**ECUACION GENERALIZADA PARA BALANCE DE MATERIA EN  
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

**PUBLIO ALEJANDRO SANDOVAL MERCHAN**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el  
título de master en Ingeniería de hidrocarburos**

**Director  
Zuly Himelda Calderón  
Ingeniera de Petróleos, Ph.D.**

**CO-Director  
Aníbal Ordóñez Rodríguez  
Ingeniera de Petróleos MSc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2008**

A los míos: Mamá, Papá, Hermanos esposa e Hijo

## **AGRADECIMIENTOS**

### **El autor desea expresar sus agradecimientos a:**

Mi mama Floralba Merchán y a mi papa Luis Hever Sandoval por todo su amor y apoyo constante.

A Shirley Ariza mi esposa y Santiago Sandoval mi hijo por todo su amor y paciencia.

ECOPETROL-ICP y a la UIS por esta excelente oportunidad de formación profesional.

El Ingeniero Aníbal Ordóñez, por su respaldo y dirección, consejos y amistad

La Doctora Zuly Himelda Calderón Directora de esta tesis.

El Ingeniero William Navarro García por la asesoría brindada.

El Ingeniero Néstor Fernando Saavedra Director del Instituto Colombiano del petróleo.

El Doctor Gildardo Osorio de BP exploración.

Mis amigos Alexander Rueda, Roberto Peralta, Reinel Corzo, Darwin Mateus y Jesús Duarte.

A todo el personal de la corporación NATFRAC especialmente al geólogo Edwar Herrera

Todos los profesores que aportaron sus conocimientos y experiencia al programa de maestría

Todos los compañeros de la maestría en ingeniería de hidrocarburos de la UIS.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. DESARROLLO HISTORICO .....</b>	<b>3</b>
1.1 Balance de Materia en Yacimientos Convencionales.....	4
1.2 Balance de Materia en Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	9
<b>2. ECUACION GENERALIZADA PARA BALANCE .....</b>	<b>12</b>
<b>DE MATERIA EN YNF .....</b>	<b>12</b>
2.1 INTRODUCCION .....	12
2.2 SUPOSICIONES DEL MODELO.....	12
2.3 DESARROLLO ALGEBRAICO.....	15
2.3.1 Balance por componente para la fase aceite.....	15
2.3.2 Balance por componente para la fase gas.....	16
2.3.3 Balance por componente para la fase agua. ....	19
2.3.4 Balance por componente para la fase roca. ....	21
2.3.5 Balance total en el sistema .....	22
2.3.5.1 Cambio total de volumen en la fase aceite .....	22
2.3.5.2 Cambio total de volumen en la fase gas .....	23
2.3.5.3 Cambio total de volumen en la fase agua.....	23
2.3.5.3 Cambio total de volumen en la fase roca.....	24
2.3.6 Ecuación generalizada.....	24
2.4 Método de Solución de la ecuación.....	27
2.4.1 Descripción del método de regresión multilíneal. ....	27
<b>3. METODOLOGIA DE VALIDACIÓN.....</b>	<b>30</b>
3.1 Validación Analítica .....	30
3.1.1 Particularización de la EGBM para el balance de materia en Yacimientos Naturalmente Fracturados con capa de Gas Inicial.....	31
3.1.2 Particularización de la EGBM para el balance de materia en Yacimientos Naturalmente Fracturados sub saturados. ....	34
3.1.3 Particularización de la EGBM para el balance de materia en Yacimientos Convencionales.....	35

3.2 Comprobación Numérica.....	37
3.2.1 Metodología .....	37
3.2.2 Descripción del modelo 1 .....	39
3.2.2.1 Geometría .....	39
3.2.2.2 Propiedades de la roca .....	40
3.2.2.2 Propiedades de los fluidos.....	40
3.2.2.2.1 Densidades.....	41
3.2.2.2.2 Propiedades PVT para el gas.....	41
3.2.2.2.3 Propiedades PVT para el aceite .....	42
3.2.3 Descripción del modelo 2.....	44
3.2.3.1 Geometría.....	44
3.2.3.2 Propiedades de la roca .....	45
3.2.3.3 Propiedades de los fluidos.....	46
3.2.3.3.1 Densidades.....	46
3.2.3.3.2 Propiedades PVT para el gas .....	46
3.2.3.3.3 Propiedades PVT para el aceite .....	47
<b>4. RESULTADOS Y DISCUSION .....</b>	<b>49</b>
<b>5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>55</b>
<b>6. BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>56</b>
<b>7. NOMENCLATURA .....</b>	<b>59</b>
<b>ANEXO 1 .....</b>	<b>61</b>
<b>ANEXO 2 .....</b>	<b>67</b>
<b>ANEXO 3.....</b>	<b>80</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 . Esquema del sistema para el balance de materiales.	13
Figura 2 Componentes presentes en el balance de materiales.	15
Figura 3 Geometría del modelo 1	39
Figura 4 P vs. Bg Modelo 1	41
Figura 5 P vs. $\mu g$ Modelo 1	42
Figura 6 P vs. Rs para el modelo 1.	42
Figura 7 P vs. Bo modelo 1.	43
Figura 8 Geometría del modelo 2.	44
Figura 9 P vs. Rv Modelo 2.	47
Figura 10 P vs. Bg Modelo 2.	47
Figura 11 P vs. Rs modelo 2.	48
Figura 12 P vs. Bo Modelo 2	48
Figura 13 Producción de aceite agua y gas para el modelo 1	49
Figura 14 Producción de aceite agua y gas para el modelo 2	49
Figura 15 Ajuste entre el F de la Producción vs. F del Ajuste	51

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Permeabilidad relativas y presión capilar para el modelo 1 .....	40
Tabla 2 Compresibilidades en matriz y fractura para el modelo 1. ....	40
Tabla 3 Densidades de los fluidos en el modelo 1 .....	41
Tabla 4 Propiedades PVT del gas para el modelo 1 .....	41
Tabla 5 Propiedades PVT del aceite para el modelo 1. ....	42
Tabla 6 Permeabilidad relativa al gas para el modelo 2. ....	45
Tabla 7 Permeabilidad relativa al gas para el modelo 2. ....	45
Tabla 8 Compresibilidades en matriz y fractura para el modelo 2. ....	45
Tabla 9 Densidades de los fluidos en el modelo 1.....	46
Tabla 10 Propiedades PVT del gas para el modelo 2.....	46
Tabla 11 Propiedades PVT del aceite para el modelo 2.....	48
Tabla 12 Expansiones de los fluidos para el modelo 1 .....	50
Tabla 13 F de la Producción vs. F del Ajuste.....	51
Tabla 14 Coeficiente de correlación obtenido para los modelos.....	52
Tabla 15 Volúmenes de aceite y gas en cada medio para los modelos, .....	52
Tabla 16 Volúmenes de aceite y gas en cada medio para los modelos, .....	52

# ECUACIÓN GENERALIZADA PARA BALANCE DE MATERIA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS<sup>1</sup>

AUTOR: PUBLIO ALEJANDRO SANDOVAL MERCHAN

**PALABRAS CLAVES:** ecuación, naturalmente fracturados, balance, materia, hidrocarburos in situ, gas disuelto, aceite volatilizado, efecto, composicional, sistema, matriz, fractura.

## RESUMEN

La complejidad asociada a las formaciones naturalmente fracturadas limita a los ingenieros de yacimientos a usar versiones simplificadas de la ecuación de balance de materia para determinar los hidrocarburos iniciales in situ y predecir el desempeño del yacimiento. Este trabajo presenta una nueva ecuación de balance de materia para yacimientos naturalmente fracturados, desarrollada al complementar el modelo matemático introducido por Peñuela et. al 2001, el cual considera el medio poroso compuesto por un sistema interdependiente de matriz y fracturas. Mediante la inclusión tanto del gas disuelto –Rs– como del aceite volatilizado –Rv– fue posible superar las grandes limitaciones del balance de materia en yacimientos naturalmente fracturados, resultando en una única ecuación de balance de materia la cual resulto aplicable al amplio rango de fluidos de yacimiento, incluyendo aceites volátiles y gases condensados.

La ecuación propuesta es una extensión de las ecuaciones presentadas por peñuela et al 2001 y Niz et al 2004 en el manejo de los efectos composicionales del fluido en yacimientos naturalmente fracturados. La nueva ecuación se puede particularizar para llegar a las ecuaciones preexistentes bajo apropiadas condiciones de yacimiento. Se desarrollaron modelos sintéticos a fin de validar e ilustrarla aplicación de este método en yacimientos composicionales y no composicionales. Todos los trabajos previos convergen a este nuevo método. Esto ayudara a los ingenieros de yacimientos y de producción a decidir sobre estrategias de producción para estos yacimientos complejos.

---

<sup>1</sup> Tesis de Maestría

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Maestría en Ingeniería profundización en hidrocarburos

Director: Dra. Zully Himelda Calderon. Co- Director: M.Sc. Aníbal Ordóñez Rodríguez(ICP).

# GENERALIZED MATERIAL BALANCE EQUATION FOR NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS.<sup>1</sup>

**AUTHOR:** PUBLIO ALEJANDRO SANDOVAL MERCHAN

**KEYWORDS :** equation, naturally fractured, balance, material, hydrocarbon, in place, dissolved gas, volatilized oil, effect, compositional, system, matrix, fracture.

## **ABSTRACT**

The complexity associated to naturally fractured formations constrain reservoir engineers to use simplified versions of the material balance equation for determining the initial hydrocarbon in place and predicting reservoir performance. This work presents a new material balance equation for naturally fractured reservoirs, developed by complementing a mathematical model introduced by Peñuela et al 2001, that considers a porous medium composed of interdependent matrix and fracture system. By including both dissolved gas – $R_s$ – and volatilized oil – $R_v$ – was able to overcome the long standing limitations of the material balance in naturally fractured reservoirs resulting a unique material balance equation wich was applicable to full range of reservoir fluids –including volatile oils and gas condensates.

The proposed equation extend the equations presented by Peñuela et al 2001 and Niz et al 2004, in handling compositional effects of fluid composition in naturally fractured reservoirs. The new equation can be shown to degenerate to preexisting methods under appropriate reservoir conditions. Synthetic examples are given to validate the approach and illustrate how to apply this method in compositional and no compositional reservoirs. All previously published works become subsets of the present method. It will help reservoir and production engineers to decide on production strategies for these complex reservoirs.

---

<sup>1</sup> Master of Science Thesis

\*\*Physicochemical engineering faculty. Petroleum engineering school  
Director: Dra. Zully Himelda Calderon. Co- Director: M.Sc. Anibal Ordóñez Rodriguez(ICP).

## INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se propone una formulación unificada para el cálculo del balance de materiales, el cual puede ser aplicado para determinar el valor del volumen inicial de fluidos in situ tanto para yacimientos convencionales como para YNF, aplicable en yacimientos de aceite negro, aceite volátil, gas seco, gas húmedo y gas condensado.

Las publicaciones existentes relacionadas con balance de materia en YNF solo son aplicables a rangos restringidos de fluido de yacimiento. La ecuación generalizada para balance de materia en YNF –EGBM– que aquí se propone, complementa los trabajos presentados por Peñuela (2001) y Niz et al (2004) en el manejo de los efectos de un fluido composicional.

El yacimiento naturalmente fracturado se puede considerar como dos depósitos comunicados, con una salida de fluidos neta, equivalente a la cantidad de fluidos producidos. Cada uno de estos depósitos contiene un volumen original de fluidos en permanente equilibrio termodinámico. Es posible considerar los efectos del intercambio másico entre la fase petróleo y la fase gas, mediante la incorporación en el desarrollo matemático de la cantidad de aceite vaporizado en la fase gas –Rv.

En el primer capítulo se muestra el desarrollo histórico mediante el cual Walsh (1994) logro obtener por primera vez una generalización para el balance de materia en yacimientos convencionales. Así mismo se muestran las ecuaciones para balance de materia en YNF propuestas por Peñuela et al (2001) y Niz et al (2004).

En el segundo capítulo se describe el desarrollo matemático, las suposiciones y manipulaciones algebraicas utilizadas para la deducción de una ecuación generalizada para balance de materia en YNF (EGBM).

En el tercer capítulo se valida la generalidad de la EGBM mediante la deducción de los casos de balance de materia en YNF, existentes en la literatura, a partir de la ecuación propuesta. También se describe el método numérico de regresión multilíneal utilizado para resolver las incógnitas presentes. También se describen las características de dos yacimientos hipotéticos construidos para probar la EGBM: el primer modelo corresponde a un YNF con aceite negro y capa de gas inicial. El segundo modelo corresponde a un YNF con gas condensado como fluido de yacimiento

El cuarto capítulo se presenta una comparación de los resultados obtenidos al evaluar los modelos hipotéticos en un simulador comercial contra los obtenidos con la EGBM.

Finalmente se presentan las conclusiones obtenidas en el desarrollo de este trabajo. En el anexo 1 se muestra la herramienta software desarrollada para la aplicación de la EGBM. En el anexo 2 y 3 se muestran los archivos planos usados para la simulación de los modelos hipotéticos.

## 1. DESARROLLO HISTORICO

Las evaluaciones de balance de materiales son un método muy usado en el análisis del desempeño de un yacimiento. Estas se usan para estimar las reservas de aceite y gas y para pronosticar el comportamiento del yacimiento.

La ecuación de balance de materia (EBM) es la expresión matemática de un fenómeno físico en el que al producirse un volumen dado de fluidos, el espacio vacío es llenado con otro volumen, por fenómenos como influjo de agua, expansión de la capa de gas, expansión de la roca y del agua connata y dilatación del petróleo. La producción de fluidos causará reducción de presión en el yacimiento.

El modelo de una EBM se puede asemejar a un tanque del cual se extraen fluidos. Si de un tanque de cierto volumen se extrae una cantidad determinada de fluidos, la presión al interior del tanque caerá. Si la caída de presión es leve, se esperaría que el volumen del tanque sea mucho mayor al volumen extraído. Para establecer con precisión el volumen del recipiente, se tendría que conocer el comportamiento del volumen de los fluidos con la presión, además de llevar un registro cuidadoso de las cantidades de fluido producidas y de mediciones de presión del reservorio.

Los experimentos PVT cumplen el propósito de advertir sobre el cambio de las propiedades volumétricas y de razones de solubilidad al variar la presión. Por su parte, los volúmenes de producción de fluidos (gas, petróleo y agua) son fáciles de medir a condiciones de superficie y normalmente se encuentran disponibles reportes periódicos de dichas cantidades.

La suposición más crítica del modelo de balance de materiales es la de presión uniforme en toda la extensión del yacimiento. Suponiendo que esta condición se cumple aproximadamente en el caso de estudio, el valor promediado de la presión debe ser lo más representativo posible, pues es de éste del que dependen las propiedades volumétricas de los fluidos.

El uso del balance de materiales no es apropiado en los siguientes casos:

- Cuando se ha producido menos del 5% de los fluidos originales
- Cuando no existe confiabilidad en los datos PVT o de producción
- Cuando la información de presión es insuficiente para obtener un valor representativo del yacimiento

El balance de materia como estrategia para la determinación de reservas debe percibirse como una técnica complementaria, que tiene la característica de proveer una visión global del comportamiento del yacimiento

## **1.1 BALANCE DE MATERIA EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES**

El desarrollo de gráficas  $p/z$  fue uno de los primeros avances para encontrar métodos lineales de estimación de reservas de gas en yacimientos de gas seco. Dicho método de estimación de reservas de gas fue una práctica común durante muchos años durante los cuales también existió un interés considerable en desarrollar métodos lineales para otros tipos de yacimientos de petróleo.

Schiltius (1936) disertó sobre “El petróleo activo y la energía del yacimiento”, poniendo a las relaciones volumétricas como cantidades susceptibles de ser medidas en laboratorio; según el autor, el valor de hidrocarburos inicial

encontrado mediante este enfoque es más realista que el calculado por medios volumétricos, pues representa la porción de los hidrocarburos totales susceptible de ser producida, ya que dicha porción es la fracción que se encuentra efectivamente comunicada en el medio poroso y contribuye con la disminución de la presión del yacimiento. La expresión propuesta, sin considerar el efecto de la variación del volumen poroso (compresibilidad de la formación) –en la nomenclatura utilizada en nuestros días es:

$$N_m = \frac{N_p [Bt + Bg(R_p - R_{s_i})] - [\Delta W_i - W_p]}{(Bt - B_{o_i}) + m \frac{B_{o_i}}{Bg_i} (Bg - Bg_i)} \quad (1)$$

Hurst y Van Everdingen (1949) aportaron el primer modelo de acuífero analítico, que permitió reducir la incertidumbre de la aplicación de las EBM con entrada de agua al yacimiento.

En 1963 Havlena y Odeh desarrollaron un método de línea recta muy popular para yacimientos de aceite. Su trabajo se basó en expresar la ecuación convencional de balance de materiales (ECBM) como una ecuación de línea recta. La ECBM se basaba en las siguientes suposiciones

- Existen por lo menos dos componentes del hidrocarburo: aceite a condiciones estándar y gas a condiciones de superficie.
- El componente gas de superficie puede dividirse tanto en aceite en yacimiento y fase gas.
- El aceite a condiciones estándar puede dividirse solo en la fase aceite del yacimiento

La primera suposición define la formulación más popular para dos componentes en el hidrocarburo. La segunda suposición permitida para

gases disueltos o en solución y la última suposición ignora la posibilidad de aceite volatilizado. Esta suposición también excluyó la aplicación de la ecuación de balance de materia convencional a yacimientos de aceite negro y gas condensado, y restringió su aplicación a sistemas de aceite volátil y gas condensado. Dado que el método de Havlena y Odeh trabaja basado en la ecuación de balance convencional, el mismo fue sujeto a las mismas limitaciones. A pesar de estas limitaciones la ECBM se usó durante mucho tiempo por una gran cantidad de ingenieros de yacimientos.

$$F = N_m E_{o,m} + N_m m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_{g,m} + C \sum \Delta p Q (\Delta t_D) \quad (2)$$

El término del lado izquierdo de la ecuación representa la cantidad de fluidos producidos del yacimiento.  $E_o$  y  $E_g$  simbolizan la expansión del petróleo y del gas, respectivamente, en función de las propiedades volumétricas; y el tercer término del lado derecho se refiere a un modelo analítico para el acuífero.

La búsqueda de métodos lineales más generales continuó. A finales de los 80 una nueva clase de métodos lineales emergieron para tratar yacimientos de gas condensado. Un elemento común de cada uno de estos trabajos fue que ambos usaban el factor  $z$  de dos fases. Estos métodos tenían gran semejanza con las gráficas  $p/z$  usadas en la evaluación de reservas de gas seco.

Aunque cada método representaba avances importantes, ninguno era aplicable al rango completo de fluidos de yacimiento. Esta situación causó división ya que sugería que diferentes tipos de fluidos requerían diferentes tipos de formulaciones. También la aplicabilidad de cada método no estaba bien definida y tampoco era lo suficientemente claro en que momento terminaba la aplicabilidad de un método y comenzaba la del otro.

En el trabajo presentado por Walsh (1994) se eliminó la confusión potencial y completó la búsqueda por un método lineal general para estimar el aceite original in situ. Uno de los avances más importantes en su trabajo fue que por primera vez se proponía un método que no incluía restricciones a las composiciones iniciales de los fluidos. El balance de materia presentado por Walsh fue el único en la cual se incluyó el término del aceite volatilizado. Igualmente importante fue que esta ecuación conservó la simplicidad de la formulación de dos componentes popularizada en los desarrollos previos. Por medio de la inclusión tanto del gas disuelto como del aceite volatilizado. Walsh logró superar las eternas limitaciones de los métodos convencionales e introdujo una ecuación aplicable a todo el rango de fluidos de yacimiento-Incluyendo aceites volátiles y gases condensados. El enfoque de Walsh para contabilizar el aceite volatilizado fue similar al usado por Cook et al. quien definió la relación de volatilidad aceite gas  $R_v$ , como el contenido líquido del gas.

Esta variable describe la cantidad de aceite volatilizado en la fase gas del yacimiento y se expresa típicamente en unidades de stb/scf o stb/mmscf. Esta variable es diferente pero análoga al contenido de gas en solución,  $R_s$ . La relación de volatilidad aceite gas es una función de la composición del fluido de yacimiento. Para aceites pesados y negros, la relación de volatilidad aceite – gas a la presión de saturación esta típicamente en rangos de 0 a 10 stb/mmscf; para aceites volátiles esta en rangos de 10-200 stb/mmscf; para fluidos cercanos al punto crítico ésta alcanza valores máximos y rangos desde 150-400 stb/mmscf; para gases condensados está en el rango de 50 a 250; para gases húmedos está en el rango de 20-100 stb/mmscf y para gases secos éste se aproxima a cero.

En la expresión propuesta, Walsh ignora los efectos de la intrusión de agua. Presenta ejemplos con aceites volátiles y sistemas gas – condensado,

mostrando excelentes resultados para el cálculo del OOIP, en comparación con la EBM convencional. Uno de los resultados de su estudio es que se produce un error en el cálculo del OOIP a presiones cercanas a la de saturación –como lo había detectado Tracy –, más altos para sistemas gas–condensado que para aceites volátiles; pero que este error tiende a cero medida que el yacimiento se agota.

En un estudio posterior, Walsh et al. (1995) presentan la EBM generalizada como la ecuación de una línea recta, siguiendo los lineamientos de Havlena y Odeh, y la aplican a yacimientos de diverso tipo.

La ecuación 3 muestra la ecuación de balance generalizada propuesta por Walsh:

$$\begin{aligned}
 N_p [Bo(1 - R_p R_v) + Bg(Rp - Rs)] = & \\
 N_m [Bo - Bo_i + Rv(RsBo_i - Rs_i Bo) + Bg(Rs_i - Rs)] & \\
 + G_m [Bg - Bg_i + Rs(RvBg_i - Rv_i Bg) + Bo(Rv_i - Rv)] &
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

Desafortunadamente el desarrollo de Walsh incluía la suposición de volumen poroso constante la cual limitaba drásticamente la aplicabilidad de su ecuación ya que ningún yacimiento en el mundo real cumple estrictamente con este requisito.

Wang en 1998 propuso una extensión de la ecuación de balance de materia presentada por Walsh para incluir el efecto de la compresión de la roca con gradientes de presión normales y anormales. Wang además incluyó la expansión del agua de formación y propuso un método mejorado para detectar la presencia de la influencia del acuífero.

$$\frac{N_p [Bo(1-R_p Rv) + Bg(Rp - Rs)]}{(1-RsRv)} = \quad (4)$$

$$N_m \left\{ \frac{Bo - Bo_i + Rv(RsBo_i - Rs_i Bo) + Bg(Rs_i - Rs)}{(1-RsRv)} + Bo_i \Delta P \frac{(Sw_{mi} C_{v,m} + C_{f,m})}{(1-Sw_{mi})} \right\}$$

$$+ G_m \left\{ \frac{Bg - Bg_i + Rs(RvBg_i - Rv_i Bg) + Bo(Rv_i - Rv)}{(1-RsRv)} + Bg_i \Delta P \frac{(Sw_{mi} C_{v,m} + C_{f,m})}{(1-Sw_{mi})} \right\}$$

Tehrani (1985) utilizó la técnica de regresión lineal múltiple como una alternativa al método gráfico para determinar el petróleo (o gas) original y la constante de influjo del acuífero. La técnica mostró mejorar los resultados en comparación con el método gráfico.

## 1.2 BALANCE DE MATERIA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Las EBM desarrolladas han sido aplicadas indistintamente a yacimientos de porosidad primaria y a yacimientos naturalmente fracturados. El balance de materiales ha demostrado ser apropiado para yacimientos naturalmente fracturados (YNF) con amplio predominio de la fractura como medio de almacenamiento (Reiss, 1980), pues las redes de fracturas permiten la comunicación de presión más fácilmente que la porosidad de matriz. No obstante, para modelar yacimientos con almacenamiento apreciable en ambos medios, las EBM convencionales no se ajustan conceptualmente, pues la red de fracturas actúa como un intermediario del flujo hacia el exterior, y además como medio de almacenamiento, y esta propiedad no es tenida en cuenta en dichos modelos.

Para superar esa deficiencia, Peñuela *et al.* (2001) proponen una EBM para YNF utilizando un enfoque de doble porosidad. En la deducción de esta ecuación se supuso un yacimiento de petróleo inicialmente sub. saturado, lo que da como resultado una expresión lineal, de la cual se puede obtener el

petróleo original in-situ tanto en la matriz como en la fractura a partir de un método gráfico. La expresión propuesta por Peñuela es:

$$N_p [Bo + (R_p + Rs)Bg_i] = N_m \left\{ Bo - Bo_i + (Rs_i - Rs)Bg + \left( \frac{C_{w,m}Sw_{mi} + C_{f,m}}{1 - Sw_{mi}} \right) \Delta PBo_i \right\} + N_f \left\{ Bo - Bo_i + (Rs_i - Rs)Bg + \left( \frac{C_{w,m}Sw_{fi} + C_{f,f}}{1 - Sw_{fi}} \right) \Delta PBo_i \right\} \quad (5)$$

Definiendo términos convenientemente, la ecuación (5) toma la forma:

$$F = N_m E_{om} + N_f E_{of} \quad (6)$$

Que indica que al graficar  $\frac{F}{E_{om}}$  vs  $\frac{E_{o,f}}{E_{o,m}}$  resulta una línea recta de pendiente  $N_f$  –petróleo original en el sistema de fracturas e intercepto  $N_m$  –petróleo original contenido en la matriz.

La suposición más importante que se hizo en la deducción de la ecuación fue el flujo instantáneo de hidrocarburos de la matriz al medio fracturado, por lo que se esperarían errores considerables en yacimientos con muy baja permeabilidad de matriz. Adicionalmente, los términos  $E_{o,f}$  y  $E_{o,m}$  sólo difieren en la compresibilidad, y el ser esta una propiedad con alto grado de incertidumbre, –especialmente la de fractura (Zheng, 1993) afecta significativamente el desempeño de la ecuación.

La ecuación (5) se aplicó en casos hipotéticos y en un yacimiento real, mostrando ajustarse con el comportamiento de YNF; no obstante, se encontraron limitaciones, especialmente a presiones cercanas a la de burbuja, indicando que se requiere un tratamiento más apropiado al gas en el modelo.

El aporte más reciente orientado al balance de materia en yacimientos naturalmente fracturados lo hizo Niz et al (2004) quien propone una ecuación para balance de materiales para sistemas de doble porosidad con capa de gas inicial, para lo cual hace un planteamiento muy semejante al propuesto por Peñuela *et al.* (2001) en el cual se supone el yacimiento conformado de dos depósitos en comunicación hidráulica: el sistema fracturado (volumen poroso de fractura) y el sistema de matriz (volumen poroso de matriz). Ambos poseen capacidad de almacenamiento. La matriz aporta fluidos a la fractura y la fractura conduce los fluidos al exterior del yacimiento. En el trabajo presentado por Niz et al (2004) se incluye el tamaño de la capa de gas – m – que representa la relación entre volúmenes porosos de la capa de gas y la zona de petróleo, a condiciones de yacimiento y es representativa tanto del sistema de fracturas como del sistema matriz

La ecuación propuesta por Niz et al (2004) es:

$$N_p [B_o + (R_p + R_s) B_g] = N_m \left\{ (Bt - Bt_i) + Bo_i \left[ m \left( \frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right) + (1 + m) \frac{(C_{w,m} Sw_{mi} + C_{f,m})}{(1 - Sw_{mi})} \Delta P \right] \right\} + N_f \left\{ (Bt - Bt_i) + Bo_i \left[ m \left( \frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right) + (1 + m) \frac{(C_{w,m} Sw_{fi} + C_{f,f})}{(1 - Sw_{mi})} \Delta P \right] \right\} \quad (7)$$

## **2. ECUACION GENERALIZADA PARA BALANCE**

### **DE MATERIA EN YNF**

#### **2.1 INTRODUCCION**

Como se mencionó el objetivo principal de esta tesis es proponer una nueva ecuación para balance de materia en yacimientos naturalmente fracturados aplicable tanto en yacimientos de aceite volátil, gas condensado, y gas húmedo como en yacimientos de gas seco y aceite negro. Para lograr dicho objetivo se introduce el termino  $-R_v-$  propuesto por primera vez por Walsh (1994) el cual representa la cantidad de aceite vaporizado en la fase gas y el cual es análogo al gas disuelto en la fase aceite  $-R_s-$ . La incorporación de esta variable en la formulación del balance de materia permite levantar la restricción del tipo de fluido presente tanto en la formulación presentada por Peñuela et al (2001) como en la presentada por Niz et al (2004)

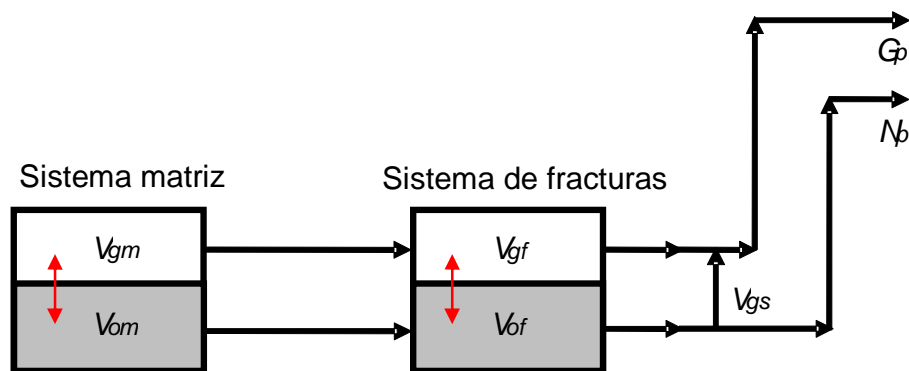
En el presente capítulo se muestra el desarrollo matemático, las suposiciones y manipulaciones algebraicas utilizadas para la deducción de una expresión generalizada para balance de materia en yacimientos naturalmente fracturados. Una vez presentada la ecuación propuesta se describe el método numérico utilizado para resolver las incógnitas presentes.

#### **2.2 SUPOSICIONES DEL MODELO.**

El yacimiento naturalmente fracturado se puede modelar como dos depósitos comunicados, con una salida de fluidos neta, equivalente a la cantidad de

fluidos producidos. El depósito inicial es el sistema de matriz porosa, mientras que el segundo depósito corresponde al sistema de fracturas.

En la figura 1 se muestra el esquema bajo el cual se realiza el balance de materiales, básicamente es el mismo esquema que presentan tanto Peñuela et al (2001) como Niz et al (2004); sin embargo, difiere en lo que respecta al intercambio másico entre la fase aceite y la fase gas ya que a medida que la presión del yacimiento desciende ocurre una condensación de componentes ricos del gas que pasarán a formar parte de la fase líquida y simultáneamente los componentes volátiles del gas se liberarán y pasarán a formar parte de la fase gas



**Figura 1 .** Esquema del sistema para el balance de materiales.

El sistema esta sujeto a las siguientes suposiciones:

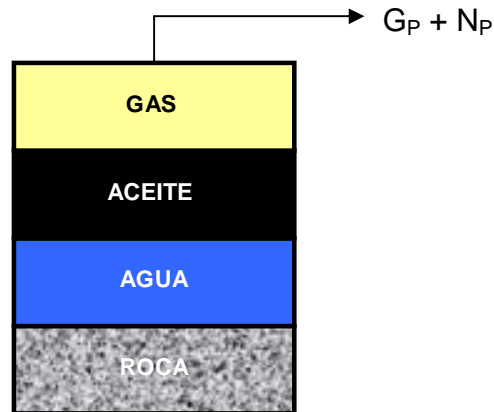
- El yacimiento es un sistema isotérmico
- El yacimiento está conformado por, a lo sumo, cuatro componentes: roca naturalmente fracturada, agua de producción, petróleo fiscal y gas de superficie
- El yacimiento se compone de, a lo sumo, cuatro fases: roca naturalmente fracturada, agua (fase acuosa), petróleo y gas

- El componente gas de superficie existe libre en la fase gas y disuelto en la fase petróleo
- El componente agua existe en una fase de agua inmóvil, la cual, para el propósito del balance de materiales, sólo reduce el espacio poroso disponible para el almacenamiento de hidrocarburos
- El componente roca existe sólo en la fase roca
- La fase roca está compuesta de dos medios porosos en comunicación hidráulica: el sistema fracturado y el sistema de porosidad primaria o de matriz
- Los sistemas matriz porosa y fractura son compresibles
- No hay entrada de agua al yacimiento y la producción de agua es despreciable
- No hay reinyección de fluidos al yacimiento
- La porosidad de fractura, porosidad de matriz, saturación de agua inicial en la fractura y saturación de agua inicial en la matriz son uniformes a través de todo el yacimiento
- La presión de yacimiento es uniforme a lo largo de todo el mismo, lo cual implica que no hay gradientes de presión horizontales ni verticales

Estas suposiciones son básicamente las mismas presentadas por Peñuela et al (2001) y Niz et al (2004) en sus respectivos trabajos con la diferencia que en el modelo propuesto se considera que el componente petróleo fiscal esta presente tanto en la fase gas como en la fase petróleo lo que hace que la ecuación de balance de materiales que se deduce en este trabajo sea aplicable a todo tipo de fluido de yacimiento.

## 2.3 DESARROLLO ALGEBRAICO

En el presente desarrollo se muestran los balances por componente tanto para el aceite, el gas, el agua y la roca presentes en el sistema. Se presenta para dos estados de tiempo, el inicial y para un tiempo  $t > t_i$ .



**Figura 2** Componentes presentes en el balance de materiales.

### 2.3.1 Balance por componente para la fase aceite

- **Balance para el aceite en el tiempo inicial**

El aceite inicial como líquido, es el que está contenido en la matriz más el que está contenido en las fracturas.

$$V_{o_i} = (N_m + N_f) B_{o_i} \quad (8)$$

- **Balance para el aceite en un tiempo  $t$**

El aceite total como fase líquida es el que se tenía al inicio al cual se le debe restar el aceite producido  $N_p$ , y también se debe sumar la cantidad de aceite que le aporta la fase gaseosa

$$V_{O_t} = (N_{m,t} + N_{f,t})Bo = (N_m + N_f - N_p + G_m^* + G_f^*)Bo \quad (9)$$

Donde  $G^*$  corresponde a la cantidad de gas que se solubiliza en la fase aceite desde el tiempo inicial hasta el tiempo  $t$  en cada uno de los medios, y estaría dado por:

$$G_m^* = G_m Rv_i - G_{m,t} Rv \quad (10)$$

$$G_f^* = G_f Rv_i - G_{f,t} Rv \quad (11)$$

Reemplazando 10 y 11 en 9

$$V_{O_t} = (N_m + N_f - N_p + G_m Rv_i - G_{m,t} Rv + G_f Rv_i - G_{f,t} Rv)Bo \quad (12)$$

Agrupando términos tendríamos

$$V_{O_t} = (N_m + N_f - N_p + Rv_i(G_m + G_f) - Rv(G_{m,t} + G_{f,t}))Bo \quad (13)$$

### 2.3.2 Balance por componente para la fase gas.

- **Balance para el gas en el tiempo inicial**

Al igual que en el aceite, el gas inicial como fase gaseosa es el que está contenido en la matriz más el que está contenido en las fracturas.

$$Vg_i=(G_m+G_f)Bg_i \quad (14)$$

- **Balance para el gas en un tiempo t**

Al igual que en el aceite se considera el gas total como fase gaseosa al que se tenía al inicio, menos el gas producido  $G_p$ , más la cantidad de gas que le aporta la fase líquida

$$Vg_t=(G_{m,t}+G_{f,t})Bg=(G_m+G_f-G_p+N_m^*+N_f^*)Bg \quad (15)$$

Donde  $N^*$  corresponde a la cantidad de aceite que se volatiliza desde el tiempo inicial hasta el tiempo t en cada uno de los medios, y estaría dado por:

$$N_m^* = N_m Rs_i - N_{m,t} Rs \quad (16)$$

$$N_f^* = N_f Rs_i - N_{f,t} Rs \quad (17)$$

Reemplazando 16 y 17 en 15

$$Vgt=(G_m+G_f-G_p+N_m Rs_i-N_{m,t} Rs+N_f Rs_i-N_{f,t} Rs)Bg \quad (18)$$

Factorizando los términos Rs y  $Rs_i$  se obtiene:

$$Vgt=(G_m+G_f-G_p+Rs_i(N_m+N_f)-Rs(N_{m,t}+N_{f,t}))Bg \quad (19)$$

Dado que las variables  $N_{m,t}$ ,  $N_{f,t}$ ,  $G_{m,t}$  y  $G_{f,t}$  aumentan el grado de incógnitas del balance, se procede a encontrar una expresión para las mismas.

Partiendo de las ecuación 15

$$Vgt=(G_{m,t}+G_{f,t})Bg=(G_m+G_f-G_p+Rs_i(N_m+N_f)-Rs(N_{m,t}+N_{f,t}))Bg \quad (20)$$

Simplificando por Bg a lado y lado de la ecuación 20

$$(G_{m,t}+G_{f,t})=G_m+G_f-G_p+Rs_i(N_m+N_f)-Rs(N_{m,t}+N_{f,t}) \quad (21)$$

Reemplazando 21 en 9 o en 13 se obtiene

$$(N_{m,t}+N_{f,t})=(N_m+N_f-N_p+Rv_i(G_m+G_f)-Rv(G_m+G_f-G_p+Rs_i(N_m+N_f)-Rs(N_{m,t}+N_{f,t}))) \quad (22)$$

Agrupando los términos de  $(N_{m,t} + N_{f,t})$

$$(N_{m,t}+N_{f,t})(1-RsRv)=N_m+N_f-N_p+Rv_i(G_m+G_f)-Rv(G_m+G_f-G_p+Rs_i(N_m+N_f)) \quad (23)$$

Dividiendo a ambos lados entre  $(1-RsRv)$

$$(N_{m,t}+N_{f,t})=\frac{N_m+N_f-N_p+Rv_i(G_m+G_f)-Rv(G_m+G_f-G_p+Rs_i(N_m+N_f))}{(1-RsRv)} \quad (24)$$

$$(N_{m,t}+N_{f,t})=\frac{N_m(1-RvRs_i)+N_f(1-RvRs_i)+G_m(Rv_i-Rv)+G_f(Rv_i-Rv)-N_p+RvG_p}{(1-RsRv)} \quad (25)$$

De igual forma en el balance del aceite es posible despejar los términos relacionados con  $(G_{m,t} + G_{f,t})$

$$Vot=(N_{m,t}+N_{f,t})Bo=(N_m+N_f-N_p+G_m^*+G_f^*)Bo \quad (26)$$

Dividiendo por  $B_0$  a ambos lados de la igualdad

$$(N_{m,t} + N_{f,t}) = N_m + N_f - N_p + Rv_i(G_m + G_f) - Rv(G_{m,t} + G_{f,t}) \quad (27)$$

Reemplazando 27 en 15 o 19 se obtiene

$$(G_{m,t} + G_{f,t})(1 - RsRv) = G_m + G_f - G_p + Rs_i(N_m + N_f) - Rs(N_m + N_f - N_p + Rv_i(G_m + G_f)) \quad (28)$$

Dividiendo a ambos lados entre  $(1 - RsRv)$

$$(G_{m,t} + G_{f,t}) = \frac{G_m + G_f - G_p + Rs_i(N_m + N_f) - Rs(N_m + N_f - N_p + Rv_i(G_m + G_f))}{(1 - RsRv)} \quad (29)$$

Agrupando los términos que contienen  $G_m$  y  $G_f$  se obtiene una expresión para el término  $(G_{m,t} + G_{f,t})$

$$(G_{m,t} + G_{f,t}) = \frac{G_m(1 - RsRv_i) + G_f(1 - RsRv_i) + N_m(Rs_i - Rs) + N_f(Rs_i - Rs) - G_p + RsN_p}{(1 - RsRv)} \quad (30)$$

### 2.3.3 Balance por componente para la fase agua.

- Balance para el agua en el tiempo inicial

Al igual que las otras fases el agua inicial es la contenida en los dos medios

$$Vwi = W_{fi} + W_{mi} \quad (31)$$

- **Balance para el agua en el tiempo t**

El agua en el yacimiento después transcurrido un delta de tiempo es el agua que había inicialmente menos el agua producida, mas el agua de intrusión

$$V_w t = W_{fi} + W_{mi} + W_e + W_{fi} C_{wf} \Delta P + W_{mi} C_{wm} \Delta P - W_p B_w \quad (32)$$

La ecuación 32 tiene en cuenta el cambio en el volumen debida a la compresibilidad del fluido.

La saturación de agua inicial en la matriz se puede definir como la cantidad de agua inicial en dicho medio dividida entre el volumen poroso de la matriz con lo que se obtiene la ecuación 33.

$$S_{w_{mi}} = \frac{W_{mi}}{V_{P_{mi}}} \quad W_{mi} = S_{w_{mi}} V_{P_{mi}} \quad (33)$$

De manera análoga se obtiene una expresión para el agua inicial en las fracturas

$$S_{w_{fi}} = \frac{W_{fi}}{V_{P_{fi}}} \quad W_{fi} = S_{w_{fi}} V_{P_{fi}} \quad (34)$$

La ecuación 35 expresa el volumen poroso de la matriz como una función de los fluidos allí contenidos lo cual resulta muy conveniente para el desarrollo matemático

$$V_{P_{mi}} = \frac{N_m B_{o_i} + G_m B_{g_i}}{(1 - S_{w_{mi}})} \quad (35)$$

Igualmente el volumen poroso en las fracturas es el que ocupan los fluidos contenidos en las mismas

$$V_{P_{fi}} = \frac{N_f B_{o_i} + G_f B_{g_i}}{(1 - S_{w_{fi}})} \quad (36)$$

Reemplazando 35 y 36 en 32 y 33 respectivamente se obtienen expresiones para el agua inicial en la matriz y en las fracturas, como funciones de los fluidos contenidos

$$W_{mi} = S_{w_{mi}} \frac{N_m B_{o_i} + G_m B_{g_i}}{(1 - S_{w_{mi}})} \quad (37)$$

$$W_{fi} = S_{w_{fi}} \frac{N_f B_{o_i} + G_f B_{g_i}}{(1 - S_{w_{fi}})} \quad (38)$$

Reemplazando 37 y 38 en 32 tenemos

$$V_{wt} = W_{fi} + W_{mi} + W_e + S_{w_{fi}} \frac{N_f B_{o_i} + G_f B_{g_i}}{(1 - S_{w_{fi}})} C_{w_{wf}} \Delta P + S_{w_{mi}} \frac{N_m B_{o_i} + G_m B_{g_i}}{(1 - S_{w_{mi}})} C_{w_{wm}} \Delta P - W_p B_w \quad (39)$$

#### 2.3.4 Balance por componente para la fase roca.

En esta sección se mostrará el balance para la fase roca la cual es proporcional al volumen poroso del yacimiento.

- **Balance para el volumen poroso en el tiempo inicial**

El volumen poroso en el tiempo inicial es el disponible en la matriz mas el volumen poroso de las fracturas

$$V_{p_i} = V_{p_{fi}} + V_{p_{mi}} \quad (40)$$

- **Balance para el volumen poroso en un tiempo t**

El único cambio que puede sufrir el volumen poroso con el tiempo es la compresibilidad tanto de matriz como de fractura debida al cambio de la presión en el yacimiento

$$V_{p_t} = V_{p_{fi}} + V_{p_{mi}} + V_{p_{fi}} C_{ff} \Delta P + V_{p_{mi}} C_{fm} \Delta P \quad (41)$$

### 2.3.5 Balance total en el sistema

Dada la suposición de un tanque de volumen constante se propone la ecuación 42 en la cual la sumatoria de los cambios de volumen de cada uno de los componentes no afecta el volumen total del sistema

$$\Delta V_t = \Delta V_O + \Delta V_G + \Delta V_W + \Delta V_R = 0 \quad (42)$$

#### 2.3.5.1 Cambio total de volumen en la fase aceite

Definiendo el cambio total en la fase aceite como la diferencia entre el estado inicial y el estado a un tiempo  $t > t_i$  tenemos:

$$\Delta V_o = (N_m + N_f)Bo_i - (N_{m,t} + N_{f,t})Bo \quad (43)$$

Reemplazando 25 en 43 tenemos

$$\Delta V_o = (N_m + N_f)Bo_i - \frac{N_m(1 - RvRs_i) + N_f(1 - RvRs_i) + G_m(Rv_i - Rv) + G_f(Rv_i - Rv) - N_p + RvG_p}{(1 - RsRv)} Bo \quad (44)$$

### 2.3.5.2 Cambio total de volumen en la fase gas

De forma análoga al procedimiento presentado para el cambio en el aceite se desarrolla el cambio total para la fase gas

$$\Delta V_g = (G_m + G_f)Bg_i - (G_{m,t} + G_{f,t})Bg \quad (45)$$

Reemplazando 30 en 45 tenemos

$$\Delta V_g = (G_m + G_f)Bg_i - \frac{G_m(1 - RsRv_i) + G_f(1 - RsRv_i) + N_m(Rs_i - Rs) + N_f(Rs_i - Rs) - G_p + RsN_p}{(1 - RsRv)} Bg \quad (46)$$

### 2.3.5.3 Cambio total de volumen en la fase agua

Restando los dos estados obtenemos la ecuación 47

$$\Delta V_w = -W_e - Sw_{fi} \frac{N_f Bo_i + G_f Bg_i}{(1 - Sw_{fi})} C_{wf} \Delta P - Sw_{mi} \frac{N_m Bo_i + G_m Bg_i}{(1 - Sw_{mi})} C_{wm} \Delta P + W_p B_w \quad (47)$$

### 2.3.5.3 Cambio total de volumen en la fase roca

La expresión 48 muestra la diferencia entre los dos estados del volumen poroso ( $V_{p_t} - V_{p_i}$ )

$$\Delta V_p = -V_{p_{fi}} C_{ff} \Delta P - V_{p_{mi}} C_{fm} \Delta P \quad (48)$$

Dado que en la ecuación 42 se requiere es el cambio en el volumen de la roca definimos

$$\Delta V_p = -\Delta V_R \quad (49)$$

Por lo tanto el cambio en el volumen de la roca sería:

$$\Delta V_R = V_{p_{fi}} C_{ff} \Delta P + V_{p_{mi}} C_{fm} \Delta P \quad (50)$$

Teniendo en cuenta las definiciones anteriormente dadas tanto para volumen poroso de la matriz como para volumen poroso de la fractura se obtiene:

$$\Delta V_R = \frac{N_f B_{o_i} + G_f B_{g_i}}{(1 - S_{w_{fi}})} C_{ff} \Delta P + \frac{N_m B_{o_i} + G_m B_{g_i}}{(1 - S_{w_{mi}})} C_{fm} \Delta P \quad (51)$$

### 2.3.6 Ecuación generalizada

Desarrollando la ecuación 44 y agrupando términos

$$\Delta V_o = \frac{N_m[(1-RsRv)Bo_i - Bo(1-RvRs_i)] + N_f[(1-RsRv)Bo_i - Bo(1-RvRs_i)] - G_m Bo(Rv_i - Rv) - G_f Bo(Rv_i - Rv) + N_p Bo - RvG_p Bo}{(1-RsRv)} \quad (52)$$

Desarrollando 46 y agrupando términos, se obtiene:

$$\Delta V_g = \frac{G_m[(1-RsRv)Bg_i - Bg(1-RsRv_i)] + G_f[(1-RsRv)Bg_i - Bg(1-RsRv_i)] - N_m Bg(Rs_i - Rs) - N_f Bg(Rs_i - Rs) + G_p Bg - RsN_p Bg}{(1-RsRv)} \quad (53)$$

Reemplazando 52 y 53 en 42 se obtiene:

$$\begin{aligned} & \frac{N_m[(1-RsRv)Bo_i - Bo(1-RvRs_i) - Bg(Rs_i - Rs)] + G_m[(1-RsRv)Bg_i - Bg(1-RsRv_i) - Bo(Rv_i - Rv)]}{(1-RsRv)} \\ & + \frac{N_f[(1-RsRv)Bo_i - Bo(1-RvRs_i) - N_f Bg(Rs_i - Rs)] + G_f[(1-RsRv)Bg_i - Bg(1-RsRv_i) - Bo(Rv_i - Rv)]}{(1-RsRv)} \\ & + \frac{N_p(Bo - RsBg) + G_p(Bg - RvBo)}{(1-RsRv)} + \Delta V_w + \Delta V_r = 0 \end{aligned} \quad (54)$$

Reemplazando 47 y 51 en 54 se obtiene:

$$\begin{aligned} & \frac{N_m[(1-RsRv)Bo_i - Bo(1-RvRs_i) - Bg(Rs_i - Rs)] + G_m[(1-RsRv)Bg_i - Bg(1-RsRv_i) - Bo(Rv_i - Rv)]}{(1-RsRv)} \\ & + \frac{N_f[(1-RsRv)Bo_i - Bo(1-RvRs_i) - N_f Bg(Rs_i - Rs)] + G_f[(1-RsRv)Bg_i - Bg(1-RsRv_i) - Bo(Rv_i - Rv)]}{(1-RsRv)} \\ & + \frac{N_p(Bo - RsBg) + G_p(Bg - RvBo)}{(1-RsRv)} - W_e - Sw_{fi} \frac{N_f Bo_i + G_f Bg_i}{(1-Sw_{fi})} C_{wf} \Delta P - Sw_{mi} \frac{N_m Bo_i + G_m Bg_i}{(1-Sw_{mi})} C_{wm} \Delta P + W_p B_w \\ & + \frac{N_f Bo_i + G_f Bg_i}{(1-Sw_{fi})} C_{ff} \Delta P + \frac{N_m Bo_i + G_m Bg_i}{(1-Sw_{mi})} C_{fm} \Delta P = 0 \end{aligned} \quad (55)$$

Finalmente agrupando y ordenando todos los términos que contienen  $N_m$ ,  $G_m$ ,  $N_f$  y  $G_f$  se obtiene:

$$\begin{aligned}
& N_m \left\{ \frac{(1-RsRv)Bo_i - Bo(1-RvRs_i) - Bg(Rs_i - Rs)}{(1-RsRv)} - \frac{Bo_i \Delta P(Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1-Sw_{mi})} \right\} \\
& + G_m \left\{ \frac{(1-RsRv)Bg_i - Bg(1-RsRv_i) - Bo(Rv_i - Rv)}{(1-RsRv)} - \frac{Bg_i \Delta P(Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1-Sw_{mi})} \right\} \\
& + N_f \left\{ \frac{(1-RsRv)Bo_i - Bo(1-RvRs_i) - N_f Bg(Rs_i - Rs)}{(1-RsRv)} - \frac{Bo_i \Delta P(Sw_{fi} C_{wf} + C_{ff})}{(1-Sw_{fi})} \right\} \\
& + G_f \left\{ \frac{(1-RsRv)Bg_i - Bg(1-RsRv_i) - Bo(Rv_i - Rv)}{(1-RsRv)} - \frac{Bg_i \Delta P(Sw_{fi} C_{wf} + C_{ff})}{(1-Sw_{fi})} \right\} \\
& + \frac{N_p(Bo - RsBg) + G_p(Bg - RvBo)}{(1-RsRv)} - W_e + W_p B_w = 0
\end{aligned} \tag{56}$$

Tradicionalmente las EBM se han presentado de la forma

$$\boxed{F = N_m E_{o,m} + G_m E_{g,m} + N_f E_{o,f} + G_f E_{g,f} + \Delta W} \tag{57}$$

Por lo que en la ecuación 56 se ordena hasta llevarla a la forma (57)

$$\begin{aligned}
& \frac{N_p(Bo - RsBg) + G_p(Bg - RvBo)}{(1-RsRv)} = \\
& N_m \left\{ \frac{Bo(1-RvRs_i) - (1-RsRv)Bo_i + Bg(Rs_i - Rs)}{(1-RsRv)} + \frac{Bo_i \Delta P(Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1-Sw_{mi})} \right\} \\
& + G_m \left\{ \frac{Bg(1-RsRv_i) - (1-RsRv)Bg_i + Bo(Rv_i - Rv)}{(1-RsRv)} + \frac{Bg_i \Delta P(Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1-Sw_{mi})} \right\} \\
& + N_f \left\{ \frac{Bo(1-RvRs_i) - (1-RsRv)Bo_i + Bg(Rs_i - Rs)}{(1-RsRv)} + \frac{Bo_i \Delta P(Sw_{fi} C_{wf} + C_{ff})}{(1-Sw_{fi})} \right\} \\
& + G_f \left\{ \frac{Bg(1-RsRv_i) - (1-RsRv)Bg_i + Bo(Rv_i - Rv)}{(1-RsRv)} + \frac{Bg_i \Delta P(Sw_{fi} C_{wf} + C_{ff})}{(1-Sw_{fi})} \right\} \\
& + W_e - W_p B_w
\end{aligned} \tag{58}$$

La ecuación 59 presenta la ecuación de una forma que permite hacer analogías con los casos históricos comentados en el capítulo anterior.

$$\begin{aligned}
& \frac{N_p(Bo - RsBg) + G_p(Bg - RvBo)}{(1 - RsRv)} = \\
& N_m \left\{ \frac{Bo - Bo_i + Rv(RsBo_i - Rs_iBo) + Bg(Rs_i - Rs)}{(1 - RsRv)} + \frac{Bo_i \Delta P(Sw_{mi} C_{vm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} \right\} \\
& + G_m \left\{ \frac{Bg - Bg_i + Rs(RvBg_i - Rv_iBg) + Bo(Rv_i - Rv)}{(1 - RsRv)} + \frac{Bg_i \Delta P(Sw_{mi} C_{vm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} \right\} \\
& + N_f \left\{ \frac{Bo - Bo_i + Rv(RsBo_i - Rs_iBo) + Bg(Rs_i - Rs)}{(1 - RsRv)} + \frac{Bo_i \Delta P(Sw_{fi} C_{vf} + C_{ff})}{(1 - Sw_{fi})} \right\} \\
& + G_f \left\{ \frac{Bg - Bg_i + Rs(RvBg_i - Rv_iBg) + Bo(Rv_i - Rv)}{(1 - RsRv)} + \frac{Bg_i \Delta P(Sw_{fi} C_{vf} + C_{ff})}{(1 - Sw_{fi})} \right\} \\
& + W_c - W_p B_w
\end{aligned} \tag{59}$$

## 2.4 MÉTODO DE SOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN

El método gráfico que había sido una solución para la determinación de las incógnitas presentes en la ecuación no es una opción en nuestro caso. La EBM propuesta posee cuatro incógnitas ( $N_m$ ,  $G_m$ ,  $N_f$ ,  $G_f$ ) por lo que se propone el método de regresión de mínimos cuadrados aplicado al caso multilíneal

### 2.4.1 Descripción del método de regresión multilíneal.

Sea una variable  $y_i$ , la cual depende linealmente de variables independientes,  $x_1, x_2, \dots, x_k$  se propone como meta minimizar la sumatoria:

$$R^2 = \sum_{i=1}^N (a_1 x_{1i} + a_2 x_{2i} + b - y_i)^2 \tag{60}$$

Idealmente se busca encontrar los coeficientes  $a_1$ ,  $a_2 \dots b$

$$a_1 x_{11} + a_2 x_{21} + b = y_1$$

$$a_1 x_{12} + a_2 x_{22} + b = y_2$$

$$a_1 x_{13} + a_2 x_{23} + b = y_3$$

·

·

·

$$a_1 x_{1N} + a_2 x_{2N} + b = y_1$$

Reescribiendo el sistema

$$AW = Y \tag{61}$$

Donde

$$A = \begin{pmatrix} x_{11} & x_{21} & 1 \\ x_{12} & x_{22} & 1 \\ x_{13} & x_{23} & 1 \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ x_{1N} & x_{2N} & 1 \end{pmatrix}, W = \begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \\ b \end{pmatrix} \tag{62}$$

Para resolver este sistema se hace necesario poder multiplicar por la inversa de la matriz A en ambos lados de la igualdad. Pero surge el problema que A no es una matriz cuadrada por lo tanto no tiene inversa. Por lo tanto se necesita reescribir la ecuación de forma que se garantice la solución del sistema para lo cual multiplicamos por la matriz transpuesta a ambos lados de la igualdad quedando:

$$A'AW = A'Y \tag{63}$$

El producto  $A^t A$  es una matriz cuadrada y es invertible por lo tanto  $(A^t A)^{-1}$  existe, ahora bien si se multiplica ambos lados de la ecuación por esta inversa se tiene

$$W = (A^t A)^{-1} A^t Y \quad (64)$$

Obteniéndose así el vector solución para el sistema.

Este método fue aplicado con resultados satisfactorios que se discutirán en el capítulo 4.

### **3. METODOLOGIA DE VALIDACIÓN**

La ecuación 59 presentada en el anterior capítulo y la cual se denominará de aquí en adelante como *Ecuación Generalizada para el Balance de Materia* EGBM corresponde a la ecuación propuesta para el balance de materia para yacimientos naturalmente fracturados aplicable a todo tipo de fluido de yacimiento.

En la primera parte de este capítulo se muestra como se puede llegar a partir de la EGBM a las expresiones presentadas por Peñuela et al (2001) y Niz et al (2004). Adicionalmente se muestra también como se pueden obtener las expresiones propuestas por Wang (1998), Walsh (1994) y Schiltius (1936) para yacimientos convencionales.

En la segunda parte se hace una descripción de la estrategia a seguir para validar los resultados obtenidos con la EGBM, mediante la simulación de yacimientos usando un simulador comercial con opción de doble porosidad

#### **3.1 VALIDACIÓN ANALÍTICA**

Una primera inquietud que surge al proponer la EGBM es determinar si esta expresión contempla los casos particulares estudiados por los otros autores, en este caso Peñuela et al 2001 y Niz et al 2004. Para ello se incorporan las restricciones hechas por cada uno de estos autores a la EGBM de tal manera que a partir del modelo general (EGBM) se pueda deducir el caso particular correspondiente a cada uno de los estudios mencionados.

### 3.1.1 Particularización de la EGBM para el balance de materia en Yacimientos Naturalmente Fracturados con capa de Gas Inicial.

A partir de la EGBM se puede obtener el caso particular propuesto por Niz et al. (2004). Dado que el modelo propuesto por Niz et al no tiene en cuenta el aceite volatilizado se considera la relación de volatilidad  $R_v=0$ . Realizando dicha simplificación en la EGBM se obtiene la ecuación 65:

$$\begin{aligned}
 N_p(B_o - R_s B_g) + G_p B_g = & \\
 N_m \left\{ B_o - B_{o_i} + B_g(R_{s_i} - R_s) + \frac{B_{o_i} \Delta P (S_{w_{mi}} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - S_{w_{mi}})} \right\} & \\
 + G_m \left\{ B_g - B_{g_i} + \frac{B_{g_i} \Delta P (S_{w_{mi}} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - S_{w_{mi}})} \right\} & \\
 + N_f \left\{ B_o - B_{o_i} + B_g(R_{s_i} - R_s) + \frac{B_{o_i} \Delta P (S_{w_{fi}} C_{wf} + C_{ff})}{(1 - S_{w_{fi}})} \right\} & \\
 + G_f \left\{ B_g - B_{g_i} + \frac{B_{g_i} \Delta P (S_{w_{fi}} C_{wf} + C_{ff})}{(1 - S_{w_{fi}})} \right\} & 
 \end{aligned} \tag{65}$$

El cociente entre la cantidad de gas producido y el aceite producido se denomina relación de producción  $R_p$  tal como se observa en la ecuación 66

$$R_p = \frac{G_p}{N_p} \tag{66}$$

La relación de producción  $-R_p-$  es una variable que se ha utilizado tradicionalmente en las ecuaciones de balance de materia ya que permite simplificar la expresión final. Para incorporar la variable  $R_p$  se reemplaza la ecuación 66 en la ecuación 65 con lo que se obtiene la expresión 67.

$$\begin{aligned}
& N_p [(Bo - RsBg) + R_p (Bg)] = \\
& N_m \left\{ Bo - Bo_i + Bg(Rs_i - Rs) + \frac{Bo_i \Delta P (Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} \right\} \\
& + G_m \left\{ Bg - Bg_i + \frac{Bg_i \Delta P (Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} \right\} \\
& + N_f \left\{ Bo - Bo_i + Bg(Rs_i - Rs) + \frac{Bo_i \Delta P (Sw_{fi} C_{wf} + C_{ff})}{(1 - Sw_{fi})} \right\} \\
& + G_f \left\{ Bg - Bg_i + \frac{Bg_i \Delta P (Sw_{fi} C_{wf} + C_{ff})}{(1 - Sw_{fi})} \right\}
\end{aligned} \tag{67}$$

El tamaño de la capa de gas inicial –m– se presenta en la ecuación 68 y se define como el cociente entre cantidad de gas y la cantidad de aceite presentes inicialmente en el yacimiento, fue otra de las variables importantes consideradas en el modelo presentado por Niz et al 2004

$$m = \frac{(G_m + G_f) B_{gi}}{(N_m + N_f) B_{oi}} \tag{68}$$

A fin de llevar la expresión 67 a una forma más cercana a la forma presentada por Niz et al (2004) se separan los términos relacionados con la compresibilidad de la roca de la forma que se observa en la ecuación 69

$$\begin{aligned}
& N_p [(Bo - RsBg) + R_p (Bg)] = \\
& N_m \left\{ Bo - Bo_i + Bg(Rs_i - Rs) \right\} + N_m \frac{Bo_i \Delta P (Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} \\
& + G_m \{ Bg - Bg_i \} + G_m \frac{Bg_i \Delta P (Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} \\
& + N_f \left\{ Bo - Bo_i + Bg(Rs_i - Rs) \right\} + N_f \frac{Bo_i \Delta P (Sw_{fi} C_{wf} + C_{ff})}{(1 - Sw_{fi})} \\
& + G_f \{ Bg - Bg_i \} + G_f \frac{Bg_i \Delta P (Sw_{fi} C_{wf} + C_{ff})}{(1 - Sw_{fi})}
\end{aligned} \tag{69}$$

Reemplazando 68 en 69 y retomando la suposición que el tamaño de la capa de gas es igual en el medio matriz y en el medio fractura tal como lo propone el autor se obtiene la ecuación 70

$$\begin{aligned}
N_p [(Bo - R_s Bg) + R_p (Bg)] = & \\
(N_m + N_f) \{Bo - Bo_i + Bg(Rs_i - Rs)\} + N_m \frac{Bo_i \Delta P (Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} & \quad (70) \\
+ \left[ \frac{m(N_m + N_f) Bo_i}{Bg_i} \right] \{Bg - Bg_i\} + m N_m Bo_i \frac{\Delta P (Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} & \\
+ N_f \frac{Bo_i \Delta P (Sw_{fi} C_{wf} + C_{ff})}{(1 - Sw_{fi})} + m N_f Bo_i \frac{\Delta P (Sw_{fi} C_{wf} + C_{ff})}{(1 - Sw_{fi})} &
\end{aligned}$$

Agrupando los términos de aceite en la matriz –Nm– y aceite en las fracturas –Nf– se logra la expresión 71

$$\begin{aligned}
N_p [Bo + Bg(R_p - Rs)] = & \\
N_m \left\{ Bo - Bo_i + Bg(Rs_i - Rs) + m Bo_i \left( \frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right) + Bo_i \Delta P (1 + m) \frac{(Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} \right\} & \quad (71) \\
+ N_f \left\{ Bo - Bo_i + Bg(Rs_i - Rs) + m Bo_i \left( \frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right) + Bo_i \Delta P (1 + m) \frac{(Sw_{fi} C_{wf} + C_{ff})}{(1 - Sw_{fi})} \right\} &
\end{aligned}$$

Las compresibilidades efectivas de matriz y fractura fueron definidas por Wang (1998) y también Niz et al (2004) las incluyeron en su deducción. En la ecuación 72 se muestra la definición de compresibilidad efectiva de la matriz mientras que la compresibilidad efectiva de la fractura se muestra en la ecuación 73

$$c_{em} = \frac{(c_w S_{wmi} + c_{fm})}{(1 - S_{wmi})} \quad (72)$$

$$c_{ef} = \frac{(c_w S_{wfi} + c_{ff})}{(1 - S_{wfi})} \quad (73)$$

Reemplazando 72 y 73 en la ecuación 71 se obtiene la ecuación 74

$$\begin{aligned}
N_p [Bo + Bg(R_p - Rs)] = & \\
N_m \left\{ Bo - Bo_i + Bg(Rs_i - Rs) + mBo_i \left( \frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right) + Bo_i \Delta PC_{em} (1+m) \right\} & \quad (74) \\
+ N_f \left\{ Bo - Bo_i + Bg(Rs_i - Rs) + mBo_i \left( \frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right) + Bo_i \Delta PC_{ef} (1+m) \right\} &
\end{aligned}$$

El factor volumétrico total es otra de las variables usadas por Niz et al (2004) para dar simplicidad a la expresión esta variable se define como:

$$Bt = Bo + Bg(Rs_i - Rs) \quad (75)$$

Reemplazando la ecuación 75 en la ecuación 74 se obtiene la ecuación propuesta por Niz et al (2004)

$$\begin{aligned}
N_p [Bo + Bg(R_p - Rs)] = & \\
N_m \left\{ Bt - Bt_i + Bo_i \left[ m \left( \frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right) + Bo_i \Delta PC_{em} (1+m) \right] \right\} & \quad (76) \\
+ N_f \left\{ Bt - Bt_i + Bo_i \left[ m \left( \frac{Bg}{Bg_i} - 1 \right) + Bo_i \Delta PC_{ef} (1+m) \right] \right\} &
\end{aligned}$$

### 3.1.2 Particularización de la EGBM para el balance de materia en Yacimientos Naturalmente Fracturados sub saturados.

En esta sección se va a mostrar cómo es posible llegar a la expresión para balance de materia en YNF propuesta por Peñuela (2001) partiendo de la EGBM propuesta en el presente trabajo. Como primer paso se asume que no hay transferencia de la fase líquida a la fase gas por lo tanto  $R_v=0$ , Por otra parte en dicho trabajo se asumía aceite negro como fluido de yacimiento, luego se hace necesario anular de la EGBM los términos de gas en la matriz

y gas en las fracturas, esto es  $G_m=0$  y  $G_f=0$ . Incorporando estas restricciones en la EGBM (Ecuación 59) se obtiene la ecuación 77

$$\begin{aligned}
 N_p(B_o - R_s B_g) + G_p B_g = & \quad (77) \\
 N_m \left\{ B_o - B_{o_i} + B_g(R_{s_i} - R_s) + B_{o_i} \Delta P \frac{(S_{w_{mi}} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - S_{w_{mi}})} \right\} \\
 + N_f \left\{ B_o - B_{o_i} + B_g(R_{s_i} - R_s) + B_{o_i} \Delta P \frac{(S_{w_{fi}} C_{wf} + C_{ff})}{(1 - S_{w_{fi}})} \right\}
 \end{aligned}$$

Incluyendo la relación de producción  $R_p$  anteriormente definida en la ecuación 66, las compresibilidades efectivas de matriz y fractura definidas en las ecuaciones 72 y 73 y el factor volumétrico total definido en la ecuación 75 se obtiene la ecuación para balance de materia en YNF subsaturados propuesta por Peñuela en 2001

$$\begin{aligned}
 N_p [B_o - R_s B_g + R_p B_g] = & N_m \{ B_t - B_{t_i} + B_{o_i} \Delta P C_{em} \} \\
 & + N_f \{ B_t - B_{t_i} + B_{o_i} \Delta P C_{ef} \} \quad (78)
 \end{aligned}$$

### 3.1.3 Particularización de la EGBM para el balance de materia en Yacimientos Convencionales.

Un valor adicional que resulta de la deducción de la EGBM, es su validez y aplicabilidad, tanto para yacimientos naturalmente fracturados, como para yacimientos convencionales. Al igual que en las secciones anteriores donde se mostró cómo obtener las expresiones propuestas por Peñuela et al (2001) y Niz et al (2004) para yacimientos naturalmente fracturados, en esta sección se muestra cómo se pueden obtener las expresiones propuestas por Wang(1998), Walsh(1994) y Schiltius (1936) para balance de materia en yacimientos convencionales.

El primer paso para usar la EGBM para YNF, en yacimientos convencionales, consiste en anular los términos relacionados con el almacenamiento de fluidos en el medio fractura, esto es  $N_f=0$  y  $G_f=0$ , debido a que la matriz sería el único medio de almacenamiento y conducción de fluidos. Haciendo esta consideración en la EGBM se obtiene la ecuación 79.

$$\begin{aligned} \frac{N_p (Bo - RsBg) + G_p (Bg - RvBo)}{(1 - RsRv)} = & \quad (79) \\ N_m \left\{ \frac{Bo - Bo_i + Rv(RsBo_i - Rs_i Bo) + Bg(Rs_i - Rs)}{(1 - RsRv)} + \frac{Bo_i \Delta P (Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} \right\} \\ + G_m \left\{ \frac{Bg - Bg_i + Rs(RvBg_i - Rv_i Bg) + Bo(Rv_i - Rv)}{(1 - RsRv)} + \frac{Bg_i \Delta P (Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} \right\} \end{aligned}$$

Incorporando la relación de producción  $-Rp-$  definido en la ecuación (66)

$$\begin{aligned} \frac{N_p [Bo(1 - R_p Rv) + Bg(R_p - Rs)]}{(1 - RsRv)} = & \quad (80) \\ N_m \left\{ \frac{Bo - Bo_i + Rv(RsBo_i - Rs_i Bo) + Bg(Rs_i - Rs)}{(1 - RsRv)} + Bo_i \Delta P \frac{(Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} \right\} \\ + G_m \left\{ \frac{Bg - Bg_i + Rs(RvBg_i - Rv_i Bg) + Bo(Rv_i - Rv)}{(1 - RsRv)} + Bg_i \Delta P \frac{(Sw_{mi} C_{wm} + C_{fm})}{(1 - Sw_{mi})} \right\} \end{aligned}$$

Incluyendo el término compresibilidad efectiva de la matriz antes descrito en este capítulo por la ecuación 73 se obtiene la ecuación generalizada para yacimientos convencionales propuesta por Wang

$$\begin{aligned} \frac{N_p [Bo(1 - R_p Rv) + Bg(R_p - Rs)]}{(1 - RsRv)} = & \quad (81) \\ N_m \left\{ \frac{Bo - Bo_i + Rv(RsBo_i - Rs_i Bo) + Bg(Rs_i - Rs)}{(1 - RsRv)} + Bo_i \Delta P C_{em} \right\} \\ + G_m \left\{ \frac{Bg - Bg_i + Rs(RvBg_i - Rv_i Bg) + Bo(Rv_i - Rv)}{(1 - RsRv)} + Bg_i \Delta P C_{em} \right\} \end{aligned}$$

Una suposición adicional que se puede tener en cuenta es considerar nulos los efectos de sobre es decir hacer nula la compresibilidad efectiva de la matriz  $C_{em}=0$ . Incorporando esta suposición en la ecuación 81 se obtiene la

ecuación 82 que corresponde a la ecuación para balance de materia presentada por Walsh en 1994

$$\frac{N_p [Bo(1 - R_p Rv) + Bg(Rp - Rs)]}{(1 - RsRv)} = \quad (82)$$

$$N_m \left\{ \frac{Bo - Bo_i + Rv(RsBo_i - Rs_i Bo) + Bg(Rs_i - Rs)}{(1 - RsRv)} \right\}$$

$$+ G_m \left\{ \frac{Bg - Bg_i + Rs(RvBg_i - Rv_i Bg) + Bo(Rv_i - Rv)}{(1 - RsRv)} \right\}$$

Finalmente si se considera nula la transferencia de fluido desde la fase líquida a la fase gas esto es  $Rv=0$ , reemplazando esta condición en la ecuación 82 se obtiene la ecuación 83 que corresponde a la propuesta por Schiltius en 1936.

$$N_p [Bo + Bg(Rp - Rs)] = N_m \{Bo - Bo_i + Bg(Rs_i - Rs)\} + G_m \{Bg - Bg_i\} \quad (83)$$

### 3.2 COMPROBACIÓN NUMÉRICA

Dada la necesidad de validar los resultados arrojados por EGBM se construyeron modelos sintéticos de yacimientos naturalmente fracturados. Utilizando un simulador de yacimientos comercial con opción de doble porosidad, se simuló el comportamiento de la producción y se calculó el volumen original de fluidos in situ. Por otra parte se realizó el balance de materia utilizando la EGBM propuesta en el presente trabajo y se compararon los resultados.

#### 3.2.1 Metodología

Como se ha expuesto anteriormente la principal innovación que presenta la EGBM propuesta, es la incorporación de la cantidad de aceite volatilizado ( $R_v$ ), se propone evaluar el comportamiento de la EGBM tanto en yacimientos en los cuales esta variable es significativa como en yacimientos en los cuales el  $R_v$  es muy bajo o nulo.

Se construyeron dos yacimientos hipotéticos para probar la EGBM: el modelo 1 corresponde a un YNF con un aceite negro y capa de gas inicial como fluido de yacimiento, el cual corresponde al modelo usado por Niz et al 2004 para evaluar su ecuación. El modelo 2 corresponde a un YNF con gas condensado como fluido de yacimiento y fue tomado de los yacimientos prototipo suministrados con el simulador ECLIPSE 300. Una vez construidos los modelos se realizaron corridas en el simulador comercial reportando los datos de producción y los valores de fluidos in situ.

Por otra parte se desarrolló un programa de computación utilizando Microsoft Visual Basic 6.0 ® a fin de resolver las incógnitas presentes en la ecuación propuesta. Este programa se denominó MBS 1.0 y se describe en el anexo 1. Con ayuda de MBS 1.0 se realizó el balance de materia para los dos modelos y se comparó con la respuesta obtenida en el simulador.

El método gráfico tradicionalmente usado para solucionar el balance de materia, consiste en una regresión lineal aplicada sobre la gráfica del flujo ( $F$ ) vs. Expansiones ( $E$ ). Dado que la EGBM es un problema multivariado, en el que se desea calcular los volúmenes de aceite y gas tanto en la matriz como en la fractura, no es posible aplicar el método gráfico, por lo que se utilizó el método de regresión multilíneal descrito en el capítulo anterior.

Como mecanismo de control de la calidad del ajuste se propone el cálculo del coeficiente de correlación existente entre el flujo ( $F_{prod}$ ) obtenido de la

producción (ver ecuaciones (56 y 57), contra el flujo ( $F_{ajuste}$ ) calculado con los valores de las expansiones y los volúmenes de aceite y gas obtenidos en la regresión multilíneal.

### 3.2.2 Descripción del modelo 1

A continuación se describen las propiedades de roca y del modelo 1 utilizado para validar el comportamiento y los resultados de la EGBM.

#### 3.2.2.1 Geometría

Corresponde a un flanco anticlinal buzando uniformemente en la dirección “y” y arqueada en dirección “x”, siendo más profunda hacia los lados que en el centro. El espesor del yacimiento es uniforme, de 90 pies; el punto más alto del tope de la estructura se encuentra a una profundidad de 6880 pies, y se representó en el simulador por medio de 4704 celdas distribuidas en la siguiente forma:

28 celdas en la dirección X, 14 celdas en la dirección Y, y 12 celdas en la dirección Z. Todas las celdas con una dimensión de 200 pies en X, 200 pies en Y, y 15 pies en Z.

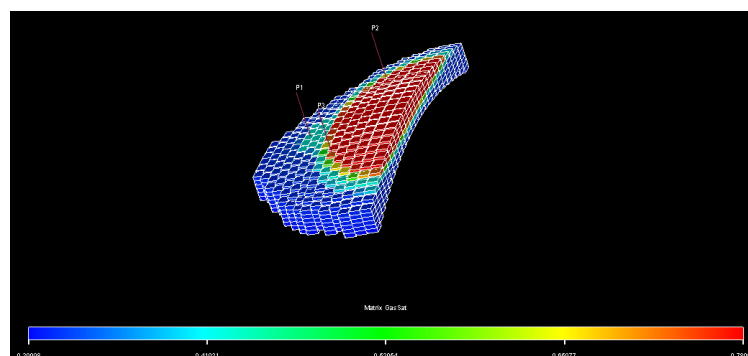


Figura 3 Geometría del modelo 1

### 3.2.2.2 Propiedades de la roca

La porosidad, permeabilidad y compresibilidad son uniformes para cada uno de los medios porosos (matriz y fractura). Con una permeabilidad de 10 mD para todas las celdas de matriz, una porosidad de 10% para todas las celdas de matriz, una permeabilidad de 10 D para todas las celdas de fractura y una porosidad de 2% para todas las celdas de fractura

En la tabla 1 se muestran las tablas de permeabilidad relativa a cada uno de los fluidos usadas en el modelo 1.

<b>Sw</b>	<b>Krw</b>	<b>Krow</b>	<b>Pcow</b>
0.22	0	1	7
0.3	0.07	0.4	4
0.4	0.15	0.125	3
0.5	1*	0.0649	1*
0.6	0.33	0.0048	2
0.8	0.65	0	1
0.9	0.83	0	1*
1	1	0	0

**Tabla 1** Permeabilidad relativas y presión capilar para el modelo 1

Así mismo en la tabla 2 se muestran los valores de las compresibilidades de matriz y fractura usados para el modelo 1

<b>Compresibilidad de la Matriz Cf,m</b>	<b>(1/psi)</b>	1 E-5 E-06
<b>Compresibilidad de la fractura Cf,f</b>	<b>(1/psi)</b>	8 E-5 E-05

**Tabla 2** Compresibilidades en matriz y fractura para el modelo 1.

### 3.2.2.2 Propiedades de los fluidos

En esta sección se describen las propiedades de los fluidos contenidos en el modelo 1.

### 3.2.2.2.1 Densidades.

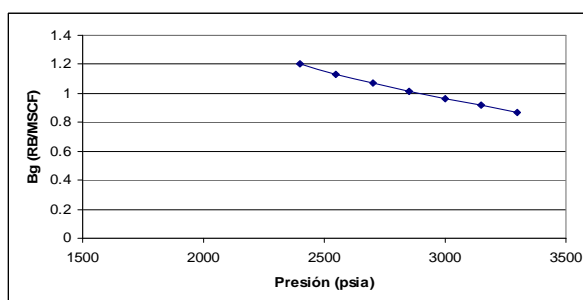
Aceite lb/ft <sup>3</sup>	Agua lb/ft <sup>3</sup>	Gas lb/ft <sup>3</sup>
49.9	63.8	0.0618

**Tabla 3** Densidades de los fluidos en el modelo 1

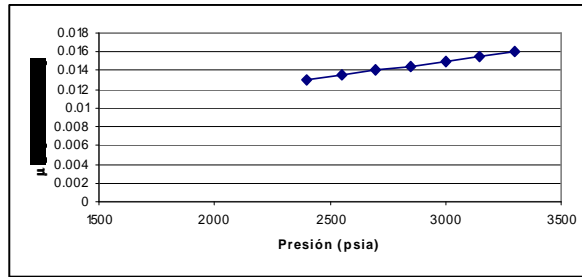
### 3.2.2.2.2 Propiedades PVT para el gas.

Presión	Bg	$\mu_g$
	RB/MSCF	CP
2400	1.2	0.013
2550	1.13	0.0135
2700	1.07	0.014
2850	1.01	0.0145
3000	0.96	0.015
3150	0.92	0.0155
3300	0.87	0.016

**Tabla 4** Propiedades PVT del gas para el modelo 1



**Figura 4** P vs. Bg Modelo 1

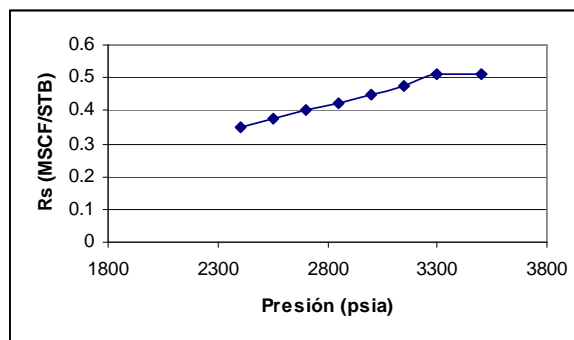


**Figura 5** P vs.  $\mu$  Modelo 1

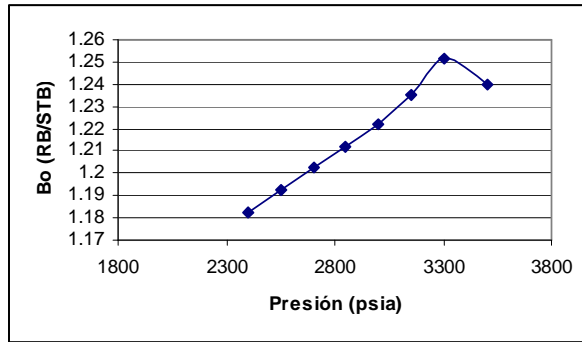
### 3.2.2.2.3 Propiedades PVT para el aceite

PRESSURE	$R_s$	$B_o$	$\mu_o$
PSI	MSCF/STB	RB/STB	cp
2400	0.352	1.1822	1.78
2550	0.375	1.1922	1.75
2700	0.401	1.2022	1.72
2850	0.425	1.2122	1.69
3000	0.45	1.2222	1.66
3150	0.477	1.2353	1.63
3300	0.51	1.2511	1.6
3500		1.24	1.64

**Tabla 5** Propiedades PVT del aceite para el modelo 1.



**Figura 6** P vs.  $R_s$  para el modelo 1.



**Figura 7** P vs. Bo modelo 1.

### 3.2.3 Descripción del modelo 2

Al igual que se hizo con el modelo 1 en esta sección se describen las propiedades de roca y del modelo 2 el cual también fue utilizado en la validación del comportamiento y los resultados de la EGBM.

#### 3.2.3.1 Geometría

Corresponde a un anticlinal simétrico ilustrado en la figura 8. Al igual que en el modelo 1 el espesor del yacimiento es uniforme, de 131.2 pies y el punto más alto de la estructura se encuentra a una profundidad de 6984 pies y se representó en el simulador por medio de 324 celdas distribuidas en la siguiente forma:

9 celdas en la dirección X, 9 celdas en la dirección Y, y 4 celdas en la dirección Z. Todas las celdas con una dimensión de 1312 pies en X, 984 pies en Y, y 32.8 pies en Z.

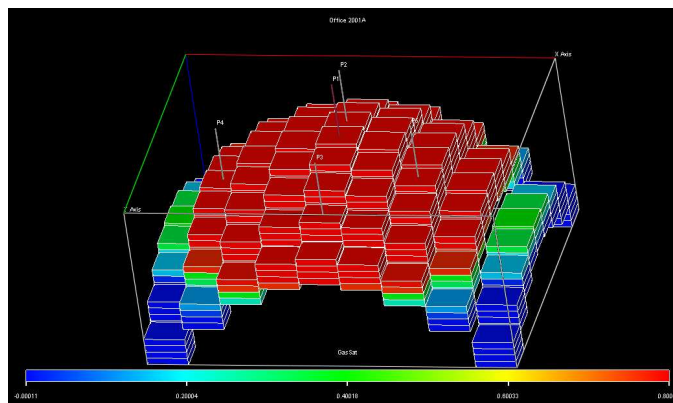


Figura 8 Geometría del modelo 2.

### 3.2.3.2 Propiedades de la roca

La porosidad, permeabilidad y compresibilidad son uniformes para cada uno de los medios porosos (matriz y fractura). Con una permeabilidad de 10 mD para todas las celdas de matriz, una porosidad de 10% para todas las celdas de matriz, una permeabilidad de 10 D para todas las celdas de fractura y una porosidad de 2% para todas las celdas de fractura

En la tabla 6 se muestran las tablas de permeabilidad relativa a cada uno de los fluidos usadas en el modelo 2.

<b>Sg</b>	<b>Krg</b>
<b>FRACCION</b>	<b>FRACCION</b>
0	0
0.35	0
0.575	0.5
0.8	1

**Tabla 6** Permeabilidad relativa al gas para el modelo 2.

<b>Sw</b>	<b>Krw</b>
<b>FRACCION</b>	<b>FRACCION</b>
0.2	0
0.6	0.5
1	1

**Tabla 7** Permeabilidad relativa al agua para el modelo 2.

En la tabla 8 se muestran los valores de las compresibilidades de matriz y fractura usados para el modelo 1

<b>Compresibilidad de la Matriz Cf,m</b>	<b>(1/psi)</b>	1 E-5 E-06
<b>Compresibilidad de la fractura Cf,f</b>	<b>(1/psi)</b>	8 E-5 E-05

**Tabla 8** Compresibilidades en matriz y fractura para el modelo 2.

### 3.2.3.3 Propiedades de los fluidos

En esta sección se describen las propiedades de los fluidos contenidos en el modelo 2.

#### 3.2.3.3.1 Densidades

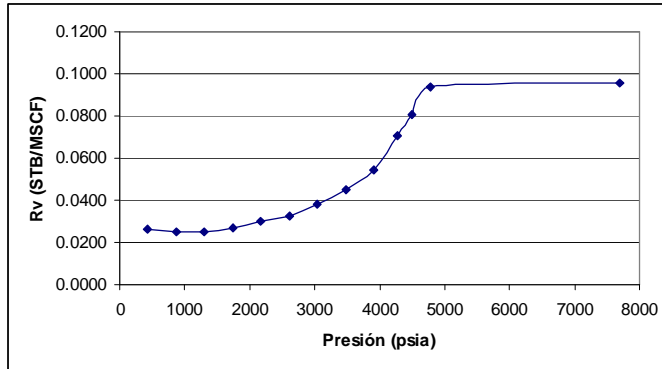
Aceite lb/ft <sup>3</sup>	Agua lb/ft <sup>3</sup>	Gas lb/ft <sup>3</sup>
49.9	63.8	0.0618

**Tabla 9** Densidades de los fluidos en el modelo 1.

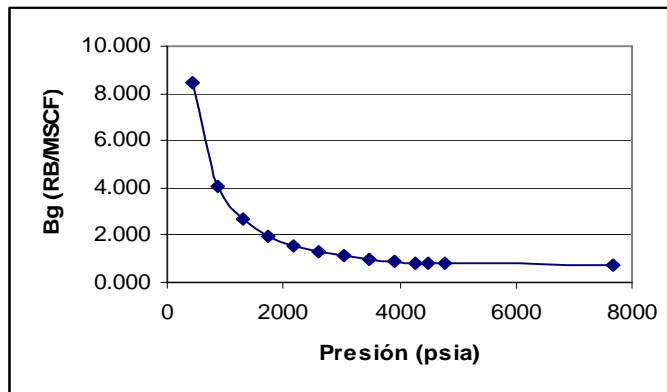
#### 3.2.3.3.2 Propiedades PVT para el gas

Presión	Rv	Bg	μg
PSI	STB/MSCF	RB/MSCF	cp
435	0.0263	8.447	0.0134
870	0.0247	4.082	0.0142
1305	0.0251	2.649	0.0153
1740	0.0269	1.949	0.0166
2176	0.0297	1.542	0.0182
2611	0.0325	1.282	0.0199
3046	0.0381	1.105	0.0218
3481	0.0449	0.981	0.0237
3916	0.0543	0.892	0.0256
4279	0.0706	0.837	0.0271
4496	0.0804	0.804	0.0281
4786	0.0936	0.774	0.0293
7687	0.0956	0.772	0.0294
	0.0000	0.004	0.0259

**Tabla 10** Propiedades PVT del gas para el modelo 2.



**Figura 9 P vs. Rv Modelo 2.**



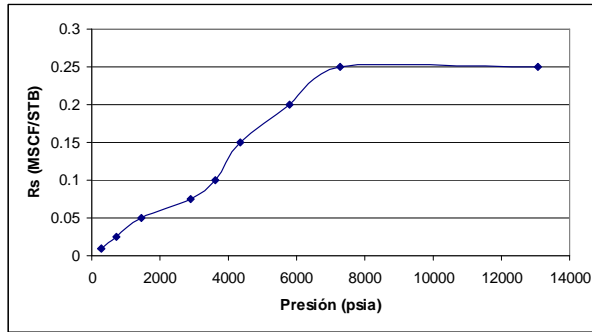
**Figura 10 P vs. Bg Modelo 2.**

### 3.2.3.3.3 Propiedades PVT para el aceite

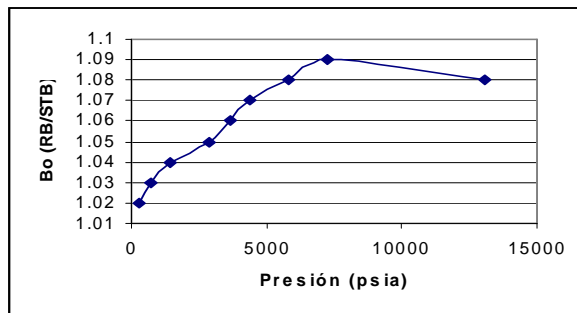
Presión	Rs	Bo	$\mu_o$
PSI	MSCF/STB	RB/STB	cp
290	0.0100	1.02	0.975
725	0.0251	1.03	0.91
1450	0.0501	1.04	0.83
2901	0.0752	1.05	0.695
3626	0.1002	1.06	0.641

4351	0.1504	1.07	0.594
5801	0.2005	1.08	0.51
7262	0.2506	1.09	0.449
13063	0.2506	1.08	0.605

**Tabla 11** Propiedades PVT del aceite para el modelo 2.



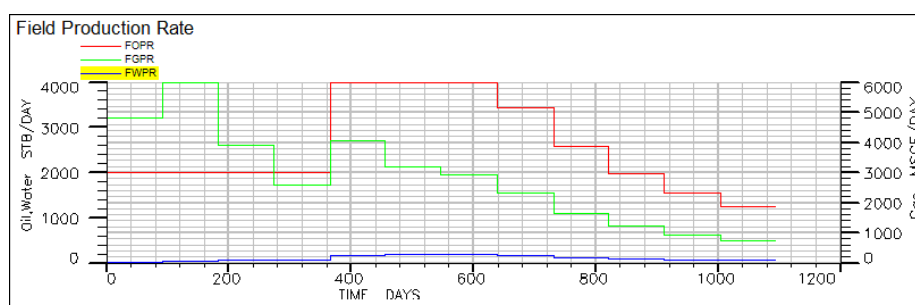
**Figura 11** P vs. Rs modelo 2.



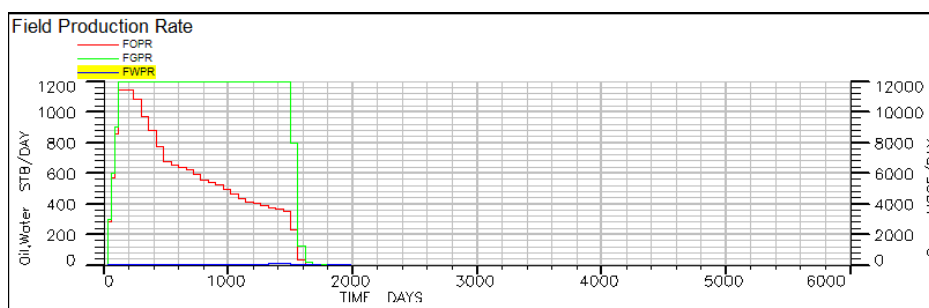
**Figura 12** P vs. Bo Modelo 2

## 4. RESULTADOS Y DISCUSION

Se realizaron las corridas en el simulador eclipse y se obtuvieron los datos de producción de aceite y gas necesarios para el balance de materia. A continuación se muestran las gráficas de producción para cada uno de los casos considerados en este estudio



**Figura 13** Producción de aceite agua y gas para el modelo 1



**Figura 14** Producción de aceite agua y gas para el modelo 2

Una vez obtenidos los datos de producción del simulador se construyeron los archivos planos que se describen en el anexo 1 y los cuales incluyen la información de producción de aceite y gas y los datos de PVT. Los archivos se cargaron en la herramienta MBS 1.0 y se calcularon las expansiones y los volúmenes de los fluidos contenidos en el yacimiento

En la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos para el flujo (F) y para las expansiones del gas (Eg) y aceite (Eo) tanto en el medio matriz como en el medio fractura para el modelo 1

F	Eo,m	Eg,m	Eo,f	Eg,f
0.0	0.0000	0.000000	0.0000	0.000000
62400.9	-0.0024	0.000003	0.0271	0.000023
136020.6	0.0028	0.000016	0.0358	0.000039
205304.9	0.0086	0.000031	0.0385	0.000052
272209.2	0.0141	0.000045	0.0492	0.000069
335521.7	0.0206	0.000062	0.0532	0.000085
401757.5	0.0268	0.000078	0.0592	0.000101
467445.2	0.0330	0.000095	0.0618	0.000115
535626.3	0.0388	0.000111	0.0679	0.000131
590508.5	0.0446	0.000127	0.0669	0.000142
647852.8	0.0493	0.000140	0.0718	0.000155
704212.2	0.0542	0.000153	0.0756	0.000168
764090.2	0.0589	0.000166	0.0812	0.000181
822023.3	0.0639	0.000179	0.0847	0.000194
878865.8	0.0687	0.000193	0.0895	0.000207
932157.8	0.0736	0.000206	0.0926	0.000219
987180.7	0.0782	0.000219	0.0977	0.000232
1030372.5	0.0829	0.000232	0.0972	0.000242
1072688.1	0.0865	0.000242	0.1009	0.000252
1114384.4	0.0902	0.000252	0.1043	0.000262
1161508.4	0.0939	0.000263	0.1096	0.000274
1207750.7	0.0980	0.000274	0.1129	0.000285
1254509.7	0.1020	0.000285	0.1173	0.000296
1300800.7	0.1062	0.000297	0.1205	0.000307
1347347.6	0.1102	0.000308	0.1246	0.000318

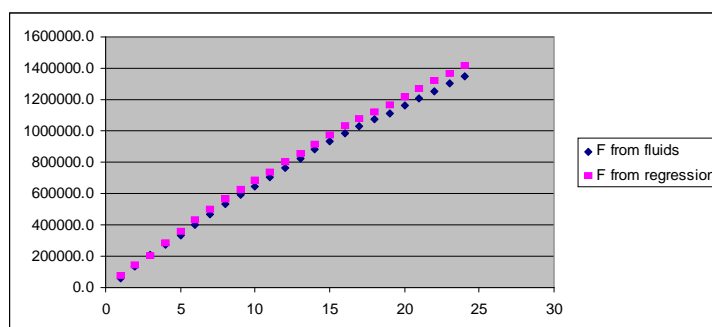
**Tabla 12** Expansiones de los fluidos para el modelo 1

Como ya se explicó en el capítulo anterior, se calcula el coeficiente de correlación entre la variable F calculada por los datos de producción y la F calculada con los volúmenes de aceite y gas calculados en la regresión

multilíneal. En la tabla 13 se muestran los valores numéricos obtenidos para cada una de estas variables.

F_prod	F_ajuste
62401	70867
136021	141315
335522	353424
401758	428071
467445	495020
535626	566601
647853	679372
704212	736253
764090	797038
822023	855155
878866	914567
932158	970635
987181	1029147
1030372	1074649
1072688	1119820
1114384	1164971
1161508	1215215
1207751	1264778
1254510	1315861
1300801	1365624
1347348	1415923

**Tabla 13** F de la Producción vs. F del Ajuste



**Figura 15** Ajuste entre el F de la Producción vs. F del Ajuste

En la tabla 14 se muestra el coeficiente de correlación obtenido de los ajustes obtenidos para cada modelo

	Modelo 1	Modelo 2
Ajuste (R <sup>2</sup> )	0.995732	0.998121

**Tabla 14** Coeficiente de correlación obtenido para los modelos

En la siguiente tabla se muestran los valores de los fluidos calculados para cada uno de los medios en cada modelo

	N <sub>m</sub> (stb)	G <sub>m</sub> (MSCF)	N <sub>f</sub> (stb)	G <sub>f</sub> (MSCF)
Modelo 1	11 393 082	9 194 722	9 273 532	7 479 387
Modelo 2	12 645 981	158 460 669	1 162 775	14 357 323

**Tabla 15** Volúmenes de aceite y gas en cada medio para los modelos, obtenidos mediante la EBM

Igualmente en la tabla 16 se muestran los valores obtenidos en la simulación de yacimientos

	N <sub>m</sub> (stb)	G <sub>m</sub> (MSCF)	N <sub>f</sub> (stb)	G <sub>f</sub> (MSCF)
Modelo 1	11 401 547	9 349 024	9 469 230	7 598 031
Modelo 2	12 755 091	159 096 984	1 169 415	14 551 019

**Tabla 16** Volúmenes de aceite y gas en cada medio para los modelos, obtenidos mediante la simulación de yacimientos

El error calculado entre la volumetría obtenida del simulador numérico y la obtenida con la ecuación de balance de materiales es de solo un 3 % lo que se explica en la homogeneidad e idealidad de los modelos utilizados para validar la EGBM.

El grado de correlación R mayor de 0.99 entre las variables F calculado de los fluidos y el F calculado de la regresión, demuestra que el balance de materia en yacimientos naturalmente fracturados continua siendo un problema lineal, susceptible de ser resuelto con el método de regresión multilíneal usado en el presente trabajo.

La comparación de las tendencias entre el F de los fluidos y el F de la regresión puede llegar a ser equivalente a las gráficas de Flujo vs. Expansión usada para determinar el intervalo de linealidad en el balance de materia en yacimientos convencionales

Los resultados obtenidos por la EGBM en el modelo 1 coinciden con los obtenidos con Niz et al 2004 lo que demuestra la generalidad de la EGBM propuesta en el presente trabajo. Este resultado se esperaba ya que ambas ecuaciones están desarrolladas básicamente bajo los mismos fundamentos y solo difieren en el termino  $R_v$  el cual es nulo para yacimientos de aceite negro.

Para que el comportamiento del yacimiento se aproxime al de un tanque de volumen constante (lo cual es una suposición fundamental del modelo) se requiere flujo instantáneo de hidrocarburos entre los medios matriz y fractura tal como lo concluye Peñuela et al. (2001). La EGBM propuesta en el presente trabajo está sujeta a la misma suposición por lo que en yacimientos con comunicación limitada entre los dos medios se pueden encontrar errores mayores en la estimación de los volúmenes originales de fluidos.

Al revisar los términos de la EGBM propuesta, se observa claramente que los términos de expansión de aceite y gas tanto en matriz y fractura solo se diferencian en el valor de las compresibilidades de matriz y fractura. Por lo tanto es fundamental contar con una adecuada caracterización de estas dos variables para aplicar la EGBM con un buen grado de confiabilidad.

La ecuación generalizada para balance de materia en YNF (EGBM) obtenida en el presente trabajo demostró ser útil para la estimación de los volúmenes iniciales tanto de gas como de aceite de forma independiente en cada uno de los medios matriz y fractura para cualquier tipo de YNF sin restricciones

en el tipo de fluido. Además se demostró que las ecuaciones existentes en la literatura (incluso las existentes para yacimientos convencionales) son casos particulares de la EGBM aquí propuesta lo cual se constituye en una innovación para la enseñanza de la ingeniería de yacimientos.

## 5. CONCLUSIONES

1. Se desarrolló una ecuación generalizada para balance de materiales EGBM aplicable tanto a sistemas de doble porosidad como a yacimientos convencionales sin restricciones en el tipo de fluido.
2. Se determinó que el método de regresión multilíneal es adecuado para la solución de las incógnitas presentes en la ecuación.
3. Mediante la EGBM propuesta en este trabajo es posible encontrar las reservas acumuladas de aceite y gas tanto en el medio matriz como en el medio fractura.
4. Se comprobó la validez de los resultados de la EGBM mediante la simulación de casos hipotéticos
5. La EGBM propuesta probó ser aplicable con razonable precisión a sistemas de doble porosidad.
6. Se demostró la generalidad de la EGBM luego de estudiar el caso presentado por Niz et al (2004) y obtener repetibilidad en los resultados.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. COOK, R.E., Jacoby, R.H., and Ramesh, A.B., "A Beta Type Reservoir Simulator for Approximating Compositional Effects During Gas Injection. " Soc. Pet. Eng. J. July (1974), 471 – 481.
2. ECLIPSE TECHNICAL DESCRIPTION. Chapter 10, "Dual Porosity". Schlumberger, 2001.
3. HAVLENA, D., and ODEH, A.S. "The Material Balance as an Equation of a Straight Line". Journal of Petroleum Technology, August 1963. pp 896-900
4. "The Material Balance as an Equation of a Straight Line—Part II, Field Cases". Journal of Petroleum Technology, July 1964. pp 815-823
5. HURST, W., and VAN EVERDINGEN, A. F. "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs". Trans. AIME (1949) 186, 305.
6. NIZ, E et al "Ecuación de balance de materia para sistemas de doble porosidad con capa de gas inicial" Ciencia Tecnología y futuro CT&F Junio 2004 pp 97-113
7. OSORIO, J.G. Simulación de Yacimientos, Notas de clase. Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander. Colombia, 2007.

8. PEÑUELA, G. *et al.*. "A New Material Balance Equation for Naturally Fractured Reservoirs Using a Dual-System Approach". Paper SPE 68831, presented at the SPE Western Regional Meeting held in Bakersfield, Cal., 26-30 March 2001. 9 pp.
9. PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK. Chapter 40. "Estimation of Oil and Gas Reserves". Society of Petroleum Engineers, 1984
10. PLETCHER, J.L. "Improvements to Reservoir Material Balance Methods". SPE Reservoir Evaluation & Engineering Journal, February 2002, Vol. 5 No. 1 pp. 49-59
11. SCHILTIUS, R.J. "Active Oil and Reservoir Energy", Trans., AIME (1936) 148, 33.
12. SILLS, S.R. "Improved Material-Balance Regression Analysis for Waterdrive Oil and Gas Reservoirs". SPE Reservoir Engineering, May 1996, pp. 127-133
13. TEHRANI, D.H. "An Analysis of a Volumetric Balance Equation for Calculation of Oil in Place and Water Influx". JPT (Sep. 1985) 1664-1670.
14. TRACY, G.W. "Simplified Form of the Material Balance Equation", Trans. AIME (1954)
15. VIP EXECUTIVE TECHNICAL REFERENCE. Chapter 4, "Dual Porosity Models". Landmark, 2000.

16. WALSH, M.P. "A Generalized Approach to Reservoir Material Balance Calculations". Journal of Canadian Petroleum Technology, January 1995, Vol. 34 No. 1 pp. 55-63
17. WALSH, M.P., ANSAH, J., and RAGHAVAN, R. "The New, Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 1—Applications to Undersaturated, Volumetric Reservoirs". Paper SPE 27684, presented at the 1994 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, 16-18 March 1994 14 pp.
18. "The New, Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 2—Applications to Saturated and Non-Volumetric Reservoirs". Paper SPE 27728, presented at the 1994 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, 16-18 March 1994 14 pp.
19. WANG, S.W. "A General Linear Material Balance Method for Normally and abnormally Petroleum Reservoirs" Paper SPE 48954 , September 1998. pp 101-110.
20. YALE, D.P. et al.. "Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis". Paper SPE 26647, presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Houston, Texas (1993) 16 pp.
21. ZHENG, Z. "Compressibility of Porous Rocks under Different Stress Conditions". Journal of Rock Mechanics. Vol. 30 No. 7 pp. 1181-1184. 1993

## 7. NOMENCLATURA

$B_o$	Factor volumétrico de formación para la fase petróleo (rb/STB)
$B_g$	Factor volumétrico de formación para la fase gas (rb/STB)
$B_t$	Factor volumétrico total (Petróleo y gas en solución) (bbl/STB)
$C_{e,m}$	Compresibilidad efectiva de la matriz, (psi <sup>-1</sup> )
$C_{e,f}$	Compresibilidad efectiva de la fractura, (psi <sup>-1</sup> )
$C_{w,m}$	Compresibilidad del agua en a matriz, (psi <sup>-1</sup> )
$C_{w,f}$	Compresibilidad del agua en las fracturas, (psi <sup>-1</sup> )
$C_{f,m}$	Compresibilidad de la matriz (psi <sup>-1</sup> )
$C_{f,f}$	Compresibilidad de las fracturas (psi <sup>-1</sup> )
$E_{o,m}$	Expansión de aceite en la matriz, rb/STB
$E_{g,m}$	Expansión de gas en la matriz, rb/STB
$E_{o,f}$	Expansión de aceite en la fractura, rb/STB
$E_{g,f}$	Expansión de gas en la fractura, rb/STB
$F$	Fluido neto producido, rb
$G_f$	Volumen de gas original en las fracturas (scf)
$G_m$	Volumen de gas original en la matriz (scf)
$G_p$	Volumen de gas producido acumulado (scf)
$m$	Relación volumétrica entre la capa de gas y la de petróleo al tiempo inicial
$N_f$	Volumen de petróleo original en las fracturas, STB
$N_m$	Volumen de petróleo original en la matriz, STB
$N_p$	Volumen de petróleo producido acumulado, STB
$P$	Presión (psia)

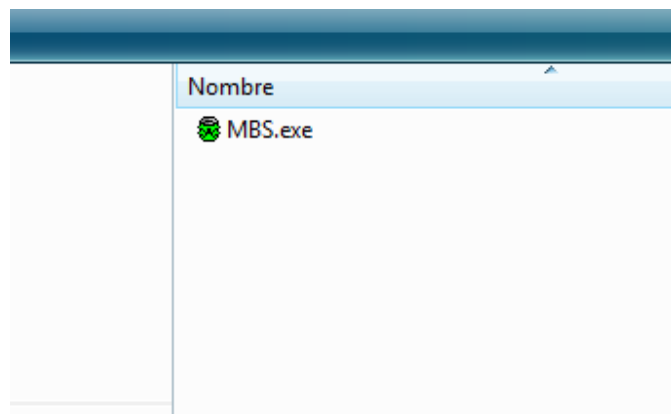
$R_p$	Relación gas producido acumulado –Petróleo producido acumulado (scf /STB)
$R_s$	Relación gas en solución, scf/STB
$R_v$	Relación de aceite volatilizado
$S_w$	Saturación de agua
$t_D$	Tiempo adimensional
$W_i$	Agua inyectada acumulada
$W_p$	Agua producida acumulada
$\Delta$	Incremento
$x$	Variable de incruento en la regresión
$y$	Variable dependiente en la regresión

### **Subíndices**

$i$	Inicial.
$m$	Matriz.
$f$	Fractura.
$o$	Fase aceite.
$w$	Fase agua.
$t$	Tiempo

## ANEXO 1

La herramienta informática desarrollada para evaluar los diferentes casos se denomina MBS la cual está disponible como un ejecutable de Windows



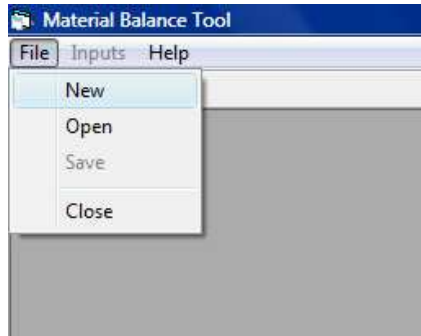
**Figura 16** Ejecutable de MBS 1.0

Al iniciar se mostrará la pantalla de inicio semejante a la que se muestra en la siguiente figura



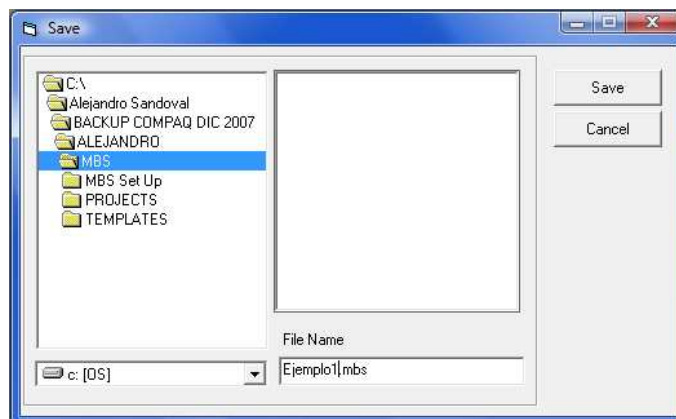
**Figura 17** Pantalla de inicio de MBS 1.0

Para Iniciar un nuevo proyecto haga click en el menú nuevo



**Figura 18** Menú Nuevo

Lo que mostrará el siguiente cuadro de diálogo que le permitirá crear un proyecto nuevo en MBS 1.0

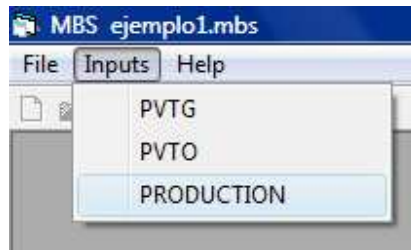


**Figura 19** Caja de dialogo explorador

Una vez creado el proyecto se activa el menú <inputs> a través del cual se puede comenzar a cargar los datos de entrada

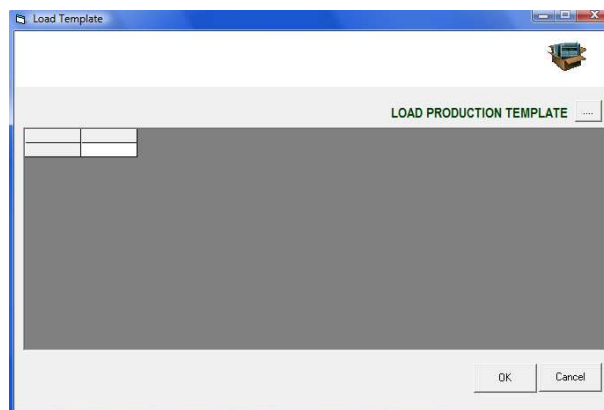
Toda la carga de datos tiene la misma secuencia de procedimientos por lo cual sólo se explicará la carga de la data de producción y el resto de tablas quedan como ejercicio para el usuario.

Para cargar los datos de producción se hace click en el sub. menú como muestra la figura



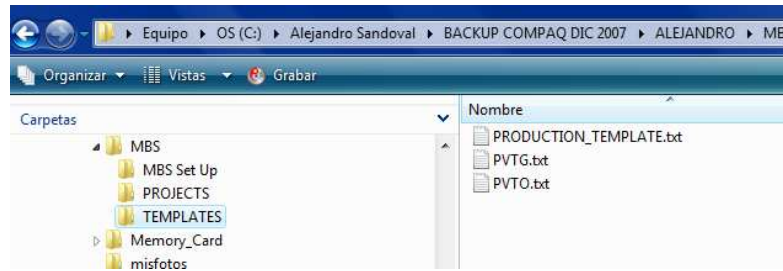
**Figura 20** Carga de datos de producción

A continuación se observa la ventana auxiliar para la carga de datos



**Figura 21** Asistente para carga de datos de

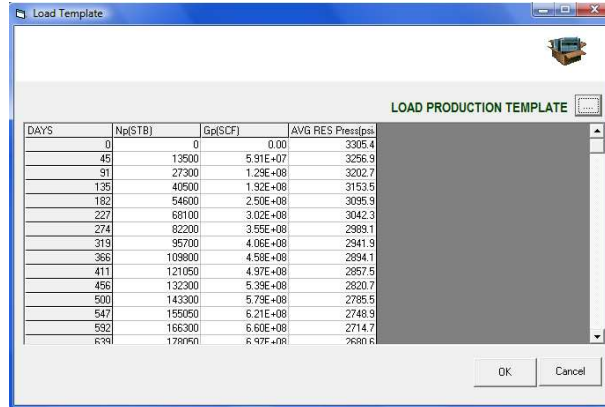
Esta ventana le pedirá que cargue la plantilla que contiene los datos de producción. Junto con el software se suministra un directorio que contiene las plantillas de ejemplo para cada una de las tablas que se cargan en MBS 1.0



**Figura 22** Plantillas de entrada de datos

Estas plantillas son archivos de texto separados por tabulaciones los cuales poseen un orden específico para cada una de sus entradas por lo cual MBS 1.0 rechazará las plantillas que no cumplan con el orden o las unidades allí especificadas

Una vez se ubica la plantilla con el botón (...) MBS1.0 hace una pre carga de la tabla en la grilla que la ventana auxiliar posee para este fin.



**Figura 23** Visualización de entrada de datos

Al presionar el botón <OK> MBS1.0 finalizará el proceso de carga de la información, si todo se puede hacer satisfactoriamente entonces usted podrá ver un mensaje con que le indica que la carga fue exitosa.

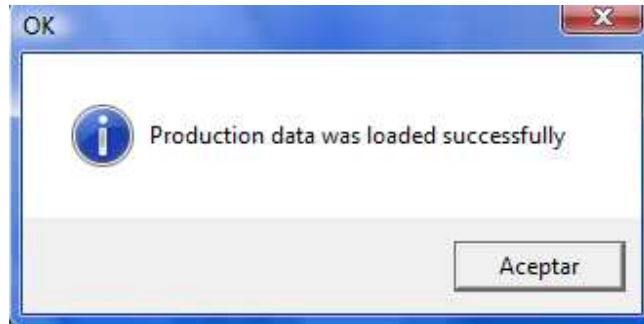


Figura 24 Ventana de mensajes

La ventana de cálculos se mostrará una vez se finalice la carga de los datos y es allí donde se podrán realizar los análisis correspondientes.

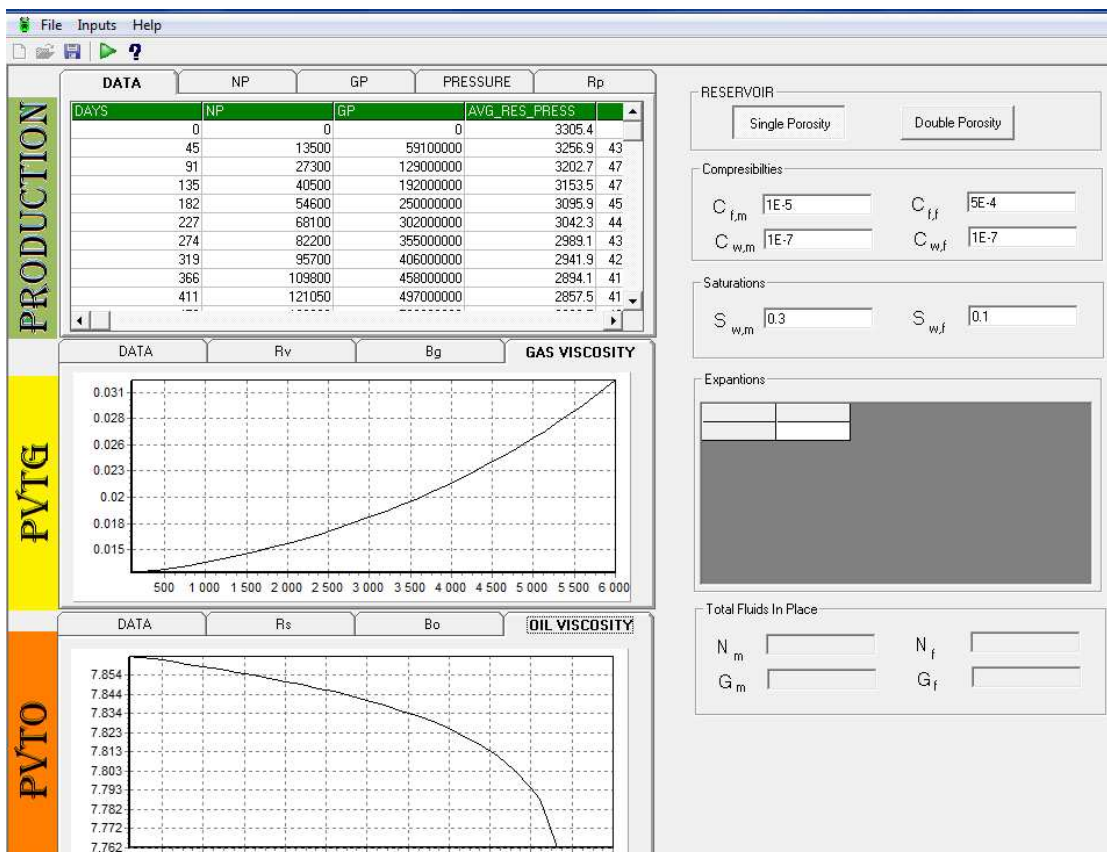


Figura 25 Pantalla principal de cálculo

Este panel permite elegir si se desea hacer un balance de materia en un sistema de una o doble porosidad igualmente ingresar los valores de las compresibilidades y las saturaciones

## ANEXO 2

RUNSPEC

TITLE

Fracturado - Modelo 1

DIMENS

-- nx ny nz  
28 14 12

DUALPORO

-- Fases presentes

OIL  
WATER  
GAS  
DISGAS

-- Unidades de campo

FIELD

EQLDIMS

-- num num max max max  
-- equ depth nodes tab tracer  
-- reg nodes VD tab tracer nodes  
2 100 10 1 20 /

TABDIMS

-- num num max max max max  
-- sat pvt sat press fip Rs  
-- tab tab nodes nodes regions nodes  
2 2 20 20 5 20 /

REGDIMS

-- max sets max max  
-- fip fip res flux  
-- reg reg reg reg  
10 10 0 0 /

WELLDIMS

-- max max max max  
-- wells conn groups wells/gr  
5 10 2 5 /

NSTACK

50 /

START

1 JAN 2000 /

RPTRUNSP

GRID

-- Sección GRID  
-- Modelo - Yacimiento Naturalmente Fracturado con Capa de Gas  
  
-- Dimensiones de las celdas. Todas son de 200\_ft\*200\_ft\*15\_ft

DX

4704\*200 /

DY

4704\*200 /

DZ

4704\*15 /

-- Asignación de permeabilidad y porosidad para las celdas de matriz y fractura  
-- Las propiedades son uniformes en cada medio

EQUALS

PERMX 10 1 28 1 14 1 6 / K = 10mD para todas las celdas de matriz

PORO 0.1 1 28 1 14 1 6 / por=10% para todas las celdas de matriz

PERMX 10000 1 28 1 14 7 12 / K= 10D para todas las celdas de fractura

PORO 0.02 1 28 1 14 7 12 / por=2% para todas las celdas de fractura

/

--BOX

--1 28 1 14 1 12 /

```

COPY
  PERMX PERMY /
  PERMX PERMZ /
/
MULTIPLY
  PERMZ 0.06 /
/

```

- Definición de celdas activas e inactivas
- Se traza un semicírculo aproximado en el grid

```

ACTNUM
84*1
0 26*1 0
0 26*1 0
2*0 24*1 2*0
2*0 24*1 2*0
3*0 22*1 3*0
4*0 20*1 4*0
5*0 18*1 5*0
7*0 14*1 7*0
8*0 12*1 8*0
10*0 8*1 10*0
11*0 6*1 11*0

```

```

84*1
0 26*1 0
0 26*1 0
2*0 24*1 2*0
2*0 24*1 2*0
3*0 22*1 3*0
4*0 20*1 4*0
5*0 18*1 5*0
7*0 14*1 7*0
8*0 12*1 8*0
10*0 8*1 10*0
11*0 6*1 11*0

```

```

84*1
0 26*1 0
0 26*1 0
2*0 24*1 2*0
2*0 24*1 2*0
3*0 22*1 3*0
4*0 20*1 4*0

```

5\*0 18\*1 5\*0  
7\*0 14\*1 7\*0  
8\*0 12\*1 8\*0  
10\*0 8\*1 10\*0  
11\*0 6\*1 11\*0

84\*1  
0 26\*1 0  
0 26\*1 0  
2\*0 24\*1 2\*0  
2\*0 24\*1 2\*0  
3\*0 22\*1 3\*0  
4\*0 20\*1 4\*0  
5\*0 18\*1 5\*0  
7\*0 14\*1 7\*0  
8\*0 12\*1 8\*0  
10\*0 8\*1 10\*0  
11\*0 6\*1 11\*0

84\*1  
0 26\*1 0  
0 26\*1 0  
2\*0 24\*1 2\*0  
2\*0 24\*1 2\*0  
3\*0 22\*1 3\*0  
4\*0 20\*1 4\*0  
5\*0 18\*1 5\*0  
7\*0 14\*1 7\*0  
8\*0 12\*1 8\*0  
10\*0 8\*1 10\*0  
11\*0 6\*1 11\*0

84\*1  
0 26\*1 0  
0 26\*1 0  
2\*0 24\*1 2\*0  
2\*0 24\*1 2\*0  
3\*0 22\*1 3\*0  
4\*0 20\*1 4\*0  
5\*0 18\*1 5\*0  
7\*0 14\*1 7\*0  
8\*0 12\*1 8\*0  
10\*0 8\*1 10\*0  
11\*0 6\*1 11\*0

84\*1  
0 26\*1 0  
0 26\*1 0  
2\*0 24\*1 2\*0  
2\*0 24\*1 2\*0  
3\*0 22\*1 3\*0  
4\*0 20\*1 4\*0  
5\*0 18\*1 5\*0  
7\*0 14\*1 7\*0  
8\*0 12\*1 8\*0  
10\*0 8\*1 10\*0  
11\*0 6\*1 11\*0

84\*1  
0 26\*1 0  
0 26\*1 0  
2\*0 24\*1 2\*0  
2\*0 24\*1 2\*0  
3\*0 22\*1 3\*0  
4\*0 20\*1 4\*0  
5\*0 18\*1 5\*0  
7\*0 14\*1 7\*0  
8\*0 12\*1 8\*0  
10\*0 8\*1 10\*0  
11\*0 6\*1 11\*0

84\*1  
0 26\*1 0  
0 26\*1 0  
2\*0 24\*1 2\*0  
2\*0 24\*1 2\*0  
3\*0 22\*1 3\*0  
4\*0 20\*1 4\*0  
5\*0 18\*1 5\*0  
7\*0 14\*1 7\*0  
8\*0 12\*1 8\*0  
10\*0 8\*1 10\*0  
11\*0 6\*1 11\*0

84\*1  
0 26\*1 0  
0 26\*1 0  
2\*0 24\*1 2\*0  
2\*0 24\*1 2\*0  
3\*0 22\*1 3\*0

4\*0 20\*1 4\*0  
5\*0 18\*1 5\*0  
7\*0 14\*1 7\*0  
8\*0 12\*1 8\*0  
10\*0 8\*1 10\*0  
11\*0 6\*1 11\*0

84\*1  
0 26\*1 0  
0 26\*1 0  
2\*0 24\*1 2\*0  
2\*0 24\*1 2\*0  
3\*0 22\*1 3\*0  
4\*0 20\*1 4\*0  
5\*0 18\*1 5\*0  
7\*0 14\*1 7\*0  
8\*0 12\*1 8\*0  
10\*0 8\*1 10\*0  
11\*0 6\*1 11\*0

84\*1  
0 26\*1 0  
0 26\*1 0  
2\*0 24\*1 2\*0  
2\*0 24\*1 2\*0  
3\*0 22\*1 3\*0  
4\*0 20\*1 4\*0  
5\*0 18\*1 5\*0  
7\*0 14\*1 7\*0  
8\*0 12\*1 8\*0  
10\*0 8\*1 10\*0  
11\*0 6\*1 11\*0

/

- Coordenada Z del tope de los bloques
- Asignada al primer estrato. El resto son calculadas automáticamente
- añadiendo el espesor de cada bloque.
- En este primer modelo, la formación es horizontal

#### TOPS

6971 6958 6946 6935 6925 6916 6908 6901 6895 6890 6886  
6883  
6881 6880 6880 6881 6883 6886 6890 6895 6901 6908 6916  
6925

6935	6946	6958	6971	6973	6960	6948	6937	6927	6918	6910	
	6903										
6897	6892	6888	6885	6883	6882	6882	6883	6885	6888	6892	6897
6903	6910	6918	6927	6937	6948	6960	6973	6977	6964	6952	6941
6931	6922	6914	6907	6901	6896	6892	6889	6887	6886	6886	6887
6889	6892	6896	6901	6907	6914	6922	6931	6941	6952	6964	6977
0	6970	6958	6947	6937	6928	6920	6913	6907	6902	6898	6895
6893	6892	6892	6893	6895	6898	6902	6907	6913	6920	6928	6937
6947	6958	6970	0	0	6978	6966	6955	6945	6936	6928	6921
6915	6910	6906	6903	6901	6900	6900	6901	6903	6906	6910	6915
6921	6928	6936	6945	6955	6966	6978	0	2*0	6976	6965	6955
6946	6938	6931	6925	6920	6916	6913	6911	6910	6910	6911	6913
6916	6920	6925	6931	6938	6946	6955	6965	6976	2*0	2*0	6988
6977	6967	6958	6950	6943	6937	6932	6928	6925	6923	6922	6922
6923	6925	6928	6932	6937	6943	6950	6958	6967	6977	6988	2*0
3*0	7001	6991	6982	6974	6967	6961	6956	6952	6949	6947	6946
6946	6947	6949	6952	6956	6961	6967	6974	6982	6991	7001	3*0
4*0	7003	6994	6986	6979	6973	6968	6964	6961	6959	6958	6958
6959	6961	6964	6968	6973	6979	6986	6994	7003	4*0	5*0	7006
6998	6991	6985	6980	6976	6973	6971	6970	6970	6971	6973	6976
6980	6985	6991	6998	7006	5*0	7*0	7003	6997	6992	6988	6985
6983	6982	6982	6983	6985	6988	6992	6997	7003	7*0	8*0	7009
7004	7000	6997	6995	6994	6994	6995	6997	7000	7004	7009	8*0
10*0	7012	7009	7007	7006	7006	7007	7009	7012	10*0	11*0	7021
7019	7018	7018	7019	7021	11*0						

/

SIGMA  
3.0 /

OLDTRAN

GRIDFILE  
1 1 /

RPTGRID  
ALLNNC DPCON /

PROPS

-- Sección PROPS

GRAVITY

30.0 1.05 0.8 /  
30.0 1.05 0.8 /

## ROCK

3000 1E-5 / Compresibilidad de la matriz  
3000 8E-5 / Compresibilidad de las fracturas

## PVTO

-- Rs P Bo Uo  
0.352 2400 1.1822 1.78 /  
0.375 2550 1.1922 1.75 /  
0.401 2700 1.2022 1.72 /  
0.425 2850 1.2122 1.69 /  
0.450 3000 1.2222 1.66 /  
0.477 3150 1.2353 1.63 /  
0.510 3300 1.2511 1.60  
3500 1.2400 1.64 /  
/ TABLA 1

0.352 2400 1.1822 1.78 /  
0.375 2550 1.1922 1.75 /  
0.401 2700 1.2022 1.72 /  
0.425 2850 1.2122 1.69 /  
0.450 3000 1.2222 1.66 /  
0.477 3150 1.2353 1.63 /  
0.510 3300 1.2511 1.60  
3500 1.2400 1.64 /  
/ TABLA 2, igual a la anterior

## PVDG

--P Bg Ug  
-- rb/Mscf  
2400 1.20 .01300  
2550 1.13 .01350  
2700 1.07 .01400  
2850 1.01 .01450  
3000 0.96 .01500  
3150 0.92 .01550  
3300 0.87 .01600 /  
/

## PVTW

3000 1.010 5E-6 0.6 /  
3000 1.010 5E-6 0.6 /

## SGOF

```
-- Sg Krg Krog Pcog
.0000 .0000 1.00 .0000
.0400 .0000 0.60 .2000
.1000 .0220 0.33 .5000
.2000 .1000 0.10 1.000
.3000 .2400 0.02 1*
.4000 1* 0.00 1*
.5000 .4200 0.00 1*
.6000 .5000 0.00 3.000
.7000 .8125 0.00 3.500
.7800 1.000 0.00 3.900 / tabla 1 - Flujo en la matriz
```

```
.00 .0000 1.00 0
.05 .0220 0.62 0
.2 .1100 0.12 0
.5 .4400 0.0 0
.6 .5600 0.0 0
.82 1.000 0.0 0 / tabla 2 - Flujo en las fracturas
```

## SWOF

```
-- Sw Krw Krow Pcow
.2200 .0000 1.0000 7.000
.3000 .0700 0.4000 4.000
.4000 .1500 0.1250 3.000
.5000 1* 0.0649 1*
.6000 .3300 0.0048 2.000
.8000 .6500 0.0 1.000
.9000 .8300 0.0 1*
1.000 1.000 0.0 .0000 / tabla 1
```

```
.18 .00 1.00 0
.32 .07 0.38 0
.50 .31 0.05 0
.60 .38 0.004 0
.80 .57 0.0 0
1.00 1.00 0.0 0 / tabla 2
```

## RPTPROPS

SWFN SGFN PVTO PVTW PVDG /

## REGIONS

-- Sección REGIONS

SATNUM

2352\*1 2352\*2 / Celdas de matriz: región 1

PVTNUM

2352\*1 2352\*2 / Celdas de fracturas: región 2

EQLNUM

2352\*1 2352\*2 /

SOLUTION

-- SOLUTION Section

EQUIL

6950 3300 8000 0 6950 0 2\* -10 /

7040 3330.1 8000 0 7040 0 2\* -10 /

RPTSOL

EQUIL FIP POIL PGAS RPORV SOIL SWAT SGAS /

SUMMARY

-- Sección SUMMARY

-- Cantidades a reportar para el campo entero

FOPR

FGPR

FWPR

FOPT

FGPT

FWPT

-- La producción de agua debe ser cero. Luego FWPT=FWPR=0

FGPTF

-- Gas total producido, proveniente de la capa de gas

FGOR

-- Fluidos "in place"

FOIP

FGIP

FGIPG

-- Gas in place, libre como gas

-- Presión promedio del yacimiento  
FPR

-- Volúmenes porosos de yacimiento, petróleo, gas e hidrocarburos, a  
-- condiciones de yacimiento

FRPV  
FOPV  
FGPV  
FHPV

-- Fracción del recobro de acuerdo con el mecanismo: compresión de roca,  
-- influjo de gas y expansión de petróleo

FORFR  
FORFG  
FORFE

-- Cantidades a reportar por pozo

WOPR

/

WGPR

/

WOPT

/

WGPT

/

WGOR

/

WBHP

/

WMCTL=12.0

/

-- Controles de la corrida de simulación

RPTONLY

PERFORMA

DATE

SCHEDULE

--Schedule section for the model

WELSPECS

'P1' 1\* 14 10 1\* 'OIL' 0 'STD' /

/

WELSPECS

'P2' 1\* 7 5 1\* 'OIL' 0 'STD' /

WELSPECS

'P3' 1\* 20 6 1\* 'OIL' 0 'STD' /

/

COMPDAT

'P1' 2\* 8 11 OPEN 2\* 0.583 /

'P2' 2\* 8 12 SHUT 2\* 0.583 /

'P3' 2\* 9 12 SHUT 2\* 0.583 /

/

WCONPROD

P1 OPEN ORAT 2000 4\* 1600 /

P2 SHUT ORAT 2000 4\* 1600 /

P3 SHUT ORAT 2000 4\* 1600 /

/

TUNING

/

/

2\* 50 /

DATES

01 'APR' 2000 /

01 'JLY' 2000 /

01 'OCT' 2000 /

/

DATES

01 'JAN' 2001 /

/

WELOPEN

P2 OPEN /

/

COMPDAT

'P2' 2\* 8 12 OPEN 2\* 0.583 /

/

DATES

01 'APR' 2001 /

01 'JLY' 2001 /

01 'OCT' 2001 /

/

```
DATES
01 'JAN' 2002 /
/
WELOPEN
P3 OPEN /
/
COMPDAT
'P3' 2* 9 12 OPEN 2* 0.583 /
/
DATES
01 'APR' 2002 /
01 'JLY' 2002 /
01 'OCT' 2002 /
/

RPTSCHED
'RESTART=2' 'FIP=2' 'WELLS=2' 'CPU=2' 'NEWTON=1' /

DATES
31 'DEC' 2002 /
/
END
```

### ANEXO 3

--  
--THIS IS A RUN DEMONSTRATING THE GAS CONDENSATE AND SOLUTION  
--OPTIONS IN ECLIPSE. THE RUN IS THREE PHASE AND THREE  
--DIMENSIONAL, STARTING WITH GAS ABOVE THE DEW POINT.  
--A SINGLE GAS PRODUCER LOWERS THE PRESSURE, AND OIL DROPOUT  
--OCCURS. THE RESERVOIR IS DOME SHAPED, WITH A GAS WATER CONTACT  
--AT THE EDGES  
--

-- CASO 6 MODIFIQUE TUNING EN SCHEDULE Y REUBICACION DE POZOS  
-- CASO 6A EL ANTERIOR CON UN SOLO POZO  
RUNSPEC  
TITLE

GAS CONDENSATE TEST

DIMENS

19 19 4 /

NONNC

OIL

WATER

GAS

DISGAS

VAPAIL

FIELD

IMPLICIT

TABDIMS

1 1 20 20 1 15 /

```

WELLDIMS
  18 6 6 10 /

NUPCOL
  4 /

VFPPDIMS
  7 3 4 2 0 6 /

VFPIDIMS
  6 3 1 /

START
  1 'JAN' 1983 /

NSTACK
  4 /

INIT

EQUALS
-- 'DX' 1312 /
-- 'DY' 984 /
-- 'DZ' 32.8 /
  'DX' 250 /
  'DY' 250 /
  'DZ' 6 /
  'PERMX' 150 /
  'PERMY' 150 /
  'PERMZ' 50 /
  'PORO' 0.18 /
/

BOX

  1 19 1 19 1 1 /

RPTGRID
  13*0 1 /

SWFN
0.2 0 0
0.6 0.5 0
1.0 1.0 0 /

```

SGFN  
0 0 0  
0.35 0 0  
0.575 0.5 0  
0.8 1.0 0 /

SOF3

0 0 0  
0.01 0.0 0.0  
0.8 1.0 1.0 /

PVTW

4439.582571.03 2.82686E-06 0.3 0 / ( PSI RB/STB 1/PSI CP )

ROCK

4439.582573.65424E-06 / ( PSI 1/PSI )

DENSITY

49.94138468 63.800118930.061846162 / ( LB/FT3 )

--THE GAS PVT DATA-----

--FOR EACH GAS PRESSURE SPECIFIED IN THE FIRST COLUMN ( 30,60,..)  
--AT LEAST ONE OIL/GAS RATIO (RV) VALUE IS SPECIFIED (0.000132,0.0..)  
--FOR WHICH VAPOUR FORMATION VALUES AND VISCOSITIES ARE GIVEN

--THE FIRST RV VALUE FOR A GIVEN PRESSURE IS ASSUMED TO BE THE  
THE  
--SATURATED VALUE ( IE AT THE DEW POINT )

--ANY SUBSEQUENT RV VALUES ARE FOR UNDERSATURATED STATES

PVTG ( PSI STB/STB RB/STB CP )

435.111	0.0263351318.4471929140.01344	/
870.222	0.0247390634.0819453710.0142	/
1305.333	0.02513808 2.6494738290.01526	/
1740.444	0.0269336571.9491987430.0166	/
2175.555	0.0297267771.5422012570.01818	/
2610.666	0.0325198971.28204208 0.01994	/

3045.777	0.0381061371.1054769940.02181	/
3480.888	0.0448894290.9813826630.0237	/
3915.999	0.0542663310.8920028230.02559	/
4278.5915	0.0706260340.8367389490.02714	/
4496.147	0.0804019540.8042190510.02806	/
4786.221	0.09356952 0.77369424 0.02925	/
5686.961	0.0955646060.7716991540.02935	
0	0.003903 0.02593	/

/

--THE OIL PVT DATA-----

--FOR EACH GAS/OIL RATIO (RS) VALUE (2,5...), AT LEAST ONE  
 --OIL PRESSURE VALUE MUST BE SPECIFIED (20.0,50.0...)  
 --FOR WHICH SOLUTION FORMATION VALUES AND VISCOSITIES ARE GIVEN

--THE FIRST PRESSURE VALUE IS ASSUMED TO BE THE SATURATED (BUBBLE  
 --POINT) PRESSURE FOR THAT RS VALUE.

--ANY SUBSEQUENT PRESSURES ARE FOR UNDERSATURATED STATES

PVTO

0.010024632290.074		1.02	0.975	/
0.02506158 725.185		1.03	0.91	/
0.05012316 1450.37		1.04	0.83	/
0.07518474 2900.74		1.05	0.695	/
0.10024632 3625.925	1.06	0.641	/	
0.1503694794351.11		1.07	0.594	/
0.2004926395686.961	1.08	0.51		
--0.250615799 7000		1.09	0.449	
8000	1.07	0.605	/	

/

RPTPROPS

0 0 0 0 0 0 0 /

-- INITIAL CONDITIONS - 4496 psi AT 6791 ft, GWC AT 6890 METERS  
 -- TILTED BLOCK EQUILIBRATION  
 --

EQUIL 1 TABLES 2 NODES IN EACH FIELD 11:29 14 OCT 83  
6791 5750 7000 0 7000 0 1 1 10 /

-- OIL INITIALLY SET SATURATED, ALTHOUGH NO LIQUID OIL IN INITIAL STATE

RSVD 1 TABLES 2 NODES IN EACH FIELD 11:31 14 OCT 83  
6561.0 0.25  
8202.0 0.25  
/

-- VAPOUR INITIALLY UNDER-SATURATED WITH RV = 0.00035

RVVD 1 TABLES 2 NODES IN EACH 11:31 14 OCT 83  
6561.0 .09556  
8202.0 .09556  
/

--  
-- INITIAL SOLUTION REPORTS

--  
RPTSOL FIELD 12:45 14 OCT 83  
1 0 1 1 0 1 0 1 1 0 1 0 0 0 0 0 0  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 /

--

## SUMMARY

=====

-- Sección SUMMARY

-- Cantidades a reportar para el campo entero

FOPR

FGPR

FWPR

FOPT

FGPT

FWPT

-- La producción de agua debe ser cero. Luego FWPT=FWPR=0

FGPTF

-- Gas total producido, proveniente de la capa de gas

FGOR

-- Fluidos "in place"

FOIP  
 FGIP  
 FGIPG  
 -- Gas in place, libre como gas  
  
 -- Presión promedio del yacimiento  
 FPR  
  
 -- Volúmenes porosos de yacimiento, petróleo, gas e hidrocarburos, a  
 -- condiciones de yacimiento  
 FRPV  
 FOPV  
 FGPV  
 FHPV  
  
 -- Cantidades a reportar por pozo  
 WOPR  
 /  
 WGPR  
 /  
 WOPT  
 /  
 WGPT  
 /  
 WGOR  
 /  
 WBHP  
 /  
  
 -- Control por Drawdown; ver sección SCHEDULE  
 WMCTL=12.0  
 /  
  
 -- Controles de la corrida de simulación  
 RPTONLY  
 PERFORMA  
 DATE  
  
 TUNING  
 /  
 2\* 1.0E-3 0.001 20 0.1 1.0E-3 /  
 20 1 40 /  
 /  
  
 RPTSCHED

'RESTART=2' 'FIP=2' 'SUMMARY=2' 'CPU=2'  
NEWTON=2 /

-- REPORT SWITCHES

--  
RPTSCHED FIELD 12:44 14 OCT 83  
1 1 1 0 0 1 2 1 2 1 2 2 0 1 2 0 0  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 /

-- STEPS TO 1400 DAYS

--  
WELSPECS  
P1 1\* 10 10 6561 'GAS' /

/  
COMPDAT  
P1 10 10 1 4 'OPEN' 1 -1 1.64 /

/

-- PRODUCTION WELL CONTROLS

--  
-- WELL OPEN/ CNTL OIL WATER GAS LIQU RES BHP  
-- NAME SHUT MODE RATE RATE RATE RATE RATE

WCONPROD  
P1 'OPEN' 'GRAT' 2\* 8000 2\* 1500 /

/

TSTEP FIELD 17:44 17 OCT 83  
1\*30.0

/

TSTEP FIELD 17:44 17 OCT 83  
1\*30.0

/

TSTEP  
1\*30.0

/

TSTEP  
1\*30.0

/

TSTEP  
24\*60.0 24\*60.0

/

TSTEP  
24\*60.0 24\*60.0

/

--

END