



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“EVOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DEL BALANCE DE MATERIA  
(EBM) Y SU IMPORTANCIA EN SISTEMAS DE DOBLE POROSIDAD  
EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS (YNF)”**

**TRABAJO PRÁCTICO DE EXAMEN COMPLEXIVO  
“ESTADO DEL ARTE”**

**AUTOR:**

**FABIÁN ARIEL RIVERA GONZÁLEZ**

**TUTOR:**

**ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, MSC**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**(2022)**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“EVOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DEL BALANCE DE  
MATERIA (EBM) Y SU IMPORTANCIA EN SISTEMAS DE  
DOBLE POROSIDAD EN YACIMIENTOS NATURALMENTE  
FRACTURADOS (YNF)”**

**TRABAJO PRÁCTICO DE EXAMEN COMPLEXIVO  
“ESTADO DEL ARTE”**

**AUTOR:**

**FABIÁN ARIEL RIVERA GONZÁLEZ**

**TUTOR:**

**ING. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, MSC**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**(2022)**

## TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

DEDICATORIA

**Ing. Marlelis Gutiérrez, PhD.**  
DIRECTORA DE CARRERA

**Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.**  
DOCENTE TUTOR

**Ing. José Villegas Salavarría.**  
DOCENTE ESPECIALISTA

**Lcda. Erica Lorenzo García, PhD.**  
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

# DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación “Estado de arte” se la dedico a toda la comunidad estudiantil de Ciencias de la Ingeniera, docentes e interesados que deseen conocer sobre este trabajo.

A mis padres Calixto Maximiliano Rivera Salinas y Regina del Rocío González Reyes que me apoyaron e inculcaron la perseverancia para alcanzar mis metas.

A mis compañeros de clases que fueron piezas importantes para poder entender y adquirir los conocimientos impartidos por los docentes.

Santa Elena, 31 de enero 2022

## CARTA DE ORIGINALIDAD

**Dra. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.**

**Director/a de la Carrera de Petróleos.**

**Universidad Estatal Península de Santa Elena**

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada "EVOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DEL BALANCE DE MATERIA Y SU IMPORTANCIA EN SISTEMAS DE DOBLE POROSIDAD EN YACIMIENTOS SUBSATURADOS NATURALMENTE FRACTURADOS" para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

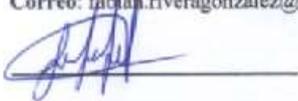
1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

\_\_\_\_\_  
Autor: Fabián Ariel Rivera González

Firma:

Número de cédula: 2450836727

Correo: fabian.riveragonzalez@upse.edu.ec

  
Tutor: Sadi Armando Iturralde Kure

Firma:

Número de cédula: 0904349453

Correo: siturralde@upse.edu.ec

# **AGRADECIMIENTOS**

Se agradece a mis padres Calixto Maximiliano Rivera Salidas y Regina Del Roció González Reyes por ser una parte fundamental en el crecimiento personal, humano y moral, además de ser un apoyo importante para cumplir mis metas y sueños durante mi etapa estudiantil.

Se agradece a la Universidad estatal Península de Santa Elena y los docentes de la Facultad de Ciencias de la ingeniería, carrera de petróleos por ser esos pilares importantes en el desarrollo ético y profesional, además de compartir sus experiencias y conocimiento en pro de mejorar la visión personal del estudiante.

De manera especial, se le agradece al Ing. Sadi Iturralde Kure tutor de mi proyecto de investigación, a quien respeto, quien ha guiado con paciencia durante su docencia y tutoría.

# CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>ii</b>
<b>CARTA DE ORIGINALIDAD</b> .....	<b>iv</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>v</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>viii</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>ix</b>
<b>CAPITULO I: INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1. ANTECEDENTES</b> .....	<b>2</b>
<b>1.2. OBJETIVOS</b> .....	<b>3</b>
1.2.1.    Objetivos generales.....	3
1.2.2.    Objetivos específicos.....	3
<b>1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	<b>4</b>
<b>CAPITULO II: ESTADO DEL ARTE</b> .....	<b>5</b>
<b>2.1. DESARROLLO DE LA EBM</b> .....	<b>5</b>
2.1.1.    Breve historia de la EBM en yacimientos convencionales.....	6
2.1.2.    Balance de materia en yacimientos naturalmente fracturado. ....	9
<b>2.2. UTILIDAD DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA</b> .....	<b>10</b>
<b>2.3. LA EBM DE DOBLE POROSIDAD (PEÑUELA ET AL., 2001)</b> .....	<b>10</b>
<b>2.4. MODELO DEL BALANCE DE MATERIA DE DOBLE POROSIDAD CON CAPA DE GAS INICIAL (NIZ, 2003)</b> .....	<b>11</b>
<b>2.5. BALANCE DE MATERIA DE DOBLE POROSIDAD EMPLEANDO COMPRESIBILIDADES EFECTIVAS DE MATRIZ Y FRACTURA DETERMINADAS DE DATOS DE PRODUCCIÓN (MACOSAY, J. M.)</b> .....	<b>14</b>
2.5.1.    Predicción de compresibilidades de formación a partir de datos de producción. 14	
2.5.2.    Determinación de los índices de empuje para YNF. ....	16
<b>2.6. MÉTODOS DE SOLUCIÓN</b> .....	<b>18</b>
2.6.1.    Método de EBM convencional. ....	18

2.6.2.	Método de Regresión lineal de dos incógnitas. ....	21
2.6.3.	Método gráfico. ....	22
2.6.4.	Método: Regresión lineal de tres incógnitas. ....	23
2.6.5.	Método alternativo: Regresión no lineal. ....	24
<b>2.7.</b>	<b>EJEMPLOS PARA DETERMINAR LA UTILIDAD DE LOS MÉTODOS DE SOLUCIÓN EN SISTEMAS DE DOBLE POROSIDAD</b> .....	<b>24</b>
2.7.1.	Yacimiento 1: Capacidad de almacenamiento en el sistema red fractura y sistema matriz. ....	28
2.7.2.	Yacimiento 2: Una mayor capacidad de almacenamiento en el sistema matriz. .	31
<b>2.8.</b>	<b>NOMENCLATURA</b> .....	<b>34</b>
	<b>CAPITULO III: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN</b> .....	<b>37</b>
<b>3.1.</b>	<b>ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE DOBLE POROSIDAD (PEÑUELA), (NIZ), Y (MACOSAY, J. M.)</b> .....	<b>37</b>
<b>3.2.</b>	<b>ANÁLISIS DE LA UTILIDAD DE LOS MÉTODOS DE SOLUCIÓN EN LA EBM</b> .....	<b>38</b>
3.2.1.	Análisis de los métodos de solución usados en el ejemplo 1. ....	38
3.2.2.	Análisis de los métodos de solución usados en el ejemplo 2. ....	39
	<b>CAPITULO IV: CONCLUSIONES</b> .....	<b>40</b>
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>42</b>
	<b>ANEXOS</b> .....	<b>43</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Sistema a un tiempo final, considerando dos depósitos interconectados (Peñuela et al., 2001) .....	11
Figura 2. Distribución del almacenamiento de fluidos en un sistema de doble porosidad con capa de gas inicial (NIZ, 2003).....	12
Figura 3. Balance para el modelo de la figura 1 (NIZ, 2003).....	12
Figura 4. Balance 2 para el modelo de la figura 1 (NIZ, 2003).....	13
Figura 5. Determinación del volumen original, compresibilidad efectiva (Thurhan). ...	15
Figura 6. Determinación de la compresibilidad efectiva de las fracturas y del sistema total (Macosay, 2015). .....	15
Figura 7. Índices de empuje para doble porosidad (Macosay, 2015). .....	17
Figura 8. Comportamiento $G_p B_g / E_g$ vs $G_p$ (Havlena y Odeh, 1963). .....	20
Figura 9. Comportamiento $G_p B_g / E_g$ vs $E_{fw} / E_g$ (Havlena y Odeh, 1963). .....	20
Figura 10. Comportamiento $G_p B_g / E_{fw}$ contra $E_g / E_{fw}$ (Havlena y Odeh, 1963). .....	21
Figura 11. Mallado yacimiento 1 .....	26
Figura 12. Mallado yacimiento 2.....	26
Figura 13. Propiedad PVT de petróleo y gas de ambos yacimientos. ....	26
Figura 14. Resultados de la Simulación del yacimiento 1.....	28
Figura 15. Método gráfico para encontrar $N_1$ y $N_2$ . .....	30
Figura 16. Resultados de simulación para el yacimiento 2. ....	31
Figura 17. Yacimiento 2, método gráfico para encontrar $N_1$ y $N_2$ .....	33

# LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Datos que se utilizaron en el ejemplo de ambos yacimientos .....	25
Tabla 2. Propiedades de la roca utilizada en la simulación .....	27
Tabla 3 Solución del yacimiento 1, EBM convencional. ....	29
Tabla 4. Solución del yacimiento 1, con ecuaciones para hallar N1 y N2. ....	29
Tabla 5. Solución de yacimiento 1, utilizando regresión no lineal.....	29
Tabla 6. Solución yacimiento 1, con ecuaciones para hallar N, m y $c_{em-f}$ .....	30
Tabla 7. Solución del yacimiento 2, EBM convencional. ....	32
Tabla 8. Solución del yacimiento 2, con ecuaciones para hallar N1 y N2. ....	32
Tabla 9. Solución yacimiento 2, con ecuaciones para hallar N, m y $c_{em-f}$ .....	33
Tabla 10. Datos usados para el ejemplo del Yacimiento 1.....	43
Tabla 11. Datos usados para el ejemplo del Yacimiento 2.....	46

**“EVOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DEL BALANCE DE MATERIA  
(EBM) Y SU IMPORTANCIA EN SISTEMAS DE DOBLE  
POROSIDAD EN YACIMIENTOS NATURALMENTE  
FRACTURADOS (YNF)”**

**Autor:** Rivera González Fabián

**Tutor:** Iturralde Kure Sadi

**RESUMEN**

El presente trabajo “**Evolución de la ecuación del balance de materia (EBM) y su importancia en sistemas de doble porosidad en yacimientos naturalmente fracturados (YNF)**”, analiza en su aplicación de la ecuación de balance de materia y sus métodos de solución en dos medios porosos y describe las aportaciones de cada autor desde la EBM convencional hasta su aplicación en sistemas de doble porosidad.

En los métodos de solución (Ecuación convencional, regresión lineal de dos y tres incógnitas y método gráfico) se expuso dos ejemplos para un mejor análisis, el primero la capacidad de almacenamiento es igual en ambos sistemas, mientras que el segundo la capacidad de almacenamiento predomina en un sistema, además que se comparan con datos de un simulador comercial.

En el método convencional los resultados determinaron que la ecuación no es aplicable en sistemas de doble porosidad, debido a la producción de petróleo menores a 0, el método gráfico y regresión lineal de dos incógnitas son adecuados para ambos ejemplos con un 97% de exactitud en los resultados y en regresión lineal de tres incógnitas es aplicable cuando la capacidad de almacenamiento es predominante en un solo sistema (fractura o matriz).

**PALABRAS CLAVES:** Balance, materia, doble porosidad, fractura, naturalmente fracturado.

**“EVOLUTION OF MATERIAL BALANCE EQUATION (MBE)  
AND ITS IMPORTANCE IN DUAL POROSITY SYSTEMS FOR  
NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS (NFR)”**

**Autor:** Rivera González Fabián

**Tutor:** Iturralde Kure Sadi

**ABSTRACT**

The present paper titled “Evolution of material balance equation (MBE) and its importance in dual porosity systems for naturally fractured reservoirs (NFR)”, analyze in its application of material balance equation and its solution methods in dual porosity and describe the contributions of each author since conventional MBE until its application in double porosity systems.

In solution methods (conventional equation, linear regression of two and three unknowns and graphic method) two examples were presented for a better analysis, in the first the storage capacity is equal in both systems, while the second the storage capacity predominates in a system, also is compared with data from a commercial simulator.

In the conventional method, the results determined that the equation is not applicable in dual porosity systems, due to the oil production are less than 0, and linear regression of two unknowns are suitable for both examples with 97% accuracy in the results and in linear regression of three unknowns it is applicable when the storage capacity is predominant in a system (Fracture or Matrix).

**KEYWORDS:** Balance, material, dual porosity, fracture, naturally fractured.

# CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

La ecuación de balance de materia (EBM) se fundamenta en la conservación de materia, que indica que la masa se mantiene constante siempre que el sistema esté cerrado, esta ecuación fue planteada originalmente por Schilthuis en 1941. La EBM establece que la diferencia entre la cantidad de fluidos iniciales en el yacimiento y la cantidad de fluidos remanentes en el yacimiento es igual a la cantidad de fluidos producidos (Schilthuis, 1941). El balance de materia o energía en un yacimiento es una opción sencilla y muy eficaz al método volumétrico para el cálculo del volumen original de hidrocarburos, asimismo nos proporciona los mecanismos de producción existentes en el yacimiento y sus parámetros (distintas compresibilidades y entrada de agua al yacimiento). En el balance de materia se debe de tener en cuenta lo siguiente:

- Volumen poroso constante.
- No existe compactación ni subsidencia.
- El PVT es representativo del yacimiento
- Proceso isotérmico
- $C_w$  y  $C_f$  son despreciables
- Equilibrio térmico.

Se han desarrollado trabajos (Desde la ecuación convencional hasta ecuaciones aplicados a sistemas de doble porosidad) en torno al balance de materia, en un principio se realizaban de manera general, por eso este trabajo describe los distintos métodos desarrollados por la EBM para facilitar su aplicación y su avance en sistemas de doble porosidad en yacimientos naturalmente fracturados, debido a que la EBM anteriores no determinaban el petróleo original en cada medio poroso y está soluciona aquello hallando así la capacidad relativa de almacenamiento en las fracturas y la variable crítica en cada medio para el recobro en yacimientos naturalmente fracturados.

## 1.1. ANTECEDENTES

El presente trabajo titulado “Evolución de la ecuación del balance de materia (EBM) y su importancia en sistemas de doble porosidad en yacimientos naturalmente fracturados (YNF)” toman como estudio para la elaboración de un análisis crítico los distintos avances y modificaciones de la EBM de los siguientes autores.

Schilthuis (1936), estableció la EBM general donde determina que la cantidad de fluido inicial del yacimiento-la cantidad de fluidos remanente es igual a la cantidad de fluidos producidos.

Havlena y Odeh (1963), establecieron la ecuación convencional del balance de materia en yacimientos volumétricos con alta presión naturalmente fracturados y con entrada de agua.

La EBM de doble porosidad para yacimientos naturalmente fracturados publicada por Peñuela (2001), aplicó por primera vez la EBM para yacimientos subsaturados naturalmente fracturados con sistema de doble porosidad.

Pletcher (2002) resaltó la importancia del balance de materiales y señaló “No ha sido reemplazada por la simulación de yacimientos, sino que es una técnica complementaria, que provee una perspectiva valiosa del comportamiento del yacimiento que puede resultar invisible a la simulación”. Además, indicó que "el balance de materiales debería ser efectuado antes de un estudio de simulación para ayudar a disminuir los rangos de los múltiples parámetros que pueden ser ajustados durante la misma, así como la magnitud de los ajustes que deben ser considerados razonables

Niz (2003), presentó el modelo de doble porosidad con capa de gas inicial donde modificó la EBM de Peñuela considerando la presencia de capa de gas inicial en rocas naturalmente fracturadas en dos medios porosos.

Macosay, J. M. (2015), aplicó la EBM en sistemas de doble porosidad considerando las compresibilidades efectivas de matriz y fractura usando datos de producción.

## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. Objetivos generales.**

- Analizar la ecuación de balance de materia y los parámetros involucrados en sistemas de doble porosidad en yacimientos naturalmente fracturados (YNF).

### **1.2.2. Objetivos específicos.**

- Analizar los métodos de solución usando dos ejemplos de capacidad de almacenamiento para determinar su utilidad en sistemas de doble porosidad.
- Describir cada método de la ecuación de balance de materia enfocado a un solo medio poroso y su modificación de la ecuación para aplicarlos con sistemas de doble porosidad en yacimientos naturalmente fracturados.
- Explicar cómo la ecuación general del balance de materia se modificó para aplicarlos en sistemas de doble porosidad.
- Realizar un análisis crítico acerca de la evolución de la ecuación de balance de materia, la modificación de la EBM para sistemas de doble porosidad y los resultados de la utilización de los métodos de solución de la EBM.

### **1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Las ecuaciones de las EMB en un principio no consideraban los diferentes tipos de yacimientos, propiedades PVT, características de la roca, comportamiento del yacimiento, la cantidad promedio de presión que debe de ser lo más exacta, además no determinaban las propiedades volumétricas de los fluidos. También no calculaban el petróleo original en yacimientos naturalmente fracturados, puesto que en la actualidad la mayoría de los pozos que se están produciendo son de este tipo, por ello se realizará el análisis de la importancia de la EBM y que método de solución es el más efectivo.

La EBM en sistemas de doble porosidad permite el cálculo de sus propiedades en cada uno de los medios (red de fractura y matriz), además que existen métodos de solución que ayudan a tener resultados más exactos del desempeño de un yacimiento.

## **CAPITULO II: ESTADO DEL ARTE**

### **2.1. DESARROLLO DE LA EBM**

La EBM es un modelo matemático que indica que cuando se produce un determinado volumen de fluido es desplazado y el área desocupada es llenado con otro volumen de cualquier otro fluido causado por diferentes factores como: entrada de agua, expansión de la capa de gas y expansión de la roca, agua connata y petróleo. La producción de fluido hará que disminuya la presión del yacimiento.

El modelo de la EBM en términos sencillos es explicado como un recipiente del cual se extrae fluido. Si a un recipiente de un determinado volumen se extrae una cierta cantidad de fluido, la presión dentro del recipiente decae. Si la variación (disminución) de presión es pequeña, el volumen dentro del recipiente es mayor que el volumen desplazado. Entonces para conocer con exactitud el volumen de fluidos dentro del yacimiento se debería de estudiar y analizar el comportamiento del volumen de los fluidos además de llevar un registro de las presiones y volúmenes producidos.

La hipótesis más crítica de la ecuación de balance de materia es la presión similar en todo el yacimiento, por ello la cantidad promediada de presión debe de ser lo más exacto, ya que de ella se pueden determinar las propiedades volumétricas de los fluidos.

La aplicación del balance de materia no es adecuada, cuando:

La producción es menor del 5% de los fluidos originales.

La confianza en los datos de producción y PVT es del 0%.

No es suficiente la información de presión para conseguir datos representativos del comportamiento del yacimiento.

### 2.1.1. Breve historia de la EBM en yacimientos convencionales.

Uno de los avances iniciales del balance de materia es el desarrollo de gráficas P/Z para hallar métodos lineales de evaluación de depósitos de gas en yacimientos de gas seco.

Este método de evaluación de depósitos de gas ha sido aplicado durante muchos años, donde también se consideraron en modificarlos para ejecutarlos en otros tipos de yacimientos de petróleo. Los siguientes autores de la EBM en yacimientos convencionales son los siguientes:

Coleman, Wilde; Moore (1929), establecieron una indagación sobre la variación teórica de la presión del yacimiento relacionado con la producción de petróleo y gas, lo que los llevaron a realizar una ecuación que concreta la relación de la presión del yacimiento, cantidades de petróleo y gas producido, contenido de petróleo y gas, y las propiedades del yacimiento.

Schilthuis (1936), expuso sobre “El petróleo activo y la energía del yacimiento”, diciendo que las relaciones volumétricas son cantidades susceptibles de ser medidas en laboratorio. La cantidad de petróleo inicial calculado por Schilthuis en esa época era más exacto que el estimado por medios volumétricos, que simbolizaba la fracción total de petróleo a producirse, lo cual es la cantidad que se encuentra comunicada con el medio poroso y favorece la variación de presión (disminución) del yacimiento.

La expresión matemática usada en esos días para el cálculo del volumen de petróleo in situ sin considerar la compresibilidad de la formación es:

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

Dónde:

$N_m$  = Volumen de petróleo original en la matriz, STB.

$B_t$  = Factor volumétrico total (Petróleo y gas en solución) (BBL/STB).

$B_g$  =Factor volumétrico de formación, fase gas (RB/STB)

$R_p$  = Relación de gas producido acumulado –Petróleo producido acumulado (SCF /STB).

$R_{s_i}$  = Relación gas inicial en solución.

$\Delta W_i$  = Variación (incremento) de agua inyectada acumulada.

$\Delta W_p$  = Variación (incremento) de agua producida acumulada.

$B_{o_i}$  = Factor volumétrico inicial de formación, fase petróleo

$B_{g_i}$  = Factor volumétrico inicial de formación, fase gas

$m$  = Relación volumétrica, capa de gas-petróleo al tiempo inicial.

Buckley y leverett (1940), establecieron el entendimiento del desplazamiento de petróleo y gas y su relación con la presión capilar y la permeabilidad relativa en flujos multifásicos. Actualmente es usada para predecir la recuperación de petróleo en el yacimiento.

Old (1943), analizó y evaluó el comportamiento de un yacimiento de petróleo y las fuerzas naturales que los rodeaban, además aseveró que la utilidad de su método era estimar el comportamiento de presión.

Hurst y Van Everdingen (1949), estableció el primer modelo analítico de acuífero.

Hawkins (1953), modificó la EBM de yacimientos volumétricos subsaturados por encima del punto de burbuja utilizando un factor que incluye la presencia de agua intersticial y su compresibilidad.

Havlena y Odeh (1963), emplearon la ecuación convencional de balance de materia como una ecuación de línea recta. Se basaron en lo siguiente: Hay dos componentes de hidrocarburo: petróleo a condiciones estándar y gas a condiciones de superficie, el gas a condiciones de superficie se divide en petróleo de yacimiento y fase gas, y el petróleo a condiciones estándar solo es fase petróleo como tal.

La ecuación convencional de balance de materia se utilizó durante muchos años pese a tener varias limitaciones.

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

Dónde:

$E_{o,m}$  = Expansión de aceite en la matriz, RB/STB.

$B_{ti}$  = Factor volumétrico total (Petróleo y gas en solución) (BBL/STB).

$E_{g,m}$  = Expansión de gas en la matriz, RB/STB.

$C$  = Compresibilidad,  $PSI^{-1}$ .

$F$  = Fluido neto producido, RB.

$Q$  = Caudal volumétrico,  $M^3/S$ .

$\Delta p$  = Incremento de presión, PSIA

$\Delta t_D$  = Incremento del tiempo adimensional.

En los 80 se siguieron buscando métodos lineales lo que logro tratar yacimientos de gas condesado, que tenían como relación el factor z de dos fases, lo cual tenían una semejanza con las gráficas P/Z utilizadas en los análisis de reservas de gas seco.

Walsh (1994), completo el método lineal general para calcular el petróleo original in situ, este fue una importante aportación en su época puesto que proponía un método que no incluía restricciones iniciales en los fluidos. En 1995 publica la ecuación generalizada del balance de materia (EGBM) como ecuación de línea recta y aplicable a diferentes tipos de yacimientos (Gas seco, húmedo, condensado y volátiles). La EBM generalizada es la siguiente:

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

Wang (1998), incluyo en la EGBM de Walsh los efectos de la compresibilidad de la roca con gradientes de presión normales y anormales, la expansión del agua en formación y presencia de la influencia del acuífero.

$$\begin{aligned}
 & \frac{N_p[Bo(1 - Rp) + Bg(Rp - Rs)]}{(1 - RsRv)} \\
 & = N_m \left\{ \frac{Bo - Bo_i + Rv(RsBo_i - Rs_iBo) + Bg(Rs_i - Rs)}{(1 - RsRv)} \right. \\
 & + Bo_i \Delta P \frac{(S_{w_{mi}} C_{w,m} + C_{f,m})}{(1 - S_{w_{mi}})} \left. \right\} \\
 & + G_m \left\{ \frac{Bo - Bo_i + Rv(RsBo_i - Rs_iBo) + Bg(Rs_i - Rs)}{(1 - RsRv)} \right\} \\
 & + Bo_i \Delta P \frac{(S_{w_{mi}} C_{w,m} + C_{f,m})}{(1 - S_{w_{mi}})} \quad (4)
 \end{aligned}$$

### 2.1.2. Balance de materia en yacimientos naturalmente fracturado.

El balance de materia ha demostrado ser apropiado tanto para yacimientos de porosidad primario o yacimientos naturalmente fracturados (YNF) con amplio predominio de la fractura como medio de almacenamiento, la fractura proporciona una mayor facilidad de comunicación de presión que de porosidad de matriz. Pero la EBM convencionales no permiten evaluar yacimientos con almacenamiento de ambos medios, ya que la fractura

no es tenida en cuenta en dichos modelos convencionales. Los autores más relevantes que desarrollaron la EBM para este tipo de yacimiento fueron:

Peñuela (2001) expone que la EBM sea aplicado a yacimientos naturalmente fracturados en un sistema de doble porosidad, además se toma como objeto de análisis un yacimiento inicialmente subsaturado.

Niz et al (2003), propuso una EBM de doble porosidad con capa de gas inicial siguiendo el diseño de Peñuela (2001), con la hipótesis de que el yacimiento este comunicado hidráulicamente con un sistema fracturado y de matriz

Macosay, J. M. (2015), propuso el balance de materia de doble porosidad empleando compresibilidades efectivas de matriz y fractura determinadas de datos de producción.

## **2.2. UTILIDAD DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA**

Los principales usos de la ecuación de balance de material son: calcular el petróleo inicial en el yacimiento, predicción del comportamiento y recuperación en el yacimiento en función de la presión, determinar el mecanismo de producción predominante, evaluar  $S_o$ ,  $S_w$  y  $S_g$  en el yacimiento y establecer una comparación de los volúmenes estimados a través de métodos volumétricos.

Por la sencillez, es regular efectuar abusos en los momentos de utilizar los modelos de balance de materia, estos son: utilizar los métodos de balance de materia con información insuficiente, utilizar información inconsistente con las consideraciones y no usar otras herramientas para completar los estudios como los estudios volumétricos y simulación de yacimientos.

## **2.3. LA EBM DE DOBLE POROSIDAD (PEÑUELA ET AL., 2001)**

El avance más importante que determinó está ecuación es considerar por primera vez en una ecuación de balance de materia es la separación del continuo matriz y fractura, diferenciando las compresibilidades. Con ello, se puede calcular el petróleo inicial para

cada medio poroso en un sistema inicialmente saturado. En la figura 1 se logra afirmar el planteamiento del balance que conlleva a la ecuación de balance de materia. Se logra considerar dos premisas: la matriz y las fracturas son depósitos conectados totalmente independientes entre sí y la matriz contribuye al sistema de fracturas y estas desplazan el fluido que será producido.

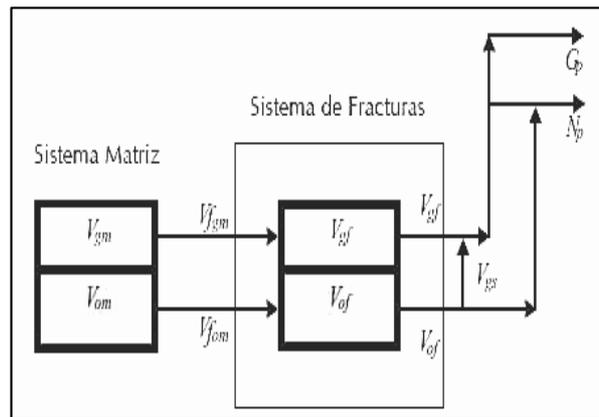


Figura 1. Sistema a un tiempo final, considerando dos depósitos interconectados (Peñuela et al, 2001)

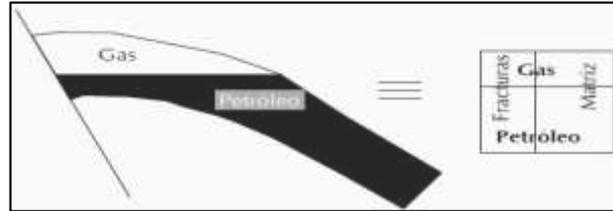
Los volúmenes dentro del depósito son transferidos desde la etapa inicial de producción, en función de variables como: volumen inicial, factores volumétricos, solubilidad y volúmenes de petróleo y gas, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 & N_p [B_o + B_g(R_p - R_s)] \\
 &= N_1 \left[ B_o - B_{o_i} + B_g(R_{s_i} - R_s) \right. \\
 & \quad \left. + \left( \frac{S_{w_{mi}} C_w + C_m}{1 - S_{w_{mi}}} \right) \right] \\
 &+ N_2 \left[ B_o - B_{o_i} + B_g(R_{s_i} - R_s) + \left( \frac{S_{w_{fi}} C_w + C_f}{1 - S_{w_{fi}}} \right) \right] \quad (5)
 \end{aligned}$$

## 2.4. MODELO DEL BALANCE DE MATERIA DE DOBLE POROSIDAD CON CAPA DE GAS INICIAL (NIZ, 2003)

En la figura 2 hace referencia a un yacimiento de doble porosidad con capa de gas inicial, el cual este compuesto por una fase gaseosa y otra fase de petróleo tiene dos premisas: la

roca esta naturalmente fracturada y se separa en dos medios porosos (matriz y fractura).



*Figura 2. Distribución del almacenamiento de fluidos en un sistema de doble porosidad con capa de gas inicial (NIZ, 2003).*

La capacidad de almacenamiento en las fracturas, respectiva al almacenamiento total es:

$$\gamma = \frac{N_2}{N_1 + N_2} \quad (6)$$

M el volumen de capa de gas, respectiva al volumen del área del petróleo es:

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{oi}} \quad (7)$$

Tanto  $\gamma$  como  $m$  son incógnitas por encontrar empleando el balance de materia a YNF con capa de gas y para modelar la figura 1 desde el instante inicial al final después de producir un volumen dado de fluido se realiza el siguiente balance.

Volumen total inicial (t = 0) en el sistema de fracturas	=	Volumen total a tiempo t, considerando la caída de presión	+	Volumen total proveniente del sistema matriz
- Volumen total que ha sido del sistema de fracturas a producción	+	Reducción del volumen poroso por compresión		

*Figura 3. Balance para el modelo de la figura 1 (NIZ, 2003).*

La suma del volumen de petróleo y gas son el volumen total. La disminución del volumen poroso se debe a dos factores: expansión de agua connata y compresión de la roca.

A partir de las variables de la figura 3 y la 1 se puede escribir:

$$V_{oft} + V_{gft} = V_{of2} + V_{gf2} + V_{om \rightarrow f} + V_{om \rightarrow f} + V_{gm \rightarrow f} - V_{of \rightarrow f} + V_{wf} + V_{pf} \quad (8)$$

El petróleo y gas que fue desplazado de la matriz a la fractura puede calcularse encontrando el balance en un sistema de volumen poroso.

Volumen total inicial (t = 0) en el sistema matriz	=	Volumen total a tiempo t, considerando la caída de	-
Volumen total que ha salido del sistema de matriz al de fracturas	+	Reducción del volumen poroso por compresión	

Figura 4. Balance 2 para el modelo de la figura 1 (NIZ, 2003).

Para ser específicos:

$$V_{omi} + V_{gmi} = V_{om2} + V_{gm2} - V_{om \rightarrow f} + V_{gm \rightarrow f} + \Delta V_{wm} + \Delta V_{pm} \quad (9)$$

Donde se puede sacar la expresión matriz-fractura es:

$$V_{om \rightarrow f} + V_{gm \rightarrow f} = V_{om2} + V_{gm2} - V_{om \rightarrow f} + V_{gm} + \Delta V_{wm} + \Delta V_{pm} \quad (10)$$

Las ecuaciones 9 y 10 son utilizadas por Niz (2003) para sacar una EBM de doble porosidad para ser ejecutado en un yacimiento inicialmente subsaturado.

## **2.5. BALANCE DE MATERIA DE DOBLE POROSIDAD EMPLEANDO COMPRESIBILIDADES EFECTIVAS DE MATRIZ Y FRACTURA DETERMINADAS DE DATOS DE PRODUCCIÓN (MACOSAY, J. M.)**

### **2.5.1. Predicción de compresibilidades de formación a partir de datos de producción.**

Utilizando el método de Thurhan (1998), la ecuación general del balance de materia y reagrupando variables, se puede calcular el volumen original y la compresibilidad efectiva.

$$Y = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}\Delta P} \quad (11)$$

$$b = -Ce \quad (12)$$

$$m = \frac{1}{N} \quad (13)$$

$$x = \frac{F}{B_{oi}\Delta P} \quad (14)$$

A partir de estas ecuaciones se puede graficar  $m$ =volumen original y  $b$ =compresibilidad efectiva, figura 5.

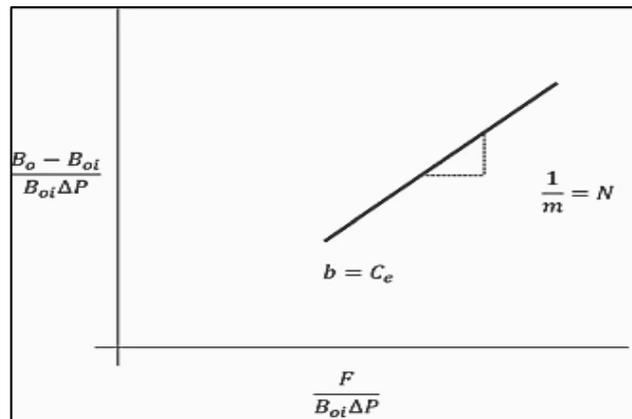


Figura 5. Determinación del volumen original, compresibilidad efectiva (Thurhan).

Para considerar un yacimiento naturalmente fracturado se debe de asumir un enfoque diferente para encontrar dos líneas rectas (sistema fracturado y sistema total) la primera es una pendiente temprana y la otra es tardía.

En la figura 6 se visualiza una solución gráfica, donde AB= compresibilidad, inverso Bc=volumen total del sistema (matriz, fractura) y el intercepto Bc=compresibilidad efectiva total del sistema.

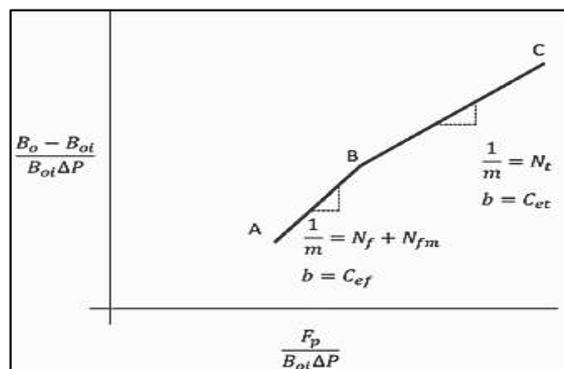


Figura 6. Determinación de la compresibilidad efectiva de las fracturas y del sistema total (Macosay, 2015).

Otra alternativa para determinar la compresibilidad es utilizar la ecuación de Gerami y Darvish (2007), solo se debe de conocer las porosidades y compresibilidades totales del sistema determinado anteriormente.

$$C_e = \frac{\phi_m(C_w S_{wim} + C_m) + C_f \phi_f}{\phi_m(1 - S_{wim}) + \phi_f} \quad (15)$$

$$C_f = \frac{C_e[\phi_m(1 - S_{wim}) + \phi_f] - \phi_m(C_w S_{wim} + C_m)}{\phi_f} \quad (16)$$

### 2.5.2. Determinación de los índices de empuje para YNF.

Se puede utilizar Ham et al (2015), para determinar los índices de empuje para YNF, siempre y cuando se conozca el volumen original de petróleo tanto para la matriz como la fractura.

Siguiendo la ecuación general de balance de materiales y dividiendo la entre  $N_p B_o$  tenemos:

$$1 = \frac{(N_m)(B_o - B_{oi})}{N_p B_o} + \frac{(N_f)(B_o - B_{oi})}{N_p B_o} + \frac{(N_m)(B_{oi} C_{em} \Delta P)}{N_p B_o} + \frac{(N_f)(B_{oi} C_{ef} \Delta P)}{N_p B_o} \quad (17)$$

Dónde:

La expansión del petróleo y gas disuelto de la matriz.

$$MDDI = \frac{(N_m)(B_o - B_{oi})}{N_p B_o} \quad (18)$$

La expansión del petróleo y gas disuelto de la fractura.

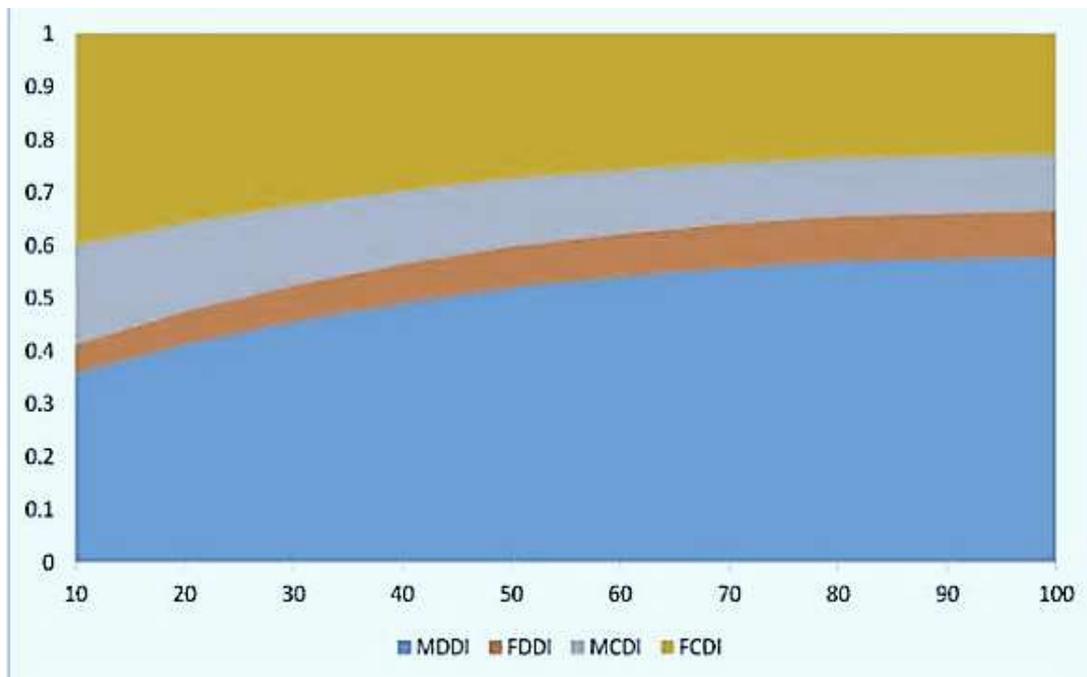
$$FDDI = \frac{(N_f)(B_o - B_{oi})}{N_p B_o} \quad (19)$$

La compresibilidad de matriz y expansión de agua connata.

$$MCDI = \frac{(N_m)(B_{oi}C_{em}\Delta P)}{N_p B_o} \quad (20)$$

La compresibilidad de la fractura y expansión de agua connata.

$$DI = \frac{(N_f)(B_{oi}C_{ef}\Delta P)}{N_p B_o} \quad (21)$$



*Figura 7. Índices de empuje para doble porosidad (Macosay, 2015).*

Además, se puede determinar las compresibilidades efectivas con regresión no lineal partiendo de cualquier combinación de  $N$ ,  $m$ , y  $c_{ef}$  de la siguiente fórmula:

$$F = N(1 - y) \left\{ \left( \frac{B_t}{B_{ti}} - 1 \right) + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m)c_{em}\Delta p \right\} + N_y \left\{ \left( \frac{B_t}{B_{ti}} - 1 \right) + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m)c_{ef}\Delta p \right\} \quad (22)$$

## 2.6. MÉTODOS DE SOLUCIÓN

### 2.6.1. Método de EBM convencional.

Esta ecuación la planteó Havlena y Odeh en 1963 para yacimientos volumétricos, con alta presión y fracturados. La EBM siguiente es expresada en términos de volúmenes de producción, expansión y entrada de agua a condiciones de yacimientos.

$$G_p B_g - W_p R_{sw} B_g + W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + G B_{gi} c_e \Delta p + W_e \quad (23)$$

Donde;

La producción total de gas y agua es:

$$F = G_p B_g - W_p R_{sw} B_g + W_p B_w \quad (24)$$

La expansión del gas es:

$$E_g = (B_g - B_{gi}) \quad (25)$$

Para expansión de agua, compactación de volumen poroso, compuesto por poros, fracturas, vóculos, cavernas, y del volumen poroso es:

$$E_{fw} = B_{gi} c_e \Delta p \quad (26)$$

Por lo tanto, la ecuación (23) se puede reescribir como:

$$F = G(E_g - E_{fw}) + W_e \quad (27)$$

#### **Yacimientos volumétricos.**

Para este tipo de yacimientos se consideran la  $W_e=0$  y  $E_{fw}=0$ , entonces:

$$G_p B_g = G(B_g - B_{gi}) \quad (28)$$

Despejando quedaría:

$$G = \frac{G_p B_g}{(B_g - B_{gi})} \quad (29)$$

A partir de la ecuación (29) se concluye que el cociente del volumen producido acumulado de gas y el término de expansión del gas es un valor constante. Entonces, los valores graficados de  $G_p$  contra  $G_p B_g / (B_g - B_{gi})$  mostrarán una línea horizontal paralela al eje de la abscisa y el valor de la ordenada es el volumen de gas inicial  $G$  (Havlena y Odeh, 1963; Dake, 1994).

### **Yacimiento con alta presión y naturalmente fracturado.**

- **Comportamiento  $G_p B_g / E_g$  vs  $G_p$ .**

Se considera  $W_e=0$  entonces la ecuación (27) se reescribe.

$$G_g B_g = G(E_g - E_{fw}) \quad (30)$$

**Se la divide para  $E_g$ , quedando:**

$$\frac{G_p B_g}{E_g} = G + \frac{E_{fw}}{E_g} \quad (31)$$

Aplicando la ecuación anterior se puede realizar una gráfica  $G_p B_g / E_g$  vs  $G_p$  donde la curva cóncava hacia abajo refleja la expansión de la roca y líquido ( $E_{fw}$ ).

Al graficar se obtiene una gráfica similar a la siguiente.

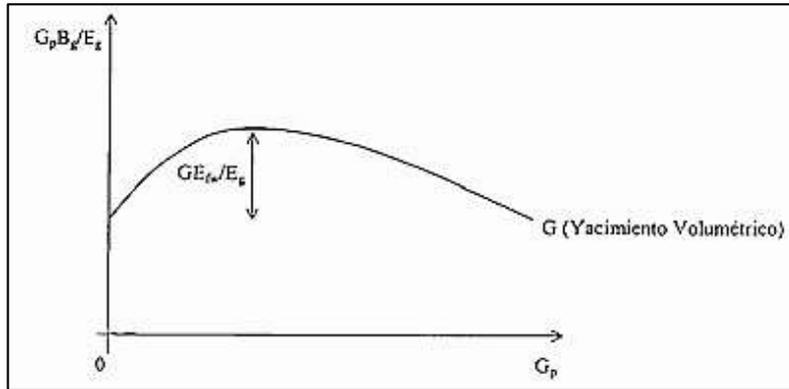


Figura 8. Comportamiento  $G_p B_g / E_g$  vs  $G_p$  (Havlena y Odeh, 1963).

- **Comportamiento  $G_p B_g / E_g$  vs  $E_{fw} / E_g$ .**

Con la ecuación (31) y a las definiciones anteriores, la gráfica tendrá una curva cóncava hacia abajo. Al extrapolar a la presión 0 (eje x) nos dará el valor de  $G$ , también se debe considerar que se debe conocer los valores de la compresibilidad de la formación y agua. Se puede utilizar correlaciones o pruebas en el laboratorio para obtener estas variables.

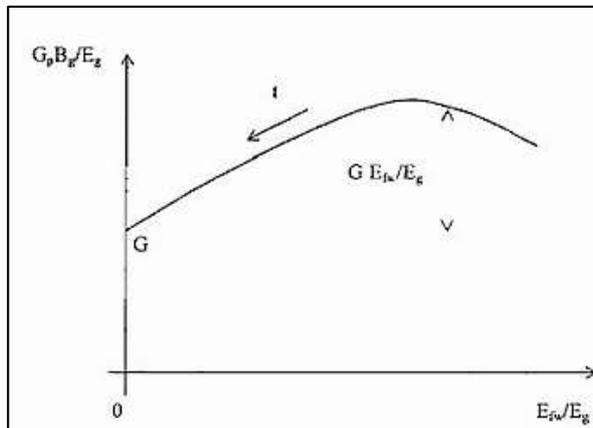


Figura 9. Comportamiento  $G_p B_g / E_g$  vs  $E_{fw} / E_g$  (Havlena y Odeh, 1963).

- **Comportamiento  $G_p B_g / E_{fw}$  contra  $E_g / E_{fw}$ .**

De la ecuación (30) se obtiene:

$$\frac{G_p B_g}{E_{fw}} = G + G \frac{E_g}{E_{fw}} \quad (32)$$

La siguiente grafica obtendrá el valor G en la pendiente a medida que se presente una línea recta, debido que al principio se verá un comportamiento no lineal a casusa de los efectos transitorios ocasionados por Efw, además revelara valores incrementados a media que la presión descienda.

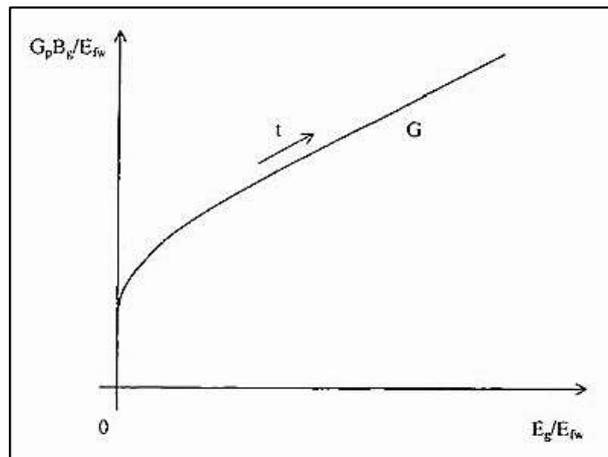


Figura 10. Comportamiento  $G_p B_g / E_{fw}$  contra  $E_g / E_{fw}$  (Havlena y Odeh, 1963).

### 2.6.2. Método de Regresión lineal de dos incógnitas.

Se resuelve a partir de la siguiente formula:

$$F = N_1 \left\{ \left( \frac{B_t}{B_{ti}} - 1 \right) + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) c_{em} \Delta p \right\} + N_2 \left\{ \left( \frac{B_t}{B_{ti}} - 1 \right) + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m) c_{ef} \Delta p \right\} \quad (33)$$

Conociendo m se obtiene la siguiente expresión lineal:

$$y = a_1 x_1 + a_2 x_2 \quad (34)$$

Donde:

$$x_1 = \left( \frac{B_t}{B_{ti}} - 1 \right) + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m)c_{em}\Delta p \quad (35)$$

$$x_2 = \left( \frac{B_t}{B_{ti}} - 1 \right) + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m)c_{ef}\Delta p \quad (36)$$

$$y = F \quad (37)$$

$$a_1 = N_2 \quad (38)$$

$$E_{fw} = B_{gi}c_e\Delta p \quad (39)$$

Otras fórmulas utilizadas.

$$c_{em} = \frac{(c_w c_{wmi} + c_m)}{(1 - S_{wmi})} \quad (40)$$

$$c_{ef} = \frac{(c_w c_{wfi} + c_f)}{(1 - S_{wfi})} \quad (41)$$

### 2.6.3. Método gráfico.

Este método es una alternativa de solución, dividiendo la ecuación 24 para  $X_2$ . Tenemos que:

$$\frac{y}{x_2} = \frac{a_1 x_1}{x_2} + \frac{a_2 x_2}{x_2} \quad (42)$$

Al simplificar tenemos:

$$\frac{y}{x_2} = a_1 \frac{x_1}{x_2} + a_2 \quad (43)$$

Por lo tanto, en la gráfica se traza  $y/x_2$  Vs  $x_1/x_2$ , siendo la coordenada  $x$  en el origen el petróleo original en la matriz y la pendiente el petróleo original en la red de fractura.

#### 2.6.4. Método: Regresión lineal de tres incógnitas.

Para el uso de este método se debe de suponer una compresibilidad promedio para representar a los dos sistemas (matriz y fractura) y solo será aplicada cuando exista una compresibilidad muy pequeña o que la capacidad de almacenamiento predomine en unos de sus sistemas.

Con la siguiente ecuación:

$$c_{em-f} = \frac{N_1 c_{em} + N_2 c_{ef}}{N_1 + N_2} \quad (44)$$

Se reformular  $c_{em-f}$  y se obtiene:

$$c_{em-f} = (1 - \gamma)c_{em} + \gamma c_{ef} \quad (45)$$

Para calcular  $m$  se utiliza la ecuación 7

Se aplica la ecuación (33) para aplicar la regresión lineal.

Entonces:

$$y = a_1 x_1 + a_2 x_2 + a_3 x_3 \quad (46)$$

$$a_1 = N \quad (47)$$

$$x_1 = \left( \frac{B_t}{B_{ti}} - 1 \right) \quad (48)$$

$$a_2 = mN \quad (49)$$

$$x_2 = \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (50)$$

$$a_3 = N(1 + m)c_{em-f} \quad (51)$$

$$x_3 = \Delta p \quad (52)$$

Al tener los valores de  $y$ ,  $x_1$ ,  $x_2$  y  $x_3$  conocidos se puede calcular las incógnitas  $a_1$ ,  $a_2$  y  $a_3$

### 2.6.5. Método alternativo: Regresión no lineal.

Se reformula la ecuación (33) considerando todas las incógnitas posibles.

$$F = N_1(1 - \gamma) \left\{ \left( \frac{B_t}{B_{ti}} - 1 \right) + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m)c_{em}\Delta p \right\} \\ + N_\gamma \left\{ \left( \frac{B_t}{B_{ti}} - 1 \right) + m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m)c_{ef}\Delta p \right\} \quad (53)$$

Y se soluciona esta ecuación combinando cualquiera de las variables  $N$ ,  $c_{ef}$ ,  $m$  y  $\gamma$

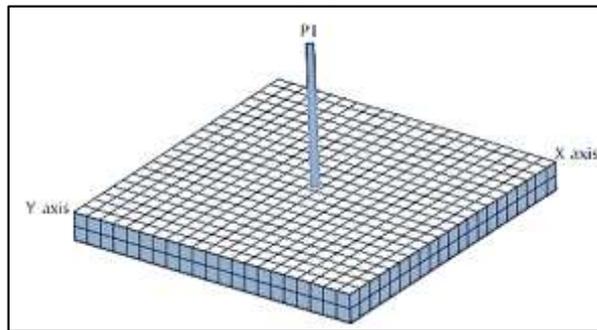
## 2.7. EJEMPLOS PARA DETERMINAR LA UTILIDAD DE LOS MÉTODOS DE SOLUCIÓN EN SISTEMAS DE DOBLE POROSIDAD

Para explicar la utilidad de los métodos de solución se considerará dos ejemplos, en ambos se usará un simulador comercial para poder comparar con los resultados de los métodos de solución y establecer un análisis de la importancia de las EBM en los yacimientos subsaturado naturalmente fracturado en sistemas de doble porosidad. Los datos usados en el simulador son los siguientes.

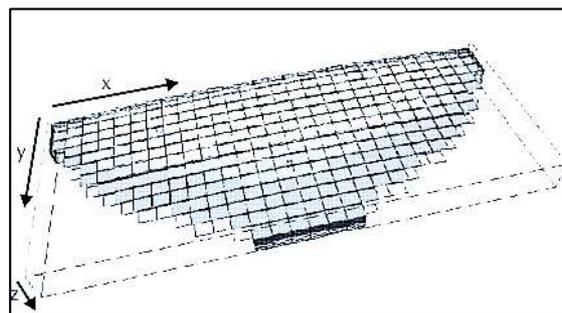
*Tabla 1 Datos que se utilizaron en el ejemplo de ambos yacimientos*

<b>Yacimiento 1: Capacidad de almacenamiento en el sistema red de fractura y el sistema matriz.</b>	<b>Yacimiento 2: Una mayor capacidad de almacenamiento en el sistema matriz.</b>
Mallado (figura 8): 3150 ft de lado, 40 ft de espesor y el tope de formación está a 6940 ft. Fases: agua, petróleo y gas.	Mallado (ilustración 9): 90 ft de espesor y profundidad de 6880 ft. Se fijó un de 3 ft <sup>2</sup> , de acuerdo con Kazemi (1976), esto equivale a una matriz de 2 ft de lado.
Permeabilidad horizontal isotrópica y vertical 6%.	Ancho de fractura: 0,00136 ft.
El coeficiente de flujo interporoso de kazemi (1976) es de 12 ft <sup>2</sup> .	Permeabilidad y presión de burbuja igual al yacimiento 1.
Gravedad: 1.05, 30° Api y 0,8 respectivamente.	Propiedad de las rocas se encuentra en la tabla 2. Propiedades del agua: 1,01 RB/STB factor volumétrico, 5x10 <sup>-6</sup> psi <sup>-1</sup> compresibilidad y 0.6 cp. viscosidad.
Presión de burbuja es de 3300 y la presión inicial es 3300. Este yacimiento en el primer año produce una tasa constante de 300 BOPD, el segundo 250 BOPD y el tercer año 200 BOPD.	En la ilustración 10 se encuentran las propiedades PVT del petróleo y gas.
	La tasa de producción de cada pozo =2000 BOPD.

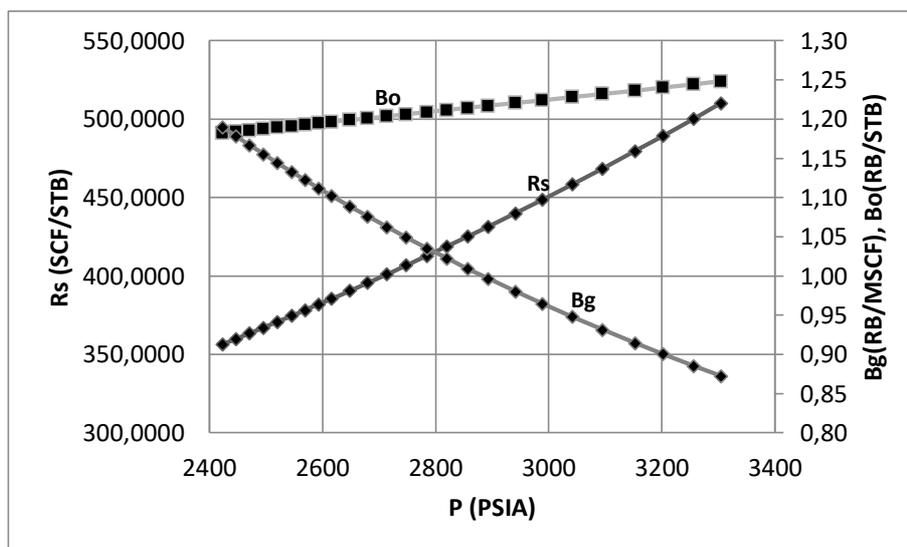
**Mallados, correlaciones, propiedades de las rocas y PVT de los datos usados en el simulador**



*Figura 11. Mallado yacimiento 1*



*Figura 12. Mallado yacimiento 2*



*Figura 13. Propiedad PVT de petróleo y gas de ambos yacimientos.*

Correlaciones usadas para calcular las propiedades a cada presión fueron:

$$B_g = 2,8905P^{-1,0003} \frac{RB}{SCF} \quad (54)$$

$$B_o = 1,0192e^{0,000061304P} \frac{RB}{SCF} \quad (55)$$

$$R_s = 0,13297e^{0,00040686P} \frac{SCF}{STB} \quad (56)$$

*Tabla 2. Propiedades de la roca utilizada en la simulación*

	Yacimiento 1		Yacimiento 2	
	Matriz	Fractura	Matriz	Fractura
$\varphi$	5.987	2.978	9.859	1.998
k	1	Ks:100000(kf:3000)	9.859	Ks:100000(kf:200)
c	$7.898 \times 10^{-6}$	$7.898 \times 10^{-5}$	$1 \times 10^{-5}$	$7.898 \times 10^{-5}$

Una vez utilizado el simulador, se utilizó los siguientes métodos de solución:

- 1<sup>er</sup> método: EBM convencional de Havlena y Odeh.
- 2<sup>do</sup> método: regresión lineal de dos incógnitas y método gráfico como comprobación adicional de regresión lineal y del simulador. Es necesario calcular la proporción volumétrica de la capa de gas.
- 3<sup>er</sup> método: regresión lineal de tres incógnitas. Es necesario conocer la capacidad de almacenamiento en los medios porosos.

### 2.7.1. Yacimiento 1: Capacidad de almacenamiento en el sistema red fractura y sistema matriz.

**Solución del simulador:** El petróleo original es de 2037569 STB y a su vez en la matriz=1325470 y 712099 fractura, además el gas original en el yacimiento es de 3975139 MSCF de los cuales en gas libre= 2934035 y gas disuelto=1041104. La relación  $m$  (volumen de capa de gas relativo al volumen de petróleo in situ) = 1000. Al finalizar la producción se recuperó el 13,29% del petróleo y el 24,17% de gas original

El comportamiento de producción/presión se puede observar en la figura 13, además de que estos datos sirven de entrada para la EBM y dichos datos se pueden observar en el anexo 1.

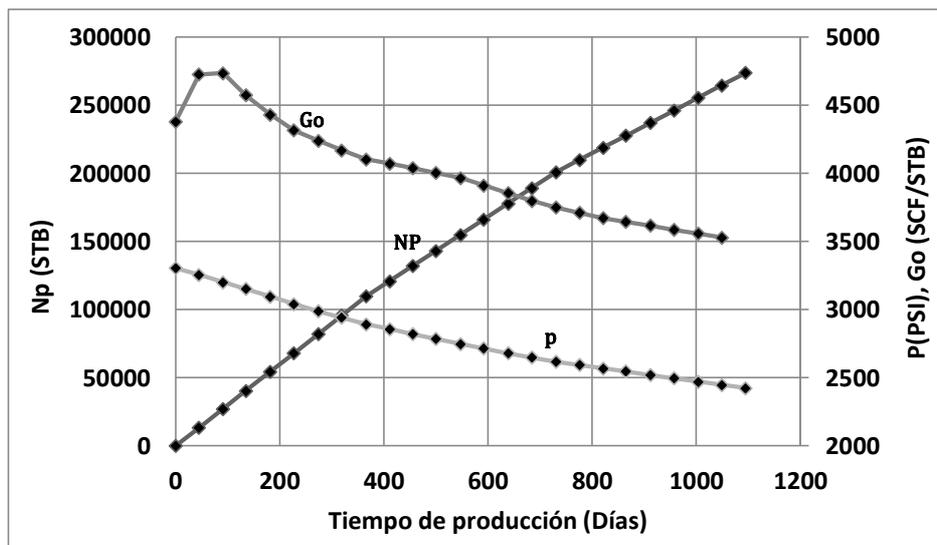


Figura 14. Resultados de la Simulación del yacimiento 1.

- 1<sup>er</sup> Método: N y m.

Al obtener resultados al finalizar la ejecución de este problema se podrá determinar qué tan eficiente es este método. En la tabla 3 se puede visualizar los resultados obtenidos.

*Tabla 3 Solución del yacimiento 1, EBM convencional.*

	<b>N(STB)</b>	<b>M</b>
<b>EBM convencional</b>	-2976170	-1224
<b>Simulador</b>	2037569	1000

- **2<sup>do</sup> Método: N1 y N2.**

Los resultados se encuentran en la tabla 4 y los datos usados se pueden consultar en el anexo 1.

*Tabla 4. Solución del yacimiento 1, con ecuaciones para hallar N1 y N2.*

	<b>N<sub>1</sub> (STB)</b>	<b>N<sub>2</sub> (STB)</b>
<b>EBM</b>	1313441	721786
<b>Simulador</b>	1325470	712099

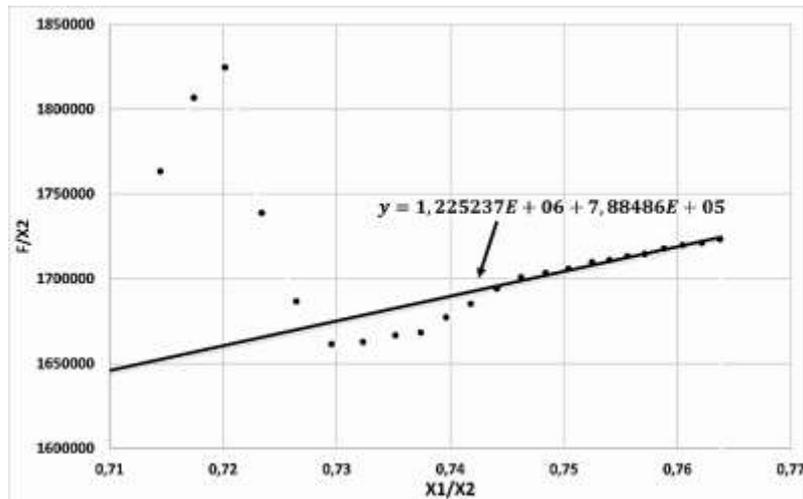
Para los valores de la tabla 5 se utilizó regresión no lineal, valores de N y m ya encontrados y las ecuaciones desde la (45) hasta la (53).

*Tabla 5. Solución de yacimiento 1, utilizando regresión no lineal.*

	<b>C<sub>ef</sub></b>	<b>Y</b>
<b>EBM</b>	$9.98 \times 10^{-5}$	0.3311
<b>Simulador</b>	$9,81 \times 10^{-5}$	0.3489

- **3<sup>er</sup> Método: Gráfico**

Los resultados obtenidos fueron para N1= 1225237 STB Y N2= 788486 STB.



*Figura 15. Método gráfico para encontrar N1 y N2.*

- **4<sup>to</sup> Método: N, m y C<sub>em-f</sub>**

A partir de y, N1 y N2 encontrados se determina la compresibilidad efectiva (cem-f) con la ecuación (45), m con la ecuación (7) y se utiliza la regresión lineal de tres incógnitas para determinar los valores de la tabla 6.

*Tabla 6. Solución yacimiento 1, con ecuaciones para hallar N, m y C<sub>em-f</sub>*

	<b>N (STB)</b>	<b>m</b>	<b>C<sub>em-f</sub> (psi<sup>-1</sup>)</b>
<b>EBM</b>	-1377977	-2197	6,03x10 <sup>-5</sup>
<b>Simulador</b>	2037569	1000	4.01x10 <sup>-5</sup>

Los resultados de la regresión lineal de tres incógnitas son parecidos al método de la EBM convencional.

## 2.7.2. Yacimiento 2: Una mayor capacidad de almacenamiento en el sistema matriz.

**Solución del simulador:** el petróleo original es de 29855987 STB y a su vez en la matriz=24864504 y fractura=4991483, además el gas original en el yacimiento es de 32094323 MSCF de los cuales en gas libre= 16823813 y gas disuelto=15270510. La relación m (volumen de capa de gas relativo al volumen de petróleo in situ) = 0,3908. Al finalizar la producción se recuperó el 12,967% del petróleo y el 27,977% de gas original.

El comportamiento de producción/presión se puede observar en la figura 16, además los datos se pueden observar en el anexo 1.

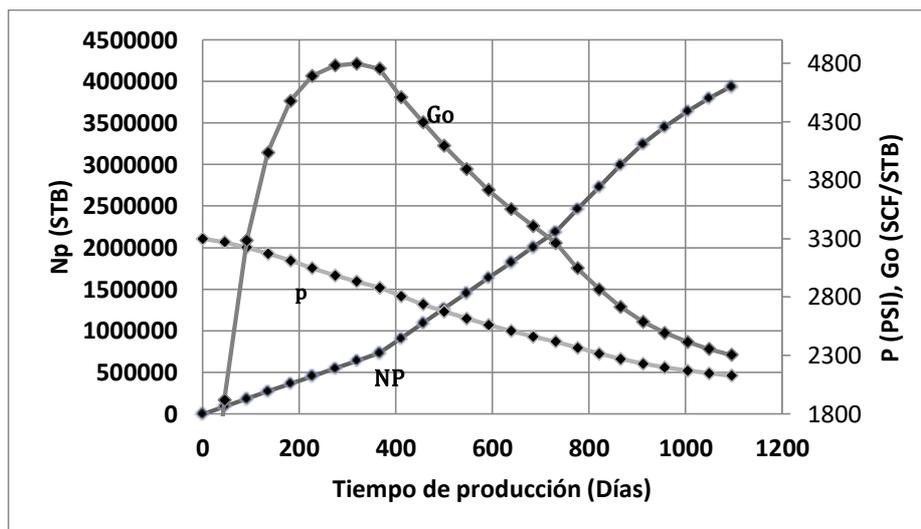


Figura 16. Resultados de simulación para el yacimiento 2.

- 1<sup>er</sup> Método: N y m.

En la tabla 7 se puede visualizar los resultados obtenidos

*Tabla 7. Solución del yacimiento 2, EBM convencional.*

	<b>N (STB)</b>	<b>M</b>
<b>EBM convencional</b>	22448990	0,7245
<b>Simulador</b>	29855987	0,3908

- **2<sup>do</sup> Método: N1 y N2.**

Se calcula de la misma forma que se realizó en el yacimiento 2 y se obtiene los siguientes resultados.

*Tabla 8. Solución del yacimiento 2, con ecuaciones para hallar N1 y N2.*

	<b>N1 (STB)</b>	<b>N2 (STB)</b>	<b>N1+N2</b>
<b>EBM</b>	34456258	-1490834	32965424
<b>Simulador</b>	24864504	4991483	29855987

- **3<sup>er</sup> Método gráfico.**

Para el método gráfico se realiza el mismo procedimiento que en el yacimiento 1. Los resultados fueron: N1= 29978988 y N2=1441888.

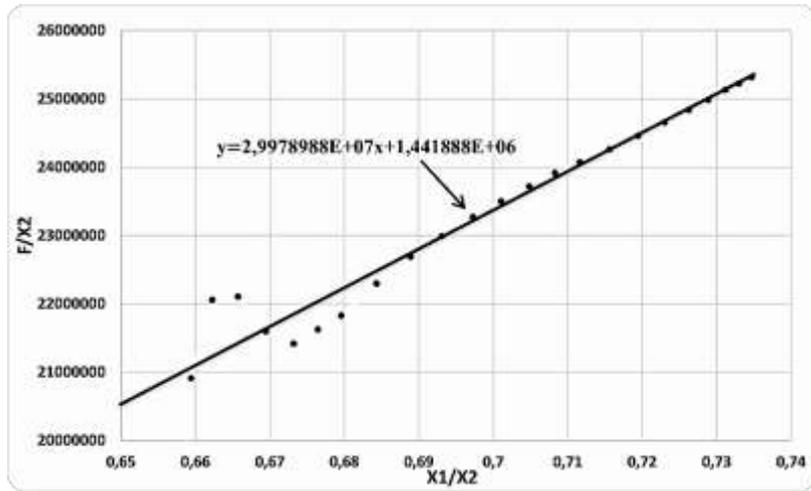


Figura 17. Yacimiento 2, método gráfico para encontrar  $N_1$  y  $N_2$

- 4<sup>to</sup> Método:  $N$ ,  $m$  y  $C_{em-f}$

Se sigue el procedimiento del yacimiento 1, los datos se pueden observar en la tabla 9.

Tabla 9. Solución yacimiento 2, con ecuaciones para hallar  $N$ ,  $m$  y  $C_{em-f}$

	$N(\text{STB})$	$m$	$C_{em-f} (\text{psi}^{-1})$
<b>EBM</b>	32965424	0.3987	$1,06 \times 10^{-5}$
<b>Simulador</b>	29855987	0,3908	$2,78 \times 10^{-5}$

## 2.8. NOMENCLATURA

$B_g$ = Factor volumétrico de formación de la fase gas (bbl/STB).

$B_o$ = Factor volumétrico de formación de la fase petróleo (bbl/STB).

$B_T$ = Factor volumétrico total (petróleo y gas en solución) (bbl/STB).

$c_e$  = Compresibilidad efectiva ( $\text{psi}^{-1}$ ).

$c_f$ =Compresibilidad de fractura ( $\text{psi}^{-1}$ ).

$c_{em}$ = Compresibilidad de la matriz ( $\text{psi}^{-1}$ ).

$E_o$  = Expansión de aceite, bbl/STB.

$E_m$  = Expansión de aceite contenido inicialmente en la matriz, bbl/STB.

$E_f$  = Expansión de aceite contenido inicialmente en las fracturas, bbl/STB.

$E_{fw}$  = Expansión roca fluidos, bbl/STB.

$F$  = Cantidad de aceite producido, RB.

$G$ = Volumen de gas original en el yacimiento.

$G_p$ = Volumen de gas producido acumulado (SCF).

$m$ = Relación volumétrica entre la capa de gas y la de petróleo al tiempo inicial.

$N$  = Aceite inicial de yacimiento, STB.

$N_f$  = Aceite inicial de yacimiento en las fracturas, STB.

$N_m$  = Aceite inicial de yacimiento en la matriz, STB.

$N_p$  = Acumulado de aceite producido, STB.

$N_{fm}$  = Volumen de aceite de intercambio matriz fractura, STB.

$N_1$  = Volumen de petróleo original en la matriz (STB).

$N_2$  = Volumen de petróleo original en las fracturas (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 – petróleo (SCF/STB).

$S_w$  = Saturación de agua.

$S_{wf}$  = Saturación de agua en la fractura.

$S_{wm}$  = Saturación de agua en la matriz.

$t$  = Tiempo.

$V$  = Volumen a condiciones de yacimiento (bbl).

$V_g$  = Volumen de gas a condiciones de yacimiento (bbl).

$V_{gf}$  = Volumen de gas en las fracturas (bbl).

$V_{gf \rightarrow s}$  = Volumen de gas que fluye de las fracturas a superficie (bbl).

$V_{gg}$  = Volumen de gas en la capa de gas (bbl).

$V_{gg \rightarrow f}$  = Volumen de gas que fluye de la capa de gas a las fracturas (bbl).

$V_{gm}$  = Volumen de gas en la matriz (bbl).

$V_{gm \rightarrow f}$  = Volumen de gas que fluye de la matriz a las fracturas (bbl).

$V_o$  = Volumen de petróleo a condiciones de yacimiento (bbl).

$V_{of}$  = Volumen de petróleo en las fracturas (bbl).

$V_{of \rightarrow s}$  = Volumen de petróleo que fluye de las fracturas a superficie (bbl).

$V_{om}$  = Volumen de petróleo en la matriz (bbl).

$V_{om \rightarrow f}$  = Volumen de petróleo que fluye de la matriz a las fracturas (bbl).

$V_{pf}$  = Cambio de volumen poroso en las fracturas (bbl).

$V_{pm}$  = Cambio de volumen poroso en la matriz (bbl).

$V_{wf}$  = Cambio de volumen de agua connata en las fracturas (bbl).

$V_{wg}$  = Cambio de volumen de agua connata en la capa de gas (bbl).

$V_{wm}$  = Cambio de volumen de agua connata en la matriz (bbl).

$x$  = Variable independiente en la regresión.

$y$  = Variable dependiente en la regresión.

$\omega$  = Relación de capacidad de almacenamiento, adimensional.

$\phi$  = Porosidad, adimensional.

$\Delta$  = Incremento.

## **CAPITULO III: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN**

### **3.1. ANÁLISIS DE LOS MODELOS DE DOBLE POROSIDAD (PEÑUELA), (NIZ), Y (MACOSAY, J. M.)**

La ecuación de balance de materia presentada por Peñuela (2001) marco significativamente un gran avance, ya que los modelos anteriores establecieron las relaciones que tenía la producción de petróleo y gas con la presión y propiedades de PVT y petrofísica, cantidad de petróleo/gas producido, además que permitían estimar el comportamiento del yacimiento; pero dichos modelos no consideraban un yacimiento saturado naturalmente fracturado en sistemas de doble porosidad, es decir, no realizaban cálculos en dos medios porosos: una matriz y una red de fractura.

Por primera vez con esta ecuación se pudo conocer el petróleo inicial para cada medio poroso, como depósitos independientes conectados donde el sistema matriz facilita el flujo de fluido al sistema de fracturas y a su vez conducen el fluido que será producido.

El modelo de ecuación de balance de materia de Niz (2003) es una modificación breve de la EBM presentada por Peñuela (2001) con la diferencia que en este modelo se toma en cuenta los cálculos con presencia de capa de gas inicial, es decir está constituido por dos fases (una gaseosa y otra de petróleo) además que la roca esta naturalmente fracturada y posee los dos medios porosos (matriz y fractura).

El modelo de Macosay, J. M permite relacionar la ecuación de balance de materia utilizando compresibilidades efectivas tanto para la red de matriz como para la red de fractura, además que ayuda a cuantificar los índices de empuje en los medios de almacenamiento.

## **3.2. ANÁLISIS DE LA UTILIDAD DE LOS MÉTODOS DE SOLUCIÓN EN LA EBM**

### **3.2.1. Análisis de los métodos de solución usados en el ejemplo 1.**

El uso del simulador comercial para determinar el comportamiento del yacimiento 1 ayudo a establecer la variable  $m$  como un valor estándar para todos los métodos de solución aplicados en este ejemplo, lo cual para todos fue  $m=1000$ .

Para el primer método de solución que se aplica Havlena y Odeh de la EBM se obtuvo valores negativos posiblemente porque considera la variable de agua asociada comunicada (lutitas y pequeños acuíferos), por ende, este método resulta no ser adecuado para este tipo de yacimiento.

El segundo método tenemos que para la EBM con regresión lineal y el simulador sus resultados son cercanos, por ende, este método de solución es exacta para este tipo de yacimiento, además se puede comparar con el método gráfico, dónde sus valores también son cercanos tanto para la EBM y el simulador para este tipo de yacimiento, los valores iniciales de  $F$  se distorsionan como se puede apreciar en la figura 15 y el pozo en la zona de petróleo no produce gas libre en los tiempos iniciales.

En el cuarto método de solución que se aplica regresión lineal de tres incógnitas los resultados de la EBM son similares a la de la ecuación de Havlena y Odeh, por ende, este método no puede ser aplicado para el ejemplo 1.

Los métodos de solución en este ejemplo solo pueden ser aplicados cuando se utiliza regresión lineal de dos incógnitas, es posible considerar que la compresibilidad efectiva que aparece en la regresión lineal de tres incógnitas este afectado en los cálculos cuando se tiene igual capacidad de almacenamiento en los dos medios porosos(matriz y fractura) y en la EBM convencional este afectando los resultados debido a que no existen datos representativos del comportamiento del yacimiento y no considera las propiedades de PVT y roca correctas para un yacimiento naturalmente fracturado.

### **3.2.2. Análisis de los métodos de solución usados en el ejemplo 2.**

El uso del simulador comercial para determinar el comportamiento del yacimiento 2 ayudo a establecer la variable  $m$  como un valor estándar para todos los métodos de solución aplicados en este ejemplo, lo cual para todos fue  $m=0,3908$ .

Para el primer método de solución en base a los resultados no es aplicable la EBM en forma lineal (Havlena y Odeh), porque se observa que existe una predominación de la matriz o de la fractura debido a la gran diferencia de los resultados de  $N$  y  $m$  (simulador y ecuación), además se comprueba que este método es inadecuado aplicarlos en sistemas de doble porosidad debido que en el ejemplo 1 tampoco fue efectivo.

Como se observa en la tabla 8, el sistema  $N_2$  de la EBM no es adecuada porque  $N_2 < 0$  por lo tanto no es aplicable cuando se tiene un predominio de capacidad de almacenamiento en una de las matrices, por ello se utiliza el método gráfico para comprobar esta asunción dando como resultado valores alejados del simulador, por ello ambos métodos quedan como inadecuados e inexactos para sistemas de doble porosidad en yacimientos naturalmente fracturados.

El cuarto método de solución se puede considerar adecuado ya que sus resultados son cercanos al del simulador, la variable de compresibilidad efectiva permite una mayor exactitud ya que hay un predominio de almacenamiento en uno de sus sistemas.

## CAPITULO IV: CONCLUSIONES

El método de la ECBM presentado por Havlena y Odeh estuvo limitado debido a que se basaba en el balance de materia en yacimientos convencionales que en su momento también lo estuvo, además descarto su aplicación en yacimientos de petróleo volátil y gas condensado.

Los métodos de Schilthuis; Hurst y Van Everdingen; Havlena y Odeh, de los años 80 representaron importantes avances, pero tenían como falencia que no eran aplicables a cada tipo de fluido, puesto que sería necesario considerar otras variables de las propiedades del yacimiento.

Walsh supero las limitaciones de la EBM anteriores, introduciendo la relación de volatilidad petróleo-gas ( $R_v$ ) como contenido líquido del gas. La relación de volatilidad es en función de la composición del fluido de yacimiento, entonces: para petróleo pesado y negro el  $R_v$  a la presión de saturación está en rangos de 0 a 10 STB/MMSCF, para petróleo volátil, está en rangos de 10-200 STB/MMSCF, para fluidos al límite del punto crítico, está en rangos de 150-400 STB/MMSCF, para gases condensados, está en rangos de 50.250 STB/MMSCF, para gases húmedos, está en rangos de 20-100 STB/MMSCF y para gases secos es 0.

Se aplicó la ecuación de balance de materia en sistemas de doble porosidad, además se establecieron métodos de solución como: Regresión lineal, método gráfico y el método de regresión no lineal como solución para este tipo de yacimientos naturalmente fracturados.

Se comprobó que métodos son aplicables según el tipo de almacenamiento que tenga los yacimientos y cuales se puede considerar como válidos, adecuados y exactos para

yacimientos de doble porosidad naturalmente fracturados.

La regresión lineal aplicada a la ecuación 33, resulto ser adecuada y tener un gran margen de confiabilidad, precisión y exactitud, la cual está comprobada en los casos que el sistema tenga diferenciación de los medios porosos (yacimiento 1, 2<sup>do</sup> método).

La ecuación 33 es aplicable para calcular la capacidad de almacenamiento para cada medio poroso mediante el uso de regresión lineal, adicional el uso de regresión no lineal que ayuda a calcular la compresibilidad efectiva del sistema de fractura.

Se demostró que la ecuación de balance de materia convencional no es ajustable ni adecuada para estimar sistemas de doble porosidad, su aplicabilidad y exactitud se reduce a medida que se aumenta la igualdad entre los medios porosos, como sucedió en el caso del yacimiento 1 que los valores de  $N$  y  $m$  eran menores que 0.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aguilera, R., 1995. "Naturally fractured reservoirs". 2nd Ed., Penn Well Publishing Company. Tulsa, Oklahoma.

Havlena, D. and Odeh, A. S., 1963. "The material balance as an equation of a straight line". J. of Petrol. Technol., 896-900.

Kazemi, H., 1976. "Numerical simulation of water-oil flow in naturally fractured reservoirs". SPE 5719, SPEJ.

Macosay, J. M. (05 de agosto de 2015). Balance de Materia de doble porosidad empleando compresibilidades. 14 pp.

Moran Ochoa, 2000, "Métodos de diagnóstico para la determinación del mecanismo de producción en yacimientos de gas".

Niz, E., 2003. "La ecuación de balance de materiales de doble porosidad: análisis, proyección y planteamiento de un modelo para sistemas con capa de gas inicial". Revista Fuentes, El Reventón Energético.

Peñuela, G., Idrobo, E. A., Ordóñez, A., Medina, C. E. and Meza, N. E., 2001. "A new material balance equation for naturally fractured reservoirs using a dual-system approach". Paper SPE 68831, SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, Cal., 9 pp.

Pletcher, J. L., 2002. "Improvements to reservoir material balance methods". J. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 5, No. 1.

Sandoval Merchán, 2008. Ecuación generalizada para balance de materia en yacimientos naturalmente fracturados), 3-12 pp.

# ANEXOS

*Tabla 10. Datos usados para el ejemplo del Yacimiento 1.*

Días	Np (STB)	Gp (SCF)	Rp (SCF/STB)	P (PSIA)	Bg (RB/SCF)	Bo (RB/STB)	Rs (SCF/STB)
0	0	0	0,00000	3305,07500	0,00087	1,24811	510,21201
45	13.412	58738868	4379,57560	3256,57500	0,00089	1,24441	500,24283
91	27.212	128632868	4727,06409	3202,37500	0,00090	1,24028	489,33231
135	40.462	191632868	4736,11952	3153,17500	0,00091	1,23654	479,63448
182	54.562	249632868	4575,21476	3095,57500	0,00093	1,23219	468,52487
227	68.062	301632868	4431,73677	3041,97500	0,00095	1,22814	458,41803
274	82.162	354632868	4316,26382	2988,77500	0,00096	1,22414	448,60220
319	95.662	405632868	4240,27166	2941,57500	0,00098	1,22061	440,06953
366	109.762	457632868	4169,31969	2893,77500	0,00100	1,21704	431,59379
411	121.012	496632868	4103,99686	2857,17500	0,00101	1,21431	425,21451
456	132.262	538632868	4072,46880	2820,37500	0,00102	1,21157	418,89543
500	143.262	578632868	4038,98360	2785,17500	0,00104	1,20896	412,93898
547	155.012	620632868	4003,77305	2748,57500	0,00105	1,20625	406,83543
592	166.262	659632868	3967,43013	2714,37500	0,00106	1,20372	401,21368
639	178.012	696632868	3913,40397	2680,27500	0,00108	1,20121	395,68571
684	189.262	729632868	3855,14719	2648,97500	0,00109	1,19891	390,67871
731	201.012	763632868	3798,94170	2616,87500	0,00110	1,19655	385,60954
776	210.012	787632868	3750,41840	2593,27500	0,00111	1,19482	381,92468
821	219.012	812632868	3710,44905	2569,57500	0,00112	1,19309	378,25963
865	227.812	836632868	3672,47058	2546,37500	0,00113	1,19139	374,70598
912	237.212	864632868	3644,97946	2520,57500	0,00114	1,18951	370,79327
957	246.212	890632868	3617,34143	2496,17500	0,00116	1,18773	367,13047
1004	255.612	916632868	3586,03222	2471,17500	0,00117	1,18591	363,41513
1049	264.612	941632868	3558,54182	2447,67500	0,00118	1,18420	359,95700
1095	273.812	966632868	3530,27942	2424,07500	0,00119	1,18249	356,51727

F(STB)	Bt (RB/STB)	Z1	Z2	Z3	Z4	x1	x2
0,00000	1,24811	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
50283,10851	1,25323	0,00410	0,01490	0,00137	0,00952	0,02037	0,02852
110234,71013	1,25908	0,00879	0,03208	0,00291	0,02015	0,04377	0,06102
166275,53868	1,26451	0,01314	0,04819	0,00430	0,02980	0,06562	0,09113
221095,24038	1,27102	0,01835	0,06770	0,00593	0,04110	0,09198	0,12715
272361,85005	1,27724	0,02334	0,08652	0,00745	0,05162	0,11730	0,16147
326226,33335	1,28359	0,02842	0,10586	0,00895	0,06206	0,14324	0,19634
379079,36474	1,28937	0,03305	0,12361	0,01029	0,07132	0,16696	0,22798
434577,46841	1,29538	0,03787	0,14218	0,01164	0,08070	0,19169	0,26074
477714,29678	1,30009	0,04165	0,15681	0,01268	0,08788	0,21114	0,28634
524239,41009	1,30494	0,04553	0,17191	0,01372	0,09510	0,23116	0,31254
569688,78807	1,30967	0,04932	0,18673	0,01472	0,10200	0,25077	0,33805
618494,74891	1,31471	0,05336	0,20254	0,01575	0,10919	0,27165	0,36508
665033,55678	1,31952	0,05721	0,21769	0,01672	0,11590	0,29163	0,39080
711108,81368	1,32443	0,06114	0,23319	0,01769	0,12259	0,31202	0,41692
753693,32470	1,32903	0,06483	0,24776	0,01857	0,12873	0,33117	0,44132
798483,04501	1,33386	0,06870	0,26307	0,01948	0,13502	0,35126	0,46680
831314,60674	1,33747	0,07160	0,27457	0,02015	0,13966	0,36632	0,48583
865550,81004	1,34117	0,07456	0,28633	0,02082	0,14431	0,38171	0,50519
899124,41094	1,34485	0,07751	0,29805	0,02148	0,14886	0,39704	0,52442
938006,92560	1,34901	0,08084	0,31135	0,02221	0,15392	0,41440	0,54611
975006,37106	1,35303	0,08406	0,32417	0,02290	0,15871	0,43112	0,56693
1013045,3637	1,35721	0,08741	0,33757	0,02361	0,16361	0,44859	0,58859
1050006,6007	1,36123	0,09063	0,35041	0,02427	0,16822	0,46532	0,60926
1087710,3719	1,36533	0,09392	0,36356	0,02494	0,17285	0,48242	0,63033

**Siendo:**

$$Z1 = \left( \frac{B_t}{B_{ti}} - 1 \right) \quad (57)$$

$$z2 = m \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (58)$$

$$z3 = (m + 1)c_{em}\Delta P \quad (59)$$

$$Z4 = (m + 1)c_{ef}\Delta p \quad (60)$$

$$X1 = Z1 + Z2 + Z3 \quad (61)$$

$$X2 = Z1 + Z2 + Z4 \quad (62)$$

*Tabla 11. Datos usados para el ejemplo del Yacimiento 2.*

Días	Np (STB)	Gp (SCF)	Rp (SCF/STB)	P(PSIA)	Bg (RB/SCF)	Bo (RB/STB)	Rs (SCF/STB)
0	0	0	0,00000	3299,675	0,00087	1,24770	509,09229
45	89962	172632868	1918,95320	3269,975	0,00088	1,24543	502,97757
91	181962	597632868	3284,38283	3223,475	0,00089	1,24188	493,55119
135	269962	1089632868	4036,24535	3172,275	0,00091	1,23799	483,37625
182	363962	1629632868	4477,48080	3111,275	0,00093	1,23337	471,52725
227	453962	2129632868	4691,21395	3047,175	0,00095	1,22853	459,38891
274	547962	2619632868	4780,68346	2984,275	0,00097	1,22381	447,78162
319	637962	3059632868	4795,94845	2931,775	0,00098	1,21987	438,31837
366	731962	3479632868	4753,84360	2881,375	0,00100	1,21611	429,42185
411	911962	4109632868	4506,36416	2807,475	0,00103	1,21061	416,70262
456	1091962	4689632868	4294,68504	2737,975	0,00105	1,20547	405,08465
500	1267962	5189632868	4092,89306	2675,775	0,00108	1,20088	394,96192
547	1455962	5669632868	3894,08025	2615,375	0,00110	1,19644	385,37428
592	1635962	6079632868	3716,24333	2561,875	0,00113	1,19252	377,07647
639	1823962	6479632868	3552,50431	2509,375	0,00115	1,18869	369,10747
684	2003962	6829632868	3408,06506	2462,475	0,00117	1,18528	362,13103
731	2191962	7149632868	3261,75037	2417,375	0,00119	1,18201	355,54674
776	2461962	7499632868	3046,20172	2365,175	0,00122	1,17823	348,07523
821	2731962	7829632868	2865,93769	2315,775	0,00125	1,17467	341,14914
865	2993729	8129632868	2715,55404	2270,775	0,00127	1,17143	334,95998
912	3245504	8399632868	2588,08273	2229,975	0,00129	1,16850	329,44558
957	3452898	8609632868	2493,45126	2197,975	0,00131	1,16621	325,18415
1004	3641241	8799632868	2416,65764	2169,875	0,00133	1,16421	321,48757
1049	3796266	8939632868	2354,84891	2147,575	0,00134	1,16262	318,58391
1095	3937082	9069632868	2303,64338	2127,675	0,00136	1,16120	316,01491

F(STB)	Bt (RB/STB)	Z1	Z2	Z3	Z4	x1	x2
0	1,24770	0,00000	0	0	0	0	0
179826,67044	1,25082	0,00250	0,00355	0,00058	0,00405	0,00664	0,01011
546190,68510	1,25579	0,00648	0,00924	0,00150	0,01040	0,01722	0,02612
971140,69279	1,26137	0,01095	0,01570	0,00251	0,01738	0,02916	0,04404
1454120,77186	1,26819	0,01642	0,02367	0,00371	0,02570	0,04380	0,06580
1926134,65428	1,27557	0,02234	0,03239	0,00497	0,03445	0,05970	0,08918
2413236,99193	1,28305	0,02833	0,04132	0,00621	0,04303	0,07586	0,11268
2870176,87635	1,28948	0,03349	0,04906	0,00724	0,05020	0,08979	0,13274
3326494,51593	1,29584	0,03859	0,05675	0,00824	0,05707	0,10357	0,15241
4057861,77151	1,30551	0,04633	0,06854	0,00969	0,06715	0,12456	0,18202
4782359,75233	1,31501	0,05395	0,08020	0,01106	0,07664	0,14520	0,21078
5454978,99602	1,32388	0,06105	0,09115	0,01228	0,08512	0,16449	0,23733
6140998,83388	1,33285	0,06825	0,10229	0,01347	0,09336	0,18400	0,26390
6770008,22201	1,34112	0,07488	0,11259	0,01452	0,10066	0,20199	0,28813
7413452,37256	1,34956	0,08164	0,12312	0,01556	0,10783	0,22032	0,31258
8011672,61825	1,35738	0,08791	0,13291	0,01648	0,11423	0,23730	0,33504
8597307,21222	1,36517	0,09415	0,14269	0,01737	0,12038	0,25421	0,35722
9306163,20824	1,37455	0,10167	0,15446	0,01840	0,12750	0,27453	0,38363
10013861,01642	1,38380	0,10908	0,16610	0,01937	0,13424	0,29455	0,40942
10690528,13882	1,39257	0,11611	0,17714	0,02026	0,14038	0,31351	0,43363
11329857,26577	1,40082	0,12273	0,18753	0,02106	0,14595	0,33132	0,45620
11852605,58216	1,40751	0,12808	0,19595	0,02169	0,15031	0,34573	0,47435
12329136,37778	1,41354	0,13292	0,20355	0,02224	0,15415	0,35871	0,49062
12707403,69369	1,41844	0,13684	0,20973	0,02268	0,15719	0,36925	0,50376
13055384,33678	1,42290	0,14042	0,21535	0,02307	0,15990	0,37884	0,51567